

Revista Energética



Energy Magazine

Año 16
número 3
sept. - dic. 1992

Year 16
number 3
Sept. - Dec. 1992



Tema: Perspectivas Energéticas de América Latina y El Caribe en el Contexto Mundial

Topic: Energy Outlook of Latin America and the Caribbean in a World Context



REVISTA ENERGETICA

ENERGY MAGAZINE

La Revista Energética es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), bajo la supervisión de su Consejo Editorial. Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan necesariamente la posición oficial de la Organización o de sus Países Miembros. OLADE permite la reproducción parcial o total de estos artículos, como de sus ilustraciones, a condición de que se mencione la fuente. Artículos, comentarios y correspondencia relativa a la Revista Energética deben ser enviados al Departamento de Informática y Comunicación.

The Energy Magazine is published every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE), under the supervision of the Secretariat's Editorial Board. The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Organization or its member countries.

To reproduce the present articles in part or in full, as well as illustrations, the source must be quoted. Any articles, remarks, or correspondence regarding the Energy Magazine should be addressed to the Department of Informatics and Communications.

CONSEJO EDITORIAL / EDITORIAL BOARD

Trevor Byer / Antonio Carlos Tatit Holtz /
Carlos Mansilla / Fernando Montoya / Adilson Oliveira
Guillermo Perry / Gustavo Rodríguez /
Gabriel Sánchez Sierra / Carlos Suárez



ORGANIZACION
LATINOAMERICANA DE ENERGIA

LATIN AMERICAN
ENERGY ORGANIZATION

Avda. Occidental Sector San Carlos - Edificio OLADE
Teléfono 538 280 / 539 676 - Casilla 17-11-6413 C.C.I. - Télex 2-2728
OLADE ED - Facsímile: 593-2-539684
QUITO - ECUADOR

ISBN 0254-8445

CONTENIDO CONTENTS

- | | |
|-----|---|
| 2 | Nota del Consejo Editorial |
| 2 | Note from the Editorial Board |
| 3 | Presentación |
| 4 | Presentation |
| 5 | Columna de los Ministros |
| 7 | Ministers' Column |
| 9 | Columna de los Lectores |
| 19 | Readers' Column |
| 29 | Respuestas a Comentarios de los Lectores |
| 31 | Response to Remarks from Readers |
| 33 | Perspectivas de la Economía Mundial |
| 43 | World Economic Outlook |
| 53 | Energía, Cambios Tecnológicos y Medio Ambiente: América Latina y El Caribe en el Contexto Mundial Hasta el Año 2010 |
| 59 | Energy, Technology Change and the Environment: Latin America and the Caribbean in a World Context through 2010 |
| 65 | Evolución del Mercado Petrolero |
| 75 | Evolution of the Oil Market |
| 85 | Evolución y Perspectivas del Carbón Mineral, Gas Natural, Geotermia e Hidroenergía en América Latina y El Caribe |
| 95 | Evolution and Outlook of Coal, Natural Gas, Geothermal Energy, and Hydroenergy in Latin America and the Caribbean |
| 105 | Evolución de los Mercados Energéticos: Energía Nuclear |
| 111 | Evolution of Energy Markets: Nuclear Energy |

Nota del Consejo Editorial

En este número de la Revista Energética se presentan cinco artículos sobre el sector económico-energético y su prospectiva, especialmente en América Latina y El Caribe.

Los artículos que conforman la presente edición constituyen importantes contribuciones a la conformación de un pensamiento en torno a la política energética regional y su inserción en el contexto mundial.

La columna de los Ministros, que se incluye en esta oportunidad, presenta valiosos conceptos del Ingeniero Jaime Tohá González, Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía de Chile, sobre el desarrollo económico y la energía en la década de los noventa y en los primeros años del siglo XXI.

Note from the Editorial Board

The present issue of the Energy Magazine contains five articles on the prospects of energy and the economy, especially in Latin America and the Caribbean.

The articles provide important contributions to current thinking about the Region's energy policy and its insertion in a world context.

The Ministers' Column presents the points of view of Mr. Jaime Tohá González, Minister-Chairman of the National Energy Commission of Chile, on economic development and energy in the nineties and the early years of the 21st century.

Presentación

La reflexión y el estudio permanente de las causas que impulsan la evolución de la sociedad y la previsión de las situaciones que se derivan de esas causas, han sido, en los últimos años, elemento fundamental de la acción de OLADE, en el ámbito de sus funciones dentro del sector energético de América Latina y El Caribe.

Para ello la Secretaría Permanente de la Organización ejecuta el Proyecto de Prospectiva Energética, con el apoyo de la Comisión de las Comunidades Europeas (CCE), cuyos objetivos principales son:

- Identificar algunos escenarios posibles en cuanto a políticas y estrategias para el sector de la energía en América Latina y El Caribe, en la primera década del próximo siglo, considerando el cambio profundo que debe encarar la Región en campos tales como la tecnología, el acceso al mercado de capitales, su inserción en los mercados energéticos internacionales y las relaciones económicas con otras áreas del mundo.
- Contribuir a consolidar en OLADE una capacidad permanente de pensamiento relativa a la política energética de la Región y su relación con la política económica regional y el contexto internacional.

Uno de los resultados de la ejecución del Proyecto es el informe sobre “Desarrollo Económico y Energía en el Próximo Siglo: La Perspectiva Latinoamericana y del Caribe en el Contexto Mundial”, en cuya preparación intervinieron destacadas personalidades de la Región y que presentamos a los lectores de Revista Energética.

Los temas generales abordados en este informe son: Perspectivas de la Economía Mundial; Energía, Medio Ambiente y Cambios Tecnológicos; y Evolución de los Mercados Energéticos, cuyos análisis revisten innegable importancia y trascendencia para los países de América Latina y El Caribe.

GABRIEL SANCHEZ SIERRA
Secretario Ejecutivo
OLADE

Presentation

A permanent reflection and study of the driving forces behind society and forecasting the situations stemming from these forces have been an essential focus of OLADE, as part of its activities in the energy sector of Latin America and the Caribbean.

Because of this, the Permanent Secretariat of the Organization has been implementing the Energy Forecasting Project, with the support of the Commission of the European Communities (CEC). Its main objectives are:

- To identify some possible scenarios regarding energy sector policies and strategies in Latin America and the Caribbean, in the first decade of the 21st century, in view of the deep changes that the Region needs to deal with in fields as diverse as technology, access to capital markets, its insertion in international energy markets, and its relations with other areas of the world.
- To contribute to consolidating in OLADE a permanent capacity for thinking about the Region's energy policy and its relation to regional economic policy and the international situation.

One of the Project's results is the report on "Economic Development and Energy in the Coming Century: The Outlook for Latin America and the Caribbean in the World Context", prepared by outstanding personalities of the Region and which we are presenting herein to the readers of the **Energy Magazine**.

The general topics addressed in this report include the world economic outlook; energy, environment, and technological change; and the evolution of energy markets. It is undeniable that they are highly important for the countries of Latin America and the Caribbean.

GABRIEL SANCHEZ-SIERRA
Executive Secretary
OLADE

Columna de los Ministros



La Columna de los Ministros de esta edición de la Revista Energética contiene importantes puntos de vista del ingeniero Jaime Tohá González, Ministro-Presidente de la Comisión Nacional de Energía de Chile, sobre el desarrollo económico y la energía en la década de los noventa y en los primeros años del siglo XXI y sobre la perspectiva latinoamericana en el contexto mundial. Los valiosos conceptos del ingeniero Tohá González adquieren especial relevancia ante la realización de la XXIII Reunión de Ministros de Energía de los Países Miembros de OLADE, en Santiago de Chile, del 30 de noviembre al 2 de diciembre de 1992.

¿Cuál es su opinión sobre el proceso y la evolución del nuevo orden geopolítico mundial?

La última década de la historia ha estado marcada por profundos cambios políticos y económicos a nivel mundial caracterizados por una creciente apertura económica, un significativo desarrollo tecnológico y una importante concentración de capitales, la que demanda crecientes desafíos de competitividad y eficiencia.

Este nuevo esquema presenta una importante oportunidad para la Región cuyos beneficios serán una realidad en la medida que exista coherencia política y armonía entre crecimiento económico y equidad social.

¿Cuáles son, dentro de este ordenamiento, las perspectivas de la economía mundial y, especialmente, de los países de América Latina y El Caribe?

Desaparecidas muchas de las barreras geopolíticas que condicionaron durante décadas la asignación de cuantiosos recursos al gasto militar, surge para América Latina y El Caribe la gran opción de ser una alternativa atractiva para la inversión externa. Dicha opción dependerá en primer término del esfuerzo que los países de la Región hagan para adaptarse a los niveles de eficiencia necesarios para competir y al aprovechamiento de las ventajas comparativas.

¿Cuáles son las perspectivas del sector energético regional en la presente década y los primeros años del siglo venidero?

El carácter estratégico del sector energético en la economía, al constituir la energía uno de los elementos esenciales para conseguir el desarrollo económico, hace necesario alcanzar competitividad y eficiencia cualquiera que sea el régimen de propiedad de las empresas energéticas. En este contexto, las perspectivas del sector energético serán muy similares a las de la economía regional y lo que es más importante las perspectivas económicas de la Región dependerán en gran medida de los niveles de eficiencia que alcance el sector energía.

¿Podrá la Región alcanzar con éxito los desafíos económicos para el desarrollo de sus recursos energéticos?

Una adecuada política energética es la base para alcanzar un desarrollo compatible con las exigencias de crecimiento económico

requeridas en la Región. Esta política debe propender a la libre competencia, la adecuada asignación de recursos, la transparencia de los mercados y la búsqueda de la eficiencia económica y de la equidad social.

¿Cuál puede ser el papel de América Latina y El Caribe en la evolución de los mercados energéticos, en los próximos 20 años?

América Latina y El Caribe en su condición de poseedores de importantes recursos energéticos pueden representar un importante papel en los mercados energéticos futuros. Ello dependerá de la aplicación de una política económica coherente y del adecuado tratamiento del tema ambiental.

¿Qué acciones deben tomar los países de América Latina y El Caribe para ampliar el comercio intrarregional de energía, en los próximos años?

Indudablemente, la existencia de regímenes políticos democráticos en la Región es un factor clave para la consolidación de un importante intercambio comercial entre los países de la Región. Además, la opción de los Estados a abrir sus economías facilitaría este intercambio.

¿Usted cree que el aspecto tecnológico podrá constituirse en obstáculo al desarrollo energético regional?

El aspecto tecnológico no debiera constituirse en un obstáculo para el desarrollo energético, en la medida en que los países de la Región sean capaces de adaptar a sus realidades los avances tecnológicos mundiales y que realicen importantes esfuerzos en capacitación e investigación.

¿Cómo pueden ayudar los procesos de integración en América Latina y El Caribe a la convivencia de los países de la Región en un mundo tan cambiante como el nuestro?

La tendencia mundial demuestra que la integración económica contribuye de forma significativa a aumentar los vínculos regionales; el ejemplo de la integración en Europa es la confirmación de esta tendencia.

¿La formación de subgrupos (Mercosur, Grupo Andino, Grupo de los Tres, Mercado Común Centroamericano, CARICOM, etc.) camina en dirección de una integración general o de la desintegración de la Región?

La integración debe ser un proceso gradual, al cual se incorporen los países que internamente hayan tomado las medidas que hagan efectivos los esfuerzos en este sentido.

¿Los países de América Latina y El Caribe han salido realmente de

la fase retórica de la integración a la realización de hechos concretos?

Veo con optimismo que, en general, en la Región se comienza a salir de la fase retórica para concentrarse en la acción. Los avances en los procesos de integración entre Bolivia y Brasil, entre Chile y Argentina y entre Argentina y Brasil así lo demuestran.

¿Qué papel puede tener el sector energético en el proceso de integración regional? ¿El sector está preparado para enfrentarlo?

El sector energético podría representar un rol estratégico en la integración de América Latina y El Caribe. Para su materialización se requieren importantes cambios en las políticas energéticas de la Región.

¿Cuál es su opinión del rol desempeñado por OLADE en los procesos de cooperación e integración de los países de América Latina y El Caribe?

La Organización Latinoamericana de Energía ha venido desarrollando importantes esfuerzos para conseguir la integración de los países de la Región. Estos esfuerzos serán fructíferos en la medida en que los países adopten profundas transformaciones en sus sistemas energéticos. ☈

Ministers' Column



The Ministers' Column of the present issue of the Energy Magazine contains the highly interesting viewpoints of Mr. Jaime Tohá-González, Minister-Chairman of the National Energy Commission of Chile, on economic development and energy in the nineties and the early years of the 21st century and on the outlook for Latin America within a world context. Mr. Tohá's ideas are especially relevant in view of the upcoming Meeting of Energy Ministers of OLADE, to be held on November 30-December 2, 1992 in Santiago, Chile.

What is your opinion of the trends and evolution of the world's new geopolitical order?

Historically, the last decade has been marked by deep political and economic changes in the world, characterized by growing economic openness, substantial technological development, and considerable capital concentration, which offer growing challenges in terms of competitiveness and efficiency.

This new scheme provides the Region with an important opportunity, which will be highly beneficial as long as there is political coherence and harmony between economic growth and social equity.

Within this new order, what is the world economic outlook, especially for the countries of Latin America and the Caribbean?

With the disappearance of many of the geopolitical obstacles

that for decades determined huge allocations for military spending, Latin America and the Caribbean emerges as an attractive option for foreign investment. This option will depend first of all on the efforts that the Region's countries make to reach the efficiency levels they need to compete and utilize their comparative advantages.

What is the outlook for the Region's energy sector during the present decade and the early years of the 21st century?

The strategic character of the energy sector in the economy, as energy is one of the essential ingredients for achieving economic development, requires competitiveness and efficiency regardless of the ownership of energy companies. The energy sector's outlook would therefore be highly similar to the one of the Region's economy. Even more important, the Region's economic outlook will depend to a great extent on the efficiency levels attained by the energy sector.

Will the Region be able to successfully cope with the economic challenges for the development of its energy resources?

An adequate energy policy is the groundwork for achieving a development that is compatible with the Region's economic growth demands. This policy should foster free competition, the adequate allocation of resources, market transparency, and the search for economic efficiency and social equity.

What could be the role of Latin America and the Caribbean in the evolution of energy markets during the next two years?

Latin America and the Caribbean, as owners of considerable energy resources, can perform an important role in future energy markets. This will depend on the application of a coherent economic policy and adequate handling of the environmental issue.

What actions should the countries of Latin America and the Caribbean implement to broaden intra-regional energy trade in coming years?

There is no doubt that democratic political regimes in the Region are a key factor for the consolidation of substantial trade between the Region's countries. In addition, the option of States to open up their economies will facilitate this trade.

Do you believe that technology could become an obstacle to the Region's energy development?

Technology should not constitute an obstacle for energy development, provided the Region's countries are capable of adapting world

technological breakthroughs to their realities and of focusing considerable efforts on training and research.

How can integration processes in Latin America and the Caribbean help the peaceful coexistence of the Region's countries in our rapidly changing world?

World trends indicate that economic integration substantially contributes to increasing regional ties; European integration confirms this trend.

The formation of subgroups (Mercosur, Andean Group, Group of Three, Central American Common Market, CARICOM, etc.) will eventually lead to the Region's general integration or disintegration?

Integration should be a gradual process, incorporating countries that have internally applied the measures that support their efforts in this direction.

Have the countries of Latin America and the Caribbean truly shifted beyond mere rhetoric to concrete achievements for integration?

I am optimistic that, in general, the Region has started to move away from rhetorical statements and has begun to focus on action. The progress made in the integration processes between Bolivia and Brazil, Chile and Argentina, and Argentina and Brazil has proven it.

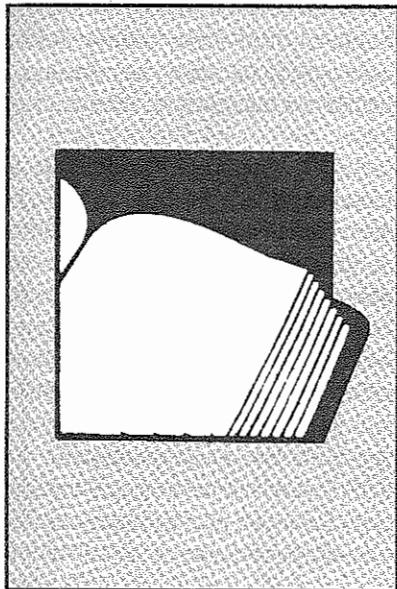
What is the future role of the energy sector in regional integration processes? Is the sector ready to perform this role?

The energy sector could play a strategic role for integrating Latin America and the Caribbean. In order to concretize this role, important energy policy changes are needed in the Region.

What is your opinion of the role performed by OLADE in the cooperation and integration processes of the Latin American and Caribbean countries?

The Latin American Energy Organization has been making highly important efforts to foster the integration of the Region's countries. These efforts will bear fruit to the extent that the countries implement deep transformations in their energy systems. ☈

Columna de los Lectores



COMENTARIO SOBRE EL ARTICULO, "CALENTAMIENTO GLOBAL: PETROLEO BAJO SOSPECHA"**

*Aldo Brussoni***

Mientras que los mandatos de muchas instituciones nacionales e internacionales están tangencialmente relacionados con la amenaza que representa el calentamiento global, pocas tienen como cometido el de atender la amenaza del cambio climático en modo alguno. Los departamentos y ministerios de energía alrededor del mundo, por ejemplo, pueden tener extensas responsabilidades en las áreas de exploración energética, desarrollo y consumo sin tener que estar a cargo de evaluar y atender a amenazas mayores tales como el cambio climático. Esta ausencia de mandato para enfrentar en forma exhaustiva a la energía u otros temas generalmente conducen a decisiones de políticas que activamente agravan, en vez de combatir, estas amenazas más amplias.

En muchos países, los incentivos de impuestos que garantizan con dinero público la exploración y el desarrollo de recursos fósiles, por ejemplo, subsidian los precios artificialmente bajos de los combustibles fósiles. Así, las políticas de comercio internacional tienen frecuentemente, y sin proponérselo, el impacto de agravar más que mejorar la severidad de los impactos humanos en ecosistemas.

Hasta no hace mucho, las instituciones internacionales encargadas de promover el desarrollo económico en países en desarrollo generalmente han ignorado las implicaciones ambientales de sus acciones, promoviendo indirectamente actividades tales como la deforestación tropical que contribuye al calentamiento global.

Esto sugiere que se requerirá una significativa reestructuración de mandatos organizacionales a todos los niveles de gobierno. La responsabilidad de evaluar y responder con una óptica global a la amenaza del cambio climático, o al menos la coordinación de los procesos de evaluación y manejo, debe asignarse a instituciones específicas. Como contraparte, estas instituciones deben intentar la racionalización de los procesos de políticas que operan a otros niveles de gobierno y en otros organismos. Esto requerirá una educación exhaustiva no sólo de burocracias gubernamentales sino de ciudadanos en forma individual.

Los Comités Preparatorios de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo (Río 92) en el documento Agenda 21 sobre "Protección de la

* Revista Energética, Año 16, No. 1, enero-abril de 1992

** Subsecretario General de ARPEL

Atmósfera”, dentro de las actividades propuestas para cumplir con los objetivos del Programa de Promoción del Desarrollo Sustentable, proponen que los gobiernos, en cooperación con las Naciones Unidas, los organismos intergubernamentales y no gubernamentales, junto con los sectores privados y las instituciones financieras correspondientes, cooperen en el desarrollo de metodologías apropiadas para tomar decisiones conjuntas en materia de políticas energética, ambiental y económica en un marco sustentable y a largo plazo. Sugieren además que la planificación y la implementación de la eficiencia energética deberían adoptarse, en lo posible, por los países, teniendo en cuenta estrategias energéticas regionales y subregionales cuando corresponda.

Como reflexión final, pensemos que el objetivo propuesto por los científicos a los políticos que trabajan en energía, de obtener una reducción de un 50% de las emisiones mundiales de CO₂ a partir de la Conferencia de Toronto, implica una emisión de una tonelada de CO₂ per cápita por año para el año 2050. Actualmente, el único continente que emite una tonelada de CO₂ per cápita por año es África. Para ponerlo en palabras más simples, se pretende disminuir las emisiones de CO₂ a estándares africanos y al mismo tiempo proveer suficiente energía para la creciente población mundial y no poner en peligro el crecimiento económico!

Los impactos de un calentamiento global son aún inciertos en muchos aspectos. Sin embargo, los efectos de un calentamiento global en los próximos 50 años incluirán sin duda un aumento en el nivel medio del mar de quizás 30 centímetros, junto a un cambio en los vientos, corrientes oceánicas, acumulación de nieve y hielo en las capas polares y en la frecuencia de tormentas severas; variaciones en la gama de organismos

portadores de enfermedades y otros impactos en la salud humana; alteraciones en los patrones de precipitación que afectarán la disponibilidad de agua y la agricultura; y cambios en los bosques, tierras húmedas y otros ecosistemas naturales, conduciendo posiblemente a un incremento en la extinción de especies animales y vegetales. Esto demuestra la gran interdependencia existente entre el tema de cambio climático global y todos los niveles de toma de decisión nacionales e internacionales.

Los potenciales más altos de contribución al calentamiento global por gases invernadero y actividad humana residen en los sectores energéticos (49%) e industrial (24%); por lo tanto las políticas deben apuntar a estos sectores. Sin embargo, virtualmente todos los elementos de la actividad humana contribuyen a la emisión de gases invernadero. El hecho de que casi un cuarto del potencial de calentamiento proviene de los sectores de agricultura y selvicultura sugiere que cada uno de esos sectores debería ser examinado país por país para determinar cuáles estrategias son más rápidamente aplicables a nivel nacional y local.

El artículo destaca el aumento de la eficiencia energética así como el uso de biomasa como alternativa para el petróleo. El aumento de eficiencia energética parece ser la opción más prometedora para reducir el riesgo de un calentamiento global. Una mayor eficiencia en la producción de energía y una amplia gama de uso de energía es el método más rápido y eficiente en función de costos para reducir las emisiones de dióxido de carbono y otros gases invernadero relacionados con la generación de energía. Para dar una idea, el reemplazo de un auto que quema 10 litros de gasolina por cada 100 kilómetros por uno doblemente eficiente evitaría la emisión de más de cinco toneladas métricas de carbono en un período de 10 años.

La evidencia sugiere que el crecimiento económico no está inexorablemente vinculado a un incremento en el consumo de energía como se pensó una vez, pero, aunque los países desarrollados generalmente emiten mucho menos cantidad de gases invernadero por unidad de egreso económico que los países en desarrollo -y en ese sentido constituyen un modelo hacia el cual otros países deben esforzarse de alcanzar- sus emisiones totales son más altas en valores absolutos.

En cuanto al potencial de la biomasa como recurso energético, se debe considerar que, desde el punto de vista de captación energética, las plantas son relativamente inefficientes. En cuanto a las ventajas económicas de la biomasa, la evaluación de los costos de energía artificial para hacer que las plantas crezcan suele ser relativamente alta. Se debe considerar además el impacto en la habilidad para producir comida y en la preservación de la productividad del suelo; cuando se toman estos factores en cuenta, se puede pensar que la biomasa no se mantendrá como la fuente principal de energía para sociedades industriales. Sin embargo, están más homogéneamente distribuidos que los recursos energéticos convencionales y muchas de las tecnologías de transformación y de uso final pueden producirse en cualquier parte. Esto tiene la ventaja de sistemas de producción de energía menos centralizados, con beneficios aparentes para el medio ambiente, incluyendo la atenuación del efecto invernadero, utilización de mano de obra, la seguridad del suministro y, a medida que pase el tiempo, los costos totales.

La acción política parece a veces ir muy por delante de la reflexión profunda y del análisis minucioso y, en este contexto, la industria del petróleo no tiene más remedio, si quiere hacer oír su voz eficazmente, que:

- Participar directamente en los aspectos científicos del cambio climático para, en uso de sus responsabilidades sociales, cooperar en el esfuerzo colectivo.
- Solicitar un poco de "orden y concierto" en la aparente confusión de iniciativas, de forma que puedan prepararse con tiempo los cambios estructurales necesarios, teniendo en cuenta el carácter estratégico de los sectores industriales y su interdependencia mundial.
- Reforzar sus acciones de investigación y desarrollo en todas las cuestiones relacionadas con la combustión; la cogeneración; la eficiencia energética de instalaciones y procesos; los factores de emisión de los diferentes combustibles; reformulación de los mismos, etc. Un ejemplo muy sencillo: a los modelos clásicos en términos de costo-beneficio habrá que añadir los basados en un balance energético y de emisiones. Es absurdo invertir en las gasolinas para que emitan menos CO₂, por ejemplo, si como consecuencia de ello aumenta más que proporcionalmente el volumen de CO₂ en el propio proceso de fabricación.
- Intervenir activamente en el análisis y estudio de las consecuencias socioeconómicas de la política ambiental. El concepto de me-

dio ambiente incorpora necesariamente a la sociedad humana en la que el petróleo ocupa un papel importante.

Con respecto a las fuentes alternativas de energía en el futuro, podemos decir que:

- Ninguna de ellas está lista para reemplazar al petróleo y gas natural.
- Se requerirá de un esfuerzo considerable en investigación y adaptación de tecnologías para hacerlas funcionar.
- Pasará mucho tiempo (20 a 30 años) luego que comiencen a funcionar, antes de que puedan usarse como fuentes energéticas de uso mundial.

Por lo tanto, por muchas décadas y probablemente hasta la mitad del siglo XXI, la humanidad tendrá que manejarse con el petróleo y el gas natural. Son éstos, por lo tanto, un puente muy importante para una transición hacia otras alternativas y matrices energéticas.

Varias conclusiones interesantes pueden deducirse de este artículo con respecto a temas científicos y políticos acerca del calentamiento global:

- La amenaza que ejerce el cambio climático global sobre los sistemas naturales y humanos no tiene parangón en la historia escrita y significa que la comunidad de naciones que componen el planeta

deben enfrentar el hecho de un calentamiento rápido y significativo. Las decisiones tecnológicas y políticas hechas por las naciones en un plazo relativamente cercano afectarán sustancialmente el tiempo y la severidad con que ocurría cualquier calentamiento global.

Las tecnologías necesarias para prevenir, reducir o mitigar sustancialmente futuros impactos humanos en las concentraciones atmosféricas de gases que contribuyan al calentamiento global existen o seguramente existirán pronto, a pesar de no estar ampliamente diseminadas.

Si se aceptan estas conclusiones, se hace evidente que el desafío que enfrentan las naciones es fundamentalmente de carácter institucional más que técnico. Los temas institucionales que deben ser considerados abarcan desde la estructura de un intercambio norte-sur, distribuciones de deuda de los países en desarrollo y el facilitar la transferencia de nuevas tecnologías hasta la reestructuración de las políticas de impuestos y subsidios que manejan la inversión en energía en muchos países, las políticas agrícolas y forestales, de desarrollo y de patrones de consumo. A lo largo de todo estos temas existen muchos impedimentos institucionales para enfrentar el tema de calentamiento global. ☀

COMENTARIO SOBRE EL ARTICULO "PROBLEMAS E IMPORTANCIA DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE"*

DE ANTONIO CARLOS TATIT HOLTZ

*Sergio C. Trindade***

El autor tuvo un papel importante en el desarrollo de la hidroelectricidad en el Brasil y ha señalado acertadamente la construcción de capacidad que resultó del esfuerzo consciente de conseguir, acumular y mejorar los conocimientos tecnológicos, a medida que se implementaban los proyectos durante un período de más o menos tres décadas, desde los años cincuenta

El artículo proporciona una reflexión útil sobre los temas suscitados por el desarrollo de la hidroelectricidad en la Región.

Recalca la necesidad de involucrar a todos los participantes pertinentes en cualquier iniciativa hidroeléctrica, desde el principio, para realizar un diagnóstico completo de los temas no técnicos.

Tales temas, incluyendo la equidad en los costos y beneficios y la preocupación sobre el medio ambiente, son la mayor parte del tiempo críticos para el éxito social y económico de los proyectos de desarrollo en general, pero en el pasado apenas si se los han tomado en cuenta.

La ampliación de la base de expertos y conocimientos para apoyar la aplicación de la hidroelectricidad ciertamente es positiva. Sin embargo, no es la participación de otros especialistas en antropología, sociología, geografía, biología, planificación regional, etc., que producirá una diferencia profunda. Lo que eventualmente contribuye al cambio es la participación en el proceso de toma de decisiones de los grupos interesados (accionistas, banqueros, empresarios, consumidores, habitantes locales, etc.) que muy probablemente beneficiarán o sufrirán de la instalación del proyecto durante su vida.

Históricamente, el sector eléctrico en América Latina y El Caribe ha evolucionado con una orientación hacia la oferta. Más recientemente, se ha vuelto aparente que el enfoque hacia la demanda, incluyendo el manejo de la demanda energética y mejoramientos de eficiencia, está asumiendo más importancia, tal como lo indica el artículo.

El autor tuvo un papel importante en el desarrollo de la hidroelectricidad en el Brasil y ha señalado acertadamente la construcción de capacidad que resultó del esfuerzo consciente de conseguir, acumular y mejorar los conocimientos tecnológicos, a medida que se implementaban los proyectos durante un período de más o menos tres décadas, desde los años cincuenta.

El artículo empieza con una promesa de responder a la crítica que la intensidad hidroeléctrica de la Región es demasiado alta. Sin embargo, tiene sólo un análisis limitado sobre el papel de la electricidad en el marco total de la energía y especialmente sobre la hidroelectricidad y otras fuentes de energía eléctrica en cualquier sistema eléctrico. ¿Es posible llegar a una conclusión general con respecto al tema? ☐

* Revista Energética, Año 16, No. 1, enero-abril de 1992, págs. 87-94

** Presidente de Stakeholders in Energy, Environment and Technology International, Ltd.

COMENTARIO SOBRE EL ARTICULO “PROBLEMAS E IMPORTANCIA DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE”^{**} DE ANTONIO CARLOS TATIT HOLTZ

Daniel Puentes Albá^{**}

El artículo de referencia presenta un tema de especial interés para la Región, más aún teniendo en cuenta varios de los aspectos que trata el autor, entre ellos, el papel de la generación eléctrica en el marco de los problemas sociales, económicos y ambientales que aquejan a la América Latina y El Caribe. El propio título del artículo pudiera haber sido “Importancia y Problemas del Potencial Hidroeléctrico” en lugar de “Problemas e Importancia”, con lo cual el aspecto de la importancia del potencial hidroeléctrico quedaría, de hecho, situado en un primer plano sin que ello signifique desconocer los problemas que necesariamente deberán resolverse para su aprovechamiento adecuado.

El principio de incorporar los factores ambientales y socioambientales desde el inicio mismo de los estudios de proyecto no admite cuestionamiento. América Latina cuenta con la capacidad técnica para ello y la voluntad política se va abriendo paso en esa dirección.

Los problemas que se derivan de los factores ambientales y aquellos surgidos en el diálogo con la sociedad deben encontrar la respuesta

inteligente y justa del talento de la Región. No hay otra solución, pues en la meta de alcanzar el desarrollo sustentable en América Latina y El Caribe se inserta el potencial hidroeléctrico.

El problema del costo en la planificación y ejecución hidroeléctrica es otro aspecto que trata en detalle el artículo. Los grandes proyectos, por lo general, requieren de costosos estudios e inversiones que no siempre están en correspondencia con la disponibilidad del dinero.

Por otro parte, el potencial hidroeléctrico en la Región no se distribuye de forma homogénea entre todos los países como bien puede observarse en el cuadro que presenta el autor como parte del artículo. En aquellos países con un potencial hidroeléctrico relativamente pobre, la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) resulta una opción atractiva para satisfacer un grupo de necesidades sociales y del propio desarrollo económico del país.

Las ventajas que pueden determinar el desarrollo de un amplio plan de construcción de PCH se asocian a un grupo de factores a tener en cuenta desde la etapa inicial del proyecto, entre ellos, el reducido impacto ambiental, el mejor control del sistema hidráulico del país, el reducido costo y simplicidad en la operación y mantenimiento y su larga vida útil.

Pudieran mencionarse, además, su contribución a la solución de problemas de costos y abastecimiento de combustibles en zonas rurales y al desarrollo socioeconómico y cultural del medio rural.

En la actualidad, las tecnologías disponibles para la construcción de PCH posibilitan su adaptación a las condiciones concretas del entorno y su efecto en la reducción de los costos de construcción.

* Revista Energética, Año 16, No. 1, enero-abril de 1992, págs. 87-94

** Asesor del SIEE de OLADE (Cuba)

CLASIFICACIÓN DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS			
Denominación	Rango de Potencia (kw)	bajo	Salto (m)
		medio	elevado
Microcentrales hidroeléctricas	hasta 50	menos de 15	15-50 más de 50
Mínacentrales hidroeléctricas	50-500	menos de 20	20-100 más de 100
Pequeñas centrales hidroeléctricas	500-5000	menos de 25	25-130 más de 130

En general, las limitaciones que pueden encontrarse en el desarrollo de un amplio programa de construcción de PCH no van más allá que los comunes a cualquier otro tipo de centrales hidroeléctricas, si bien es cierto que, por regla general, en el caso de las PCH el costo de inversión por kw instalada resulta superior al de una central de mayor capacidad.

En el caso de un país como Cuba, cuyo potencial hidroeléctrico resulta limitado, ya desde mediados de los años ochenta se inscribió un amplio plan de desarrollo de PCH (incluyendo micro y mini centrales hidroeléctricas) en el marco del Programa Nacional para el Ahorro y Uso Racional de la Energía. En la actualidad, este programa no se ha detenido, sumando ya más de 200 instalaciones de este tipo construidas en todo el país.

Por último, no quisiera dejar de mencionar el interés del tópico VI, "Hidroenergía versus la alternativa termoeléctrica". Es quizás éste uno de los aspectos más discutidos al abordar la temática del desarrollo actual y futuro de la generación eléctrica en la Región. Resulta novedoso el tratamiento que emplea el autor para abordar el tema y de hecho pone sobre la mesa de discusiones un grupo de cuestiones de sumo interés e importancia.

En el desarrollo de esta parte de su artículo, podrán encontrarse sin duda muchos de los elementos que permiten hacer una referencia a los problemas ambientales que generan otras opciones tecnológicas como el carbón mineral, el petróleo y la energía nuclear y la forma de evaluarlos y controlarlos. ☐

COMENTARIOS SOBRE EL ARTICULO "LA EVOLUCION DEL TRATAMIENTO DE LOS TEMAS SOCIALES Y AMBIENTALES EN LOS PROYECTOS ELECTRICOS BRASILEÑOS"^{*} DE MARIA TEREZA SERRA Y ANTONIO CARLOS AMARAL

Monika Menkes y Luiz Pinguelli Rosa^{**}

El artículo de Maria Tereza Serra y Antonio Carlos Amaral describe algunos puntos básicos que demuestran la evolución del sector eléctrico en cuanto al tratamiento de las cuestiones socioambientales en la planificación y ejecución de proyectos hidroeléctricos, basándose en tres estudios de casos (Sobradinho, Itaparica e Itá) diferentes en el tiempo y en el espacio. Este problema fue objeto de estudios anteriores realizados por la COPPE en cooperación con el Grupo de Antropología del Museo Nacional de Brasil.

Sin duda alguna, el procedimiento del sector eléctrico con respecto a esta cuestión se fue modificando en el período transcurrido entre 1973, cuando se inició la construcción del proyecto Sobradinho, y la época actual. Cabe recalcar, por tanto, que esa transformación constituyó una respuesta a una serie de factores, dos de los cuales son los más importantes. Primero, se adoptó una legislación reguladora de las licencias para proyectos que tendrían un impacto ambiental y para este fin se dictó una resolución específica del Consejo Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) sobre los aprovechamientos hidroeléctricos (Res. 006/87). Hubo, además, el

surgimiento de nuevos protagonistas sociales (movimientos, organizaciones no gubernamentales, grupos y asociaciones urbanas y rurales) y la reestructuración de las actividades de los protagonistas representativos clásicos (cooperativas, sindicatos, partidos políticos, Iglesia, etc.) que acompañaron la transformación sociopolítica que resultó de la transición hacia un régimen democrático al concluir los gobiernos militares.

Con respecto a la ejecución de proyectos hidroeléctricos, esas movilizaciones colectivas tendieron, inicialmente, a producirse durante la construcción de las obras, tal como sucedió en Sobradinho, Itaipú y Tucuruí. Las reivindicaciones que surgieron de los dos primeros proyectos se encaminaban a obtener compensaciones por las pérdidas causadas por el desalojo forzado.

En Itaparica, la organización de los afectados fue más sólida ya que establecieron una plataforma de negociaciones con la concesionaria (CHESF) hasta lograr un acuerdo el día 6 de diciembre de 1986. Este acuerdo contemplaba medidas como la construcción de núcleos urbanos dotados de infraestructura y viviendas públicas; la reorganización de las poblaciones, incluyendo el reasentamiento de las comunidades indige-

nas; la construcción de pueblos agrícolas, con redes de abastecimiento de agua y eliminación de aguas servidas, además de energía eléctrica; una infraestructura social y proyectos de riego, en vista de que la mayoría de las zonas previstas para el reasentamiento eran de "secano" y de calidad inferior a las que utilizaba anteriormente la población afectada. No obstante, luego de más de cinco años, el convenio celebrado entre la CHESF y la Dirigencia Sindical, el cual contenía las directrices básicas para el reasentamiento, aún está lejos de cumplirse. La obra de Ataparica fue presupuestada, inicialmente, en US\$1,4 mil millones y el reasentamiento representaba el 25% de este valor, es decir, cerca de US\$300 millones. De estos US\$300 millones, US\$130 millones estaban destinados a proyectos de riego (la mitad del monto asignado al reasentamiento fue otorgado por el Banco Mundial). La paralización de las obras de reasentamiento hizo subir esa cantidad a un valor incalculable, ya sea porque se pagaban intereses por los recursos externos obtenidos, porque el material adquirido se había convertido en chatarra, o porque se había perdido la producción agropecuaria e incluso el costo de oportunidad de esos recursos.

* Revista Energética, Año 16, No. 1, enero-abril de 1992, págs. 103-111

** Cooperación de Programas de Postgrado de Ingeniería (COPPE) y Foro de Ciencias y Cultura (FCC) de la Universidad Federal de Rio de Janeiro (UFRJ)

La no realización de los proyectos de riego ha causado enormes perjuicios debido a la pérdida de producción agropecuaria, a los intereses y multas adeudados al Banco Mundial por la falta de utilización de los recursos liberados, y al empobrecimiento de la población reubicada que no puede utilizar la tierra para su sustento

La no realización de los proyectos de riego ha causado enormes perjuicios debido a la pérdida de producción agropecuaria, a los intereses y multas adeudados al Banco Mundial por la falta de utilización de los recursos liberados, y al empobrecimiento de la población reubicada que no puede utilizar la tierra para su sustento.

El Movimiento de los Afectados por las Represas de Bacio en el Río Uruguay (CRAB) se organizó insistiendo en posiciones de mayor alcance en los aspectos social, cultural y ambiental. Reivindican tanto la tierra para su sustento como el derecho de participar en la planificación del sector eléctrico, en la adopción de decisiones, en los beneficios de los proyectos, en la información sobre los impactos adversos causados al medio ambiente y a la población, y también en un planteamiento sobre la política energética relacionada con la alternativa hidroeléctrica.

A pesar de las afirmaciones de Serra y Amaral, a lo largo del texto, con respecto a la posición de las concesionarias como resultado de las presiones sociales, hay una contradicción en cuanto al mérito de la negociación que desembocó en el Plan Global de Reasentamiento de las Poblaciones Afectadas por la Hidroeléctrica de Itá. Los autores consideran ese proceso de nego-

ciación como una forma de poner en práctica “medidas anticipadas a nivel de planificación socioambiental para evitar acciones tardías que, además de aumentar los costos del proyecto, constituyen factores generadores de conflictos sociales”. Pero, el propio texto declara, más adelante, que el sector no consigue cumplir los compromisos asumidos con las poblaciones, especialmente de Itá e Itaparica. No hubo una asignación de recursos que vinculase el discurso político a la práctica de negociación y que hiciera viable la conclusión de los procesos de negociación.

Entretanto, se observa que la planificación del sector eléctrico prevé la ejecución de nuevos proyectos hidroeléctricos y que, en sus planes para el largo plazo, en ningún momento asume el cumplimiento de los compromisos políticos con los movimientos sociales. Se observa, además, que el sector incluso afirma la necesidad de una participación sistemática de los interesados en el proceso de adopción de decisiones, pero sin ningún documento oficial en el cual se señale quiénes son los interlocutores de las poblaciones afectadas. Así hace caso omiso del Movimiento de los Afectados por Represas (MAB) y de los protagonistas y mediadores, principalmente algunas organizaciones no gubernamentales, los sindicatos y la Iglesia.

En cuanto al trato que se ha dado a las comunidades indígenas, el sector ha tenido, de hecho, una postura diferente. En los últimos años, ha estado evitando -mediante la postergación- la construcción de represas/embalses en zonas donde existen reservas indígenas en vista de los problemas provocados por esas intervenciones. El proceso de indemnización y reubicación de las comunidades indígenas se ha vuelto extremadamente difícil, principalmente, por sus especificidades étnico-culturales, amén de las económicas; e incluso, por todas las dificultades institucionales para encarar esta cuestión, que han acarreado demoras en el pago de las indemnizaciones, la pérdida de la producción y de la identidad cultural, y la enfermedad y muerte de centenares de indígenas.

Además de la discutible falta de autonomía de los indígenas para resolver sus propios asuntos que volvía necesaria la intermediación de la FUNAI, organización que no propició la agilidad de todo el proceso, hubo una falta total de articulación interinstitucional entre los órganos que ejecutan proyectos viales y de caminos de acceso a las plantas hidroeléctricas, con lo cual se incrementaron apreciablemente los impactos causados por estos caminos.

Respecto a la calidad del agua y a los efectos causados en la

fauna y flora, cabe resaltar lo siguiente: aunque en el Plan Maestro del Medio Ambiente se contemplaron estudios temáticos para analizar el agua de los embalses, estos estudios no fueron considerados de suma importancia, según la afirmación de especialistas de la propia ELETROBRAS. Sin embargo, es fácil prever que enormes áreas anegadas, especialmente boscosas, podrían causar problemas como los que todavía no han sido solucionados (la destrucción de especies de ictiofauna con la consiguiente y sensible disminución de las actividades pesqueras en las márgenes del embalse; la disminución de la biodiversidad local; la proliferación de moscas y mosquitos que impiden la permanencia de la población alrededor del lago, como sucedió con Tucuruí; y la proliferación de algas que impiden el pleno funcionamiento de las turbinas, entre otros).

No cabe duda de que, según se afirma en el texto, el sector eléctrico está tratando de incorporar los aspectos socioambientales en la planificación de las obras. Esto se puede verificar en la contratación de estudios especializados realizados por universidades e institutos de investigación de todo el país, en la reorientación de las concesiones para instalar/ampliar sus departamentos del

medio ambiente. Pero, debido a que la institución no ha abordado esta cuestión de manera uniforme, el esfuerzo es puntual y está, por lo general, más concentrado en ELETROBRAS que en las concesionarias y más en los departamentos del medio ambiente que en los de planificación.

Este complejo problema debe enfocarse, conjuntamente con la población y la comunidad científica nacional e internacional, de manera que adquiera credibilidad para no entorpecer la viabilidad y la utilización del potencial hidroeléctrico brasileño, que constituye una fuente de energía renovable, no emite dióxido de carbono a la atmósfera y es menos costoso que la termolectricidad. ☀

REFERENCIAS

1. L.P. Rosa, Q. Mielnik y L. Sigaouo, "Impacto de los Grandes Proyectos de Energía Eléctrica en el Brasil", IDAC, Canadá (versión en inglés) y Editora Marco Zero (libro en portugués), Rio de Janeiro, 1988.
2. G. Pimentel, "O Impacto Ambiental das Obras do Setor Eletrico: O Reassentamento da Populacão Atingida pela Usina de Itaparica", Revista de Administracão Publica, Vol. 3, No. 22, Rio de Janeiro, julio-septiembre de 1988, págs. 95-110.

COMENTARIO SOBRE EL ARTICULO "EL MEDIO AMBIENTE Y LOS RECURSOS NATURALES: EL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO"** DE LA DIVISION DE PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE DEL BID

*Isaac Castillo***

El artículo, más que abordar aspectos conceptuales de la problemática ambiental, describe la evolución y los recientes procedimientos implementados en materia ambiental, dentro del Banco, a través del potenciamiento de las facultades de su Comité de Medio Ambiente y de la creación de la División de Protección del Medio Ambiente, en un proceso parecido al seguido también dentro del Banco Mundial.

A pesar de ser descriptivo, la importancia del artículo reside en presentar los nuevos procedimientos en materia ambiental, a los cuales deberán ser sometidas todas las operaciones de crédito del Banco y especialmente a las nuevas inversiones en el sector energía, la mayoría de las cuales caen bajo la Categoría IV (las de mayores impactos ambientales), de la clasificación propuesta por el Banco.

Las operaciones de préstamos, catalogadas dentro del grupo IV, deberán realizar detallados estudios de impacto ambiental e incluir las medidas mitigatorias y las inversiones necesarias recomendadas por los estudios de impacto ambiental como parte íntegra del préstamo. Dentro de estos nuevos procedimientos, se destaca la importancia asignada por el Banco a la consulta con las organizaciones no gubernamentales (ONG) y a la población afectada directamente por los proyectos, especialmente la población indígena, en un proceso par-

ticipativo de la toma de decisiones sin precedentes en un organismo internacional, algo que demuestra un firme compromiso con la preservación del medio ambiente.

La asimilación plena de la dimensión ambiental dentro del proceso de la planificación energética y la mayor democratización del proceso de la toma de decisiones en los proyectos, al incorporar las ONG y las poblaciones locales, no será un proceso fácil. A pesar de los progresos logrados en la Región, el tema ambiental no se atiende todavía con suficiente profundidad y es aún considerado como un "sobrecosto", aceptable sólo por ser un requerimiento para la consecución del préstamo; mientras que el tradicional elitismo del sector energía, derivado del alto nivel técnico y profesional de sus funcionarios, no facilitará la incorporación efectiva de otros actores, como las ONG y los grupos indígenas, en la toma de decisiones de los proyectos.

Un amplio programa de adiestramiento, intercambio de experiencias y fortalecimiento institucional -y en esto el artículo es claro- está a la base de una rápida y más coherente incorporación de la variable ambiental en los proyectos del sector energía. Las experiencias en la Región de las implicaciones económicas y sociales de los proyectos con malos manejos ambientales son abundantes. Los altos costos que significaron, a posteriori, las medi-

das mitigatorias y los efectos adversos del medio sobre el proyecto, como por ejemplo, el asolvamiento de embalses por el mal manejo de las cuencas o la corrosión de las turbinas por la presencia de ácido sulfídrico en las aguas debido a la descomposición anaeróbica de la vegetación inundada, que pudieron ser evitados con pocas inversiones iniciales, demuestran que la planificación ambiental es parte íntegra del proyecto y que un programa de reforestación es tan importante para un proyecto hidroeléctrico como la construcción de la misma presa.

Según se desprende del artículo, el concepto de desarrollo sustentable, que es como ahora se define al desarrollo, es el concepto que inspira toda la estrategia del Banco y la ejecución de los nuevos procedimientos en materia ambiental. Además del novedoso criterio del compromiso intergeneracional en la utilización racional de los recursos naturales (sustentabilidad), queremos destacar otro menos novedoso pero de más importancia inmediata, incorporado también al concepto de desarrollo sustentable: la equidad. La pobreza es a la vez causa y consecuencia del deterioro ambiental; quiere decir que todas las propuestas de desarrollo que no tengan en cuenta el abatimiento de la pobreza y una distribución más equitativa del ingreso son, por definición, no sustentables, algo que lamentablemente las estadísticas, las tendencias y las propuestas económicas de la última década en la Región no respaldan. ☐

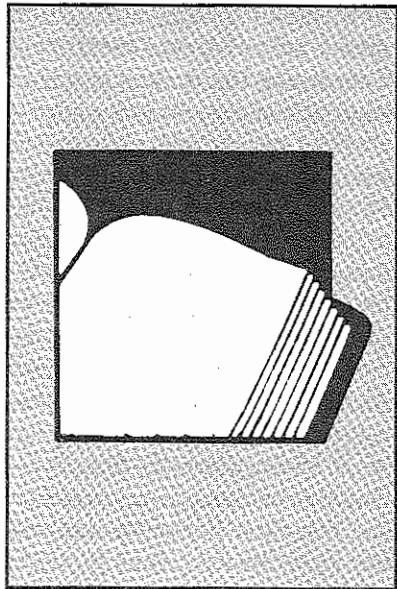
* Revista Energética, Año 16, No. 1, enero-abril de 1992, págs. 37-44

** Jefe del Programa Medio Ambiente de OLADE

Readers' Column

REMARKS ON THE ARTICLE "GLOBAL WARMING: OIL UNDER A CLOUD"*

*Aldo Brussoni***



Although the mandates of many national and international institutions are peripherally related to the threat implied by global warming, few have been assigned the responsibility of dealing with the threat of climate change in any way whatsoever. Energy departments and ministries around the world, for example, can have wide-ranging responsibilities in the areas of energy exploration, development, and consumption without being in charge of assessing and coping with major threats such as climate change. This lack of mandate to fully address energy problems or other issues generally lead to policy decisions that actively aggravate rather than combat these broader threats.

In many countries, tax incentives that ensure the exploration and development of fossil resources with public monies, for example, subsidize artificially low prices of fossil fuels. Therefore, international trade policies frequently and unwittingly exert an impact that worsens, rather than improves, the severity of human effects on ecosystems.

Until recently, the international institutions in charge of promoting economic development in

developing countries have generally ignored the environmental implications of their actions and have indirectly promoted activities, such as tropical deforestation, that contribute to global warming.

This suggests that a significant restructuring of organizational mandates at all government levels would be required. The responsibility of assessing and responding with a global approach to the threat of climate change, or at least the coordination of assessment and management processes, should be assigned to specific institutions. In turn, these institutions should attempt to rationalize policy processes that take place at other government levels and in other agencies. This would require a thorough educational process aimed not only at government bureaucracies but also at the public as individual citizens.

The Preparatory Committees of the United Nations Conference on Environment and Development (Rio 92) in Agenda 21 on "Protection of the Atmosphere", as part of the activities proposed to achieve the objectives of the Sustainable Development Promotion Program, proposed that governments, in coop-

* Energy Magazine, Year 16, No. 1, January-April 1992, pages 77-86

** Under-secretary General of ARPEL

eration with the United Nations, intergovernmental and nongovernmental agencies, along with the private sector and respective financing institutions, should cooperate in developing methodologies that are suitable for adopting joint decisions on energy, environmental, and economic policies within a sustainable, long-term framework. They also suggest, moreover, that planning and implementation of energy efficiency should be adopted to the extent possible by the countries, using regional and subregional energy strategies when these are appropriate.

A final thought: we believe that the objective proposed by the scientists to the politicians who work in the energy sector, namely, achieving a 50% reduction of world CO₂ emissions beginning with the Toronto Conference, entails an emission level of one ton of CO₂ per capita per year by the year 2050. At present, the only continent that emits one ton of CO₂ per capita per year is Africa. In other words, they envisage a reduction of CO₂ emissions to African standards and, at the same time, hope to provide sufficient energy for the world's growing population without jeopardizing economic growth!

The impact of global warming is still uncertain in many respects. Nevertheless, the effects of global warming in the next 50 years would undoubtedly include a rise in average sea level, probably 30 centimeters, along with changes in wind patterns, ocean currents, accumulation of snow and ice on polar caps, and the frequency of severe storms; variations in the range of disease-bearing organisms and other effects on human health; alterations in rainfall patterns that will affect water supply and agriculture; and changes in forests, wetlands, and other natural ecosystems, possibly leading to the growth

ing extinction of animal and plant species. This shows the broad interdependence between the issue of global climate warming and all national and international decision-making levels.

The highest potential for contributing to global warming as a result of greenhouse gases and human activity stems from the energy sector (49%) and the industrial sector (24%). Therefore, policies should be geared toward these sectors. Nevertheless, virtually all components of human activity contribute to the emission of greenhouse gases. The fact that almost one fourth of global warming potential has its origins in agricultural and forestry sectors suggests that each of these sectors should be examined country by country to determine which strategies could be applied most efficiently at the national and local level.

The article emphasizes the increase in energy efficiency, as well as the use of biomass as an alternative for oil. The increase in energy efficiency seems to be the most promising option to reduce the risk of global warming. Greater efficiency in the production of energy and in a wide range of energy uses is the most rapid and cost-effective method to reduce the emissions of carbon dioxide and other greenhouse gases related to energy generation. In order to give an idea of the results that could be obtained from energy efficiency measures, replacing a car that burns 10 liters of gasoline per 100 kilometers with one that is twice as efficient would avoid the emission of more than five metric tons of carbon over a 10-year period.

Evidence suggests that economic growth is not inexorably linked to an increase in energy consumption as was once believed.

Although developed countries generally emit a far lower amount of

greenhouse gases per unit of economic income than developing countries and thus constitute a model that other countries should try to emulate, their total emissions are much higher in absolute terms.

As for the potential of biomass as an energy resource, it should be taken into account that, in terms of energy absorption, plants are relatively inefficient. Concerning the economic advantages of biomass, the assessment of artificial energy costs so that plants will grow is relatively high. Moreover, the impact on the ability to produce food and on soil productivity preservation should be taken into account; when these factors are considered, it can be forecast that biomass will not remain as the main source of energy for industrialized societies. Nevertheless, they are more homogeneously distributed than conventional energy resources and many transformation and end-use technologies can be produced anywhere. This has the advantage of less centralized energy production systems, with apparent environmental benefits, including mitigation of the greenhouse effect, utilization of labor, supply security and, as time passes, total costs.

Political action seems to move ahead far beyond deep reflection or thorough analysis; within this context, the oil industry has no other alternative, if it wishes its voice to be heard, but to:

- . Participate directly in the scientific aspects of climate change in order to assume its social responsibilities and cooperate with the collective effort.
- . Request a bit of "order and consensus" in the apparent tangle of initiatives so that the structural changes that are needed can be prepared in due time, bearing in mind the strategic character of industrial sectors and their world interdependence.

Strengthen research and development activities in all issues related to combustion; co-generation; energy efficiency in installations and processes; the emission factors of different fuels; the reformulation of these factors; etc. A very simple example: to the classic cost-benefit models one would have to add those based on energy balance and emissions. It is absurd to invest in gasolines that emit less CO₂, for example, if as a result of the manufacturing process to produce this gasoline the volume of CO₂ increases proportionally even more.

Intervene actively in the analysis and study of the socioeconomic consequences of environmental policy. The concept of environment necessarily incorporates society in which oil plays an essential role.

Concerning alternative energy sources, we can say that for the future:

- None of them will be ready to replace oil and natural gas.
- Considerable efforts in research

and adaptation of technologies to make them work will be required.

A great deal of time will elapse (20 to 30 years) from the time they begin to function until they can be used as energy sources worldwide.

Therefore, for many decades, and probably until the middle of the 21st century, mankind will have to manage with oil and natural gas. They are therefore a highly important bridge for shifting to other energy alternatives and matrices.

Various interesting conclusions can be deduced from this article with respect to the scientific and political issues of global warming.

- The threat exerted by global climate change on natural and human systems has no equal in written history; it means that the community of nations that make up the planet should deal with the reality of rapid and substantial warming.
- Technological and political decisions adopted by nations in a relatively short term will substantially affect the time and

severity with which any global warming will occur.

The technologies needed to prevent, reduce, or substantially mitigate the future human impacts on concentrations of atmospheric gases that contribute to global warming already do exist or will exist very shortly, although they are not widely disseminated.

If these conclusions are accepted, it is evident that the challenge being faced by the nations is essentially of an institutional rather than a technical nature. The institutional issues that would have to be considered range from the structure of North-South exchanges, debt distribution in the developing countries, and facilitating the transfer of new technologies to the restructuring of tax and subsidy policies that govern energy investment in many countries, agricultural and forestry policies, as well as development and consumer pattern policies. All of these issues are fraught with institutional obstacles that prevent the issue of global warming to be effectively dealt with. ☐

REMARKS ON THE ARTICLE
"IMPORTANCE AND PROBLEMS OF THE HYDROPOWER POTENTIAL
OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN"*
BY ANTONIO CARLOS TATIT HOLTZ

Sergio C. Trindade**

The author played an important role in the development of hydropower in Brazil and has correctly pointed out the capacity building that resulted from a conscious effort to obtain, accumulate, and improve on technological knowledge, as projects were implemented over three decades or so, since the mid-fifties

The article provides a useful reflection on the issues that have emerged as a result of hydropower development in the Region.

It emphasizes the need to engage all the relevant stakeholders in any hydropower initiative, from the very beginning, to provide for the full assessment of the non-technical issues.

Such issues, including equity in costs and benefits and concern over the environment, are, most of the time, crucial to the social and economic success of development projects in general, but have been hardly considered in the past.

The broadening of the expertise basis to support the implementation of hydropower is certainly positive. But it is not so much the engagement of other specialists in anthropology, sociology, geography, biology, regional planning, etc., that will make a profound difference. What eventually counts is the engagement in the decision-making process of the constituencies (the stakeholders, that is, bankers, entrepreneurs, consumers, local inhabitants, etc.), who are likely to benefit or suffer

from the implementation of the project, over its lifetime.

Historically, the power sector in Latin America and the Caribbean has evolved with a supply orientation. More recently, it has become apparent that the demand approach, including energy demand management and efficiency improvements, are appropriately gaining in importance, as the article points out.

The author played an important role in the development of hydropower in Brazil and has correctly pointed out the capacity building that resulted from a conscious effort to obtain, accumulate, and improve on technological knowledge, as projects were implemented over three decades or so, since the mid-fifties.

The article opens with a promise to respond to the criticism that the Region is too intensive in hydropower. Nevertheless, there is only a limited analysis of the role of electricity in the total energy picture and particularly on the balance of hydropower and other sources of power in a given power system. Is it possible to generalize a conclusion on this matter? ◉

* Energy Magazine, Year 16, No. 1, January-April 1992, pages 95-101

** President of Stakeholders in Energy, Environment and Technology International Ltd.

**REMARKS ON THE ARTICLE
"IMPORTANCE AND PROBLEMS OF THE
HYDROPOWER POTENTIAL
OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN"**
BY ANTONIO CARLOS TATIT HOLTZ**

*Daniel Puentes Albá***

The above-mentioned article presents a subject of special interest for the Region, especially in view of the various issues dealt with by the author, among which, the role of electric power generation in resolving the social, economic, and environmental problems of Latin America and the Caribbean. The article could have laid greater emphasis on the importance of the hydropower potential without ignoring, because of that, the problems that need to be solved in order to develop it appropriately.

The principle of incorporating social and environmental factors from the very start of a project's studies is indisputable. Latin America has the technical capacity to apply it, and the political will to do so is increasingly apparent.

The problems stemming from environmental factors and which have emerged from dialoguing with society should be handled intelligently and fairly by the Region. There is no other solution available, since the Region's hydropower potential is already deeply involved in the efforts to achieve sustainable development in Latin America and the Caribbean.

The problem of hydropower planning and implementation costs is another issue focused on by the article. Large projects generally require costly studies and investments that are not always in keeping with available financing.

In addition, the Region's hydropower potential is not distributed homogeneously among all the countries, as indicated by the table presented by the author in his article. In those countries with a relatively low hydroelectric potential, the construction of small hydropower stations (SHP) turns out to be an attractive option for meeting a set of social needs and promoting the country's economic development.

The advantages that could lead to the development of a broad SHP construction plan depend on a set of factors that have to be considered, beginning with the project's initial phase and including, among others, its lesser environmental impact, better control over the country's hydraulic system, lower operating and maintenance costs, greater technical simplicity, and its longer useful life.

In addition, contribution of SHPs to solving cost and fuel supply

* Energy Magazine, Year 16, No. 1, January-April 1992, pages 95-101
* SIEE Advisor of OLADE for Cuba

Type	Range of Capacity (kw)	Head (m)		
		low	medium	high
Micro hydropower stations	up to 50	less than 15	15-50	more than 50
Mini hydropower stations	50-500	less than 20	20-100	more than 100
Small hydropower stations	500-5000	less than 25	25-130	more than 130

problems in rural areas and to promoting the socioeconomic and cultural development of the rural sector should also be mentioned.

At present, available technologies for building SHPs enable their adaptation to the environment's specific conditions and reductions in construction costs.

In general, the constraints that can be encountered when developing a broad SHP construction program are no greater than the ones that are usually dealt with when implementing other kinds of hydropower stations, although as a rule the investment cost per installed kilowatt for SHP turns out to be higher than for a large-capacity station.

In the case of a country like Cuba, whose hydropower potential is quite limited, since the mid-eighties, a broad SHP development program has been included in the

National Program for Savings and Rational Use of Energy. This program continues to be in force and has built more than 200 installations of this kind throughout the country.

Finally, I would like to mention the special interest of section VI "Hydropower Versus the Thermoelectric Alternative". This is probably the most debatable aspect of the present and future development of electric power generation in the Region. The author's approach is quite novel and indeed offers a series of highly interesting and important questions for discussion.

In this part of his article there are undoubtedly many elements that refer to the environmental problems created by other technological options such as coal, oil, and nuclear energy, as well as the way to assess and control them. ☈

COMMENTS ON THE ARTICLE
"CHANGING APPROACHES TO SOCIAL AND ENVIRONMENTAL
PROBLEMS: BRAZILIAN HYDROPOWER PROJECTS"*
BY MARIA TEREZA SERRA AND ANTONIO CARLOS AMARAL

*Monika Menkes and Luiz Pinguelli Rosa***

The article of Maria Tereza Serra and Antonio Carlos Amaral briefly describes the evolution of the electric power sector's approach to social and environmental issues in planning and implementing hydropower projects, using three case studies (Sobradinho, Itaparica, and Itá) that are very different in terms of time period and geographical location. This problem was the focus of previous studies conducted by COPPE in cooperation with the Anthropological Group of the National Museum of Brazil.

Without a doubt, the procedure of the electric power sector over this issue has modified since 1973, when the Sobradinho project was initiated. It should be emphasized, therefore, that this transformation has been in response to a set of factors, especially two important ones. First, a set of laws were enacted to regulate the granting of permits for projects that would exert an environmental impact. To this end, a specific resolution from the National Environmental Council (CONAMA) on hydropower development was passed (Resolution 006/87). In addition, new social leaders emerged (movements, nongovernmental organizations, urban and rural groups and

associations), while the activities of traditional leaders and representatives were restructured (cooperatives, trade unions, political parties, the Church, etc.). These participants were involved in the sociopolitical transformation that took place as a result of the shift toward a democratic regime, upon termination of a series of military governments.

Regarding the implementation of hydropower projects, these collective mobilizations tended, at first, to arise during construction of the projects, as occurred in Sobradinho, Itaipú, and Tucuruí. The claims that emerged from the two first projects were aimed at obtaining compensations for losses caused by forced eviction and resettlement.

In Itaparica, the affected population was far more organized, and negotiations were carried out with the concession-holding company (CHESF) until an agreement was reached on December 6, 1986. This agreement envisaged measures such as the construction of urban centers with infrastructure and public housing; the reorganization of the population, including the resettlement of indigenous groups; the construction of agricul-

tural villages, with water supply and sewage disposal systems, in addition to electricity; social infrastructure; and irrigation projects, since most of the areas designated for resettlement were dry, unirrigated waste lands, far inferior to the ones previously used by the affected population. Nevertheless, after more than five years, the agreement entered into between CHESF and the union leaders, containing the basic guidelines for resettlement, is far from being implemented. The Itaparica project had an initial budget of US\$1.4 billion, 25% of which, that is, US\$300 million, was allocated for resettlement. Of these US\$300 million, US\$130 million were aimed at irrigation projects (half of the amount allocated for the resettlement was granted by the World Bank). The standstill in resettlement activities increased this amount to an incalculable figure, either because interests were being paid on external resources obtained or because the material that had been purchased had become scrap or because the agricultural and livestock production, and even the opportunity cost of these resources, had been lost.

* Energy Magazine, Year 16, No. 1, January-April 1992, pages 113-120

** Cooperation for Graduate Engineering Programs (COPPE) and Scientific and Cultural Forum (FCC) of the Federal University of Rio de Janeiro (UFRJ)

Non-implementation of irrigation projects led to huge damages because of losses in terms of agricultural and livestock production, the interests and charges owed to the World Bank as a result of idleness of resources allocated, and the impoverishment of the resettled population who could not use the land to live on.

Non-implementation of irrigation projects led to huge damages because of losses in terms of agricultural and livestock production, the interests and charges owed to the World Bank as a result of idleness of resources allocated, and the impoverishment of the resettled population who could not use the land to live on.

The movement of people affected by the Bacia Dams on the Uruguay River was organized under the name Regional Commission for the People Affected by Reservoirs (CRAB) and insisted on stances that had greater scope in terms of social, cultural, and environmental aspects. They are claiming both land for their livelihood and the right to participate in electric power sector planning, decision making, project benefits, information on the adverse impacts on the environment and the population, and also a proposal concerning the energy policy for the hydropower alternative.

Despite the assertions of Serra and Amaral throughout the text regarding the position of concession-holders as a result of social pressures, there is a contradiction regarding the merits of the negotiations that led to the Global Resettlement Plan of Populations Affected by the Hydropower Station of Itá. The authors believe this negotiating process is a way of

applying “social and environmental measures in advance, thus avoiding late actions, which in addition to creating cost overruns generate social conflicts”. But later on the text asserts that the sector was unable to fulfill its commitments with the population, especially Itá and Itaparica. There was no allocation of resources that would link the political discourse to the practice of negotiation and that would enable negotiations to conclude appropriately.

Meanwhile, it can be observed that power planning envisages the implementation of new hydropower projects and that, in its long-term plans, at no time did it assume fulfillment of political commitments with social movements. Moreover, the sector even asserts the need for the systematic participation of the interested parties in the decision-making process, but without any official document specifically identifying the representatives of the affected population. Thus, the Movement of the People Affected by the Dams (MAB) has been omitted, as well as other protagonists and mediators, mainly some nongovernmental organizations, trade unions, and the Church.

As for the treatment given to the indigenous communities, the sector has adopted a different stance. In the last few years, it has

been avoiding, by means of delays, the construction of dams or reservoirs in areas where there are indigenous reservations because of the problems produced by these interventions. The process of providing compensations and resettling indigenous communities has become extremely difficult, mainly because of their specific cultural and ethnic characteristics, in addition to the economic ones, and the institutional difficulties of dealing with the issue. This has lead to delays in compensation payments, loss of production and cultural identity, and the death and disease of hundreds of indigenous peoples.

In addition to the debatable lack of autonomy of the indigenous people to resolve their own problems, which required the intermediation by the FUNAI, an agency that did not help to foster efficiency in the process, there was a complete lack of interinstitutional coordination between the agencies that built the roads and accessways to the hydropower stations, which substantially enhanced the impact of these roads.

Concerning water quality and the effects on the fauna and flora, the following should be emphasized: although the Master Plan for the Environment envisaged studies to analyze the water of the reservoirs, these studies were never viewed as highly important, accord-

ing to statements by specialists from ELETROBRAS itself. Nevertheless, it is easy to predict that huge flooded areas, especially wooded areas, will cause problems such as those that have not yet been solved (the destruction of fish species, with the consequent substantial decline of fishing activities on the banks of the reservoirs; the decline of local biodiversity; the proliferation of flies and mosquitos that prevent the population from remaining around the lake, as occurred in Tucuruí; and the rapid growth of algae that hinder the full operation of the turbines, among others).

There is no doubt that, as stated in the text, the electric power sector is trying to incorporate social and environmental factors in the planning of these projects. This is confirmed by the contracting of specialized studies conducted by universities and research institutions throughout the country aimed at reorienting concession-holders to open up or broaden their environmental departments. But, since the institution has not addressed this issue in a uniform way, efforts have

only been sporadic and, as a rule, more concentrated in ELETROBRAS than in the concession-holders and more in the environmental departments than in planning departments.

This complex problem should be handled with both the population and the national and international scientific community to achieve credibility and thus avoid obstructing the feasibility and use of Brazilian hydropower potential, which is a source of renewable energy that does not emit carbon dioxide into the atmosphere and is less expensive than thermoelectric alternatives. ☈

REFERENCES

1. L.P. Rosa, Q. Mielnik and L. Sigauo, "Impacto de los Grandes Proyectos de Energía Eléctrica en el Brasil", IDAC, Canada (English version) y Editora Marco Zero (Portuguese book), Rio de Janeiro, 1988.
2. G. Pimentel, "O Impacto Ambiental das Obras do Setor Eletrico: O Reassentamento da População Atingida pela Usina de Itaparica", Revista de Administração Pública, Vol. 3, No. 22, Rio de Janeiro, July-September 1988, pp. 95-110.

REMARKS ON THE ARTICLE “ENVIRONMENT AND NATURAL RESOURCES: THE INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK”* BY THE ENVIRONMENT PROTECTION DIVISION OF IDB

*Isaac Castillo***

The article, rather than addressing conceptual issues of environmental problems, describes the evolution and the procedures recently implemented with respect to the environment within the Bank, as well as the empowerment of its Environmental Committee and the creation of the Environmental Protection Division, in a process similar to the one pursued in the World Bank.

Although it is essentially descriptive, the article's importance resides in presenting the new environmental procedures for all of the Bank's loan operations, especially the new energy sector investments, most of which fall under Category IV (those that exert the greatest environmental impact), according to the Bank classification.

Loan operations classified under Category IV must conduct detailed environmental impact studies and include mitigatory measures as well as the necessary investments recommended by the environmental impact studies as an integral part of the loan. With respect to these new procedures, the importance assigned by the Bank to consulting nongovernmental organizations (NGOs) and the population directly affected by the projects, especially indigenous groups, in a participatory decision-making process that has no precedent in an international organization, should be emphasized. This displays the

Bank's firm commitment to preserve the environment.

The full integration of environmental factors into energy planning processes and the broader democratization of decision-making processes for projects by incorporating NGOs and local populations will not be easy. Despite the Region's achievements, the issue of the environment is still not being addressed with sufficient thoroughness and it continues to be viewed as a “cost overrun”, which is acceptable only because it is a requirement for obtaining the loan. In addition, the traditional elitism of the energy sector stemming from the high technical and professional level of its officers, will not facilitate the effective incorporation of other agents, such as NGOs and indigenous groups, in the decision making of projects.

A broad training program, exchange of experiences, and institutional strengthening—the article is clear about that—will lay the basis for a rapid and more coherent incorporation of environmental variables in energy sector projects. There is a plethora of experiences in the Region of the economic and social implications of projects with poor management of environmental issues. The high costs incurred by applying mitigatory measures *a posteriori* and the adverse effects of the environment on the project, such as the sedimentation of reser-

voirs because of mismanagement of basins or the corrosion of turbines due to hydrosulfuric acid in the water stemming from the anaerobic decay of flooded plants, could have been avoided with small initial investments. This situation indicates that environmental planning is an integral part of the project: a reforestation program is as important for the hydropower project as the construction of the dam itself.

According to the article, the concept of sustainable development, which is how development is defined nowadays, is the concept that is inspiring the Bank's entire strategy and the implementation of all its new environmental procedures. In addition to the innovative approach of commitments between generations in rationally using natural resources (sustainability), we would like to underscore another one that is less innovative but whose importance is more immediate and which is also incorporated to the concept of sustainable development: equity. Poverty is both cause and consequence of environmental deterioration; this means that all development proposals that do not take into account the reduction of poverty and a more equitable distribution of income are by definition unsustainable. Unfortunately, this is not supported by the economic statistics, trends, and proposals of the last decade in the Region. ☐

* Energy Magazine, Year 16, No. 1, January-April 1992, pages 45-52

** Head of the Environment Program of OLADE

Respuestas a Comentarios de los Lectores

Antonio Carlos Tatit Holtz, Director del Departamento de Informática y Comunicación de OLADE, autor del artículo "Problemas e Importancia del Potencial Hidroeléctrico de América Latina y El Caribe", publicado en la Revista Energética No. 1, enero-abril de 1992 (páginas 87-94), responde a comentarios efectuados por Sergio Trindade, de nacionalidad brasileña, Presidente de Stakeholders in Energy, Environment and Technology International, Ltd., en la presente edición de la Revista Energética.

El Ing. Trindade tiene razón en afirmar que la participación en el proceso de toma de decisiones de los interesados en el proyecto tiene la mayor importancia. Pero esas sociedades involucrarían al sector en inquietudes y problemas que solamente especialistas en antropología, sociología, planeamiento regional, etc., pueden resolver. La intención del artículo es mostrar a esos profesionales la necesidad de participar activamente en el proceso, aportando soluciones en el tiempo adecuado y no sólo criticando posteriormente sin tener ninguna responsabilidad en el mismo.

Como lo ha mencionado en Ing. Trindade, tampoco nosotros creemos que es posible generalizar a todos los países de la Región que la electricidad sea su mejor opción, ni que la hidroelectricidad lo sea, cuando se necesita electricidad. Cada caso deberá ser analizado con sus particularidades. Por eso creemos en la importancia de disponer de informaciones bási-

cas confiables sobre las diversas fuentes de energía disponibles y sobre el mercado que se pretende atender, y de que exista un proceso competente y dinámico de planificación, como condición esencial para que los países puedan tomar, de forma independiente, sus mejores decisiones.

Con respecto al balance de hidroelectricidad en un determinado sistema, éste deberá ser decidido con base en los costos involucrados. La energía producida por las centrales hidroeléctricas deberá competir con las alternativas y por ello sus costos deberán ser menores o iguales a los de éstas.

El costo a ser comparado varía si se trata de un sistema aislado, en el que una planta hidroeléctrica tendría que competir con una termoeléctrica que eventualmente podría sustituirla, o si se trata de un sistema interconectado en el que haya provecho mutuo para ambos tipos de planta en una operación integrada.

El Dr. Altino Ventura Filho, Coordinador del Comité Coordinador del Planeamiento del Sistema (GCPS) y del Plan 2015 del Sector Eléctrico del Brasil, presentó al Congreso Mundial de Energía de Madrid, en septiembre de 1992, un trabajo en que informa sobre la experiencia brasileña con respecto al tema y los costos conocidos allá, para el potencial hidroeléctrico con $f_c = 0,50$:

POTENCIAL (%)	CAPACIDAD INSTALABLE (GW)	US\$/MWh
71,8	153,0	hasta 37
26,5	56,4	37-58
1,7	3,6	> 58

Este gran potencial compite con la mayoría de las alternativas, como se ve en el cuadro siguiente, también presentado por Ventura Filho:

COSTOS TERMOELECTRICOS COMPARADOS CON HIDROELECTRICOS				
	CARBON BOCA DE MINA	GAS FUEL OIL CONVENC.	CICLO COMB.	LEÑA CONVENC.
Tamaño	350 MW	400 MW	500 MW	50 MW
Inversión (US\$/Kw)	1400-1500	1200-1300	600-1100	1600-1800
IDC (US\$/Kw)	400	300	150	400
Operación y mantenimiento (US\$/Kw/año)	28	18	15	35
Eficiencia de combustión (%)	33	35	41	35
Consumo específico por MWh	1,0 t	0,25 t	230 m ³ (1)	1,5 t
Costo (US\$/unidad)	10/t(2)	200/t(3)	3,9/GJ	25/t
Factor Capacidad (%) ⁽⁴⁾	60-70	50-80	50-80	63-70
Consumo Interno (%)	10	5	5	10
Inversión (US\$/MWh) ⁽⁵⁾	36-38	24,8-26,5	12,4-20,7	40-44
Operación y mantenimiento (US\$/MWh)	5,0	2,7	2,3	6,3
Combustión (US\$/MWh)	9,5-11,1	32,9-52,6	22,2-35,6	37,5-41,7
TOTAL (US\$/MWh)	50,5-54,1	60,4-81,8	36,9-58,6	83,8-92,0

Notas:

- (1) 230 m³/MWh = 8.667 GJ/MWh
- (2) Precio interno en la mina
- (3) US\$200/t = US\$28,00/bbl
- (4) El primer valor es en un sistema integrado y el segundo en un aislado
- (5) Vida útil de 25 años, tasa de descuento de 10% al año, resultando un factor de recuperación del capital de 0,1103

Se puede creer que muchos de los países de la Región poseen también un gran porcentaje de sus potenciales que compita con esas otras fuentes, razón por la cual destacamos la importancia de explotarlo convenientemente. ☺

Response to Remarks from Readers

Antonio Carlos Tatit Holtz, Director of the Department of Informatics and Communication of OLADE, author of the article "Importance and Problems of the Hydropower Potential of Latin America and the Caribbean", published in Energy Magazine No. 1, January-April 1992 (pages 95-101), responds to remarks made by Sergio Trindade, a Brazilian national, President of Stakeholders in Energy, Environment and Technology International, Ltd., in the present issue of the Energy Magazine.

Dr. Trindade is right in asserting that involvement in the decision-making process of the parties interested in the project is of great importance. But these societies draw the sector into concerns and problems that only specialists in anthropology, sociology, regional planning, etc., are capable of resolving. The article intends to show these professionals that their active participation in the process is needed and that they can contribute solutions at the right time instead of just criticizing after the fact without assuming any responsibility.

As Dr. Trindade has mentioned, we do not believe that it is possible to make broad generalizations for all the Region's countries that electricity is their best option or that hydropower is the best, when electricity is needed. Each case should be reviewed with its special characteristics. That is why we believe in the importance of having reliable basic information on the various sources of energy

available and on the market that they are expected to supply and that there should be a competent dynamic planning process, as an essential condition so that countries can independently adopt the best decisions.

Regarding the balance of hydropower in a determined system, this should be decided on the basis of the costs it entails. Energy produced by hydropower stations should be competitive with alternatives and therefore its costs should be lower or equal to these installations.

The cost to be compared fluctuates depending on whether the system is isolated, where a hydropower station would have to compete with a thermoelectric plant that could eventually replace it, or whether the system is interconnected, with mutual benefits to be derived from both kinds of plants in an integrated operation.

Dr. Altino Ventura Filho, Coordinator of the Coordinating Committee for System Planning (GCPS) and the 2015 Plan of the Electric Power Sector of Brazil, presented at the World Energy Congress in Madrid, in September 1992, a paper on the Brazilian experience with respect to this issue and the costs in his country for hydropower potential with $f_c = 0.50$.

POTENTIAL (%)	INSTALLABLE CAPACITY (GW)	US\$/MWh
71.8	153.0	up to 37
26.5	56.4	37-58
1.7	3.6	> 58

This broad potential competes with the majority of alternatives, as indicated in the table presented by Ventura Filho:

THERMOELECTRIC COSTS COMPARED TO HYDROPOWER COSTS				
	COAL AT MINE OUTLET	GAS CONVENT. FUEL OIL	COMB. CYCLE	CONVENT. FUELWOOD
Size	350 MW	400 MW	500 MW	50 MW
Investment (US\$/Kw)	1400-1500	1200-1300	600-1100	1600-1800
IDC (US\$/Kw)	400	300	150	400
Operation and maintenance (US\$/Kw/year)	28	18	15	35
Combustion efficiency (%)	33	35	41	35
Specific consumption per MWh	1.0 t	0.25 t	230 m ³ (1)	1.5 t
Cost (US\$/unit)	10/t(2)	200/t(3)	3.9/GJ	25/t
Capacity Factor (%)(4)	60-70	50-80	50-80	63-70
Domestic Consumption (%)	10	5	5	10
Investment (US\$/MWh)(5)	36-38	24.8-26.5	12.4-20.7	40-44
Operation and maintenance (US\$/MWh)	5.0	2.7	2.3	6.3
Combustion (US\$/MWh)	9.5-11.1	32.9-52.6	22.2-35.6	37.5-41.7
TOTAL (US\$/MWh)	50.5-54.1	60.4-81.8	36.9-58.6	83.8-92.0

Notes:

- (1) 230 m³/MWh = 8,667 GJ/MWh
- (2) Domestic price at the mine
- (3) US\$200/t = US\$28.00/bbl
- (4) The first figure is in an integrated system and the second in an isolated system
- (5) Useful life of 25 years, discount rate of 10% per year, leading to a capital return factor of 0.1103

It is also possible that many of the Region's countries have a high percentage of their potential competing with these other sources; that is why we emphasize the importance of exploiting it suitably.

Perspectivas de la Economía Mundial

Guillermo Perry*

1. CRECIMIENTO ECONOMICO

1.1 PAISES INDUSTRIALIZADOS

En los últimos años, ha habido una considerable desaceleración del ritmo de crecimiento de la economía mundial (del 4,5% en 1988 al 3,3% en 1989, al 2,1% en 1990 y a una cifra estimada del 1,2% en 1991), que refleja el comportamiento de las economías desarrolladas de mercado. Dentro de éstas, el papel de dinamizador de la economía mundial que tuvo América del Norte durante la mayor parte de la década de los años ochenta se ha desplazado al Japón y Europa continental (Cuadro 1).

Las alzas del precio del petróleo crudo ocasionadas por el conflicto del Golfo Pérsico en 1990 y 1991 tuvieron influencia significativa en el bajo rendimiento de las economías de los países desarrollados, a pesar del esfuerzo que desplegaron las autoridades económicas y energéticas de los países miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) para que su impacto no fuera tan pronunciado como el que tuvo lugar en décadas pasadas.

	Crecimiento Económico (Variación anual porcentual)										
	1973-82	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 (e)	1992 (p)
Mundial	3.0	2.5	4.5	3.5	3.1	3.4	4.5	3.3	2.1	1.2	2.9
Países industriales	2.4	2.6	4.8	3.4	2.7	3.3	4.5	3.3	2.5	1.3	2.8
Estados Unidos	2.0	3.6	6.8	3.4	2.7	3.4	4.5	2.5	1.0	0.2	2.7
Japón	3.9	2.8	4.3	5.2	2.6	4.3	6.2	4.7	5.6	3.6	3.9
Alemania Occidental	1.9	1.9	3.1	1.8	2.2	1.5	3.7	3.8	4.5	2.8	1.9
Otros países indust.	2.5	1.8	3.1	3.1	2.8	3.1	3.8	3.3	1.9	0.8	2.5
Países en desarrollo	4.5	2.3	3.3	3.6	4.0	3.7	4.5	3.1	0.6	0.8	3.4
Por regiones											
Africa	2.9	-1.1	0.7	4.0	1.7	1.3	2.9	3.3	1.9	2.0	4.8
Asia	5.7	8.	8.4	6.9	6.9	8.1	9.0	5.5	5.8	5.0	5.2
Europa	4.3	2.9	2.6	1.4	3.6	2.8	4.3	1.8	-2.9	-3.5	-1.7
Oriente Medio	4.9	1.1	—	1.7	-0.7	0.1	4.7	3.2	-1.5	-3.3	8.5
América	4.3	-2.8	3.6	3.4	4.7	2.4	0.2	1.5	-1.0	1.0	3.3
Por criterios analíticos											
Exportadores de combustible	4.9	-0.8	0.9	2.5	0.4	0.1	3.4	3.2	1.0	-1.5	7.9
Exportadores de otros productos	4.4	3.4	4.9	4.0	5.2	4.8	4.9	3.0	0.6	1.4	2.4
Prestatarios en el mercado	5.0	2.5	5.2	4.0	5.0	4.5	4.2	2.7	0.2	0.5	2.2
Prestatarios en fuentes oficiales	3.0	1.2	1.3	5.1	3.7	2.7	3.8	3.1	0.6	2.5	4.4
Por criterios analíticos											
Países con dificultades recientes de servicio de la deuda	3.9	-1.7	2.8	3.3	3.8	2.2	1.8	1.6	-2.6	-0.1	4.5
Países sin dificultades de servicio de la deuda	4.9	5.6	5.5	4.5	5.2	5.6	6.9	4.0	2.6	1.4	2.4
Partidas informativas:											
Europa y la URSS	4.3	2.9	2.4	1.2	3.3	2.5	4.3	1.9	-3.8	-4.1	-2.2
de la cual:											
Europa Oriental	3.9	2.1	4.5	2.1	3.2	1.6	1.2	-0.9	-8.6	-1.3	2.6
Economías asiáticas de reciente industrialización	8.1	9.6	9.7	4.4	11.0	12.1	9.5	6.9	6.8	5.7	5.8
Fuente: FMI, 1991											

* De nacionalidad colombiana, miembro del Grupo de Análisis Estratégico, Proyecto de Prospectiva Energética, Fase I, de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión de las Comunidades Europeas (CCE)

Cuadro 2					
Tendencias y Proyecciones de Crecimiento Económico					
Países Industrializados (Variación porcentual anual)					
	Proyecciones a largo plazo				
	1967-73	1974-80	1980-90	1991-96	1996-2000
Todos los países industriales					
PIB real	4.6	2.7	2.7	2.7	3.0
Del cual corresponde a:					
Capital	1.7	1.4	1.2	1.4	—
Mano de obra	0.4	0.5	0.7	0.6	—
Productiv.total de los factores	2.2	0.8	0.9	0.8	—
Deflactor del PIB	6.5	8.7	4.9	3.4	2.0
Canadá					
PIB real	4.9	4.2	2.8	1.8	2.1
Del cual corresponde a:					
Capital	1.7	1.9	2.0	—	—
Mano de obra	1.1	1.5	0.9	—	—
Productiv.total de los factores	2.2	0.9	-0.3	—	—
Deflactor del PIB	4.8	8.8	5.3	4.2	3.0
Estados Unidos					
PIB real	3.1	2.5	2.4	2.8	2.6
Del cual corresponde a:					
Capital	1.3	1.2	1.1	2.0	1.2
Mano de obra	0.9	1.3	1.1	1.5	1.1
Productiv.total de los factores	0.8	—	0.4	0.2	—
Deflactor del PIB	5.0	7.7	4.7	4.1	3.0
Japón					
PIB real	9.2	3.6	4.2	4.1	4.0
Del cual corresponde a:					
Capital	3.9	2.1	1.9	2.2	2.2
Mano de obra	0.2	0.1	0.7	0.5	0.5
Productiv.total de los factores	6.2	1.5	1.8	1.6	1.5
Deflactor del PIB	6.2	7.8	1.6	1.4	1.4
Alemania Occidental					
PIB real	4.2	2.3	2.1	2.9	2.8
Del cual corresponde a:					
Capital	2.0	1.4	1.2	1.4	1.7
Mano de obra	-0.9	-1.0	—	0.1	0.3
Productiv.total de los factores	3.2	1.9	1.0	1.0	0.9
Deflactor del PIB	4.9	4.7	3.0	2.5	2.0
Francia					
PIB real	5.1	2.8	2.2	3.0	3.0
Del cual corresponde a:					
Capital	1.8	1.4	0.9	1.0	1.2
Mano de obra	0.3	—	-0.1	0.5	0.6
Productiv.total de los factores	3.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Deflactor del PIB	5.7	10.3	6.5	5.4	4.4

A partir de 1992, se espera una recuperación en las tasas de crecimiento de los países desarrollados y la economía internacional. En particular, se esperan tasas cercanas al 2,75% anual para el período 1991-1996 y superiores al 3% de allí en adelante. Estas proyecciones suponen precios de petróleo alrededor de los US\$17 por barril, en términos de dólares constantes. Se espera, asimismo, que continúe el desplazamiento de la dinámica del crecimiento económico en favor de la Europa continental (Alemania, Francia e Italia) y del Japón, si bien en forma menos pronunciada que en los últimos años (Cuadro 2).

El mayor crecimiento esperado en los países de Europa continental se debería fundamentalmente a los efectos positivos sobre inversión y eficiencia de la consolidación de la Comunidad Económica Europea y de la conformación de un Espacio Económico Europeo más amplio. En el corto y mediano plazo, sin embargo, existe alguna incertidumbre con respecto al impacto que el reto de la reconstrucción de la economía de la antigua Alemania Socialista pueda tener sobre el crecimiento de Alemania Occidental.

Existe un mayor grado de incertidumbre sobre el desempeño de la economía del Reino Unido y en cuanto a la rapidez con que se pueda superar la actual recesión en América del Norte. Por su parte, se prevé una reducción moderada en las tasas de crecimiento de la economía japonesa que está trabajando a muy altos niveles de utilización de la capacidad instalada y que, a largo plazo, gozará de una menor contribución del factor trabajo como fuente de crecimiento.

La contribución más importante al crecimiento económico de los países industrializados provendrá de la formación de capital, en razón de los bajos niveles de inversión de las últimas dos décadas; la tendencia a la baja en los precios de los bienes de

capital; el mejor clima para la inversión debido a reformas estructurales como la unificación del mercado europeo; la disminución en la tasa de crecimiento de los salarios reales, sobre todo desde fines de los años ochenta, que ha permitido incrementar las utilidades de las empresas; y mayores tasas de ahorro como consecuencia de los ajustes fiscales en curso y previstos. La tasa de inversión pasaría del 20,9% del PIB en los ochenta al 22% en el período 1990-1996. El aumento sería especialmente importante en la inversión real fija en empresas, que alcanzaría la tasa más alta de las últimas décadas (Cuadro 3).

1.2 Europa Oriental y URSS

En 1990, el producto de los países de Europa Oriental y la URSS cayó en 3,8% y se estima una reducción mayor en 1991. El descenso afectó a todos los países de la región y fue producto de la desintegración del sistema económico anterior, la reestructuración del sistema de precios relativos, la mayor competencia externa, los efectos de corto plazo de las políticas macroeconómicas de ajuste, la caída de las exportaciones intrarregionales, la interrupción de los suministros de petróleo y otras materias primas subsidiadas por parte de la URSS y el impacto económico de la guerra del Golfo (Cuadro 4).

Las tasas de crecimiento de estas economías en el futuro cercano -al menos en 1992 y 1993- serán negativas, como resultado de la aplicación de políticas macroeconómicas restrictivas para frenar el proceso inflacionario y los desequilibrios externos que han surgido con la liberación de precios y mercados y por cuanto el sistema de planificación central ha dejado de suministrar eficientemente bienes para el consumo final y los mecanismos de mercado recién empiezan

Cuadro 3					
Ahorro e Inversión en los Países Desarrollados Proyecciones (Porcentaje del PNB o PIB)					
	1967-73	1974-79	1980-90	Proyecciones a mediano plazo 1991-96	
				Nivel medio	Variac. durante el período
Todos los países industriales					
Ahorro nacional	25.0	23.1	20.6	21.4	1.9
Ahorro sector privado	21.5	21.8	20.3	19.3	-0.1
Ahorro sector gobierno	3.5	1.3	0.3	2.1	2.0
Ahorro externo	-0.5	—	0.3	0.5	-0.2
Inversión total	24.4	23.1	20.9	22.0	1.7
Inversión real fija empresa	12.4	11.9	13.1	16.3	2.3

Fuente: FMI, 1991

a desarrollarse. El proceso de recuperación será lento, dado que el ajuste de los precios relativos a las condiciones del mercado internacional implicará una reestructuración de la base productiva de estas naciones. De 1996 al año 2005, las tasas de crecimiento podrían acercarse al 6% anual, bastante superiores a las de otras naciones del continente europeo, debido a que estas economías se encuentran muy por debajo de su producción potencial.

1.3 Países en Desarrollo

En los últimos tres años, el crecimiento en las naciones menos desarrolladas no ha sido suficiente para incrementar los niveles de ingreso real. Solamente en los países asiáticos se evidenció un crecimiento significativo del PIB per cápita (Cuadro 5).

El pobre comportamiento económico de los países en desarrollo en la última década, con excepción de los países asiáticos no exportadores de petróleo, se debió a la caída en los términos de intercambio, en particular para los países exportadores de petróleo, y la crisis de la deuda, que exigió la aplicación

El mayor crecimiento esperado en los países de Europa continental se debería fundamentalmente a los efectos positivos sobre inversión y eficiencia de la consolidación de la Comunidad Económica Europea y de la conformación de un Espacio Económico Europeo más amplio

Cuadro 4							
Europa Oriental y la URSS: Tendencias y Proyecciones 1988-96 (Variación porcentual anual, a menos que se indique otra cosa)							
	1988	1989	1990	1991	1992	1993-1996	1996-2000
Europa Oriental y la URSS							
PIB real	4.3	1.9	-3.8	-4.1	-2.1	1.2	4.0
Precios al consumidor	11.1	30.9	34.1	45.6	18.2	—	—
Saldo fiscal ¹	8.0	-6.7	-6.5	-4.2	—	—	—
Europa Oriental							
PIB real	1.2	-0.9	-8.6	-1.5	2.8	4.4	5.5
Precios al consumidor	44.3	139	149.7	78	13.3	—	—
Saldo fiscal ²	-0.2	-0.1	-1.8	-0.5	—	—	—
Saldo de la balanza en cuenta corriente ¹	6.7	3.0	-1.3	-10.0	-11.2	—	—
Del cual:							
En moneda convertible	2.7	0.7	-2.8	—	—	—	—
Cociente del servicio de la deuda	19.2	18.5	14.9	18.5	16.8	—	—
Del cual:							
En moneda convertible	34.7	29.2	18.1	—	—	—	—
Deuda externa	97.9	98.4	105.0	110.2	118.3	—	—

1. Miles de millones de dólares de EE.UU.
2. Porcentaje del PIB nominal
Fuente: FMI, 1991

Africa), no parecen propicias, a no ser que se produzcan cambios fundamentales en los flujos previstos de financiación internacional y el manejo de la deuda, en el comportamiento de la política comercial de los países desarrollados y en las tasas de ahorro interno. Sin esos cambios, se espera que el ingreso per cápita en los países en desarrollo aumentará apenas en un 1,3% anual durante la próxima década. En los países asiáticos, se obtendría un crecimiento del ingreso per cápita anual del 2,4%, pero esta tasa sería apenas del 0,7% en América Latina y del -0,7% en África. Las hipótesis más optimistas permitirían incrementar la tasa de crecimiento media de los países en desarrollo en 1,2%. Las tasas de crecimiento de los países en desarrollo en el largo plazo, entre 1997 y 2005, podrían acercarse al 6,5% como consecuencia del hecho de que la mayoría de los países en desarrollo, con excepción de los del sudeste asiático, se encuentran muy por debajo de su producto potencial (Cuadro 6).

de políticas restrictivas de ajuste y originó un descenso notable en la captación de ahorro externo y una transferencia negativa de recursos financieros de los países en desarrollo hacia los desarrollados, invirtiendo la tendencia de las décadas previas. Como consecuencia, se presentó un descenso significativo en sus tasas de inversión.

Por regiones, las tasas más bajas de crecimiento se presentaron en el Medio Oriente, América Latina y África. La crisis fue mayor para los exportadores de petróleo y productos primarios y para los países endeudados.

Las perspectivas de crecimiento económico en el corto y mediano plazo para los países en desarrollo, en particular para los que mantienen altos niveles de endeudamiento (en América Latina y

2. COMERCIO INTERNACIONAL

2.1 Tendencias Globales

El volumen del comercio mundial creció a tasas bajas entre 1980 y 1985 (3,2% promedio anual) y más altas entre 1985 y 1989 (7,1% promedio anual). En 1990, su crecimiento se desaceleró ligeramente. Durante la primera mitad de la década, las importaciones de los Estados Unidos jalonaron la economía mundial, con un crecimiento del 7,7% anual, mientras que las de la Comunidad Económica Europea (CEE) crecieron apenas con un 2,5% y las del Japón con 1,9%. En la segunda mitad, se invirtió el proceso, de modo que las japonesas aumentaron al 10% anual, las de la CEE al 7,8% y las de los Estados Unidos apenas al 5,5%.

Las exportaciones de los países en desarrollo crecieron a tasas bajas en la primera mitad de la década (de nuevo con la excepción de los países del Asia meridional y sudoriental) y muy altas en la segunda, cuando los programas de ajuste de los países endeudados provocaron una fuerte reacción de sus ventas externas. No obstante, perdieron participación en valor en los mercados de los países industrializados a lo largo de la década (del 26,9% al 22,4%). La pérdida de participación fue particularmente severa en el caso de los países africanos y del Medio Oriente y en

menor medida en el de los latinoamericanos (del 5,4% al 3,8% del total). Las exportaciones de los países de Asia meridional y del sudeste, por el contrario, aumentaron significativamente su participación (del 7,1% al 11,4%).

Esta tendencia se explica, ante todo, por la caída en los precios relativos de las exportaciones de los países en desarrollo, en particular del petróleo y otros productos básicos, y por la pérdida de participación de los países en desarrollo en las exportaciones petroleras y de materias primas agropecuarias. En contraste, su participación en las exportaciones de manufacturas aumentó, en casi todas las agrupaciones, y se mantuvo en el caso de los de alimentos.

El volumen de intercambio entre las naciones más desarrolladas se incrementó un poco durante la primera mitad de 1990. El comercio entre las naciones menos desarrolladas y las más avanzadas se mantuvo casi en los mismos niveles, dado que las ventas de los países desarrollados aumentaron, pero sus importaciones descendieron sustancialmente.

Se prevé que los volúmenes de comercio se incrementarán a un tasa anual media del 6% entre 1992 y 1996. Durante este período, las exportaciones de las naciones que enfrentan dificultades en los pagos de sus deudas externas crecerán también a un tasa cercana al 6%, mientras que otros países menos desarrollados lograrán incrementar su participación en el comercio mundial. Se prevé, además, una recuperación paulatina de los precios relativos de los productos básicos, a medida que se recuperan las tasas de crecimiento de la economía mundial.

Las naciones menos desarrolladas en conjunto mejorarían su situación externa en cuenta corriente, alcanzando el equilibrio en la segunda parte de los años noventa, a pesar de que simultáneamente se

Países en Desarrollo: Crecimiento PerCapita 1973-92 (Variación anual porcentual)										
	Promedio 1973-82	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Países en desarrollo	1.7	-0.3	1.9	2.0	1.5	1.8	2.2	1.0	-0.6	0.1
Por regiones										
Africa	—	-3.8	-1.9	1.2	-1.2	-1.5	—	0.4	-0.9	-1.0
Asia	3.2	6.1	6.6	5.0	5.1	6.3	7.3	3.5	3.5	3.4
Europa	2.8	1.4	4.0	1.7	2.9	1.7	0.8	-1.4	-5.5	0.7
Oriente Medio	0.5	-3.0	-3.8	-1.8	-4.3	-4.2	1.6	0.5	-4.7	-6.9
América	1.6	-4.8	1.2	1.3	1.6	1.2	-1.9	-0.6	-2.5	-1.0
Por exportación predominante										
Combustibles	.1	-4.2	-2.3	-0.1	-3.6	-2.5	0.5	0.5	-1.8	-4.3
Otros productos	2.0	1.7	4.0	3.1	3.9	3.6	2.9	1.2	-0.2	1.5
Manufacturas	3	3.4	5.8	5.6	5.3	4.9	4.2	2.1	-0.2	1.8
Productos primarios	-0.6	-2.0	0.6	-1.7	2.7	1.1	-1.9	-2.2	-0.4	0.2
Productos agrícolas	-0.6	-0.4	0.3	-2.1	2.5	0.7	-1.8	-1.8	-0.3	—
Minerales	-0.6	-7.0	1.6	-0.3	3.6	3.2	-2.4	-3.9	-0.7	1.3
Por criterios financieros										
A. acreedores netos	0.8	-1.8	-3.3	-2.2	-4.1	-4.1	1.0	2.0	0.2	-1.5
D. deudores netos	1.9	—	2.8	2.7	2.5	2.7	2.4	0.9	-0.7	0.3
Países con difíc.recientes de serv. de la deuda	1.2	-3.9	0.4	1.1	1.0	0.6	-0.3	-0.5	-4.1	-2.1
Países sin dificultades de serv. de la deuda	3.0	5.1	5.9	4.7	4.3	5.5	6.0	2.7	3.2	2.9
Otras agrupaciones										
12 princ. export. petr.	0.6	-3.6	-3.3	-0.8	-2.8	-3.2	1.1	0.6	-2.6	-5.3
4 economías asiáticas de reciente industrializ.	6.2	8.0	8.3	3.3	9.9	10.9	8.3	5.6	5.8	4.6
15 países muy endeudados	1.5	-4.9	-0.1	1.6	1.5	0.8	-1.4	-0.3	-2.6	1.3

Fuente: FMI, 1991

esperan incrementos en los niveles de importaciones de estas naciones. En consecuencia, mejoraría la relación deuda-exportaciones para este grupo de países, aún sin nuevas reestructuraciones.

Estas tendencias pueden modificarse según los resultados de la Ronda Uruguay, en particular en lo concerniente a la liberación del comercio agrícola, y las políticas comerciales que apliquen las naciones industrializadas.

2.2 Bloques Económicos y Políticas Comerciales

Comunidad Económica Europea

Actualmente la CEE representa el 41% del comercio mundial y su intercambio intrarregional alcanza hoy el 61% de sus importaciones totales, cuando era apenas del orden del 40% cuando se inició la

construcción de la Comunidad. El proceso de integración hasta el presente ha incrementado sustancialmente las exportaciones e importaciones de los países miembros pero las ha concentrado al interior de la región. En su comercio con terceros han primado los efectos de desviación del comercio (hacia las transacciones intrarregionales) sobre los de creación de comercio. Existe el temor de que este proceso continúe con la consolidación del mercado común a partir de 1992.

Los efectos de creación de comercio serán mayores para los productos básicos que no produce la Comunidad, en comparación con los productos manufacturados. Los principales beneficiarios serían los países en desarrollo exportadores de productos energéticos, que se estima absorberían cerca del 80% de las ganancias potenciales, como consecuencia de la alta elasticidad ingreso de la demanda por estos productos en comparación con otros.

La creación de un mercado común exigirá unificar los regímenes de importación de los distintos países miembros. Para ello, en un extremo, podrían eliminarse todas las barreras no arancelarias; en el otro, podría establecerse un mínimo común denominador, que aumentaría sustancialmente el proteccionismo europeo. Los países en desarrollo se beneficiarán significativamente de la creación de comercio en el mercado único europeo solamente si dominan las tendencias liberales en la política comercial de la CEE después de 1992. Los más beneficiados serían, en este caso, los países asiáticos y latinoamericanos que se encuentran por fuera de los actuales sistemas de preferencias de la CEE.

El pleno acceso de España y Portugal a los mercados de los demás miembros de la Comunidad y la incorporación de países nuevos al Espacio Económico Europeo único tendrán efectos negativos sobre las

Cuadro 6								
Países en Desarrollo: Proyecciones de Crecimiento Económico Simulaciones, UNCTAD (Incremento respecto a la hipótesis de base, en puntos porcentuales)								
HIPOTESIS								
A	B	C	D	E	F	G	H	
Todos los países en desarrollo								
Crecimiento del PIB	0.2	0.2	0.4	0.0	0.1	0.2	0.0	1.2
Deuda/exportaciones	-6.6	-9.5	2.2	2.2	3.1	8.1	3.9	8.1
Pagos de intereses/ exportaciones	-0.2	-0.5	0.2	0.2	0.3	0.2	-0.3	-1.0
Balanza por cuenta corriente/exportaciones	1.5	2.3	0.5	-0.5	0.5	-2.3	0.4	0.8
América Latina								
Crecimiento del PIB	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	0.1	0.8
Deuda/exportaciones	6.6	-8.4	1.0	1.9	0.5	4.4	-20.3	-25.0
Pagos de intereses/ exportaciones	-0.4	0.6	0.0	0.1	-0.7	0.0	-1.8	-2.6
Balanza por cuenta corriente/exportaciones	1.2	1.5	-0.2	0.4	0.0	-1.5	1.8	1.5

Fuente: UNCTAD-GATT, 1990

exportaciones de los países en desarrollo, ya que la estructura de sus economías es más competitiva con las de los países en desarrollo y existen acuerdos preferenciales entre algunos de ellos y algunos países en desarrollo.

Europa Oriental y URSS

Las reformas económicas en curso en los países de Europa Oriental y la Unión Soviética pueden ocasionarles un mayor acceso a los mercados de Europa Occidental, a expensas de exportaciones procedentes de los países en desarrollo. Al mismo tiempo, es probable que los países en desarrollo encuentren mayores oportunidades de exportación en los propios mercados de Europa Oriental y la Unión Soviética. En uno y otro caso, esos efectos se darán con mayor fuerza en el mediano que en el corto plazo. El efecto neto dependerá de las políticas económicas precisas que utilicen los países de Europa Oriental.

La Unión Soviética ha dejado de ser un suministrador confiable y a precios más económicos de productos primarios, y en particular de energéticos, para los países de Europa Oriental y éstos están reduciendo la protección a su propia producción de energéticos (en particular de carbón mineral). El resultado de estos hechos, y de las interrupciones en la oferta de petróleo por parte de la Unión Soviética que han tenido lugar con motivo de las perturbaciones internas, ha implicado que los países de Europa Oriental se han incorporado de manera más plena al mercado internacional de energéticos, incrementando la demanda neta del bloque.

Norteamérica

El comercio intrarregional en Norteamérica representa el 37% de sus importaciones y el 41% de sus

exportaciones totales, es decir, pesa menos que en el caso de la CEE. No obstante, la política comercial norteamericana ha venido mostrando una tendencia creciente a no respetar las normas del GATT, a utilizar medidas no arancelarias y a alejarse del apoyo tradicional al libre comercio y al multilateralismo, para reemplazarlo con relaciones de tipo bilateral.

El hecho más significativo es la creciente importancia de los acuerdos bilaterales de libre comercio. Ya ha entrado en vigor el acuerdo con Canadá y se encuentra en negociaciones uno similar con México, para el cual el Presidente ya ha solicitado y obtenido autorizaciones del Congreso. Sumados éstos con los acuerdos preferenciales de la Iniciativa de la Cuenca del Caribe, parecía existir la tendencia a la consolidación de un gran bloque comercial en América del Norte.

En la medida en que los acuerdos de libre comercio se generalizan con otros países del continente, bien sea de manera bilateral o por grupos de países, como la prevé la Iniciativa de las Américas, con miras a constituir en algún momento una zona de libre comercio en todo el continente, esta política habrá de beneficiar de manera especial a todos los países de América Latina. De lo contrario, beneficiará de manera especial tan sólo a México y a los países signatarios de la Iniciativa de la Cuenca del Caribe.

Como en el caso de la CEE, este hecho afectará negativamente a terceros países sólo en tanto y en cuanto los efectos de desviación de comercio superen a los efectos de creación de comercio debidos al mayor crecimiento económico que generará la integración en Norteamérica. Los efectos netos dependerán de la medida en que la creación de la zona de libre comercio en América del Norte conlleve la adopción de políticas menos liberales con

respecto a terceros países, lo cual podría ocurrir tanto en virtud de la tendencia reciente de la propia política comercial norteamericana, como por presión de los otros países signatarios para proteger las ventajas que han obtenido con los acuerdos suscritos.

El Oriente

Hasta aproximadamente 1985, el Japón tuvo un rápido crecimiento económico, determinado por sus exportaciones y caracterizado por restricciones considerables a sus importaciones. Esta tendencia ha variado marcadamente desde 1985, ya que el crecimiento económico del Japón ha estado más determinado por el crecimiento de la demanda interior y se ha producido un auge notorio en sus importaciones. Entre 1985 y comienzos de 1989, se duplicó el volumen de las importaciones japonesas de manufacturas.

Los países asiáticos de la cuenca del Pacífico han aumentado su participación en el mercado japonés, en alguna medida a expensas de los países desarrollados (que todavía tienen la mayor parte) y de los otros países en desarrollo. La capacidad para atraer inversión directa japonesa fue una de las causas de rápido crecimiento de las exportaciones de las economías del sudeste asiático al Japón. La presencia de estas filiales permitió intensificar el crecimiento de sus mercados en el Japón, tanto por la combinación de productos que ofrecía como por su competitividad general. Las exportaciones más beneficiadas con este proceso fueron las de maquinaria e instrumentos de precisión.

No obstante, estas exportaciones representan apenas el 15% del incremento general de las importaciones no energéticas japonesas procedentes de esos mismos países. La concentración regional creciente de las importaciones del Japón parece

haberse debido principalmente a ventajas competitivas de los países del sudeste asiático, tanto por razones geográficas como por razones de eficiencia económica. La participación actual de las importaciones intrarregionales en las totales de la región es más baja que la de otras áreas (29% en comparación con 37% en Norteamérica y 61% en la CEE).

América Latina

En la primera mitad de los años ochenta, los procesos de integración subregional y regional en América Latina entraron en crisis, como resultado de las dificultades económicas que padeció la Región en esos años, la agudización de los desequilibrios en el comercio intrarregional y las dificultades de financiamiento que atravesaron los países.

A fines de la década pasada, sin embargo, se dio un nuevo impulso a los procesos de integración, ocasionado tanto por el cambio de políticas comerciales de los países, que iniciaron un proceso general de apertura de sus economías, como por la evidencia de que América Latina se estaba quedando marginada progresivamente de las corrientes de comercio, financiamiento e inversión directa a nivel internacional. La conformación del Mercosur, el avance del Grupo Andino hacia un mercado común y las iniciativas del Grupo de los Tres auguran que hacia 1995 se habrá avanzado en la conformación de dos grandes bloques de zonas de libre comercio en América Latina. Esta situación facilitará una negociación entre los dos bloques (que además habrán suscrito acuerdos de libre comercio con países individuales como Chile) para la conformación de una zona de libre comercio a nivel continental. Es temprano todavía para predecir el efecto de estos acuerdos, pero sin duda van a generar un incremento en

el comercio intrarregional y van a permitir que América Latina actúe con una voz algo más unida en los foros internacionales, en comparación con lo ocurrido en el pasado.

3. INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La disminución del crecimiento de los países en desarrollo ha estado vinculada al hecho que, desde principios de los años ochenta, la mayoría de los grupos de países en desarrollo han sido suministradores netos de recursos financieros para el resto del mundo y no receptores. Una parte sustancial de su ahorro potencial ha sido transferido al exterior, en vez de haber sido invertido, al contrario de lo que sucedía en décadas anteriores en las que la inversión interna excedía el ahorro doméstico por la cuantía de las transferencias de ahorro externo. Además, en muchos países que han adoptado políticas de ajuste, se han reducido de manera sustancial las tasas de ahorro interno.

A pesar del considerable esfuerzo por aumentar sus exportaciones y de los acuerdos de reestructuración llevados a cabo durante la década, la situación del peso de la deuda externa de los países en desarrollo en 1990 no era muy diferente a la de 1980. El coeficiente de servicio de la deuda de los países en desarrollo importadores de capital fue de 18,6% en 1980 y cerca del 16% en 1990, ya que el pago de intereses superó en 50% al de un decenio antes y los pagos del principal aún más (para los 15 países más endeudados, el servicio de la deuda pasó del 31% al 26,7%, después de un máximo de 45% de 1982). En términos del producto neto bruto, la deuda externa creció del 26,4% al 37% en 1987 (para los 15, del 32% al 51,7%).

Las naciones que poseen dificultades para el pago de su deuda requerirán de mayor endeudamiento

externo en los próximos años. El Fondo Monetario Internacional (FMI) ha estimado que las necesidades de estos países en el período 1992-1996 superarán los US\$25 mil millones anuales (el crédito externo neto total sería superior a los US\$50 mil millones anuales) y luego se situarán en unos US\$18 mil millones anuales. La primera de estas cifras es superior a lo que se necesitó en los años ochenta. De este nivel de endeudamiento, se espera que la mayor parte provenga de fuentes oficiales, pero a medida que avance la década se espera también un aumento de la participación privada, a medida que los bancos mejoren su situación económica y se apliquen nuevos programas de reducción de la deuda.

En casi todos los países endeudados, la dependencia en el ahorro bruto externo disminuirá, como proporción del PIB, en el mediano plazo. El financiamiento de la formación de capital tendrá que proceder, entonces, de mayores tasas de ahorro interno y de una reducción de los pagos de intereses como proporción del producto.

El aumento de la inversión dependerá de que se obtenga una considerable movilización del ahorro, mediante atracción de los capitales fugados, elevación de las tasas de ahorro interno y mayor financiamiento externo. Estos mayores niveles de ahorro e inversión tendrían que lograrse en un contexto difícil, en el que el ahorro mundial será requerido para otros fines tales como los déficit proyectados de los sectores públicos de las naciones desarrolladas, el proceso de reforma de Europa Oriental, la reconstrucción después de la guerra del Medio Oriente y en el que los prestamistas internacionales adoptarán actitudes más prudentes, haciendo su acceso difícil para las naciones menos desarrolladas.

En particular, mientras los Estados Unidos no reducen su déficit

fiscal y comercial en forma más drástica, seguirán absorbiendo transferencias netas de recursos financieros de los países en desarrollo en cantías muy sustanciales, lo que dificultará enormemente el crecimiento económico en ellos. De hecho, las proyecciones indican que el ajuste fiscal en los países desarrollados permitiría incrementar significativamente el crecimiento medio de los países en desarrollo.

Las corrientes de asistencia oficial para el desarrollo se han mantenido estancadas alrededor de los US\$55 mil millones (en dólares de 1988) por año durante la última década. Un porcentaje creciente de esta ayuda se ha ido concentrando en los países del África Subsahariana. Estos y los países más pobres de Asia reciben hoy cerca de las dos terceras partes de la ayuda oficial. No se prevé ningún aumento significativo en estos flujos.

Los recursos totales comprometidos por instituciones multilaterales de desarrollo se elevaron de US\$19.318 millones (dólares de 1980) a principios de la década a US\$30 mil millones en 1985 para luego descender y mantenerse estancados alrededor de US\$28 mil millones en los cinco últimos años de la década. El grupo del Banco Mundial ha representado algo más del 60% de estos préstamos, aunque ha venido reduciendo su partici-

pación. Los bancos regionales, en cambio, pasaron de representar el 19,6% en 1980 al 29,8% en 1990. Es probable que esta tendencia continúe en adelante, puesto que se espera que una proporción importante de los recursos del Banco Mundial será destinada a los países de Europa Oriental; por esa razón, los bancos regionales tendrán que incrementar sus esfuerzos si se desea que los países en desarrollo no vean disminuidos los recursos de origen multilateral con que cuentan en la actualidad. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), después de algunos años de reducción de sus operaciones, incrementó sus préstamos no concesionarios en 52% en 1989 y en 48% en 1990. La séptima reposición de capital duplicó sus recursos y le permitirá prestar cerca de US\$22,5 mil millones durante el período de 1990-1993.

Por su parte, el FMI fue un receptor neto de recursos de los países en desarrollo en los últimos cinco años de la década pasada. En 1990, se inició un proceso de reestructuración de los derechos especiales de giro (DEG) de los países en desarrollo y, en 1991, ante la crisis del Golfo, se tomaron otras medidas para agilizar desembolsos. No obstante, la ampliación prevista de la asistencia del Fondo se basa en la condición explícita de que se prestará "primordialmente en el

contexto de amplios programas de ajuste". En esas condiciones, lo más probable es que continúe siendo un receptor neto de recursos de los países en desarrollo.

Tampoco se preveen cambios significativos en reducciones de la deuda en el futuro inmediato. Si bien se ha progresado sustancialmente en mejorar las condiciones de reestructuración de la deuda oficial, la actitud de la banca comercial es la de o bien esperar para que mejoren las condiciones de los países en desarrollo o reducir la exposición a través de la compra con descuento.

En consecuencia, es probable que en la década de los noventa la combinación de los esfuerzos de reestructuración, de incremento de exportaciones y superávit comerciales de los países en desarrollo apenas conduzca a reducir ligeramente los coeficientes de servicio de la deuda, a costa de la continuación del estancamiento de las economías respectivas, tal como sucedió en los años ochenta.

Las perspectivas de incremento de la inversión extranjera en los países en desarrollo, en contraste, han venido mejorando. En América Latina, los mayores flujos han estado asociados con los procesos de reconversión de deuda y, en el caso mexicano, con las perspectivas de la zona de libre comercio en Norteamérica. ☈

fiscal y comercial en forma más drástica, seguirán absorbiendo transferencias netas de recursos financieros de los países en desarrollo en cantías muy sustanciales, lo que dificultará enormemente el crecimiento económico en ellos. De hecho, las proyecciones indican que el ajuste fiscal en los países desarrollados permitiría incrementar significativamente el crecimiento medio de los países en desarrollo.

Las corrientes de asistencia oficial para el desarrollo se han mantenido estancadas alrededor de los US\$55 mil millones (en dólares de 1988) por año durante la última década. Un porcentaje creciente de esta ayuda se ha ido concentrando en los países del África Subsahariana. Estos y los países más pobres de Asia reciben hoy cerca de las dos terceras partes de la ayuda oficial. No se prevé ningún aumento significativo en estos flujos.

Los recursos totales comprometidos por instituciones multilaterales de desarrollo se elevaron de US\$19.318 millones (dólares de 1980) a principios de la década a US\$30 mil millones en 1985 para luego descender y mantenerse estancados alrededor de US\$28 mil millones en los cinco últimos años de la década. El grupo del Banco Mundial ha representado algo más del 60% de estos préstamos, aunque ha venido reduciendo su partici-

pación. Los bancos regionales, en cambio, pasaron de representar el 19,6% en 1980 al 29,8% en 1990. Es probable que esta tendencia continúe en adelante, puesto que se espera que una proporción importante de los recursos del Banco Mundial será destinada a los países de Europa Oriental; por esa razón, los bancos regionales tendrán que incrementar sus esfuerzos si se desea que los países en desarrollo no vean disminuidos los recursos de origen multilateral con que cuentan en la actualidad. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), después de algunos años de reducción de sus operaciones, incrementó sus préstamos no concesionarios en 52% en 1989 y en 48% en 1990. La séptima reposición de capital duplicó sus recursos y le permitirá prestar cerca de US\$22,5 mil millones durante el período de 1990-1993.

Por su parte, el FMI fue un receptor neto de recursos de los países en desarrollo en los últimos cinco años de la década pasada. En 1990, se inició un proceso de reestructuración de los derechos especiales de giro (DEG) de los países en desarrollo y, en 1991, ante la crisis del Golfo, se tomaron otras medidas para agilizar desembolsos. No obstante, la ampliación prevista de la asistencia del Fondo se basa en la condición explícita de que se prestará "primordialmente en el

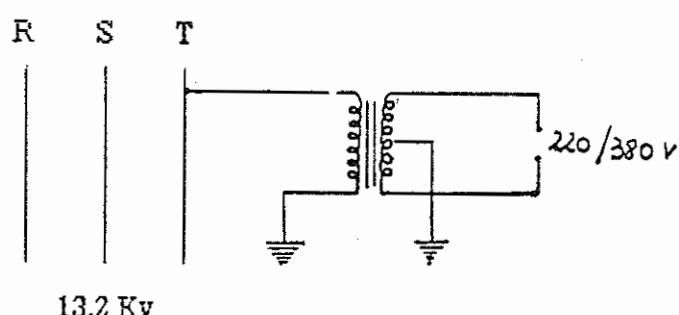
contexto de amplios programas de ajuste". En esas condiciones, lo más probable es que continúe siendo un receptor neto de recursos de los países en desarrollo.

Tampoco se preveen cambios significativos en reducciones de la deuda en el futuro inmediato. Si bien se ha progresado sustancialmente en mejorar las condiciones de reestructuración de la deuda oficial, la actitud de la banca comercial es la de o bien esperar para que mejoren las condiciones de los países en desarrollo o reducir la exposición a través de la compra con descuento.

En consecuencia, es probable que en la década de los noventa la combinación de los esfuerzos de reestructuración, de incremento de exportaciones y superávit comerciales de los países en desarrollo apenas conducirá a reducir ligeramente los coeficientes de servicio de la deuda, a costa de la continuación del estancamiento de las economías respectivas, tal como sucedió en los años ochenta.

Las perspectivas de incremento de la inversión extranjera en los países en desarrollo, en contraste, han venido mejorando. En América Latina, los mayores flujos han estado asociados con los procesos de reconversión de deuda y, en el caso mexicano, con las perspectivas de la zona de libre comercio en Norteamérica. ☈

SISTEMAS DE ELECTRIFICACION RURAL CON RETORNO POR TIERRA



La electrificación rural ha sido motivo de preocupación de las empresas proveedoras de energía eléctrica, puesto que dichas zonas se encuentran alejadas de los grandes centros de consumo y son de baja densidad de carga. A esto se suma el alto costo de las instalaciones tradicionales y la dificultad para obtener los recursos financieros, lo cual ha incentivado la búsqueda de opciones de más bajo costo como el sistema "Monoconductor con Retorno por Tierra" (MRT) o con transformador de aislación SWER.

Según se muestra en la figura se puede apreciar el ahorro del conductor de alta tensión, obteniéndose en el lado de baja tensión 220 voltios o 380 si se utilizan convertidores de fases estáticos o dinámicos.

El sistema SWER es un complemento del sistema anterior, incorporando un transformador de aislación, lo cual aumenta la capacidad de transmisión, dependiendo de los valores de puesta a tierra.

Los sistemas de distribución con retorno por tierra presentan las siguientes ventajas:

- 1* Entre 40 y 60% de reducción de costos de inversión
- 2* Bajos costos de operación y mantenimiento
- 3* Mayor nivel de confiabilidad
- 4* Entre un 20 y 40% de reducción en la caída de tensión
- 5* Reducción de la corriente de cortocircuito gracias al transformador de aislación.

Estos sistemas han sido aplicados con éxito en Argentina, Brasil, Uruguay, Canadá y Australia.

Para mayor información ponerse en contacto con:

Ing. Roberto Dario González
Montecaseros 639
ARGENTINA

World Economic Outlook

Guillermo Perry*

1. ECONOMIC GROWTH

1.1 Industrialized Countries

In recent years, world economic growth rates have slowed down considerably (from 4.5% in 1988 to 3.3% in 1989, to 2.1% in 1990 and an estimated 1.2% in 1991), reflecting the performance of developed market economies. As part of this trend, the role played by North America in providing impetus to the world economy during most of the eighties has shifted to Japan and continental Europe (Table 1).

The oil price hikes stemming from the Persian Gulf conflict in 1990 and 1991 exerted a considerable impact on the economies of developed countries despite the efforts deployed by economic and energy authorities of member countries of the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) so that its impact would not be as marked as in past decades.

Growth rates of developed countries and the world economy are expected to recover beginning in 1992. Specifically, rates close to 2.75% per year are envisaged for the period 1991-1996 and rates over 3% thereafter. These forecasts assume

	Economic Growth (Annual percentage variation)										
	Average										
	1973-82	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991 (e)	1992 (p)
World	3.0	2.5	4.5	3.5	3.1	3.4	4.5	3.3	2.1	1.2	2.9
Industrialized countries	2.4	2.6	4.8	3.4	2.7	3.3	4.5	3.3	2.5	1.3	2.8
United States	2.0	3.6	6.8	3.4	2.7	3.4	4.5	2.5	1.0	0.2	2.7
Japan	3.9	2.8	4.3	5.2	2.6	4.3	6.2	4.7	5.6	3.6	3.9
West Germany	1.9	1.9	3.1	1.8	2.2	1.5	3.7	3.8	4.5	2.8	1.9
Other industrialized countries	2.5	1.8	3.1	3.1	2.8	3.1	3.8	3.3	1.9	0.8	2.5
Developing countries	4.5	2.3	3.3	3.6	4.0	3.7	4.5	3.1	0.6	0.8	3.4
By region											
Africa	2.9	-1.1	0.7	4.0	1.7	1.3	2.9	3.3	1.9	2.0	4.8
Asia	5.7	8.	8.4	6.9	6.9	8.1	9.0	5.5	5.8	5.0	5.2
Europe	4.3	2.9	2.6	1.4	3.6	2.8	4.3	1.8	-2.9	-3.5	-1.7
Middle East	4.9	1.1	—	1.7	-0.7	0.1	4.7	3.2	-1.5	-3.3	8.5
America	4.3	-2.8	3.6	3.4	4.7	2.4	0.2	1.5	-1.0	1.0	3.3
By analytical criteria											
Oil exporters	4.9	-0.8	0.9	2.5	0.4	0.1	3.4	3.2	1.0	-1.5	7.9
Exporters of other products	4.4	3.4	4.9	4.0	5.2	4.8	4.9	3.0	0.6	1.4	2.4
Market borrowers	5.0	2.5	5.2	4.0	5.0	4.5	4.2	2.7	0.2	0.5	2.2
Borrowers from official sources	3.0	1.2	1.3	5.1	3.7	2.7	3.8	3.1	0.6	2.5	4.4
By analytical criteria											
Countries with recent debt servicing difficult.	3.9	-1.7	2.8	3.3	3.8	2.2	1.8	1.6	-2.6	-0.1	4.5
Countries without debt servicing difficult.	4.9	5.6	5.5	4.5	5.2	5.6	6.9	4.0	2.6	1.4	2.4
Informative entries:											
Europe and USSR	4.3	2.9	2.4	1.2	3.3	2.5	4.3	1.9	-3.8	-4.1	-2.2
Of which:											
Eastern Europe	3.9	2.1	4.5	2.1	3.2	1.6	1.2	-0.9	-8.6	-1.3	2.6
Recently industrialized Asian economies	8.1	9.6	9.7	4.4	11.0	12.1	9.5	6.9	6.8	5.7	5.8
Source: FMI, 1991											

* Colombian national, member of the Strategy Analysis Group, Energy Forecasting Project, Phase I, of the Latin American Energy Organization (OLADE) and the Commission of the European Communities (CEC)

Table 2 Economic Growth Trends and Forecasts of Industrialized Countries (Annual percentage variation)					
	1967-73	1974-80	1980-90	1991-96	Long-term forecasts
All industrialized countries					
Real GDP	4.6	2.7	2.7	2.7	3.0
Of which:					
Capital	1.7	1.4	1.2	1.4	—
Labor force	0.4	0.5	0.7	0.6	—
Total productivity of factors	2.2	0.8	0.9	0.8	—
GDP deflator	6.5	8.7	4.9	3.4	2.0
Canada					
Real GDP	4.9	4.2	2.8	1.8	2.1
Of which:					
Capital	1.7	1.9	2.0	—	—
Labor force	1.1	1.5	0.9	—	—
Total productivity of factors	2.2	0.9	-0.3	—	—
GDP deflator	4.8	8.8	5.3	4.2	3.0
United States					
Real GDP	3.1	2.5	2.4	2.8	2.6
Of which:					
Capital	1.3	1.2	1.1	2.0	1.2
Labor force	0.9	1.3	1.1	1.5	1.1
Total productivity of factors	0.8	—	0.4	0.2	—
GDP deflator	5.0	7.7	4.7	4.1	3.0
Japan					
Real GDP	9.2	3.6	4.2	4.1	4.0
Of which:					
Capital	3.9	2.1	1.9	2.2	2.2
Labor force	0.2	0.1	0.7	0.5	0.5
Total productivity of factors	6.2	1.5	1.8	1.6	1.5
GDP deflator	6.2	7.8	1.6	1.4	1.4
West Germany					
Real GDP	4.2	2.3	2.1	2.9	2.8
Of which:					
Capital	2.0	1.4	1.2	1.4	1.7
Labor force	0.9	-1.0	—	0.1	0.3
Total productivity of factors	3.2	1.9	1.0	1.0	0.9
GDP deflator	4.9	4.7	3.0	2.5	2.0
France					
Real GDP	5.1	2.8	2.2	3.0	3.0
Of which:					
Capital	1.8	1.4	0.9	1.0	1.2
Labor force	0.3	—	-0.1	0.5	0.6
Total productivity of factors	3.5	1.5	1.5	1.5	1.5
GDP deflator	5.7	10.3	6.5	5.4	4.4

that oil prices will be about US\$17 per barrel, in terms of constant U.S. dollars. Likewise, it is expected that the main thrust of economic growth will continue to shift toward continental Europe (Germany, France, and Italy) and Japan, although this trend will be less marked than in recent years (Table 2).

The greater growth expected in the countries of continental Europe would be essentially due to the positive effects on investment and efficiency stemming from the consolidation of the European Economic Community and the establishment of a broader European Economic Area. In the short and medium term, however, there is some uncertainty over the impact that the challenge of reconstructing the economy of former socialist East Germany will have on the growth of West Germany.

There is even more uncertainty with respect to the economic performance of the United Kingdom and the rapidity with which the current recession in North America can be controlled. On the other hand, a moderate reduction in the growth rate of the Japanese economy, which is working at very high levels of installed capacity utilization and, in the long term, will not be able to rely on such a high labor factor to contribute to its growth, is forecast.

The most substantial contribution to economic growth of the industrialized countries will come from capital formation, because of the low investment levels of the past two decades; the downward trend in capital goods prices; the better environment for investment due to structural reforms such as the unification of the European market; the declining growth rate of real salaries especially since the late eighties, which has enabled companies to increase their profits; and the higher savings as a result of ongoing and forecast

fiscal adjustments. The investment rate would rise from 20.9% of GDP in the eighties to 22% in the period 1990-1996. The increase would be especially substantial in the fixed real investment of companies, which would achieve the highest rate of the past decades (Table 3).

1.2 Eastern Europe and the USSR

In 1990, the GDP of Eastern European countries and the USSR fell by 3.8%, and a greater decline is estimated in 1991. This drop affected all countries of the region and was the result of the disintegration of the previous economic system, the restructuring of the relative price system, greater external competitiveness, the short-term effects of macroeconomic adjustment policies, the fall of intra-regional exports, the interruption of oil supplies as well as other raw materials subsidized by the USSR, and the economic impact of the Gulf conflict (Table 4).

The growth rates of these economies in the near future, at least in 1992 and 1993, will be negative, as a result of the application of restrictive macroeconomic policies to curtail inflation and tackle external imbalances that have emerged because of price and market decontrol and because the centrally planned system can no longer efficiently provide final consumption goods and market mechanisms are just recently being implemented. Recovery will be slow, as the adjustment of relative prices to international market conditions will imply a restructuring of the productive base of these nations. From 1996 to 2005, growth rates could reach close to 6% per year, much higher than those of other continental European countries, since Eastern European economies are at present operating far below their potential production level.

Savings and Investment in Developed Countries Forecasts (Percentage of GNP or GDP)					
Medium-term forecasts 1991-96					
	1967-73	1974-79	1980-90	Average level	Variation during the period
All industrialized countries					
National savings	25.0	23.1	20.6	21.4	1.9
Private sector savings	21.5	21.8	20.3	19.3	-0.1
Public sector savings	3.5	1.3	0.3	2.1	2.0
External savings	-0.5	—	0.3	0.5	-0.2
Total investment	24.4	23.1	20.9	22.0	1.7
Real fixed investment companies	12.4	11.9	13.1	16.3	2.3

Source: IMF, 1991

1.3 Developing Countries

In the last three years, the growth of less developed countries has not been sufficient to increase real income levels. Only in Asian countries has there been any significant per capita growth of GDP (Table 5).

The poor economic performance of developing countries in the last decade, except for non-oil exporting Asian countries, was due to the fall in the terms of trade, especially for oil exporting countries, and the debt crisis, which required the application of restrictive adjustment policies. It also led to a marked decline in the taking of external savings and a negative transfer of financial resources of developing countries toward developed countries, thus reversing the trend of previous decades. As a result, a substantial decline in their investment rates was recorded.

By region, the lowest growth rates were in the Middle East, Latin America, and Africa. The crisis was even deeper for those countries exporting oil and primary products and debtor countries.

*T*he greater growth expected in the countries of continental Europe would be essentially due to the positive effects on investment and efficiency stemming from the consolidation of the European Economic Community and the establishment of a broader European Economic Area

Table 4							
Eastern Europe and the USSR: Trends and Forecasts 1988-96 (Annual percentage variation, unless otherwise indicated)							
	1988	1989	1990	1991	1992	1993-1996	1996-2000
Eastern Europe and the USSR							
Real GDP	4.3	1.9	-3.8	-4.1	-2.1	1.2	4.0
Consumer prices	11.1	30.9	34.1	45.6	18.2	—	—
Fiscal balance ²	8.0	-6.7	-6.5	-4.2	—	—	—
Eastern Europe							
Real GDP	1.2	-0.9	-8.6	-1.5	2.8	4.4	5.5
Consumer prices	44.3	139	149.7	78	13.3	—	—
Fiscal balance ²	-0.2	0.1	-1.8	-0.5	---	—	—
Current account balance ¹	6.7	3.0	-1.3	-10.0	-11.2	—	—
Of which:							
In convertible currency	2.7	0.7	2.8	—	—	—	—
Debt service ratio	19.2	18.5	14.9	18.5	16.8	—	—
In convertible currency	34.7	29.2	18.1	—	—	—	—
External debt	97.9	98.4	105.0	110.2	118.3	—	—

1 Billion U.S. dollars.
2 Percentage of nominal GDP.

Source: IMF, 1991

The perspectives for economic growth in the short and medium term for developing countries, in particular for those that have high debts (in Latin America and Africa), do not appear promising, unless there are fundamental changes in the scheduled flows of international financing and debt management, in the evolution of trade policy of developed countries, and in domestic savings. Without these changes, it is expected that income per inhabitant in the developing countries will increase by hardly 1.3% per year during the coming decade. In Asian countries, there will be an annual growth of per capita income of 2.4%, but this rate would be hardly 0.7% in Latin America and -0.7% in Africa. Even the most optimistic hypotheses forecast annual growth rates of 1.2% in

the developing countries. The growth rates of developing countries in the long term, between 1997 and 2005, could come close to 6.5%, as a result of the fact that most of the developing countries, except for those of southeast Asia, are far below their potential production (Table 6).

2. INTERNATIONAL TRADE

2.1 Global Trends

The volume of world trade grew at low rates between 1980 and 1985 (annual average of 3.2%) and very high rates between 1985 and 1989 (annual average 7.1%). In 1990, its growth slowed down slightly. During the first half of the decade, U.S. imports, growing at 7.7% per year, determined world economic performance, in contrast to those of the European Economic Community (EEC), which grew by hardly 2.5%, and those of Japan, by 1.9%. In the second half of the eighties, the process was inverted: Japanese imports grew by 10% per year, those of the EEC by 7.8%, and those of the United States by 5.5%.

Exports of developing countries grew at low rates in the first half of the decade (once again, except for the countries of south and southeast Asia) and at very high rates in the second half, when adjustment programs in debtor countries produced a strong reaction in their external sales. Nevertheless, their share, in terms of value, in the markets of industrialized countries declined throughout the decade (from 26.9% to 22.4%). This drop was particularly severe in the case of African countries and the Middle East and, to a lesser extent, Latin American countries (from 5.4% to 3.8% of total). Exports from the countries of south and southeast Asia, on the contrary, increased sig-

nificantly their share (from 7.1% to 11.4%).

This trend can be explained, above all, by the fall of relative prices of exports from developing countries, especially oil and other basic products, and the declining involvement of developing countries in oil exports and exports of agricultural and livestock primary products. Their share of exports of manufactured goods, however, increased in almost all groups and remained the same in the case of food.

The volume of trade between more developed nations increased slightly during the first half of 1990.

Trade between less developed and more developed nations remained at about the same level, since sales of developed countries increased but their imports declined substantially.

It is expected that volumes of trade will increase at an annual average rate of 6% between 1992 and 1996. During this period, exports from nations beset by external debt payment difficulties will also grow at a rate close to 6%, whereas other less developed countries will manage to increase their share of world trade. It is expected, moreover, that there will be a gradual recovery of relative prices of basic products, as world economic growth rates recover.

The less developed countries as a whole will improve their external current account situation and will attain equilibrium in the second half of the nineties, despite the fact that, at the same time, increases in imports for these nations are expected. As a result, the debt-export ratio will improve for this group of countries, even without new restructuring.

These trends can be modified depending on the results of the Uruguay Round, in particular with respect to the decontrol of agricultural trade, and the trade policies applied by the industrialized countries.

2.2 Economic Blocs and Trade Policies

European Economic Community

At present, the EEC accounts for 41% of world trade and its intra-regional trade currently amounts to 61% of its total imports, although it was hardly on the order of 40% when the Community began to be built. The integration process up to the present has substantially increased the exports and imports of member countries but has concentrated them within the region. In

	Per Capita Growth of Developing Countries: 1973-92 (Annual percentage variation)									
	Average 1973-82 1983 1984 1985 1986 1987 1988 1989 1990 1991									
Developing countries	1.7	-0.3	1.9	2.0	1.5	1.8	2.2	1.0	-0.6	0.1
By region										
Africa	—	-3.8	-1.9	1.2	-1.2	-1.5	—	0.4	-0.9	-1.0
Asia	3.2	6.1	6.6	5.0	5.1	6.3	7.3	3.5	3.5	3.4
Europe	2.8	1.4	4.0	1.7	2.9	1.7	0.8	-1.4	-5.5	0.7
Middle East	0.5	-3.0	-3.8	-1.8	-4.3	-4.2	1.6	0.5	-4.7	-6.9
America	1.6	-4.8	1.2	1.3	1.6	1.2	-1.9	-0.6	-2.5	-1.0
By main export										
Fuels	.1	-4.2	-2.3	-0.1	-3.6	-2.5	0.5	0.5	-1.8	-4.3
Other products	2.0	1.7	4.0	3.1	3.9	3.6	2.9	1.2	-0.2	1.5
Manufactures	3.0	3.4	5.8	5.6	5.3	4.9	4.2	2.1	-0.2	1.8
Primary products	-0.6	-2.0	0.6	-1.7	2.7	1.1	-1.9	-2.2	-0.4	0.2
Agricultural products	-0.6	-0.4	0.3	-2.1	2.5	0.7	-1.8	-1.8	-0.3	—
Minerals	-0.6	-7.0	1.6	-0.3	3.6	3.2	-2.4	-3.9	-0.7	1.3
By financial criteria										
Net creditor countries	0.8	-1.9	-3.3	-2.2	-4.1	-4.1	1.0	2.0	0.2	-1.5
Net debtor countries	1.9	—	2.8	2.7	2.5	2.7	2.4	0.9	-0.7	0.3
Countries with recent debt servicing difficulties	1.2	-3.9	0.4	1.1	1.0	0.6	-0.3	-0.5	-4.1	-2.1
Countries without debt servicing difficulties	3.0	5.1	5.9	4.7	4.3	5.5	6.0	2.7	3.2	2.9
Other country categories										
12 main oil exporting countries	0.6	-3.6	-3.3	-0.8	-2.8	-3.2	1.1	0.6	-2.6	-5.3
4 recently industrialized Asian economies	6.2	8.0	8.3	3.3	9.9	10.9	8.3	5.6	5.8	4.6
15 most indebted countries	1.5	-4.9	-0.1	1.6	1.5	0.8	-1.4	-0.3	-2.6	1.3

Source: IMF, 1991

EEC trade with third parties, the effects of trade diversion (toward intra-regional transactions) have prevailed over trade creation. There is concern that this process will persist with the consolidation of the common market beginning in 1992.

Trade creation effects will be greater for basic products not produced by the Community, compared to manufactured goods. The main beneficiaries would be the developing countries that export energy products, which it is estimated would absorb close to 80% of potential profits, as a result of the high income elasticity of demand for these products compared to others.

The creation of a common market would require unifying the import regimes of the various member countries. For this purpose, at one extreme, all the non-customs barriers would be eliminated; at the other extreme, a minimum common

denominator could be established that would substantially increase European protectionism. Developing countries would significantly benefit from trade creation in the single European market only if liberal trends prevail in the EEC's trade policy after 1992. The major beneficiaries would, in this case, be the Asian and Latin American countries, which are at present outside the current preferential systems of the EEC.

Full access of Spain and Portugal to the markets of the other members of the Community and the incorporation of new countries into the single European Economic Area would have negative effects on the exports of developing countries inasmuch as the structure of their economies is more competitive with those of developing countries and there are preferential agreements between them and some developing countries.

Eastern Europe and the USSR

Ongoing economic reforms in Eastern European countries and the Soviet Union could lead to their greater access to the markets of Western Europe, to the detriment of exports from developing countries. At the same time, it is likely that developing countries will find broader opportunities for export in the very markets of Eastern Europe and the Soviet Union. In both cases, these effects will exert a greater impact in the medium term than in the short term. The net effect will depend on the specific economic policies applied by the countries of Eastern Europe.

The Soviet Union is no longer a reliable supplier of primary products at more economical prices, especially with respect to energy products, for the countries of Eastern Europe; these countries, in turn, are lowering the protectionist barriers to their own production of energy prod-

	ASSUMPTION							
	A	B	C	D	E	F	G	H
All developing countries								
GDP growth	0.2	0.2	0.4	0.0	0.1	0.2	0.0	1.2
Debt-exports	-6.6	-9.5	2.2	2.2	3.1	8.1	-3.9	-8.1
Interest payments-exports	-0.2	-0.5	0.2	0.2	0.3	0.2	-0.3	-1.0
Current account balance-exports	1.5	2.3	0.5	-0.5	0.5	-2.3	0.4	0.8
Latin America								
GDP growth	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	0.1	0.8
Debt-exports	6.6	-8.4	1.0	1.9	0.5	4.4	-20.3	-25.0
Interest payments-exports	-0.4	0.6	0.0	0.1	-0.7	0.0	-1.8	-2.6
Current account balance-exports	1.2	1.5	-0.2	0.4	0.0	-1.5	1.8	1.5

Source: UNCTAD-GATT, 1990

ucts (especially coal). The outcome of these events and the interruption of oil supply by the Soviet Union that has occurred as a result of internal disruptions have implied that the countries of Eastern Europe have inserted themselves more extensively in the international energy market, thus increasing the bloc's net demand.

North America

Intra-regional trade in North America accounts for 37% of its imports and 41% of its total exports, that is, it is less important than in the EEC. Nevertheless, U.S. trade policy has been showing a growing trend toward noncompliance with GATT standards and has been applying non-customs measures and moving away from its traditional support of free trade and multilateralism, replacing it with bilateral relations.

The most significant event is the growing importance of bilateral free trade agreements. The agreement with Canada is already in force, and a similar one is being negotiated with Mexico, for which purpose President Bush has already requested and obtained authorization from Congress. When these efforts are added to the preferential agreements of the Initiative of the Caribbean Basin, there would seem to be a trend toward consolidating a large trade bloc in North America.

To the extent that free trade agreements will spread to other countries of the continent, either through bilateral agreements or the establishment of country blocs, as envisaged by the Initiative for the Americas, aimed at eventually creating a free trade area throughout the continent, this policy will especially benefit all the countries of Latin America. Otherwise, it will only benefit Mexico and the countries signing the Caribbean Basin Initiative.

As in the case of the EEC, this would negatively affect third countries only if and when the effects of trade diversion are greater than those stemming from trade creation owing to the greater economic growth generated by integration in North America. The net effects will depend on the extent to which the creation of the free trade area in North America implies the adoption of less liberal policies with respect to third countries, which could very well take place both because of the recent trend of U.S. trade policy and because of the pressure from other signatory countries to protect the advantages that have been gained through the agreements that have been entered into.

Asia

Until about 1985, Japan showed rapid economic growth, as a result of its exports and considerable restrictions on its imports. This trend has changed markedly since 1985, as Japan's economic growth has been determined more by the growth of its domestic demand and there has been a notable boom in its imports. Between 1985 and early 1989, the volume of Japanese imports of manufactured goods has doubled.

The Asian countries of the Pacific Rim have increased their share in Japan's trade market, to some extent to the detriment of developed countries (which still account for the largest share) and other developing countries. The capacity to attract direct Japanese investment was one of the causes of the rapid growth of exports from the southeast Asian economies to Japan. The presence of these subsidiaries permitted intense growth of their markets in Japan, both because of the combination of products that were offered and because of their general competitiveness. The

exports that most benefitted from this process were machinery and precision instruments.

Nevertheless, these exports account for hardly 15% of the general increase of non-energy Japanese imports stemming from these same countries. Growing regional concentration of Japanese imports seems to be mainly due to the competitive advantages of southeast Asian countries, for both geographical and economic efficiency reasons. Current share of intra-regional imports in total regional imports is lower than the proportions recorded in other regions (29%, compared to 37% in North America and 61% in the EEC).

Latin America

In the first half of the eighties, subregional and regional integration processes in Latin America entered into a period of crisis as a result of the economic difficulties experienced by the Region during these years, sharpening intra-regional trade imbalances, and the countries' financing difficulties.

At the end of the past decade, nevertheless, a new impetus was given to the processes of integration, as a result of changing trade policies in the countries, which began a general process of opening up their economies, and because of evidence that Latin America was progressively remaining at the margin of international trade, financing, and direct investment currents. The establishment of Mercosur, progress achieved by the Andean Group toward creating a common market, and the initiatives made by the Group of Three augur that by 1995 major steps will have been taken to consolidate two large free trade blocs in Latin America. This situation will facilitate negotiations between the two blocs (which will in addition have entered into free trade agreements

with individual countries such as Chile) for the creation of a free trade area in the continent. It is too early to predict the impact of these agreements, but they will undoubtedly generate an increase in intra-regional trade and will enable Latin America to act in international forums with a somewhat more unified voice, compared to what has occurred in the past.

3. INVESTMENT AND FINANCING

The decline in growth of developing countries has been linked to the fact that, since the early eighties, most developing country groups have been net suppliers of financial resources for the rest of the world and not recipients. A large part of their potential savings have been transferred abroad, instead of being invested, contrary to what occurred in preceding decades when domestic investment surpassed domestic savings owing to the high amounts of transfers of external savings. Moreover, in many countries that have adopted adjustment policies, the rate of domestic savings has decreased substantially.

In spite of the considerable effort to increase their exports and the restructuring agreements implemented during the decade, the external debt burden situation of developing countries in 1990 was not very different from that of 1980. The debt servicing coefficient of capital-importing developing countries amounted to 18.6% in 1980 and close to 16% in 1990, since interest payments were 50% higher than in the preceding decade and payments for principal were even higher (for the 15 most indebted countries, debt servicing went from 31% to 26.7%, after reaching a peak of 45% in 1982). In terms of gross net product, the foreign debt grew from 26.4% to 37% in 1987 (for the 15 countries, from 32% to 51.7%).

Those countries that are having difficulties to pay their debt will require greater external indebtedness in coming years. The International Monetary Fund (IMF) has estimated that the needs of these countries in the period 1992-1996 will be more than US\$25 billion per year (total net external credit will be greater than US\$50 billion per year) and then will go down to US\$18 billion per year. The first figure is higher than what was needed in the eighties. Of this indebtedness level, it is expected that the largest part will come from official sources, but as the decade progresses private sector involvement will increase as banks improve their economic situation and new debt-reduction programs are applied.

In almost all debtor countries, dependence on external gross savings will decrease, as a proportion of GDP, in the medium term. Financing of capital formation will have to come therefore from higher rates of domestic savings and a reduction of interest payments as a share of GDP.

Increased investment will depend on the capacity to achieve considerable mobilization of resources, by attracting flight capital, raising domestic savings rates, and obtaining more external financing. These higher levels of savings and investment would have to be achieved within a difficult context in which world savings would be required for other purposes, such as the deficits forecast for the public sectors of developed nations, the reform process of Eastern Europe, and the reconstruction after the Middle East conflict, and in which international lenders will adopt more cautious attitudes thus making access difficult for the less developed nations.

In particular, if the United States does not reduce its fiscal and trade deficit more sharply, it will continue to absorb very high amounts of net transfers of financial resources

from developing countries, which will deeply hinder economic growth in them. Indeed, forecasts indicate that fiscal adjustments in developed countries would enable average growth of developing countries to increase substantially.

The flows of official development assistance have remained stagnant at about US\$55 billion (in terms of 1988 dollars) per year during the last decade. A growing percentage of this assistance has been concentrated in the countries of sub-Saharan Africa. These countries, as well as the poorest countries of Asia, today are the recipients of two thirds of official assistance. No significant increase in these flows is being envisaged.

Total resources committed by multilateral development institutions rose from US\$19.318 billion (dollars of 1980) in the early eighties to US\$30 billion in 1985 and then fell and remained stagnant at about US\$28 billion in the decade's last five years. The World Bank group has accounted for slightly more than 60% of these loans, although its share has been declining gradually. Regional banks, however, increased their share from 19.6% in 1980 to 29.8% in 1990. It is likely that this trend will continue in the future, since it is expected that a large part of World Bank resources will be aimed at Eastern Europe; for this reason, regional banks will have to increase their efforts if developing countries do not want to see a reduction in the resources from multilateral agencies they have relied on up to now. The Inter-American Development Bank (IDB), after reducing its operations for some years, increased its nonconcessional loans by 52% in 1989 and by 48% in 1990. The seventh replenishment of capital resources led to a duplication of funds available and permitted loans close to US\$22.5 billion for the period 1990-1993.

In turn, the IMF was a net recipient of resources from develop-

ing countries in the last five years of the past decade. In 1990, a process was initiated to restructure the special drawing rights (SDR) of developing countries, and in 1991, before the Gulf crisis, measures were taken to facilitate disbursements. Nevertheless, the planned enlargement of Fund assistance is based on the explicit condition that loans should be made "primarily within the context of broad adjustment programs". Under these conditions, it is most likely that it will continue to be a net recipient of resources in developing countries.

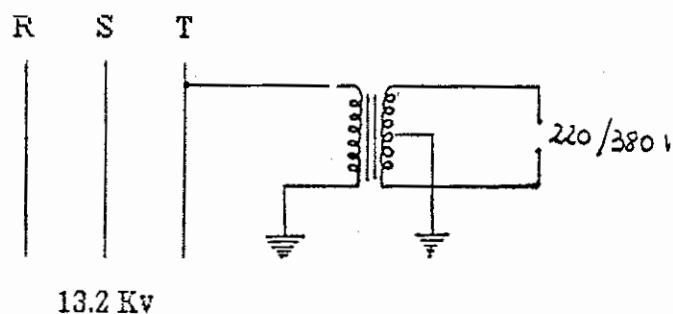
Nor are significant changes expected in terms of debt reduction in the immediate future. Although substantial progress has been achieved in improving the restructuring conditions of official debt, the attitude of commercial banks is either to wait for developing countries to improve their economic situation or to reduce exposure by means of discount purchases.

As a result, it is likely that in the nineties a combination of restructuring efforts, export increases, and trade surpluses of

developing countries will scarcely be able to slightly reduce debt-servicing coefficients, leading to the continued stagnation of the respective economies, as occurred in the eighties.

The outlook for increased foreign investment in developing countries, on the contrary, has gradually improved. In Latin America, greater flows have been linked to debt reconversion processes and, in the case of Mexico, to the perspectives of the free trade area in North America. ☈

RURAL ELECTRIFICATION SYSTEMS WITH GROUND RETURN



Rural electrification has been the focus of much concern on the part of electric power utilities. Rural areas are far from large consumption centers and are characterized by low load density. In addition, the high cost of traditional installations and the difficulty of gaining access to financial resources have fostered the search for lower-cost options such as the single conductor with ground return or with a SWER isolation transformer.

As shown in the figure, the savings stemming from the high-voltage conductor are appreciable. On the low-voltage side, 220 volts can be obtained or 380 volts if static or dynamic phase converters are used.

The SWER system is a complement to the preceding system. It incorporates an isolation transformer, which increases transmission capacity, depending on grounding values.

Distribution systems with ground return provide the following advantages:

- 1* Between 40 and 60% reduction in investment costs
- 2* Lower operating and maintenance costs
- 3* Greater reliability
- 4* Between 20 and 40% reduction of voltage drop
- 5* Reduction of the short-circuit current due to the isolation transformer

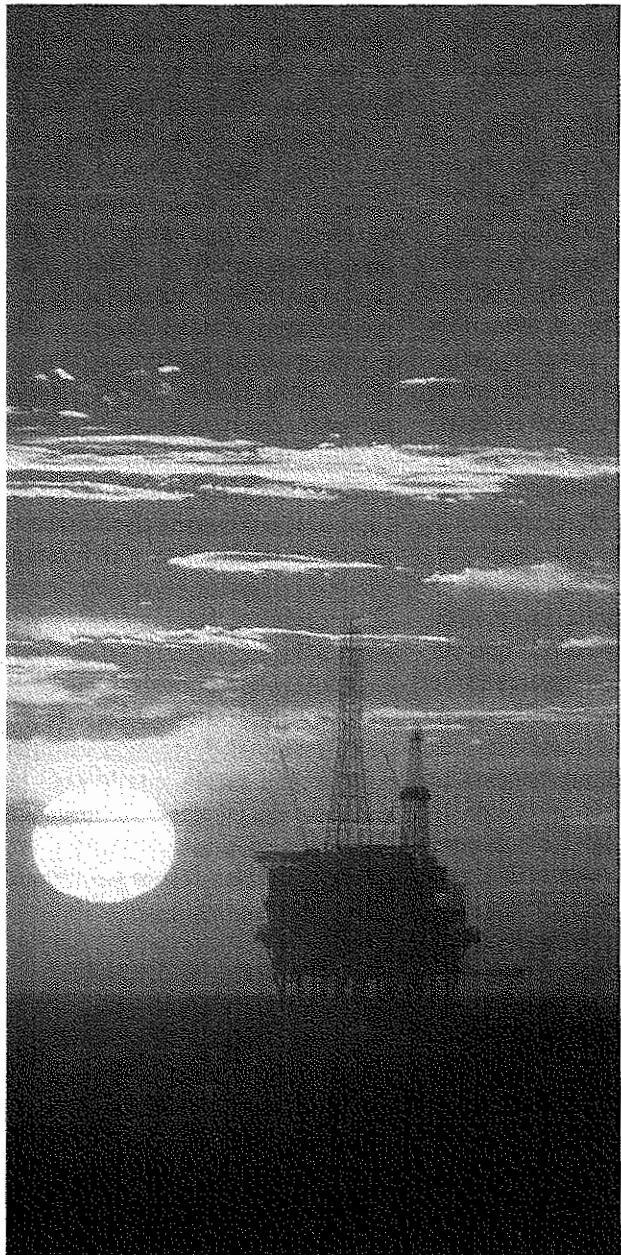
These systems have been successfully applied in Argentina, Brazil, Uruguay, Canada, and Australia.

For further information, please contact:

Roberto Dario-González
Montecaseros 639
ARGENTINA

Energía, Cambios Tecnológicos y Medio Ambiente: América Latina y El Caribe en el Contexto Mundial Hasta el Año 2010

Sergio C. Trindade*



1. INTRODUCCION

Los servicios que brinda la energía son indispensables para el desarrollo, pero acarrean efectos sobre el medio ambiente así como una mayor intensidad de capital en la medida en que se van incorporando nuevas tecnologías.

En la Región de OLADE, las principales barreras para las iniciativas energéticas en favor del desarrollo son: la falta de una capacidad de decisión equitativa con respecto al medio ambiente y a las nuevas tecnologías energéticas, la preocupación cada vez mayor por el medio ambiente, los crecientes gastos de capital en energía y la limitada capacidad de inversión.

El papel desempeñado por los principales países en la política internacional está cambiando rápidamente, dada la recuperada prominencia de los Estados Unidos. Esta situación tiene importantes ramificaciones energéticas.

2. ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

Medio ambiente es el nuevo nombre de la paz, y los acuerdos globales que son actualmente objeto de deliberaciones serán los tratados internacionales más importantes de los años venideros. Se prevé que el mecanismo de resolución de conflictos del GATT estará cada día más ocupado tratando cuestiones comerciales vinculadas con el medio ambiente.

El escenario energético global de la Comisión de las Comunidades Europeas (CCE), basado en la "sabiduría convencional", señala una demanda global de energía de 10.887 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) en el año 2000. Hacia 2010, la cifra sería 13.163 millones TEP. Los precios del petróleo subirían

* De nacionalidad brasileña, miembro del Grupo de Análisis Estratégico, Proyecto de Prospectiva Energética, Fase I, de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión de las Comunidades Europeas (CEC)

uniformemente hasta llegar a US\$20 por barril en 2000 y a US\$30 por barril en 2010, y las políticas energéticas no cambiarían radicalmente durante ese período. Se espera una considerable penetración del gas en el mercado energético.

La participación de los países de la OCDE en la demanda energética mundial total disminuiría del 44,8% en el año 2000 al 40,8% en el 2010. Se prevé que el crecimiento más rápido de la demanda se dará en los países en desarrollo, entre ellos los países de la Región de OLADE. Por ello, del 33% de la demanda global en 2000, esta demanda pasaría al 36,5% en el año 2010. Son pocos los grandes países en desarrollo que tienen una participación importante en la demanda energética de este grupo. China, India, Brasil y México representan la mitad de la demanda total de los países en desarrollo.

Se estima que la demanda de la Región de OLADE proyectada para el año 2000 será de 840 millones TEP, correspondiente a alrededor del 8,5% del total mundial. Las principales tareas que deberá enfrentar la Región son: el financiamiento de su crecimiento energético, la búsqueda de una forma de desarrollo que sea favorable para el medio ambiente, el desarrollo de instituciones nacionales y regionales y el aprovechamiento del enorme potencial para una cooperación energética regional.

Según el escenario de la "sabiduría convencional" de la CCE, las emisiones de dióxido de carbono en el año 2000 llegarían a unas 8.062 millones de toneladas carbono (TC) en el año 2000 y a 9.772 millones TC en el 2010. La participación de los países de la OCDE disminuirá del 41,1% al 37,6%, mientras que la participación de los países en desarrollo aumentaría de 36,7% a 40,6% en el mismo período. Por tanto, los países en desarrollo estarán a la cabeza de las emisiones mundiales de dióxido de carbono.

Se prevé que las emisiones por origen de energía durante 2000-2010 serán como sigue: combustibles sólidos, 39,7-41,5%, debido a la influencia de un mayor consumo en China; petróleo, 33,4-29,4%; gas natural, 20,4-23,0%, lo cual refleja la perspectiva de una penetración del gas; y energía no comercial 6,5-6,0%.

Para 2000, la Región de OLADE debería estar emitiendo unas 1,3 mil millones de toneladas de dióxido de carbono, 3,5 millones de toneladas de óxidos de nitrógeno y 1,3 millones de toneladas de dióxido de azufre.

3. TECNOLOGIA

Los cambios tecnológicos serán cruciales en la disminución del impacto de las actividades humanas sobre el medio ambiente. El impacto de las actividades relacionadas con la energía puede atenuarse mediante la aplicación de tecnologías favorables al medio ambiente. Esos impactos son directamente proporcionales al crecimiento demográfico, al consumo de energía per cápita y a la tecnología empleada. Los dos primeros factores probablemente se incrementarán en la Región de OLADE.

Por consiguiente, la respuesta se encuentra en el último factor, el de la tecnología. Tiene mucho que ver con la intensidad energética de la economía. La selección de la tecnología puede conducir a una demanda energética de gran diversidad para un producto económico igual, con lo cual se desvincularía, efectivamente, la proporcionalidad entre la demanda energética y el crecimiento del PIB. Entonces, es muy importante tener la capacidad para escoger opciones tecnologías que sean apropiadas para el medio ambiente.

Por ende, los desafíos tecnológicos del futuro energético residen en la regulación de la demanda, una mayor eficiencia y sistemas energéticos que produzcan menos dióxido de carbono o ninguno.

En cuanto a eficiencia, las tecnologías que podrían tener incidencia son: una mejor transmisión de potencia; la recuperación mejorada de petróleo; la refinación más pura del petróleo; los ciclos de gas y vapor combinados; turbinas de gas; la conversión del carbón y la combustión del carbón de lecho fluidizado.

En los sistemas energéticos que producen menos o ningún dióxido de carbono, las tecnologías de interés son: energía nuclear en mayores condiciones de seguridad; colectores solares; energía solar térmica; energía fotovoltaica solar; energía eólica; recuperación de desechos y energía de biomasa.

En lo que a dichas tecnologías se refiere, los gastos de capital y el costo por unidad de energía son bastante competitivos sólo en situaciones especiales, aunque se espera que los costos disminuirán entre el 10 y 30% para el año 2010.

Pero no se prevé ningún adelanto comercial importante hasta el año 2010, pese a que se está trabajando cada vez más en investigación y desarrollo en todo el mundo y en muchos y diferentes campos de interés energético, como la electrónica, los materiales y la biotecnología.

Hay escenarios que predicen un disminución considerable del costo marginal de energía eléctrica solar a gran escala, con lo cual las zonas de alta insolación tendrán una fuente energética competitiva con los combustibles fósiles para el año 2010.

4. LA TRANSFERENCIA DE RECURSOS PARA EL DESARROLLO ENERGETICO

Los países en desarrollo, empeñados en la rápida construcción de una infraestructura energética, dedican una proporción extraordinariamente grande de las finanzas

públicas a la inversión energética. A principios de los años ochenta, Argentina, Brasil, Colombia y México asignaron más del 40% de toda la inversión pública anual a la energía. El Ecuador dedicó 30-40%, Costa Rica 20-30%, y Jamaica 10-20%. La problemática futura radica en satisfacer las exigencias de un desarrollo energético conveniente para el medio ambiente, lo cual probablemente agregará un 30% al costo de capital de los sistemas energéticos durante los próximos 20 años.

Las discusiones sobre la transferencia de recursos para promover el desarrollo favorable al medio ambiente, parecen centrarse solamente en el aspecto financiero. El análisis presentado hasta la fecha plantea que el verdadero recurso fundamental que debe considerarse es el conocimiento.

A parte los recursos naturales y el equipamiento, puede decirse en general que:

$$\begin{aligned} \text{recursos} \\ = \\ \text{financiamiento} \\ + \\ \text{conocimientos} \end{aligned}$$

Por tanto, al considerar la transferencia de recursos, deberán tomarse en cuenta tanto la transferencia de fondos y el conocimiento:

$$\begin{aligned} \text{transferencia} \\ \text{de recursos} \\ = \\ \text{financiamiento} \\ + \\ \text{transferencia} \\ \text{de conocimientos} \end{aligned}$$

La transferencia de conocimientos tiene muchos aspectos e incluye la transferencia de conocimientos científicos y tecnológicos, y de gestión administrativa, organización, mercadotecnia, etc., todos

*Medio ambiente
es el nuevo
nombre de la paz,
y los acuerdos
globales que son
actualmente
objeto de
deliberaciones
serán los tratados
internacionales
más importantes
de los años
venideros*

los cuales constituyen la capacidad.

En vista de la magnitud y complejidad de un desarrollo sustentable, no es suficiente solamente el enfoque de la transferencia de recursos. Un enfoque creativo, como el que se indica a continuación, conviene para satisfacer las muchas necesidades de transferencia de financiamiento y conocimientos.

El financiamiento puede dividirse en comercial y no comercial.

Basta con decir que el financiamiento comercial se refiere al financiamiento comercial normal de la inversión, el comercio y la "transferencia tecnológica".

El financiamiento no comercial tiene relación con una multiplicidad de conceptos, algunos de los cuales son conocidos mientras que otros son bastante nuevos. Para los propósitos de esta ponencia, se los puede dividir en las siguientes categorías:

- **no reembolsables** (asistencia para el desarrollo, subvenciones, donaciones, etc.)

• **financiamiento multilateral** (Mecanismo del Medio Ambiente Global—GEF, Banco Mundial, Banco Europeo de Reconstrucción y Fomento, bancos y fondos de desarrollo regionales)

• **incentivos de tipo comercial** (tributación, mecanismos del mercado)

• **conversión de la deuda**

• **permisos comerciables, derechos de consumo**

• **mecanismos compensatorios**

• **seguros y reaseguros**

5. EL FOMENTO DE LA CAPACIDAD DE ADOPCIÓN DE DECISIONES EN LA REGIÓN DE OLADE

En la Región de OLADE, y en otras regiones, se necesita un nuevo marco de referencia en el cual la capacidad para adoptar decisiones autónomas y juiciosas con respecto a la selección de tecnologías y sistemas energéticos sea más importante que el desarrollo de las tecnologías y sistemas en sí. La búsqueda de una autosuficiencia tecnológica ha perdido vigencia, porque todos los países del mundo importan tecnologías. La actual tendencia universal de un proceso de adopción de decisiones más participativo en cuestiones que atañen a los asuntos humanos está estimulando un enfoque novedoso en el cual participan todos los sectores pertinentes de la sociedad.

Unos cuantos países del mundo, algunos en la Región de OLADE, han demostrado que es posible cambiar el futuro, incluso el futuro energético. Esto se ha logrado, implícita o explícitamente, desarrollando la capacidad endógena, es decir, la capacidad de decisión autónoma.

6. EL PAPEL DE OLADE PARA PROMOVER CAPACIDAD EN LA REGION

El recurso más escaso en la Región de OLADE es la capacidad de decisión autónoma y equitativa en cuestiones energéticas, entre ellas, la selección de tecnologías favorables al medio ambiente. Quizás ésta sea una oportunidad crucial para que OLADE desempeñe un papel catalizador y estimulante en beneficio de sus Estados Miembros. Sería una manera práctica de promover el elemento de transferencia de conocimientos que conlleva la transferencia de recursos mencionada.

OLADE podría ayudar a fomentar esta transferencia de conocimientos, por medio de las siguientes iniciativas:

- i) un ágil centro de intercambio de información sobre cuestiones energéticas;
- ii) capacitación en evaluación de tecnologías energéticas; y
- iii) capacitación en evaluación de tecnologías

Basándose en su propia capacidad de manejo de la base de datos SIEE y en otras iniciativas similares tomadas en la Región, OLADE podría estimular el establecimiento en diferentes partes de la Región (pero respondiendo siempre a las solicitudes de toda la Región) de centros de intercambio de información especializados en temas específicos. Los temas serían, por ejemplo: petróleo, gas natural, energía eléctrica, carbón mineral y, lo que es más importante, la eficiencia energética y la regulación de la demanda.

Se podría pensar en un centro para información petrolera situado en México (o Venezuela o Brasil o Argentina); un centro para infor-

mación sobre gas en Brasil (o México o Venezuela o Argentina o Bolivia); un centro para información sobre energía eléctrica en Brasil (o México o Colombia o Chile); y un centro de información sobre carbón mineral en Colombia (o Brasil). O sino, los centros podrían estar situados en la sede de OLADE, especialmente en la fase inicial de su puesta en marcha.

De todos modos, el centro de intercambio de información sobre eficiencia energética debería estar situado en la sede de OLADE, dada la necesidad de promover los conceptos relativamente nuevos que esto supone.

Los centros de intercambio de información deben concebirse como un servicio ágil, en el sentido de que no deben servir como simples depósitos de información, sino promover y vender la información que obtengan y procesen. Deben identificar, conjuntamente con los posibles usuarios, el tipo de información que tendrá demanda. También deben constituir un lugar de reunión para los proveedores y compradores de tecnología energética favorable al medio ambiente. Deben estimular las investigaciones mancomunadas, dentro y fuera de la Región, en aquellos campos sobre los cuales no hay información o no es fácil de obtener, o donde hay necesidad de capacitación.

Con este propósito, debe utilizarse plenamente la experiencia que tienen OLADE y sus estados miembros en la puesta en práctica de iniciativas similares. En toda la Región de OLADE, existen instalaciones y servicios de investigación, cuya experiencia es invaluable para dicha iniciativa.

La función de capacitación en evaluación de tecnologías está concebida para desarrollar la capacidad de seleccionar entre tecnolo-

gías energéticas alternativas, considerando, en especial, los efectos de los sistemas energéticos en el medio ambiente. La evaluación tecnológica abarca mucho más que el impacto ambiental, porque considera todas las consecuencias de las tecnologías energéticas específicas; a saber, los aspectos físicos, sociales, económicos, políticos, etc. La sede de OLADE sería, probablemente, la instancia indicada para esta iniciativa, al menos en los primeros años de su puesta en práctica.

Convendría cooperar con el Centro de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo de las Naciones Unidas y con otros organismos de evaluación tecnológica internacionales e internacionales para desarrollar la capacidad de OLADE en materia de capacitación. El programa FASST de la Comunidad Europea, la Oficina de Evaluación Tecnológica de los Estados Unidos y la ENEA de Italia podrían ser colaboradores, en caso de que OLADE decida llevar adelante esta iniciativa.

Al promover la energía como un mecanismo de integración para la Región, y al estimular la creación de centros de intercambio de información, las investigaciones mancomunadas y la capacitación en evaluación de tecnologías, OLADE debería hacer uso de los mecanismos creativos de financiamiento antes citado.

Para promover la equidad, OLADE debería dar apoyo al proceso de diálogo entre los interesados, mediante el cual todos los sectores pertinentes de la sociedad coparticipan en la adopción de decisiones sobre cuestiones energéticas.

A nivel regional, es necesario prestar especial atención a la problemática de los pequeños Estados Miembros de OLADE, particularmente del Caribe cuando se ejecuten las recomendaciones mencionadas. ☈

CONFERENCIA ENERGETICA DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE

ENERLAC

93



ENERLAC 93 es la Conferencia Energética de América Latina y el Caribe, que tiene como objetivo analizar la situación geopolítica y económica mundial y sus efectos en el sector energético regional. En este contexto, se evaluarán las perspectivas para el desarrollo del sector de la energía y su contribución al bienestar económico y social.

Los temas centrales de la Conferencia se han agrupado en cuatro módulos:

- I. Geopolítica y Mercados Energéticos Mundiales
- II. Reforma Económica y Sector Energético
- III. Medio Ambiente, Energía y Desarrollo, Sustentable
- IV. Sector Energía y la Iniciativa Privada

Los expositores son destacadas personalidades de la política, la economía y el sector energético, a nivel regional y mundial. La audiencia estará conformada por Ministros y Funcionarios de Estado a cargo de la política económica, financiera y energética en los países de América Latina y el Caribe.

También asistirán directivos de organismos internacionales y ejecutivos de empresas públicas y privadas del sector, así como expertos de reconocido nivel académico y profesional en los campos de la energía y la economía.

ENERGIA Y DESARROLLO EN UN MUNDO INTERDEPENDIENTE

**SANTAFE DE BOGOTA, COLOMBIA
JUNIO, 15 - 18, 1993**



Organización Latinoamericana de Energía

Av. Occidental, Sector San Carlos, Edificio OLADE

Tel.: (593-2) 539-675; 538-280; Fax: 539-684; Telex: 2-2728
Casilla 17-11-6413, Quito, ECUADOR



Ministerio de Minas y Energía de Colombia



Aciew

Asociación Colombiana de Ingenieros
Electricistas, Mecánicos, Electrónicos y Afines

CONFERENCIA ENERGETICA DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE

ENERLAC



REUNIONES DE NEGOCIOS

Los empresarios, representantes de instituciones energéticas, ejecutivos de la banca y demás asistentes a la Conferencia, tendrán la oportunidad de participar en Reuniones de Negocios, actividad que se pone a disposición, previa notificación de su interés.

EXPOSICION TECNOLOGICA

Paralelamente a la conferencia se realizará una Exposición Tecnológica Industrial, a cargo de empresas representativas de los sectores vinculados a la producción de energía y al suministro de bienes y servicios para la industria energética regional e internacional. Los tamaños y costos de las áreas de exposición se indican a continuación:

Salón *	Metros Cuadrados	US \$
Rojo	4 (2 x 2)	3.000
	5 (2.5 x 2)	3.200
	6 (3 x 2)	3.500
EsmERALDA	4 (2 x 2)	2.500

* Sede del Evento: Hotel Tequendama, Santa Fe de Bogotá, Colombia

PRE-INSCRIPCION

El Comité Organizador ha fijado tarifas especiales para los participantes que paguen anticipadamente su inscripción al evento, de acuerdo con el siguiente calendario:

PERIODO			
	1992	1993	
	Hasta Diciembre 31	Enero Abril	Mayo Junio
Extranjeros	US \$ 500.00	US \$ 550.00	US \$ 600.00
Colombianos	US \$ 300.00	US \$ 350.00	US \$ 400.00

FORMULARIO DE PRE-INSCRIPCION

PRE-INSCRIPCION

REUNION DE NEGOCIOS

MUESTRA EXPOSICION

Agradecemos marcar los ítems que mejor describen su actividad o trabajo

-TIPO DE INSTITUCION
 Pública
 Privada
 Mixta
 Otro (Especifique)

-AMBITO
 Nacional
 Internacional
 Otro (Específique)

-AREA
 Centro de información
 Comercio
 Cooperación / Asistencia Técnica
 Cultural
 Economía en General
 Educación / Capacitación
 Financiera
 Geopolítica
 Industrial
 Investigación, Desarrollo
 Medios de Comunicación
 Prensa
 Radio
 Televisión
 Política
 Servicios
 Social
 Otra (Específique)

-AREA
 Energética
 Bioenergía
 Carbón, Mineral
 Economía Energía
 Electricidad
 Ética-Solar
 Gas Natural
 Geotermia
 Hidrocarburos
 Hidroenergía
 Medio Ambiente
 Política y Planific. Energ.
 Uso Racional Energía
 Otra (Específique)

NOMBRE Y APELLIDO

CARGO

INSTITUCION O EMPRESA

DIRECCION

APARTADO POSTAL

TELEX

TELEFONOS

FAX

/ 19

CIUDAD

PAÍS

FECHA

MUESTRA EXPOSICION

RESPONSABLE DE LA MUESTRA

TIPO DE MUESTRA A EXHIBIR

REUNION DE NEGOCIOS

NOMBRE Y APELLIDO

CARGO

INSTITUCION

AREA DE INTERES

Favor enviar este formulario adjuntando copia del recibo del depósito bancario, comprobante de tarjeta de crédito o giro-transferencia acreditado a las siguientes cuentas:

OLADE

Cuenta N° 5172-1 Banco Consolidado del Ecuador (Quito)

ACIEM

Cuenta N° 350-160-8 Banco Unión de Colombia (Santa Fe de Bogotá)

Pago con American Express

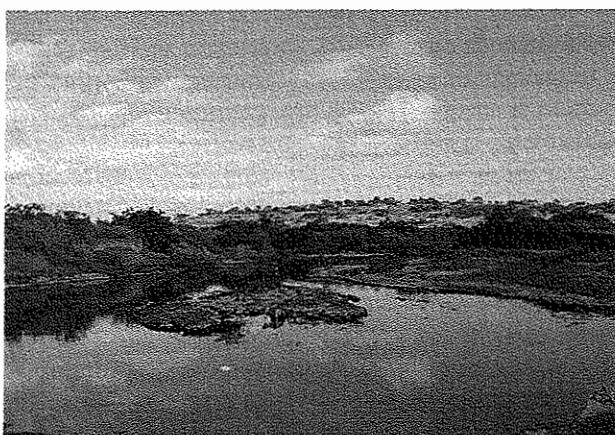
Tarjeta N°

████████████████

Fecha de vencimiento

Energy, Technology Change and the Environment: Latin America and the Caribbean in a World Context through 2010

Sergio C. Trindade*



1. INTRODUCTION

Services provided by energy are indispensable to development but imply environmental effects and increasing capital intensity as new technologies are brought in.

In the OLADE Region, major obstacles to energy initiatives in support of development are the lack of equitable decision-making capacity with respect to the environment and new energy technologies, mounting environmental concerns, increased capital costs of energy, and limited investment capacity.

The roles of the world's major countries in the international political scene are changing rapidly, with the United States assuming renewed prominence. This scenario has important energy ramifications.

2. ENERGY AND ENVIRONMENT

Environment has become the new name of peace, and the global agreements currently under discussion will be the most important international treatises for years to come. It has already been envisaged that the machinery put in place by the GATT to resolve conflicts will be increasingly concerned with trade issues related to the environment.

The "conventional wisdom" global energy scenario of the Commission of the European Communities (CEC) calls for a global energy demand of 10.887 billion tons of oil equivalent (TOE) in the year 2000. For 2010, the figure would be 13.163 billion TOE. Oil prices would climb gradually, reaching US\$20 per barrel in 2000 and US\$30 per barrel in 2010, and energy policies would not change radically during this period. Natural gas is expected to substantially penetrate the market.

* Brazilian national, member of the Strategy Analysis Group, Energy Forecasting Project, Phase I, of the Latin American Energy Organization (OLADE) and the Commission of the European Communities (CEC)

OECD countries' share of total world energy demand would decrease from 44.8% in 2000 to 40.8% in 2010. The fastest growth in demand is expected to take place in the developing countries, including the member countries of OLADE. It should rise to 36.5% of global demand by 2010, from 33% in 2000. A small number of large developing countries account for a substantial share of the group's energy demand. Among them, China, India, Brazil, and Mexico account for more than half of the total demand of the developing countries.

The demand forecast for 2000 for the Region of Latin America and the Caribbean is estimated at 840 million TOE, which would account for about 8.5% of world total. The main challenges to the Region are: financing its energy growth, finding an environmentally sound development path, providing equitable energy services, building national and regional institutions, and tapping the huge potential for regional energy cooperation.

The carbon dioxide emissions of the CEC "conventional wisdom" scenario are estimated at 8.062 billion tons of carbon (TC) by 2000 and 9.772 billion TC by 2010. The share of OECD countries will decrease from 41.1% to 37.6%, while the developing countries' share would rise from 36.7% to 40.6% during the same period. Developing countries would then lead the world in carbon dioxide emissions.

The share of emissions per source of energy during 2000-2010 is expected to be as follows: solid fuels, 39.7-41.5%, influenced by China's growing coal consumption; oil, 33.4-29.4%; natural gas, 20.4-23.0%, reflecting the expected penetration of gas; and noncommercial energy 6.5-6.0%.

By 2000, the Region would be emitting about 1.3 billion tons of carbon dioxide, 3.5 million tons of nitrogen oxides, and 1.3 million tons of sulfur dioxide.

3. TECHNOLOGY

Technological change will be crucial to decrease the impact exerted by human activity on the environment. The impacts on the environment caused by energy-related activities can be mitigated by the application of environmentally sound technologies. Such impacts are directly proportional to population growth, per capita energy consumption, and the technology employed. The former two factors are likely to increase over the years in the OLADE Region.

Thus, the answer depends on the latter factor, the technology factor. It has much to do with energy intensity of the economy. The choice of technology may result in a wide range of energy demand for the same economic output, thus effectively delinking the proportionality between energy demand and GDP growth. This is why the capacity to make environmentally sound energy technology choices is so important.

The energy technology challenges for the future, therefore, lie in demand management, increased efficiency, and energy systems with less or no carbon dioxide.

In terms of efficiency, the technologies that could have an impact are: improved power transmission; enhanced oil recovery; deeper oil refining; combined gas and steam cycles; gas turbines; coal conversion; and fluidized bed coal combustion.

With respect to energy systems with less or no carbon dioxide, the technologies of interest include: safer nuclear power; solar collectors; solar thermal power; solar photovoltaics; wind; waste recovery; and biomass energy.

For the above-mentioned technologies, the capital costs and cost per unit of energy are, by and large, competitive only in special situations, but cost decreases within the range of 10-30% are expected by 2010.

Nevertheless, no major commercial energy breakthrough is expected between now and 2010, despite increasing research and development efforts throughout the world and in many different energy fields, such as electronics, materials, and biotechnology.

There are, however, scenarios that foresee a substantial decrease in the marginal cost of large-scale solar-based electricity, enabling areas of high sunlight to use solar energy that is competitive with fossil fuels by 2020.

4. TRANSFER OF RESOURCES FOR ENERGY DEVELOPMENT

Developing countries committed to rapidly building an energy infrastructure devote an extraordinarily large share of public finances to energy investment. During the early eighties, Argentina, Brazil, Colombia, and Mexico committed over 40% of annual total public investment to energy. The figure was 30-40% for Ecuador, 20-30% for Costa Rica, and 10-20% for Jamaica. The challenge ahead is to respond to environmentally sound energy development demands, which are likely to add up to 30% to the capital cost of energy systems over the coming 20 years.

In discussions about resource transfer to foster environmentally sound development, the focus tends to be on finance alone. The analysis presented thus far suggests that the real ultimate resource to consider is knowledge.

Putting aside, for the sake of argument, natural resources and equipment, it can be said in general that:

$$\text{resources} = \text{finance} + \text{knowledge}$$

Thus, when considering resource transfer, both the transfer of finance and knowledge must be taken into account:

resource
transfer
=
financing
+
transfer of
knowledge

The transfer of knowledge has many facets and includes the transfer of scientific, technological, managerial, organizational, market, etc., know-how, all of which build capacity.

Given the magnitude and complexity of sustainable development, a single approach to resource transfer will not suffice. A creative approach, as indicated below, is definitely required to suit the many demands for financing and knowledge transfer.

Financing can be divided into commercial and noncommercial.

Commercial financing refers to standard commercial financing of investment, trade, and "technology transfer" and needs no further description.

Noncommercial financing refers to a host of concepts, some familiar others rather new. For purposes of presentation, they can be divided into the following categories:

- **non-reimbursable** (development assistance, grants, donations, etc.)
- **multilateral financing** (Global Environment Facility—GEF, World Bank, European Reconstruction and Development Bank, regional development banks and funds)
- **market inducements** (taxation, market mechanisms)
- **debt conversion**

*E*nvironment
has become the
new name of
peace, and the
global
agreements
currently under
discussion will be
the most
important
international
treatises for years
to come

- tradable permits, consumption rights
 - offsets
 - insurance and reinsurance
5. **BUILDING DECISION-MAKING CAPACITY IN OLADE REGION**

In the Region of OLADE, and elsewhere, a new frame of reference is required where the capacity to make autonomous and reasonable decisions in selecting energy technologies and systems is more important than developing the technologies and systems themselves. The pursuit of technological self-sufficiency has become obsolete, since, as it is well known, all countries in the world import technology. The current universal trend of more participatory decision-making processes in human affairs is stimulating a novel approach involving all relevant segments of society.

A few countries in the world—some in the OLADE Region—have demonstrated that it is possible to change the future, including the energy future. This is accomplished, implicitly or explicitly, by developing endogenous capacity, that is, autonomous decision-making capacity.

6. OLADE'S ROLE IN PROMOTING CAPACITY IN THE REGION

The scarcest resource in the OLADE Region is autonomous and equitable decision-making capacity in energy matters, including choice of environmentally sound technologies. This situation perhaps provides OLADE with a crucial opportunity to play a catalytic and stimulating role for the benefit of its member states. This would be a practical way of promoting the knowledge transfer component of resource transfer alluded to above.

OLADE could help build this knowledge transfer by implementing the following initiatives:

- i) active energy information clearinghouses;
- ii) market-oriented research partnerships; and
- iii) energy technology assessment training.

On the basis of its own SIEE data base management capabilities and other similar initiatives in the Region, OLADE could stimulate the establishment in different parts of the Region (but responding to the requests from all over the Region) of information clearinghouses focusing on specific topics. Typical topics would be petroleum, natural gas, electric power, coal, and most important energy efficiency and demand management.

It is possible to imagine the petroleum clearinghouse in Mexico (or Venezuela or Brazil or Argentina), the natural gas clearinghouse in Brazil (or Mexico or Venezuela or Argentina or Bolivia), the electric power clearinghouse in Brazil (or Mexico or Colombia or Chile), and the coal clearinghouse in Colombia (or Brazil). Alternatively, they could all be located at OLADE headquarters, particularly in the early implementation stages.

At any rate, the energy efficiency clearinghouse should be located at OLADE headquarters, because of the need to promote the relatively new concepts involved.

The clearinghouses should be conceived as active in the sense that they should not be mere repositories of information. They should promote and sell the information they obtain and process. They should identify, with potential customers, the kind of information that will be in demand. They should also provide a meeting place for suppliers and buyers of environmentally sound energy technologies. They should also promote research part-

nerships, within and outside the Region, in areas where information is either missing or not easily accessible, or where there is a need for training.

In all of the above, the experience of OLADE and its member states in conducting similar initiatives should be fully utilized. Throughout the Region, there are energy research facilities whose experiences are invaluable for this initiative.

The technology assessment training function is intended to develop a capacity to make choices between alternative energy technologies, considering in particular the environmental effects of energy systems. Technology assessment encompasses much more than environmental impact as it considers all of the consequences of specific energy technologies, that is, physical, social, economic, political, etc. OLADE headquarters is probably the right location for this initiative, at least during the first years of its implementation.

Cooperation with the United Nations Centre of Science and Technology for Development and

other international and national technology advisory agencies would help in developing the training capability in OLADE. The European Community FASST programme, the United States Office of Technology Assessment, and ENEA in Italy would be likely collaborators in case OLADE decides to pursue this initiative.

In promoting energy as an integration tool for the Region and in stimulating information clearinghouses, research partnerships, and technology assessment training, OLADE should make use of the creative financing mechanisms discussed above.

In promoting equity, OLADE should support the stakeholders dialogue process where all relevant segments of society are involved in participatory decision-making on energy matters.

In the regional context, the problems of the small countries of the Region, particularly in the Caribbean, require special efforts when implementing the above recommendations. ●

Acien

Colombian Association of Electrical, Mechanical,
Electronic and Related Engineers

Ministry of Mines and Energy of Colombia



Casilla 17-11-6413, Quito, ECUADOR
Tel.: (593-2) 539-675; 538-280; Fax: 539-684; Telex: 2-2728
AV. Oceánica 1, Sector San Carlos, Edificio OLADE
Latin American Energy Organization

olaDE

SANTAFE DE BOGOTÁ, COLOMBIA
ENERGY AND DEVELOPMENT
IN AN INTERDEPENDENT WORLD
JUNE 15 - 18, 1993



ENERLAC 93

ENERGY CONFERENCE OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

ENERGY CONFERENCE OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

ENERLAC



BUSINESS MEETINGS

Representatives of industrial firms, energy institutions and banks, as well as other Conference participants, will also have the opportunity to take part in specially arranged business meetings, if so requested.

TECHNOLOGY EXPOSITION

Alongside the Conference, an Industrial Technology Exposition will be held, with the participation of companies involved in energy production and in the supply of goods and services to regional and international energy industries. Stand sizes and costs are indicated below:

Room	Area (m ²)	US \$
Rojo	4 (2 x 2)	3,000
	5 (2.5 x 2)	3,200
	6 (3 x 2)	3,500
EsmERALDA	4 (2 x 2)	2,500

* Conference facilities: Hotel Tequendama, Santafé de Bogotá, Colombia.

PRE-REGISTRATION

The Organizing Committee has set special advance-registration fees for this event, as follows:

	PERIOD	
	1992	1993
Until December 31	January - April	May - June
Foreigners	US \$ 500.00	US \$ 550.00 US \$ 600.00
Colombians	US \$ 300.00	US \$ 350.00 US \$ 400.00

PRE-REGISTRATION FORM

PRE-REGISTRATION

BUSINESS MEETING

EXPOSITION EXHIBIT

FULL NAME _____

POSITION _____

INSTITUTION _____

ADDRESS _____

P.O. BOX _____

TELEX _____

TELEPHONE(S) _____

FAX _____

CITY _____

COUNTRY _____

DATE / / 19 _____

EXPOSITION EXHIBIT

PERSON RESPONSIBLE FOR STAND

TYPE OF EXHIBIT _____

BUSINESS MEETING

FULL NAME _____

POSITION _____

INSTITUTION _____

AREA OF INTEREST _____

Please check the items that best describe your institution and its areas of interest:

- TYPE OF INSTITUTION
 Public
 Private
 Mixed
 Other (Specify) _____

- SCOPE
 National
 International
 Other (Specify) _____

- AREA
 Information Center
 Trade
 Cooperation / Technical Assistance
 Cultural
 Economic
 Education / Training
 Financial
 Geopolitical
 Industrial
 Research / Development
 Mass Media
 Press
 Radio
 Television
 Political
 Services
 Social
 Other (Specify) _____

- AREA
 Energy
 Bioenergy
 Coal
 Energy Economics
 Electricity
 Wind / Solar Energy
 Natural Gas
 Geothermal Energy
 Hydrocarbons
 Hydroenergy
 Environment
 Energy Planning and Policy
 Rational Use of Energy
 Other (Specify) _____

Please return this form to CLADE or ACIEM together with proof of a bank deposit or transfer or credit card transfer made to one of the following accounts

OLADE

Account N° 5172-1 Banco Consolidado del Ecuador (Quito)

ACIEM

Account N° 350-160-8 Banco Unión de Colombia (Santafé de Bogotá)

American Express payment

Card N°

Expiration date

Evolución del Mercado Petrolero

Diego Otero Prada y
Enrique Rodríguez Vargas*

El propósito del presente artículo es el de analizar la evolución de las principales variables que intervienen en el mercado mundial del petróleo y establecer algunos elementos de proyección

INTRODUCCION

Las cambiantes condiciones geopolíticas internacionales han provocado profundas fluctuaciones en la posición política de los agentes que intervienen en el mercado mundial petrolero. En tal circunstancia, el abastecimiento futuro de este recurso dependerá no sólo del grado de su utilización y aprovechamiento sino del impacto de factores aleatorios que continuarán incidiendo en la desestabilización de su mercado y en las imprevisibles oscilaciones de su precio.

El propósito del presente artículo es el de analizar la evolución de las principales variables que intervienen en el mercado mundial del petróleo y establecer algunos elementos de proyección.

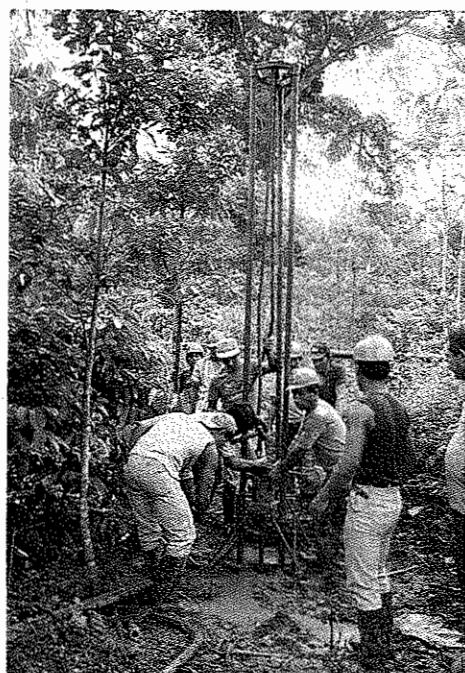
I. LA AMPLIACION DE LAS RESERVAS

La preocupación en las dos últimas décadas por aumentar las reservas de este recurso ha sido evidente, reflejándose una tasa promedio anual de crecimiento del 2,47%, significativamente superior al incremento del consumo que

fue del 1,78% en promedio, en el mismo período.

Como hechos determinantes se destacan la incorporación de las reservas de México, Gran Bretaña y Noruega y, en menor escala, el registro de nuevos descubrimientos en Egipto, India, China, Brasil y Colombia. Asimismo, la reevaluación de las potencialidades de algunos países, particularmente los de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), ha influido considerablemente, ya que, además de primar criterios técnicos, pesan las consideraciones político-económicas, así como el avance de nuevas tecnologías y el mismo comportamiento de la economía mundial.¹

A fines de 1990, el 77% del total de las reservas mundiales se concentraba en los países de la OPEP, de las cuales el 66% se localizaban en el Medio Oriente. Por su parte, América Latina representaba el 12%, mientras que América del Norte y Europa Occidental poseían el 5,4%, África, Asia y Australia el 10,8% y la Unión Soviética el 5,8%. Es importante destacar que América Latina muestra en la última década una tasa de crecimiento del 9%, notoriamente superior a la obtenida en otras regiones del mundo.



* De nacionalidad colombiana, miembros del Grupo de Análisis Estratégico, Proyecto de Prospectiva Energética, Fase I, de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión de las Comunidades Europeas (CEC)

Los volúmenes relativamente estables de extracción de petróleo observados desde 1979 y el moderado comportamiento del consumo igualmente han permitido ampliar la disponibilidad de este recurso, estimándose que, de mantenerse su producción mundial en los actuales niveles (65 millones de barriles diarios), se esperaría una duración de sus reservas para 43 años, siendo este registro uno de los más elevados en los últimos 15 años (Gráfico 1).

Sin embargo, a nivel de regiones y países, se presentan grandes diferencias por el grado de su utilización como en el caso de los Estados Unidos, cuyas disponibilidades han decrecido al pasar de 13 años en 1975 a 10 años en 1990. La Unión Soviética igualmente ha experimentado una disminución al pasar a 14 años en 1990. América Latina, por el contrario, ha aumentado significativamente su seguridad de abastecimiento petrolero tanto en términos relativos como en absolutos, contribuyendo algunos países como Venezuela y México con registros superiores al promedio de las disponibilidades mundiales.²

Las perspectivas de expansión de las reservas de petróleo estarán determinadas por los nuevos descubrimientos que se produzcan y por la ampliación de las existentes como producto del perfeccionamiento de las técnicas de recuperación. Aunque es difícil establecer una tendencia de la actividad exploratoria, expertos consideran que, para los años que restan del siglo, la posible

ampliación provendría en un 60% de la mejora en la extracción de los yacimientos conocidos y en un 40% de nuevos descubrimientos, posiblemente inferiores en magnitud a los encontrados en regiones como el Medio Oriente.

Se espera que la tasa de ampliación de las reservas oscilará entre 10 mil millones y 25 mil millones de barriles por año y que los desarrollos previsibles permitirán soportar económicamente los esfuerzos de inversión requeridos tanto en el campo tecnológico como en el de la misma actividad exploratoria.

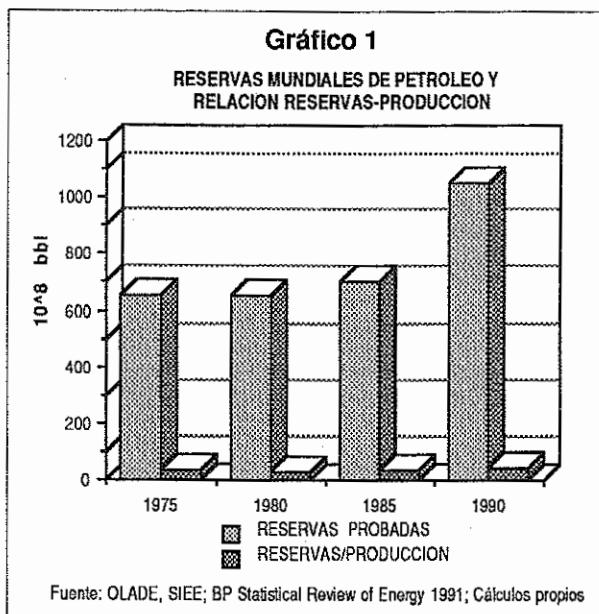
Con todo, el auge exploratorio dependerá del comportamiento de los precios ya que una fuerte caída como la de mediados de los años ochenta deprimirá esta actividad y postergará las decisiones de inversión.

II. EL CAMBIANTE COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA

Desde octubre de 1973, cuando los países árabes declararon el embargo petrolero hasta la reciente confrontación bélica de agosto de 1990 entre Irak y Kuwait, el comportamiento de la oferta mundial de petróleo ha experimentado cambios que se reflejan en la participación de la producción mundial de los países de la OPEP y de los denominados países no OPEP.

En efecto, la OPEP, luego de cubrir el 53% de la producción mundial de petróleo en 1973, disminuyó progresivamente su participación hasta llegar al 32% en 1986, la más baja de las últimas dos décadas, para iniciar luego un proceso muy lento de recuperación hasta situarse en el 37% en 1990.

La incorporación de nuevos campos de producción ha permitido a otras regiones y países del mundo cubrir el espacio dejado por la OPEP. Así, en Europa Occidental, países como Gran Bretaña y Noruega



pasaron de importadores a exportadores de petróleo; México quintuplicó su producción; China y la Unión Soviética experimentaron cambios sustanciales; los Estados Unidos viene haciendo esfuerzos para evitar una mayor declinación de su producción; y América Latina la amplió de 5,8 millones de barriles diarios en 1980 a 7,5 millones en 1990.

Aunque los factores geopolíticos y el comportamiento de los precios han sido elementos predominantes para determinar la dinámica de la oferta petrolera, las reacciones y

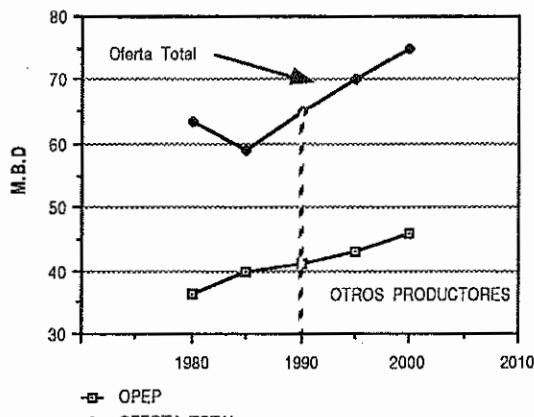
OPEP y la acción inmediata de los países de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE)³ a través de la utilización de sus inventarios y el esfuerzo de los Estados Unidos de incrementar su producción pese a la declinación de sus reservas.

Los hechos han demostrado que, si bien este último shock internacional conmocionó al mercado mundial de la energía, sus repercusiones no manifestaron los efectos que, históricamente por su magnitud e implicaciones, tuvieron los acontecimientos vividos en 1973 y 1979. Una vez termine la plena reconstrucción de la infraestructura petrolera de Kuwait e Irak y se levante la aplicación de la Resolución 706 de las Naciones Unidas a este último país, se dará el ajuste de la oferta mundial petrolera, en el cual la OPEP tratará de consolidar su estrategia de cuotas y los países no OPEP evaluarán sus reales posibilidades ante la tendencia declinante de la producción de los Estados Unidos y las incertidumbres generadas en la Unión Soviética.

A largo plazo, la ampliación de la oferta petrolera tendrá su origen básicamente en la aplicación de nuevas tecnologías que harán más eficiente la actividad extractiva y en la incorporación de algunos descubrimientos. Como se indicó anteriormente, no se descartan óptimas posibilidades en América Latina, Asia y Norte de África e indudablemente el gran potencial y capacidad de los países de la OPEP, fundamentalmente los del Medio Oriente.

Hacia el año 2000, se estima que los países de la península árabe cubrirán gran parte de la expansión de la oferta mundial y que la OPEP cubriría una parcela de producción entre 29 y 35 millones de barriles por día (Gráfico 2), es decir, un crecimiento entre 6 y 12 millones de barriles frente al actual techo de

Gráfico 2
OFERTA MUNDIAL DE PETROLEO



Fuente: OLADE, SIEE; BP Statistical Review of Energy 1991; cálculos propios

éxitos de la política energética de los países industrializados han pesado significativamente. Estos acontecimientos generaron una capacidad ociosa en la producción mundial de petróleo, concentrada principalmente en los países de la OPEP, al punto de llevar en 1986 al derrumbe de los precios y a la disminución del poder de esta Organización.

A partir de ese año, se estableció un principio de acuerdo al interior de la OPEP, para el establecimiento de cuotas de producción con base en los cambios del mercado. Sin embargo, su estricto cumplimiento no parece observarse, como lo demostró el reciente conflicto del Medio Oriente, cuyo impacto no trajo las consecuencias esperadas en la oferta mundial de petróleo, ya que el faltante previsto de 4,3 millones de barriles por día proveniente de la producción de Irak y Kuwait fue cubierto básicamente por Arabia Saudita, otros países de la

producción, lo que implicaría comprometer grandes recursos de inversión para cumplir estas metas.

Los países no OPEP no mostrarían en el mediano plazo una variación sustancial de su producción, anticipándose que los Estados Unidos continúe disminuyéndola; la de la Unión Soviética se reducirá más por los sucesos internos que por limitaciones de capacidad potencial; y en el Mar del Norte se prevé un crecimiento moderado de la producción en el mediano plazo para iniciar en el largo plazo un proceso de declinación debido a las naturales limitaciones de sus reservas.

En América Latina, México dispone todavía de un gran potencial por descubrir y desarrollar al igual que Venezuela. Otros países como Brasil y Colombia ofrecerán amplias expectativas dado el nivel exploratorio y el perfil de los recientes hallazgos encontrados particularmente en Colombia.

Los pronósticos indican entonces que, en las próximas dos décadas, la producción de petróleo en el mundo continuaría incrementándose. No obstante, persistirán los serios condicionantes de las incertidumbres geopolíticas, tan características del comportamiento de este recurso.

III. HACIA LA RACIONALIZACIÓN DEL CONSUMO

La demanda mundial de petróleo muestra distintas fases de comportamiento como consecuencia de las variaciones de los precios de este energético y particularmente de los cambios de la economía internacional. Así, entre 1963 y 1973, antes del primer choque petrolero, la demanda venía creciendo a tasas aceleradas del 8% para caer posteriormente al 2% por año entre 1973 y 1979, tasas que se han venido reflejando particularmente en el último quinquenio para llegar a un

promedio anual de 2,5%. Los esfuerzos de las naciones industrializadas para aumentar la eficiencia y diversificar la oferta de energía tuvieron gran impacto en la demanda de este recurso al punto de registrar una reducción equivalente a 2 millones de barriles diarios, lo que significó una baja del 8% en la participación del consumo de energía de los países de la OCDE entre 1979 y 1985.

En los países menos desarrollados, se ha observado, por el contrario, un aumento del consumo, aunque diferente en todas las regiones. Así, por ejemplo, América Latina pasó de consumir 4,4 millones de barriles diarios en 1979 a 5,4 millones en 1990, mientras que los países del sudeste asiático incrementaron su demanda de 1,6 millones a 3,3 millones de barriles diarios en el mismo período.

Si bien los países en desarrollo han incrementado su participación en el consumo mundial de petróleo del 16,4% al 23,7% en 1990, algunas regiones como África y América Latina presentan tasas menores debido a la crisis económica a la que se han visto abocadas, especialmente en los años ochenta.

En los requerimientos futuros de petróleo, seis factores determinan fundamentalmente la tasa de crecimiento esperada de la demanda: la población, el desarrollo económico, la intensidad energética, el avance tecnológico, los precios del crudo y particularmente los aspectos ambientales. La combinación de estos factores influirá significativamente en los niveles esperados del consumo de este energético.

Desde el punto de vista de la población, el crecimiento económico y la intensidad energética, la mayor presión por consumo de energía, en particular de petróleo, provendría de los países en desarrollo. De 1992 al final del siglo, se prevé que la economía mundial crecerá a tasas

cercanas al 3% por año, con tasas anuales superiores al 4% en los países en desarrollo, seguidos por Japón, cuya economía se desaceleraría a niveles inferiores al 4%. A pesar de esconderse grandes diferencias a nivel de subregiones, se estima que los países del sudeste asiático tendrían las mayores tasas de crecimiento.

La intensidad energética por unidad de producto interno bruto ha venido disminuyendo a nivel mundial desde 1973 (a una tasa anual de 0,8% hasta fines de 1990), con mayor rapidez en los países industrializados que en los del sur. Se espera que la declinación continuará en el futuro con tendencias similares a las del pasado, es decir, con mayor énfasis en los países del norte (particularmente Europa y los Estados Unidos), que los del sur, dado que en estos últimos las medidas y políticas de uso racional y adecuación tecnológica tardarán en implementarse.⁴

El crecimiento en los precios del petróleo ha sido un factor importante para estimular en los países políticas de sustitución, conservación y ahorro de energía. En el sector eléctrico, los efectos más claros se produjeron en la sustitución de generación térmica a base de combustibles líquidos hacia otras tecnologías como la hidroenergía, la energía nuclear y, en menor proporción, la utilización de carbón mineral y gas. Con todo, conjuntamente con las aspectos ambientales, los precios constituirán un factor de difícil pronóstico, que a largo plazo pesarán significativamente en el comportamiento esperado de la demanda.

En el ejercicio para determinar las perspectivas del consumo de petróleo a mediano y largo plazo juegan grandes imponderables, así como serias incertidumbres en el comportamiento y en la variación de los factores señalados anteriormente que directa o indirectamente determinan la demanda de petróleo.

Para el mediano plazo, hacia fines del siglo, los diferentes analistas y estudios realizados tienden a coincidir en la incidencia y en los cambios de los determinantes del consumo y muchas veces se aproximan a los posibles valores de las tasas de crecimiento de los mismos.

En general, se supone que el crecimiento del consumo de petróleo en los años noventa será superior al 0,45% por año que se dio en los años ochenta. Tres estudios tomados como referencia y efectuados en diferentes años, el de la Conferencia Mundial de Energía en 1989, el del Economist Intelligence Unit en el primer semestre de 1992 y el de algunas compañías transnacionales en 1991, presentan resultados más o menos similares en cuanto a los supuestos y las perspectivas del consumo de petróleo para el año 2000 (Cuadro 1).

En efecto, partiendo de valores de crecimiento de la economía mundial que se aproximan al 3%, un crecimiento de la población de 1,5%, la continuación de mejoras en la eficiencia energética y precios de petróleo que oscilarían entre US\$18 y US\$25, se estima que la demanda de petróleo para el año 2000 estaría entre un mínimo de 70 millones de barriles por día y un máximo cercano a los 80 millones de barriles por día, equivalente a tasas de crecimiento de 0,79% y 2,14% entre 1990 y 2000.

Para otros investigadores y analistas,⁵ el incremento de la población de los países en desarrollo jugará un papel primordial en la demanda mundial de petróleo. Entre 1985 y 1990, el consumo per cápita en toneladas de petróleo equivalente aumentó ligeramente de "0,59 a 0,60". La relativa estabilización se produjo porque el peso de las regiones con un consumo per cápita bajo presionó el valor hacia la

disminución. Sobre esta base, y partiendo de un crecimiento poblacional de 1,5% entre 1990 y el año 2000 y un consumo per cápita entre "0,60 y 0,62" toneladas de petróleo equivalente, los estimativos de la demanda de petróleo coincidirían con los demás estudios realizados.

**Cuadro 1
DEMANDA MUNDIAL DE PETROLEO, 1990-2000**

	The Economist Intelligence Unit	Conferencia Mundial de Energía	Compañías Trans- nacionales
Tasa de crecimiento PIB	3,0	2,4-3,2	2,6-2,8
Tasa de crecimiento población mundial (%)	—	1,5	—
Ganancia en eficiencia (%)	—	—	1,3
Tasa de crecimiento consumo mundial de petróleo (%)	1,1	1,17-1,38	0,8
Consumo petróleo países OCDE (%)	0,5	0,41-0,72	0,5-1,4
Consumo petróleo países no OCDE (%)	2,5	2,5-3,1	2,6-2,9
Tasa de crecimiento consumo mundial de energía (%)	2,0	1,4-1,9*	1,5
Consumo de petróleo en el año 2000 (M b/d)	73,0	65-73,1	70,6

* 1985-2000

IV. EL BALANCE DE LA OFERTA Y LA DEMANDA

Una primera aproximación del balance mundial de la oferta y demanda de petróleo indicaría que el papel de los agentes institucionales que intervienen en el mercado podría modificarse de un estado de confrontación, como fue el caso de los años setenta y en menor grado en los ochenta, hacia uno de mayor cooperación.

Igualmente, las expectativas de los países de la antigua Unión Soviética serán otro factor que redundaría en beneficio de este objetivo y de una reestructuración de la industria petrolera.

El balance, como se indica en el Cuadro 2, mostraría que la capacidad de producción de la OPEP sería suficiente hasta 1995, pero de ahí en adelante, se presentarían faltantes menores que, para eliminarse, deberían ubicarse bien en nuevas zonas productivas o en aumentos de capacidad.

Teniendo en cuenta las perspectivas de la oferta y de la demanda, la OPEP en el año 2000 podría cubrir más del 40% del total de los requerimientos de petróleo, lo

que equivaldría a retomar la influencia que tuvo esta Organización antes de 1986.

V. LOS CAMBIOS EN LOS PRECIOS

Tres grandes períodos caracterizan los movimientos de los precios del petróleo: 1928-1973, 1973-1986 y 1986-1992. El primer período estuvo dominado por las compañías multinacionales. En el segundo se experimentaron los dos choques internacionales de 1973 y 1979, en los cuales los precios se incrementaron como consecuencia de la formación del cártel de países productores alrededor de la OPEP. En el tercer período, se produjo el contrachoque de 1986 que causó la

baja acelerada de los precios del crudo a niveles de US\$15 el barril. Se caracteriza esta etapa por el exceso de capacidad de la OPEP y la aparición de un mercado libre en el cual los cambios en los precios se ajustan a las condiciones de la oferta y la demanda.

Los factores que determinan el movimiento de los precios del petróleo son de naturaleza fundamentalmente económica, dependiendo del ámbito temporal en que actúan, esto es, corto, mediano y largo plazo.

En el corto plazo, los cam-

bios en los precios no modifican sustancialmente la demanda y la oferta, a menos que se produzcan grandes variaciones como las ocurridas en 1986.

A partir de los años setenta, se han producido hechos de perfil geopolítico e internacional que se han reflejado económicamente en fuertes oscilaciones y cambios en los precios. Estos cambios tienen que ver fundamentalmente con la creación de "un mercado internacional petrolero" en el cual los precios varían de acuerdo con las circunstancias y las condiciones propias del mercado. Entre estos nuevos factores se tiene la aparición del "mercado spot", que ya en 1979 representaba un 10% del volumen comercializado.

Simultáneamente al "mercado spot" se desarrolla el "mercado de futuros" y se impulsa la utilización de los "contratos de fórmula" (formula contracts) que se basan en el compromiso de suministro de cantidades estables de este energético en el largo plazo.

En el mediano plazo, los movimientos de los precios están determinados por la estructura de la industria petrolera, es decir, por su carácter competitivo. Cuatro teorías se pueden mencionar al respecto: La primera define el carácter de la industria por el número de empresas que actúan en el mercado y que ha servido de base para explicar los choques de 1973 y 1979 como resultado del poder alcanzado por la OPEP.

La segunda apareció en los años ochenta con la "teoría de los mercados contestables" que afirma que es la presencia o ausencia de competidores potenciales lo que determina si un poder sobre el mercado se puede ejercer o no. Este enfoque explicaría la pérdida de predominio de la OPEP después de 1978 como resultado de la aparición de grandes competidores fuera de la Organización. La tercera posición plantea que lo importante no es el

Cuadro 2
BALANCE MUNDIAL DE OFERTA Y DEMANDA DE PETRÓLEO
(millones de barriles por día)

	1990	1995	2000
Demanda mundial ¹	64,3	73,7	78,7
Oferta mundial de petróleo ²			
Producción no OPEP ³	30,4	32,0	32,5
Producción Unión Soviética ⁴	11,4	8,0	8,0
Total	41,8	40,0	40,5
Producción de petróleo OPEP	22,5	33,7	37,6
Capacidad OPEP ⁵	27,0	34,0	37,6
Reserva de capacidad	+4,5	+0,3	-0,6

1. La proyección de demanda de petróleo para 1995 y 2000 se basa en el documento de la Agencia Internacional de Energía, "Energy Policies of Countries".

2. Para la Unión Soviética y otros no OPEP, la oferta a partir de 1991 es estimada.

3. Incluye producción de crudo y petróleos no convencionales de la región de la OCDE y petróleo crudo de otros países y líquidos del gas natural de OPEP y no OPEP.

4. Incluye petróleo crudo y producción de líquidos del gas natural.

5. Capacidad de producción sustentable.

Fuente: Ibrahim A.H. Ismail, "The Oil Production Decline in the Former Soviet Union and Its Impact on OPEC" [La Declinación de la Producción Petrolera en la Antigua Unión Soviética y Su Impacto Sobre la OPEP], basado en un informe presentado al LXXV Consejo de la Comisión Económica de la OPEP, noviembre de 1991.

número de actores sino la relación entre ellos y el clima de comercio existente.

Con base en esta teoría se afirma que los esfuerzos competitivos (amenaza de nuevos competidores, la competencia de los sustitutos y el poder de negociación de los compradores y vendedores) se hicieron fuertes después de 1979 y permitieron con el tiempo frustrar los esfuerzos de la OPEP, el otro actor, para recuperarse nuevamente a partir de 1987.

Esta última explicación tiene como fundamento la "teoría de juegos". En un cártel como es la OPEP, a cada miembro le conviene la política de "colusión" pero posteriormente se da el incumplimiento de las determinaciones del cártel. O sea, no hay solución óptima que beneficie a cada miembro y a los "jugadores" en conjunto.

En el largo plazo, el precio está determinado por los costos de producción. En este período, se dan cambios en la tecnología, las áreas de producción y la estructura del consumo.

Contrario a lo que plantea la "teoría de David Ricardo", la decisión de producción de las multinacionales se basa en los costos totales, que comprenden el costo de producción más los impuestos. Para los países productores, sus decisiones incluyen variables económicas, sociales y estratégicas. El resultado de esta situación es la inestabilidad de los precios.

Así, la producción de zonas de alto costo se hace socialmente necesaria cuando los países productores disminuyen la producción de campos de costos menores. Y lo contrario, si los productores de petróleo de bajo costo aumentan su oferta, se vuelve superflua la producción de las regiones de alto costo. Esto ocurrió precisamente en 1986 cuando Arabia Saudita aumentó su producción, rompiendo con la política de cuotas de la OPEP.

En estas condiciones, en el largo plazo el costo de producción estaría determinado, por una parte, por la actividad de los miembros de la industria, los aspectos geológicos y económicos y, por otra parte, por el nivel tecnológico.

En lo que resta del siglo, las perspectivas de comportamiento de los precios muestran una tendencia hacia una relativa estabilidad, fluctuando entre US\$18 y US\$25 el barril, ya que la mayoría de los estudios de prospectiva coinciden en que no existen factores que puedan visualizar un tercer choque petrolero, aunque esto no impide la posibilidad de darse cambios bruscos en el corto plazo (Cuadro 3).

Como se ha señalado, la evolución de los precios del petróleo estará determinada por varios factores tanto endógenos como exógenos al mismo mercado y en particular por la composición misma del balance oferta y demanda. Se estima que, para un consumo real de petróleo alrededor de 75 millones de barriles por día prevista para el año 2000, los precios podrían permanecer estables, ya que la oferta sin mayores dificultades podría provenir de una producción de la OPEP de 35 millones de barriles por día y de los países no OPEP de 40 millones de barriles por día. En contraste, en un escenario de demanda superior al 1%, que supone un consumo de 80 millones de barriles por día, se podría tener una situación difícil de abastecimiento, que podría provocar una coyuntura del mercado, particularmente después de 1995.

Cuadro 3
PERSPECTIVAS DE LOS PRECIOS DEL PETROLEO
(US\$/barril)

EVALUACIONES	1990	1995	2000
The Economist Intelligence Unit			
Escenario básico	17,50	20,5	ND
Departamento de Energía de los Estados Unidos			
Referencia	21,81	24,0	25,70
Precio bajo	21,81	19,0	20,10
Precio alto	21,81	29,0	31,10
Ente Nacional de Italia (ENI)			
Promedio AIE	21,70	22,9	23,3*
Brent 37° API	23,70	24,0	25,5*
Promedio Italia	21,30	21,8	23,0*

Corresponde a 1998

El profesor Ferdinand E. Banks⁶ asume en el futuro un grupo petrolero (OPEP) y una franja cubierta por los países no OPEP. Una posibilidad es que la franja actúe competitivamente, o sea, tome los

precios como datos y el grupo dominante seleccione la producción que maximice las ganancias. Se supone que el precio de mercado viene dado por la oferta y la demanda. Dentro de este esquema, en el momento en que la franja no pueda incrementar la producción, se llegaría a precios de monopolio.

Por el contrario,

Ibrahim A.H.

Ismail⁷ argumen-

ta que, para la franja, sería mejor cooperar con el grupo dominante en vez de competir. Otra posibilidad es la de que el grupo dominante mantenga precios cercanos a los competitivos, para acelerar el gasto de las reservas de la franja y entrar más rápido a la fase monopolística.

De todas maneras, lo que se observa en los actores que intervienen en el mercado, es decir, países exportadores, consumidores y compañías multinacionales, es su interés e intención de pasar de la confrontación a un mayor diálogo y cooperación para evitar traumatismos e inconvenientes para las partes.

Los fundamentos de la reciente Carta Europea de la Energía tienen como objetivo principal promover en el largo plazo la cooperación energética no sólo de los países europeos sino globalmente ofrecer mutua asistencia.

Dentro de este contexto, se ha determinado la promoción internacional del flujo de inversiones extranjeras por lo menos en los países signatarios de la Carta y el amplio desarrollo del comercio de la energía.

Quedaría el gran interrogante de si la OPEP podría imponer sus reglas en el mercado petrolero sin tener en cuenta a los demás agentes institucionales. Al respecto, cabría señalar que, si bien la OPEP adquirirá con el tiempo una importancia mayor en el mercado, es igualmente cierto que, para llegar a los niveles previstos, se requerirá de la cooperación financiera y técnica de los países industrializados y de las compañías multinacionales, situación que ya se viene dando al interior de algunos de los países miembros de la OPEP, al desarrollar múltiples proyectos conjuntamente.

Las perspectivas generales indicarían entonces que existiría el clima para establecer un nuevo orden petrolero internacional fundamentado en la reestructuración de la industria y en la cooperación en vez de la confrontación.

VI. CONSECUENCIAS SOBRE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE⁸

El impacto de los precios del crudo en los países de América Latina dependerá en forma diferente de su carácter de importador, exportador o autosuficiente. No obstante, por las características del subsector de los hidrocarburos, sus efectos en las economías de la Región serán apreciables si se analizan variables tan sensibles como las exportaciones, los ingresos tributarios, la inversión de las empresas petroleras, la generación de empleo, el endeudamiento, etc.

Globalmente, tanto en unidades físicas como monetarias, América Latina y El Caribe es un exportador neto de hidrocarburos. De

Cuadro 4
IMPORTACION DE HIDROCARBUROS COMO PROPORCIÓN DE LAS IMPORTACIONES TOTALES (%)

PAÍS	1980	1985	1990
ARGENTINA	10,2	14,4	13,2
BOLIVIA	2,3	0,0	0,0
BRASIL	43,2	43,9	25,2
CHILE	14,9	14,5	9,1
COLOMBIA	16,4	12,4	6,1
COSTA RICA	12,2	12,9	7,9
ECUADOR	4,6	11,2	3,6
GUATEMALA	17,7	21,1	11,5
MÉXICO	1,3	3,7	2,6
PERÚ	0,6	0,4	5,0
EL SALVADOR	13,6	12,1	8,2
TRINIDAD & TOBAGO	0,5	2,4	6,0
VENEZUELA	0,0	0,0	0,0

Fuente: Diego Otero, "Financiamiento de los Subsectores de Petróleo, Gas y Carbón", OLADE, diciembre de 1991.

1980 a 1990, el valor de las exportaciones de petróleo y derivados fue superior al de las importaciones en tres o más veces. En un análisis realizado por OLADE en trece países de la Región, se muestra cómo las exportaciones de hidrocarburos alcanzaron US\$27.281 millones en 1990 mientras que las importaciones totales fueron del orden de US\$8.264 millones.

Al examinar las cifras de las exportaciones de hidrocarburos en comparación con las exportaciones de bienes, se observa el mayor peso en Venezuela con el 76,8%, seguido por Ecuador con 51,9%, Trinidad y Tobago con 49,9%, México con 28,9% y Bolivia y Colombia con 27,3% y 27,2%, respectivamente. A continuación se encuentran Perú con 6,2% y Argentina con 4,5%.

Por el lado de las importaciones, la mayoría de los países disminuyeron su factura petrolera tanto en términos de valor como proporción de las importaciones totales de bienes, con excepción de Perú, México, Trinidad y Tobago y Argentina, en los tres primeros casos por mayores compras que se hicieron de productos derivados y, en el caso de Argentina, por el contrato que se firmó con Bolivia para la compra de gas (Cuadro 4).

En tales condiciones, la variación de los precios de los hidrocarburos tiene una gran repercusión en la Región dado su carácter de exportador neto. Por el lado de las importaciones, su impacto se reflejaría en la balanza de pagos de aquellos países que tienen una gran

dependencia externa de este hidrocarburo. Esta situación afectaría a casi todos los países centro-americanos, la mayoría de los del Caribe y algunos de América del Sur como Brasil, Uruguay, Paraguay y Chile, que son bien importadores netos o totales de petróleo.

Teniendo en cuenta la evolución esperada de los precios en los próximos años, los países exportadores de la Región podrían contar con recursos estables y los importadores con una factura petrolera manejable que no sufriría grandes modificaciones, permitiéndoles adaptar su balance energético a períodos en los que el precio del petróleo probablemente tendrá aumentos más acelerados como pudiera ocurrir a principio de la próxima década.

Aunque los esfuerzos de integración y cooperación energética al interior de la Región avanzan positivamente, la reciente propuesta de la Iniciativa de las Américas impulsada por los Estados Unidos ha generado grandes expectativas, ya que el 28% de sus importaciones petroleras provienen de América Latina y El Caribe.

Sin embargo, a la luz del giro integracionista que vive América Latina, será deseable adecuar el alcance de este mecanismo a las condiciones del desarrollo regional y particularmente sectorial de la energía con el fin de armonizar con los actuales esquemas de integración que se vienen impulsando, tales como el Mercosur, el Grupo Andino, el Grupo de los Tres, etc. ☈

NOTAS

1. Agencia Internacional de Energía, *Annual Oil Market Report 1990* [Informe Anual del Mercado Petrolero], París, 1990.
2. OLADE, *Situación Energética de América Latina y El Caribe: Transición Hacia el Siglo XXI*, Quito, diciembre de 1991.
3. Criqui, Patrick, "After the Gulf Crisis: The Third Oil Shock Is Yet to Come" [Después de la Crisis del Golfo: El Tercer Shock Petrolero Todavía no Llega], *Energy Studies Review*, Vol. 3, No. 3, Canadá, 1991.
4. Los países menos desarrollados disminuyeron su intensidad energética sólo en un 0,2% por año.
5. Criqui, Patrick, op. cit.
6. Banks, Ferdinand, "Oil Now and Later" [El Petróleo Ahora y Despues], *OPEC Bulletin*, febrero de 1992.
7. Ismail, Ibrahim A.H., "The Oil Production Decline in the Former Soviet Union and Its Impact on OPEC" [La Declinación de la Producción Petrolera en la Antigua Unión Soviética y Su Impacto Sobre la OPEP], basado en un informe presentado al LXXV Consejo de la Comisión Económica de la OPEP, noviembre de 1991.
8. Un análisis más amplio del tema, se encuentra en "Financiamiento de los Subsectores de Petróleo, Gas y Carbón", diciembre de 1991, preparado para OLADE por Diego Otero Prada.

El Ministerio de Industria Básica de Cuba (MINBAS) ofrece servicios técnicos de consultoría para enfrentar déficits en la capacidad de generación eléctrica, utilizando para ello la experiencia adquirida a lo largo de muchos años.



Los aspectos más importantes a desarrollar se señalan a continuación:

1. *Medidas a adoptar para garantizar la operación eficiente del sistema en las condiciones existentes.*
2. *Sistema de control del consumo diario y caracterización de la carga.*
3. *Balances de potencia y energía en las condiciones actuales y en el corto plazo, teniendo en cuenta los déficits previstos.*
4. *Instrumentación de cambios de horarios y los resultados previstos.*
5. *Reducción de pérdidas eléctricas.*
6. *Compensación de energía reactiva.*
7. *Uso racional de la energía a nivel de consumo final.*
8. *Convenios de asistencia técnica.*

Para mayor información dirigirse al Ministerio de Industria Básica (MINBAS) a:

*Calle Salvador Allende 666
La Habana, CUBA
Télex: 51183
Teléfono: 74128/73964*

Evolution of the Oil Market

Diego Otero-Prada and
Enrique Rodríguez-Vargas*

The purpose of the present article is to analyze the evolution of the main variables that are involved in the world oil market and to establish some elements to provide a forecast

INTRODUCTION

Shifts in international geopolitical conditions have produced marked changes in the political stances adopted by the agents who intervene on the world oil market. Under these circumstances, the future supply of this resource will depend not only on the degree of its utilization and development but also on the impact of random factors that will continue to play a role in destabilizing its market and in promoting the unpredictable fluctuations of its price.

The purpose of the present article is to analyze the evolution of the main variables that are involved in the world oil market and to establish some elements to provide a forecast.

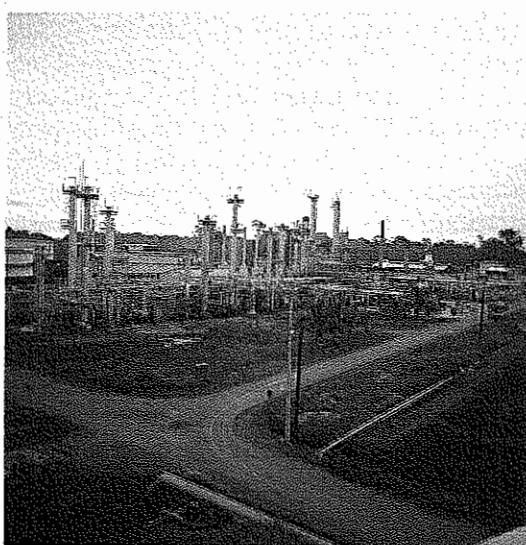
I. ENLARGEMENT OF RESERVES

In the last two decades, concern over increasing the reserves of this resource has been apparent, as indicated by the annual average growth rate of 2.47%, substantially larger than the increase in consumption, which

was on average 1.78% during the same period.

Determining factors leading to this situation include the incorporation of the reserves of Mexico, United Kingdom, and Norway and, to a lesser extent, the new discoveries in Egypt, India, China, Brazil, and Colombia. Likewise, reappraisal of the potential of some countries, especially those of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), has also exerted an impact, since, in addition to the importance of technical criteria, there are political and economic considerations, as well as the progress achieved with new technologies and the performance of the world economy.¹

By the end of 1990, 77% of total world reserves were concentrated in OPEC countries, of which 66% were located in the Middle East. Latin America, however, accounted for 12%, whereas North America and Western Europe accounted for 5.4%, Africa, Asia, and Australia 10.8%, and the former Soviet Union 5.8%. It is important to emphasize that Latin America recorded a growth rate of 9% during the last decade, notably higher than the one obtained in other regions of the world.



* Colombian nationals, members of the Strategy Analysis Group, Energy Forecasting Project, Phase I, of the Latin American Energy Organization (OLADE) and the Commission of the European Communities

The relatively stable volumes of oil extraction observed since 1979 and the moderate performance of consumption have also enabled availability of this resource to be broadened. It is estimated that, if world production is sustained at current levels (65 million barrels per day), reserves would last 43 years, one of the highest figures recorded in the last 15 years (Chart 1).

Nevertheless, at the level of regions and countries, substantial differences in the degree of utilization are apparent as in the case of the United States, whose available resources have

It is expected that the reserve expansion rate will fluctuate between 10 billion and 25 billion barrels per year and that foreseeable developments will sustain the investment efforts required in both technology and exploratory activity itself.

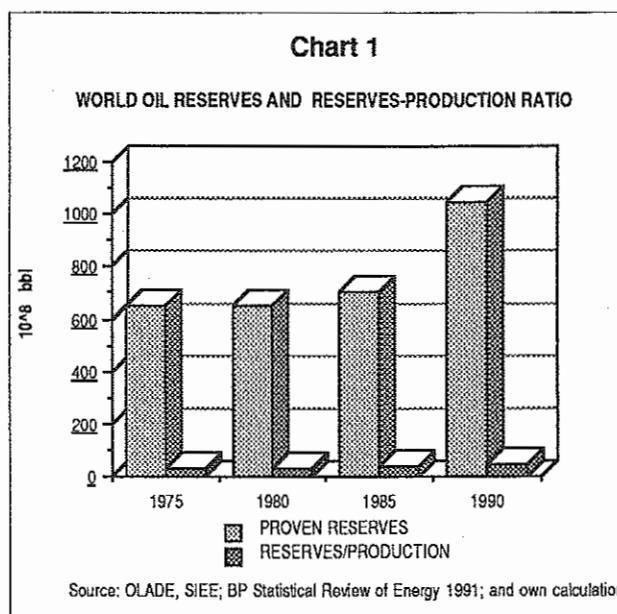
In any case, the exploratory boom will depend on price performance since a sharp fall of prices, like the one that took place in the mid-eighties, would negatively effect this activity and would defer investment decisions.

III. CHANGING SUPPLY PERFORMANCE

Since October 1973, when Arab countries declared the oil embargo, until the recent armed conflict between Iraq and Kuwait in August 1990, the evolution of world oil supply has undergone changes as reflected by the share of world production from OPEC countries and the so-called non-OPEC countries.

Indeed, OPEC, after accounting for 53% of world oil production in 1973, gradually reduced its involvement until it finally reached a share of 32% in 1986, the lowest figure in the last two decades, and then started up a very slow process of recovery until it reached 37% in 1990.

The incorporation of new production fields has enabled other regions and countries of the world to fill up the gap left by OPEC. Thus, in Western Europe, countries like the United Kingdom and Norway shifted from oil importers to exporters; Mexico increased its production fivefold; China and the Soviet Union experienced considerable changes; the United States has been making efforts to avoid a greater decline in its production; and Latin America enlarged its production from 5.8 million barrels per



declined, from 13 years in 1975 to 10 years in 1990. The Soviet Union has also experienced a decline, to 14 years in 1990. Latin America, by contrast, has increased significantly its oil supply security both in relative and absolute terms, with some countries like Venezuela and Mexico contributing figures that are higher than world averages.²

The outlook for expanding oil reserves will be determined by eventual new discoveries and by the enlargement of existing resources as a result of enhanced recovery techniques. Although it is difficult to establish trends for exploratory activity, experts consider that, for the present century's remaining years, possible enlargement will come from improvements in the extraction of known deposits (60%) and from new discoveries (40%), albeit possibly lower in magnitude than those found in regions like the Middle East.

day in 1980 to 7.5 million barrels in 1990.

Although geopolitical factors and price trends have been the prevailing elements determining the evolution of oil supply, the repercussions and successes of the energy policy of industrialized countries have exerted considerable impact. These events generated an idle capacity in world oil production, which was concentrated

mainly in the OPEC countries, which led to the 1986 price collapse and a decline in the power wielded by this Organization.

Beginning in that year, a principle was established within the OPEC to fix production quotas on the basis of market changes. Nevertheless, it does not seem that quota agreements have been strictly complied with, as demonstrated by the recent Middle East conflict, the impact of which did not lead to the consequences expected in world oil supply, since the expected gap of 4.3 million barrels per day previously supplied by production from Iraq and Kuwait was basically covered by Saudi Arabia, other OPEC countries, the immediate action of member countries of the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD)³ through use of their inventories, and the effort of the United States to increase its production, despite the decline of its reserves.

Events have demonstrated that, although this last international shock did shake the world energy market, its repercussions did not

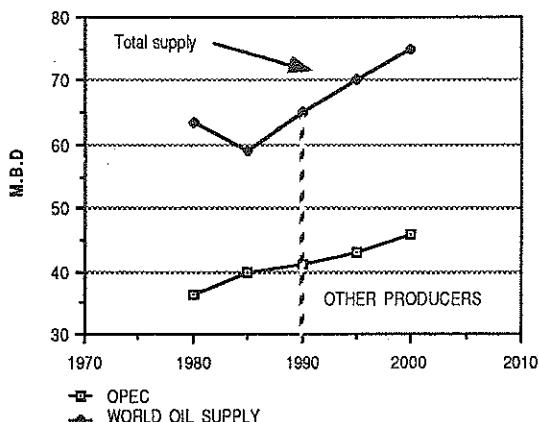
have the scope that, historically because of its magnitude and implications, the events taking place in 1973 and 1979 had. Once the full reconstruction of Kuwait's and Iraq's oil installations has concluded and that application of United Nations Resolution 706 on Iraq has been lifted, adjustment of the world oil supply will take place. At this time OPEC will attempt to consolidate its quota strategy and the non-OPEC countries will assess their real possibilities in view of the declining trend of U.S. production and the uncertainties generated in the Soviet Union.

In the long term, the enlargement of oil supply will be essentially based on the application of new technologies that will make extraction activities more efficient and on the incorporation of new discoveries. As indicated above, optimal possibilities in Latin America, Asia, and North Africa have not been discarded, and the vast potential and capacity of the OPEC countries, basically those of the Middle East, should not be underestimated either.

By the year 2000, it is estimated that the countries of the Arab peninsula will cover a large part of the expansion of world supply and that OPEC would cover a part of production between 29 and 35 million barrels per day (Chart 2), that is, a growth of between 6 and 12 million barrels, compared to the current production ceiling, which would imply large investment resources to achieve these goals.

Production of non-OPEC countries would not vary substantially in the medium term, and it is expected that the United States would continue to diminish its production. Production of the Soviet Union would decline more because of internal events than because of constraints on potential capacity. In the North Sea, moderate growth is

Chart 2
WORLD OIL SUPPLY



Sources: OLADE, SIEE; BP Statistical Review of Energy 1991; and own calculations

forecast in the medium term, but in the long term a decline would be apparent owing to the natural limits of its reserves.

In Latin America, Mexico still has a large potential for discovery and development, equal to that of Venezuela. Other countries like Brazil and Colombia will offer broad expectations because of the high level of exploration and the profile of recent findings, especially those in Colombia.

Forecasts indicate that, in the coming two decades, oil production in the world will continue to increase. Nevertheless, severe constraints due to geopolitical uncertainties, so characteristic of this resource's behavior, will persist.

III. TOWARD RATIONALIZATION OF CONSUMPTION

World oil demand displays well-defined patterns, as a result of oil price fluctuations and especially changes in the international economy. Thus, between 1963 and 1973, before the first oil shock, demand was rising at rapid rates of 8% per year but then fell to 2% per year between 1973 and 1979. These rates have persisted especially in the last five-year period, reaching an annual average of 2.5%. Efforts by the industrialized nations to increase energy efficiency and diversify supply have exerted a strong impact on demand, to such an extent that a reduction of 2 million barrels per day was recorded, which led to an 8% drop in the energy consumption share of the OECD countries between 1979 and 1985.

In the less developed countries, in contrast, increased consumption has been observed, though with differences in all regions. Thus, for example, Latin America increased its consumption from 4.4 million barrels per day in 1979 to 5.4 million in 1990, while the countries of south-

east Asia increased their demand from 1.6 million barrels per day to 3.3 million during the same period.

Although developing countries have increased their share of world oil consumption from 16.4% to 23.7% in 1990, some regions such as Africa and Latin America have displayed lower rates because of their economic crisis, especially during the eighties.

As for future oil requirements, six factors essentially determine the future growth of demand: population, economic development, energy intensity, technological progress, prices of crude oil, and especially environmental aspects. The combination of these factors will significantly influence future consumption levels of oil.

As for population, economic growth, and energy intensity, the greatest pressure for energy consumption, especially oil, will come from developing countries. From 1992 to the end of the century, it is forecast that the world economy will grow at rates close to 3% per year, with annual rates higher than 4% in developing countries, followed by Japan, whose economy would slow down to levels under 4%. Despite wide differences between subregions, it is estimated that the countries of southeast Asia will record the highest growth rates.

Energy intensity per unit of gross domestic product (GDP) has been declining throughout the world since 1973 (at a yearly rate of 0.8% until late 1990), but at a faster rate in industrialized countries than in those of the South. It is hoped that this decline will continue in the future, in keeping with trends that are similar to those of the past, that is, with greater emphasis on the countries of the North (especially Europe and the United States) than on those of the South, since in the latter measures and policies aimed at rational use of energy and technological

adjustment will take time to be implemented.⁴

The rise of oil prices has played a leading role in stimulating countries to apply energy substitution, conservation, and savings policies. In the power sector, the most apparent effects of these policies were the substitution of thermal generation using liquid fuels for other technologies like hydropower, nuclear energy, and to a lesser extent the utilization of coal and gas. In any case, along with environmental issues, prices will constitute a difficult factor to predict but which in the long term will exert significant pressure on future demand behavior.

In the exercise to determine the outlook for oil consumption in the medium and long term, significant unforeseeable factors are involved, as well as serious uncertainties about the performance and fluctuation of the above-mentioned factors which directly or indirectly determine the demand for oil.

For the medium term, until the end of the century, the different analyses and studies conducted tend to coincide over the incidence and changes in the determinants of consumption and often come close to estimating the potential growth rates of these factors.

In general, it is assumed that growth of oil consumption in the nineties will be higher than the annual rate of 0.45% that prevailed in the eighties. Three studies taken as a reference and conducted in different years, namely, the study of the World Energy Conference of 1989, the one by the Economist Intelligence Unit in the first half of 1992, and the study conducted by several transnational companies in 1991, display results that are more or less similar in terms of assumptions and perspectives for oil consumption by the year 2000 (Table 1).

In effect, based on world economy growth values close to 3%,

population growth of 1.5%, steady improvements in energy efficiency, and oil prices fluctuating between US\$18 and US\$25, it is estimated that oil demand for the year 2000 would be between a minimum of 70 million barrels per day and a maximum of 80 million barrels per day, equivalent to growth rates of 0.79% and 2.14% between 1990 and 2000.

For other researchers and analysts,⁵ the population increase in developing countries will play an essential role in the world demand for oil. Between 1985 and 1990, per capita consumption in tons of oil equivalent rose slightly from 0.59 to 0.60. This relative stability occurred because the weight of regions with a low per capita consumption applied pressure to bring the value down. Because of this and on the basis of a population growth of 1.5% between 1990 and the year 2000 and a per capita consumption of 0.60 and 0.62 tons of oil equivalent, estimates for oil demand coincide with the other studies that have been conducted.

IV. SUPPLY AND DEMAND BALANCE

A preliminary estimate of the world balance of oil supply and demand would seem to indicate that the role of institutional agents who intervene on the market could be modified, away from confrontational stances, as was the case in the seventies and to a lesser extent in the eighties, toward one of greater cooperation.

Likewise, expectations of the countries of the former Soviet Union will be another factor that will contribute to achieve this objective and to restructure the oil industry.

The balance, as indicated in Table 2, shows that OPEC's production capacity would be sufficient until 1995, but thereafter, small

gaps would occur which would have to be filled either by using new productive areas or increasing capacity.

In view of the perspectives for supply and demand, OPEC in the year 2000 would be able to cover more than 40% of total oil requirements, which would be equivalent to assuming the importance that this Organization had before 1986.

V. PRICE CHANGES

Three major periods characterize the fluctuations of oil prices: 1928-1973, 1973-1986, and 1986-1992. The first period was dominated by multinational companies. During the second period, the two international shocks of 1973 and 1979 took place, at which time prices rose as a result of the formation of a cartel of oil producing countries around OPEC. During the third period, the 1986 countershock occurred, which led to a steep decline of crude oil prices, to US\$15 per barrel. This period is characterized by excess capacity on the part of OPEC countries and the appearance of a free market in which price changes are adjusted according to supply and demand.

The factors that determine oil price movements are essentially economic and depend on the time frame in which they operate, that is, the short, medium, and long term.

In the short term, changes in prices do not substantially modify supply and demand, unless consid-

Table 1
WORLD OIL DEMAND, 1990-2000

	The Economist Intelligence Unit	World Energy Conference	Trans- national companies
World growth rate of GDP	3.0	2.4-3.2	2.6-2.8
World population growth rate (%)	—	1.5	—
Gains in efficiency (%)	—	—	1.3
Growth rate of world oil consumption (%)	1.1	1.17-1.38	0.8
Oil consumption OECD countries (%)	0.5	0.41-0.72	0.5-1.4
Oil consumption non-OECD countries (%)	2.5	2.5-3.1	2.6-2.9
Growth rate of world energy consumption (%)	2.0	1.4-1.9*	1.5
Oil consumption in the year 2000 (M b/d)	73.0	65-73.1	70.6

*1985-2000

erable fluctuations occur like those in 1986.

Beginning in the seventies, geopolitical and international events took place that led to significant fluctuations and changes in prices. These changes were the result of "an international oil market" in which prices varied according to the market's specific circumstances and conditions. Among the new factors that were emerging, there was the spot market, which by 1979 already accounted for 10% of trade volume.

At the same time as the spot market, the futures market was being developed, as well as the use of formula contracts, based on commitments to supply stable amounts of oil in the long term.

In the medium term, price movements are determined by the structure of the oil industry, that is, by its competitive character. Regarding this, four theories can be mentioned.

The first defines the industry's configuration by the number of companies involved in the market, and it has been applied to explain the shocks from 1973 to 1979 as a result of the power attained by OPEC. The second emerged in the eighties with the "contestable market theory", which asserts that the presence or absence of potential competitors determines

whether power over the market can be wielded or not. This approach explains the OPEC's loss of hegemony after 1978 after the appearance of important competitors outside the Organization. The third theory proposes that what is important is not the number of actors but rather the relationship between them and the existing trade environment.

On the basis of this theory, it is asserted that competitive efforts (the threat of new competitors, competition from substitutes, and the negotiating power of buyers and sellers) gained impetus after 1979 and permitted over time to frustrate the efforts of OPEC, the other protagonist, to recover its position beginning in 1987.

This last explanation is based on game theory. In a cartel like OPEC, each member benefits from a policy of collusion but afterwards the cartel's decisions are no longer complied with. In other words, there is no optimal solution that is advantageous for both each individual member and the group of players as a whole.

In the long term, the price is determined by production costs. During this period, changes occur in technology, production areas, and consumption patterns.

Contrary to the assertions of the David Ricardo theory, the production decisions of multinational companies are based on total costs, which include production costs plus taxes. For producing countries, decisions include economic, social, and strategic variables. The upshot of this situation is price instability.

Thus, production from high-cost areas is socially necessary when producing countries decrease their production from lower-cost fields. In turn, if low-cost oil producers increase their supply, production from high-cost regions becomes superfluous. This is precisely what took place in 1986

Table 2 WORLD BALANCE OF OIL SUPPLY AND DEMAND (million barrels per day)			
	1990	1995	2000
World demand ¹	64.3	73.7	78.7
World oil supply ²			
Non-OPEC production ³	30.4	32.0	32.5
Soviet Union production ⁴	11.4	8.0	8.0
Total	41.8	40.0	40.5
OPEC oil production	22.5	33.7	37.6
OPEC capacity ⁵	27.0	34.0	37.6
Capacity reserve	+4.5	+0.3	-0.6

1. Oil demand forecast for 1995 and 2000 is based on the document of the International Energy Agency, "Energy Policies of Countries".
2. For the Soviet Union and other non-OPEC countries, supply as of 1991 is estimated.
3. Includes production of crude and nonconventional oils from the OECD region, crude oil from other countries, and natural gas liquids from OPEC and non-OPEC countries.
4. Includes crude oil and the production of natural gas liquids.
5. Sustainable production capacity.

Source: Ibrahim A.H. Ismail, "The Oil Production Decline in the Former Soviet Union and Its Impact on OPEC", based on a report presented at the 75th OPEC Economic Commission Board, November 1991.

when Saudi Arabia increased its production and broke away from OPEC's quota policy.

Under these circumstances, in the long term, production costs would be determined, on the one hand, by the activity of industry participants, as well as geological and economic issues, and, on the other hand, by the level of technology.

For the rest of the present century, the outlook for prices points toward relative stability with fluctuations between US\$18 and US\$25 per barrel, since the majority of forecasting studies agree that there are no factors that would justify expectations of a third oil shock, although this does not mean that the possibility of sharp short-term changes should be discarded altogether (Table 3).

As mentioned above, the evolution of oil prices will be determined by various factors, both endogenous and exogenous to the market itself, and especially by the supply and demand balance composition. It is estimated that, for a real oil consumption of about 75 million barrels per day forecast for the year 2000, prices could remain stable, since OPEC production could supply without any great difficulty 35 million barrels per day and non-OPEC countries about 40 million barrels per day. By contrast, in a demand scenario over 1%, which assumes a consumption of 80 million barrels per day, a difficult supply situation could emerge which could lead to a market crisis, especially after 1995.

Professor Ferdinand E. Banks⁶ assumes that in the future there will be a core oil group (OPEC) and part of the market covered by non-OPEC countries. One possibility is that the non-OPEC fringe market will act competitively, that is, will accept prices as they come, whereas the dominant group

will select production to maximize profits. It is assumed that market prices are determined by supply and demand. Using this approach, when the fringe producers can no longer increase their production, monopolistic prices will prevail. On the other hand, Ibrahim A.H. Ismail⁷ argues that, for the fringe, it would

be better to cooperate with the dominant group instead of competing against them. Another possibility is that the core group would maintain its prices close to competitive prices in order to speed up sale of the fringe's reserves and thus enter into the monopoly phase.

In any case, what can be observed at present among the actors that are intervening on the market, that is, the exporters, consumers, and multinational companies, is their interest and intention to shift from a stance of confrontation to a greater openness to dialogue and cooperation to avoid disruptions and drawbacks for both parties.

The main underlying objective of the recent European Energy Charter is the long-term promotion of energy cooperation not only among European countries but also mutual assistance worldwide.

Within this context, it has been decided to promote internationally the flow of foreign investments, at least among the countries signing the Charter and the broad development of energy trade.

The big question would remain whether OPEC could impose

**Table 3
PERSPECTIVES FOR OIL PRICES
(US\$/barrel)**

ASSESSMENTS	1990	1995	2000
The Economist Intelligence Unit			
Basic scenario	17.5	20.5	NA
United States Department of Energy (DOE)			
Reference	21.81	24.0	25.70
Low price	21.81	19.0	20.10
High price	21.81	29.0	31.10
National Italian Entity (NIE)			
Average IEA	21.70	22.9	23.3*
Brent 37° API	23.70	24.0	25.5*
Average Italy	21.30	21.8	23.0*

Corresponds to 1998

its rules on the oil market without taking into account other institutional agents. Regarding this, it should be noted that if OPEC acquires over time greater importance in the market, it is also certain that, to reach the

levels that have been forecast, the financial and technical cooperation of industrialized countries and multinational companies will be required; this is already occurring within some of the member countries of OPEC, as witnessed by the various projects that are being developed jointly.

General perspectives

would therefore indicate that there would be the appropriate environment to establish a new international oil order, based on the restructuring of the industry and on cooperation instead of confrontation.

VI. CONSEQUENCES FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN⁸

The impact of crude oil prices on the countries of Latin America will depend on its characteristics as oil importer, exporter, and self-sufficient. Nevertheless, owing to the characteristics of the hydrocarbons subsector, its impact on the Region's economies will be appreciable if variables as sensitive as exports, tax revenues, oil company investments, job creation, indebtedness, etc., are analyzed.

Overall, in terms of both physical and monetary units, Latin America and the Caribbean is a net

exporter of hydrocarbons. From 1980 to 1990, the value of exports of oil and products was three or more times greater than that of imports. A study conducted by OLADE in 13 of the Region's countries shows how hydrocarbons exports amounted to US\$27.281 billion in 1990, whereas total imports were on the order of US\$8.264 billion.

When reviewing the figures of hydrocarbons exports compared to exports of goods, the greatest relative weight is recorded by Venezuela (76.8%), followed by Ecuador (51.9%), Trinidad and Tobago (49.9%), Mexico (28.9%), and Bolivia and Colombia (27.3% and 27.2%, respectively). Afterwards, there is Peru with 6.2% and Argentina with 4.5%.

Regarding imports, most countries reduced their oil bill both in terms of value and as a share of total imports of goods, except for Peru, Mexico, Trinidad and Tobago, and Argentina, in the first three cases because of greater purchases of oil products and, in the case of Argentina, because of the contract signed with Bolivia for the purchase of gas (Table 4).

Under these circumstances, the fluctuation of oil prices has exerted a broad impact on the Region because it is a net exporter. On the side of imports, its impact would be reflected on the balance of payments of those countries that heavily depend on imported hydrocarbons. This situation would affect almost all Central American countries, the majority of Caribbean countries, and some of South America such as Brazil, Uruguay, Paraguay, and Chile, which are either net or total oil importers.

Bearing in mind the expected evolution of prices in coming years, the oil exporting countries of the Region will be able to rely on stable earnings, and importers on a manageable oil bill that would not substan-

Table 4 IMPORT OF HYDROCARBONS AS A SHARE OF TOTAL IMPORTS (%)			
COUNTRY	1980	1985	1990
ARGENTINA	10.2	14.4	13.2
BOLIVIA	2.3	0.0	0.0
BRAZIL	43.2	43.9	25.2
CHILE	14.9	14.5	9.1
COLOMBIA	16.4	12.4	6.1
COSTA RICA	12.2	12.9	7.9
ECUADOR	4.6	11.2	3.6
GUATEMALA	17.7	21.1	11.5
MEXICO	1.3	3.7	2.6
PERU	0.6	0.4	5.0
EL SALVADOR	13.6	12.1	8.2
TRINIDAD & TOBAGO	0.5	2.4	6.0
VENEZUELA	0.0	0.0	0.0

Source: Diego Otero, "Financiamiento de los Subsectores de Petróleo, Gas y Carbón", OLADE, December 1991.

tially change. This would enable them to adapt their energy balance to periods during which oil prices will probably increase more sharply as could well occur at the beginning of the next decade.

Although energy integration and cooperation efforts within the Region are progressing satisfactorily, the recent proposal of the Initiative for the Americas that is being promoted by the United States has generated a great deal of expectations, since 28% of U.S. oil imports come from Latin America and the Caribbean.

Nevertheless, in the light of the integrative transition that is being experienced by Latin America, it would be advisable to adjust the scope of this mechanism to the con-

ditions of regional and especially sectoral energy development in order to harmonize it with current integration schemes, such as Mercosur, the Andean Group, the Group of Three, etc. ☈

NOTES

1. International Energy Agency, *Annual Oil Market Report 1990*, Paris, 1990.
2. OLADE, *Energy Situation of Latin America and the Caribbean: Transition Toward the 21st Century*, Quito, December 1991.
3. Criqui, Patrick, "After the Gulf Crisis: The Third Oil Shock Is Yet to Come", *Energy Studies Review*, Vol. 3, No. 3, Canada, 1991.
4. The less developed countries reduced their energy intensity by only 0.2% per year.
5. Criqui, Patrick, op. cit.
6. Banks, Ferdinand, "Oil Now and Later", *OPEC Bulletin*, February 1992.
7. Ismail, Ibrahim A.H., "The Oil Production Decline in the Former Soviet Union and Its Impact on OPEC", based on a report presented at the 75th OPEC Economic Commission Board, November 1991.
8. A broader analysis of the subject can be found in "Financiamiento de los Subsectores de Petróleo, Gas y Carbón" [Financing the Oil, Gas, and Coal Subsectors], December 1991, prepared for OLADE by Diego Otero-Prada.

The Ministry of Basic Industry of Cuba (MINBAS) provides technical consultancy services to handle shortages in electric power generation capacity, using the experience it has acquired over the years.



The most important measures to be adopted are specified below:

- 1. Measures to ensure the operation's efficient operation under current conditions.*
- 2. Daily consumption monitoring system and load characterization.*
- 3. Power and energy balances under current conditions and in the short term, bearing in mind foreseen shortages.*
- 4. Implementation of schedule changes and planned results.*
- 5. Reduction of electric power losses.*
- 6. Compensation of reactive energy.*
- 7. Rational use of energy in final consumption.*
- 8. Technical assistance agreements.*

For further information, please contact the Ministry of Basic Industry (MINBAS) at:

*Calle Salvador Allende 666
Havana, Cuba
Telex: 51183
Telephone: 74128/73964*

Evolución y Perspectivas del Carbón Mineral, Gas Natural, Geotermia e Hidroenergía en América Latina y El Caribe

Gustavo Rodríguez Elizarrarás*

En el caso del carbón mineral, es significativo el hecho que, hasta principios de los años ochenta, su uso predominante era en la industria siderúrgica, pero su uso térmico en la generación de electricidad ha empezado a tomar importancia en algunos países, como es el caso de Colombia y México

ANTECEDENTES

Sin incluir la biomasa, estas cuatro fuentes de energía representan el 30,25% de la producción regional de energía primaria, siendo la participación del gas natural del 19,24%, de la hidroenergía del 6,6%, del carbón mineral del 4,27% y de la geotermia del 0,14%.

En el caso del carbón mineral, es significativo el hecho que, hasta principios de los años ochenta, su uso predominante era en la industria siderúrgica, pero su uso térmico en la generación de electricidad ha empezado a tomar importancia en algunos países, como es el caso de Colombia y México. Por lo tanto, se prevé que, en los próximos 20 años, el uso del carbón térmico será altamente competitivo con otras fuentes de energía (petróleo, gas natural e hidroelectricidad) en la generación de energía eléctrica.

El gas natural, por su parte, representa la fuente de energía que más opciones de uso ofrece para el futuro, ya que no sólo es un importante insumo, como materia prima, para la industria petroquímica sino que es el sustituto más viable y competitivo de los productos petroleros en todo uso final estacional,

sea éste doméstico o industrial, o bien como combustible para el transporte automotor, ya sea comprimido (GNC) o como gasolina sintética. Además, es una opción cada vez más importante para la generación de electricidad, especialmente cuando hay restricciones ecológicas por la cercanía de las plantas a las grandes metrópolis, o cuando las políticas nacionales obligan el uso de combustibles "limpios".

Por su parte, la hidroenergía es un recurso del que América Latina dispone, en comparación con otras regiones del mundo, y que tiene gran potencial (716.307 MW). A diferencia de los recursos contenidos en el subsuelo (petróleo, gas natural, carbón mineral y geotermia), se puede medir físicamente con un alto grado de confiabilidad. Sin embargo, el bajo aprovechamiento que se tiene del potencial identificado (13,5%) refleja las limitaciones, fundamentalmente técnicas y financieras, para lograr incrementar la explotación de este recurso renovable. Al respecto, para dimensionar los esfuerzos realizados por los países de la Región en el pasado reciente, basta señalar que, de los más de US\$80 mil millones que recibió la Región en créditos para el desarrollo del sector

* De nacionalidad mexicana, miembro del Grupo de Análisis Estratégico, Proyecto de Prospectiva Energética, Fase I, de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión de las Comunidades Europeas (CEC)

energético en los últimos 15 años, el 72% se orientó al sector eléctrico, 25% al petrolero y sólo el 3% al carbón mineral, lo que explica el dinamismo del sector eléctrico y, en particular, de la hidroelectricidad.

Por último, la geotermia es la fuente de energía de uso más reciente en América Latina. En los años cincuenta se inicia su estudio sistemático en México y algunos países de Centro (El Salvador) y Sud América (Chile), con fines de generación eléctrica. En los dos primeros países los trabajos de investigación culminan con la instalación de las primeras plantas geotermoeléctricas de la Región en la década de los setenta, justo en el período de mayor crisis por el aumento en los precios del petróleo, lo que favoreció particularmente a El Salvador como país importador neto de hidrocarburos. En los años ochenta, Nicaragua inaugura su primera planta geotérmica y, en la actualidad, Costa Rica y Guatemala están en las últimas fases de los estudios de factibilidad técnico-económica para la construcción de sus primeras unidades.

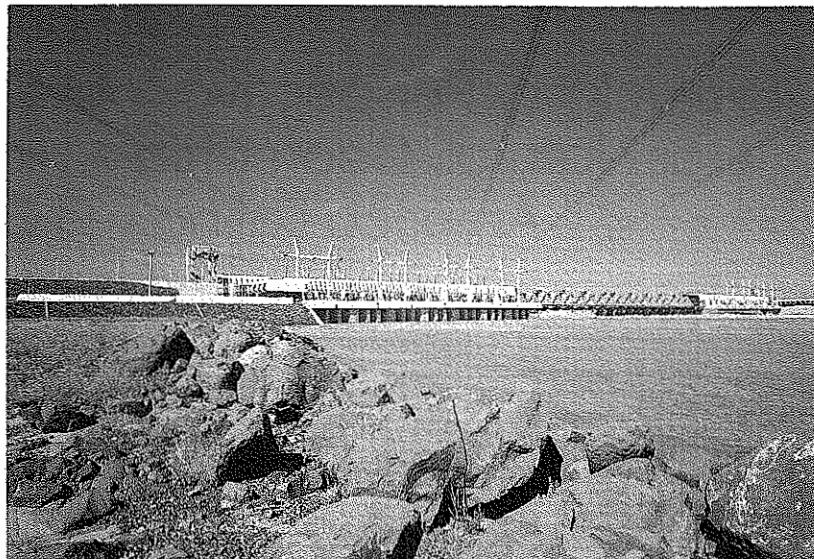
1. HIDROELECTRICIDAD

1.1 Introducción

Debido a las condiciones climático-geográficas favorables que tiene América Latina, esta Región posee un significativo potencial de recursos hídricos, aún escasamente aprovechados. Técnica y económicamente la Región posee un potencial hidroeléctrico instalable cuantificado en 716.307 MW.

Una parte considerable del potencial hidroeléctrico corresponde a las cuencas de los grandes ríos, conocidos por su gran caudal y poco desnivel, tales como el Paraná Medio, el Amazonas y el Orinoco.

Por otra parte, si bien es cierto que el aprovechamiento actual del potencial regional puede considerarse



bajo (ver Cuadro 1), a pesar de que se duplicó la capacidad instalada entre 1980 y 1990, es importante señalar que, del total de la producción eléctrica regional, el 72% se genera mediante la utilización de la hidroelectricidad y el 28% restante fundamentalmente con plantas térmicas a petróleo y marginalmente con otros combustibles.

En particular, cabe mencionar que sólo dos centrales hidroeléctricas, las más grandes del mundo -El Guri en Venezuela e Itaipú en Brasil-Paraguay- suman una capacidad instalada de 22.600 MW, lo que corresponde al 23,3% de la capacidad instalada en la Región. En cuanto a la zona andina, a pesar de los aprovechamientos hidroeléctricos del Guri, es la subregión que menos aprovecha su potencial, ya que sus 20.391 MW instalados actualmente sólo representan el 7% de su potencial, pero que en cambio equivalen al 40,4% del total subregional.

El caso de América Central, cuyo potencial se estima en 53.190 MW, aunque sólo alrededor de 25.500 MW son instalables, y que tiene una generación promedio anual de 112.000 GWh (factor de planta de 0,5), es similar al de las otras

subregiones ya que la distribución de su potencial es muy irregular, concentrándose el 60% entre Costa Rica y Guatemala. En cambio, El Salvador cuenta con los menores recursos hidroeléctricos, aunque proporcionalmente es el país con mayor grado de utilización (35%), en comparación con Nicaragua, por ejemplo, que sólo aprovecha el 4% de su potencial. Pese al reducido aprovechamiento, el potencial hidroeléctrico en América Central se ha desarrollado casi al límite de los requerimientos de la demanda de electricidad, ya que un 75% de la generación neta de los sistemas interconectados nacionales se efectúa por medio de centrales hidráulicas; en algunos casos, como el de Costa Rica, dicha proporción se eleva al 99%.

1.2 Evolución y Perspectivas de la Hidroelectricidad

El subsector eléctrico, y en particular la hidroelectricidad, ha sido el subsector más dinámico del desarrollo energético en los países de América Latina. Su tasa de crecimiento anual se ha mantenido durante los últimos 20 años entre 8 y 10%. Sin embargo, esta expansión hidroeléctrica ha sido un causante importante en el endeudamiento de los países; la participación del sector energético en la deuda externa de los países se elevó hasta cerca del 20%, como promedio regional.

1.3 Interconexiones y Recursos Compartidos

Entre el potencial hidroenergético de la Región sobresalen los recursos que pueden dar motivo a una cooperación binacional o multinacional, ya que este tipo de proyectos no sólo son más atractivos financieramente, pues contemplan siempre operaciones de comercio intrarregional, sino que optimizan el

**Cuadro 1
APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL HIDROENERGETICO**

REGION	POTENCIAL	CAPACIDAD INSTALADA 1980 (MW)	UTILIZACION DEL RECURSO (%)	CAPACIDAD	UTILIZACION DEL RECUR. (%)
	(MW)			INSTALADA 1991 (MW)	
MEXICO	54.000	6.063	11,22	7.805	14,45
CARIBE	9.114	487	5,34	519	5,69
CENTROAMERICA	53.190	1.316	2,47	2.667	5,01
ZONA ANDINA	289.680	8.104	2,79	20.391	7,04
CONO SUR	97.323	5.616	5,77	15.562	16,00
BRASIL	213.000	27.649	12,98	50.167	23,55
TOTAL	716.307	49.235	6,87	97.039	13,54

Fuente: SIEE, OLADE

uso del recurso y consolidan el proceso de integración regional.

Sin embargo, el óptimo aprovechamiento de los recursos nacionales o compartidos no puede darse sin la existencia de un sistema interconectado nacional y una interconexión eléctrica bilateral, infraestructura que permite el desarrollo de proyectos de gran envergadura que pueden, incluso, sobrepasar la demanda nacional, lo que repercute en una mayor economía de escala y ampliar mercados extrafronteras, además de compartir reservas, complementar regímenes hidroeléctricos, enfrentar situaciones de emergencia en condiciones menos desfavorables, optimizar el despacho hidrotérmico buscando minimizar el consumo de combustible en las centrales térmicas, etc.

La importancia de los recursos hídricos compartidos es tal que, hasta la fecha, más de una cuarta parte de la potencia total instalada en la Región participa en este tipo de aprovechamiento, sobresaliendo los proyectos realizados en el Cono Sur, entre ellos la central hidroeléctrica más grande del mundo, Itaipú, construida entre Brasil y Paraguay.

Entre el 50 y 70% del potencial hidroeléctrico disponible en América Latina y El Caribe corresponde a los cursos contiguos o sucesivos ubicados en: la cuenca del Amazonas, la cuenca del Orinoco, la cuenca del Plata, vertientes del Pacífico compartidas (América del Sur), la cuenca del Grijalba-Usumacinta y las cuencas del Caribe y del istmo centroamericano.

1.4 El Caso Particular del Grupo de los Tres

Colombia, México y Venezuela conformaron un bloque de países para buscar mayor integración y promover la cooperación técnica y económica. En materia de energía se conformaron cuatro Grupos de Trabajo: hidroelectricidad, interconexión eléctrica, gas natural y petróleo.

En el caso de la hidroelectricidad, los tres países, en conjunto, absorben más de una cuarta parte de la capacidad instalada en América Latina y El Caribe, y las perspectivas de aprovechamientos hidroeléctricos hacen pensar que este porcentaje pueda crecer.

En efecto, un estudio realizado en los años setenta en Colombia, sobre el cauce de 351 ríos principales, identifica 274 proyectos, mayores a 100 MW, que representarían una capacidad instalada de alrededor 83.314 MW. Sin embargo, la factibilidad ubica un avance en el aprovechamiento que, medido en realizaciones de corto (5 años), mediano (10 años) y largo plazo (20 años), suman 15,000 MW, o sea un poco menos de la capacidad total instalada actualmente.

Por su parte, México tiene 511 proyectos identificados, que representarían una capacidad instalada de 42.609 MW, contemplando sólo proyectos con energías medias anuales mayores que 40 GWh y no incluye las centrales ya en operación,

en operación suspendida y proyectos que en 1989 estaban en el proceso de diseño o construcción. Para el año 2010, la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) contempla la integración de 13.580 MW hidroeléctricos, incluyendo 1.098 MW a realizar en el corto plazo (1995), 2.729 MW en el mediano plazo (2000), y los 9.753 MW restantes al horizonte fijado.

En el caso de Venezuela, se ha realizado el inventario de 400 sitios para aprovechamientos hidroeléctricos en 55 cuencas, con una estimación de energía media anual equivalente a 155.000 GWh. Adicionalmente, se tienen a nivel de pre-inventario otras 50 cuencas, con una energía media anual estimada en 145.000 GWh. Sin embargo, el programa de realizaciones sólo contempla en el corto plazo la instalación de 2.548 MW, en el mediano plazo la integración de dos centrales hidroeléctricas con una potencia equivalente a 4.848 MW y a largo plazo cuatro proyectos que representarían 9.100 MW de potencia instalada.

2. CARBON MINERAL

2.1 Introducción

A diferencia de otros bienes (minerales no metálicos, productos agropecuarios, etc.) cuyas cotizaciones se establecen en el mercado libre, según la ley de la oferta y la demanda, pero en base a controles monopolísticos de mercado o financieros, en los llamados mercados mundiales (Chicago, Londres, Tokio, Nueva York, etc.), o del petróleo crudo, que tiene como referencia de comercialización el llamado precio marcador (por ejemplo, el precio estipulado para el crudo Arabian Light o el West Texas Intermediate, colocados en el Golfo Arábigo o de México, respectivamente), la comercialización del

carbón mineral se realiza en base a contratos negociados entre las empresas mineras productoras y exportadoras de carbón y las empresas consumidoras e importadoras, normalmente compañías de electricidad y cementeras para carbón térmico y compañías siderúrgicas para carbón coquizable.

En América Latina, el comercio internacional del carbón térmico fue prácticamente inexistente hasta bien entrados los años ochenta, cuando los proyectos mineros de El Cerrejón, en Colombia, comienzan su producción masiva con vistas a la exportación. Así, para 1990, Colombia exporta ya cerca de 15 millones de toneladas métricas de carbón térmico, ubicándose por encima de la ex Unión Soviética, China y Polonia, tradicionales exportadores. Hacia el año 2000, Colombia podría ocupar el cuarto sitio mundial entre el grupo de países exportadores, participando con más del 10% en el comercio internacional de carbón térmico. Las perspectivas para la primera década del siglo XXI se ven optimistas por la inserción que el carbón térmico pueda lograr en la oferta global de energía de los países de la región latinoamericana, especialmente Brasil y México, aunque igualmente pudiera incluirse Cuba en El Caribe y a otros países de Centro y Sud América.

2.2 Evolución y Perspectivas del Carbón Mineral

De hecho, hay que ver el futuro próximo del carbón térmico en América Latina en términos de las perspectivas de la industria de generación eléctrica, puesto que este energético tendrá que competir con las opciones técnico-económicas que presente el desarrollo del potencial hidráulico, geotérmico y de gas natural, en aquellos países que cuenten con estos recursos, y con el petróleo (fuel oil principalmente)

como opción complementaria o principal o, incluso, con la opción nuclear en los países de mayor desarrollo relativo. Toda esta gama de recursos energéticos busca dar la mejor respuesta técnica y económico-financiera a los planes de expansión eléctrica de los países de la Región.

México es el mejor ejemplo de esta tendencia, ya que dentro de su plan de expansión eléctrica contempla para el año 2000 la instalación de nueve plantas duales fuel oil-carboeléctricas, integrando al sistema interconectado nacional unos 12.000 MW adicionales a los 3.000 MW carboeléctricos de las tres centrales ubicadas en el Estado de Coahuila; las nueve plantas programadas consumirían entre 25 y 30 millones de toneladas métricas de carbón anualmente. La central carboeléctrica de Río Escondido consume actualmente alrededor de 4 millones de toneladas por año. De cumplirse este programa, la participación del carbón en la generación eléctrica de México pasaría de un 3% actualmente a cerca del 10% hacia fines del presente siglo.

Otra rama industrial que podrá desempeñar un papel importante en el consumo futuro del carbón térmico es la industria cementera, ya que no sólo puede ser una alternativa energética válida, en sustitución del fuel oil, cuando se conjuguen precios, disponibilidad y logística de abastecimiento, sino que las cenizas del propio carbón, en lugar de crear problemas de manejo y efectos ambientales, sirven perfectamente para enriquecer el propio cemento, lo que sin duda repercute positivamente en los costos finales de producción.

Lamentablemente no existe suficiente información para proyectar una demanda futura del carbón térmico en la industria latinoamericana del cemento, pero en los principales países productores, Colombia, Venezuela y Argentina, podría generarse una demanda creciente.

En una perspectiva mayor, el futuro del carbón térmico en América Latina, para las dos primeras décadas del siglo XXI, dependerá, sin lugar a dudas, de factores tanto técnicos como económicos y ambientales. Quizás este último aspecto podrá ser determinante, pues si se logra un adecuado control ambiental en su uso para la generación eléctrica, sin que se incrementen los precios más allá de mantener la competitividad con el petróleo o el gas natural, la opción carbón, como en el caso mexicano, podrá ser atractiva en los propios

**Cuadro 2
OFERTA BRUTA DE CARBON EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE
(miles de toneladas)**

PAISES	PRODUCCION		IMPORTACION		EXPORTACION	
	1987	1989	1987	1989	1987	1989
ARGENTINA	373	515	1.101	1.524		
BRASIL	6.884	6.536	9.660	9.710		
COLOMBIA	14.594	18.902			10.287	13.462
CUBA			85	214		
CHILE	1.562	1.949	433	1.483		
HAITI			18	6		
JAMAICA				8		
MEXICO	7.341	7.041	34	31	76	47
PANAMA		16	36	17		
PERU	114	130	38	60		
REP. DOM.	232	262				
VENEZUELA	62	2.125				1.688
TOTAL	30.930	37.214	11.637	13.315	10.353	15.197

Fuente: SIEE, OLADE.

países productores (Colombia y Venezuela) y algunos, necesariamente importadores potenciales, como Argentina, Brasil, Cuba, Chile y Uruguay.

3. GAS NATURAL

3.1 Introducción

En el caso de los países productores y exportadores de petróleo de América Latina y otras regiones del tercer mundo, la renta petrolera

nacional representó, y representa, un importante ingreso para las economías nacionales. Eso podría explicar, al menos parcialmente, la falta de integración del gas natural en sus políticas energéticas, pues ello implicaba desviar inversiones que en apariencia les son más redituables aplicarlas a la industria de producción y exportación del petróleo. Sin duda alguna, puede afirmarse que, en los últimos 20 años, el panorama ha cambiado radicalmente, ya que las estadísticas (SIEE-OLADE) muestran que el porcentaje de gas natural no aprovechado, como parte del volumen producido, es actualmente del 11,4%, mientras que en 1980 era del 20,6% y en 1972 del 41,8%. Sin embargo, en ninguno de los principales países productores de petróleo de la Región existe todavía una política de gas clara, ya que se sigue manteniendo un cierto criterio de marginalidad con respecto al gas natural asociado y no hay programas de inversión específicos para el desarrollo y aprovechamiento del gas natural libre (no asociado al petróleo).

Por otra parte, es cierto que, desde las crisis petroleras de los años setenta, la tendencia, ahora más marcada, ha sido hacia una mayor participación del gas natural en el balance energético de los países desarrollados y que ello ha generado el interés de empresas de exploración, explotación y servicios en esta rama de la industria de los hidrocarburos, así como de las agencias de desarrollo multinacionales (Banco Mundial, BID, etc.). En el marco de las políticas de liberalización de las economías, casi generalizadas en la Región, eso hará que se diversifique y amplie el aprovechamiento del gas natural en los países de mayor desarrollo relativo y entre los miembros de OLADE.

3.2 Perspectivas del Gas Natural en América Latina y El Caribe

Hasta el presente, se ha dado el desarrollo tecnológico de la industria del gas natural fundamentalmente en el ámbito del grupo de países miembros de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), encabezados por los Estados Unidos, que consume el 27% del total mundial, seguido por Europa Occidental y Australasia, con el 14% y 3%, respectivamente. Sin embargo, el principal productor y consumidor mundial es la ex-Unión Soviética, que absorbe 43,8% y 34%, respectivamente, de los totales mundiales de producción y consumo. Por su parte, América Latina y El Caribe se ven muy a la zaga pues su consumo global no representa más que el 4% del consumo mundial, del cual casi el 60% es absorbido por México y Venezuela (ver Cuadro 3).

Con excepción de Argentina, donde existe una empresa de gas, Gas del Estado, en los demás países

**Cuadro 3
ESTIMACION DEL MERCADO POTENCIAL DE GAS NATURAL EN EL AÑO 2000 Y DE LA DEMANDA SECTORIAL Y SU PARTICIPACION PORCENTUAL* (10(9) m³)**

PAÍS	RESIDENCIAL		INDUSTRIAL		ELECTRICIDAD		TOTAL	
	Pot**	Dem.	Pot	Dem.	Pot	Dem.	Pot	Dem.
ARGENTINA	13,6	10,2	60	10,0	9,4	72	8,2	8,2
BOLIVIA	0,7	0,06	5	0,9	0,9	85	1,2	0,1
BRASIL	23,5	0,5	1,2	55,4	8,1	9	18,2	-
CHILE	1,1	0,4	19	2,3	0,1	3	0,7	-
COLOMBIA	2,9	0,4	5	6,6	3,4	40	5,9	5,9
MÉXICO	33,0	2,9	7	93,8	51,4	49	72,8	5,5
PERU	2,2	0,06	2	2,9	0,8	21	1,7	0,4
TRIN-TOB,	-	-	-	7,5	7,5	93	2,2	2,2
VEZELA NEZUELA	5,6	0,6	6	30,1	30,1	80	21,9	6,8
TOTAL	82,6	15,0	11	210	113	42	133	29,0
							7	425
								157
								19

Notas:

* El porcentaje es el porcento que se estima pueda ser cubierto en cada subsector por medio de gas natural y no el mercado potencial del gas en el subsector consumidor.

** Se refiere al mercado que potencialmente puede ser satisfecho con gas natural.

Fuente: Natural Gas in Latin America: Market Structure and Future Outlook, C. Kheil, May 23, 1990, World Bank.

de América Latina y El Caribe, el gas natural no tiene su lugar claramente definido, lo que explica en parte la falta de definición política respecto a su integración en los planes energéticos nacionales como un subsector independiente, como es el caso del subsector eléctrico. El gas natural ha sido siempre visto y manejado por las empresas petroleras estatales, como un producto del petróleo, razón por la cual en el pasado se llegó a desperdiciar a la atmósfera hasta más de la mitad del gas asociado producido, hecho que afortunadamente ha disminuido sensiblemente.

En cuanto al futuro, como puede apreciarse en las cifras del Cuadro 3, los expertos difieren en las apreciaciones del comportamiento futuro de la demanda del gas natural en América Latina y El Caribe. Sin embargo, independientemente que estas diferencias sean producto de la aplicación de modelos específicos o el efecto de las unidades de conversión, todos concuerdan que el gas natural puede tomar un auge si se aplica un mínimo de medidas para lograr la mayor integración de este energético en la oferta global de energía.

Es difícil prever los niveles de inversión que se requiere para lograr alcanzar las cifras estimadas de consumo hacia el año 2000, ya que ello está en función de la infraestructura que exigiría disponer de la oferta de esos volúmenes de gas natural, desde el mismo desarrollo de las reservas en campo hasta las redes de gasoductos y de distribución. Lo que sí es imprescindible para alcanzar las metas propuestas es el concurso coordinado de los sectores público y privado, ya que los gobiernos deben establecer y mantener las políticas que incentiven la demanda en los subsectores doméstico e industrial. En cambio, en la generación eléctrica, la parte del gas natural será función de los planes de expansión de las empresas eléctricas y de la

disponibilidad y costos comparativos de otros combustibles.

Es importante observar que las cifras contempladas en el Cuadro 3 significan, para fines del siglo actual, una duplicación del consumo de gas natural registrado para 1990 en los subsectores doméstico-residencial y de generación eléctrica, mientras que en el sector industrial ese consumo casi se quadruplicaría.

El potencial gasífero de la Región, al igual que el petróleo, está aún lejos de conocerse, ya que las actividades de exploración realizadas hasta ahora representan sólo un pozo exploratorio por cada mil kilómetros cuadrados de áreas sedimentarias, mientras que Estados Unidos registra 80 pozos por cada mil, la ex Unión Soviética 10 pozos y Europa Occidental 6 pozos.

Actualmente, sólo 13 países de la Región producen gas natural. Barbados, Cuba y Guatemala producen solamente volúmenes muy pequeños y por esa razón no se hará ningún resumen de su situación aquí. Los 10 países restantes representan el grupo en el que se basan las proyecciones futuras de producción y consumo. Por lo tanto, se cree conveniente resumir su situación.

Argentina: Tiene la mayor tradición gasífera de la Región, ya que desde hace más de 30 años inició su desarrollo y hoy representa la principal industria de gas en el tercer mundo. Actualmente cuenta con más de 3 millones de usuarios, servidos por una red de gasoductos (transmisión y distribución) de alrededor de 50.000 kilómetros. La compañía estatal Gas del Estado retenía el monopolio de la industria, pero los cambios recientes han favorecido la creación de empresas regionales, aparte de la privatización en curso del conjunto de la industria. Sus reservas probadas representan el 10% de las reservas regionales y su relación reservas/producción es actualmente de 35 años.

Bolivia: País que, para su demanda potencial máxima, cuenta con vastos recursos que le permite buscar mercados intrarregionales. De hecho, es el único exportador de la Región (salvo México que en el pasado exportaba a los Estados Unidos, pero que ahora importa), ya que desde mediados de los años setenta mantiene un convenio con Argentina y ha establecido uno con Brasil para exportar electricidad generada en base a gas natural en una planta a construirse en la frontera. Otro mercado posible para Bolivia, al igual que para Argentina, es Chile. Internamente, el Plan Nacional de Energía contempla una fuerte expansión de los mercados domésticos del gas natural, tanto para la industria y la generación eléctrica como para los subsectores residencial y transporte.

Brasil: Representa el mercado potencial más importante junto con México. Su industria gasífera, aunque modesta, está en plena expansión y necesitará importar grandes volúmenes de gas natural desde Bolivia y Argentina, y eventualmente Perú, si quiere satisfacer el mercado potencial (ver Cuadro 3), estimado en cerca de 100 mil millones de metros cúbicos. Sin embargo, el campo de acción que tiene para desarrollar más reservas es muy vasto, puesto que la exploración en la mayor parte de las zonas sedimentarias es todavía incipiente.

Chile: Con reservas probadas en el rango de los 120 mil millones de metros cúbicos, igual que Bolivia, Brasil, Colombia y Ecuador, pero localizadas geográficamente lejos de los centros de consumo (Santiago y norte del país), Chile es un potencial mercado para el comercio intrarregional de Argentina y Bolivia. De hecho, existen ya al menos dos proyectos de inversionistas privados de Argentina y Chile para tender gasoductos desde los campos de la cuenca Neuquina y del Noroeste, en Salta.

Colombia: El futuro gasífero del país se ve más prometedor que las cifras actuales de reservas. Colombia es, sin duda alguna, el país de América Latina con la mejor distribución de sus abundantes recursos energéticos; sin embargo, el retraso en la exploración petrolera y gasífera (66% de las actuales reservas de gas son de gas no asociado) hacen que por el momento se aplican mejores planes de importación de gas venezolano para hacer frente a la demanda futura. No sería sorprendente, no obstante, que en el mediano plazo Colombia sea la base de un proyecto de suministrar gas natural a algunos países de América Central. Actualmente la industria del gas se desarrolla con la participación de la empresa estatal ECOPETROL, como accionista de las empresas productoras y transportistas o como responsable de la parte de la distribución que no está en manos de inversionistas privados.

México: México y Venezuela conjuntamente representan el 75% de las reservas conocidas de gas natural de la Región y absorben el 57% del consumo aparente (83% cuando se incluye a Argentina). Sin embargo, el país ha sufrido vaivenes en su política petrolera y de gas que lo ha convertido de exportador neto de gas a, actualmente, importador neto. Eso no impide que la industria del gas en México pueda asegurarse un futuro prometedor, sobre todo si el gobierno define una política más acorde con las metas previstas en los planes sectoriales. Es importante señalar que la mayor parte de las reservas de gas están asociadas a la producción del petróleo, por lo que, de cuantificarse y explotarse el potencial de gas libre (no asociado) y definirse una política de precios ad hoc, el mercado potencial de México sería comparable proporcionalmente al argentino, ya que el país cuenta con una importante infraestructura de

**Cuadro 4
CAPACIDAD MUNDIAL GEOTERMOELECTRICA INSTALADA**

PAÍS	1985 (MW)	1990 (MW)	INCREMENTO (%)
ESTADOS UNIDOS	2.022	2.777	37,3
FILIPINAS	894	894	0
MÉXICO	645	700	8,5
ITALIA	519	545	5,0
NUEVA ZELANDA	167	293	75,4
JAPÓN	215	215	0
INDONESIA	32	142	343,8
EL SALVADOR	95	95	0
KENIA	45	45	0
ISLANDIA	39	45	15,4
NICARAGUA	35	35	0
CHINA	14	21	50,0
TURQUÍA	21	20	0
EX-UNIÓN SOVIÉTICA	11	11	0
FRANCIA	4	4	0
PORTUGAL	3	3	0
TAIWAN	3	3	0
GRECIA	2	2	0
TAILANDIA	0	0,3	-
TOTALES	4.766	5.847	22,7

Fuente: Desarrollo Geotérmico Internacional

gasoductos y sistemas de distribución en las principales ciudades.

Perú: A mediados de la década pasada, el descubrimiento del campo Camisea, en el sudeste del país, hizo del Perú un nuevo país gasífero. Sus reservas actuales representan dos tercios de las reservas argentinas, pero la ausencia de infraestructura y los altos costos de inversión necesarios para llevar el gas al principal centro de consumo, la ciudad de Lima, o construir una unidad de liquefacción han retrasado el aprovechamiento del recurso. Se espera que, con la apertura económica, inversionistas privados y las agencias de desarrollo apoyen la realización de estos proyectos para integrar el gas natural a la oferta energética nacional.

Trinidad y Tobago: Con amplias reservas de gas, en comparación con su demanda interna (más de 100 años

de relación reservas/producción), Trinidad y Tobago mantiene en suspenso, por falta de recursos de inversión, un ambicioso proyecto de liquefacción, así como otros para la recuperación de licuables y de metanol. La demanda interna proviene fundamentalmente del sector eléctrico y, en menor medida, del sector siderúrgico.

Venezuela: Con la expansión industrial, Venezuela pretende optimizar el aprovechamiento del gas natural, recurso que hasta la fecha había sido subestimado por la orientación petrolera de la política energética. Su red de gasoductos es importante y hay proyectos de ampliarla, pero falta realizar la interconexión de sus sistemas occidental y oriental. Otros proyectos en estudio son la construcción de una planta de GNL para la exportación a Estados Unidos y un gasoducto para exportar gas a Colombia.

4. GEOTERMIA

4.1 Introducción

Como puede verse en el Cuadro 4, para 1990 la capacidad geotérmica instalada a nivel mundial se elevaba a 5.847 MW. De esta potencia, los Estados Unidos absorbe el 47,5%, las Filipinas el 15,3% y México alrededor del 12%. De hecho, estos tres países, junto con Italia, cubren el 84% de la capacidad instalada total.

Entre 1985 y 1990, el incremento de la capacidad geotermoeléctrica total fue de 1.081 MW, lo que representó un incremento global de 22,7%, equivalente a un poco menos del 4,3% promedio anual, que comparado con el salto de 126% del lustro precedente llama la atención. La explicación más objetiva es que, en el período de 1980 a 1985, se materializaron inversiones para desarrollar fuentes de energía alternativas a raíz de los choques

Cuadro 5 PAISES CON GENERACION GEOTERMOELECTRICA (GWh/1989)			
PAIS	TOTAL	GEOTERMIA	(%)
ESTADOS UNIDOS	2'467.000	8.000	0,3
FILIPINAS	28.400	6.730	23,7
MEXICO	105.905	4.661	4,4
ITALIA	203.220	3.150	1,6
NUEVA ZELANDA	28.950	2.000	6,9
JAPON	643.759	1.359	0,2
EL SALVADOR	2.170	373	17,1
KENIA	2.686	348	13,0
ISLANDIA	4.475	260	5,8
NICARAGUA	1.053	179	17,0
TURQUIA	-	68	-
CHINA	-	50	-
EX-UNION SOVIETICA	1'772.076	26	0,1
FRANCIA	148.620	20	0,1
GRECIA	31.702	0	-
TAILANDIA	35.097	0	-
INDONESIA	ND	1.100	ND

Fuente: Desarrollo Geotérmico Internacional

petroleros de los años setenta pero, al estabilizarse los precios del petróleo e luego incluso bajarse para llegar a un mínimo de menos de US\$10 en 1986, la opción geotérmica dejó de representar una fuente competitiva, ya que se estima que el nivel de precios del petróleo que justificaría el desarrollo geotérmico se sitúa entre los US\$15 y US\$18 por barril. Ahora, ese nivel está de nuevo vigente y hace que la geotermia una vez más aparece entre las inversiones del desarrollo del sector eléctrico en los países que cuentan con esta fuente energética.

Sin embargo, el criterio anterior no debe generalizarse, puesto que también ha quedado comprobado que una estrategia energética en los países importadores de petróleo del tercer mundo debería ser la de maximizar el aprovechamiento de sus recursos autóctonos, como seguro contra nuevas alteraciones del mercado petrolero mundial.

Con respecto a generación de energía, la importancia relativa de la geotermia se hace sentir en los países de menor desarrollo relativo. En el Cuadro 5 se observa que sólo en

cuatro países la energía aportada por la geotermia es mayor al 10% del total nacional, perteneciendo los cuatro países al llamado tercer mundo: las Filipinas (23,7%), El Salvador (17,1%), Nicaragua (17%) y Kenia (13%). En el caso de México, donde a nivel nacional la geotermia representa sólo un 4,4% de la generación eléctrica nacional, el campo Cerro Prieto (620 MW), por sí solo, resuelve la demanda global de un área geográfica vital para el país (Valle de Mexicali) y genera excedentes para exportar energía eléctrica a los Estados Unidos. Por ello su expansión se hará conforme se avanza en la confirmación de reservas adicionales.

4.2 Perspectivas de la Geotermia en América Latina y El Caribe

La situación geodinámica de los países latinoamericanos de la costa Pacífica favorece la existencia de un ambiente tectónico de margen continental activo (límite entre placas convergentes), el mismo que origina

un amplio frente volcánico dominado por magmas andesíticas y sus productos diferenciados que, al producirse y ascender hacia la superficie en grandes volúmenes, determinan una anomalía térmica regional y un ambiente ideal para el desarrollo de campos geotérmicos de alta entalpía. Así, las áreas de interés geotérmico corresponden tanto a las fajas pacíficas del volcanismo andesítico como a las zonas de cruce entre el frente volcánico activo y las depresiones transversales.

En América Latina, la generación de energía eléctrica a partir de la geotermia ha progresado en el tiempo, al pasar de 563 GWh en 1975 a 1.809 GWh en 1982, y aporta actualmente 5.213 GWh por año (Méjico 89,4%, El Salvador 7,2% y Nicaragua 3,4%).

Existen posibilidades de aplicaciones geotérmicas en todos los países de la Región con excepción de aquellos de la cuenca Atlántica (Brasil, Guyana, Paraguay, Suriname y Uruguay) y Cuba. En algunos otros países, como Haití, Jamaica y

República Dominicana, así como algunos de las Antillas Menores, se presentan posibilidades de aprovechamientos de baja entalpía.

Si se pretendiera dar prioridades al desarrollo geotérmico regional, resultaría una prioridad de primer orden la integración de la geotermia a la oferta energética nacional en los países importadores de petróleo de menor desarrollo relativo. Tal es el caso de los países del istmo centroamericano: a pesar de ser la subregión con mayor potencial relativo frente a su demanda total de energía eléctrica, hace falta un decidido apoyo de inversión, tanto de las agencias de desarrollo multilaterales como de los propios países, para culminar los estudios y evaluaciones necesarios y progresivamente integrar más capacidad instalada de esta fuente energética, sustituto del petróleo importado. Además, en el caso de América Central, está comprobado que la geotermia puede competir económicamente con la hidroelectricidad y las plantas térmicas a fuel oil. ☀

Evolution and Outlook of Coal, Natural Gas, Geothermal Energy, and Hydroenergy in Latin America and the Caribbean

Gustavo Rodríguez-Elizarrarás*

In the case of coal, it is significant that, until the early eighties, it was mostly used by the iron and steel industry, but its thermal use for generating electricity has started to assume some importance in several countries, such as Colombia and Mexico

BACKGROUND

Without including biomass, these four sources of energy account for 30.25% of regional primary energy production, with gas accounting for 19.24%, hydropower 6.6%, coal 4.27%, and geothermal energy 0.14%.

In the case of coal, it is significant that, until the early eighties, it was mostly used by the iron and steel industry, but its thermal use for generating electricity has started to assume some importance in several countries, such as Colombia and Mexico. It is therefore envisaged that, in the next 20 years, the use of thermal coal will be highly competitive with other energy sources (petroleum, natural gas, and hydropower) to generate electric power.

As for natural gas, it is the energy source that offers the widest range of options for use in the future, since it is not only an important input, in terms of raw material, for the petrochemical industry but also the most viable and competitive substitute of oil products in all final seasonal uses, whether household or industrial, or as a fuel for motor vehicle transportation, either with

compressed natural gas (CNG) or synthetic gasoline. Moreover, it is an increasingly important option for electric power generation, especially when there are ecological constraints owing to the proximity of power plants to large metropolitan areas or when national policies impose the use of "clean" fuels.

On the other hand, hydroenergy is a widely available resource in Latin America, compared to other regions of the world, and it has great potential (716,307 MW). In contrast to resources trapped underground (petroleum, natural gas, coal, and geothermal energy), it can be measured physically with a high degree of reliability. Nevertheless, the low utilization of the identified potential (13.5%) reflects the constraints, essentially technical and financial, that prevent increasing exploitation of this renewable resource. Regarding this, in order to give an idea of the efforts carried out by the Region's countries in the recent past, it is enough to indicate that, of the more than US\$80 billion obtained by the Region in loans to develop the energy sector in the last 15 years, 72% was directed toward the power sector, 25% to the oil sector, but only 3% to coal, which explains the

* Mexican national, member of the Strategy Analysis Group, Energy Forecasting Project, Phase I, of the Latin American Energy Organization (OLADE) and the Commission of the European Communities (CEC)

thrust of the power sector and especially hydropower.

Finally, geothermal energy is a source of energy that has been used just recently in Latin America. In the fifties, a systematic study of geothermal energy was initiated in Mexico and countries of Central (El Salvador) and South America (Chile), for electric generation purposes. In the first two countries, research work culminated with the installation, in the seventies, of the Region's first geothermal power plants, during the major crisis produced by the increase of oil prices, which was especially favorable to El Salvador as a net oil importing country. In the eighties, Nicaragua opened its first geothermal plant and, at present, Costa Rica and Guatemala are involved in the last phases of the technical and economic feasibility studies for the construction of their first units.

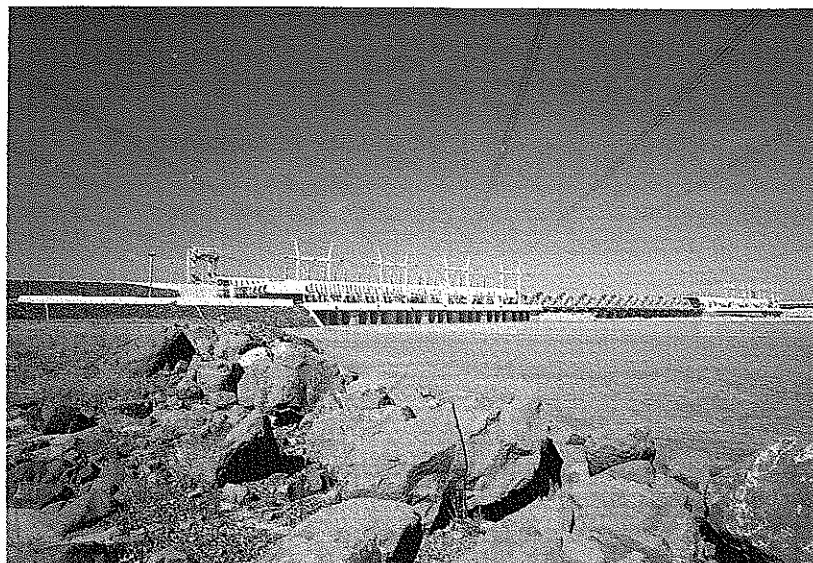
1. HYDROPOWER

1.1 Introduction

Owing to Latin America's favorable climatic and geographical conditions, this Region has a considerable water resources potential, even if it is scarcely utilized. The Region has an installable hydropower potential, speaking in technical and economic terms, that has been quantified at 716,307 MW.

A large part of this hydropower potential comes from the basins of major rivers known for their depth and breadth and even flow, such as the Middle Paraná, Amazonas, and Orinoco.

On the other hand, although it is certain that the present development of the regional potential can be viewed as low (see Table 1), despite duplication of installed capacity between 1980 and 1990, it is important to indicate that, of the Region's total production of electricity, 72%



is generated by means of hydropower and the remaining 28% basically with oil-fired thermal plants and marginally with other fuels.

In particular, it should be mentioned that only two hydropower stations, the largest in the world—El Guri in Venezuela and Itaipú in Brazil and Paraguay—together amount to an installed capacity of 22,600 MW, which accounts for 23.3% of the Region's installed capacity. As for the Andean area, despite the hydropower development of El Guri, it is the subregion that least takes advantage of its potential, since its present installed capacity of 20,391 MW only accounts for 7% of its potential although it is equivalent to 40.4% of the subregion's total.

The case of Central America, whose potential is estimated at 53,190 MW (although only about 25,500 MW are installable) and which has an annual average generation of 112,000 GWh (0.5 plant factor), is similar to that of other subregions since the distribution of its potential is highly irregular, inasmuch as 60% is concentrated in only Costa Rica and Guatemala. By contrast, El Salvador has the least hydropower resources, although pro-

portionally it is the country with the highest level of utilization (35%), compared to Nicaragua, for example, which only utilizes 4% of its potential. Despite low utilization, the hydropower potential in Central America has been developed almost to the limits of its power demand requirements, since about 75% of net generation from national interconnected systems comes from hydraulic stations; in several cases, such as Costa Rica, this share is as high as 99%.

1.2 Evolution and Perspectives of Hydropower

The electric power subsector, especially hydropower, has been the most dynamic subsector of energy development in the countries of Latin America. Its annual growth rate has remained between 8% and 10% during the last 20 years. Nevertheless, this hydropower expansion has been an important cause of country indebtedness; the energy sector's share of foreign debt of the countries rose to a regional average of nearly 20%.

1.3 Interconnections and Shared Resources

Regarding the Region's hydropower potential, there are considerable resources that can lead to binational or multinational cooperation, since this kind of project is not only more attractive in financial terms, as it always envisages intra-regional trade operations, but also optimizes the use of the resource and consolidates regional integration processes.

Nevertheless, the optimum development of national or shared resources cannot take place without a national interconnected system and a bilateral power interconnection, an infrastructure that would enable the development of large-scale projects

**Table 1
DEVELOPMENT OF HYDROPOWER POTENTIAL**

REGION	POTENTIAL (MW)	INSTALLED CAPACITY 1980 (MW)	UTILIZATION OF RESOURCE (%)	INSTALLED CAPACITY 1991 (MW)	UTILIZATION OF RESO. (%)
MEXICO	54,000	6,063	11.22	7,805	14.45
CARIBBEAN	9,114	487	5.34	519	5.69
CENTRAL AMERICA	53,190	1,316	2.47	2,667	5.01
ANDEAN AREA	289,680	8,104	2.79	20,391	7.04
SOUTHERN CONE	97,323	5,616	5.77	15,562	16.00
BRAZIL	213,000	27,649	12.98	50,167	23.55
TOTAL	716,307	49,235	6.87	97,039	13.54

Source: SIEE, OLADE

that can even exceed national demand, which would lead to a greater economy of scale and broader trans-border markets, in addition to sharing reserves, complementing hydropower regimes, coping with emergency situations with less unfavorable conditions, optimizing hydrothermal dispatch to minimize the consumption of fuel in thermal stations, etc.

The importance of shared water resources is such that, to date, more than one fourth of total installed capacity in the Region is involved in this kind of development, especially projects carried out in the Southern Cone, among them the world's largest hydropower station, Itaipú, built between Brazil and Paraguay.

Between 50% and 70% of the hydropower potential available in Latin America and the Caribbean corresponds to the contiguous or successive water flows located in the Amazon river basin, the Orinoco river basin, the River Plate basin, the shared river basins of the Pacific (South America), the basin of Grijalba-Usumacinta, and the basins of the Caribbean and the Central American isthmus.

1.4 The Particular Case of the Group of Three

Colombia, Mexico, and Venezuela set up a bloc of countries to seek greater integration and to promote technical and economic cooperation. Regarding energy, four working groups were created: hydropower, electric power interconnection, natural gas, and oil.

In the case of hydropower, the three countries as a whole account for more than one fourth of installed capacity in Latin America and the Caribbean, and the perspectives of hydropower development allow us to forecast that this percentage could increase.

In effect, a study conducted in the seventies in Colombia on the courses of 351 major rivers identified 274 projects, each with a capacity of over 100 MW, that could lead to an installed capacity of about 83,314 MW. Nevertheless, feasibility studies show that progress in terms of utilization, measured in the short term (5 years), medium term (10 years), and long term (20 years), could amount to 15,000 MW, that is, slightly under current total installed capacity.

On the other hand, Mexico has identified 511 projects, that would account for an installed capacity of 42,609 MW, envisaging only projects with annual average energy outputs of 40 GWh, without including currently operating stations, stations that have suspended operation, and projects that in 1989 were being designed or constructed. For the year 2010, the Federal Electricity Commission of Mexico (CFE) plans the integration of 13,580 MW of hydropower, including 1,098 MW to be built in the short term (1995), 2,729 MW in the medium term (2000), and the remaining 9,753 MW by the time horizon indicated.

In the case of Venezuela, 400 sites for hydropower development have been inventoried in 55 basins, with an estimated annual average energy of 155,000 GWh. Moreover, there are 50 additional basins at the pre-inventory stage, with an annual average energy estimated at 145,000 GWh. Nevertheless, in the short term, the construction program only envisages the installation of 2,548 MW; in the medium term the integration of two hydropower stations with a capacity equivalent to 4,848 MW; and in the long term four projects that would entail 9,100 MW of installed capacity.

2. COAL

2.1 Introduction

In contrast to other goods (nonmetallic minerals, agricultural and livestock products, etc.), whose prices are determined by market forces, in keeping with the law of supply and demand but on the basis of the monopolistic market or financial controls on the so-called world markets (Chicago, London, Tokyo, New York, etc.), or crude oil, which uses as a trade reference the so-called posted price (for example, the price stipulated for Arabian Light crude or West Texas Intermediate, placed on the Gulf of Arabia or Mexico, respectively), trading of coal is conducted on the basis of contracts negotiated between coal producing and exporting mining companies and consumer and importing companies, usually power utilities and cement industries for thermal coal and iron and steel companies for coking coal.

In Latin America, international trade of thermal coal was virtually nonexistent until well into the eighties, when the mining projects of El Cerrejón, in Colombia, started mass production for export. By 1990, therefore, Colombia was exporting

close to 15 million metric tons of thermal coal, thus placing itself over the traditional exporters: former Soviet Union, China, and Poland. Toward the year 2000, Colombia could well occupy fourth place among the group of coal exporting countries, with a share of more than 10% of international thermal coal trade. Perspectives for the first decade of the twenty-first century are optimistic because of the penetration thermal coal could achieve to supply energy to the countries of the Latin American region, especially Brazil and Mexico, although Cuba in the Caribbean could also be included as well as other Central and South American countries.

2.2 Evolution and Perspectives of Coal

Indeed, one has to view the near future of thermal coal in Latin America in terms of the perspectives of the power generation industry, since this energy product would have to compete with the technical and economic options offered by the development of hydropower, geothermal, and natural gas potential, in those countries that rely on these resources, and with oil (mainly fuel oil) as a complementary or main option or even with the nuclear option in those countries that are relatively more developed. This wide range of energy resources attempts to provide the best technical, economic, and financial response to the power expansion plans of the Region's countries.

Mexico is the best example of this trend, since its power expansion plan envisages, for the year 2000, the installation of nine dual power plants (fuel oil and coal), which would integrate into the national interconnected system about 12,000 additional megawatts to the 3,000 MW from three coal-fired power stations located in the State of Coahuila. These

nine scheduled plants would consume between 25 and 30 million metric tons of coal per year. The coal-fired station of Río Escondido currently consumes about 4 million tons per year. If this program is implemented, the share of coal for power generation in Mexico would grow from 3% at present to close to 10% by the end of the present century.

Another industrial sector that could play an important role in the future consumption of thermal coal is the cement industry, since not only can it be a valid energy alternative to substitute fuel oil when prices, availability, and supply logistics are combined, but also the ashes of the coal itself, instead of creating environmental management problems, can very well contribute to enriching the cement itself, which will undoubtedly positively affect final production costs.

Unfortunately, there is not enough information to forecast the future demand for thermal coal in the Latin American cement industry, but in the main producing countries, that is, Colombia, Venezuela, and Argentina, rising demand could be generated.

Using a broader perspective, the future of thermal coal in Latin America for the first two decades of the twenty-first century will no doubt depend on both technical and economic and environmental factors. Probably this latter aspect could be a determining factor, since if adequate environmental control is achieved in using coal for power generation, without increasing prices beyond maintaining competitiveness with oil or natural gas, the coal option, as in the case of Mexico, could be attractive in the coal producing countries themselves (Colombia and Venezuela) and other potential coal importing countries, such as Argentina, Brazil, Cuba, Chile, and Uruguay.

3. NATURAL GAS

3.1 Introduction

In the case of oil producing and exporting countries of Latin America and other regions of the third world, national oil earnings accounted and continue to account for a substantial share of revenues for national economies. This could explain, at least partially, the lack of integration of natural gas into their energy policies, since it implied diverting investments that apparently were more profitable when aimed at

**Table 2
GROSS COAL SUPPLY IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
(thousand tons)**

COUNTRY	PRODUCTION		IMPORT		EXPORT	
	1987	1989	1987	1989	1987	1989
ARGENTINA	373	515	1,101	1,524		
BRAZIL	6,884	6,536	9,660	9,710		
COLOMBIA	14,594	18,902			10,287	13,462
CUBA			85	214		
CHILE	1,562	1,949	433	1,483		
HAITI			18	6		
JAMAICA				8		
MEXICO	7,341	7,041	34	31	76	47
PANAMA		16	36	17		
PERU	114	130	38	60		
DOM. REP.			232	262		
VENEZUELA	62	2,125				1,688
TOTAL	30,930	37,214	11,637	13,315	10,353	15,197

Source: SIEE, OLADE

the oil production and export industry. Without a doubt, it can be asserted that, in the last 20 years, the panorama has changed radically, since statistics (SIEE-OLADE) show that the percentage of unutilized natural gas, as a share of volume produced, is currently 11.4%, whereas in 1980 it was 20.6%, and in 1972 it amounted to 41.8%. Nevertheless, in none of the main oil producing countries of the Region is there a clear policy on gas; a certain marginality has been maintained with respect to associated natural gas, and there are no specific invest-

ment programs for the development and utilization of free natural gas (not associated to petroleum).

On the other hand, it is certain that, since the oil crises of the seventies, the trend, which has become even more apparent, has been toward greater involvement of natural gas in the energy balance of developed countries, and this has generated interest among enterprises involved in the exploration, exploitation, and services for this branch of hydrocarbons industry, as well as among multinational development agencies (World Bank, IDB, etc.). Within the framework of policies for decontrolling economies, which have been widespread in the Region, this interest will help to diversify and broaden the development of natural gas in the countries that are relatively more developed and among the member countries of OLADE.

3.2 Perspectives for Natural Gas in Latin America and the Caribbean

Up to the present, technological development of the natural gas industry has essentially remained within the group of countries that are members of the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), headed by the United States, which consumes 27% of the world total, followed by Western Europe and Australasia, with 14% and 3%, respectively. Nevertheless, the world's largest producer and consumer is the former Soviet Union, which absorbs 43.8% and 34%, respectively, of total world production and consumption. On the other hand, Latin America and the Caribbean lags far behind, since its overall consumption does not account for more than 4% of world total, of which almost 60% is absorbed by Mexico and Venezuela (see Table 3).

Except for Argentina, which has a gas company, Gas del Estado, in the other countries of Latin America and the Caribbean, natural gas does not have a clearly defined position, which partially explains the lack of policy guidelines over its integration in national energy plans as an independent subsector, in contrast to the electric power subsector. Natural gas has always been viewed and managed by state oil companies as an oil product, and because of this, in the past, up to more than half of associated gas produced was discharged into the atmosphere as waste, a situation that fortunately has considerably changed.

Regarding the future, as indicated by the figures of Table 3, experts differ on their assessment of the future performance of demand for natural gas in Latin America and the Caribbean. Nevertheless, regardless of whether these differences are the result of the application of specific models or the effect of conversion units, all agree that natural gas can experience a boom if a minimum set of measures are applied to integrate it more widely into overall energy supply.

**Table 3
ESTIMATE OF THE POTENTIAL NATURAL GAS MARKET IN THE YEAR
2000 AND SECTORAL DEMAND AND ITS PERCENTAGE SHARE:
(10⁹ m³)**

COUNTRY	RESIDENTIAL		INDUSTRIAL		ELECTRICITY		TOTAL	
	Pot**	Dem.	Pot	Dem.	Pot	Dem.	Pot	Dem.
ARGENTINA	13.6	10.2	60	10.0	9.4	72	8.2	8.2
BOLIVIA	0.7	0.06	5	0.9	0.9	85	1.2	0.1
BRAZIL	23.5	0.5	1.2	55.4	8.1	9	18.2	-
CHILE	1.1	0.4	19	2.3	0.1	3	0.7	-
COLOMBIA	2.9	0.4	5	6.6	3.4	40	5.9	5.9
MEXICO	33.0	2.9	7	93.8	51.4	49	72.8	5.5
PERU	2.2	0.06	2	2.9	0.8	21	1.7	0.4
TRIN-TOB.	-	-	-	7.5	7.5	93	2.2	2.2
VENEZUELA	5.6	0.6	6	30.1	30.1	80	21.9	6.8
TOTAL	82.6	15.0	11	210	113	42	133	29.0
							7	425 157 19

Notes:

* The percentage is the percent that, according to estimates, can be covered in each subsector by natural gas and not the potential gas market in the consumer subsector.

** Refers to the market that could potentially be supplied by natural gas.

Source: "Natural Gas in Latin America: Market Structure and Future Outlook", C. Khelli, May 23, 1990, World Bank.

It is difficult to forecast the investment levels that would be required to handle estimated consumption for the year 2000, since this would depend on the infrastructure that would have to be available to supply these volumes of natural gas, ranging from the development itself of field reserves to the gas pipeline and distribution networks. What indeed is indispensable in order to reach the goals that have been proposed is the coordinated effort of both public and private sectors, since governments will have to establish and maintain the policies that foster demand in the household and industrial subsectors. In electric power generation, however, the share of natural gas will depend on the expansion plans of the power utilities and the availability and comparative costs of other fuels.

It is important to observe that the figures envisaged in Table 3 mean that, by the end of the present century, natural gas consumption as recorded in 1990 will duplicate in the household-residential and power subsectors, whereas in the industrial subsector this consumption will increase fourfold.

The Region's gas potential, like oil, is far from being known, since exploration activities conducted until now indicate only one exploratory well for each thousand square kilometers of sedimentary areas, whereas the United States shows an exploration level of 80 wildcat wells per thousand square kilometers, the former Soviet Union 10 wells, and Western Europe 6 wells.

At present, only 13 countries of the Region produce natural gas. Barbados, Cuba, and Guatemala produce only very small volumes, and because of that, their situation will not be summarized here. The 10 remaining countries comprise the group on which future production and consumption forecasts are based. It is therefore considered advisable

that their situation be summarized below.

Argentina: It has the Region's longest gas tradition, inasmuch as it initiated its development more than 30 years ago, and today it has the third world's largest gas industry. It currently has more than 3 million users, who are served by a gas pipeline network (transmission and distribution) of about 50,000 kilometers. The state-owned company Gas del Estado held a monopoly on the gas industry, but recent changes have favored the creation of regional companies, aside from the ongoing privatization process of the industry as a whole. Its proven reserves account for 10% of regional reserves, and its reserves-production ratio is currently 35 years.

Bolivia: This is a country that has large resources to meet its potentially high demand and also to look for intra-regional markets. In fact, it is the Region's only exporter (except Mexico, which in the past exported to the United States but now imports): since the mid-seventies, it maintains an agreement with Argentina and has established one with Brazil to export electricity generated using natural gas in a plant to be built on the border. Another possible market for Bolivia, as well as for Argentina, is Chile. Internally, the National Energy Plan envisages a broad expansion of its domestic markets of natural gas, for industry and power generation, as well as the household and transportation subsectors.

Brazil: Along with Mexico, it represents the most important potential market. Its gas industry, although modest, is in full expansion, and it will need to import large volumes of natural gas from Bolivia and Argentina and eventually Peru, if it wishes to supply its potential market

(see Table 3), estimated at close to 100 billion cubic meters. Nevertheless, its field of action for developing more reserves is very vast, since exploration in the majority of sedimentary areas is still incipient.

Chile: With proven reserves on the order of 120 billion cubic meters, equal to those of Bolivia, Brazil, Colombia, and Ecuador, but geographically located far from consumption centers (Santiago and northern part of the country), Chile is a potential market for intra-regional trade with Argentina and Bolivia. In fact, there are already at least two projects with private investors from Argentina and Chile to lay gas pipelines from the fields of the Neuquina basin and the northeast in Salta.

Colombia: The country's gas future is more promising than what current figures for reserves seem to indicate. Colombia is without a doubt the country of Latin America with the best distribution of its abundant energy resources; nevertheless, the lag in oil and gas exploration (66% of current gas reserves are non-associated gas) has created a situation whereby the import of Venezuelan gas to meet future demand is more advantageous. It would not be surprising, nevertheless, that in the medium term Colombia could become the starting point for a project aimed at supplying natural gas to several Central American countries. At present, the gas industry is being developed by the state-owned company ECOPETROL, as shareholder of the producing and transport companies or as the entity in charge of that part of distribution that is not in the hands of private investors.

Mexico: Mexico and Venezuela together account for 75% of the Region's known reserves of natural

gas and account for 57% of apparent consumption (83% when Argentina is included). Nevertheless, the country has suffered from the ups and downs of its oil and gas policies, which have converted it into a net importer of gas, although in the past it had been a net exporter. This does not prevent the gas industry in Mexico, however, from ensuring for itself a promising future, especially if the government defines a policy that is more in keeping with the goals that have been forecast in sectoral plans. It is important to indicate that the majority of gas reserves are associated to oil production. Therefore, if the country's free (non-associated) gas potential was quantified and exploited and an ad hoc pricing policy defined, the potential market of Mexico would be proportionally comparable to that of Argentina, since the country already has a considerable infrastructure of gas pipelines and distribution systems in its main cities.

Peru: In the mid-eighties, discovery of the Camisea gas field in the southeastern part of the country converted Peru into a new gas producing country. Its present reserves amount to two thirds of Argentine reserves, but the lack of infrastructure and the high cost of making the investment needed to transport the gas to the main center of consumption, that is, the city of Lima, and to build a liquefaction unit have deferred development of this resource. It is expected that, with the opening up of the economy, private investors and development agencies will support the implementation of these projects in order to integrate natural gas into national energy supply.

Trinidad and Tobago: With large gas reserves, compared to its domestic demand (more than 100

Table 4
WORLD INSTALLED GEOTHERMAL ELECTRIC POWER CAPACITY

COUNTRY	1985 (MW)	1990 (MW)	INC. (%)
UNITED STATES	2,022	2,777	37.3
PHILIPPINES	894	894	0
MEXICO	645	700	8.5
ITALY	519	545	5.0
NEW ZEALAND	167	293	75.4
JAPAN	215	215	0
INDONESIA	32	142	343.8
EL SALVADOR	95	95	0
KENYA	45	45	0
ICELAND	39	45	15.4
NICARAGUA	35	35	0
CHINA	14	21	50.0
TURKEY	21	20	0
EX-SOVIET UNION	11	11	0
FRANCE	4	4	0
PORTUGAL	3	3	0
TAIWAN	3	3	0
GREECE	2	2	0
THAILAND	0	0.3	-
TOTAL	4,766	5,847	22.7

Source: International Geothermal Development

years of reserves-production ratio), Trinidad and Tobago nevertheless has suspended, owing to the lack of investment resources, an ambitious liquefaction project, as well as others aimed at recovering liquefiable products and methanol. Domestic demand essentially comes from the electric power sector and, to a lesser extent, from the iron and steel industry.

Venezuela: With the expansion of its industrial sector, Venezuela intends to optimize the development of its natural gas, a resource that up to now had been underestimated because of the oil focus of its energy policy. Its network of gas pipelines is extensive, and there are projects to enlarge it, but its western and eastern systems have not yet been interconnected. Other projects under study are the construction of a LNG plant for export to the United States and a gas pipeline for exporting gas to Colombia.

4. GEOTHERMAL ENERGY

4.1 Introduction

As indicated in Table 4, for 1990 installed geothermal capacity in the world amounted to 5,847 MW. Of this capacity, the United States accounted for 47.5%, the Philippines 15.3%, and Mexico about 12%. Indeed, these three countries, along with Italy, account for 84% of total installed capacity.

Between 1985 and 1990, the rise in total geothermal capacity amounted to 1,081 MW, which meant a global increase of 22.7%, equivalent to slightly less than a yearly average of 4.3%, which compared to the 126% jump of the preceding five years is quite low. The most objective explanation for this is that, during the period 1980-1985, investments materialized to develop alternative energy sources in response to the oil shocks of the seventies but, afterwards, when oil prices stabilized and even later declined, reaching a low of less than US\$10 per barrel in 1986, the geothermal option no longer represented a competitive source, since it is estimated that the level of oil prices that would be needed to justify geothermal development should be somewhere between US\$15 and US\$18 per barrel. These prices are now in force once again, and therefore geothermal energy has emerged again among the investments for developing the power sector of countries that have this energy source available.

Nevertheless, the above-mentioned approach should not be generalized, since it has already been proven that an energy strategy in the oil importing countries of the third world should aim at maximizing the development of its indigenous resources as a safeguard against new changes on the world oil market.

**Table 5
COUNTRIES WITH GEOTHERMAL POWER GENERATION
(GWh/1989)**

COUNTRY	TOTAL	GEOTHERMAL	(%)
UNITED STATES	2,467,000	8,000	0.3
PHILIPPINES	28,400	6,730	23.7
MEXICO	105,905	4,661	4.4
ITALY	203,220	3,150	1.6
NEW ZEALAND	28,950	2,000	6.9
JAPAN	643,759	1,359	0.2
EL SALVADOR	2,170	373	17.1
KENYA	2,686	348	13.0
ICELAND	4,475	260	5.8
NICARAGUA	1,053	179	17.0
TURKEY	-	68	-
CHINA	-	50	-
EX-SOVIET UNION	1,772,076	26	0.1
FRANCE	148,620	20	0.1
GREECE	31,702	0	-
THAILAND	35,097	0	-
INDONESIA	NA	1,100	NA

Source: International Geothermal Development

Concerning energy generation, the relative importance of geothermal energy is being felt in those countries viewed as relatively less developed. In Table 5, it is observed that only in four countries does the energy from geothermal sources amount to more than 10% of the national total. These four countries belong to the third world: the Philippines (23.7%), El Salvador (17.1%), Nicaragua (17%), and Kenya (13%). In Mexico, where geothermal energy accounts for only 4.4% of national electric power generation, the Cerro Prieto field (620 MW), by itself, meets the overall demand of a vitally important geographical area (Valle de Mexicali) and generates surpluses for exporting electric power to the United States. Because of this, gas production will expand as additional reserves are confirmed.

4.2 Geothermal Perspectives in Latin America and the Caribbean

The geodynamic location of Latin American countries on the

Pacific coast is at the origin of a tectonic environment with an active continental margin (boundary between converging plates), which produces a broad volcanic front dominated by andesitic magmas. Its differentiated products, when they are produced and rise toward the surface in large quantities, create a regional thermal anomaly and therefore an ideal environment for the development of high-enthalpy geothermal fields. Therefore, the areas that are of geothermal interest involve both the Pacific zones of andesitic volcanism and the intersections between the active volcanic front and transversal dips.

In Latin America, the generation of electric power using geothermal energy has progressed over time,

increasing from 563 GWh in 1975 to 1,809 GWh in 1982 and at present contributes 5,213 GWh per year (Mexico 89.4%, El Salvador 7.2%, and Nicaragua 3.4%).

There are possibilities for geothermal applications in all countries of the Region except for those of the Atlantic basin (Brazil, Guyana, Paraguay, Suriname, and Uruguay) and Cuba. Some other countries, such as Haiti, Jamaica, and the Dominican Republic, as well as some of the Lesser Antilles, have low-enthalpy development possibilities.

If an attempt were made to establish regional geothermal development priorities, the first priority would be the integration of geothermal sources into national energy

supply in those oil importing countries viewed as relatively less developed. This would cover the countries of the Central American isthmus: although it is the subregion with the greatest relative potential in terms of meeting its total demand for electric power, there is a lack of firm investment support on the part of both multilateral development agencies and the countries themselves to conclude the studies and assessments needed to gradually integrate more installed capacity of this energy source, which is a substitute of imported oil. Moreover, in the case of Central America, it has been proven that geothermal energy can compete economically with hydropower and thermal plants using fuel oil. ☈

Evolución de los Mercados Energéticos: Energía Nuclear

Alberto Escofet*

1. LA ENERGIA NUCLEAR EN EL MUNDO

Como fuente para producir electricidad, la energía nuclear hace su aparición en la segunda mitad de los años cincuenta. Dos centrales, del orden de 200 MW eléctricos, inician satisfactoriamente su operación.

Los tecnologistas—norteamericanos en ambos casos—demuestran la viabilidad de la nucleo-electricidad en condiciones aceptables de tiempo y costo. Se dispone de una “nueva” fuente de energía, que permitirá un acelerado desarrollo en los países industrializados y que contribuirá a paliar la insuficiencia energética de vastas regiones del planeta.

En casi todos los países, los planes de expansión de la oferta energética se apoyan en una mayor participación de la electricidad. Se proyectan tasas de crecimiento mundiales cercanas al 7% por año en el consumo de la energía eléctrica. Las órdenes para construir reactores nucleares se multiplican.

En pocos años, diez desde su inicio, las empresas eléctricas de muchos países colocan unas 200 órdenes de compra por centrales en tamaños de hasta 1.200 MW, entre ellos Argentina (1967), Brasil (1968) y México (1969).

Los programas de los países industrializados prevían contar para 1980 con una capacidad instalada de 300.000 MW y ¡casi el doble para 1983!. Se había dado una respuesta contundente al apetito mundial por la electricidad.

El embargo petrolero de 1973 introduce el primer gran obstáculo al naciente desarrollo nucleo-eléctrico: la capacidad en operación en ese año apenas rebasaba los 20.000 MW.

El petróleo seguía siendo el principal energético primario. Sus altos precios obligaron a revisar los planes de expansión en prácticamente todos los países. Fue esa la primera llamada para la conservación y uso eficiente de la energía. Las perspectivas de crecimiento de la demanda de electricidad se reducen virtualmente en la mitad de las estimadas unos años antes.

Los países desarrollados se unen para enfrentar el problema. En 1974, se crea la Agencia Internacional de Energía (AIE) como organismo cuyas funciones principales consisten en elaborar y desarrollar programas de cooperación a largo plazo para el desarrollo de fuentes de energía y el ahorro energético y en supervisar los programas nacionales de ahorro de energía en los países miembros de la Agencia.

Como fuente para producir electricidad, la energía nuclear hace su aparición en la segunda mitad de los años cincuenta. Dos centrales, del orden de 200 MW eléctricos, inician satisfactoriamente su operación

* De nacionalidad mexicana, miembro del Grupo de Análisis Estratégico, Proyecto de Prospectiva Energética, Fase I, de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Comisión de las Comunidades Europeas (CEC)

Los países industrializados mejoraron sustancialmente.

El consumo de energía primaria por unidad de producto se redujo, en el transcurso de 15 años, en casi 60% en Japón, 75% en Europa y 80% en los Estados Unidos de América. Y aún queda un buen margen para mejorar la eficiencia energética.

En América Latina la reacción fue muy similar. Varios países resultaron sensiblemente afectados por los incrementos de los precios del petróleo y sus planes de desarrollo trastocados. Al igual que los países industrializados, deciden organizarse para hacer frente al problema energético de manera coordinada. Nace la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) como organismo internacional de cooperación con propósitos de integración, protección, conservación, aprovechamiento racional, comercialización y defensa de los recursos energéticos de la Región. Al mismo tiempo, todos los países latinoamericanos inician campañas de ahorro y eficiencia energética.

El período de altos precios del petróleo, el encarecimiento del capital y la disminución del acceso a créditos en condiciones aceptables motivan la disminución de los ritmos de desarrollo y provocan un alto nivel de endeudamiento en prácticamente todas las economías de la Región.

2. LA ENERGIA NUCLEAR EN AMERICA LATINA

El sector energético latinoamericano ha dejado de considerar a la energía nuclear como una alternativa real en sus futuros planes de expansión como consecuencia de la actitud que las sociedades de los países desarrollados han mostrado en relación con esa energía.

Los accidentes de Three Mile Island en los Estados Unidos y Chernobyl en la Ucrania han logrado que el sector energético y

los especialistas más reconocidos dejen de referirse a la energía nuclear en forma pública y que sólo se haga referencia a esta fuente energética en los foros especializados en tecnología energética.

En los planes de expansión de la oferta de electricidad de los países latinoamericanos, prácticamente no se incluye a la energía nuclear como una alternativa real. Aún más, la referencia que a ella se hace en Argentina, Brasil y México, los únicos países con centrales nucleo-eléctricas en operación, apenas cubre unos cuantos renglones.

Ningún país tiene asignadas partidas presupuestarias específicas para impulsar el desarrollo nucleoeléctrico más allá de aquellas obligadas para las obras en proceso que se han decidido concluir.

En Argentina, se decide concluir la segunda unidad de Atucha y se congelan los proyectos de las plantas nucleares IV y V.

En Brasil, solamente se contempla concluir Angra 2 mientras que se cancela Angra 3.

En México, si bien el Programa de Modernización Energética indica que, para el año 2010, México requerirá del orden de 5.000 a 6.000 MW de capacidad nucleo-eléctrica, las asignaciones presupuestarias presentes son sólo para la conclusión de Laguna Verde 2.

Desde el punto de vista de seguridad, la energía nucleo-eléctrica mantiene hasta la fecha el mejor récord relativo de cualquier nueva tecnología. Los casi 6.000 años-reactor en operación con que se cuenta, 30 años apenas después de aparecer esta tecnología, acreditan que, desde el punto de vista tecnológico, los problemas están superados, si no totalmente, al menos en una proporción mucho mayor que las de otras tecnologías con mucho más años de haber sido desarrolladas y utilizadas.

Possiblemente éste sea el gran reto de la energía nuclear: el de obtener su aceptación en la sociedad, con base en sus propios méritos relativos y en el hecho de que ofrece una fuente de energía segura y mucho más limpia que las convencionales de que ahora dispone la humanidad.

Desde el punto de vista de protección ambiental, las sociedades están preocupadas por los efectos globales del consumo de energía. Existen grandes esfuerzos para desarrollar tecnologías de carbón limpio con el fin de reducir los efectos de la combustión del carbón mineral y la eliminación de la producción de óxidos de azufre y de nitrógeno en particular. Lo mismo ocurre con la utilización del petróleo para producir electricidad y también del gas, considerado como el más limpio de los combustibles fósiles. Sin embargo, todos ellos contribuyen finalmente al calentamiento de la atmósfera y son en parte causantes del llamado efecto invernadero.

Nuestras sociedades están más preocupadas en ver cómo corregir los efectos negativos de algo que está ocurriendo día a día que en las posibilidades que brinda una mayor participación de la energía nuclear como opción para proteger el ambiente, en forma mucho más eficiente que lo alcanzable con las fuentes convencionales.

El desconocimiento del mundo radioactivo en el que vivimos ha impedido, de alguna manera, que la ventaja relativa de la energía nuclear sea explícitamente reconocida.

Los efectos nocivos de la utilización de energéticos convencionales, carbón mineral, petróleo, gas, leña, lignitos, etc. se corrigen en una condición ex post, al haberse ya quemado y haber extraído su energía potencial.

La producción de desechos en plantas nucleares es muy inferior a la de plantas convencionales; en 1988,

las plantas nucleares en operación en el mundo produjeron 7.000 toneladas de combustible gastado. Si la electricidad generada por las nucleoeléctricas se hubiera producido con combustibles fósiles, se habrían producido emisiones en la atmósfera por 1,6 mil millones de toneladas de dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

Un tema al que poca referencia se hace es el hecho de que la energía nuclear permite controlar los residuos que provienen de la utilización del uranio para producir energía y que se conocen como desechos reactivos.

Si bien el resultado de la utilización del uranio para producir energía es un compuesto altamente radioactivo -y por lo tanto de manejo difícil- que requiere cuidados muy especiales, poco se precisa que ese es un proceso controlado y que el hombre controlará esos desechos en un lugar confinado con la supervisión conveniente y necesaria y por el tiempo que se requiera para asegurar que no haya ninguna afectación al medio ambiente.

Eso parecería indicar que la comunidad energética debería hacer una difusión más profunda y asequible a la gran parte de la población con respecto a los pros y contras de las fuentes energéticas. No se trata de beneficiar o simplemente inclinar la balanza hacia alguna de ellas, sino de una objetiva y clara presentación de los efectos, tanto benéficos como nocivos, de cada una de las fuentes de energía disponibles para satisfacer los requerimientos que el desarrollo de nuestras sociedades requiere.

Los efectos posteriores a la utilización de energéticos convencionales quedan fuera de nuestro control: los gases liberados a través de las chimeneas, bien sea de combustión de carbón o petróleo o de gas transportado por el viento, pueden tener efectos muy considerables aún a grandes distancias.

En el caso de las nucleoeléctricas, ello sólo ocurriría en caso de un accidente grave que liberaría gases radioactivos. Y aún así sus efectos nocivos estarían circunscritos a un área circundante relativamente limitada.

Poco se ha difundido el hecho de que los dos mayores accidentes que se mencionan en energía nuclear -casi los únicos a los cuales se hace referencia- no se deben a fallas simplemente imprevistas, sino a violaciones conscientes de los reglamentos y normas de operación de los equipos y restricciones pre establecidas.

Por ello la industria nuclear ha estado introduciendo controles redundantes y concatenados que impidan maniobras indebidas aún cuando haya error humano.

3. SITUACION ACTUAL EN LA CONSTRUCCION DE REACTORES NUCLEARES

Hasta fines de 1990, se encontraban en construcción 83 unidades nucleo-eléctricas con una capacidad agregada de 65.760 MW. De ellas, 56 son reactores de agua a presión (PWR), 6 reactores de agua en ebullición (BWR), 15 moderados y refrigerados por agua pesada a presión (PHWR), 4 reactores de agua ligera refrigerados por gas (LWGR) y 2 reactores reproductores rápidos (FBR). Las fechas de puesta en marcha abarcan de 1991 a 1999.

Cinco de estas unidades corresponden a América Latina (1 en Argentina, 1 en Brasil, 2 en Cuba y 1 en México); 38 se encuentran en países de Europa del Este (2 en Bulgaria, 6 en Checoslovaquia, 5 en Rumania y 25 en la ex-Unión Soviética); y 14 en países en desarrollo (3 en China, 7 en India, 2 en Irán y 2 en Corea).

Las 26 restantes corresponden a países industrializados (2 en

El sector energético latinoamericano ha dejado de considerar a la energía nuclear como una alternativa real en sus futuros planes de expansión como consecuencia de la actitud que las sociedades de los países desarrollados han mostrado en relación con esa energía

Canadá, 1 en los Estados Unidos, 6 en Francia, 6 en Alemania, 10 en Japón y 1 en Inglaterra).

Cabe notar que, en 1990, fue cancelada la construcción de tres unidades (una en los Estados Unidos y dos en Checoslovaquia).

El proceso de cambios en Europa Oriental pone en duda cuántas de las unidades programadas en esa región serán terminadas y puestas en servicio ya que prácticamente todos los países de la zona enfrentan problemas de muy diversas índoles y, de hecho, sus programas están detenidos y, por ahora al menos, queda sin respuesta el cuestionamiento sobre la seguridad del suministro de componentes.

Tal es el caso de las 2 unidades de Cuba, las 6 de Checoslovaquia, las 5 de Rumania y las 25 de la recién creada Mancomunidad de Estados Independientes, pues la gran mayoría de ellas dependían, en cierto grado, bien del apoyo tecnológico, bien de los suministros de la antigua Unión Soviética. Lo menos que puede afirmarse con certeza es que el futuro de las mismas es incierto.

4. PERSPECTIVAS DE DESARROLLO NUCLEAR

De acuerdo con información de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), la capacidad instalada nucleo-eléctrica pasará de 262.000 MW a 275.000 MW para el año 1995 y a 291.000 MW hacia el año 2000. Para el año 2005, las estimaciones señalan que los países que la integran alcanzarán una capacidad instalada de 309.000 MW. Este incremento de 47.000 MW se dará principalmente en la región del Pacífico, donde las proyecciones indican que se instalarán casi 27.000 MW en el curso de los próximos 15 años, casi duplicando la capacidad instalada actual de 30.000 MW.

Se estima que el aumento esperado en los Estados Unidos y Canadá será del orden de 11.000 MW equivalentes a un 10% por encima de la capacidad instalada actual de 114.000 MW.

Se estima también un crecimiento de 10.000 MW adicionales a los 117.700 MW actuales para Europa Occidental. En general, estas estimaciones pueden considerarse altas si se toma en cuenta que no se han establecido nuevas órdenes de compra y que, en el curso de esta década, lo más que podrá adicionarse corresponde a las centrales en construcción.

En el caso particular de América Latina, la participación nuclear adicional en la oferta energética durante los próximos años se reduce a la puesta en marcha de 670 MW en México (1993-1994), 745 MW en Argentina (1994-1995) y 1.245 MW en Brasil (1994-1995). Se estima muy improbable que los reactores de Cuba puedan ponerse en servicio en un futuro próximo.

Descontando los programas de Europa del Este por su gran incertidumbre, en el resto del mundo (fuera de la OCDE y de América Latina) las estimaciones de la Agencia Internacional de Energía Atómica (AIEA) indican que la capacidad instalada pasará de 15.000 MW en 1990 a 20.000 MW en 1995 y a 28.000 MW en el año 2000. Las estimaciones para el año 2005 alcanzan un valor de 39.000 MW. La expansión estará virtualmente concentrada en el Medio Oriente y en Asia del Sur. Dado el alto crecimiento económico de ambas regiones, este escenario es el que presenta mayor probabilidad.

Generalmente, la mayor incógnita respecto al futuro de la energía nucleo-eléctrica se sitúa en el terreno sociopolítico. Ante una sociedad que, con razón o sin ella, se opone a la simple consideración de la alternativa nuclear, los gobiernos y

El sector energético latinoamericano ha dejado de considerar a la energía nuclear como una alternativa real en sus futuros planes de expansión como consecuencia de la actitud que las sociedades de los países desarrollados han mostrado en relación con esa energía

las organizaciones políticas se vuelven cautelosos.

A niveles gubernamentales resulta casi un tabú mencionar la energía nucleo-eléctrica. Por ello, en los programas de expansión energética de los países industrializados - aún en los más proclives a la energía nucleo-eléctrica - se hacen sólo referencias marginales y muy ambiguas sobre ello. A pesar de que los Estados Unidos, Japón, Francia y diversos países de la Comunidad Europea cuentan con un proporción importante de electricidad producida por medios nucleares (Estados Unidos 20%, Japón 23%, Francia 70%, Bélgica 66%, etc.), las referencias a la utilización de esta fuente de energía son muy superficiales. Los documentos sobre energía de la Comunidad Europea, que dedican grandes capítulos al tema de la protección ambiental, al efecto invernadero, a la lluvia ácida, y demás, sólo usan un par de cuartillas sobre la energía nuclear como fuente de energía en el futuro de la Comunidad.

Evidentemente se persigue un bajo perfil público para evitar un debate que seguramente sería muy complicado, pues varios gobiernos han tomado la decisión política de no utilizar la energía nucleo-eléctrica y atenerse a las fuentes convencionales de energía; otros han aprobado leyes para retirar de servicio las que tienen en operación, en tanto que otros (aunque pocos) se declaran en favor de la expansión de la nucleo-electricidad.

Por su parte, los tecnologistas han buscado respuestas a las

demandas sociales para obtener reactores más seguros y ofrecer a los inversionistas mayor certeza en los costos de construcción y, muy particularmente, tiempos de construcción y montaje mucho más cortos.

Durante la última década, la industria nuclear ha dedicado importantes recursos para diseñar sistemas nucleares de suministro de vapor (SNSV) más simples, con esquemas que garanticen, en mayor medida, los aspectos de seguridad de la utilización de la energía nuclear, todo ello enfocado en forma muy directa al SNSV. Al mismo tiempo, ha estado dedicando una buena parte de sus esfuerzos hacia lograr economías de escala en la producción de reactores de menor tamaño, con objeto de que puedan tener una mayor participación en diversos sistemas eléctrico en el mundo.

En el caso de América Latina, a pesar de que se encuentren reactores económicamente satisfactorios en el rango de los 250 a 500 MW, pocos son los sistemas eléctricos que, en su configuración actual, puedan aceptar unidades de ese tamaño para formar parte de la expansión de sus fuentes de generación. Salvo los casos de Argentina, Brasil, México (que cuentan ya con unidades en el rango de los 600 y 700 MW), Chile, Colombia y Venezuela, en el resto de la Región su participación estará bloqueada hasta que se logre una sólida interconexión regional o subregional.

Desde el punto de vista financiero tradicional, los requerimientos para desarrollar programas

nucleares están prácticamente fuera del alcance de los países latinoamericanos. La falta de créditos de los organismos financieros internacionales de fomento para programas nucleares hace la situación aún más compleja. Esta podría superarse, sin embargo, dada la perspectiva de una mayor y más acelerada privatización de los sectores eléctricos de muchos países y la apertura para una amplia participación del capital privado para contribuir a la oferta energética.

No sería remoto pensar que, en un futuro próximo, grupos financieros especializados en el medio energético propusieran algunos esquemas de arrendamiento para construir y operar instalaciones nucleares.

De ocurrir esto, debe tomarse en cuenta que, por una parte, resolvería el problema de falta de recursos de inversión. Por otra parte, se obtendría aceptación internacional para operar tecnologías complejas en países en vías de desarrollo, al contar con una alta participación de expertos de países industrializados.

Si bien este argumento puede no gustarnos en América Latina, no deja de tener peso en los foros financieros internacionales.

Técnicamente la energía nuclear no presenta mayores problemas. Es una tecnología dominada, con un récord impresionantemente positivo, basado en los resultados de su utilización. Pero con todo a su favor, no ha logrado su plena aceptación en la sociedad. Cuando se la convenza adecuadamente, asumirá su papel con todo vigor. ☈

Evolution of Energy Markets: Nuclear Energy

Alberto Escofet*

1. NUCLEAR ENERGY IN THE WORLD

As a source of energy to produce electricity, nuclear power emerged in the second half of the fifties. Two nuclear power stations, on the order of 200 electric megawatts, began operating with satisfactory results.

The technical experts involved, who in both cases were American, proved the feasibility of nuclear electric power under acceptable conditions in terms of both time and cost. Thus a "new" source of energy became available, which would enable rapid development in the industrialized countries and would help to reduce energy shortages in large areas throughout the planet.

In almost all countries, expansion plans for energy supply relied on an increasing share of electricity. World growth rates for electric power were forecast at 7% per year. Orders for building nuclear reactors multiplied.

In the first ten years after the start of nuclear power stations, electric utilities of many countries placed about 200 orders for purchasing stations with a wide range of sizes up to 1,200 MW, among them Argentina (1967), Brazil (1968), and Mexico (1969).

The power programs of industrialized countries envisaged that, by 1980, they would have an installed nuclear capacity of 300,000 MW and almost twice that capacity by 1983! A dramatic response had been given to satisfy the world's appetite for electricity.

The oil embargo of 1973 introduced the first major obstacle to the recent development of nuclear power: operating capacity that year was hardly more than 20,000 MW.

Oil continued to be the main primary energy product. Its high prices, however, obliged power expansion plans to be revised in virtually all countries. This was the first call for the conservation and efficient use of energy. The outlook for electric power demand growth was cut by virtually one half, compared to the estimates made a few years before.

Developed countries joined efforts to cope with the problem. In 1974, the International Energy Agency (IEA) was created as an organization whose main duties were the elaboration and development of long-term cooperation programs to develop energy sources and save energy, as well as the supervision of national energy-saving programs in the Agency's member countries. In this regard, industrialized countries made substantial improvements.

As a source of energy to produce electricity, nuclear power emerged in the second half of the fifties. Two nuclear power stations, on the order of 200 electric megawatts, began operating with satisfactory results

* Mexican national, member of the Strategy Analysis Group, Energy Forecasting Project, Phase I, of the Latin American Energy Organization (OLADE) and the Commission of the European Communities (CEC)

Primary energy consumption per GDP unit decreased, during the ensuing 15 years, by almost 60% in Japan, 75% in Europe, and 80% in the United States. And there still remains a good margin for improving energy efficiency.

In Latin America, the reaction was quite similar. Various countries were deeply affected by the oil price hikes and their development plans severely curtailed. Like the industrialized countries, they decided to come together to deal with the energy problem in a coordinated fashion. The Latin American Energy Organization (OLADE) was therefore created as an international cooperation agency for the integration, protection, conservation, rational development, marketing, and defense of the Region's energy resources. At the same time, all Latin American countries began campaigns for energy saving and efficiency.

The period of high oil prices, the rising cost of capital, and declining access to credit with acceptable conditions slowed the pace of development and produced high indebtedness in virtually all the Region's economies.

2. NUCLEAR ENERGY IN LATIN AMERICA

The Latin American energy sector no longer views nuclear energy as a realistic alternative for its future expansion plans because of the attitudes adopted by the societies of developed countries about this kind of energy.

Because of the accidents of Three Mile Island in the United States and Chernobyl in the Ukraine, the energy sector and the most widely recognized energy specialists no longer publicly refer to nuclear energy; they only mention it in specialized forums focusing on energy technology.

In the power expansion plans of Latin American countries, nuclear energy is virtually excluded as a realistic alternative. In addition, references to this energy in Argentina, Brazil, and Mexico, the only countries with nuclear power stations in operation, hardly fill up a few lines.

There is no country that has allocated specific budget entries to foster the development of nuclear electric power beyond those that are necessary to conclude ongoing projects that had been previously decided upon.

In Argentina, it was decided that the second unit of Atucha would be completed, but the projects for nuclear power plants IV and V were stopped.

In Brazil, plans call for only Angra 2 to be finished, whereas Angra 3 was cancelled.

In Mexico, although the Energy Modernization Program indicates that, by the year 2010, Mexico would require on the order of 5,000 to 6,000 MW of nuclear capacity, current budget allocations, however, are only for concluding Laguna Verde 2.

From the safety point of view, nuclear electric energy has to date the best record among the new technologies. The close to 6,000 reactor-years that are now available, hardly 30 years after the appearance of this technology, provide evidence that, from the technological point of view, the problems have been overcome, if not totally at least to a much greater extent than other technologies that have many more years of development and use behind them.

This is possibly the major challenge for nuclear energy: achieving acceptance by society on the basis of its own relative merits and the fact that it offers a safe and much cleaner energy source than the conventional sources that mankind now has available.

From the environmental point of view, societies are concerned about the global effects of energy consumption. There are major efforts to develop clean coal technologies in order to reduce the effects of coal combustion and to eliminate the production of sulfur and nitrogen oxides in particular. The same is occurring with the use of oil to produce electricity and also gas, which is considered the cleanest of fossil fuels. Nevertheless, all these finally contribute to warming of the atmosphere and are in part responsible for the so-called greenhouse effect.

Our societies are more concerned over how to correct the negative effects of something that is occurring on a daily basis than over the possibilities that a greater share of nuclear energy could provide as an option to protect the environment, in a much more efficient form than what has been achieved using conventional sources.

Ignorance about the radioactive world in which we live has somehow prevented the relative advantages of nuclear energy to be explicitly acknowledged.

The toxic effects of the use of conventional energy products, that is, coal, oil, gas, firewood, lignites, etc., are corrected after the fact when they have already been burned and their energy potential extracted.

The production of wastes in nuclear power plants is much lower than those produced by conventional stations; in 1988, nuclear power stations in operation in the world produced 7,000 tons of fuel wastes. In contrast, if the electricity generated by nuclear plants had been produced using fossil fuels, 1.6 billion tons of sulfur dioxide and nitrogen oxides would have been emitted into the atmosphere.

One subject that is scarcely mentioned is the fact that nuclear energy enables the residues that come from using uranium to produce

energy, known as reactive wastes, to be controlled.

Although using uranium to generate energy produces a highly radioactive—and therefore difficult to handle—compound that requires highly specialized care, very little is said about how this is a controlled process and that these wastes will be kept confined with adequate and necessary supervision and for the time that is required to ensure they will not exert any impact on the environment.

This seems to indicate that the energy community should make a more thorough effort to disseminate the pros and cons of energy sources to a large part of the population. This does not mean that one energy source should be preferred over the other or that the scale should be tipped in favor of one, but rather that an objective and clear presentation of both the positive and harmful effects of each available source should be made to meet the requirements needed to develop our societies.

The after-effects of using conventional energy sources remain beyond our control: the gases released through smoke-stacks, whether because of coal or oil combustion or gas carried by wind, can exert highly considerable effects even at great distances.

In the case of nuclear power plants, this would only occur if there was a serious accident that would emit radioactive gases. And even then their toxic effects would be limited to a relatively small surrounding area.

Little has been said about the fact that the two major nuclear accidents that are usually mentioned—just about the only ones that are ever referred to—were not due to merely unforeseen failures but to conscious violations of operating regulations and standards for the equipment and of pre-established restrictions.

Because of this, nuclear industry has been introducing redundant and interlocking controls that prevent incorrect moves from being made even when human error is involved.

3. CURRENT SITUATION OF NUCLEAR REACTOR CONSTRUCTION

By late 1990, there were 83 nuclear power units under construction with an aggregate capacity of 65,760 MW. Of these, 56 are pressurized water reactors (PWR), 6 are boiling water reactors (BWR), 15 are pressurized heavy-water-moderated and -cooled reactors (PHWR), 4 light water gas-cooled reactors (LWGR), and 2 fast breeder reactors (FBR). The commissioning dates range from 1991 to 1999.

Five of these units correspond to Latin America (1 in Argentina, 1 in Brazil, 2 in Cuba, and 1 in Mexico); 38 are located in Eastern European countries (2 in Bulgaria, 6 in Czechoslovakia, 5 in Romania, and 25 in the former Soviet Union); and 14 in developing countries (3 in China, 7 in India, 2 in Iran, and 2 in Korea).

The remaining 26 correspond to industrialized countries (2 in Canada, 1 in the United States, 6 in France, 6 in Germany, 10 in Japan, and 1 in England).

It should be noted that, in 1990, the construction of three units was cancelled (one in the United States and two in Czechoslovakia).

The changes taking place in Eastern Europe have raised serious doubts about how many units scheduled in this Region will be finished and commissioned, since virtually all the countries of this area are facing a wide variety of problems. In fact, their programs have come to a standstill and, at least for now, the question about the safe supply of components remains unanswered.

*T*he Latin American energy sector no longer views nuclear energy as a realistic alternative for its future expansion plans because of the attitudes adopted by the societies of developed countries about this kind of energy

This is the case for the 2 units of Cuba, the 6 of Czechoslovakia, the 5 of Romania, and the 25 of the recently created Commonwealth of Independent States, since most of them depended, to a certain extent, either on technological support or on supplies from the former Soviet Union. All that can be asserted with any certainty is that the future of these plants is highly uncertain.

4. OUTLOOK FOR NUCLEAR DEVELOPMENT

According to information from the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), installed nuclear power capacity will grow from 262,000 MW to 275,000 MW by the year 1995 and to 291,000 MW around the year 2000. By the year 2005, estimates indicate that member countries of the OECD will reach a total installed capacity of 309,000 MW. This increase, on the order of 47,000 MW, will take place mainly in the Pacific region, where forecasts indicate that almost 27,000 MW will be installed in the coming 15 years, thus nearly duplicating the current installed capacity of 30,000 MW.

It is estimated that the increase expected in the United States and Canada will be on the order of 11,000 MW, equivalent to about 10% in addition to the current installed capacity of 114,000 MW.

It is also estimated that there will be an increase of 10,000 MW over the 117,700 MW currently in Western Europe. Generally, these estimates can be considered rather high considering that no new purchases have been ordered and that, during this decade, what can at most be added is the power stations already under construction.

With respect to the specific case of Latin America, additional nuclear participation in the energy

supply for the coming years boils down to the commissioning of 670 MW in Mexico (1993-1994), 745 MW in Argentina (1994-1995), and 1,245 MW in Brazil (1994-1995). It is considered highly unlikely that Cuba's reactors will be able to enter into operation in the near future.

Discarding the programs of Eastern Europe because of their high degree of uncertainty, in the rest of the world (outside the OECD and Latin America) estimates from the International Atomic Energy Agency (IAEA) indicate that installed capacity will rise from 15,000 MW in 1990 to 20,000 MW in 1995 and to 28,000 MW in the year 2000. Estimates for the year 2005 amount to 39,000 MW. Expansion will be concentrated essentially in the Middle East and South Asia. In view of the high economic growth of both these regions, this scenario is the one that appears to be most likely.

In general, the greatest unknown concerning the future of nuclear power has to do with sociopolitical issues. Faced with a society that, rightly or wrongly, is opposed to even considering the nuclear alternative, governments and political organizations have become cautious.

At government levels, even mentioning nuclear power has turned into a taboo. That is why the energy expansion programs of industrialized countries—even those where nuclear energy is most widespread—make only marginal and highly ambivalent references to it. Although the United States, Japan, France, and various European Community countries rely on nuclear energy for a high proportion of their electricity (United States 20%, Japan 23%, France 70%, Belgium 66%, etc.), references to the use of this source of energy are very superficial. The documents on energy from the European Community,

Our societies are more concerned over how to correct the negative effects of something that is occurring on a daily basis than over the possibilities that a greater share of nuclear energy could provide as an option to protect the environment, in a much more efficient form than what has been achieved using conventional sources

which devote large chapters to environmental protection, the greenhouse effect, acid rain, and other issues, only fill up a few pages when dealing with nuclear energy as an energy source for the Community's future.

Obviously, a low public profile is being maintained to avoid a debate that would surely be very complicated, since various governments have already taken the political decision to no longer use nuclear power for electricity and to stick to conventional energy sources, while others have enacted laws to withdraw those nuclear power plants that are currently operating and a very small number have asserted their interest in expanding nuclear power.

On the other hand, technical experts involved in nuclear energy have sought to respond to social demands for safer reactors and to provide investors with greater certainty about construction costs and, especially, much shorter construction and assembly time.

During the last decade, the nuclear industry has devoted large amounts of resources to designing simpler steam generating nuclear systems (SGNS), with schemes that ensure, to a greater extent, the safety aspects of nuclear energy utilization, all of which very directly focus on

SSNS. At the same time, it has been devoting a good part of its efforts toward achieving economies of scale in the production of smaller reactors, so that these reactors can participate more widely in the various power systems of the world.

In the case of Latin America, although there are economically satisfactory reactors in the range of 250 to 500 MW, there are very few electric power systems, according to their current configuration, that can integrate units of this size into their generation expansion plans. Except for Argentina, Brazil, Mexico (which already have units in the range of 600-700 MW), Chile, Colombia, and Venezuela, in the rest of the Region, their involvement will be blocked until a solid regional or subregional interconnected system has been achieved.

From the traditional financial point of view, the requirements to develop nuclear programs are virtually beyond the reach of Latin American countries. The lack of credit from international development financing agencies for nuclear programs has made the situation even more complex. This could be overcome, however, in view of the perspective for broader and more rapid privatization of the electric

power sectors of many countries and the opening up to broader participation of private capital in order to contribute to energy supply.

It would not be unthinkable that, in the near future, financial groups specializing in energy would propose some leasing schemes to build and operate nuclear installations.

If this were to occur, it should be taken into account that this would, on the one hand, resolve the problem of lack of investment resources. In addition, international acceptance to operate complex technologies in developing countries would be obtained when experts from industrialized countries become highly involved in these projects.

Although the argument above may not please us in Latin America, it nevertheless carries weight in international financial forums.

Technically, nuclear energy does not imply major problems. It is a technology that has already been mastered, with an impressively positive record, based on the results of its utilization. Despite everything in its favor, it has not achieved full acceptance by society. Once society is adequately convinced of its advantages, it will assume its complete role. ☈