

---

# Revista Energética

# Energy Magazine

---

Año 19  
número 2  
mayo-agosto 1995

Year 19  
number 2  
May-August 1995



**Tema:** El Gas Natural: Un Energético  
para la Integración

**Topic:** Natural Gas: Energy Product for  
Integration



## 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 para la Revista Energética deben ser enviados a la Secretaría Permanente de OLADE.

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 Permanent Secretariat of OLADE.

### CONSEJO EDITORIAL / EDITORIAL BOARD

Francisco J. Gutiérrez / Ignacio Pichardo  
Nitza de Villarreal / Alirio A. Parra  
Yamira Flores Jordán / Gustavo Martínez



Organización Latinoamericana de Energía  
Latin American Energy Organization

Edificio OLADE, Avda. Occidental, Sector San Carlos  
Casilla 17-11-6413, Quito, Ecuador  
Teléfonos: (593-2) 598280/539676; Fax: (593-2) 539684  
Télex: 2-2728 OLADE ED  
E-mail: dese@olade.org.ec  
ISBN 0254-845

## CONTENIDO CONTENTS

- 2 Nota del Consejo Editorial  
Note from the Editorial Board
- 3 Presentación  
4 Presentation
- 5 Redes Energéticas: Instrumentos de Integración  
33 Energy Networks: Instruments of Integration
- 61 La Situación y Perspectivas del Gas Natural en los Mercados Internacionales  
81 Situation and Prospects of Natural Gas in International Markets
- 101 El Sistema de Gas Natural en los Estados Unidos  
109 The Natural Gas System in the United States
- 123 Sección Estadística  
Statistical Section

## Nota del Consejo Editorial

El presente número de la *Revista Energética* de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) tiene como tema central: 'El Gas Natural: Un Energético para la Integración'.

El primer artículo de los tres que conforman esta edición es un estudio analítico del Secretario Ejecutivo de OLADE, Doctor Francisco J. Gutiérrez, sobre las redes energéticas que constituyen herramientas de integración entre los países de América Latina y El Caribe, destacándose entre éstas los proyectos gasíferos en la región.

El segundo artículo ha sido elaborado por la Secretaría Permanente de OLADE y aborda la situación del gas natural dentro del mercado internacional de energéticos.

El tercer artículo, elaborado por el experto norteamericano Stephen E. Williams analiza el sistema de gas natural en los Estados Unidos y ha sido incluido en la revista por constituir una visión global del tema que nos permite visualizar la posibilidad de una integración hemisférica del sector energético, impulsada, entre otros factores, por la explotación, comercio y uso del gas natural.

## Note from the Editorial Board

The present issue of the *Energy Magazine* of the Latin American Energy Organization (OLADE) focuses on natural gas as an energy product for integration.

The first article of the three included in this edition is an analytical review by the Executive Secretary of OLADE, Dr. Francisco J. Gutiérrez, on energy networks that function as instruments promoting integration between the countries of Latin America and the Caribbean, with special emphasis on the Region's ongoing and future gas projects.

The second article has been prepared by the Permanent Secretariat of OLADE and studies the situation of natural gas within the international energy market.

The third article is by the American expert, Mr. Stephen E. Williams. It gives an overview of the natural gas system in the United States and has been included to provide a broader outlook on this topic and to help visualize the possibility of hemispheric integration of the energy sector on the basis of natural gas exploitation, trade, and use, among other activities.



# PRESENTACION

**E**l mercado internacional del gas es limitado en comparación con el del petróleo, pues su producción y consumo se circunscriben en términos generales al ámbito nacional y regional. Sin embargo, a mediano y largo plazo, el gas natural puede jugar un rol importante dentro del proceso de diversificación de los combustibles que se utilizarán a nivel mundial para la generación eléctrica y es muy probable que el impulso a la industria gasífera constituya una estrategia válida para el desarrollo del sector energético de América Latina y el Caribe y, especialmente, para la integración y cooperación entre sus países.

La región dispone actualmente de un considerable potencial de gas natural, que es superior al que detenta América del Norte, pero las actuales tasas de producción y consumo de este energético son muy bajas y representan un porcentaje limitado en el balance de energía primaria. Las reservas latinoamericanas de gas, en diciembre de 1993-enero de 1994, alcanzaron los 47,8 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP), pero la producción regional solamente llegó a 1,7 millones de BEP por día en 1993 y a 1,6 de BEP millones por día en 1994.

Sin embargo, es indudable que en el futuro la producción y el consumo regional del gas natural se verán incrementados, pues hay algunos proyectos en marcha y otros más están en proceso de consolidación. Entre éstos se destacan las redes de interconexión gasífera en el Cono Sur entre Bolivia, Brasil y Paraguay; Bolivia y Chile; Bolivia y Paraguay; Perú, Bolivia y Brasil; Argentina y Chile; Argentina y Uruguay; Argentina, Bolivia y Brasil; y Perú y Chile. En el norte está planteada la construcción de una interconexión que partiendo desde Colombia y Venezuela pueda servir a los países del Istmo Centroamericano.

En América Latina y el Caribe, por lo tanto, el gas natural puede constituir un elemento fundamental de integración que, por otra parte, vería privilegiado su uso con respecto a otras fuentes energéticas por la creciente conciencia ecológica arraigada en la región.

**FRANCISCO J. GUTIERREZ**

*Secretario Ejecutivo*



# PRESENTATION

The international gas market, compared to that of oil, is quite limited, since gas production and consumption, as a rule, have remained within national and regional bounds. Nevertheless, over the medium and long terms, natural gas can perform a major role in the process to diversify the fuels that will be used worldwide to generate electricity. Likewise, it is highly likely that promoting the gas industry will become a valid strategy for developing the energy sector of Latin America and the Caribbean, especially to ensure the integration and cooperation between the Region's countries.

The Region currently has available a considerable natural gas potential, higher than that of North America, but gas production and consumption rates are actually very low and account for a limited share of the primary energy balance. Latin American gas reserves, at December 1993-January 1994, amounted to 47.8 billion barrels of oil equivalent (BOE), but regional production amounted to only 1.7 million BOE per day in 1993 and 1.6 million BOE per day in 1994.

There is no doubt, however, that in the future regional production and consumption of natural gas will have increased, owing to the many projects currently being implemented and others that are being studied. Among these, one should mention the gas interconnection networks in the Southern Cone between Bolivia, Brazil, and Paraguay; Bolivia and Chile; Bolivia and Paraguay; Peru, Bolivia, and Brazil; Argentina and Chile; Argentina and Uruguay; Argentina, Bolivia, and Brazil; and Peru and Chile. In the north, the construction of an interconnection that extends from Colombia and Venezuela to the countries of the Central American Isthmus is being planned.

In Latin America and the Caribbean, therefore, natural gas can become an essential element for integration. In addition, due to growing ecological awareness in the Region, the use of gas is favorably viewed, in contrast to other energy sources.

**FRANCISCO J. GUTIERREZ**

*Executive Secretary*

# Redes Energéticas: Instrumentos de Integración

Francisco J. Gutiérrez \*

## INTRODUCCION

**S**e dice que París, al igual que Madrid y otras grandes urbes de la Europa contemporánea, crecieron a la vera del camino. El paso obligado de los caminantes, los guerreros, los peregrinos y, sobre todo, de los comerciantes fue haciendo que determinados puntos adquirieran importancia. Los caminos, los puentes y los poblados constituyeron en el pasado los elementos físicos a través de los cuales se produjo el flujo de bienes, de ideas y de culturas. Algo parecido debe haber ocurrido en América; sin embargo, las fundaciones de las ciudades sagradas como México, Copán o Tiahuanacu, se realizaron siguiendo instrucciones de las divinidades y allí fueron descubiertas o conquistadas.

Hoy en día, los caminos, los puentes, los aeropuertos, los puertos marítimos y fluviales, los sistemas de comunicación por cable y por satélite, los computadores, y todas las facilidades que hallamos en las ciudades, constituyen elementos esenciales básicos de toda actividad productiva. A través de estas intrinca-

das redes circulan y se transan los bienes, los servicios y los factores físicos y humanos de la producción.

El control de los caminos, de los puentes y de las puertas de las ciudades y el cobro de derechos de tránsito dio origen a los actuales gravámenes ad-valorem y específicos que se aplican en el comercio internacional a las importaciones y exportaciones de mercaderías. Este control limitó la libre circulación y fue utilizado no solamente con fines de recaudación fiscal sino con propósitos de protección de las artesanías e industrias locales.

En el ámbito energético, la electricidad, el gas natural, el petróleo y sus derivados fluyen también a través de redes específicas. Los sistemas de transmisión y subtransmisión constituyen los medios a través de los cuales las plantas generadoras envían la electricidad para el consumo de la industria, el sector comercial y los hogares. Las redes de gasoductos unen la oferta —proveniente de los yacimientos de gas libre o asociado— con la demanda de las ciudades y de algunas aldeas

\* Secretario Ejecutivo de OLADE

rurales. El petróleo se transporta desde los pozos productivos hacia las refinerías, a través de oleoductos; y, los productos refinados, desde las refinerías o los centros de importación, hacia los despachos de abastecimiento y, desde éstos, a las estaciones de servicio.

Las redes energéticas constituyen, por lo tanto, un elemento esencial en la cadena producción-consumo de energía y posibilitan la interconexión de estos mercados tanto a nivel nacional como internacional. En el caso del petróleo y sus productos derivados, a más de los ductos hay que tener en cuenta (como partes de la red) otros requerimientos, tales como: los tanques de almacenamiento, las facilidades de carga y descarga y demás activos similares.

Mientras no sea posible convertir la energía eléctrica en otro tipo de energía que pueda ser transportada económicamente a grandes distancias, sin necesidad de utilizar los medios físicos convencionales, su uso masivo necesariamente requerirá el empleo de líneas de transmisión y subtransmisión, al igual que el funcionamiento de estaciones de transformación y subtransformación. En el otro extremo, el petróleo y sus productos refinados pueden moverse a través de camiones, barcas y demás medios de locomoción, no solamente a través de ductos, lo cual constituye una gran ventaja porque les otorga la característica de bienes totalmente *transables*.

### Las Redes Energéticas

El concepto tradicional de redes energéticas incluye las fuentes,

los circuitos y los terminales (que pueden ser de almacenamiento y/o despacho). Sin embargo, sabemos que en la práctica las redes no funcionarían sin el apoyo de las comunicaciones (telefónicas, por radio u otros medios). En un concepto más amplio se vuelve necesario incluir también las vías terrestres fluviales y marítimas. En este sentido, las carreteras, túneles y puentes constituyen no solamente elementos de la *red vial* sino también de la *red energética* en la medida en que por ellas circula energía comercializable.<sup>1</sup>

Gran parte del comercio (legal e ilegal) de derivados de petróleo se realiza aún hoy en día, entre los países que conforman el Istmo Centroamericano, a través de las carreteras de interconexión mediante el uso de tanqueros. El contrabando de gas licuado de petróleo desde el Ecuador al Perú, se lleva a cabo por tierra y el contrabando de gasolina desde Ecuador hacia Colombia, en tanqueros, por la carretera. En el caso de Colombia y Venezuela, el gobierno venezolano estableció, a lo largo de la frontera, una serie de estaciones de servicio en las que se cobra un precio superior al del resto del país, a fin de atender la demanda de los vehículos colombianos y legalizar de esta manera —en parte— el antiguo contrabando.

### Características Económicas de las Redes Energéticas

Las redes energéticas constituyen esencialmente inversiones estratégicas (de largo plazo). Una de las características económicas más importantes de las redes está dada por lo elevado de las inversiones necesarias para construirlas.

Todo esto genera los siguientes efectos:

- ♦ Es factor determinante en la estructura del costo de cualquier servicio de transporte o transmisión energética en los cuales se evidencia que los costos fijos son altamente preponderantes con respecto a los costos variables;
- ♦ Posibilita la generación de importantes economías de escala;
- ♦ Desplaza hacia la derecha el punto de equilibrio<sup>2</sup> y, por lo tanto, requiere de volúmenes mínimos garantizados de operación, que en algunos casos o son fluctuantes (demandas estacionales) o no están totalmente disponibles (demandas marginales);
- ♦ Constituye una barrera de ingreso para las nuevas empresas que desean entrar a la industria; y,
- ♦ En mercados pequeños y de tamaño medio propician la conformación de monopolios y/u oligopolios, al interior de los cuales los consumidores quedan cautivos.

Debido a lo específico de las instalaciones, éstas, una vez construidas, solo pueden ser utilizadas para realizar el servicio originalmente programado. Esto constituye, por lo tanto, una alta barrera de salida para las empresas que desean abandonar la industria.

Los riesgos económicos, financieros, políticos y de otra índole suelen ser considerables y, en el caso



de interconexiones entre países,<sup>3</sup> los riesgos son aún mayores. A fin de superar este problema, se observa como estrategia, la conformación de consorcios en los cuales participan tres tipos de actores:

- ♦ Los gobiernos de los países a través de los cuales pasarán las redes;
- ♦ Los inversionistas privados de los países involucrados; y
- ♦ Los inversionistas privados extranjeros.

La conformación de este tipo de consorcios busca minimizar tanto los riesgos de tipo financiero como aquéllos de carácter político y/o asegurar el derecho de vía.<sup>4</sup>

A consecuencia de la alta dependencia del comercio de la energía, con respecto a las redes de transmisión y otros activos conexos, en razón de las cuantiosas inversiones que se requiere para construirlos y debido a lo antieconómico que resulta instalar facilidades redundantes (sobreequipamiento), la propiedad de éstos y/o su dominio, así como las regulaciones existentes con respecto al acceso de terceros constituyen elementos determinantes del libre flujo de la energía y/o del control y restricción sobre dichos flujos.

## 1 ESTADO ACTUAL DE LAS MACRO REDES

### 1.1 El Transporte

La carretera Panamericana que atraviesa los Andes y permite avanzar desde el Sur de Chile hasta

Alaska es probablemente uno de los símbolos más conocidos de la integración física en las Américas. En esta gran ruta solamente el Estrecho de Darién no ha podido aún ser atravesado e impide el tránsito por tierra entre Panamá y Colombia. Aparte de la Panamericana, otras arterias importantes completan totalmente la red vial terrestre e integran los países entre sí, abriéndolos al tránsito de bienes, servicios y personas.<sup>5</sup> Al parecer, en cuanto a infraestructura vial (haciendo abstracción de los controles aduaneros) el hemisferio se encuentra virtualmente integrado.

Sin embargo, como se verá más adelante, los países continúan impulsando nuevas vías y abriendo nuevos puntos de contacto entre sí. A criterio del SELA, "la vinculación física es escasa y difícil, particularmente en materia de infraestructura de transporte".<sup>6</sup>

### El Acuerdo de Cartagena

El Acuerdo de Cartagena ha permitido y continúa permitiendo, en materia de integración física, que los países miembros puedan desarrollar una acción conjunta para lograr un mayor aprovechamiento del espacio físico, fortalecer la infraestructura y los servicios necesarios para el avance del proceso de integración. Está previsto que esta acción se realice fundamentalmente en los campos de la energía, los transportes y las comunicaciones. En desarrollo de lo anterior, particularmente en lo que se refiere al sector del transporte, el Grupo Andino ha avanzado considerablemente habiéndose aprobado decisiones de la mayor importancia para la liberación de estos servicios. Fue así como se logró superar las

restricciones administrativas y jurídicas que obstaculizaban el tránsito del transporte internacional por carretera entre los países miembros, se eliminó la reserva de carga marítima y se estableció la política de cielos abiertos en materia de transporte aéreo.<sup>7</sup>

El Grupo Andino dispone de una norma comunitaria, que está en concordancia con los avances doctrinarios, jurídicos y operativos propios de la práctica multimodal internacional. Los países ya cuentan con algunas empresas dedicadas a la oferta de estos servicios complejos, que requieren de una configuración empresarial eficiente y una capacidad gerencial capaz de atender distintos modos de transporte, de manera secuencial, en la distribución y entrega física de mercancías de puerta a puerta.

### *Logros y avances de la integración física en el Grupo Andino*<sup>8</sup>

Dentro del diseño estratégico de integración, desarrollado por la Junta del Acuerdo de Cartagena, JUNAC, se destacan los siguientes logros:

#### a. Infraestructura vial

- ♦ La instrumentalización de un programa de rehabilitación y mejoramiento del Eje Troncal de la Carretera Panamericana;
- ♦ La identificación de otros ejes de interconexión terrestre; y,
- ♦ La iniciación de la construcción de una parte importante de la nueva infraestructura vial, con el apoyo financiero de la Corporación Andina de Fomento (CAF).

b. Transporte terrestre

- ♦ Se dispone de un marco normativo que establece los parámetros y las condiciones para el funcionamiento del mercado de servicios de transporte de carga y pasajeros por carretera; y,
- ♦ La JUNAC está trabajando en la preparación de dos nuevas normas que darán mayor claridad jurídica y operativa al funcionamiento de servicios de transporte en el área del Grupo Andino.

c. Transporte aéreo

- ♦ Puesta en marcha de la política sectorial conocida con el nombre de "Cielos Abiertos", que ha favorecido exclusivamente a las aerolíneas del Grupo Andino que prestan servicios en la subregión. Desde su instrumentación, la oferta y demanda del transporte ha tenido un crecimiento del 400% respecto al existente en 1991.

d. Transporte acuático

- ♦ Con la eliminación de la "reserva de carga" se liberalizó totalmente el mercado de los servicios de transporte marítimo en la subregión, concluyó la protección económica de los estados a las marinas mercantes nacionales, se flexibilizó la estructura de los fletes y se abrieron posibilidades de comercio competitivo; y
- ♦ La JUNAC tiene un proyecto orientado a identificar los criterios económicos y jurídicos que permitan fortalecer la capacidad de carga naviera en el comercio subregional.

### Transporte multimodal en el MERCOSUR

El 30 de diciembre de 1994, los plenipotenciarios de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, reunidos en Montevideo, suscribieron el protocolo de un acuerdo parcial para facilitar el transporte multimodal de mercancías.<sup>9</sup>

En virtud de este instrumento, una empresa que se inscribe en el registro a cargo de un organismo nacional competente, en cualquiera de los países del MERCOSUR, tiene el derecho de ejercer la actividad de operador de transporte multimodal en cualquiera de dichos estados.

### Otras obras de integración vial

Entre las obras regionales de integración vial, recientemente concluidas, deben destacarse, las siguientes:

#### *Ecuador-Colombia*

En mayo de 1995 entró en servicio el puente sobre el río San Miguel, que permitirá interconectar Lago Agrio (centro de almacenamiento petrolero en el Ecuador) con Puerto Asís, en Colombia. En este caso, fue la visión y el impulso político de quienes estuvieron al frente de

los gobiernos seccionales en los dos países lo que permitió el avance del proyecto y, paralelamente, la construcción de las correspondientes vías de acceso.

#### *Puente Argentina-Brasil*

El 22 de mayo de 1994 se inauguró el puente internacional Peperí Guazú, entre Argentina y Brasil, de 110 m. de longitud, que fue construido a iniciativa de los municipios y de las fuerzas vivas de las localidades de San Pedro (Argentina) y San Miguel Oeste (Brasil).<sup>10</sup>

#### *Hidrovia Tieté-Paraná*

El 15 de marzo de 1994, los presidentes de Bolivia, Brasil y Paraguay inauguraron la hidrovia Tieté-Paraná; abordaron temas de integración y la posibilidad de crear un sistema de administración multinacional de las hidrovías de la región.<sup>11</sup>

## 1.2 La Generación Conjunta de Electricidad

Entre los proyectos de generación conjunta de hidroelectricidad destacan por su importancia en la región: Salto Grande, Yacyretá e Itaipú.

POTENCIA INSTALADA Y GENERACION POR AÑO: ITAIPU, YACYRETA Y SALTO GRANDE

	Potencia instalada MW	Generación GWh/año	Factor de planta
Salto Grande	1.890	6.700	0,41
Yacyretá	3.200	18.000	0,64
Itaipú	12.600	73.000	0,66

## Salto Grande

Después de un largo período de maduración (27 años), en 1979 se puso en marcha la primera turbina de Salto Grande, sobre el río Uruguay. Muchos problemas surgieron durante su proceso de materialización. Entre otros, los siguientes:

- ♦ Los problemas de límites entre Uruguay y Argentina;
- ♦ Problemas de carácter político que interrumpieron las relaciones diplomáticas entre los dos países, entre 1950 y 1956;
- ♦ La discusión de los beneficios que se obtendrían en el caso de la navegación aguas arriba del embalse;
- ♦ La compatibilización de Salto Grande con otros proyectos binacionales de la Cuenca del Uruguay y su impacto sobre terceros países; y,
- ♦ La problemática de los diferentes mercados eléctricos en los países involucrados.

Actualmente el proyecto tiene una potencia instalada de 1.890 MW y genera 6.700 GWh, por año. Es importante destacar esta obra como un modelo de integración física exitosa; pocas obras ofrecen la particularidad de haber sido previstas, apoyadas e impulsadas tan tenazmente por los pueblos como ésta. Durante décadas, algunos visionarios proyectistas, a los que se unieron luego hombres y mujeres del pueblo, en toda la cuenca del río Uruguay se organizaron, lucharon y contribuyeron a lograr decisiones oficiales.<sup>12</sup>

## Yacyretá

El 3 de setiembre de 1994, los presidentes de Argentina y del Paraguay inauguraron la primera turbina de la represa hidroeléctrica binacional de Yacyretá. El acto contó además con la presencia del mandatario uruguayo. El proyecto permite desarrollar el potencial hidroeléctrico del río Paraná en la vecindad de las islas de Yacyretá y Apipé, mejorar la navegación en el área, regular las crecidas del río y optimizar la irrigación.<sup>13</sup>

La represa demandó desde el inicio de las obras, hace 20 años, una inversión de US\$7.200 millones y se estima que harán falta otros US\$1.500 millones para completarla en 1998. Para entonces, la producción de electricidad representará el 40% del consumo total de Argentina y 2/3 de la energía demandada por los dos países responsables del proyecto. El río Paraná quedó cerrado por la represa formando un embalse de 1.600 Km<sup>2</sup>; es decir, ocho veces la ciudad de Buenos Aires. Al concluir la obra, por las 20 turbinas — con capacidad de generación de 18.000 GWh por año— pasará cada hora el mismo caudal de agua que la capital argentina consume durante dos días. Yacyretá es la represa hidroeléctrica más larga del mundo, con 908 m. de extensión y 70 m. de altura (su tamaño es solamente superado por la represa de Asuán).<sup>14</sup> El área total de la cuenca abarca una extensión de 970.000 Km<sup>2</sup>.

Yacyretá es 100% de propiedad estatal: pertenece en un 50% al Argentina y en un 50% al Paraguay.

## Itaipú

La central hidroeléctrica de Itaipú entró en operación, en forma progresiva, a partir de 1984. Fue construida para aprovechar la hidroelectricidad del río Paraná desde el Salto del Guará hasta la desembocadura del río Iguazú. Se estima que las inversiones para completar el proyecto llegaron a US\$ 11.500 millones.<sup>15</sup>

El área total de la cuenca abarca los 820.000 Km<sup>2</sup>; actualmente se encuentra en pleno funcionamiento con una capacidad instalada de 12.600 MW y una generación de 73 (10<sup>9</sup>) kWh/año, lo que le ubica como el más grande proyecto hidroeléctrico binacional en operación en el mundo. La energía generada pertenece por partes iguales a Brasil y Paraguay.<sup>16</sup>

Itaipú es 100% de propiedad estatal: pertenece en un 50% al Brasil y en un 50% al Paraguay.

### 1.3 La Interconexión Eléctrica

La interconexión eléctrica en América Latina se encuentra en su etapa primaria y, por lo tanto, existen grandes oportunidades de inversión financieramente atractivas.

Los beneficios de las interconexiones eléctricas han sido evidentes para los países, y han permitido:

- ♦ La complementariedad de regímenes hidrológicos distintos;
- ♦ El ahorro en los gastos de combustible;



**Subsistema Norte:**

	EEUU	MEXICO	GUATEMALA	EL SALVADOR
EEUU		Interconexión		
MEXICO			Marginal	
GUATEMALA				Interconexión
EL SALVADOR				

**Istmo Centroamericano:**

	GUATEMA	EL SALVA	HONDUR	NICARAG	C. RICA	PANAMA
GUATEMA		Intercon-	Falta			
EL SALVA			Falta	Falta		
HONDUR				Interconex		
NICARAG					Interconex	
C. RICA						Intercone
PANAMA						

\* La interconexión se realiza entre Ahuachapán (El Salvador) y la subestación Guatemala-Este, en la ciudad de Guatemala; distantes entre sí en 111,4 Km. La transmisión se hace en 230 KV y durante 1994 se transmitió desde el origen al destino 43.260 MWh, y del destino al origen 32.006 MWh. Para construir la interconexión se invirtieron US\$ 25,0 millones

**Grupo Andino**

	Venezuela	Colombia	Ecuador	Perú	Bolivia
Venezuela		Interconex			
Colombia			Marginal	Falta	
Ecuador				Falta	
Perú					Interconex
Bolivia					

**MERCOSUR**

	ARGENTINA	BRASIL	PARAGUAY	URUGUAY	CHILE*
ARGENTINA		Interconexión	Interconexión	Interconexión	Marginal
BRASIL			Interconexión	Interconexión	
PARAGUAY					
URUGUAY					
CHILE					

\* Chile se encuentra gestionando su ingreso al MERCOSUR.

- ♦ Que los países puedan compartir reservas en potencia y energía (con el consiguiente desplazamiento de inversiones);
- ♦ Reducir las inconveniencias de los racionamientos de energía;<sup>17</sup> y,
- ♦ Desplazar energía más cara por energía más barata.

Los cuadros que se presentan aquí y más adelante permiten visualizar rápidamente los sistemas de interconexión eléctrica existentes al momento en América Latina, sobre la base de los siguientes circuitos:

<b>Subsistema Norte</b>	<b>MERCOSUR</b>
Istmo Centroamericano	Circuito Brasil Norte
Grupo Andino	Circuito Brasil Sur

Como se podrá apreciar, entre los sistemas de interconexión eléctrica más completos figuran el del Istmo Centroamericano y el del MERCOSUR. El circuito Brasil Norte es el menos desarrollado de todos y el del Grupo Andino ha avanzado muy poco (véanse los cuadros a la izquierda y derecha).

*Argentina-Bolivia*

Entre Argentina y Bolivia<sup>18</sup> se dispone de interconexiones explicadas en cuadros de la página 11.

*Argentina-Paraguay*

Entre Argentina y Paraguay<sup>19</sup> existe:

- ♦ La línea de interconexión Guarambaré-Clorinda; y

- ♦ La línea Puerto Carlos A. López - El Dorado (véanse cuadros de la página 12).

#### Brasil-Bolivia

Entre Brasil y Bolivia, la interconexión tiene las características técnicas descritas en el cuadro de la página 12.

#### Bolivia-Perú

En lo que respecta a Bolivia y Perú, se tiene la descripción en el cuadro ENDE a ELECTROPERU de la página 13.

#### Colombia-Venezuela

Las tres líneas Cuestecita-Cuatricentenario, Sevilla-San Antonio y La Fría-Zulia están indicados en los cuadros de la página 13.

#### México-Estados Unidos

La interconexión eléctrica entre México y Estados Unidos es bastante amplia y se ha venido realizando a través de varios frentes, con líneas de 230 KV, 138 KV, 69 KV, e incluso menores capacidades.

México y Estados Unidos se encuentran interconectados mediante dos líneas de 230 KV: <sup>20</sup>

- ♦ Una que va desde Tijuana (México) hasta Miguel, California (Estados Unidos). A través de este conducto, México exportó 2.015 GWh al país del norte, durante 1993; y,
- ♦ Otra que parte de La Rosita (México) y llega a Imperial Valley, California (EEUU).

#### Circuito Brasil Norte

	BRASIL	GUYANA	GUYANA F	SURINAM	VENEZUEL	COLOMB
BRASIL		Falta	Falta	Falta	Falta	Falta
GUYANA				Falta	Falta	
GUYANA F				Falta		
SURINAM						
VENEZUEL						Intercone
COLOMB						

#### Circuito Brasil Sur

	BRASIL	BOLIVIA	PERU	PARAG	URUGUAY	ARGENT
BRASIL		Marginal	Falta	Interconex	Interconex	Intercon
BOLIVIA			Marginal	Falta		Marginal
PERU						
PARAG						Intercon
URUGUAY						Intercon
ARGENT						

#### Argentina-Bolivia

##### AGUAS BLANCAS

LADO ARGENTINO	LADO BOLIVIANO
Dos tramos de 1.500 KVA Tensión 33 KV/6,9 KV 3/0 de 90 mm/2/0 de 70 mm Longitud aproximada 1.500 m	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
1994: Bolivia importó 4,2 GWh. A partir de octubre de 1994 se dejó de importar energía.	

##### PÓCITOS

LADO ARGENTINO	LADO BOLIVIANO
Subestación Salvador Maza Dos tramos de 1.500 KVA Tensión 33 KV/6,9 KV 3/0 de 90 mm/2/0 de 70 mm Subestación Rebaje Longitud aproximada 3,5 Km	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
1994: Bolivia dejó de importar energía en diciembre de 1993 pero se mantiene la conexión.	

##### VILLAZON

LADO ARGENTINO	LADO BOLIVIANO
Tensión 33 KV/24,9 KV 3/0 de 90 mm/2/0 de 70 mm Longitud de línea Subestación a Villazón, aproximadamente 2 Km Número de conductor 4 AWG Potencia 315 KVA	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
1994: Potencia contratada: 588 KVA, a partir de junio de 1994. Bolivia importó 2,4 GWh. Demanda máxima comprada mes de marzo de 1994 1.020 KVA	

## Argentina-Paraguay

### GUARAMBARE-CLORINDA

LADO PARAGUAYO	LADO ARGENTINO
Punto de origen: Guarambaré	Punto de destino: Clorinda (Formosa)
Inversiones hechas por Paraguay: US\$2,7 millones	Capacidad de transformación: 80.000 KVA
Longitud: 43 Km.	
Capacidad de transmisión: 220 KV	
Energía transmitida en 1994: 2.666 MWh	

### PTO. CARLOS A. LÓPEZ - EL DORADO

LADO PARAGUAYO	LADO ARGENTINO
Punto de origen: Pto. Carlos A. López (Itapúa)	Punto de destino: El Dorado (Misiones)
Inversiones hechas por Paraguay: US\$0,8 millones.	
Capacidad de transformación: 33.000 KVA.	
Longitud: 10 Km.	
Capacidad de transmisión: 132 KV	
Energía transmitida en 1994: 116.442 MWh.	

## Brasil-Bolivia

### PUERTO SUAREZ

LADO BRASILEÑO	LADO BOLIVIANO
Subestación Corumbá	No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.
Dos tramos 25 MVA	
Dos tipos de alimentadores en tensión de 13,8 KV:	
Alimentador, que sirve a 1 tramo de 5MVA 13,8/34,5 KV.	
Longitud aproximada 7 Km.	
Número de conductor 2/0.	
Clientes en M.T. 34,5 KV.	
Potencia instalada 4,5 MVA.	
Consumo anual aproximado 3.600 MWh.	
Alimentador Nro. 8 en 13,8 KV.	
Conductor Nro. 2 AWG.	
Consumo anual aproximado 12.366 MWh	

FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995

Los puntos de interconexión, a 138 KV, lo constituyen: <sup>21</sup>

- ♦ La línea que va desde Falcón, Tamaulipas (México) hasta Presa Falcón, Texas (EEUU);
- ♦ La que va desde Nuevo Laredo, Tamaulipas (México) hasta Laredo, Texas (EEUU); y,
- ♦ La de Piedras Negras, Coahuila (México) hasta Eagle Pass, Texas (EEUU).

Existen las siguientes interconexiones, a 69 KV:

- ♦ La de Matamoros, Tamaulipas (México) a Brownsville, Texas (EEUU);
- ♦ La de Ciudad Juárez, Chihuahua (México) hasta El Paso, Texas (EEUU); y,
- ♦ La Tijuana (México) hasta San Isidro, California (EEUU).

Entre las líneas menores de interconexión, es posible citar, las siguientes:

- ♦ La de Nogales, Sonora (México) a Nogales, Arizona (EEUU), de 13,8 KV; y
- ♦ La de Ojinaga, Chihuahua (México) a Presidio, Texas (EEUU), de 12 KV.

## México-Belice

Existe una línea de 34,5 KV, que va desde Chetumal (México) hasta Belice; la línea permitió ventas mexicanas a Belice por 20 GWh durante 1993. <sup>22</sup>



## Chile

En el área de integración eléctrica, Chile ha llevado a cabo reuniones de acercamiento con sus vecinos, especialmente a partir de 1992. Así, como resultado de los encuentros entre la Secretaría de Argentina y la Comisión Nacional de Energía de Chile se dispone al momento de una serie de estudios que permitirán definir la modalidad de integración con Argentina. <sup>23</sup>

### 1. Chile-Argentina

Se está llevando a cabo la exportación de excedentes de energía eléctrica entre la ciudad de Chile Chico y el pueblo de Los Antiguos en Argentina. Este flujo corresponde a 400 kW en horas fuera de punta y de 100 kW en horas de punta y es realizado por la Empresa Eléctrica de Aysen (ADELAYSEN).

Es importante mencionar un proyecto de interconexión entre Santiago de Chile y Mendoza (Argentina), que data de 1987 y que requiere la construcción de una línea de 220 kV con una capacidad de transporte de 200 MW y 275 kilómetros de tendido de líneas de los cuales 10 kilómetros se realizarían por cableado subterráneo bajo el túnel internacional del paso Los Libertadores. A la fecha, este proyecto no ha sido promovido por inversionistas privados.

### 2. Chile-Perú

Existe un convenio de interconexión eléctrica entre la empresa chilena EMELARI, de Arica, y la compañía peruana ELECTROSUR. La exportación de energía eléctrica consta de una potencia de 10 MW ampliables a 20 MW, sin considerar la contratación de potencia firme.

## Bolivia-Perú

ENDE A ELECTROPERU	
LADO BOLIVIANO	LADO PERUANO
<p>Alimentador S/E Huarina 3 MVA. Existen diferentes alimentadores que salen de la Subestación. El alimentador Copacabana es el que se utiliza para la exportación de energía al Perú, con aproximadamente 96 Km; existiendo 4 puntos de medición:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desaguadero: 2.246 KVA</li> <li>• Kasani 1.022 KVA</li> <li>• Tinicachi 20 KVA</li> <li>• Anapia 16 KVA</li> </ul>	<p>No existe subestación. Se alimenta directamente a transformadores de distribución.</p>
<p>1994: Bolivia exportó 3,3 GWh.</p>	
<p>FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995</p>	

## Colombia-Venezuela

LINEA CUESTECITA-CUATRICENTENARIO	
LADO COLOMBIANO	LADO VENEZOLANO
<p>Punto de origen: Cuestecita (Maicao) Inversiones hechas (dólares de 1993): US\$ 13,5 millones Capacidad de transformación: 150.000 KVA</p>	<p>Punto de destino: Cuatricentenario (Mara caibo) Inversiones: US\$ 14 millones Capacidad transformación: 150.000 KVA</p>
<p>Longitud total: 128 Km. Transmisión: 230 KV Capacidad: 150 MW Energía transmitida desde destino a origen, en 1994: 144 GWh.</p>	
<p>FUENTES: Unidad de Planeación Minero-Energética.- Ministerio de Minas y Energía de Colombia.- División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.</p>	

LINEA SEVILLA - SAN ANTONIO	
LADO VENEZOLANO	LADO COLOMBIANO
<p>Punto de origen: San Antonio Capacidad de transformación: 15.000 KVA</p>	<p>Punto de destino: Cúcuta Capacidad transformación: 15.000 KVA</p>
<p>Longitud total: 14 Km. Transmisión: 13,8 KV / 34,5 KV</p>	
<p>FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.</p>	

LA FRIA - ZULIA	
LADO VENEZOLANO	LADO COLOMBIANO
<p>Punto de origen: La Fria Capacidad de transformación: 50.000 KVA</p>	<p>Punto de destino: Zulia Capacidad transformación: 50.000 KVA</p>
<p>Longitud total: 30 Km. Transmisión: 115 KV Energía transmitida, en 1994: 123.335 MWh</p>	
<p>FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.</p>	

## 1.4 Los Gasoductos

En América Latina y el Caribe se dispone actualmente de un considerable potencial de gas natural (superior al que detenta Norte América), pero las actuales tasas de producción y consumo energético son aún muy bajas. Las reservas latinoamericanas de gas alcanzaron los 47,8 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (mm BEP) a diciembre de 1993, pero la producción regional solamente ascendió a 1,7 millones de BEP/d en el mismo año y a tan solo 1,6 millones de BEP/d durante 1994.

### *México-Estados Unidos*

La integración del sistema de gasoductos de México con los de Estados Unidos de Norteamérica, se inicia a partir de 1979 con la construcción del gasoducto de 48" - 42" Cactus-San Fernando-Los Ramones, que permitió unir las áreas productoras de gas natural con los centros de consumo industrial en la zona norte y realizar exportaciones durante 1980-1984. Con anterioridad a esta fecha, se contaba con la interconexión El Paso para abastecer pequeños volúmenes de gas a la ciudad fronteriza de Naco (Sonora) y la compañía Minera de Cananea, representando un sistema aislado a base de importaciones.<sup>24</sup>

Existe al momento una importante red de interconexión gasífera entre México y Estados Unidos, a través de distintos puntos de conexión, como se puede apreciar en el cuadro que se presenta más adelante. El tamaño de los ductos no es homogéneo y éstos varían ampliamente. Así por ejemplo, los ductos Peñitas-

Matamoros y McAllen-Reynosa, pueden transportar hasta 400 millones de piés cúbicos por día (Mp<sup>3</sup>/d) de gas y el Hidalgo-Reynosa, 375 Mp<sup>3</sup>/d; por el contrario, el Engel Pass-Piedras Negras solamente tiene una capacidad de hasta 4 Mp<sup>3</sup>/d. Durante 1993, Estados Unidos vendió a México 1,05 mil millones de m<sup>3</sup> de gas a través de la red de gasoductos e importó 0,03 mil millones de m<sup>3</sup> (véase el cuadro de la página 15).<sup>25</sup>

### *Bolivia-Argentina*

Desde hace 20 años, Bolivia ha estado vendiendo gas natural al Argentina, a través de un gasoducto de interconexión que va desde Santa Cruz hasta Buenos Aires. Las exportaciones son actualmente del orden de 40 mil BEP/d (véase cuadro de la página 15).<sup>26</sup>

### *Chile*

Aún no se han concretado proyectos de interconexión, pero se espera que esto ocurra en el corto plazo.

Los proyectos que están compitiendo por suministrar gas natural a la zona centro-sur de Chile son, a la fecha:

- ◆ El Gasoducto Trasandino/Gas de Chile;
- ◆ Gas Andes/Metrogas; y
- ◆ Gas Sur.

También existen otros proyectos de interconexión, dos en el norte del país (Norandino con Bolivia y Atacama con Argentina) y otro en la zona austral, para abastecer con gas natural chileno y argentino el se-

gundo tren de la planta METHANEX de metanol. Más adelante se presentarán detalles sobre estos proyectos.<sup>27</sup>

### *Chile-Argentina*

En febrero de 1994 se suscribió entre Chile y Argentina el denominado protocolo Nro. 5. Este instrumento fue actualizado en julio de 1995. Mediante el mencionado convenio se liberalizó el volumen de gas natural que el país importa y se levantó la restricción que existía en su primera versión, que solamente permitía que el gas provenga de la zona de Neuquén. Se contempla también la posibilidad de eventuales exportaciones desde Chile hacia Argentina.<sup>28</sup>

### *Resto de la región*

En el resto de la región, la integración a través de gasoductos es aún pobre con relación al potencial; sin embargo, aparentemente estarían emergiendo dos polos integradores de la industria gasífera: uno en el norte, en el eje conformado por Venezuela, Colombia y el Ecuador, que incluiría el abastecimiento energético del Istmo Centroamericano y eventualmente del sur de los Estados Unidos y otro, al sur, con la participación de Perú, Bolivia, Brasil, Argentina, Chile, Uruguay y Paraguay.

Sin embargo, uno de los obstáculos más serios para la integración y expansión del comercio de gas natural en América Latina y el Caribe es el de la enorme disparidad en los precios de venta del combustible. Por ejemplo, en Barbados el gas para uso doméstico se vende en aproximadamente US\$120,0/BEP<sup>29</sup> y en Venezuela en apenas US\$2,5/BEP.

*Argentina-Chile: Oleoducto Trasandino*

**GASODUCTOS DE INTERCONEXION ENTRE MEXICO Y ESTADOS UNIDOS QUE SE ENCUENTRAN EN OPERACION\***

ORIGEN	DESTINO	CAPACIDAD Mp <sup>3</sup> /d**
Peñitas, Texas, EEUU	Matamoros, México	400
Mc. Allen, TX, EEUU	Reynosa, México	400
Hidalgo, TX, EEUU	Reynosa, México	375
El Paso, Texas, EEUU	Cd. Juarez, México	60
Naco, Arizona, EEUU	Naco, Sonora, México	16
Engel Pass, TX, EEUU	Piedras Negras, Méx.	4

Dirección General de Política de Hidrocarburos de México.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros, mayo de 1995.

\*\* Mp<sup>3</sup>/d: millones de pies cúbicos por día.

**1.5 Los Oleoductos**

La interconexión energética por medio de oleoductos es aún incipiente a nivel regional. Apenas se pueden citar:

- ◆ La interconexión existente entre Ecuador y Colombia, a través de un ramal que permite que una parte de la producción petrolera ecuatoriana fluya por el Oleoducto Trasandino, en territorio colombiano y pueda ser exportado a través del puerto de Tumaco, también colombiano;

- ◆ El reciente oleoducto Trasandino, construido entre Argentina y Chile; y,
- ◆ El oleoducto que va desde Santa Cruz (Bolivia) hasta el puerto de Arica (en Chile), que permite la evacuación del crudo boliviano desde la selva hasta la terminal petrolera de YPF, en el Pacífico. La capacidad de este ducto es de 50 mil Bls/d y su longitud, de 969 Km.<sup>30</sup>

El protocolo Nro. 5 suscrito entre Chile y Argentina (al que ya se ha hecho referencia anteriormente) posibilitó la construcción de un oleoducto desde la cuenca de Neuquén en Argentina hasta Concepción en Chile. El petróleo tiene por destino el mercado chileno y la exportación a terceros países a través del puerto de San Vicente, en Talcahuano (Chile).<sup>31</sup>

El 15 de febrero de 1994 se inauguró el oleoducto trasandino, cuyo costo total fue de US\$ 220 millones. Financiado con capital privado de Argentina y Chile, el ducto de 425 Km. (16 pulgadas de diámetro) une los yacimientos argentinos de Puerto Hernández, en la provincia de Neuquén y Talcahuano VIII Región de Chile y llevará petróleo a la refinería chilena PETROX de Concepción. En una primera etapa el oleoducto transportó 50.300 Bls/d de crudo, cantidad que se incrementará en forma paulatina hasta alcanzar su capacidad máxima de 107.000 barriles diarios.<sup>32</sup>

El valor estimativo de la inversión asciende a US\$ 220 millones; 12,25% de propiedad estatal chilena y 87,75% de propiedad privada (YPF de Argentina y el Banco del Río de la Plata).<sup>33</sup> El oleoducto es administrado por la compañía A&C Pipeline Holding.

Los refinadores chilenos han mostrado interés en adquirir volúmenes adicionales del crudo *Rincón de los Sauces* que llega desde Argentina por el oleoducto trasandino. El ducto transporta actualmente

**GASODUCTO BOLIVIA-ARGENTINA**

**LADO BOLIVIANO**

Origen: Santa Cruz  
Inversiones hechas en 1971: US\$56,3 millones

**LADO ARGENTINO**

Destino: Yacuiba (Frontera Boliv/Argent)

Longitud total 530 Km.

Capacidad 271 millones de pies cúbicos por día

Cantidad transmitida, en 1994: 76.556 millones de pies cúbicos (209,7 MM PCD)

Capacidad utilizada en 1994: 77,4%

FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995



## Colombia-Ecuador

OLEODUCTO LAGO AGRIO-SAN MIGUEL	
LADO ECUATORIANO	LADO COLOMBIANO
Origen: Lago Agrío	Destino: San Miguel
Capacidad: 100.000 BIs/d	
Cantidad transmitida en 1994: 22.435 BIs/d	

FUENTE: Unidad de Planeación Minero-Energética.- Ministerio de Minas y Energía de Colombia.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.

85.000 BIs/d y alcanzará muy pronto su máxima capacidad operativa. Al parecer, sin embargo, Petrox, la refinadora de ENAP<sup>34</sup> que originalmente se habría comprometido a adquirir de YPF<sup>35</sup> 60.000 BIs/d estaría interesada en comprar hasta 158.000 BIs/d. Esto parece técnicamente imposible, a menos que se construya un ducto paralelo para transportar el incremento de la demanda.<sup>36</sup>

### Colombia-Ecuador (oleoducto de interconexión)

Entre Colombia y el Ecuador existe, como ya se ha manifestado, un ducto de interconexión petrolera: el Lago Agrío-San Miguel (ver el cuadro arriba).

## 2. LOS PROYECTOS EN MARCHA

Un conjunto importante de obras se están llevando a cabo hoy en día, en América Latina y el Caribe, que consolidan cada vez con más fuerza la integración física regional. Día a día se avanza en la construcción de carreteras, hidrovías, puentes y túneles. En algunas regiones renace la idea del ferrocarril como medio idóneo para interconectar grandes distancias. La interconexión eléctrica

y la generación conjunta de electricidad, superando los obstáculos iniciales, de índole político y económico, constituye una realidad concreta, que va integrando paulatinamente las diferentes subregiones y lentamente se ve en el horizonte el tendido inexorable de los oleoductos y gasoductos por los cuales circulará el petróleo y gas natural indispensable para avanzar en los nuevos esfuerzos del desarrollo integrado con apertura.

### 2.1 Carreteras, Hidrovías, Puentes y Túneles

#### Brasil-Venezuela

El 29 de julio de 1994, Brasil y Venezuela suscribieron un convenio de complementación económica con miras a una futura liberación del comercio recíproco.<sup>37</sup> El grupo de trabajo sobre transporte y comunicaciones evaluó las obras de pavimentación de la carretera transfronteriza.

A mediados de mayo de 1995, se informó que los dos países firmaron un acuerdo para facilitar el transporte de carga y pasajeros sobre la carretera transfronteriza y que prosiguen los estudios para establecer conexiones entre el norte brasileño y el sur venezolano.<sup>38</sup>

#### Bolivia-Chile-Cono Sur

En esta región<sup>39</sup> es posible destacar los siguientes proyectos de integración física:

- ◆ La carretera interoceánica, que uniría Chile, Bolivia, Paraguay, Uruguay y Argentina (propugnada por empresarios y parlamentarios chilenos); y
- ◆ El nuevo tramo de la carretera Patacamaya-Tambo Quemado, que uniría Arica con la Paz y la segunda ruta binacional entre Iquique-Chile y Oruro-Bolivia.

#### Bolivia-Perú

Está en construcción la carretera que unirá La Paz con Ilo.<sup>40</sup>

#### Ecuador-Colombia

Ambos países se encuentran comprometidos a integrarse a través de un nuevo punto. La carretera Borbón-Maldonado-Mataje (en el Ecuador) y la construcción del puente sobre el río Mataje permitirán, a mediados de 1996, la interconexión con Tumaco (en Colombia)

#### Ecuador-Perú

La carretera Arenillas-Alamor-Zapotillo (en el Ecuador), así como la construcción del puente sobre el Zapotillo y el tramo Zapotillo-Piura (en el Perú) permitirán disponer de un nuevo punto de interconexión entre los dos países. Este proyecto, por el momento, se halla suspendido debido al conflicto bélico de comienzos de año.

### *Perú-Brasil*

Perú ofreció al Brasil salidas al Pacífico, a través de los puertos de Paita, en el norte, e Ilo, en el Sur, utilizando corredores carreteros y vías fluviales. Perú quiere hacer de Ilo la nueva Singapur, un nexo entre Sao Paulo y Tokio.<sup>41</sup>

### *Túnel transcordillerano*

Argentina y Chile estudian la viabilidad técnica del proyecto de construcción de un túnel de baja altura, que serviría de ruta alternativa del actual paso transcordillerano. El túnel tendrá una extensión estimada en 20 Km. y unirá las localidades de Horcones (Mendoza) y Juncal (en Chile) y la traza estaría ubicada a 2.720 m como punto más alto. El costo se estima en US\$300 millones y el plazo de construcción de la obra no sería inferior a siete años. Se superarían así las limitaciones del paso actual, que se interrumpe con frecuencia durante el invierno como consecuencia de las intensas nevadas y los aludes típicos en esos tramos del macizo andino.<sup>42</sup>

### *Puente Argentina-Paraguay*

En setiembre de 1994 se licitó la construcción de un puente sobre el río Pilcomayo, que permitirá unir la localidad Misión de la Paz, en Salta (Argentina) con Pozo Hondo (Paraguay). La conexión reviste gran importancia porque mientras del lado argentino el grado de desarrollo es limitado, en el territorio paraguayo se concentran importantes colonias que crearon un polo agroindustrial. La obra se levantará en un sector donde el cauce del río tiene 200 m de ancho, lo que obligará a instalar pilotes de 18 m.<sup>43</sup>

### *Puente Brasil-Uruguay*

El 19 de setiembre de 1994, los cancilleres del Brasil y el Uruguay firmaron acuerdos para mejorar su vinculación fronteriza. Los convenios incluyeron la construcción de un puente que unirá el municipio de Herval, en Río Grande do Sul, con el de Cerro Largo, en territorio uruguayo.

### *Hidrovia Paraguay-Paraná*

Durante su visita oficial a La Paz, realizada entre el 5 y 6 de agosto de 1994, el presidente Wasmosy del Paraguay respaldó las aspiraciones bolivianas de ingresar al MERCOSUR. Wasmosy destacó la importancia de varios proyectos conjuntos como la hidrovia Paraguay-Paraná y la necesidad de conformar una comisión trinacional entre Bolivia, Paraguay y Argentina para el desarrollo de la cuenca del río Pilcomayo.<sup>44</sup>

La hidrovia Paraguay-Paraná, constituye uno de los más importantes esfuerzos de integración física. Es una ruta que incrementará, por un lado, el comercio entre Brasil (Mato Grosso), Bolivia (especialmente Santa Cruz), Paraguay, Argentina (El Chaco) y parcialmente del Uruguay; y, por otro, posibilitará la salida de productos hacia el Atlántico. No hay que olvidar —haciendo historia— que en el siglo pasado, el puerto fluvial de Asunción era tan importante como el de Buenos Aires o el de Montevideo.<sup>45</sup>

### *Corredor multimodal: Perú-Bolivia-Paraguay*

Entre el 24 y 25 de setiembre de 1994, los presidentes de Bolivia, Paraguay y Perú analizaron temas de integración física, a fin de permitir

que sus países concreten la vinculación Atlántico-Pacífico, mediante un *corredor multimodal*.

En la llamada Declaración de Puerto Suárez (25 de setiembre de 1994), los tres presidentes manifestaron el deseo común de impulsar el desarrollo integrado y de propiciar la vinculación de las cuencas del Pacífico y del Atlántico mediante el impulso al proyecto para la interconexión física de la hidrovia Paraguay-Paraná con Ilo y Matarani, a través del Paraguay y Bolivia y para la operación de un sistema multimodal de transporte que promueva actividades productivas en sus tres países.

Los tres mandatarios reiteraron la voluntad política de sus gobiernos de considerar al corredor Asunción→hidrovia Paraguay-Paraná→Puerto Busch→Puerto Suárez→Puerto Ilo y Matarani, así como la conexión vial Asunción→Ruta Transchaco (tramos boliviano y paraguayo) con los puertos de Ilo y Matarani, como el eje principal de interés trinacional.

Argentina ha demostrado siempre una disposición favorable y permitirá la conexión del corredor multimodal con el Río de la Plata y a través de éste la salida al Atlántico.

### *Autopista fluvial Venezuela-Trinidad y Tobago*

Trinidad & Tobago tiene interés en utilizar la autopista fluvial de los ríos Orinoco y Apure para poder acercarse hasta Colombia y el resto de los países del Grupo Andino. La autopista fluvial es un proyecto que ha ganado aceptación en los últimos años como alternativa de transporte entre regiones distantes de Venezuela

apenas conectadas por tierra o por aire. Esta vía, que cruza los llanos venezolanos en dirección oeste-este constituye un canal natural que pudiera permitir la comunicación entre el mercado caribeño y el andino con fletes competitivos, con lo cual se intercomunicarían físicamente el Grupo Andino y la Comunidad del Caribe. Durante 1993, Trinidad importó US\$ 224,3 millones en productos venezolanos y exportó US\$ 13,5 millones a dicho país.<sup>46</sup>

## 2.2 Ferrocarriles

### *Ferrocarril Bolivia-Chile*

Bolivia y Chile están considerando el fortalecimiento de los ferrocarriles, para lo cual se pudiera analizar la alternativa de la privatización de la ruta Arica-La Paz.<sup>47</sup>

### *Ferrocarril Bolivia-Perú*

Los Presidentes de Bolivia y Perú reafirmaron su interés en concretar la integración ferroviaria entre ambos países y están contemplando la posibilidad de vincular Ilo y La Paz.<sup>48</sup>

### *Ferrocarril Venezuela-Colombia*

Entre el 8 y 9 de julio de 1994, durante la XX Reunión de las Comisiones de Buena Vecindad, que sesionó en Bogotá, el vicescanciller venezolano reveló que entre los temas tratados figuró la construcción de un ferrocarril binacional que conectará al departamento de Santander, en Colombia, con el estado de Zulia, en Venezuela, con el fin de reducir los costos de transporte de mercaderías entre los dos países.<sup>49</sup>

### *Ferrocarril Buenos Aires-Lima*

A nivel de idea, se ha planteado la interconexión ferroviaria entre Buenos Aires y Lima, para lo cual faltan aún algunos trechos, como el de Guaqui (situado en Bolivia, en el lago Titicaca) e Ilo (o Puno) en el Perú.

Al parecer, con la construcción de las carreteras y las vías férreas se estarían desarrollando dos ejes económico-políticos. Por una parte, la conexión del Atlántico con el Pacífico: el puerto de Santos en el Brasil con el puerto de Arica (en Chile) e Ilo (en el Perú). Desde un enfoque estrictamente energético, este eje dispondrá de gas natural en cualquiera de sus puntos, proveniente de Bolivia, el norte argentino o Camisea (Perú). Por otra parte, la hidrovía Paraguay-Paraná es un complemento del primer eje, paralelo a éste y ubicado más hacia el sur.<sup>50</sup>

## 2.3 Interconexión Eléctrica

### *El SIPAC*

Este proyecto de integración física, cuyas inversiones (100% de propiedad estatal) ascenderán a US\$ 500 millones, se lo conoce con el nombre de Sistema de Interconexión para América Central (SIPAC) y permitirá el flujo de electricidad entre los países del Istmo Centroamericano (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá) mediante una línea de 500 KVA, a través de 1.678 Km.

Actualmente, los sistemas eléctricos se encuentran conectados en 230 KV, en la siguiente forma:

- ◆ En el norte: Guatemala y El Salvador; y
- ◆ En el sur: Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

Una vez que se tienda la línea de conexión entre El Salvador y Honduras (en 1997) quedará totalmente cerrado el circuito.

El desarrollo del proyecto se ha planteado en dos etapas. La primera etapa, que se realizará en 1997, prevé la construcción de los refuerzos internos que incluyen, entre otros, la interconexión en 230 KV entre El Salvador y Honduras. Línea troncal completa construida en 500 KV y energizada en 230 KV. La segunda etapa (2003-2004), tiene prevista la energización en 500 KV con la entrada de proyectos de generación importantes, considerados en la planificación coordinada y las subestaciones correspondientes.

El costo de la primera etapa es de US\$400 millones y el de la segunda, US\$100 millones, por lo cual el proyecto total requerirá una inversión de US\$500 millones.

El proyecto se encuentra en la fase de gestión financiera con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), quien ha solicitado completar los estudios para decidir el voltaje adecuado de la línea bajo criterios económicos, confiabilidad, estabilidad y seguridad de los equipos de interconexión.

Los presidentes centroamericanos que suscribieron la Declaración de Guácimo, el 20 de agosto de 1994, entre otros aspectos acordaron

INTERCONEXIONES ELECTRICAS EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

DISTANCIAS EN	Kilómetros	MAPA DEL ISTMO CENTROAMERICANO
Guatemala	87	
El Salvador	247	
Honduras	119	
Nicaragua	284	
Costa Rica	489	
Panamá	452	

otorgar alta prioridad a la ejecución del Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central.<sup>51</sup>

*El Grupo de los Tres (G-3)*

El denominado Grupo de los Tres, que se estructuró el 11 de marzo de 1989, por voluntad de Colombia, México y Venezuela<sup>52</sup>, durante la primera etapa de su accionar, puso en marcha un programa de interconexión de sistemas hidroeléctricos y gasoductos de las naciones del Grupo, a fin de suministrar energía a la zona.

*Interconexión Brasil-Venezuela*

El 29 de julio de 1994, Brasil y Venezuela<sup>53</sup> analizaron los informes técnicos sobre la viabilidad de una interconexión eléctrica entre el sudeste venezolano y el norte del Brasil.

Al parecer, las futuras ampliaciones del Guri, en Venezuela están vinculadas a la compra de electricidad por parte del Brasil. Se

requiere para esto una interconexión de 1500 Km.

*Interconexión Brasil-Uruguay*

Brasil y Uruguay acordaron avanzar en la interconexión de los sistemas de suministro de energía eléctrica, que se concretará en 1995, a través de las ciudades fronterizas de Livramento y Rivera. Este convenio permitirá el aprovechamiento integral de la energía que proporcionan las empresas UTE de Uruguay y CEEE de Río Grande do Sul.<sup>54</sup>

*Bolivia-Brasil*

El estado brasileño de Matto Grosso está interesado en comprar

electricidad generada por la compañía norteamericana Enron. Para la cristalización de este proyecto se requerirá invertir en la correspondiente interconexión.<sup>55</sup>

*Venezuela - Colombia*

Véase el cuadro abajo.

**2.4 Oleoductos y gasoductos**

*Subregión Centro-Sur<sup>56</sup>*

La visión de la Secretaría de Energía boliviana con respecto al desarrollo energético de la Subregión Centro-Sur es optimista. Considera que en ésta existe una importante reserva gasífera y que hay ex-

LINEA SAN MATEO - COROZO	
LADO VENEZOLANO	LADO COLOMBIANO
Punto de origen: El Corozo	Punto de destino: San Mateo (Cúcuta)
Capacidad de transformación: 100.000 KVA	Capacidad transformación: 100.000 KVA
Inversión prevista: US\$10 millones	Inversión prevista: US\$ 10 millones
Longitud total: 49 Km.	
Transmisión: 230 KV	
Inversión total: US\$20 millones	
Fecha de inicio de la construcción: 1993	
Fecha de la puesta en marcha: Diciembre de 1995.	

FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.



**GASODUCTOS DE LA SUBREGION CENTRO-SUR  
TRAMO, LONGITUD, DIAMETRO Y CAPACIDAD**

PAISES	TRAMO	LONGIT. Km	DIAMET. pulgadas	CAPACIDAD MMCD
Bolivia-Brasil	Sta. Cruz - El Mutún (Bolivia)	560	32	32
	Corumbá - Campiñas (Brasil)	1.250	32	32
	Campiñas - Sao Paulo (Brasil)	154	24	25
	Campiñas - Curitiba (Brasil)	439	22	
	Curitiba - Tijuca (Brasil)	240	18	
	Tijuca - Criciúma (Brasil)	190	16	
	Criciúma - P. Alegre	240	14	
Bolivia-Chile	Villamontes - Antofagasta	1.126	20	
Bolivia-Paraguay	Vuelta Grande - Asunción	901	12	
Argentina-Chile	Neuquén - Santiago	1200	24	
Argentina-Brasil	Madrejones - Pto. Alegre	2735	36-42	
Argentina- Uruguay	San Jerónimo - Montevideo	644	N.D.	
Perú-Bolivia	Camisea - Santa Cruz	1.300	30	18
Brasil	Río de Janeiro - B. Horizonte	365	16	
Chile	Antofagasta - Santiago	1.126	N.D.	

MMCD: Millones de metros cúbicos por día

FUENTE: Secretaría Nacional de Energía.- 18-VII-1995

pectativas favorables para el crecimiento de la demanda. Argentina, Bolivia y Perú pudieran participar en el proceso en calidad de productores, en tanto que Brasil, Chile y el Uruguay constituyen mercados naturales para el energético.

En lo que respecta a la ubicación de las reservas de gas natural, se mencionan:

- ◆ Las que están localizadas en la zona sur de Bolivia y al noreste de Argentina (Neuquén);
- ◆ La cuenca Madre de Dios, comprendida en el sur del Perú y el

noreste de Bolivia, donde se encuentran las reservas de Camisea;

- ◆ Las dos regiones ubicadas entre Argentina y Chile (al sur del Continente), las cuales por sus características geológicas y su lejanía se hallan solo parcialmente explotadas por las compañías privadas.

De llevarse a cabo una estrategia concertada, la subregión podría constituirse en un polo de atracción para los inversionistas privados. Geoeconómicamente, Bolivia se convertiría en un gran centro de su-

ministro, despacho y tránsito de gas natural.

#### *Argentina-Brasil*

Entre Argentina y Brasil se han analizado opciones para la construcción de dos gasoductos. El primero, entre San Gerónimo-Puerto Iguazú-San Pablo, con una longitud de 2.300 kilómetros, tendría una capacidad de transportar un volumen de 6 millones de m<sup>3</sup>/d. El segundo, seguiría un trazado por Paraná-Concepción del Uruguay-Paso de los Libres-Alegrete-Porto Alegre, con una longitud de 1.140 kilómetros. El suministro a Paraguay y Uruguay de-

pendería de la concreción de los proyectos mencionados y de la forma como se desarrolle su mercado energético.

#### Argentina-Chile

Entre Argentina y Chile existen dos proyectos que se vienen considerando de manera competitiva:

- El gasoducto Trasandino
- El gasoducto GasAndes.

No existe demanda suficiente para permitir que los dos proyectos se autofinancien y obtengan beneficios y, al parecer, solo uno de los dos proyectos se ejecutará.

#### Argentina-Chile (Gasoducto Trasandino)

El gasoducto partirá desde Loma La Lata, en Neuquén (Argentina), cruzará la ciudad de Chillán (Chile) y llegará hasta Santiago. Se contempla, además, una derivación del gasoducto desde Santiago a la ciudad de Valparaíso (aproximadamente 115 kilómetros al noreste de la capital). El total del gasoducto implica un tendido de 816 kilómetros de ducto principal y 565 kilómetros de ramales. Costará US\$ 1.700 millones y tendrá una capacidad de 250 millones de pies cúbicos diarios (45.000 Bls/d) empezará a operar en 1997 constituyéndose en el primer proyecto de exportación argentino de gas.<sup>57</sup>

Las empresas involucradas en el proyecto son: CHILECTRA, ENAP y ENERSIS, por parte de Chile; YPF S.A., ASTRA, BRIDAS, Petrolera San Jorge y PLUS-PETROL de Argentina y TENNE-

CARACTERISTICAS GENERALES DEL PROYECTO		
Conceptos	Distancias	US\$Millones
<b>Transporte</b>		
Línea principal	816 Km.	560,0
Ramales	565 Km.	110,0
<b>Distribución</b>		
Redes	2.500 Km.	330,0
<b>Generación</b>		
Inversión indirecta y Conversión		700
<b>TOTALES</b>		<b>1.700</b>

FUENTE: Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta de OLADE a sus Países Miembros, mayo de 1995.

#### CO GAS de Estados Unidos

La inglesa British Gas y dos firmas chilenas (CHILECTRA y ENERSIS) distribuirán el gas en Santiago.<sup>58</sup>

El proyecto cuenta, a la fecha, con estudios de prefactibilidad, factibilidad, e ingeniería básica. Chile, Argentina y Estados Unidos se encuentran interesados en impulsarlo (véase el cuadro arriba).<sup>59</sup>

#### Argentina-Chile (Gas Andes/Metrogas)

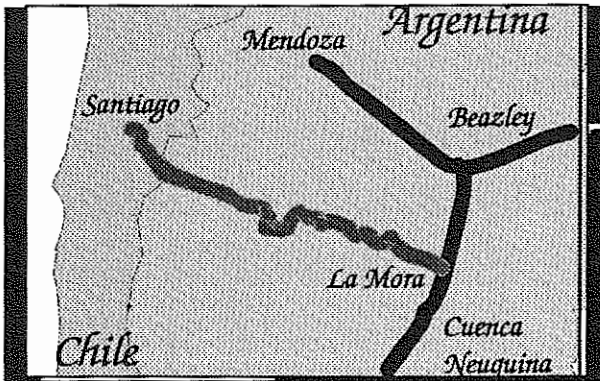
Este macro proyecto tiene como objetivo suministrar gas natural a las Regiones Quinta y Metropolitana y, además, reconvertir a gas natural algunas plantas termoeléctricas chilenas. Con este propósito, se usará y adaptará el gasoducto centro oeste Argentino y se construirá un ramal desde la estación de compresión de La Mora (al sur de la provincia de Mendoza - Argentina), ramal que

entrará por el paso del Cajón de Maipo (zona central de Chile), llegará a Santiago y de allí avanzará hacia las ciudades de Valparaíso y Viña del Mar. En total son 464 kilómetros desde la estación de compresión hasta Santiago (342 kilómetros en territorio argentino y 122 en territorio chileno) (véase mapa en la página 22).<sup>60</sup>

El gasoducto (24" de diámetro) tendrá una longitud (La Mora-Santiago) de 470 Km. y permitirá un abastecimiento de 5 millones de m<sup>3</sup>/d (capacidad inicial de 8,4 millones de m<sup>3</sup>/d). Las inversiones totales, según la Comisión Nacional de Energía de Chile, pudieran llegar a US\$ 1.100 millones; sin embargo, las estimaciones de Gasoducto GasAndes S.A. totalizan éstas en US\$ 604,3 millones.

El macro proyecto cuenta con estudios de prefactibilidad, factibilidad e ingeniería básica. La intención del proyecto es abastecer con gas natural la ciudad de Santiago, a partir

**DIAGRAMA DEL GASODUCTO GASANDES**



FUENTE: MONTALVA, Raúl, Gerente de Mercados, Gasoducto GasAndes S.A.- Chile

de mayo de 1995. Los países interesados en impulsar el proyecto son Argentina, Chile y el Canadá .<sup>61</sup>

Este macro proyecto está dividido en tres proyectos como se indica en el segundo cuadro a la izquierda.

Las empresas participantes en el consorcio del gasoducto son GASCO, COPEC, CHILGENER, CGE y ENERGAS de Chile; NOVA Corp. de Canadá, Lone Star, Santa Fe Energy y Duke Power de Estados Unidos, TECHINT, Compañía General de Combustibles y Petrolera Santa Fe de Argentina y Monumental Oil de Inglaterra.<sup>62</sup>

**ESTRUCTURA DEL MACRO-PROYECTO \***

		US\$ Millones
1.- Gasoducto GasAndes	Sistema de transporte de gas entre La Mora (Neuquén) y Santiago	284,1
2.- Distribuidora Metrogas	Distribución y venta de gas natural a los consumidores residenciales e industriales de Santiago de Chile.	115,3
3.- Empresa Eléctrica Santiago	Central generadora de electricidad para el Sistema Interconectado Central de Chile.	204,9
<b>TOTAL</b>		<b>604,3</b>

MONTALVA, Raúl, Gerente de Mercados, Gasoducto GasAndes S.A.- Chile.- Chile: incidencia de las futuras centrales a gas.- Seminario "Capitalice e Invierta en gas y petróleo en Latinoamérica".- 5-7 de junio de 1995.- Buenos Aires, Argentina.

La composición accionaria de los proyectos permite apreciar una total participación de inversionistas privados de Argentina, Chile, Estados Unidos, Canadá e Inglaterra (véase último cuadro a la izquierda).

**Argentina-Chile (Atacama)**

El proyecto<sup>63</sup> (a nivel de idea) busca suministrar gas natural a la Segunda Región de Chile, desde Salta, el norte de Argentina. Se trata de un gasoducto de 640 Km., desde la localidad de Ramos, en la frontera Argentina-Bolivia, hasta Antofagasta, Mejillones y Tocopilla, en Chile. El total de estas inversiones se lo estima en US\$ 500 millones.

Se considera también un ramal hacia la ciudad de Chuquicamata, con lo cual, la extensión total del ducto llegaría a los 830 kilómetros.

Los países interesados en impulsar el proyecto son Argentina, Chile y Estados Unidos y las empre-

**COMPOSICION ACCIONARIA \***

Empresas	Propiedad	Empresas	Propiedad
<b>1.- Gasoducto GasAndes</b>			
Novacorp Int.	Canadá	Gasco	Chile
Techint	Argentina	Lone Star	USA
Cia. General de Combustibles	Argentina	Copec	Chile
Gasco	Chile	Chilgener	Chile
Chilgener	Chile	Novacorp Int.	Canadá
Grupo minoritario	10,0%	Enagas	Chile
		<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>
<b>2.- Distribuidora Metrogas</b>			
Petrolera Santa Fe	Argentina		
Santa Fe Energy	USA		
Monument Oil	Inglaterra		
BHP Petroleum	USA		
Gessur	Argentina		
		<b>3.- Empresa Eléctrica Santiago</b>	
		Chilgener	Chile
		Duke Power	USA
		Novacorp Int.	USA
		Gasco	Chile
		<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>

MONTALVA, Raúl, Gerente de Mercados, Gasoducto GasAndes S.A.- Chile.- Chile: incidencia de las futuras centrales a gas.- Seminario "Capitalice e Invierta en gas y petróleo en Latinoamérica".- 5-7 de junio de 1995.- Buenos Aires, Argentina.

sas que lo están liderando son CMS Energy y Williams Brothers.

#### Argentina-Chile (Gas Sur) <sup>64</sup>

Este proyecto pretende abastecer de gas natural a la Octava Región de Chile, desde el sector de Buta Ranquil, provincia de Neuquén-Argentina. El ducto atravesaría la cordillera de los Andes por el paso Buta Mallín, extendiéndose hasta las ciudades de Concepción y Talcahuano, desviándose hacia el sur hasta la zona costera de Arauco; además considera un ramal hacia la zona donde se encuentran las industrias de celulosa, es decir, hacia Cabrero y Laja.

El proyecto consta de 350 kilómetros de ducto principal (160 kilómetros en territorio argentino y 190 en territorio chileno), más 90 kilómetros de ramales. El abastecimiento de gas natural comenzaría entre 1997 y 1998.

En el proyecto participan las empresas chilenas GASCO-Concepción, COPEC; las canadienses NOVA Corp.; y, la estadounidense Lone Star.

#### Argentina-Chile (METHANEX)

Este gasoducto se construirá en Tierra del Fuego y servirá como alimentación al tren de producción de metanol de la planta METHANEX. El gasoducto partirá de la zona de San Sebastián (Argentina) empalmado con el gasoducto chileno de la zona y a través de éste, cruzando el Estrecho de Magallanes, para llegar a la planta de metanol en Punta Arenas. En este caso, la interconexión permitirá la importación de 17

mil millones de metros cúbicos en un período de 20 años (2,5 millones de m<sup>3</sup> por día, aproximadamente). Se estima la entrada del proyecto para finales de 1996.

#### Argentina-Chile (propanoducto)

En la XII Región de Chile existe un ducto de interconexión de gas licuado (propano), por medio del cual el país se abastece desde las plantas de tratamiento de gas natural argentino, ubicadas en Tierra de Fuego. Este ducto, de 4 pulgadas de diámetro conecta el área de San Sebastián en Argentina con el terminal de almacenamiento en Cabo Negro, a través de una serie de ductos terrestres y de un ducto submarino. El gas licuado abastece tanto el mercado de la XII Región como el de la zona central al cual accede por vía marítima. <sup>65</sup>

#### Gasoducto Bolivia-Brasil

En febrero de 1993, mediante contrato suscrito por Bolivia y Brasil, los gobiernos de los dos países se comprometieron a construir un gasoducto que permita exportar gas natural desde los yacimientos bolivianos. La venta de gas tiene gran importancia en el proceso de integración de los dos países y permitirá equilibrar

la balanza comercial bilateral, fuertemente favorable al Brasil (En 1993, Brasil exportó bienes y servicios a Bolivia por US\$430,5 millones y solamente importó US\$17,9 millones). <sup>66</sup>

El gasoducto desde Santa Cruz de la Sierra hasta Campinas, en una ruta de 3.400 Km<sup>67</sup> tendrá 32" de diámetro, pero nuevos contratos con las compañías de electricidad de São Paulo podrían incrementarlo a 36".<sup>68</sup> Brasil aceptó incrementar el diámetro del gasoducto, elevándolo de 28" (inicialmente planificado) a 32 pulgadas; con una capacidad de transporte cercana a 1 mil millones de pies cúbicos, casi el doble de la que planificaba exportar Bolivia en el punto más alto y que era de 565 millones de pies cúbicos/d; por lo tanto se podría transportar gas adicional de Perú o Argentina, en el futuro. <sup>69</sup>

#### Equivalencias:

Millones p3/d	Millones m3/d	1000 BEP/d
282,0	8,0	50,2
424,0	12,0	75,5

El acuerdo original, firmado en febrero de 1993, establecía un volumen inicial de 282 millones de pies cúbicos diarios y un precio a

GASODUCTO BOLIVIA-BRASIL	
LADO BOLIVIANO	LADO BRASILEÑO
Origen: Santa Cruz	Destino: Campinas
Inversiones estimadas: US\$420,1 millones	Inversiones estimadas: US\$ 695,8
Inversión total: US\$ 1.315,9 millones. *	
Año de inicio de la construcción: 1996	
Año de puesta en marcha: 1997	
El proyecto cuenta con estudios de factibilidad e ingeniería de detalle.	
FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995	

Según LATIN AMERICAN OIL & GAS MONITOR, las inversiones totales pudieran alcanzar los US\$2.000 millones. Más adelante se presenta la forma en la que eventualmente se pudieran financiar las mismas.



boca de pozo de US\$ 0,90/millón de BTU. En estas condiciones, Bolivia demandaba de Brasil una importación de 424 millones pies cúbicos diarios y un inmediato incremento en el precio.<sup>70</sup>

El financiamiento externo, necesario para la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil fue garantizado por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo. A partir de 1997, el gasoducto debe transportar diariamente 8 millones de metros cúbicos de gas natural desde Santa Cruz de la Sierra en Bolivia hacia São Paulo (aproximadamente 50.000 BEP). Según el "Jornal do Brasil", PETROBRAS lanzaría para mayo las licitaciones para adquirir los materiales y para agosto de 1995 se iniciarían las obras. En 1994, PETROBRAS seleccionó como su socia al consorcio BTB (formado por las empresas TENECO, BRITISH GAS y BRO-

KEN HILL PROPRIETARY PETROLEUM) para la construcción del tramo brasileño, de 1.426 Km, entre Corumbá y Campinas. El costo de este tramo es de unos US\$ 2.000 millones. El trayecto boliviano 577 Km costará unos US\$ 400 millones y será desarrollado por el consorcio ENRON-YPFB. YPFB podrá participar hasta en un 20% en el tramo brasileño.<sup>71</sup>

Enron Corp, de Estados Unidos firmó el 20 de julio de 1994 un memorando de entendimiento con la petrolera estatal YPFB, para la construcción, financiación y operación de un gasoducto entre Santa Cruz y el sur de Brasil. YPFB poseerá 60% de la *joint venture* y Enron 40%.<sup>72</sup>



YPFB y Enron serán dueñas del 85% de la sección boliviana del gasoducto y el 15% restante pertenecerá a Petrobras y al grupo BTB.<sup>73</sup> En el lado brasileño YPFB tendrá el 20%, Petrobras el 51%, compañías privadas brasileñas el 4% y el grupo BTB, el 25% restante.<sup>74</sup>

#### Gasoducto Bolivia-Chile (Norandean)

El objetivo de este proyecto es el suministro de gas natural boliviano a la Segunda Región de Chile en período de flujo alto, 5 millones de m<sup>3</sup>/d, para abastecer a las ciudades y centros industriales y en especial para atender el gran consumo de plantas termoeléctricas que abastecerían de energía eléctrica a la gran minería (véase el mapa arriba).<sup>75</sup>

El gasoducto de 786 Km. (536 Km. en territorio boliviano y 250 Km. en territorio chileno). El tramo desde Villamontes, Tarija-Caigua (Bolivia) hasta María Elena-Tocopilla (en la zona norte de Chile) será de 20" de diámetro y el tramo restante de 12". Se estima entre US\$312 y US\$ 361 millones el total de las inversiones.<sup>76</sup>

Accionistas del gasoducto	
<b>Tramo brasileño</b>	<b>Tramo boliviano</b>
Petrobras 51%	YPFB 51%
YPFB 20%	Petrobras y Grupo BTB 15%
Grupo BTB 25%	Enron Corp. 34%
Compañías privadas brasileñas 4%	

FUENTE: Prensa boliviana.- 22 de febrero de 1995.

EVENTUAL FINANCIAMIENTO DEL GASODUCTO BOLIVIA-BRASIL * Millones de dólares	
FUENTES DE FINANCIAMIENTO	US\$ Millones
Banco Mundial	300
Banco Interamericano de Desarrollo	400
Corporación Andina de Fomento, con el Banco de Desarrollo Económico y Social del Brasil	600
Petrobras, YPFB, Enron, British Gas	700
Tenneco Gas, BHP	
<b>Total</b>	<b>2.000</b>

FUENTE: LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR

LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994 y FLORES, Jorge.- Vicepresidente de YPFB.

### GASODUCTO BOLIVIA CHILE

DESCRIPCION	BOLIVIA	CHILE	TOTAL
Diámetro (pulgadas)	18	18	18
Longitud (Km)	536	250	786
Estación de compresión (n°)	3	0	3
Capacidad (MMm <sup>3</sup> /d)	5	5	5
Potencia (HP)	21.750	0	21.750
Costo total (MM US\$)	238	74	312

FUENTE: FLORES, Jorge. Vicepresidente de Operaciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB

El proyecto cuenta con estudios de ingeniería básica y de prefactibilidad. Se espera que la construcción inicie en 1996 y la puesta en marcha se realice en 1997. En las inversiones participarán las compañías YPFB de Bolivia, BHP POWER de Australia y ENAP de Chile.

El 19 de julio de 1994 se anunció la asociación en operaciones de riesgo compartido de YPFB con la australiana BHP Power. La asociación con la empresa australia-

na está orientada a la construcción del gasoducto Norandean, desde Tarija hacia María Elena; la paraestatal boliviana y BHP Power comparten 90% del capital accionario y el restante 10% pertenece a la Empresa Nacional de Petróleos de Chile.<sup>77</sup>

## 2.5 Comunicaciones

### Telecomunicaciones

Las empresas CTC Mundo de Chile y Telintar de Argentina firmaron un acuerdo para interconectar

sus redes digitales, con lo cual mejorarán las comunicaciones en los dos países. El convenio fue suscrito el 26 de octubre de 1994 en Santiago de Chile. La interconexión se efectuará por medio de equipos de última generación que la empresa chilena instalará en la localidad fronteriza argentina de Las Cuevas, en la provincia de Mendoza. Según el contrato, Chile quedará conectada, además, con Estados Unidos y Europa, a través de Telintar con los cables submarinos de fibra óptica Inasur, América I y América II.<sup>78</sup>

CTC Mundo es una filial de la Compañía de Teléfonos de Chile, cuyo principal accionista es Telefónica de España. Esta firma es también accionista de Telintar en Argentina.

## 3. NECESIDADES DE EXPANSION DE LAS MACRO REDES ENERGETICAS EN LA REGION

### Requerimientos físicos

A mediano y largo plazo la región necesitará modernizar y ampliar sustantivamente las redes energéticas, especialmente las eléctricas y las de gas natural. El requerimiento de más amplias y eficientes redes energéticas se producirá en América Latina como consecuencia de:

- ◆ El crecimiento de la demanda regional de energía, vinculado a la expansión del producto interno bruto; y
- ◆ El cambio cualitativo en el balance energético regional, como consecuencia de un alto crecimiento de la demanda de gas natural y de la electricidad (véase cuadro a la izquierda).

### CRECIMIENTO DEL PRODUCTO Y REQUERIMIENTO ENERGETICO

	Energía	PIB	Intensidad	Tasa crec.	Tasa crec.
	Miles de	Millones	BEP/Año	PIB	Energía
	BEP	US\$	por US\$1000		
1995	2.758.438	995.097	2,77		
1996	2.848.160	1.030.994	2,76	3,6%	3,3%
1997	2.937.829	1.067.727	2,75	3,6%	3,1%
1998	3.012.160	1.097.664	2,74	2,8%	2,5%
1999	3.098.336	1.133.284	2,73	3,2%	2,9%
2000	3.178.127	1.166.506	2,72	2,9%	2,6%
2001	3.255.648	1.199.421	2,71	2,8%	2,4%
2002	3.338.214	1.235.081	2,70	3,0%	2,5%
2003	3.425.762	1.273.521	2,69	3,1%	2,6%
2004	3.521.989	1.315.533	2,68	3,3%	2,8%
2005	3.619.756	1.358.404	2,66	3,3%	2,8%
2006	3.725.752	1.406.078	2,65	3,5%	2,9%
2007	3.833.546	1.455.044	2,63	3,5%	2,9%
2008	3.945.941	1.506.976	2,62	3,6%	2,9%
2009	4.060.108	1.560.255	2,60	3,5%	2,9%
2010	4.177.435	1.615.900	2,59	3,6%	2,9%

FUENTE: OLADE, Sistema de Información Económica Energética, SIEE.

**REQUERIMIENTOS DE INTERCONEXION ELECTRICA  
EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE**

	Prioridad	Km.	Capacidad KV	Nro. circuitos	Miles de US\$/Km.	Millones US\$
México-Guatemala	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Guatemala-Honduras	Baja	50	138	2	0,182	9,1
El Salvador-Honduras	Alta	160	230	2	0,271	43,4
El Salvador-Nicaragua	Baja	50	138	2	0,182	9,1
Venezuela-Colombia	Alta	100	450	2	0,335	33,5
Venezuela-Guyana	Muy Baja	50	138	1	0,090	4,5
Colombia-Ecuador	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Ecuador-Perú	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Colombia-Perú	Muy baja	100	138	2	0,182	18,2
Perú-Bolivia	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Perú-Chile	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Argentina-Chile	Alta	150	230	2	0,275	41,3
Brasil-Guyana	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Guyana Franc.	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Surinam	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Venezuela	Alta	200	450	2	0,335	67,0
Brasil-Colombia	Media	200	230	2	0,275	55,0
Guyana-Surinam	Muy baja	50	138	1	0,090	4,5
Guyana Franc-Surinam	Muy baja	50	138	1	0,090	4,5
Brasil-Bolivia	Alta	100	450	2	0,335	33,5
Brasil-Perú	Baja	150	230	2	0,275	41,3
Bolivia-Paraguay	Media	100	230	2	0,275	27,5
						556,8

FUENTE: OLADE.

**RESUMEN DE INVERSIONES  
en interconexión eléctrica**

Prioridad	Inversiones US\$Millones
Prioridad alta	356,1
Prioridad media	82,5
Prioridad baja	59,5
Prioridad muy baja	58,7

FUENTE: OLADE

En el primer cuadro que se presenta arriba figuran las eventuales interconexiones eléctricas y el grado de prioridad asignado por OLADE a las mismas, mientras que el segundo indica los requerimientos de inversión.

**PROYECTOS ELECTRICOS**

**Generación**

*El Salvador (Central hidroeléctrica El Tigre)*

Este proyecto busca incrementar la capacidad instalada de energía y el potencial del sistema de generación de El Salvador, para lo

cual se requiere construir una central hidroeléctrica binacional. Los estudios de prefactibilidad señalan los rangos para las principales variables del proyecto según el primer cuadro de la página 27.

*Argentina-Paraguay (Corpus Cristi)*

El proyecto busca aprovechar el potencial hidroeléctrico del río Paraná, aproximadamente 14 Km aguas arriba de la ciudad de Encarnación, en la zona denominada Corpus Cristi. Se cuenta con estudios de prefactibilidad y factibilidad, ingeniería básica e ingeniería de detalle (véase segundo cuadro de la página 27).<sup>79</sup>

**Interconexiones eléctricas**

*Interconexión eléctrica en el Grupo Andino*

La JUNAC, en coordinación con la Secretaría Técnica del Comité Andino de Coordinación Energética, (CACE),<sup>80</sup> recomendará a los Ministros de Energía, en el presente año, la designación de sus representantes para integrar un Grupo de Trabajo que se encargará de evaluar las posibilidades y ventajas de la integración eléctrica subregional. En el Grupo participarán delegados de JUNAC, la CAF y OLADE, como miembros del CACE, y se invitará, eventualmente al CIER.<sup>81 82</sup>

*México-Centroamérica-Venezuela y Colombia*

Este es un proyecto de interconexión entre los sistemas eléctricos de Colombia, México, Venezuela y los países del Istmo Centroamericano, que cuenta ya con estudio de

**OPTIMIZACION PRELIMINAR DE LA POTENCIA INSTALADA DE EL TIGRE**

	Cota embalse 125		Cota embalse 137,5 4 turbinas		Cota embalse 137,5 8 turbinas	
	2,5	3,5	2,5	3,5	2,5	3,5
Factor de capacidad	2,5	3,5	2,5	3,5	2,5	3,5
Potencia instalada (MW)	440,4	611,2	516,8	718,8	516,8	718,4
Generación media (GWh/a)	1.454,1	1.525,9	1.684,8	1.777,8	1.684,8	1.777,8
Factor de planta	0,377	0,285	0,372	0,282	0,372	0,282
Potencia firme 4 h (MW)	403,3	502,4	463,5	622,8	463,5	622,8
<i>Inversión sin intereses en US\$ millones</i>	482,6	588,3	514,1	611,8	532,4	635,5
<i>Costo total US\$ millones</i>	76,91	93,80	81,86	97,51	84,90	101,45
<i>Beneficios anuales US\$ millones</i>	126,15	148,27	145,40	180,26	145,40	180,26
<i>Beneficios netos anuales US\$ millones</i>	49,24	54,47	63,54	82,75	60,50	78,81
<i>Relación beneficio/costo</i>	1,640	1,581	1,776	1,849	1,713	1,777

FUENTE: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa. Mayo de 1995.

**CARACTERISTICAS GENERALES DEL PROYECTO**

Nivel máximo normal: 105 m  
 Volumen activo de operación: 500 Hm<sup>3</sup>  
 Caudal medio: 11.000 m<sup>3</sup>/s  
 Potencia instalada: 4.600 MW  
 Energía media anual: 20.100 Gwh  
 Factor de potencia: 0,50  
 Período de construcción: 130 meses  
 Estimativo del valor total de las inversiones: US\$ 2.667 millones

**VENEZUELA**

**LINEA MACAGUA II - MANAUS**

LADO VENEZOLANO	LADO BRASILEÑO
Punto de origen: Puerto Ordaz	Punto de destino: Buena Visca (Manaus)
Capacidad de transformación: 1.000 KVA	Capacidad transformación: 1.000 KVA
Longitud total: 1.566 Km.	
Transmisión: 400 / 500 KV	
Fecha de inicio de la construcción: 1996	
Fecha de la puesta en marcha: 1996.	
Se cuenta con la Ingeniería básica	

FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.- Mayo de 1995.

**LINEA CUESTECITA - CUATRICENTENARIO (2da. LINEA)**

LADO VENEZOLANO	LADO COLOMBIANO
Punto de origen: Maracaibo	Punto de destino: Cuestecita-Maicao
Capacidad de transformación: 230 KVA	
Longitud total: 130Km.	
Transmisión: 230 KV	
Se cuenta con estudios de prefactibilidad	

FUENTE: División de Energía Eléctrica.- Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.- Encuesta efectuada por OLADE a los Países Miembros.

prefactibilidad. Busca evaluar los diferentes esquemas de desarrollo de los sistemas eléctricos de los países que lo impulsan, con el fin de cuantificar las bondades de la integración física. Para este efecto, será necesario: <sup>83</sup>

- ◆ Determinar los posibles tramos de interconexión o el reforzamiento de las interconexiones ya existentes;
- ◆ Poner de manifiesto los volúmenes de intercambio y los beneficios que obtendrán los países; y
- ◆ Determinar las curvas de costos de oferta y demanda de energía eléctrica en las fronteras.

*El Salvador-Honduras*

El proyecto cuenta ya con el correspondiente estudio de prefactibilidad. El monto total de inversiones, incluyendo el costo de los estudios (US\$624.000) ascenderá a US\$43,4 millones. La interconexión se realizará a 230 KV, entre la subestación 15 de Setiembre, ubicada en el departamento de Usulután (El Salvador) y la subestación Pavana, ubicada en el departamento de Choluteca y Valle (Honduras), distantes entre sí 160 Km. El inicio de la construcción del proyecto se lo espera para junio de 1997 y su conclusión para diciembre de 1998. <sup>84</sup>

*Venezuela-Brasil*

Véase el cuadro a la izquierda.

*Venezuela-Colombia*

Véase el cuadro a la izquierda.



## PROYECTOS GASIFEROS

En gas natural se espera, en el sur, la consolidación de las siguientes redes:

EVENTUALES REDES DE INTERCONEXION GASIFERA EN EL CONO SUR	
Bolivia-Brasil-Paraguay	Argentina-Chile
Bolivia-Chile	Argentina-Uruguay
Bolivia-Paraguay	Argentina-Bolivia-Brasil o Argentina-Brasil <sup>1*</sup>
Perú-Bolivia-Brasil	Perú-Chile

\* YPF y Petrobras estudian la posibilidad de construir un nuevo gasoducto entre Argentina y Brasil, ya sea a través de Bolivia o del noreste argentino. INFORME LATINOAMERICANO.- 19 de Enero de 1995.

En el norte, se ha planteado la construcción de un eje que, partiendo desde Venezuela y Colombia, pueda servir a los países del Istmo Centroamericano; también se ha propuesto, a nivel de idea, la construcción de un gasoducto desde Venezuela hacia EEUU, a través de las islas del Caribe.

### Bolivia-Paraguay

Ver abajo el cuadro para el gasoducto entre Bolivia y Paraguay.

## TELECOMUNICACIONES

Las expectativas de una expansión en los servicios de teleco-

municaciones entre los países que conforman el Grupo Andino son interesantes y ofrecen múltiples oportunidades para los inversionistas privados.

◆ Los procesos de privatización, capitalización y modernización de los servicios básicos de telecomunicaciones, así como la facilidad de acceso al mercado de tecnologías digitales y satelitales, han permitido el desarrollo de un sector de servicios de extraordinario potencial de crecimiento y diversificación, así como de una elevada eficiencia y productividad gerencial y comercial; y, <sup>85</sup>

◆ Este sector se verá potenciado cuando se disponga del satélite Simón Bolívar, que de acuerdo al proyecto de evaluación, podría estar en órbita en el primer trimestre de 1997.

## Requerimientos de financiamiento

Dada la política de apertura con respecto a la participación de inversionistas privados en la construcción de los activos que requiere la industria energética, a nivel regional, existen interesantes opciones para el capital privado en materia de diseño, financiamiento, construcción y operación de redes energéticas.

Sin embargo, en este punto, es necesario tener en cuenta que "El tratamiento de la inversión extranjera en términos similares a los de los capitales nacionales podría llevar a que las empresas transnacionales dominen el mercado ampliado en sectores de importancia, desplazando a las empresas nacionales." <sup>86</sup>

## Requerimientos de política

A fin de dinamizar la consolidación de las redes de interconexión energética se precisa consolidar el proceso de integración energética, adoptando por parte de los gobiernos tanto el *esquema voluntarista* como el *facilitador*. <sup>87</sup>

GASODUCTO BOLIVIA-PARAGUAY	
LADO BOLIVIANO	LADO PARAGUAYO
Origen: Vuelta Grande	Destino: Asunción
Inversiones estimadas: US\$13,7 millones	Inversiones estimadas: US\$85,8 millones
Inversión total: US\$103,6 millones. incluye US\$4,1 millones para estaciones de compresión	
Longitud: 846 Km.	
Capacidad: 60 millones de pies cúbicos por día	
El proyecto cuenta con estudios de prefactibilidad.	

FUENTE: Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía.- República del Paraguay.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.

### *Esquema voluntarista*

Teniendo en cuenta el gran potencial hídrico de la región y las reservas no explotadas de gas natural, dentro del *esquema voluntarista* se considera necesario que los países expresen como un objetivo prioritario de su política energética regional la racionalización del balance energético mediante el incremento en la producción y el consumo de hidroelectricidad y gas natural.

### *Esquema facilitador*

Dentro del *esquema facilitador*, se considera importante la realización de estudios de carácter regional y subregional en los que se evalúen los aspectos técnicos, económicos y políticos de los diferentes proyectos de integración energética, se expliciten los beneficios para los países involucrados y se cuantifiquen los requerimientos de inversión. En este aspecto, OLADE, dado su carácter de organismo técnico regional puede jugar un papel preponderante. Desde luego, siempre será necesario identificar las fuentes de financiamiento para la realización de estos estudios.

### *Integración fronteriza*

Se considera importante que los estados incorporen la idea y la práctica de la integración fronteriza dentro de la planificación física y territorial<sup>93</sup>

### *Difusión de las oportunidades*

La difusión de las oportunidades de inversión y de negocios, tanto a nivel regional como a nivel de país, constituye un elemento im-

portante de política, en la medida en que orienta y canaliza la atención de los inversionistas regionales y extrarregionales hacia los proyectos, una vez que ya se cuenta con los estudios de base.

### NOTAS:

- <sup>1</sup> En 1860, cuando el kerosene era el único producto derivado del petróleo que tenía valor comercial y que reemplazó al aceite de ballena, éste era transportado o por ferrocarril o por autotanques.
- <sup>2</sup> En el punto de equilibrio, los ingresos son iguales a los costos y no existen pérdidas ni ganancias.
- <sup>3</sup> Por ejemplo, dos grandes oleoductos, uno entre Arabia Saudita e Israel y otro entre Iraq y Turquía se encuentran en desuso exclusivamente por causas políticas. Ver: Boletín de Petróleo y Energía.- Editado por el Departamento de Servicios Especiales de I.P.S. Tercer Mundo.- 21 de mayo de 1995.
- <sup>4</sup> En Kazakstan, por ejemplo, para desarrollar los ricos yacimientos gasíferos de Karachaganak, se estructuró un consorcio en el que participarán la empresa rusa Gazprom (con el 15%), la italiana AGIP (con el 42,5%) y la British Gas (con el 42,5%). La presencia de Gazprom asegura el transporte del gas hacia los mercados europeos.
- <sup>5</sup> Así, por ejemplo, el tramo Arica-La Paz, o el que va desde Antofagasta hacia Oruro, operan desde principios del presente siglo.

- <sup>6</sup> Convergencia: la palabra mágica de la integración.- CAPÍTULOS.- Nro. 42, Enero-Marzo, 1995.
- <sup>7</sup> CARDENAS, Manuel José.- Implicaciones del regionalismo abierto en el ordenamiento jurídico del Acuerdo de Cartagena.- INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- <sup>8</sup> GENG, Luis J.- Coordinador del Programa Andino de Integración Energética, PAIE.- Acuerdo de Cartagena.- Junio de 1995.
- <sup>9</sup> Transporte multimodal de mercancías es el porte de bienes por dos modos diferentes de transporte, por lo menos. El operador toma las mercancías bajo su custodia, entre el origen y el destino y se encarga de los servicios de transporte, recolección, consolidación y desconsolidación de las cargas, unitarización o desunitarización de ésta, almacenaje, manipulación y entrega al destinatario.
- <sup>10</sup> INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 203.- Agosto-Setiembre de 1994.
- <sup>11</sup> *Ibíd.*
- <sup>12</sup> LEGISA, J.- ALDAVE L.- SHANAHAN, C.- Salto Grande: Modelo de Integración.- Revista Energética.- Año 16.- Nro. 2.- Mayo-Agosto de 1992.
- <sup>13</sup> Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía.- República del Paraguay.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.

- 14 INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 204.- Octubre de 1994.
- 15 Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía.- República del Paraguay.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- En el artículo titulado ¿S LIGACIONES QUE FALTAN, aparecido en La Revista de Negocios número 35, de abril de 1995, Miguel Roberto Nítolo estima en US\$ 20.000 millones el total de estas inversiones
- 16 FREIXINHO, N.- Itaipú, el proyecto hidroeléctrico brasileño-Paraguayo.- Revista Energética.- Año 2.- Mayo-Agosto, 1992.-
- 17 MANSILLA, Carlos.- Experiencias de cooperación energética en América Latina y el Caribe: un camino hacia la integración económica.- Revista Energética.- Año 16, Nro. 2.- Mayo-Agosto, 1992.
- 18 FUENTE: Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- 10 de julio de 1995.
- 19 Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía del Paraguay.- Encuesta hecha por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- 20 Dirección General de Política de Hidrocarburos de México.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- 21 *Ibíd.*
- 22 Dirección General de Política de Hidrocarburos de México.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- 23 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 24 NAVARRO PENILLA, Rodolfo.- El gas natural en México.- TECNOL, año 16, N. 161.- Buenos Aires, Argentina, Enero-Febrero de 1995.
- 25 BP Review of World Gas.- 1994.
- 26 RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- 27 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 28 *Ibíd.*
- 29 BEP: Barril equivalente de petróleo.
- 30 RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- 31 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 32 COMERCIO EXTERIOR Marzo de 1994.
- 33 Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta hecha por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- 34 ENAP: Empresa Nacional de Petróleo de Chile.
- 35 YPF: Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina.
- 36 LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- 37 COMERCIO EXTERIOR, Agosto de 1994.
- 38 BOLETIN PETROLEO Y ENERGIA.- Departamento de Servicios Especiales de I.P.S.- Tercer Mundo.- 21 de mayo de 1995.
- 39 INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 206.- Diciembre de 1994.
- 40 RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- 41 INFORME LATINOAMERICANO.- 19 de enero de 1995.
- 42 INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- 43 *Ibíd.*
- 44 INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- 45 RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- 46 INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.

- 47 INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 206.- Diciembre de 1994.
- 48 INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- 49 INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 204.- Octubre de 1994.
- 50 RIOS DABDOUB, Carlos.- La Paz, Bolivia.- Junio de 1995.
- 51 INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nor. 204.- Octubre de 1994.
- 52 CASTRO ESCUDERO, Alfredo.- El Grupo de los Tres: vicisitudes de una negociación comercial.- COMERCIO EXTERIOR, Julio de 1994.
- 53 COMERCIO EXTERIOR, Agosto de 1994.
- 54 INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 206.- Diciembre de 1994.
- 55 INFORME LATINOAMERICANO.- 23 de Febrero de 1995.
- 56 CALLE TORREZ, Julio.- Secretario General.- Secretaría Nacional de Energía de Bolivia.- Telefax de 18 VII, 1995.
- 57 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 58 LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- 59 Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta de OLADE a sus Países Miembros, Mayo de 1995; y MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 60 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 61 Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta de OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- 62 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 63 Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta de OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- 64 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 65 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Na-
- cional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 66 INTEGRACION LATINOAMERICANA.- INTAL.- Nro. 205.- Noviembre de 1994.
- 67 INFORME LATINOAMERICANO 1-Setiembre de 1994.
- 68 LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- 69 Ibíd.
- 70 Ibíd.
- 71 Prensa boliviana.- 22 de febrero de 1995.
- 72 INFORME LATINOAMERICANO 4-Agosto de 1994.
- 73 Conformado por Tenneco Gas, BHP Petroleum y British Gas.
- 74 LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- 75 MINUTA: ESTADO DE LA INTEGRACION ENERGETICA DE CHILE CON PAISES VECINOS, AL AÑO DE 1995. Comisión Nacional de Energía de Chile.- Santiago de Chile, julio de 1995.
- 76 Comisión Nacional de Energía de Chile.- Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros, Mayo de 1995.
- 77 COMERCIO EXTERIOR, Agosto de 1994.



- 78 INTEGRACION LATINOAMERICANA, INTAL, Nro. 206.- Diciembre de 1994.
- 79 Dirección de Energía.- Viceministerio de Minas y Energía.- República del Paraguay. Encuesta realizada por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- 80 El CACE está constituido de la siguiente manera:
- Los Ministros de Energía (uno de los cuales, en forma rotativa preside el Comité);
  - El Coordinador de la JUNAC;
  - El Presidente de la Corporación Andina de Fomento, CAF; y
  - El Secretario Ejecutivo de OLADE.
- 81 CIER: Comisión de Integración Eléctrica Regional.
- 82 GENG, Luis J.- Coordinador Andino del PAIE.- Acuerdo de Cartagena.- Junio de 1995.
- 83 Dirección General de Política de Hidrocarburos de México.- Encuesta hecha por OLADE a sus Países Miembros.- Mayo de 1995.
- 84 Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).- El Salvador.- Encuesta realizada por OLADE a sus países miembros.- Mayo, 1995.
- 85 GENG, Luis J.- Coordinador Andino del PAIE.- Acuerdo de Cartagena.- Junio de 1995.
- 86 Secretaría Permanente del SELA.- La Integración en América Latina y el Caribe: de la protección a la apertura.- El financiamiento de la inversión.- CAPITULOS Nro. 42.0 Enero/marzo, 1995.
- 87 Ibidem.
- 88 Curso sobre La integración fronteriza en el Grupo Andino y la Unión Europea: experiencias, opciones y estrategias.- Centro de Formación para la Integración Regional (CEFIR).- Cartagena de Indias, Colombia 26-30 de setiembre de 1994.

---

# Energy Networks: Instruments of Integration

*Francisco J. Gutiérrez\**

## INTRODUCTION

It is said that Paris, as well as Madrid and the other large cities of contemporary Europe, grew alongside the road. The inevitable passing of travellers, soldiers, pilgrims, and above all merchants and traders through certain places bestowed upon them the importance they were to eventually acquire over the centuries. In the past, roads, bridges, and settlements constituted the physical elements through which commodities, ideas, and cultures flowed. Something similar must have occurred in the Americas; however, the foundation of sacred cities such as Mexico, Copán or Tiahuanacu was determined on the basis of instructions received from the gods, and they were then discovered and conquered by the Europeans.

Today, roads, bridges, airports, sea and river ports, cable and satellite communication systems, computers, and all the facilities we find in cities are essential elements for all productive activities. Commodities, services, and physical and human production factors are

circulated and traded through these intricate networks.

Control over roads, bridges, and city gates and the payment of tolls and right-of-way fees were at the origin of current ad valorem taxes and specific duties being applied on the imports and exports of international trade. This control limited free circulation and was used not only for fiscal revenue purposes but also to protect local arts and crafts and industries.

In terms of energy, electricity, natural gas, oil, and its products also flow through specific networks. Transmission and subtransmission systems are the means whereby power generation plants transmit electricity for industrial consumption, the commercial sector, and households. The gas line networks link supply—coming from check or associated gas reservoirs—to the demand of cities and some rural villages. Oil is carried from production wells to refineries by means of pipelines, and oil products are carried from refineries or import centers to supply dispatch outlets, and finally from the latter to service stations.

---

\* Executive Secretary of OLADE

Energy networks are therefore an essential element in the energy production-consumption chain and facilitate both the national and international interconnection of these markets. In the case of oil and its products, in addition to the pipelines one should bear in mind (as part of the network) other requirements such as storage tanks, loading and unloading facilities, and other similar installations.

As long as it is impossible to convert electric power into another type of energy that can be carried economically over long distances, without using conventional physical means, its massive use will necessarily require the use of transmission and subtransmission lines, as well as the operation of transformation and subtransformation stations. At the other extreme, oil and products can be carried by means of trucks, ships, tankers, and other means of locomotion, not only through pipelines; this is a major advantage because it means these energy products are completely tradable commodities.

### Energy Networks

The traditional concept of energy networks includes sources, circuits, and terminals (which can be for storage and/or dispatch). Nevertheless, we know that in practice networks do not function without the support of communications (telephone, radio or other). A broader view of networks would necessarily include land, river, and sea routes. Thus, highways, tunnels, and bridges are not only road network elements but also elements of the energy network to the extent that tradable energy circulates along their routes.<sup>1</sup>

A large part of the trade (whether legal or illegal) of oil products even today, between the countries of the Central American isthmus, is done overland by highway with tanker-trucks. Contraband liquefied petroleum gas from Ecuador to Peru is also transported overland; and contraband gasoline from Ecuador to Colombia is done by tanker-trucks using highways connecting the two countries. In the case of Colombia and Venezuela, the Venezuelan government has installed along the border a series of service stations that charge a price that is higher than that for the rest of the country in order to meet the demand of Colombian motor vehicles and thus legalize, at least in part, the former illegal traffic of fuel between the two countries.

### Economic Characteristics of Energy Networks

Energy networks are essentially long-term strategic investments. One of the networks' most important characteristics is the high amounts of investments needed to build them. This leads to the following effects:

- ◆ A determining factor in the cost structure of any energy transport or transmission services is the prevalence of fixed costs over variable costs.
- ◆ This facilitates the generation of important economies of scale.
- ◆ It displaces the equilibrium point<sup>2</sup> toward the right and therefore requires minimum guaranteed volumes for operation, which in some cases are either

fluctuating (seasonal demands) or not totally available (marginal demands).

- ◆ It constitutes a barrier for the introduction of new companies that wish to enter into the industry.
- ◆ In small and medium-sized markets, this scheme fosters the establishment of monopolies and/or oligopolies, inside which consumers remain captive.

Owing to the specific characteristics of the installations, once they are built they can only be used to provide the service that they were originally scheduled to provide. This means a major obstacle for companies that wish to leave the industry.

The economic, financial, political, and other risks are usually substantial and, in the case of interconnections between countries,<sup>3</sup> the risks are even greater. In order to resolve this problem, the strategy is to set up consortiums involving three types of players:

- ◆ Governments of countries through which the networks will pass.
- ◆ Private investors of the countries involved.
- ◆ Foreign private investors.

The establishment of this type of consortium is aimed at minimizing both financial risks and political risks and/or ensuring the right-of-way.<sup>4</sup>

Because of energy trade's high dependence on transmission

grids and related assets, the large investments required for building these networks, and the economic impossibility of installing redundant facilities (over-installation), ownership of these networks and/or their control, as well as the regulations governing third-party access, are determining elements for the free flow of energy and/or control and restrictions over these flows.

## 1. CURRENT STATUS OF MACRO-NETWORKS

### 1.1 Highways

The Pan-American highway that running through the Andes from southern Chile up to Alaska is probably the best-known symbol of physical integration in the Americas. Along this grand highway, only the straits of Darien have not been crossed, thus impeding land traffic between Panama and Colombia. Apart from the Pan-American highway, there are other important arteries that provide an overland road network that integrates the countries of the Americas, permitting the circulation of goods, services, and persons.<sup>5</sup> In terms of road infrastructure (disregarding customs control posts), the Western Hemisphere is virtually integrated.

Nevertheless, the countries continue to promote the building of new roads and opening up new contact points. According to SELA, "physical linkages are scarce and difficult, especially in terms of transport infrastructure."<sup>6</sup>

#### The Cartagena Agreement

The Cartagena Agreement has permitted and continues to permit, in the field of physical energy

integration, member countries to develop joint actions to achieve better development of physical space, strengthening the infrastructure and services needed to promote the integration process. It is expected that this action will take place essentially in the fields of energy, transportation, and communications. To develop the above, especially with respect to the transportation sector, the Andean Group has made considerable progress by approving highly important steps for the liberalization of these services. Thus, the administrative and legal constraints hampering international highway transportation between member countries have been surmounted, sea freight reserve laws (whereby commodities can only be shipped by specific, usually national, carriers) have been repealed, and an open-sky policy has been applied to air transport.<sup>7</sup>

The Andean Group has a set of common norms that are in keeping with the latest ideological, legal, and operational developments in international multi-mode law practice. The Andean countries already have firms focusing on these complex services, which require an efficient company configuration and a managerial capacity capable of handling different modes of transportation sequentially in the physical distribution and delivery of merchandise from port to port.

*Developments and breakthroughs in the Andean Group's physical integration*<sup>8</sup>

The following achievements in the strategic integration design, developed by the Cartagena Agreement Board (JUNAC), should be emphasized:

- a. Road infrastructure
  - ◆ Implementation of a plan for rehabilitating and upgrading the main axis of the Pan-American highway.
  - ◆ Identification of other land interconnection axes.
  - ◆ Start of construction of an important part of the new road infrastructure, with financial support from the Andean Development Corporation (CAF).
- b. Overland transport
  - ◆ A framework of standards establishing the parameters and conditions for the operation of the freight and passenger highway transport service market is now available.
  - ◆ The JUNAC is working on the preparation of two new standards that will give greater legal and operational clarity to the operation of transport services in the Andean Group.
- c. Air transport
  - ◆ The application of the sector policy known as "open sky", which has favored exclusively the airlines of the Andean Group providing services in the subregion. Since its implementation, transport supply and demand has experienced a growth of 400% compared to the level of 1991.
- d. Water transport
  - ◆ With the abrogation of freight reserve laws, the market of sea transport services was complete-

ly liberalized in the subregion, and the economic protection by the State of national merchant marine fleets came to an end, the fleet structure was liberalized, and competitive trade possibilities were opened up.

- ♦ JUNAC has a project aimed at identifying the economic and legal criteria enabling enhancement of fleet capacity for subregional trade.

### Multi-modal Transport in MERCOSUR

On December 30, 1994, the Foreign Affairs Ministers of Argentina, Brazil, Paraguay, and Uruguay met in Montevideo to subscribe to a protocol for a partial agreement geared to facilitating the multi-modal transport of merchandise.<sup>9</sup>

By virtue of this instrument, a company registered in the freight book of a competent national entity, in any of the MERCOSUR countries, is entitled to perform the activity of multi-modal transport operator in any of these states.

### Other road integration works

Among the regional road integration projects that have recently been concluded, the following should be emphasized:

#### Ecuador-Colombia

In May 1995, the bridge over the San Miguel River was commissioned; it will permit interconnecting Lago Agrio (oil storage center in Ecuador) with Puerto Asís, in

Colombia. In this case, it was the political vision and thrust of those at the head of sectional governments in the two countries that permitted the project to be implemented and, alongside this, the corresponding access roads to be built.

#### Argentina-Brazil bridge

On May 22, 1994, the international Pepirí Guazú Bridge, between Argentina and Brazil, was inaugurated. It has a span of 110 meters and was built at the initiative of the municipalities and grass-root community organizations of the localities of San Pedro in Argentina and San Miguel Oeste in Brazil.<sup>10</sup>

#### Tieté-Paraná waterway

On March 15, 1994, the Presidents of Bolivia, Brazil, and Paraguay inaugurated the Tieté-Paraná waterway; they discussed integration issues and the possibility of creating a multinational system for administering the Region's navigable waterways.<sup>11</sup>

### 1.2 Joint Electric Power Generation

The most important joint hydropower projects in the Region are: Salto Grande, Yacyretá, and Itaipú.

#### Salto Grande

After a long lead time (27 years), in 1979 the first turbine of Salto Grande on the Uruguay River was commissioned. Many problems arose during the process set in motion to materialize the project, among which:

- ♦ Border conflicts between Uruguay and Argentina.
- ♦ Political problems involving the break-off of diplomatic relations between the two countries from 1950 to 1956.
- ♦ Discussion of the benefits to be gained from upstream navigation.
- ♦ Coordinating Salto Grande with other binational projects in the Uruguay River Basin and its impact on third countries.
- ♦ The problems of the different electric power markets of the countries involved.

INSTALLED POWER CAPACITY AND GENERATION PER YEAR: ITAIPU, YACYRETÁ AND SALTO GRANDE

	Installed capacity MW	Generation GWh/year	Plant factor
Salto Grande	1,890	6,700	0.41
Yacyretá	3,200	18,000	0.64
Itaipú	12,600	73,000	0.66



At present, the project has an installed capacity of 1,890 MW and generates 6,700 GWh per year. It is important to emphasize that this project is a model for successful physical integration; very few projects have been planned, supported, and fostered by the peoples involved with such tenacity. For decades, a handful of visionary project-builders, along with grass-roots men and women from the Uruguay river basin, came together, fought for the project's materialization, and contributed to ensuring that official decisions were made.<sup>12</sup>

#### *Yacyretá*

On September 3, 1994, the Presidents of Argentina and Paraguay inaugurated the first turbine of the binational hydropower dam of Yacyretá. The ceremony included the Head of State of Uruguay. The project permits development of the Paraná River's hydropower potential in the vicinity of the islands of Yacyretá and Apipé, improvement of navigation in the area, regulation of the river's floodwater, and optimization of irrigation.<sup>13</sup>

The dam required, since the start of construction 20 years ago, an investment of US\$7.2 billion; it is estimated that another US\$1.5 billion will be needed for its completion in 1998. By then, its electric power production will account for 40% of Argentina's total consumption and two thirds of the energy required by the two countries in charge of the project. The Paraná River was closed by the dam and created a 1,600 square kilometer reservoir, that is, eight times the size of the city of

Buenos Aires. Once the project is terminated, each hour the same amount of water consumed by Argentina's capital for two days will pass through the project's 20 turbines, with a power generation capacity of 18,000 GWh per year. Yacyretá is the longest hydropower dam in the world, with an extension of 908 meters and a height of 70 meters (its size is only exceeded by the Aswan Dam in Egypt).<sup>14</sup> The river basin covers a total surface area of 970,000 square kilometers.

Yacyretá is totally owned by the State; Argentina owns 50% and Paraguay the other 50%.

#### *Itaipú*

The hydropower station of Itaipú has been progressively commissioned as of 1984. It was built to tap the hydropower potential of the Paraná River from the Gaurá Falls down to the mouth of the Iguazu River. It is estimated that the investments made to complete the project will amount to US\$11.5 billion.<sup>15</sup>

At present, it is currently operating at full capacity with an installed capacity of 12,600 MW and a generation of 73 10<sup>9</sup> KWh per year. The river basin covers a total area of 820,000 square kilometers, which means it is the largest binational hydropower project in the world. The energy that is generated belongs to Brazil and Paraguay, in equal shares.<sup>16</sup>

Itaipú is totally owned by the State: 50% belongs to Brazil and 50% belongs to Paraguay.

### 1.3 Electric Power Interconnection

Electric power interconnection in Latin America is in its initial stage, and therefore there are large investment opportunities that are financially attractive.

The benefits of electric power interconnections have been evident for the countries and have permitted the following:

- ◆ Complementation of different hydrological regimes.
- ◆ Fuel expenditures savings.
- ◆ The possibility for countries to share power capacity and energy reserves (with the resulting displacement of investments).
- ◆ Elimination of drawbacks stemming from energy rationing.<sup>17</sup>
- ◆ Displacement of more expensive energy for cheaper energy.

The tables provided on the following pages permit a rapid visualization of electric power interconnection systems currently operating in Latin America, in terms of the following circuits:

<b>Northern Subsystem</b> Central American isthmus Andean Group	<b>MERCOSUR</b> Northern Brazil Circuit Southern Brazil Circuit
---	---

It is apparent that the most extensive electric power interconnection systems are the Central American Isthmus system and the MERCOSUR system. The Northern

### Northern Subsystem

	USA	MEXICO	GUATEMALA	EL SALVADOR
USA		Interconnection		
MEXICO			Marginal	
GUATEMALA				Interconnection
EL SALVADOR				

### Central American Isthmus

	GUATEMA	EL SALVA	HONDUR	NICARAG	C. RICA	PANAMA
GUATEMA		Intercon.	Missing			
EL SALVA			Missing	Missing		
HONDUR				Intercon.		
NICARAG					intercon.	
C. RICA						intercon.
PANAMA						

\* The interconnection is between Ahuachapán in El Salvador and the Guatemala-Este substation in Guatemala City with a distance of 111.4 kilometers between them. The transmission is done over a 230-KV line, and during 1994 from origin to destination 43,260 MWh were transmitted, and from destination to origin 32,006 Mwh. To build the interconnection US\$25 million were invested.

### Andean Group

	Venezuela	Colombia	Ecuador	Peru	Bolivia
Venezuela		Intercon.			
Colombia			Marginal	Missing	
Ecuador				Missing	
Peru					Intercon.
Bolivia					

### MERCOSUR

	ARGENTINA	BRAZIL	PARAGUAY	URUGUAY	CHILE*
ARGENTINA		Interconnection	Interconnection	Interconnection	Marginal
BRAZIL			Interconnection	Interconnection	
PARAGUAY					
URUGUAY					
CHILE					

\* Chile is taking steps to be admitted into MERCOSUR.

Brazil circuit is the least developed, and the Andean Group has made relatively little progress.

#### Argentina-Bolivia

The interconnections between Argentina and Bolivia are indicated in the last 3 tables of page 39.<sup>18</sup>

#### Argentina-Paraguay

Between Argentina and Paraguay<sup>19</sup> there are:

- ◆ The Guarambaré-Clorinda interconnection line.
- ◆ The Puerto Carlos A. López-El Dorado line (see tables on page 40).

#### Brazil-Bolivia

Regarding the interconnection between Brazil and Bolivia, the technical characteristics are provided on page 40.

#### Bolivia-Peru

Regarding Bolivia and Peru, the interconnection is described in the table Bolivia-Peru ENDE to ELECTROPERU on page 41.

#### Colombia-Venezuela

The description is found in the three tables on page 41 for the Cuestecita-Cuatricentenario line, the Sevilla-San Antonio line, and the La Fria-Zulia line.

*Mexico-United States*

The electric power interconnection between Mexico and the United States is quite extensive and has been built on various fronts, with lines of 230 KV, 138 KV, 69 KV and even smaller capacities.

Mexico and the United States are interconnected by means of two 230-KV lines:<sup>20</sup>

- ◆ One extending from Tijuana, Mexico to Miguel, California, United States. Through this circuit, Mexico exported 2,015 GWh to the United States in 1993.
- ◆ Another extends from La Rosita Mexico to Imperial Valley, California, United States.

The 138-KV interconnection points include the following:<sup>21</sup>

- ◆ The line from Falcón, Tamaulipas, Mexico to Presa Falcón, Texas in the United States.
- ◆ The line from Nuevo Laredo, Tamaulipas in Mexico to Laredo, Texas in the United States.
- ◆ The line from Piedras Negras, Coahuila in Mexico to Eagle Pass, Texas in the United States.

There are also the following 69-KV interconnections:

- ◆ The line from Matamoros, Tamaulipas in Mexico to Brownsville, Texas in the United States.

**Northern Brazil Circuit**

	BRAZIL	GUYANA	FR. GUAYANA	SURINAME	VENEZUEL	COLOMB
BRAZIL		Missing	Missing	Missing	Missing	Missing
GUYANA				Missing	Missing	
FR. GUYANA				Missing		
SURINAME						
VENEZUEL						Intercon.
COLOMB						

**Southern Brazil Circuit**

	BRAZIL	BOLIVIA	PERU	PARAG	URUGUAY	ARGENT
BRAZIL		Marginal	Missing	Intercon.	Intercon.	Intercon.
BOLIVIA			Marginal	Missing		Marginal
PERU						
PARAG						Intercon.
URUGUAY						Intercon.
ARGENT						

**Argentina-Bolivia**

**AGUAS BLANCAS**

<u>ARGENTINEAN SIDE</u>	<u>BOLIVIAN SIDE</u>
Two sections of 1,500 KVA Voltage 33 KV/6.9 KV 3/0 of 90 mm <sup>2</sup> /0 of 70 mm Approximate length 1,500 m	There is no substation. It is directly fed to distribution transformers.
1994: Bolivia imported 4.2 GWh. As of October 1994, no more energy was imported.	

**PÓCITOS**

<u>ARGENTINEAN SIDE</u>	<u>BOLIVIAN SIDE</u>
Salvador Maza Substation Two sections of 1.500 KVA Voltage 33 KV/6.9 KV 3/0 of 90 mm <sup>2</sup> /0 of 70 mm Rebaje Substation Approximate length 3.5 km	There is no substation. It is directly fed to distribution transformers.
1994: Bolivia stopped importing energy in December 1993 but continues to be connected.	

**VILLAZÓN**

<u>ARGENTINEAN SIDE</u>	<u>BOLIVIAN SIDE</u>
Voltage 33 KV/24.9 KV 3/0 of 90 mm <sup>2</sup> /0 of 70 mm Length of line substation to Villazón, about 2 km Number of conductor 4 AWG Power capacity 315 KVA	There is no substation. It is fed directly to distribution transformers.
1994: Contracted power capacity: 588 KVA, as of June 1994. Bolivia imported 2.4 GWh. Peak demand purchased month of March 1994: 1,020 KVA	

Revista Energética ♦ 39

Organización Latinoamericana de Energía

## Argentina-Paraguay

GUARAMBARE-CLORINDA	
PARAGUAYAN SIDE	ARGENTINEAN SIDE
Point of origin: Guarambaré Investments made by Paraguay: US\$2.7 million	Point of destination: Clorinda (Formosa) Transformation capacity: 80,000 KVA
Length: 43 km Transmission capacity: 220 KV Energy transmitted in 1994: 2,666 MWh	

PTO. CARLOS A. LÓPEZ - EL DORADO	
PARAGUAYAN SIDE	ARGENTINEAN SIDE
Point of origin: Pto. Carlos A. López (Itapua) Investments made by Paraguay: US\$0.8 million Transformation capacity: 33,000 KVA	Point of destination: El Dorado (Misiones)
Length: 10 km Transmission capacity: 132 KV Energy transmitted in en 1994: 116,442 MWh.	

## Brazil-Bolivia

PUERTO SUAREZ	
BRAZILIAN SIDE	BOLIVIAN SIDE
Corumbá Substation  Two sections 25 MVA Two types of feeders in 13.8 KV voltage: Feeder, serving one section of 5MVA 13.8/34.5 KV. Approximate length 7 km. Number of conductor 2/0. Clientes en M.T. 34,5 KV. Installed power capacity 4.5 MVA. Approximate                      annual consumption 3,600 MWh.  Feeder No. 8 in 13.8 KV. Conductor No. 2 AWG. Approximate                      annual consumption 12,366 MWh	There is no substation. It is directly fed to the distribution transformers.
Source: National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995	

- ◆ The line from Ciudad Juárez, Chihuahua in Mexico to El Paso, Texas in the United States.
- ◆ The line from Tijuana in Mexico to San Isidro, California in the United States.

Among the lower power interconnection lines, the following should be mentioned:

- ◆ The 13.8-KV line from Nogales, Sonora in Mexico to Nogales, Arizona in the United States.
- ◆ The 12-KV lines from Ojinaga, Chihuahua in Mexico to Presidio, Texas in the United States.

### *Mexico-Belize*

There is a 34.5-KV line stretching from Chetumal in Mexico to Belize. The line enabled Mexican sales amounting to 20 GWh to Belize during 1993.<sup>22</sup>

### *Chile*

Chile has held meetings to discuss electric power integration projects with its neighbors, especially as of 1992. Thus, as a result of meetings between the Energy Secretariat of Argentina and the National Energy Commission of Chile, there is now a series of studies that would permit the definition of an integration modality with Argentina.<sup>23</sup>

#### 1. Chile-Argentina

Electric power surpluses are being exported from the city of Chile Chico in Chile to the town of Los Antiguos in Argentina. This flow corresponds to 400 KW in off hours

and 100 KW in peak hours and is handled by the Power Utility of Aysen (ADELAYSEN).

It is important to mention an interconnection project between Santiago de Chile and Mendoza in Argentina, which dates back to 1987 and requires the construction of a 220-KV line with a carrying capacity of 200 MW and 275 kilometers of power lines, of which 10 kilometers involve underground cables under the international pass Los Libertadores. To date, this project has not been promoted by private investors.

## 2. Chile-Peru

There is an electric power interconnection agreement between the Chilean power utility EME-LARI of Arica and the Peruvian utility ELECTROSUR. The export of electric power involves a capacity of 10 MW which can be enlarged to 20 MW, without taking into account firm power capacity contracting.

### 1.4 Gas Pipelines

In Latin America and the Caribbean there is currently a considerable potential for natural gas (greater than that of North America), but present rates of energy production and consumption are still very low. At December 1993, Latin American gas reserves amounted to 47.8 billion barrels of oil equivalent (BOE), but regional production amounted to only 1.7 million BOE per day that same year and only 1.6 million BOE per day during 1994.

## Bolivia-Peru

ENDE TO ELECTROPERU	
BOLIVIAN SIDE	PERUVIAN SIDE
<p>Feeder S/E Huarina 3 MVA. There are different feeders leaving the substation. The Copacabana feeder is the one used for exporting energy to Peru, with about 96 km and 4 metering sites:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desaguadero: 2,246 KVA</li> <li>• Kasani 1,022 KVA</li> <li>• Tinicachi 20 KVA</li> <li>• Anapia 16 KVA</li> </ul>	<p>There is no substation. It is directly fed to distribution transformers.</p>
<p>1994: Bolivia exported 3.3 GWh. Source: National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995</p>	

## Colombia-Venezuela

CUESTECITA-CUATRICENTENARIO LINE	
COLOMBIAN SIDE	VENEZUELAN SIDE
<p>Point of origin: Cuestecita (Maicao) Investments made (US dollars of 1993): US\$13.5 million Transformation capacity: 150,000 KVA</p>	<p>Point of destination: Cuatricentenario (Maracaibo) Investments: US\$14 million Transformation capacity: 150,000 KVA</p>
<p>Total length: 128 km. Transmission: 230 KV Capacity: 150 MW Energy transmitted from destination to origin in 1994: 144 GWh.</p>	
<p>Sources: Mining and Energy Planning Unit, Ministry of Mines and Energy of Colombia and Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.</p>	

SEVILLA - SAN ANTONIO LINE	
VENEZUELAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
<p>Point of origin: San Antonio Transformation capacity: 15,000 KVA</p>	<p>Point of destination: Cúcuta Transformation capacity: 15,000 KVA</p>
<p>Total length: 14 km. Transmission: 13.8 KV / 34.5 KV</p>	
<p>Source: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.</p>	

LA FRIA - ZULIA	
VENEZUELAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
<p>Point of origin: La Fría Transformation capacity: 50,000 KVA</p>	<p>Point of destination: Zulia Transformation capacity: 50,000 KVA</p>
<p>Total length: 30 km. Transmission: 115 KV Energy transmitted in 1994: 123,335 MWh</p>	
<p>Sources: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.</p>	



## *Mexico-United States*

Integration of Mexico's gas pipeline system with that of the United States began in 1979 with the construction of the 48- and 42-inch Cactus-San Fernando-Los Ramones gas pipeline that permitted joining natural gas production centers with industrial consumption centers in the north and exporting gas during 1980-1984. Before this the El Paso interconnection was used to supply small volumes of gas to the border city of Naco (Sonora) and the mining company of Cananea, which was a stand-alone system based on imports.<sup>24</sup>

At present, there is an important gas interconnection network between Mexico and the United States through different connection points, as indicated in the table below. The size of the pipelines is not homogeneous and these lines fluctuate widely. Thus, for example, the Peñitas-Matamoros and McAllen-Reynosa pipelines can carry up to 400 million cubic feet per day of gas and the Hidalgo-Reynosa line 375 million cubic feet per day. By contrast, the Engel Pass-Piedras Negras line has a capacity of only 4 million cubic feet per day. During 1993, the United States sold to Mexico 1.05 billion cubic meters of gas through the gas line network and imported 0.03 billion cubic meters (see table at top of page 43).<sup>25</sup>

## *Bolivia-Argentina*

For 20 years, Bolivia has been selling natural gas to Argentina through a gas line interconnection extending from Santa Cruz to Buenos Aires. Exports are currently on the order of 40,000 BOE per day (see table at bottom of page 43).<sup>26</sup>

## *Chile*

Interconnection projects have not as yet materialized, but it is expected that this will take place over the short term.

Projects that are competing for supplying natural gas to the central-southern region of Chile are to date:

- ◆ The Trans-Andean gas pipeline/ Gas de Chile.
- ◆ Gas Andes/Metrogas.
- ◆ Gas Sur.

There are also other interconnection projects, two in the northern part of the country (Norandina with Bolivia and Atacama with Argentina), and another in the south to supply the second chain of the methanol-producing plant METHANEX with Chilean and Argentinean natural gas. Further details on these projects will be presented below.<sup>27</sup>

## *Chile-Argentina*

In February 1994, the so-called No. 5 protocol was subscribed between Chile and Argentina. This instrument was updated in July 1995. On the basis of this agreement, the volume of natural gas imported by the country was liberalized, and the restriction prevailing in the first version, which only allowed gas coming from the Neuquén zone, was lifted. The possibility of eventual exports from Chile to Argentina is also being envisaged.<sup>28</sup>

## *Rest of the region*

In the rest of the region, integration through gas pipelines is still quite slight compared to the potential; nevertheless, it is apparent that two integrative hubs are emerging for the gas industry: one at the north, involving the network consisting of Venezuela, Colombia, and Ecuador, which would include energy supply of the Central American isthmus and eventually the southern part of the United States; and another involving Peru, Bolivia, Brazil, Argentina, Chile, Uruguay, and Paraguay.

Nevertheless, one of the most severe obstacles for natural gas trade integration and expansion in Latin America and the Caribbean is the huge disparity in fuel sale prices. For example, in Barbados, gas for household use is sold at about US\$120 per BOE and in Venezuela at only US\$2.5 per BOE.

## **1.5 Oil Pipelines**

Energy interconnections by means of pipelines is still an incipient activity in the region. Only the following can be cited:

- ◆ The interconnection between Ecuador and Colombia, through a branch enabling one part of Ecuadorian oil production to flow through the Trans-Andean Oil Pipeline, in Colombian territory, and to be exported through the Colombian port of Tumaco.
- ◆ The recent Trans-Andean pipeline built between Argentina and Chile.
- ◆ The oil pipeline going from Santa Cruz in Bolivia to the port of

**CURRENTLY OPERATING GAS LINE  
INTERCONNECTIONS BETWEEN MEXICO AND  
THE UNITED STATES\***

ORIGIN	DESTINATION	CAPACITY MCFD**
Peñitas, Texas, USA	Matamoros, Mexico	400
McAllen, Texas, USA	Reynosa, Mexico	400
Hidalgo, Texas, USA	Reynosa, Mexico	375
El Paso, Texas, USA	Cd. Juárez, Mexico	60
Naco, Arizona, USA	Naco, Sonora, Mexico	16
Engel Pass, Texas, USA	Piedras Negras, Mexico	4

\* General Directorate of Hydrocarbons Policy of Mexico, on the basis of a survey conducted by OLADE to the member countries, May 1995.

\*\* MCFD: Million cubic feet per day.

Arica in Chile, permitting the transport of Bolivian crude oil from the jungle to the oil terminal of YPFB on the Pacific coast. The capacity of this pipeline is 50,000 barrels per day and its length is 969 kilometers.<sup>29</sup>

*Argentina-Chile: Trans-Andean Pipeline*

The No. 5 protocol signed by Chile and Argentina referred to above made possible the construction of a pipeline from the Neuquén basin in Argentina to Concepción in Chile. This oil is aimed at supplying

the Chilean market and third-country exports through the port of San Vicente in Talcahuano in Chile.<sup>30</sup>

On February 15, 1994, the Trans-Andean pipeline was commissioned; its total cost amounted to US\$220 million. Financed by private capital from Argentina and Chile, the pipeline extends for 425 kilometers (16-inch diameter) and connects the Argentinean reservoirs of Puerto Hernández in the province of Neuquén with the Talcahuano VIII Region in Chile and will carry oil to the Chilean PETROX refinery of Concepción. The first phase of

the oil pipeline will involve transporting 50,300 barrels per day of crude oil, an amount that will increase gradually until reaching a maximum capacity of 107,000 barrels per day.<sup>31</sup>

The estimated value of the investment needed is US\$220 million. Regarding ownership, 12.25% is property of the State of Chile and 87.75% is owned by the private sector (YPF of Argentina and the Río de la Plata Bank).<sup>32</sup> The oil pipeline is administered by the A&C Pipeline Holding company.

Chilean refiners have indicated their interest in purchasing additional volumes of crude oil from Rincón de los Sauces, arriving from Argentina through the Trans-Andean oil pipeline. The line currently carries 85,000 barrels per day and will soon reach its peak operating capacity. It seems, however, that PETROX, which is the refinery of the National Oil Company of Chile (Empresa Nacional de Petróleo de Chile—ENAP) and had originally made commitments to purchase 60,000 barrels per day from Argentina's state oil company (Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina—YPF), would be interested in purchasing up to 158,000 barrels per day. This appears to be technically impossible, unless a parallel pipeline is built to carry the increase in demand.<sup>33</sup>

*Colombia-Ecuador (interconnection pipeline)*

Between Colombia and Ecuador, there is an oil interconnection pipeline: Lago Agrio-San Miguel (see table below).

**BOLIVIA-ARGENTINA GAS PIPELINE**

BOLIVIAN SIDE		ARGENTINEAN SIDE	
Origin: Santa Cruz		Destination: Yacuiba ((Border Boliv/Argent)	
Investments made in 1971: US\$56.3 million			
Total length 530 km.			
Capacity 271 million cubic feet per day			
Amount transmitted in 1994: 76,556 million cubic feet (209.7 MCFD)			
Used capacity in 1994: 77.4%			

Source: National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995.

## Colombia-Ecuador

LAGO AGRIO-SAN MIGUEL OIL PIPELINE	
ECUADORIAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
Origin: Lago Agrio	Destination: San Miguel
Capacity: 100,000 Bbls/d	
Amount transmitted in 1994: 22,435 Bbls/d	

Source: Mining and Energy Planning Unit, Ministry of Mines and Energy of Colombia, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

## 2. PROJECTS UNDER WAY

An important group of projects are being implemented today in Latin America and the Caribbean; they are increasingly consolidating the region's physical integration. Day by day progress is being made in the construction of highways, waterways, bridges, and tunnels. In some parts, the idea of the railway as a suitable means for spanning long distances is emerging once again. Joint electric power interconnections and generation, once the initial political and economic obstacles are surmounted, are a concrete reality that can gradually integrate the different subregions. One can see, slowly arising over the horizon, the inexorable interconnection of oil and gas lines through which the oil and natural gas that are indispensable for recent efforts to ensure development, along with liberalization, will circulate.

### 2.1 Highways, Waterways, Bridges, and Tunnels

#### *Brazil-Venezuela*

On July 29, 1994, Brazil and Venezuela subscribed to an economic

complementation agreement in order to liberalize reciprocal trade in the future.<sup>34</sup> The working group on transportation and communications provided advisory services for the pavement works of the trans-border highway.

In mid-May 1995, it was announced that the two countries had signed an agreement to facilitate freight and passenger transport on the trans-border highway and that studies would continue on the establishment of connections between the northern part of Brazil and the south of Venezuela.<sup>35</sup>

#### *Bolivia-Chile-Southern Cone*

In this region<sup>36</sup> the following physical integration projects can be emphasized:

- ◆ The Inter-Oceanic highway, which would unit Chile, Bolivia, Paraguay, and Argentina (advocated by Chilean businessmen and congressmen).
- ◆ The new span of the Patacamay-Tambo Quemado highway, which would join Arica with La Paz, and the second binational

route between Iquique, Chile and Oruro, Bolivia.

#### *Bolivia-Peru*

The highway connecting La Paz with Ilo is under construction.<sup>37</sup>

#### *Ecuador-Colombia*

Both countries have made commitments to become integrated by means of a new linkage. The Borbón-Maldonado-Mataje highway in Ecuador and the construction of the bridge over the Mataje River will permit, in mid-1996, an interconnection with Tumaco in Colombia.

#### *Ecuador-Peru*

The Arenillas-Alamor-Zapotillo highway in Ecuador, as well as the construction of the bridge over Zapotillo and the Zapotillo-Piura section in Peru, will permit a new interconnection point between the two countries. This project, at present, has been suspended due to the armed conflict between the two countries early in 1995.

#### *Peru-Brazil*

Peru offered to provide Brazil with an outlet to the Pacific Ocean, through the ports of Paita at the north or Ilo at the south, using highway corridors and navigable waterways. Peru would like to transform Ilo into a new Singapore, a nexus between Sao Paulo and Tokyo.<sup>38</sup>

#### *Trans-cordillera tunnel*

Argentina and Chile are studying the technical viability of a project aimed at building a low-alti-

tude tunnel that would serve as an alternative route to the current transcordillera pass. The tunnel would have an extension of about 20 kilometers and would bring together the localities of Horcones, Mendoza in Argentina and Juncal in Chile, and its highest point would be located at 2,720 meters. The estimated cost is US\$300 million, and lead time for the project would be under seven years. It would surmount the drawbacks and restrictions of the current pass, which is frequently blocked during the winter as a result of intensive snowing and landslides typical of this area of the Andes.<sup>39</sup>

#### *Argentina-Paraguay bridge*

In September 1994, a bid process was initiated for building a bridge over the Pilcomayo River, which would connect the locality of Misión de la Paz en Salta, Argentina with Pozo Hondo in Paraguay. This connection is highly important because, although the Argentinean side is only slightly developed, on the Paraguayan side there are major settlements that have emerged as a hub for agro-industrial activities. The bridge would be erected in a sector where the river's flow is 200 meters wide, which would require the installation of 18-meter pylons.<sup>40</sup>

#### *Brazil-Uruguay bridge*

On September 19, 1994, the Foreign Affairs Minister of Brazil and Uruguay signed agreements to improve the two countries' border linkage. The agreements included the construction of a bridge that would connect the municipality of Herval in Rio Grande do Sul in Brazil with the municipality of Cerro Largo in Uruguay.

#### *Paraguay-Paraná waterway*

During his official visit to La Paz, on August 5-6, 1994, the President Wasmosy of Paraguay supported Bolivian aspirations to become part of MERCOSUR. President Wasmosy emphasized the importance of various joint projects such as the Paraguay-Paraná waterway and the need to set up a trinational commission between Bolivia, Paraguay, and Argentina to develop the Pilcomayo river basin.<sup>41</sup>

The Paraguay-Paraná waterway is one of the most important physical integration undertakings. This route, on the one hand, will enhance trade between Brazil (Mato Grosso), Bolivia (especialmente Santa Cruz), Paraguay, Argentina (El Chaco), and partially Uruguay. On the other hand, it will facilitate the transport of products toward the Atlantic Ocean. It should not be forgotten that, in the past century, the river port of Asunción was as important as that of Buenos Aires or Montevideo.<sup>42</sup>

#### *Multi-modal corridor: Peru-Bolivia-Paraguay*

Between September 24-25, 1994, the Presidents of Bolivia, Paraguay, and Peru reviewed physical integration issues, so that their countries could materialize the Atlantic-Pacific linkage, by means of a multi-modal corridor.

On September 25, 1994, in the so-called Declaration of Puerto Suárez, the three Presidents manifested their common wish to promote integrated development and a link-up of the Pacific and Atlantic Oceans by means of a project for the

physical interconnection of the Paraguay-Paraná waterway with Ilo and Matarani, through Paraguay and Bolivia, and for the operation of a multi-modal transport system that would foster productive activities in their three countries.

The three Heads of State reiterated the political will of their governments to consider the corridor Asunción→Paraguay-Paraná waterway→Puerto Busch→Puerto Suárez→Puerto Ilo and Matarani, as well as the Asunción→Ruta Transchaco road connection (Bolivian and Paraguayan sections) with the ports of Ilo and Matarani, as the focus of this trinational interest in integration.

Argentina has always shown its readiness and willingness to permit the connection of this multi-modal corridor with the Plate River and through this to obtain an outlet to the Atlantic Ocean.

#### *Venezuela-Trinidad and Tobago river highway*

Trinidad and Tobago is interested in using the river highway of the Orinoco and Apure rivers in order to reach Colombia and the other Andean Group countries. The river highway is a project that has been gaining acceptance over the last few years as a transport alternative between remote regions of Venezuela that are only tenuously connected by land or air. This route, which runs through the plains of Venezuela in a westerly-easterly direction, is a natural passageway for establishing communication between the Caribbean and Andean markets at competitive freight prices. It would permit the physical interconnection between the Andean Group

and the Caribbean Community. During 1993, Trinidad imported US\$224.3 million of Venezuelan products and exported US\$13.5 million to Venezuela.<sup>43</sup>

## 2.2 Railways

### *Bolivia-Chile railway*

Bolivia and Chile are considering consolidating their railway lines, for which purpose the alternative of privatizing the Arica-La Paz route could be seriously considered.<sup>44</sup>

### *Bolivia-Peru railway*

The Presidents of Bolivia and Peru re-asserted their interest in concretizing the railway integration between both countries and have envisaged the possibility of linking up Ilo and La Paz.<sup>45</sup>

### *Venezuela-Colombia railway*

On July 8-9, 1994, during the Tenth Meeting of the Good Neighbor Commissions, held in Bogotá, the Vice-Minister of Foreign Affairs of Venezuela revealed that, among the issues dealt with, there was the construction of a binational railway that would connect the Department of Santander in Colombia with the State of Zulia in Venezuela, aimed at reducing freight-carrying costs between the two countries.<sup>46</sup>

### *Buenos Aires-Lima railway*

One of the ideas that has been proposed is the railway interconnection between Buenos Aires and Lima; several railroad sections such

as Guaquí (located in Bolivia on the shores of Lake Titicaca) and Ilo (or Puno) in Peru are still missing.

It seems that, with the construction of the highways and railways, two economic-political hubs are being developed. On the one hand, it would involve a connection between the Atlantic and Pacific oceans, that is, between the port of Santos in Brazil and the ports of Arica in Chile and Ilo in Peru. From a strictly energy point of view, this hub will have natural gas available in all its centers, coming from Bolivia, the north of Argentina or Camisea in Peru. On the other hand, the Paraguay-Paraná waterway is a complement to the first hub and parallel to it but located farther south.<sup>47</sup>

## 2.3 Electric power interconnection

### *SIPAC*

This physical integration project, whose investment requirements (100% state property) would amount to US\$500 million, is referred to as the Interconnected System for Central America (Sistema de Interconexión para América Central—SIPAC). It will permit the flow of electricity between the countries of the Central American isthmus (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, and Panama) by means of a 500-KVA line stretching for 1,678 kilometers.

At present, the power systems are connected by a 230-KV line as follows:

◆ To the north: Guatemala and El Salvador

◆ To the south: Honduras, Nicaragua, Costa Rica, and Panama

Once the connection line between El Salvador and Honduras has been installed (by 1997), the circuit will be entirely linked up.

The project's development has been set up in two phases. The first phase, to be implemented in 1997, involves the construction of internal consolidation works that include, among others, the 230-KV interconnection between El Salvador and Honduras. The complete trunk line will be built for 500 KV and will be energized at 230 KV. The second phase (2003-2004) envisages energizing at 500 KV with the commissioning of important power generation projects, considered in the coordinated planning and corresponding substations.

The cost of the first phase amounts to US\$400 million and that of the second US\$100 million; therefore the total project will require an investment of US\$500 million.

The project is currently involved in obtaining financial resources from the Inter-American Development Bank, which has requested studies to decide the adequate voltage for the line, on the basis of economic criteria, reliability, stability, and security of interconnection equipment.

The Central American presidents who subscribed to the



### ELECTRIC POWER INTERCONNECTIONS IN THE CENTRAL AMERICAN ISTHMUS

DISTANCES IN	Kilometers	MAP OF THE CENTRAL AMERICAN ISTHMUS
Guatemala	87	
El Salvador	247	
Honduras	119	
Nicaragua	284	
Costa Rica	489	
Panama	452	

Guácimo Declaration on August 20, 1994 agreed, among other aspects, to grant high priority to the implementation of the Electric Power Interconnection System for Central America.<sup>48</sup>

#### Group of Three (G-3)

The so-called Group of Three, which was set up on March 11, 1989 by Colombia, Mexico and Venezuela,<sup>49</sup> during its first phase, implemented a program for interconnecting hydropower and gas line systems of the G-3 nations, in order to supply energy to the area.

#### Brazil-Venezuela

On July 29, 1994, Brazil and Venezuela<sup>50</sup> analyzed the technical reports on the viability of an electric power interconnection between the southeast of Venezuela and the north of Brazil.

It also seems that future enlargements of Guri in Venezuela are tied to the purchase of electricity by Brazil. A 1,500-kilometer inter-

connection would be needed for this to be feasible.

#### Brazil-Uruguay interconnection

Brazil and Uruguay agreed to make progress on the interconnection of the electric power supply systems, which will be concretized in 1995, through the border towns of Livramento and Rivera. This agreement would permit the integral tapping of energy supplied by the UTE utilities of Uruguay and CEEE of Rio Grande do Sul.<sup>51</sup>

#### Bolivia-Brazil

The Brazilian state of Matto Grosso wishes to purchase electrici-

generated by the U.S. company ENRON Power. To materialize this project, investments will have to be made for the corresponding interconnection.<sup>52</sup>

#### Venezuela-Colombia

See table below.

## 2.4 Oil and gas pipelines

### Center-South Subregion<sup>53</sup>

The Bolivian Energy Secretary's vision of energy development of the Center-South Subregion is optimistic. He believes that it holds a large gas reserve and that expectations for growth of demand

SAN MATEO - COROZO LINE	
VENEZUELAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
Point of origin: El Corozo	Destination point: San Mateo (Cúcuta)
Transformation capacity: 100,000 KVA	Transformation capacity: 100,000 KVA
Planned investment: US\$10 million	Planned investment: US\$10 million
Total length: 49 km.	
Transmission: 230 KV	
Total investment: US\$20 million	
Date start of construction: 1993	
Date of commissioning: December 1995	
Source: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.	

**GAS PIPELINES OF THE CENTRAL SOUTHERN SUBREGION  
SECTION, LENGTH, DIAMETER AND CAPACITY**

COUNTRIES	SECTION	LONGIT. Km	DIAMET. inches	CAPACITY MCMD
Bolivia-Brazil	Sta. Cruz - El Mutún (Bolivia)	560	32	32
	Corumbá - Campiñas (Brazil)	1.250	32	32
	Campiñas - Sao Paulo (Brazil)	154	24	25
	Campiñas - Curitiba (Brazil)	439	22	
	Curitiba - Tijucas (Brazil)	240	18	
	Tijucas - Criciúma (Brazil)	190	16	
	Criciúma - P. Alegre	240	14	
Bolivia-Chile	Villamontes - Antofagasta	1.126	20	
Bolivia-Paraguay	Vuelta Grande - Asunción	901	12	
Argentina-Chile	Neuquén - Santiago	1200	24	
Argentina-Brazil	Madrejones - Pto. Alegre	2735	36-42	
Argentina- Uruguay	San Jerónimo - Montevideo	644	N.D.	
Peru-Bolivia	Camisea - Santa Cruz	1.300	30	18
Brazil	Rio de Janeiro - B. Horizonte	365	16	
Chile	Antofagasta - Santiago	1.126	N.D.	

MCMD: Million cubic meters per day  
Source: National Energy Secretariat, July 18, 1995

are highly favorable. Argentina, Bolivia, and Peru were able to participate in the process as producers, whereas Brazil, Chile, and Uruguay are natural markets for this energy product.

Regarding the location of natural gas reserves, the following should be mentioned:

- ◆ The reserves located in the southern area of Bolivia and the northeastern area of Argentina (Neuquén).
- ◆ The Madre de Dios basin, covering the southern part of Peru and

northeastern Bolivia, where the Camisea reserves are located.

- ◆ The two regions located between Argentina and Chile (to the south of the mainland), which because of their geological characteristics and remoteness are only partially being tapped by private companies.

If a concerted strategy is applied, the subregion could become a pole of attraction for private investors. Geo-economically, Bolivia will become a major center for the supply, dispatch, and transit of natural gas.

#### *Argentina-Brazil*

Between Argentina and Brazil, options have been reviewed to build two gas pipelines. The first between San Gerónimo, Puerto Iguazu and Sao Paulo will involve a length of 2,300 kilometers and a carrying capacity of 6 million cubic meters per day. The second would follow the line laid out for Paraná-Concepción del Uruguay-Paso de los Libres-Alegrete-Porto Alegre, with a length of 1,140 kilometers. Supply to Paraguay and Uruguay will depend on materializing these projects and the evolution of their energy markets.

## Argentina-Chile

Between Argentina and Chile, there are two projects that are being considered competitively:

- The trans-Andean gas pipeline
- The GasAndes gas pipeline

There is not enough demand for the two projects to be self-financed and gain profits, and it therefore seems that only one of the two projects will be implemented.

### Argentina-Chile (Trans-Andean Gas Pipeline)

The gas line will start at Loma La Lata in Neuquén in Argentina, then run through the city of Chillán in Chile and finally reach Santiago. A branch of the gas line from Santiago to the city of Valparaíso, at 115 kilometers to the northeast of Chile's capital, is also being envisaged. The entire gas line implies a span of 816 kilometers for the main pipeline and 565 kilometers of branches. It will cost US\$1.7 billion, involve a capacity of 250 million cubic feet per day (45,000 barrels per day), and begin to operate in 1997, becoming the first Argentinean gas export project.<sup>54</sup>

The companies involved in the project are: CHILECTRA, ENAP, and ENERSIS, from Chile; YPF S.A., ASTRA, BRIDAS, Petrolera San Jorge, and PLUS-PETROL from Argentina; and TENNECO GAS of the United States.

The English firm British Gas and the two Chilean firms, CHILECTRA and ENERSIS, will distribute gas in Santiago.<sup>55</sup>

Items	Distances	MillionUS\$
<b>Transport</b>		
Main line	816 km	560.0
Branches	565 km	110.0
<b>Distribution</b>		
Networks	2,500 km	330.0
<b>Generation</b>		
Indirect investment and conversion		700
<b>TOTAL</b>		<b>1,700</b>

Source: National Energy Commission of Chile, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

To date, the project already has prefeasibility, feasibility, and basic engineering studies. Chile, Argentina, and the United States are interested in supporting it (see table above).<sup>56</sup>

### Argentina-Chile (Gas Andes/Metrogas)

This macroproject is aimed at supplying natural gas to the Fifth and Metropolitan regions and, in addition, at retrofitting several Chilean thermo-electric plants to natural gas. For this purpose, the central-west Argentinean gas line will be used and adapted, and a branch will be built from the compression station of La Mora (to the south of the province of Mendoza in Argentina); this branch will enter through the pass of Cajón de Maipo (central area of Chile), reach Santiago, and from there go toward the cities of Valparaíso and Viña del Mar. Overall, it involves 464 kilometers from the compression station to Santiago (342 kilometers in

Argentinean territory and 122 kilometers in Chilean territory) (see map on top of page 50).<sup>57</sup>

The gas pipeline (24-inch diameter) will have a length of 470 kilometers and will permit supplying 5 million cubic meters per day (initial capacity of 8.4 million cubic meters per day). Total investments, according to the National Energy Commission of Chile, could amount to US\$1.1 billion; nevertheless, estimates by Gasoduct GasAndes S.A. amount to US\$604.3 million.

The macro-project already reckons with prefeasibility, feasibility, and basic engineering studies. The project's intention is to supply the city of Santiago with natural gas, as of May 1995. The countries interested in supporting the project are Argentina, Chile, and Canada.<sup>58</sup>

This macro-project is divided into three projects as indicated in the second table of page 50:

### GASANDES GAS PIPELINE LAYOUT



Source: Raúl Montalva, Market Manager, gas pipeline of GasAndes S.A., Chile

The companies participating in the gas line consortium are GASCO, COPEC, CHILGENER, CGE and ENERGAS from Chile; NOVA Corp. from Canada; Lone Star, Santa Fe Energy, and Duke Power from the United States; TECHINT, Compañía General de Combustibles, and Petrolera Santa Fe from Argentina; and Monumental Oil from England.<sup>59</sup>

The shareholding composition of projects indicates that the equity capital is totally owned by private investors from Argentina, Chile, the United States, Canada, and England (see tables at left).

#### Argentina-Chile (Atacama)

In terms of conception, the project<sup>60</sup> is aimed at supplying natural gas to the Second Region of Chile, from Salta in the northern part of Argentina. It involves a 640-kilometer gas line, from the locality of Ramos on the Argentina-Bolivia border to Antofagasta, Mejillones, and Tocopilla in Chile. The total of these investments was estimated at US\$500 million.

A branch toward the city of Chuquicamata was also considered; this would bring the line's total length to 830 kilometers.

The countries interested in supporting the project are Argentina, Chile, and the United States, and the companies behind this effort are CMS Energy and Williams Brother.

#### Argentina-Chile (Gas Sur)<sup>61</sup>

This project intends to supply natural gas to the Eighth Region of

#### MACROPROJECT STRUCTURE\*

		US\$ Million
1. GasAndes gas pipeline	Gas transport system between La Mora (Neuquén) and Santiago	284.1
2. Metrogas distributor	Natural gas distribution and sale to residential consumers of Santiago de Chile.	115.3
3. Santiago Power Utility	Electric power generation station for the Central Interconnected System of Chile.	204.9
<b>TOTALES</b>		<b>604.3</b>

Raúl Montalva, Market Manager, GasAndes S.A. gas pipeline, Chile. Chile: incidencia de las futuras centrales a gas. Seminario "Capitalice e invierte en gas y petróleo en Latinoamérica," June 5-7, 1995, Buenos Aires, Argentina.

#### SHAREHOLDING STRUCTURE\*

Companies	Ownership	Companies	Propiedad
<b>1. GasAndes gas pipelines</b>		<b>2. Metrogas Distributor</b>	
Novacorp Int.	Canada 40.0%	Gasco	Chile 37.5%
Techint	Argentina 15.0%	Lone Star	USA 10.0%
Cía. General de Combustibles	Argentina 15.0%	Copec	Chile 22.5%
Gasco	Chile 10.0%	Chilgener	Chile 12.5%
Chilgener	Chile 10.0%	Novacorp Int.	Canada 10.0%
Minority group	10.0%	Enagas	Chile 7.5%
		<b>TOTAL</b>	<b>100.0%</b>
		<b>3. Empresa Eléctrica Santiago</b>	
Petrolera Santa Fe	Argentina	Chilgener	Chile 51.0%
Santa Fe Energy	USA	Duke Power	USA 24.0%
Monument Oil	England	Novacorp Int.	USA 15.0%
BHP Petroleum	USA	Gasco	Chile 10.0%
Gassur	Argentina		
<b>TOTAL</b>	<b>100.0%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>100.0%</b>

Raúl Montalva, Marketing Manager, GasAndes S.A. gas pipeline, Chile: incidencia de las futuras centrales a gas. Seminario Capitalice e invierte en gas y petróleo en Latinoamérica, June 5-7, 1995, Buenos Aires.

Chile, from the Buta Ranquil sector in the province of Neuquén in Argentina. The pipeline would run through the cordillera of the Andes through the Buta Mallín pass, and would then extend to the cities of Concepción and Talcahuano, with a bypass toward the south up to the coastline area of Arauco. In addition a branch toward the area where cellulose industries are installed, that is toward Cabrero and Laja, is being considered.

The project involves 350 kilometers of main lines (160 kilometers in Argentina and 190 kilometers in Chile), plus 90 kilometers of branches. Natural gas supply would begin between 1997 and 1998.

The project involves the participation of the Chilean companies GASCO-Concepción and COPEC, the Canadian company NOVA Corp., and the U.S. company Lone Star.

#### Argentina-Chile (METHANEX)

This gas line will be built in Tierra del Fuego and will be used to feed the methanol-production chain of installations of the METHANEX plant. The gas pipeline will extend from the zone of San Sebastián in Argentina, link up with the Chilean gas line, and through the latter run through the Strait of Magellan, to eventually reach the methanol plant in Punta Arenas. In this case, the interconnection will permit the import of 17 billion cubic meters over a 20-year period (about 2.5 million cubic meters per day). It is estimated that the project will be commissioned by the end of 1996.

#### Argentina-Chile (propane pipeline)

In the XII Region of Chile, there is a liquefied gas (propane) interconnection line by means of which the country is supplied from Argentinean natural gas treatment plants, located in Tierra del Fuego. This pipeline, with a 4-inch diameter, connects the area of San Sebastián in Argentina with the storage terminal in Cabo Negro, through a series of overland pipelines and an undersea pipeline. The liquefied gas supplies both the XII Region market and the central zone which is reached by sea.<sup>62</sup>

#### Bolivia-Brazil gas pipeline

In February 1993, by means of a contract subscribed by Bolivia and Brazil, the governments of the two countries made a commitment to build a gas pipeline that would permit the export of natural gas from the reservoirs of Bolivia. The sale of gas is highly important for the integration of the two countries and will permit achieving a balance in bilateral trade, which is now highly favorable for Brazil (in 1993, Brazil exported goods and services to Bolivia in the amount of US\$430.5 million and imported only US\$17.9 million).<sup>63</sup>

The gas line from Santa Cruz de la Sierra to Campinas, extending over 3,400 kilometers,<sup>64</sup> will have a 32-inch diameter, but new contracts with Sao Paulo's power utilities could lead to its enlargement to 36 inches.<sup>65</sup> Brazil accepted to increase the diameter of the gas line from the initially planned 28 inches to 32 inches, with a carrying capacity of close to 1 billion cubic feet, almost twice what Bolivia had planned to export at its peak, which had been estimated at 565 million cubic feet per day. As a result, additional gas could be carried from Peru or Argentina in the future (see table below).<sup>66</sup>

The original agreement, signed on February 1993, set an initial volume of 282 million cubic feet per day and a wellhead price of US\$0.90 per million BTU. Under these conditions, Bolivia was requesting from Brazil an import of 424 million cubic feet per day and an immediate price hike.<sup>67</sup>

Equivalences		
Million ft <sup>3</sup> /d	Million m <sup>3</sup> /d	1000 BOE/d
282.0	8.0	50.2
424.0	12.0	75.0

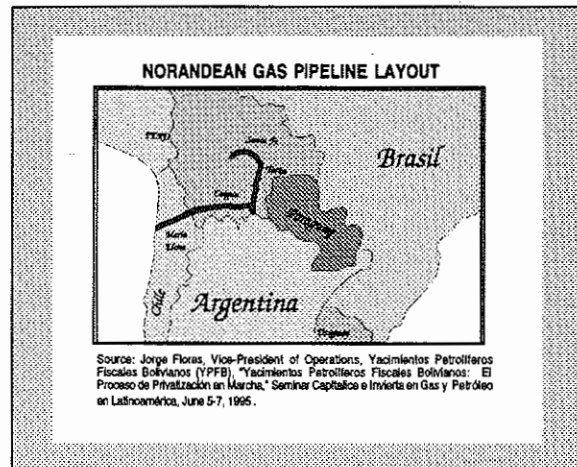
BOLIVIA-BRAZIL GAS PIPELINE	
BOLIVIAN SIDE	BRAZILIAN SIDE
Origin: Santa Cruz	Destination: Campiñas
Estimated investments: US\$420.1 million	Estimated investments: US\$ 895.8
Total investment: US\$1,315.9 million*	
Year start of construction: 1996	
Year of commissioning: 1997	
The project has feasibility and detailed engineering studies available.	
Source: National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995	
* According to Latin American Oil & Gas Monitor, total investments could amount to US\$2 billion. How these investments might eventually be financed will be presented below.	



External financing needed for building the Bolivia-Brazil gas line was guaranteed by the World Bank and the Inter-American Development Bank. As of 1997, the gas line should carry 8 million cubic meters per day of natural gas from Santa Cruz de la Sierra in Bolivia to Sao Paulo (about 50,000 BOE). According to the Jornal do Brazil, in May 1995 PETROBRAS will open up a bidding process to purchase materials, and in August 1995 the project will begin. In 1994, PETROBRAS selected the BTB consortium (composed of the companies TENNECO, British Gas, and Broken Hill Proprietary Petroleum) as its partner for the construction of the Brazilian section, which involves 1,426 kilometers between Corumbá and Campiñas. The cost of this stretch amounted to US\$2 billion. The Bolivian section, involving 577 kilometers, will cost about US\$400 million and will be developed by the ENRON-YPFB consortium. YPFB

will be able to participate up to 20% in the Brazilian section.<sup>68</sup>

On July 20, 1994, ENRON Corporation of the United States signed a memorandum of understanding with the state oil company YPFB for the construction, financing, and operation of a gas line between Santa Cruz and the south of Brazil. YPFB will own 60% of the joint venture and ENRON 40%.<sup>69</sup> YPFB and ENRON will be owners of 85% of the Bolivian section of the gas line, and the remaining 15% will belong to PETROBRAS and the BTB group.<sup>70</sup> On the Brazilian side YPFB will hold 20%, PETROBRAS 51%, private Brazilian companies 4%, and the BTB group the remaining 25% (see table below).<sup>71</sup>



Bolivia-Chile gas line (Norandean)

The objective of this project is to supply Bolivian natural gas to the Second Region of Chile during peak periods in the amount of 5 million cubic meters per day to supply industrial cities and centers and especially to handle the large consumption of thermoelectric plants supplying electric power to major mining projects (see map above).<sup>72</sup>

The gas line consists of 786 kilometers (536 kilometers in Bolivia and 250 kilometers in Chile). The span from Villamontes, Tarija-Caigua in Bolivia to María Elena-Tocopilla in northern Chile will have a 20-inch diameter, and the remaining stretch will have a 12-inch diameter. It is estimated that total investments will amount to between US\$312 million and US\$361 million.<sup>73</sup>

The project has basic engineering and prefeasibility studies. It is expected that construction will begin in 1996 and it commissioning in 1997. YPFB of Bolivia, BHP Power of Australia, and ENAP of Chile will participate in the investments.

Shareholders of the gas pipeline			
Brazilian section		Bolivian section	
Petrobras	51%	YPFB	51%
YPFB	20	Petrobras and BTB Group	15
BTB Group	25	Enron Corp.	34
Private Brazilian companies	4		

Source: Bolivian press, February 11, 1995.

EVENTUAL FINANCING OF BOLIVIA-BRAZIL GAS PIPELINE*	
Million U.S. dollars	
SOURCES OF FINANCING	Million US\$
World Bank	300
Inter-American Development Bank	400
Andean Development Corporation, with the Economic and Social Development Bank of Brazil	600
PETROBRAS, YPFB, ENRON, British Gas, Tenneco Gas, BHP	700
<b>Total</b>	<b>2,000</b>

Source: Latin America Oil & Gas Monitor, Latin America Oil & Gas Monitor, East-West Center, Volume 1, Number 1, 3rd & 4th quarters, 1994, and Jorge Flores, Vice-Presidente of YPFB.

### BOLIVIA-CHILE GAS PIPELINE

DESCRIPTION	BOLIVIA	CHILE	TOTAL
Diameter (inches)	18	18	18
Length (km)	536	250	786
Compression station (n°)	3	0	3
Capacity (Mm <sup>3</sup> /d)	5	5	5
Power capacity (HP)	21,750	0	21,750
Total Cost (MM US\$)	238	74	312

Source: Jorge Flores, Vice-President of Operations, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, YPFB

On July 19, 1994, it was announced that risk operations would be shared by YPFB and the Australian company BHP Power. The partnership with the Australian company is aimed at building the Norandean gas line from Tarija to María Elena. The Bolivian semi-state company and BHP Power share 90% of total capital shares and the remaining 10% belongs to Chile's National Oil Company.<sup>74</sup>

## 2.5 Communications

### Telecommunications

The companies CTC Mundo of Chile and Telintar of Argentina

signed an agreement to interconnect their digital networks, aimed at improving communications between the two countries. The agreement was subscribed to on October 26, 1994 in Santiago de Chile. The interconnection will be carried out by means of state-of-the-art equipment which the Chilean company will install in the Argentinean border locality of Las Cuevas, in the province of Mendoza. According to the contract, Chile will also be connected to the United States and Europe through Telintar with Inasur, America I and America II undersea optical fiber cables.<sup>75</sup>

CTC Mundo is a subsidiary of the Telephone Company of Chile, whose major shareholder is Telefónica de España. This firm is also a shareholder of Telintar in Argentina.

## 3. NEEDS FOR EXPANDING THE REGION'S MACRO ENERGY NETWORKS

### Physical requirements

Over the medium and long term, the Region will need to modernize and substantially enlarge its energy networks, especially power grids and natural gas networks. The need for broader and more efficient energy networks is emerging in Latin America as a result of the following:

- ◆ Growth of the Region's demand for energy, linked to expanding gross domestic product.
- ◆ A qualitative change in the Region's energy balance, as a result of high growth of natural gas and electricity demand.

## ELECTRIC POWER PROJECTS

### Generation

*El Salvador (El Tigre hydropower station)*

This project seeks to increase installed power capacity and the potential of El Salvador's generation system. To achieve this, a binational hydropower station has to be built. The prefeasibility studies indicate the following ranges for the project's major variables (see table at top of page 55).

GDP GROWTH AND ENERGY REQUIREMENT					
	Energy	GD	Intensity	Growth	Growth
	Thous.	Million	BOE/year	rate GD	rate Energy
	BOE	US\$	per US\$1000	%	%
1995	2,758,438	995,097	2,77		
1996	2,848,160	1,030,994	2,76	3,6%	3,3%
1997	2,937,829	1,067,727	2,75	3,6%	3,1%
1998	3,012,160	1,097,664	2,74	2,8%	2,5%
1999	3,098,336	1,133,284	2,73	3,2%	2,9%
2000	3,178,127	1,166,506	2,72	2,9%	2,6%
2001	3,255,848	1,199,421	2,71	2,8%	2,4%
2002	3,338,214	1,235,081	2,70	3,0%	2,5%
2003	3,425,762	1,273,521	2,69	3,1%	2,6%
2004	3,521,989	1,315,533	2,68	3,3%	2,8%
2005	3,619,756	1,358,404	2,66	3,3%	2,8%
2006	3,725,752	1,406,078	2,65	3,5%	2,9%
2007	3,833,548	1,455,044	2,63	3,5%	2,9%
2008	3,945,941	1,506,976	2,62	3,6%	2,9%
2009	4,060,108	1,560,255	2,60	3,5%	2,9%
2010	4,177,435	1,615,900	2,59	3,6%	2,9%

Source: CLADE, Energy-Economic Information System (SIEE).

**ELECTRIC POWER INTERCONNECTION REQUIREMENTS  
IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN**

	Prioridad	Km.	Capacidad KV	Nro. circuitos	Miles de US\$/Km.	Miliones US\$
México-Guatemala	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Guatemala-Honduras	Baja	50	138	2	0,182	9,1
El Salvador-Honduras	Alta	160	230	2	0,271	43,4
El Salvador-Nicaragua	Baja	50	138	2	0,182	9,1
Venezuela-Colombia	Alta	100	450	2	0,335	33,5
Venezuela-Guyana	Muy Baja	50	138	1	0,090	4,5
Colombia-Ecuador	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Ecuador-Perú	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Colombia-Perú	Muy baja	100	138	2	0,182	18,2
Perú-Bolivia	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Perú-Chile	Alta	100	230	2	0,275	27,5
Argentina-Chile	Alta	150	230	2	0,275	41,3
Brasil-Guyana	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Guyana Franc.	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Surinam	Muy baja	100	138	1	0,090	9,0
Brasil-Venezuela	Alta	200	450	2	0,335	67,0
Brasil-Colombia	Media	200	230	2	0,275	55,0
Guyana-Surinam	Muy baja	50	138	1	0,090	4,5
Guyana Franc-Surinam	Muy baja	50	138	1	0,090	4,5
Brasil-Bolivia	Alta	100	450	2	0,335	33,5
Brasil-Perú	Baja	150	230	2	0,275	41,3
Bolivia-Paraguay	Media	100	230	2	0,275	27,5
						558,8

Source: OLADE.

**SUMMARY OF INVESTMENTS  
in electric power interconnection**

Priority	Investment Million US\$
High priority	356.1
Medium priority	82.5
Low priority	59.5
Very low priority	58.7

Source: OLADE

The table above presents eventual power interconnections and the degree of priority assigned by OLADE to these interconnections.

Argentina-Paraguay (Corpus Christi)

The project seeks to tap the hydropower potential of the Paraná River, about 14 kilometers upstream from the city of Encarnación, in the area called Corpus Cristi. Prefsibility, feasibility, basic engineering, and detailed engineering

studies are already available (see second table of page 55).<sup>76</sup>

**Electric power interconnections**

*Electric power interconnection in the Andean Group*

This year, the Cartagena Agreement Board (JUNAC), in coordination with the Technical Secretariat of the Andean Energy Coordination Committee (Comité Andino de Coordinación Energética—CACE),<sup>77</sup> will recommend to the Energy Ministers the appointment of its representatives for the Working Group in charge of assessing the possibility and advantages of subregional electric power integration. The group will include the participation of delegates from JUNAC, CAF, and OLADE, as members of the CACE; eventually the Regional Electric Power Integration Commission (Comisión de Integración Eléctrica Regional—CIER) will be invited.<sup>78</sup>

*Mexico-Central America-Venezuela and Colombia*

This is an interconnection project between the power systems of Colombia, Mexico, Venezuela, and the countries of the Central American isthmus, for which a prefeasibility study has already been conducted. It is aimed at evaluating the different development schemes of the power systems of the countries that are supporting it, in order to quantify the advantages of physical integration. For this purpose, the following will be required:<sup>79</sup>

**PRELIMINARY OPTIMIZATION OF INSTALLED CAPACITY OF EL TIGRE**

	Reservoir level 125		Reservoir level 137,5 4 turbines		Reservoir level 137,5 8 turbines	
	2.5	3.5	2.5	3.5	2.5	3.5
Capacity factor	25	3.5	25	3.5	25	3.5
Installed capacity (MW)	440.4	611.2	516.8	718.8	516.8	718.4
Average generation (GWh/year)	1,454.1	1,525.9	1,684.8	1,777.8	1,684.8	1,777.8
Plant factor	0.377	0.285	0.372	0.282	0.372	0.282
Firm capacity 4 h (MW)	403.3	502.4	463.5	622.8	463.5	622.8
Investment without interest in million US\$	482.6	588.3	514.1	611.8	532.4	635.5
Total cost million US\$	76.91	93.80	81.86	97.51	84.90	101.45
Annual benefits million US\$	126.15	149.27	145.40	180.26	145.40	180.26
Annual net benefits million US\$	49.24	54.47	63.54	82.75	60.50	78.81
Benefit/cost ratio	1.640	1.581	1.776	1.849	1.713	1.777

Source: River Lempa Hydropower Executive Commission, May 1995.

**GENERAL PROJECT CHARACTERISTICS**

Normal peak level 105 m  
 Active operating volume: 500 Hm<sup>3</sup>  
 Average flow: 11,000 m<sup>3</sup>/s  
 Installed capacity: 4,600 MW  
 Annual average energy: 20,100 Gwh  
 Power capacity factor: 0.50  
 Lead time: 130 months  
 Estimated total value of investments: US\$2,667 million

**VENEZUELA**

**LINEA MACAGUA - MANAUS**

VENEZUELAN SIDE	BRAZILIAN SIDE
Point of origin: Puerto Ordaz	Point of destination: Buena Visca (Manaus)
Transformation capacity: 1,000,000 KVA	Transformation capacity: 1,000,000 KVA
Total length: 1,566 km	
Transmission: 400 / 500 KV	
Date start of construction: 1996	
Date of commissioning: 1996	
Basic engineering study is available	

Source: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

**CUESTECITA - CUATRICENTENARIO LINE (2nd LINE)**

VENEZUELAN SIDE	COLOMBIAN SIDE
Point of origin: Maracaibo	Point of destination: Cuestecita-Maicao
Transformation capacity: 230,000 KVA	
Total length: 130 km	
Transmission: 230 KV	
Prefeasibility studies are available	

Source: Electric Power Division, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

- ◆ Determine possible interconnection sections or consolidate already existing interconnections.
- ◆ Indicate the exchange volumes and the benefits to be obtained for the countries.
- ◆ Determine cost curves for electric power border supply and demand.

*El Salvador-Honduras*

The project already has available the corresponding prefeasibility study. The total amount of investments, including the cost of the studies (US\$624,000) will amount to US\$43.4 million. The interconnection will be made at 230 KV between the 15 de Setiembre substation in the Department of Usulután in El Salvador and the Pavana substation located in the Department of Choluteca and Valle in Honduras, with a distance of 160 kilometers between each other. The start of the project's construction is scheduled for June 1997 and its conclusion by December 1998.<sup>80</sup>

*Venezuela-Brazil*

See third table at left.

*Venezuela-Colombia*

See last table at left.

**GAS PROJECTS**

Regarding gas projects, it is expected that the networks set forth in the table at the top of page 56 will be consolidated in the south.

**EVENTUAL GAS INTERCONNECTION NETWORKS IN THE SOUTHERN CONE**

Bolivia-Brazil-Paraguay	Argentina-Chile
Bolivia-Chile	Argentina-Uruguay
Bolivia-Paraguay	Argentina-Bolivia-Brazil or Argentina-Brazil *
Peru-Bolivia-Brazil	Peru-Chile

\* YPF and PETROBRAS are studying the possibility of building a new gas pipeline between Argentina and Brazil, either through Bolivia or northeastern Argentina, Informe Latinoamericano, January 19, 1995

In the north, the construction of an axis stretching from Venezuela and Colombia has been proposed to supply the countries of the Central American isthmus; another idea that has been proposed is the construction of the gas line from Venezuela to the United States, running through the Caribbean islands.

**Bolivia-Paraguay**

See the table below for the gas pipeline between Bolivia and Paraguay.

**TELECOMMUNICATIONS**

Expectations of an expansion of telecommunication services between the countries that are members of the Andean Group are interesting and provide a wide range of opportunities for private investors.

◆ Privatization, capitalization, and modernization of basic telecommunication services, as well as facility of access to the market of digital and satellite technologies, have permitted the development of a communications services sector with an extraordinary potential for growth and diversification, as well as high efficiency, sound management, and commercial productivity.<sup>81</sup>

◆ This sector will be substantially upgraded when the Simón Bolívar Satellite is operating; according to the preliminary assessment this could be by the first quarter of 1997.

**Financing requirements**

In view of the liberalization policy regarding the participation of

private investors in building up the assets required by the Region's energy industry, there are interesting options for private capital in terms of design, financing, construction, and construction of energy networks.

Nevertheless, regarding this aspect, it is necessary to keep in mind that handling foreign investments using terms similar to those of national capital could lead to a prevalence of transnational companies over the enlarged market in important sectors and to the displacement of national companies.<sup>82</sup>

**Policy requirements**

In order to foster the consolidation of energy interconnection networks, first of all, the energy integration process must be consolidated, and the governments should adopt an approach that indicates their willingness to ensure this consolidation as well as to facilitate it.<sup>83</sup>

**Willingness**

Bearing in mind the Region's large hydro potential and its untapped natural gas reserves, the countries, as evidence of their political will to implement integration networks, should announce that a priority objective of their regional energy policy is to rationalize their energy balances by means of higher hydropower and natural gas production and consumption.

**Facilitation**

As for adopting an approach to facilitate this process, it is deemed important to conduct regional and subregional studies assessing the

**BOLIVIA-PARAGUAY GAS PIPELINE**

BOLIVIAN SIDE	PARAGUAYAN SIDE
Origin: Vuelta Grande	Destination: Asunción
Estimated investments: US\$13.7 million	Estimated investments: US\$85.8 million
Total investment: US\$103.6 million. This amount includes US\$4.1 million for compression stations	
Length: 846 km	
Capacity: 60 million cubic feet per day	
The project already has prefeasibility studies.	

Source: Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, on the basis of a survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.



technical, economic, and political aspects of the different energy integration projects, specifying the benefits for the countries involved and quantifying investment requirements. Regarding this, OLADE, in view of its character as a regional technical agency, can perform a major role. Of course, financing sources to conduct these studies will always have to be identified.

#### *Border integration*

It is important for States to incorporate the idea and practice of border integration within their physical and territorial planning.<sup>84</sup>

#### *Dissemination of opportunities*

The dissemination of investment and business opportunities, at both the regional and country levels, is an important policy element, to the extent that it orients and channels the attention of regional and extra-regional investors toward projects, once the base studies are available.

#### NOTES

1. In 1860, when kerosene was the only oil derivative that had commercial value replacing whale oil, it was carried by railway or tank-cars.
2. At the equilibrium point, earnings are equal to costs and there are neither losses nor gains.
3. For example, two large oil pipelines, one between Saudi Arabia and Israel and another between Iraq and Turkey have been shut down exclusively for political reasons. See *Boletín de Petróleo y Energía*, issued by the Department of Special Services of IPS Tercer Mundo, May 21, 1995.
4. In Kazakhstan, for example, in order to develop the rich gas reservoirs of Karachaganak, a consortium was set up involving the participation of the Russian gas company GAZPROM (15% share), the Italian gas company AGIP (42.5% share), and British Gas (42.5% share). The presence of GAZPROM ensures gas transport to European markets.
5. Thus, for example, the road span Arica-La Paz or the one from Antofagasta to Oruro have been operating since the turn of the century.
6. "Convergencia: La Palabra Mágica de la Integración," *Capítulos*, No. 42, January-March 1995.
7. Manuel José Cardenas, "Implicaciones de Regionalismo Abierto en el Ordenamiento Jurídico del Acuerdo de Cartagena," *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
8. Luis J. Geng, Coordinator of the Andean Energy Integration Program (PAIE), Cartagena Agreement, June 1995.
9. The multi-modal transport of merchandise involves carrying goods by means of at least two different modes of transportation. The operator takes the merchandise under his safekeeping between origin and destination and assumes responsibility for transport, pick-up, freight consolidation and deconsolidation, freight unitization and de-unitization, storage, handling, and delivery to the consignee.
10. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 23, August-September 1994.
11. *Ibid.*
12. J. Legisa, L. Aldave, and C. Shanahan, "Salto Grande: Model of Integration," *Energy Magazine*, Year 16, No. 2, May-August 1992.
13. Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
14. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 204, October 1994.
15. Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995. In an article entitled "As Ligações que Faltam" which appeared in *La Revista de Negócios*, No. 35, of April 1995, Miguel Roberto Nítolo estimates that the total of these investments would amount to US\$20 billion.
16. N. Freixinho, "Itaipú: The Brazilian-Paraguayan Hydropower Project," *Energy Magazine*, Year 16, No. 2, May-August, 1992.
17. Carlos Mansilla, "Energy Cooperation Experiences in Latin America and the Caribbean: A Path Toward Economic Integration," *Energy Magazine*, Year 16, No. 2, May-August 1992.
18. The source for this information is the National Energy Secretariat of Bolivia, July 10, 1995.
19. Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
20. General Hydrocarbons Policy Directorate of Mexico, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.

21. Ibid.
22. General Hydrocarbons Policy Directorate of Mexico, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
23. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
24. Rodolfo Navarro-Penilla, "El Gas Natural en México," *TECNOIL*, Year 16, No. 161, Buenos Aires, Argentina, January-February 1995.
25. *BP Review of World Gas*, 1994.
26. Carlos Ríos-Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
27. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
28. Ibid.
29. Carlos Ríos-Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
30. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
31. *Comercio Exterior*, March 1994.
32. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
33. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, third and fourth quarters, 1994.
34. *Comercio Exterior*, August 1994.
35. *Boletín Petróleo y Energía*, Departamento de Servicios de IPS-Tercer Mundo, May 21, 1995.
36. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 206, December 1994.
37. Carlos Ríos Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
38. *Informe Latinoamericano*, January 19, 1995.
39. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
40. Ibid.
41. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
42. Carlos Ríos Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
43. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
44. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 206, December 1994.
45. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.
46. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 204, October 1994.
47. Carlos Ríos-Dabdoub, La Paz, Bolivia, June 1995.
48. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 204, October 1994.
49. Alfredo Castro-Escudero, "El Grupo de los Tres: Vicisitudes de una Negociación Comercial," *Comercio Exterior*, July 1994.
50. *Comercio Exterior*, August 1994.
51. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 206, December 1994.
52. *Informe Latinoamericano*, February 23, 1995.
53. Julio Calle-Torrez, Secretary General, National Energy Secretariat of Bolivia, fax of July 18, 1995.
54. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
55. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, third and fourth quarters, 1994.
56. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
57. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
58. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
59. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
60. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
61. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
62. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
63. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 205, November 1994.

64. *Informe Latinoamericano*, September 1, 1994.
65. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, third and fourth quarters, 1994.
66. Ibid.
67. Ibid.
68. Bolivian press, February 22, 1995.
69. *Informe Latinoamericano*, August 4, 1994.
70. Consisting of Tenneco Gas, BHP Petroleum, and British Gas.
71. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, third and fourth quarters, 1994. Jorge Flores, Vice-President of YPF.
72. "Minuta: Estado de la Integración Energética de Chile con Países Vecinos al Año de 1995," National Energy Commission of Chile, Santiago de Chile, July 1995.
73. National Energy Commission of Chile, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
74. *Comercio Exterior*, August 1994.
75. *Integración Latinoamericana*, INTAL, No. 206, December 1994.
76. Energy Directorate, Vice-Ministry of Mines and Energy, Republic of Paraguay, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
77. The CACE is composed of the following:
- Energy Ministers (one of which presides over the Committee, on a revolving basis).
  - JUNAC Coordinator.
  - President of the Andean Development Corporation (CAF).
  - Executive Secretary of OLADE.
78. Luis J. Geng, Andean Coordinator of the PAIE, Cartagena Agreement, June 1995.
79. General Hydrocarbons Policy Directorate of Mexico, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
80. Lempa River Hydropower Executive Commission (CEL), El Salvador, survey conducted by OLADE to its member countries, May 1995.
81. Luis J. Geng, Andean Coordinator of the PAIE, Cartagena Agreement, June 1995.
82. Permanent Secretariat of SELA, "La Integración en América Latina y el Caribe: De la Protección a la Apertura, el Financiamiento de la Inversión," *Capítulos*, No. 42, January-March 1995.
83. Ibid.
84. Course on Border Integration in the Andean Group and the European Union: Experiences, Options, and Strategies, Regional Integration Training Center (CEFIR), Cartagena de las Indias, Colombia, September 26-30, 1994.

# La Situación y Perspectivas del Gas Natural en los Mercados Internacionales

Carlos Jaramillo Martínez \*

## INTRODUCCION

**H**istóricamente, la exploración de gas natural ha tenido una importancia mucho menor que la petrolera; el gas se ha encontrado más bien como un producto marginal de las actividades exploratorias propias de la industria petrolera. En los albores de la industria hidrocarbúrfera, el gas natural asociado a la producción de petróleo fue considerado como un subproducto de escaso o poco uso y, por lo tanto se lo arrojaba a la atmósfera y se lo quemaba.

Hacia 1970 el gas natural era considerado un *producto noble*, destinado a ser utilizado por la industria petroquímica y probablemente como combustible solo en los hogares. En los Estados Unidos se contrajo paulatinamente su uso para generación eléctrica y en lo que se conocía como la Comunidad Europea se prohibió su empleo en termogeneración. Paulatinamente esta política ha ido cambiando como consecuencia: a) de la percepción que se tiene con respecto a las grandes reservas del combustible; b) de los cambios tecnológicos y c) de la importancia que otorga la opinión pública a la ecología. De esta suerte, el gas natural se ha convertido en una importante alternativa no solamente para satisfacer las

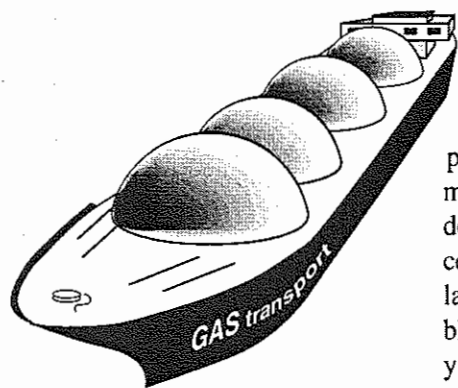
necesidades de combustible en los hogares y el sector comercial sino también en la generación eléctrica, mediante su uso en las plantas de ciclo combinado.<sup>1</sup>

Sin embargo, el mercado internacional del gas es aún muy limitado, en comparación con el petrolero; en términos generales el gas es producido y consumido casi a nivel nacional y regional.

A largo plazo, el gas natural pudiera jugar un papel importante dentro del proceso de diversificación de los combustibles que se utilizarán a nivel internacional para la generación eléctrica pero su impacto será menor en el sector transporte. Este producto es versátil, puede ser utilizado como gas comprimido (GNC) y licuado (GNL) o ser convertido en metanol y gasolina.

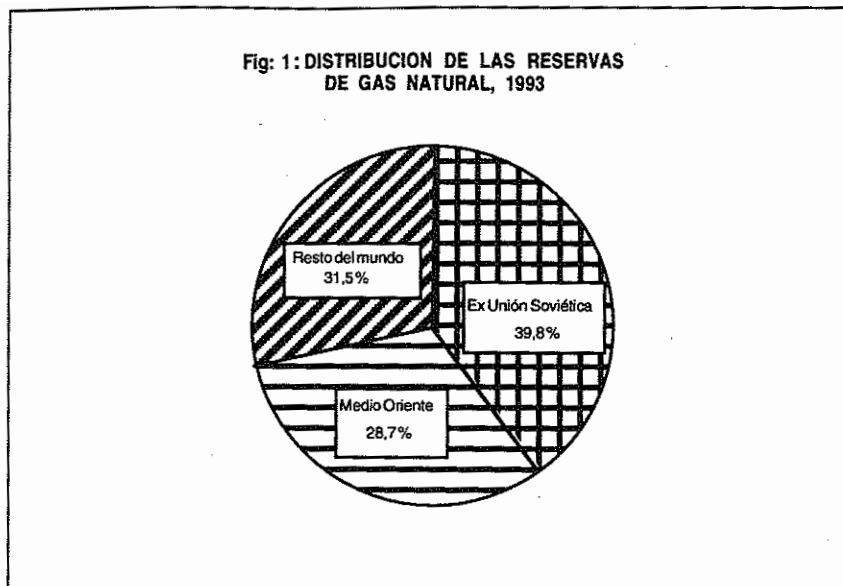
El bajo precio del gas natural (en comparación con el de la energía nuclear y el proveniente de fuentes energéticas renovables), así como las facilidades y seguridades que ofrecen los *contratos de largo plazo*<sup>2</sup> para la compra-venta del combustible, constituyen factores objetivos que pesarán en la decisión de los consumidores, en su favor.

\* Jefe del Programa de Hidrocarburos de OLADE



Probablemente el desarrollo de la industria gasífera sea una estrategia energética sensata para América Latina y el Caribe, especialmente si se tiene en cuenta los siguientes aspectos:

- La dotación de reservas de gas natural en volúmenes más elevados que el existente en los Estados Unidos, actualmente subexplotadas;
- La dinámica tasa de crecimiento de la demanda energética global de la región;
- El bajo porcentaje de utilización del gas natural en el balance de energía primaria de la región;
- La existencia de proyectos de construcción de gasoductos interestatales que permitirán vincular los centros productores de gas con los centros consumidores;<sup>3</sup>
- Las economías derivadas de la sustitución del petróleo y los productos petroleros por el gas natural en los países productores



res y exportadores de hidrocarburos; y

- La creciente conciencia ecológica que privilegia el uso del gas natural con respecto a otras fuentes energéticas.

#### RESERVAS<sup>4</sup>

Debido a los elevados costos de transporte y al hecho de que éstos se sujetan a economías de es-

cala, la localización de las reservas constituye un elemento decisivo para la explotación de gas natural. Los yacimientos ubicados cerca de los centros de consumo son utilizados de manera inmediata; por el contrario, aquellos que se encuentran en zonas remotas no son explotados, a menos que la riqueza descubierta sea de tal magnitud que permita compensar con creces los esfuerzos tecnológicos y de capital que serán necesarios realizar para acercar el gas a los consumidores.

Las reservas conocidas de gas natural se localizan en forma masiva en la faja que se extiende desde el mar de Kara (en el océano Artico), atraviesa Tyumen al este de los Urales, avanza por el occidente de los Urales y, precipitándose en el mar Caspio, descansa en la meseta del Irán para luego extenderse por todo el Medio Oriente.

Al 31 de diciembre de 1993, el 39,8 % de las reservas gasíferas se hallaban en los territorios que

Tabla 1: RESERVAS DE GAS NATURAL, 1993  
Miles de millones de barriles equivalentes de petróleo (mm BEP)

	1973	1978	1983	1985	1990	1993
Norteamérica	53.0	47.0	51.4	52.8	47.0	46.3
América Latina	16.3	20.1	33.2	33.7	43.2	47.8
Europa	35.1	25.6	28.2	40.3	34.6	37.7
Ex Unión Soviética	125.7	162.1	249.4	267.2	285.0	355.7
Medio Oriente	73.6	130.0	137.9	152.4	235.9	281.6
Africa	33.4	33.2	33.8	35.3	51.6	61.2
Asia y Australasia	23.9	25.8	33.2	35.9	53.8	63.1
Otros PECP	1.1	1.8	2.9	2.8	0.0	0.0
TOTAL	362.2	445.6	569.9	620.6	751.0	893.4

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994



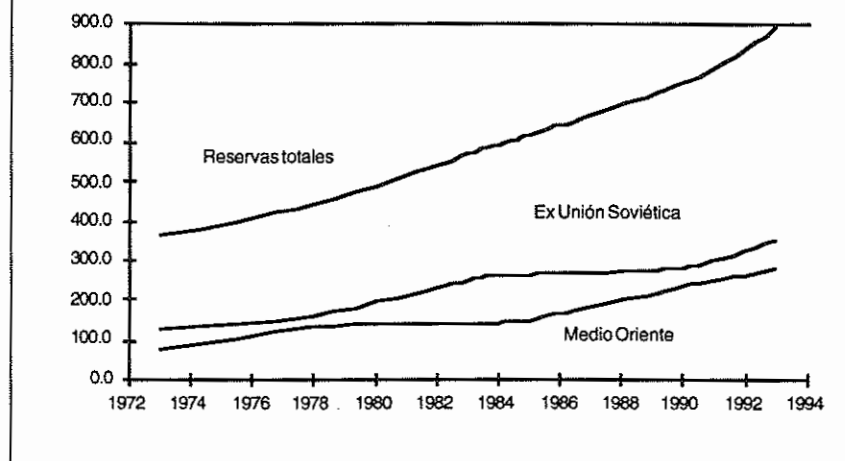
conformaron la ex Unión Soviética y el 28,7 % en el Medio Oriente.

Gran parte de las grandes reservas de los territorios de la ex Unión Soviética y el Medio Oriente precisan de mayores volúmenes de inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte a fin de poder ser utilizados comercialmente. La localización, la calidad del gas existente en los yacimientos y la naturaleza de la explotación (gas asociado o gas no asociado a la producción petrolera)<sup>5</sup> son factores determinantes en el desarrollo y explotación de estos proyectos gasíferos.<sup>6</sup> Según James T. Jensen,<sup>7</sup> el 70% de las reservas gasíferas de la ex Unión Soviética se halla situado en la Siberia Occidental, distante 2.500 millas de la frontera alemana, por gasoducto. En el caso del Medio Oriente, aproximadamente unas 7.500 millas lo separan del Japón y unas 5.000 millas lo separan de los mercados italianos, en ambos casos siguiendo la ruta de los tanqueros.

Las reservas mundiales de gas totalizaban 362,2 mm BEP,<sup>8</sup> en 1973; veinte años más tarde (habiéndose contabilizado un crecimiento del 4,6 % acumulativo anual) este acervo alcanzó un total de 893,4 mm BEP. El acumulado total de reservas permitirá satisfacer durante muchos años la demanda mundial de este combustible; es más, la tasa de acumulación de reservas supera sustancialmente a la tasa de crecimiento del consumo.

A diciembre de 1993 las reservas de petróleo ascendían a 1.009 mm B;<sup>9</sup> las cifras presentadas ponen en evidencia la importancia del gas natural como fuente energética, toda vez que las reser-

Figura 2 PERFIL DE LAS RESERVAS DE GAS NATURAL 1973-1993



vas gasíferas representan un 47 % de las reservas hidrocarbúricas (1.920,4 mm BEP).

Las reservas existentes en los territorios de la ex Unión Soviética se han incrementado, entre 1973 y 1993 a una tasa del 5,3 % acumulativo anual y las del Medio Oriente, al 6,9 %, durante el mismo período. Por el contrario, las reservas gasíferas de Norteamérica se han reducido y las de Europa (sin incluir a la ex Unión Soviética) se hallan estancadas.

Las reservas gasíferas de América Latina han venido incrementándose a una tasa acumulativa anual del 5,5 %, durante el período 1973-1993; a diciembre de 1993, representaron un 5,4 % de las reservas mundiales. Es importante señalar que las reservas de gas natural existentes en América Latina superan actualmente a las norteamericanas.

## PRODUCCION

No obstante lo limitado y costoso de las actuales tecnologías

empleadas para el aprovechamiento masivo y la comercialización internacional del gas, la producción y consumo de este combustible han venido creciendo a tasas superiores a las que registra la producción y consumo de energía primaria total y, se esperan a futuro aún mayores oportunidades para la expansión de la industria gasífera.

Durante 1994, el 34,5 % de la oferta mundial de gas natural estuvo constituida por la producción proveniente de los yacimientos localizados en territorios de la ex Unión Soviética y el 31,7 % fue generado por Norteamérica. La producción europea representó un 10,8 % del total mundial, en tanto que el Asia y Australia aportaron con el 9,2 %. Las cifras anteriores ponen de manifiesto que no existe una correlación directa entre las reservas disponibles y la producción generada. Así, la producción del Medio Oriente constituyó apenas el 5,9 % del total mundial, a pesar de que la región detenta el 31,5 % de las reservas.

Fig. 3  
DISTRIBUCION DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL EN 1994  
DE GAS NATURAL EN 1994

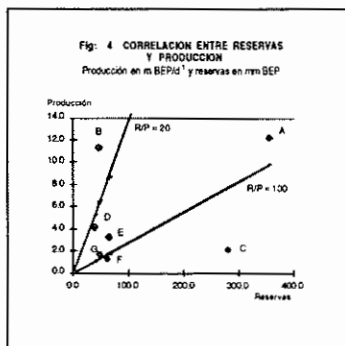
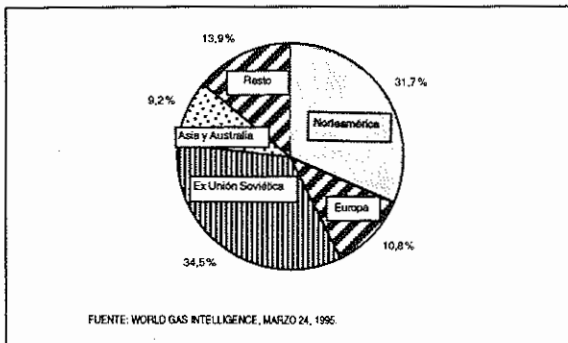
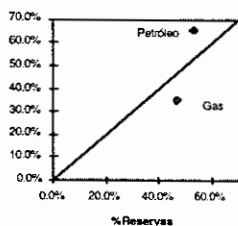


Tabla: 2 PRODUCCION MUNDIAL DE GAS NATURAL 1973-1994  
Millones de barriles equivalentes de petróleo, por día m BEP/d

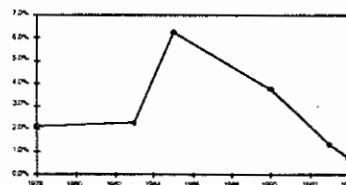
	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
Norteamérica	12.0	10.7	9.2	9.5	10.6	11.3	11.9
América Latina	0.6	0.8	1.2	1.3	1.6	1.7	1.6
Europa	2.8	3.7	3.7	3.9	3.7	4.1	4.0
Ex Unión Soviética	3.8	5.5	8.5	10.3	13.1	12.2	12.9
Medio Oriente	0.6	0.7	0.8	1.1	1.8	2.1	2.2
África	0.2	0.4	0.8	0.8	1.2	1.3	1.3
Asia y Australasia	0.6	1.0	1.5	1.9	2.8	3.2	3.4
TOTAL	20.5	22.8	25.5	28.8	34.7	36.1	37.4
CRECIMIENTO		2.1%	2.3%	6.3%	3.8%	1.3%	0.7%

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994. Datos de 1994, World Gas Intelligence, March 24, 1995.

Fig. 5 POSICIONES RELATIVAS DE RESERVA Y PRODUCCION  
DE PETROLEO Y GAS NATURAL, 1993



TASA DE CRECIMIENTO DEL PERFIL DE PRODUCCION MUNDIAL DE GAS NATURAL



FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994. Datos de 1994, World Gas Intelligence, March 24, 1995.

Por el contrario, Norteamérica, que posee solamente el 5,2 % de las reservas mundiales, produjo un 31,7 % del total global.

Lo dicho anteriormente queda ratificado por la evidente dispersión de los puntos del gráfico que se presenta en la Figura 4 con las siguientes regiones indicadas:

- A : Ex Unión Soviética
- B : Norteamérica
- C : Medio Oriente
- D : Europa
- E : Asia y Australia
- F : África
- G : América Latina

En 1993, la producción mundial de hidrocarburos alcanzó la cifra de 103,5 m BEP/d, el 34,8% de esta oferta global, conformado por gas natural y el 65,2 % por petróleo crudo.

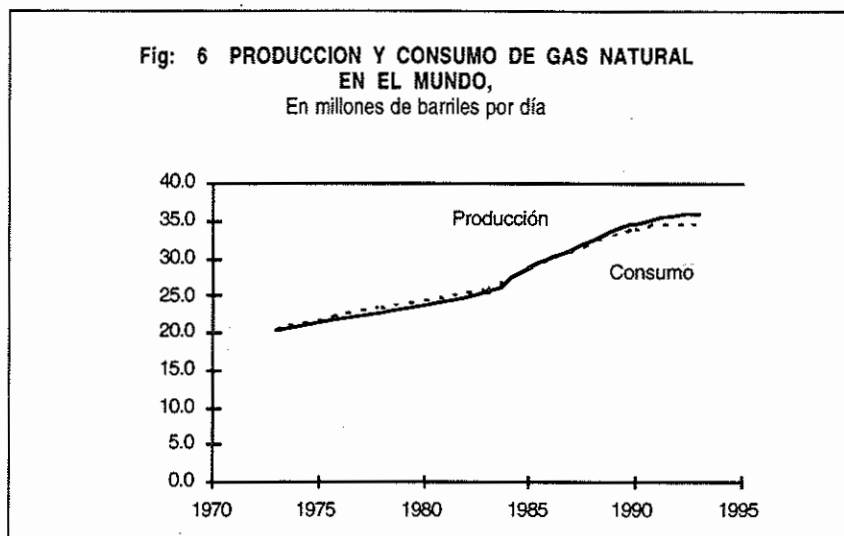
En la Figura 5 de la izquierda, la línea de puntos, dibujada a 45 grados, representa una situación ideal en la que el porcentaje de producción de hidrocarburos corresponde exactamente al porcentaje de reservas existente. Observamos en la realidad, que la producción de gas natural es inferior a la potencialidad de las reservas descubiertas.

La anual tasa de crecimiento del perfil de producción mundial de gas natural, que llegó al 6,3% en 1995, ha venido disminuyendo en los últimos años, como se puede observar en el gráfico que se presenta al final de la página anterior. De acuerdo con *World Gas Intelligence*, esto se debe a la contracción de la demanda en la Comunidad de Estados Independientes y en Europa Oriental.

### CONSUMO

En 1938 el carbón satisfacía casi el 75% de la demanda mundial de energía primaria, el petróleo crudo cubría el 21% de ésta, en tanto que el uso del gas natural apenas alcanzaba un 5,6%. Hacia 1950, esta participación relativa del gas natural se incrementó hasta llegar al 9,7% y para 1965, la demanda de este energético representaba ya un 16,7% de los requerimientos totales.<sup>10</sup>

La producción y el consumo mundiales de gas natural guardan una estrecha correlación entre sí, como se puede apreciar en el gráfico que se presenta en la Figura 6.



Entre 1973 y 1994, el consumo mundial de gas natural ha crecido a una tasa del 3,0 % acumulativa anual.

Sin embargo, es necesario aclarar que la dinámica de crecimiento no ha sido geográficamente uniforme.

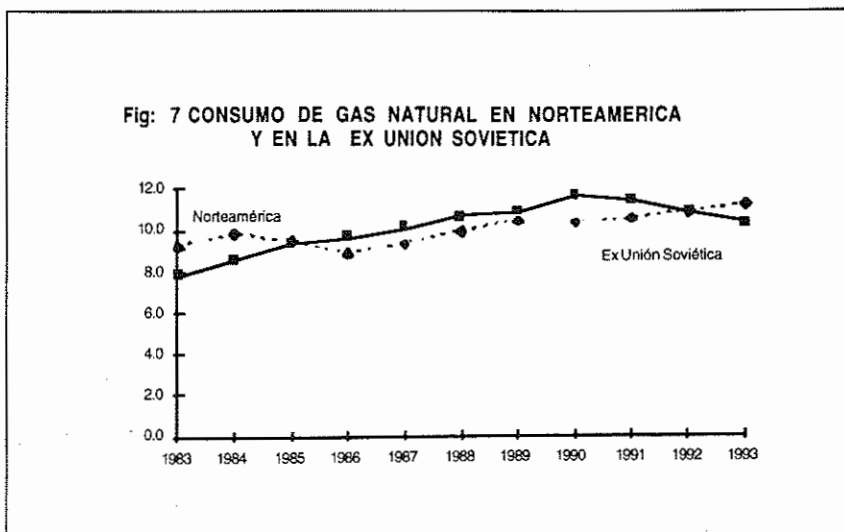
Los mercados más dinámicos, en el período comprendido entre 1973 y 1993, han sido los africanos y los de la Cuenca del Pacífico. América Latina y la ex Unión Soviética registraron importantes

tasas de crecimiento, las cuales (de mantenerse) duplicarían los consumos regionales en 15 y 14 años, respectivamente. Por el contrario, durante el período señalado se evidencia un estancamiento del consumo de gas natural en Norteamérica.

Norteamérica y la ex Unión Soviética son los mercados gasíferos más importantes. En 1994, el consumo de gas natural de Norteamérica y la ex Unión Soviética, en conjunto, representó el 62,8 % del consumo mundial.

**Tabla: 3**  
**TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE GAS EN EL PERIODO**

	1973-1994
Norteamérica	0,1 %
América Latina	4,6
Europa	2,8
Ex Unión Soviética	5,2
Medio Oriente	9,4
África	13,0
Asia y Australia	10,4



## Norteamérica

A pesar de que el consumo del gas ha disminuido en Norteamérica, la región continúa siendo la de más alta demanda de este combustible a nivel mundial; el consumo de gas en Norteamérica alcanzó, en 1994, la cifra de 11,8 millones de barriles equivalentes de petróleo por día.

De acuerdo con Marian Radetzki,<sup>11</sup> el virtual estancamiento de la demanda de gas natural en Estados Unidos y el Canadá, desde 1980 se explica por:

- La saturación del mercado, que se constata al observar el alto porcentaje de este combustible en la demanda total de energía;
- La existencia de una oferta de carbón a bajo precio, que compite con el gas en la generación de termo-electricidad y otros usos; y
- El impacto negativo de las regulaciones gubernamentales.

Estados Unidos posee el sistema de gas natural más grande del mundo (2,1 millones de kilómetros de gasoductos, 270.000 pozos, capacidad de almacenamiento 3,9 m BEP/d). En 1994, un total de 55 millones de clientes compraron más de 9,65 m BEP/d. La propiedad y operación de la red de gasoductos y almacenamiento está en su mayoría en manos de empresas privadas.<sup>12</sup>

## Ex Unión Soviética

El segundo mercado en tamaño y potencial lo constituye el conformado por los países que

constituyeron la ex Unión Soviética; el crecimiento en el consumo de gas natural, ha sido espectacular en esta región, que llegó a superar al consumo norteamericano en el período comprendido entre 1985 y 1992. Según Marian Radetzki,<sup>13</sup> el elevado y creciente uso del gas natural en esta región es resultado de las directrices socialistas de la planificación centralizada que estuvo vigente.

Los planificadores tuvieron en cuenta, para la elección de la estrategia en favor del gas, los siguientes elementos:

- Los costos de producción y la relativa cercanía de los centros de consumo, que privilegiaron el uso del gas, frente al del carbón y el del petróleo;
- El petróleo de la ex Unión Soviética era más fácil de comercializar en los mercados internacionales que el gas natural. Las exportaciones de gas natural fueron objeto de restricciones políticas en los mercados europeos.

La reducción que ha experimentado la demanda de gas es consecuencia de la crisis económica que acompaña al actual proceso de reconversión económica en marcha en estos países, por lo tanto, en la medida en que vaya mejorando la macroeconomía se pudiera predecir un repunte de la demanda agregada de energía y por ende de la demanda gasífera.

## Europa Occidental

En 1994, el consumo de gas natural ascendió en Europa a 5,7 m BEP/d. De acuerdo con Marian Radetzki,<sup>14</sup> la existencia de elementos monopólicos, ha sido negativa a lo largo de toda la cadena de suministro del combustible, a lo cual se debe agregar una pesada intervención gubernamental.

Por ejemplo, los Países Bajos, Noruega, Argelia y la ex Unión Soviética han monopolizado el mercado de exportaciones de gas natural; y, el gobierno francés ha establecido regulaciones restrictivas con relación al uso del gas, buscando de esta manera proteger su industria nuclear.

Tabla: 4 CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL  
Millones de barriles equivalentes de petróleo, por día m BEP/d

	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
Norteamérica	11.6	10.5	9.2	9.5	10.4	11.2	11.8
América Latina	0.6	0.8	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
Europa	3.2	4.4	4.7	5.1	5.7	6.0	5.7
Ex Unión Soviética	4.0	5.8	7.8	9.4	11.7	10.4	11.7
Medio Oriente	0.3	0.5	0.7	0.9	1.4	1.6	2.2
África	0.1	0.2	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8
Asia y Australasia	0.4	0.9	1.3	1.7	2.6	3.0	3.5
TOTAL	20.3	23.1	25.5	28.3	33.7	34.4	37.4
CRECIMIENTO		2.7%	2.0%	5.4%	3.5%	0.7%	1.7%

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994. Para el año de 1994, la fuente es WORLD GAS INTELLIGENCE, III, 1995.

## Balance producción-consumo

Al establecer una comparación entre las cifras de producción y consumo, es posible observar que:

- Norteamérica, América Latina, Asia-Australia son autosuficientes en gas natural y poseen pequeños excedentes exportables;
- La ex Unión Soviética es una región exportadora neta de gas natural y continuará siéndolo en el futuro;
- Africa y sobre todo Medio Oriente pueden emerger como grandes exportadores de gas natural; y
- Europa, deficitaria en gas sin la ex Unión Soviética, es una región importadora neta.

## CONSUMO POR SECTORES

Se evidencia un comportamiento no homogéneo en los mercados internacionales importantes

del gas natural. Tanto la composición del consumo por sectores, como los precios que prevalecen en los mercados difieren sustantivamente unos de otros.

Según Marian Radetzki<sup>15</sup> existen al menos dos razones que explican el comportamiento independiente de los mercados regionales de gas natural:

- La primera de ellas, tiene que ver con la *tecnología del trans-*

*porte*, que torna económicamente ineficiente transportar gas a grandes distancias, por lo cual Norteamérica, Europa Occidental y el Lejano Oriente dependen, por separado, de sus propias y específicas fuentes de abastecimiento; en este sentido, el mercado del gas natural difiere sustantivamente del petrolero que detenta un mercado carácter global; y,

- La segunda de ellas, relacionada con la *intervención estatal*; en efecto, la demanda de gas, en cada uno de estos mercados, ha sido marcadamente modelada por las regulaciones gubernamentales.

## COMERCIO INTERNACIONAL

Aproximadamente un 16 % de la oferta mundial de gas natural es transada en los mercados internacionales, el grueso de la producción (84 %) se lo vende en los mercados locales de los propios países productores. En 1993, el comercio internacional de gas natural alcanzó un volumen de 5,8 m BEP/d, el

**Tabla: 5 PRODUCCION MENOS CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL**  
Millones de barriles equivalentes de petróleo, por día m BEP/d

	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
Norteamérica	0.5	0.3	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0
América Latina	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0
Europa	-0.3	-0.7	-1.0	-1.3	-2.0	-1.9	-1.7
Ex Unión Soviética	-0.3	-0.4	0.6	1.0	1.4	1.9	1.2
Medio Oriente	0.2	0.2	0.1	0.2	0.4	0.5	0.0
Africa	0.1	0.1	0.3	0.3	0.5	0.6	0.5
Asia y Australasia	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	-0.1
TOTAL	0.3	-0.3	0.1	0.5	1.0	1.7	0.0

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994. Para el año de 1994, la fuente es WORLD GAS INTELLIGENCE, III, 1995.

**Tabla: 6 USO FINAL DEL GAS NATURAL**  
EN MERCADOS INTERNACIONALES RELEVANTES  
1993

	Norteamérica	Europa	OCDE, Pacífico*
Generación termo-eléctrica	12,6 %	16,0 %	58,5 %
Consumo industrial	33,9 %	32,5 %	19,4 %
Consumo residencial y comercial	37,0 %	43,5 %	21,3 %
Otros usos	16,4 %	8,1 %	0,8 %

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

\* OCDE: Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos



**Tabla: 7 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN 1993  
SE INCLUYEN LAS TRANSACCIONES REGIONALES**

Miles de BEP/d

**Efectuadas a través de gasoductos**

	Exportaciones	Importaciones	Balanza
Norteamérica	1.092,7	1.075,2	17,6
América Latina	38,9	56,5	-17,6
Europa	1.225,8	3.203,8	-1.978,0
Ex Unión Soviética	1.738,8	8,6	1.730,2
Medio Oriente	8,6	0,0	8,6
África	248,7	9,5	239,2
Asia	25,8	25,8	0,0
<b>TOTALES</b>	<b>4.379,4</b>	<b>4.379,4</b>	<b>0,0</b>

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

75,3 % de las transacciones se concretó utilizando gasoductos para transportar el combustible, el resto se movió a través de tanqueros.

El reducido volumen del comercio internacional de gas es consecuencia de los elevados costos de transporte. Según James T. Jensen<sup>16</sup> podría costar hasta siete veces más transportar energía, en forma de gas, que moverla en forma de petróleo utilizando un ducto tendido sobre tierra; este costo sería hasta veinte veces más elevado si la distancia entre el centro productor y el

centro consumidor es de 5.000 millas y debe utilizarse un tanquero.

Por otro lado, los proyectos de construcción de grandes gasoductos, que atraviesan en ocasiones uno o más países, no solamente que son costosos sino que son también riesgosos, lo cual repercute no solo en los costos de transporte del gas sino que también constituye un obstáculo para el financiamiento de estos proyectos.

Por el lado de la oferta, se pueden apreciar cinco regiones ex-

portadoras importantes: la ex Unión Soviética (que efectuó ventas en el mercado internacional por un total de 1,7 m BEP/d), Europa ( que exportó 1,2 m BEP/d), Norteamérica ( con un total de 1,1 m BEP/d), la región de Asia y Australia (que colocó 1,0 m BEP/d) y África ( con 0,6 m BEP/d).

Por el lado de la demanda, se registran solamente tres grandes consumidores: Europa (3,5 m BEP/d), Norteamérica (1,1 m BEP/d) y Asia y Australia (1,1 m BEP/d).

El mercado internacional norteamericano es altamente desarrollado, integrado regionalmente y se encuentra prácticamente balanceado. Por el contrario, la limitada infraestructura existente en América Latina, inadecuada para el comercio internacional del gas, constituye un serio factor limitante tanto para el desarrollo de las exportaciones intra-regionales como para la explotación de las reservas. No obstante que el tamaño de sus reservas le otorga un alto potencial como productor, durante 1993, la región presentó una balanza comercial negativa de 17,6 mil BEP/d.

El mercado europeo del gas es altamente diversificado. La región, deficitaria en gas natural, presentó durante 1993 una balanza comercial negativa equivalente a 2,3 m BEP.

Debido a su importante capacidad de exportación, los países de la ex Unión Soviética presentaron durante 1993 la balanza comercial regional más favorable.

La distancia que existe entre el Medio Oriente y los grandes centros de consumo constituye una ba-

**Tabla: 8 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL  
EN 1993**

**SE INCLUYEN LAS TRANSACCIONES REGIONALES**

Miles de BEP/d

**Efectuadas utilizando embarcaciones marítimas**

	Exportaciones	Importaciones	Balanza
Norteamérica	24,3	40,0	-15,7
América Latina	0,0	0,0	0,0
Europa	0,0	337,2	-337,2
Ex Unión Soviética	0,0	0,0	0,0
Medio Oriente	57,7	0,0	57,7
África	376,5	0,0	376,5
Asia	975,9	1.057,2	-81,3
<b>TOTALES</b>	<b>1.434,5</b>	<b>1.434,5</b>	<b>0,0</b>

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

**Tabla: 9 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN 1993**

**SE INCLUYEN LAS TRANSACCIONES REGIONALES**

Miles de BEP/d

**Exportaciones e importaciones totales (gasoductos y tanqueros)**

	Exportaciones	Importaciones	Balanza
Norteamérica	1.117,0	1.115,1	1,9
América Latina	38,9	56,5	-17,6
Europa	1.225,8	3.541,0	-2.315,2
Ex Unión Soviética	1.738,8	8,6	1.730,2
Medio Oriente	66,3	0,0	66,3
África	625,2	9,5	615,7
Asia	1.001,7	1.083,1	-81,3
<b>TOTALES</b>	<b>5.813,9</b>	<b>5.813,9</b>	<b>0,0</b>

FUENTE: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

rera natural que ha venido frenando las exportaciones gasíferas de la región; no obstante, durante 1993, este conjunto de países presenta una balanza comercial positiva equivalente a 66,3 mil BEP/d.

En el mercado africano destacan, por su importancia, las exportaciones de Argelia a Europa, tanto a través de gasoductos como a través de tanqueros.

### LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL

Los precios del gas natural en los mercados internacionales se encuentran regionalizados, sin que se pueda verificar una marcada correlación estadística entre los valores establecidos por las diferentes fuentes de suministro. Tampoco se evidencia una correlación estadística significativa entre el precio internacional del gas natural y el precio del petróleo crudo. Por otro lado, debido a que los clientes solamente pueden ser abastecidos a través de una red de gasoductos, quedan cautivos de sus proveedores. En los últimos años, Estados Unidos ha conseguido importar el pro-

ducto a precios más bajos que los pagados por los países europeos, en tanto que el Japón ha venido pagando los más altos precios.

En la Figura 8 que se presenta a continuación se muestra la evolución de los precios promedio de las exportaciones FOB efectuadas por Argelia, los Países Bajos y el Canadá, durante el período comprendido entre 1985 y 1993.

En el caso de Argelia, se incluyen las exportaciones efectua-

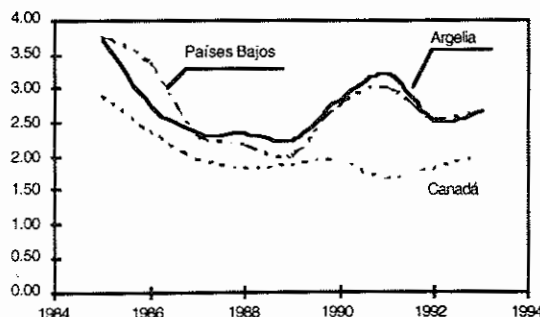
das a Francia, Bélgica, España e Italia; y, en el de los Países Bajos, las exportaciones hechas a Francia, Italia, Bélgica y Alemania. El coeficiente de correlación entre los precios promedios de exportación de los países señalados es de 0,89, estadísticamente significativo.

En el caso del Canadá se incluyen en el promedio los precios de las exportaciones efectuadas a los Estados Unidos, mediante contratos de corto y largo plazo. Es evidente, a lo largo de todo el período considerado, que los precios canadienses FOB de exportación fueron inferiores a los precios de Argelia y los Países Bajos. Por otro lado, los coeficientes de correlación entre estos precios son estadísticamente menos significativos: Canadá-Argelia, 0,63 y Canadá-Países Bajos 0,77.

La característica mencionada anteriormente demuestra que los consumidores de Estados Unidos se han beneficiado de un precio bajo para el gas natural, lo cual (según algunos analistas) ha afectado la industria gasífera de ese país.

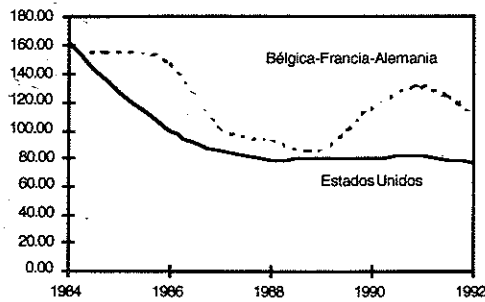
**Fig: 8 PRECIOS PROMEDIOS FOB DE EXPORTACION: PAISES BAJOS, ARGELIA Y CANADA**

US\$ corrientes/millón de BTU



FUENTE: ENERGY AND OIL STATISTICS, OPEC Secretariat Research Division

**Fig: 9 COSTO CIF DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL DE PAISES EUROPEOS SELECCIONADOS Y LOS ESTADOS UNIDOS, (ADQUISICIONES EFECTUADAS GASODUCTO) US\$ corrientes/TEP \***



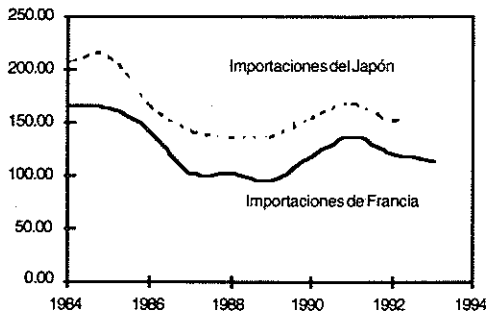
FUENTE: ENERGY PRICES AND TAXES, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY  
\* TEP: Toneladas equivalentes de petróleo

Esta aseveración queda ratificada al examinar los costos de adquisición del combustible en algunos países europeos y en los Estados Unidos. Así, en la Figura 9 que se presenta arriba, es posible apreciar, por un lado, el costo CIF promedio de las importaciones de gas natural efectuadas por Bélgica, Francia y Alemania y, por otro, el costo de las importaciones realizadas por Estados Unidos.

Se observa en todo el período de análisis que:

- En general, el costo de las adquisiciones de gas, efectuadas por Estados Unidos ha sido 20% más bajo que el de las importaciones hechas por los países europeos seleccionados (Bélgica, Francia y Alemania); y
- El costo del gas natural importado por los Estados Unidos ha venido disminuyendo de manera consistente, en valores corrientes. La disminución en dólares constantes es mucho más pronunciada, debido a la tasa de inflación experimentada por ese país.

**Fig: 10 COSTO CIF DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL LIQUIFICADO, HECHAS POR FRANCIA Y EL JAPON US\$ corrientes/TEP**



FUENTE: ENERGY PRICES AND TAXES, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

El Japón ha venido pagando los precios más altos por el gas natural que requiere para satisfacer su demanda interna. Por ejemplo, durante el período de análisis (1984-1993), el costo de las importaciones CIF, de gas natural licuificado, hechas por el país ha sido, en promedio, un 29% más alto que el costo de las compras del combustible efectuadas por Francia.

En la Figura 11, es posible observar que se presenta un retar-

**Tabla: 10 PRECIOS DEL GAS NATURAL EN MERCADOS SELECCIONADOS US\$ corrientes, por millón de BTU**

	Exportaciones de Argelia			Export. Canadá		Exportaciones de los Países Bajos			
	FOB US\$ mm BTU			FOB US\$ mm BTU		FOB US\$ mm BTU			
	Francia	España	Italia	Largo plazo	Corto plazo	Francia	Italia	Bélgica	Alemania
1985	3.84	3.84	3.51	3.00	2.78	3.73	3.60	3.87	3.83
1986	2.83	2.83	2.58	2.47	2.28	3.31	2.85	3.65	3.66
1987	2.66	2.66	1.76	2.04	1.86	2.30	1.86	2.40	2.71
1988	2.46	2.46	2.11	2.04	1.58	2.19	1.55	2.33	2.55
1989	2.28	2.28	2.14	2.12	1.58	2.07	1.46	2.15	2.23
1990	3.31	2.81	2.38	2.03	1.79	2.73	2.02	3.01	3.08
1991	3.50	3.23	2.92	1.90	1.38	2.91	2.18	3.48	3.42
1992	2.57	2.39	2.59	1.98	1.60	2.56	2.60	2.51	2.49
1993	2.75	2.55	2.65	2.22	1.71	2.64	2.65	2.64	2.60

FUENTE: ENERGY AND OIL STATISTICS, OPEC Secretariat Research Division

Tabla: 11 MATRIZ DE CORRELACION DE PRECIOS DEL GAS NATURAL PARA MERCADOS SELECCIONADOS 1985-1993

	Exportaciones de Argelia			Export. Canadá		Exportaciones de los Países Bajos				BRENT
	Francia Bélgica	España	Italia	Largo plazo	Corto plazo	Francia	Italia	Bélgica	Alemania	
<b>DE ARGELIA:</b>										
A Francia y Bélgica	1,00	0,94	0,79	0,51	0,51	0,81	0,63	0,85	0,84	0,77
A España	0,94	1,00	0,80	0,70	0,67	0,88	0,70	0,88	0,88	0,71
A Italia	0,79	0,80	1,00	0,66	0,55	0,85	0,84	0,80	0,70	0,59
<b>DEL CANADA</b>										
Largo plazo	0,51	0,70	0,66	1,00	0,98	0,78	0,79	0,65	0,68	0,47
Corto plazo	0,51	0,67	0,55	0,96	1,00	0,79	0,81	0,65	0,69	0,46
<b>De PAISES BAJOS</b>										
A Francia	0,81	0,88	0,85	0,78	0,79	1,00	0,90	0,96	0,93	0,51
A Italia	0,63	0,70	0,84	0,79	0,81	0,90	1,00	0,76	0,70	0,45
A Bélgica	0,85	0,88	0,80	0,85	0,85	0,96	0,78	1,00	0,98	0,48
A Alemania	0,84	0,88	0,70	0,66	0,69	0,93	0,70	0,98	1,00	0,43
CRUDO BRENT	0,77	0,71	0,59	0,47	0,46	0,51	0,45	0,45	0,43	1,00

FUENTE: ENERGY AND OIL STATISTICS, OPEC Secretariat Research Division

do en el ajuste del precio del gas natural con respecto al precio del crudo marcador; este comportamiento se observa tanto para las exportaciones argelinas como para aquellas realizadas por los Países Bajos.

## LAS CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Según Herman Franssen,<sup>17</sup> (que coincide con la apreciación de Shawkat), el gas natural es el más limpio de los hidrocarburos, emite una menor cantidad de contaminantes que el carbón y el petróleo (Tabla 12).

Es necesario, sin embargo, tener en cuenta que existen algunos yacimientos de gas natural que están impregnados de contaminantes como el azufre, tal es el caso, por ejemplo, del gas amargo, asociado a la producción del crudo en Varadero, Cuba.

Por otro lado, aún dentro de un mismo país o región, las características físico-químicas del gas natural pueden variar notable-

Fig: 11 CORRELACION ENTRE EL PRECIO DEL CRUDO MARCADOR BRENT Y EL PRECIO FOB DEL GAS NATURAL DE ARGELIA Y LOS PAISES BAJOS US\$/BEP

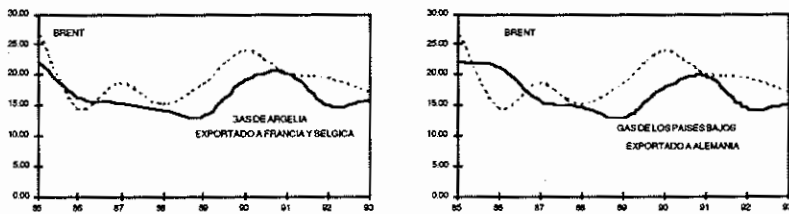


Tabla: 12 EMISIONES DE CARBON GENERADAS POR COMBUSTIBLES FOSILES

TPE *	Ton (Carbón)
Carbón	1,05
Petróleo	0,82
Gas natural	0,63

FUENTE: SHAWKAT, M.- Energy taxes, drawbacks and proposed alternatives. IPEC Workshop.- OPEC Viena, 22-23 Setiembre, 1993.

\* Toneladas de Petróleo Equivalente

Tabla: 13 COMPOSICION DEL GAS NATURAL EN ALGUNAS AREAS DE VENEZUELA

	Occidente (Asociado)	Guarico (Libre)	Oriente (Libre)	Oriente (Asociado)	Costa Afuera (Libre)
Metano	73,1%	83,5%	76,9%	75,1%	90,5%
Etano	11,0	0,6	5,8	8,0	5,0
Propano	6,0	0,1	2,5	4,6	2,2
I-Butano	1,1	--	0,5	0,9	0,4
N-Butano	1,9	0,1	0,6	1,1	0,7
I-Pentano	0,6	--	0,3	0,3	0,3
N-Pentano	0,5	--	0,2	0,3	0,2
Hexano	0,5	--	0,2	0,2	0,2
Heptanos	0,4	--	0,4	0,2	0,2
Dióxido de C.	4,4	15,6	12,5	9,2	0,2
Nitrógeno	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1

FUENTE: La industria venezolana de los hidrocarburos, Tomo I, 15 de noviembre de 1989.

mente, como se observa en la Tabla 13 de composición del gas en algunas áreas de Venezuela.

## EL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

El desarrollo del sector energético, supeditado en lo político y lo económico al desarrollo económico-social si bien no se ha paralizado, denota (particularmente a partir de los ochenta) un ritmo lento de crecimiento, en especial en lo que respecta al volumen y ritmo de las inversiones necesario para su ampliación y modernización. Para imprimir una dinámica racional a la expansión de la industria energética de América Latina y el Caribe será necesario:

- Contar con la cooperación tecnológica y el capital intra y extra-regionales;
- Adoptar como estrategia una política de integración energética hemisférica;
- Emplear los excedentes energéticos regionales como herramienta de negociación comercial con otras regiones;
- Liberalizar los mercados energéticos, buscando la eficiencia y competitividad del sector;
- Incrementar los niveles generales de eficiencia en el sector energético y elevar la productividad energética general;
- Racionalizar el balance energético regional mediante el incremento de la producción y el consumo de gas natural e hidroelectricidad en las áreas urbanas y el uso de fuentes renovables de

energía en las áreas rurales;

- Utilizar la capacidad energética regional para elevar la competitividad económica general de nuestros países; y
- Adoptar políticas comunes de desarrollo económico sostenible.

En América Latina y el Caribe se dispone actualmente de un considerable potencial de gas natural (superior, como ya se ha manifestado, al que detenta Norte América), pero las actuales tasas de producción y consumo del energético son aún muy bajas. No obstante que el consumo se ha triplicado en las dos últimas décadas, la participación del gas natural en el balance global de energía primaria es de apenas un 20% y en el balance de energía final, el 9%.

El gas natural, en muy pocas ocasiones ha sido el foco principal de la actividad exploratoria, debido a la falta de mercados inmediatamente disponibles y a los elevados costos de transporte. Por otro lado, en la Región se han mantenido por mucho tiempo criterios de marginalidad con respecto al gas asociado y aún son pocos los programas de inversión específicos para el desarrollo y aprovechamiento del gas natural libre.

Existen grandes posibilidades para incrementar la utilización del gas natural en los sectores industrial, doméstico y comercial, pero también en el transporte y para la generación de energía eléctrica. Ello se sustenta en factores tecnológicos que hacen más eficiente la transformación del gas natural en energía eléctrica, en factores políticos y económicos que buscan la seguridad en

el abastecimiento energético, un mejoramiento de las balanzas de pagos de los países productores de hidrocarburos y la participación del sector privado; y, en factores ambientales que ven en este energético un vehículo para reducir las emisiones de gas carbónico, evitar el problema de las lluvias ácidas y disminuir el efecto invernadero.

El desarrollo del gas natural constituye un elemento importante para la integración energética. En el Cono Sur de América Latina existen países con una importante demanda potencial de gas y otros con grandes reservas, lo que constituye una base para la futura implantación de una red de interconexión gasífera en la subregión.

La integración regional, basada en una adecuada coordinación de políticas, permitirá que este energético se convierta en un elemento de progreso económico, fuente de trabajo y bienestar social.

Aparentemente estarían emergiendo en la región dos polos integradores de la industria gasífera: uno en el norte, en el eje conformado por Venezuela, Colombia y el Ecuador, que incluirá el abastecimiento del energético del Istmo Centroamericano y, eventualmente del sur de los Estados Unidos y otro, al sur, con la participación de Perú, Bolivia, Brasil, Argentina, Chile, Uruguay y Paraguay.

Sin embargo, uno de los obstáculos más serios para la integración y expansión del comercio de gas natural en América Latina y el Caribe es el de la enorme disparidad en los precios de venta del combustible. Por ejemplo, en Barbados el



gas se vende en aproximadamente US\$ 120,0/BEP para uso doméstico y en Venezuela en apenas US\$ 2,6/BEP.

### El uso del gas como fuente energética

No obstante que el consumo se ha triplicado en las dos últimas décadas, la participación del gas natural en el balance regional de energía primaria es de apenas un 20 % y en el balance de energía final, el 9%.

### Producción

De conformidad con las cifras estadísticas del Sistema de Información Económica-Energética de OLADE (SIEE), la oferta global de gas natural ascendió en América Latina a 881 m BEP, durante 1993 y el 98,8% de ésta fue cubierto con producción local.<sup>18</sup> El 11,8% de la oferta global (104 m BEP) no se aprovechó, se lo arrojó a la atmósfera o se lo quemó. Este alto porcentaje, de gas no utilizado, en gran medida se explica por el hecho de que aún es muy reducida la infraestructura de almacenamiento, transporte e industrialización del gas y, por lo tanto, un alto porcentaje del gas asociado a la producción petrolera no puede ser encauzado al consumo. Por lo tanto, cualquier plan regional de desarrollo gasífero a nivel regional debe focalizar su atención en la expansión de esta infraestructura.

### Utilización

Del total de 764 m BEP de gas que se utilizó a nivel regional en 1993, el 67,5 % se lo empleó en los centros de transformación energética (a fin de producir elec-

## OFERTA Y CONSUMO REGIONAL DE ENERGIA PRIMARIA: 1994

	Miles de BEP/año	BEP año/habitante	Composic.
Petróleo	1'995.430	4,26	48,3 %
Gas natural	817.614	1,75	19,8 %
Carbón mineral	150.461	0,32	3,6 %
Hidroelectricidad	307.820	0,66	7,4 %
Biomasa	709.093	1,51	17,2 %
Geo y nucleo elect	154.029	0,33	3,7 %
<b>Totales</b>	<b>4'134.447</b>	<b>8,83</b>	<b>100,0 %</b>

### Detalle de la oferta y consumo de gas natural como energía primaria: 1994

	Miles de BEP/año	BEP año/habitante
México	214.022	2,44
Centroamérica	0	0,00
El Caribe	42.139	1,33
Zona Andina	360.636	3,63
Brasil	39.330	0,24
Argentina	144.467	4,26
Cono Sur (Sin Argentina)	17.021	0,79

FUENTE: OLADE, Sistema de Información Económica-Energética, SIEE.

Tabla: 14 BALANCE DE GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE  
Millones de barriles equivalentes de petróleo

FUENTES	1991		1993	
Producción	793	871		
Importaciones	7	10		
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>801</b>	<b>881</b>		
USOS	1991		1993	
Uso total	699	764		
Exportaciones	0	13		
No aprovechado	102	104		
Var. existencias	0	0		
<b>DEMAN. GLOBAL</b>	<b>801</b>	<b>881</b>		

FUENTE: OLADE/CE - Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

Tabla: 15 UTILIZACION DEL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE  
Millones de barriles equivalentes de petróleo

	1991		1993	
<b>CONSUMO FINAL (Sectores)</b>	<b>177</b>	<b>100.0%</b>	<b>248</b>	<b>100.0%</b>
Residencial	45	25.2%	44	17.9%
Comercial y servicios públic.	0	0.3%	11	4.6%
Industrial	117	65.9%	169	68.2%
Transporte	1	0.6%	5	2.0%
Agricul, caza, pesca, minas	1	0.3%	2	0.9%
Uso no energético	14	7.7%	16	6.5%
<b>USO EN LOS CENTROS DE TRANSFORMACION</b>	<b>521</b>	<b>100.0%</b>	<b>516</b>	<b>100.0%</b>
Generación eléctrica	82	15.8%	105	20.4%
Autoprodutores eléctricos	15	2.9%	21	4.1%
Refinerías	7	1.4%	3	0.6%
Centros de gas	316	60.6%	269	52.1%
Consumo propio	75	14.3%	85	16.5%
Pérdidas	26	5.0%	33	6.4%
<b>USO TOTAL</b>	<b>699</b>		<b>764</b>	

FUENTE: OLADE/CE - Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

Tabla: 16 PRODUCCION DE GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE, POR PAIS: 1993

	Mil BEP	Mil BEP/d		Mil BEP	Mil BEP/d	
VENEZUELA		321,385	880.5	CHILE	16,710	45.8
MEXICO	214,213		586.9	ECUADOR	5,573	15.3
ARGENTINA	153,624		420.9	PERU	5,568	15.3
BRASIL	44,279		121.3	CUBA	227	0.6
TRINIDAD-TOBAGO	41,764		114.4	BARBADOS	167	0.5
BOLIVIA	35,286		96.7	GUATEMALA	60	0.2
COLOMBIA	31,844		87.2			
					842,395	2,307.9

FUENTE: OLADE/CE.- Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

tricidad y combustibles hidrocarbúricos) y el 32,5 % restante constituyó consumo final.

Dentro del consumo final, el uso del sector industrial y el consumo residencial fueron los más importantes. El empleo del gas natural en el sector del transporte es aún muy limitado en la región.

Los productores más importantes de gas natural en América Latina y el Caribe son Venezuela, México, Argentina, Brasil, Trinidad & Tobago, Bolivia y Colombia. La localización y dispersión geográfica de los países mencionados constituye un elemento clave para la integración energética regional.

### Precios

Uno de los obstáculos más serios para la integración y expansión del comercio del gas natural en América Latina y el Caribe es el de la enorme disparidad en los precios de venta del combustible. Por ejemplo, en Barbados,<sup>19</sup> el gas se vendió en 1993 a US\$ 119,39/BEP para uso doméstico y en Venezuela apenas a US\$2,62/BEP.

Los subsidios a los energéticos han sido objeto de largas

discusiones entre mexicanos y venezolanos, en particular por los beneficios proporcionales que reciben el transporte y las grandes industrias consumidoras de Venezuela, como las del acero, aluminio, cemento y productos químicos. Los mexicanos han señalado reiteradamente que en Venezuela los precios internos del gas, la energía eléctrica, el agua y el diesel son, en promedio, 50% menores que los de México. Empero, también reconocieron que esa disparidad se debe tanto a los subsidios en el sector cuanto a los menores costos de producción de sus ricos recursos naturales.<sup>20</sup>

Teóricamente, dentro del marco de la integración subregional andina, los industriales ecuatorianos podrían adquirir gas natural en Venezuela al precio máximo de US\$ 2,62/BEP; en la práctica, sin embargo existen barreras no arancelarias que impiden este tipo de transacciones.

No obstante estas dificultades, conforme lo señala Cambridge Energy Research Associates, Inc., aparentemente estarían emergiendo en la región dos polos integradores de la industria gasífera: uno al norte, en el eje conformado por Venezuela, Colombia y el Ecuador, que incluiría el abastecimiento del energético en el área del Istmo Centroamericano; y otro al sur, con la participación de Perú, Bolivia, Brasil, Argentina, Chile, Uruguay y Paraguay.<sup>21</sup>

### PROSPECTIVA

Existen buenas perspectivas para el desarrollo de la industria del gas natural a nivel mundial. De

Tabla: 17 PRECIOS DEL GAS NATURAL EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE AÑO 1995

	US\$/Mil m <sup>3</sup>		US\$/BEP	
	HOGARES	INDUSTRIA	HOGARES	INDUSTRIA
BARBADOS	750.90	710.15	119.38	112.90
BRASIL		152.66	0.00	24.27
CUBA	170.00	120.00	27.03	19.08
ARGENTINA	176.11	108.05	28.00	17.18
COLOMBIA	115.81	85.21	18.41	13.55
MEXICO	154.85	65.56	24.62	10.42
BOLIVIA	100.81	63.71	16.03	10.13
CHILE	44.50	44.50	7.07	7.07
TRINIDAD-TOBAGO		39.39		6.26
VENEZUELA	16.49	8.26	2.62	1.31

FUENTE: OLADE/CE.- Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE), se espera un incremento en el precio real del gas natural en todos los principales mercados regionales, bastante en línea con las expectativas calculadas para el petróleo crudo.

Como se puede apreciar, el escenario de precios adoptado por la AIE supone tácitamente que será muy difícil desarticular los mercados regionales del gas y, por lo tanto, el costo de este energético continuará siendo el más elevado para los japoneses y el más bajo para los Estados Unidos.

Sin embargo, hay que anotar que la AIE, está considerando que en EEUU se podría producir un mejoramiento en el precio relativo del gas con respecto al del petróleo crudo, con lo cual este energético, que se transaba a un valor equivalente al 44% del petróleo en 1990, se lo compraría al 56% del precio del crudo en 1995 y en el 2000 a un 65% del valor del petróleo.

Por otro lado, se pronostica también un incremento moderado en el uso del gas natural como fuente energética a nivel mundial. Según la AIE, el consumo mundial de gas natural alcanzará los 40 m BEP hacia el 2000 y los 56 m BEP en el 2010. También se considera factible que la proporción del gas, como fuente energética primaria, aumente hasta llegar a representar un 24,3% de ésta.

La AIE calcula que la demanda mundial del gas pudiera crecer a una tasa del 2,6% anual, entre 1990 y el 2010, ligeramente

**Tabla: 18 EVOLUCION DE LOS PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LOS MERCADOS INTERNACIONALES**  
US\$(1993)/BI.

Años	PRODUC USA	IMPORT EUROPA	IMPORT JAPON	CRUDO
1990	10.56	16.90	25.02	24.20
1995	12.22	18.86	26.47	21.90
2000	16.67	21.65	32.85	27.30
2005	19.44	24.88	36.01	30.00
2010	19.44	24.88	36.01	30.00

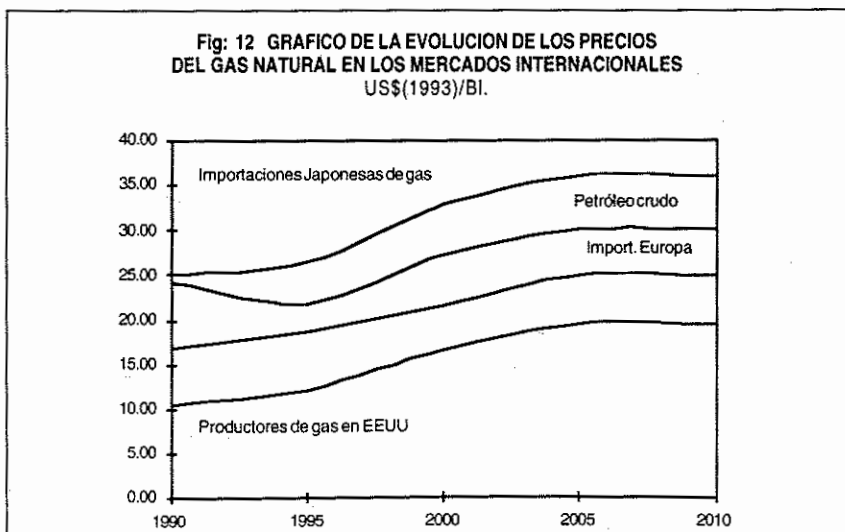
FUENTE: World Energy Outlook.- International Energy Agency, 1994.

superior a la tasa pronosticada para todas las fuentes energéticas primarias, tomadas en conjunto (2,0%).

#### FACTORES QUE ESTIMULARAN LA DEMANDA DE GAS NATURAL

- Los avances técnicos que se introducirán en el diseño y fabricación de plantas generadoras de electricidad (especialmente de ciclo combinado) que utilizan como materia prima gas natural;

- Las consideraciones de tipo ambiental que privilegian cada vez más el uso del gas natural como fuente energética relativamente limpia;
- Expresas políticas que tienden a sustituir el consumo de petróleo por consumo de gas natural en los países productores y exportadores de hidrocarburos; y
- Los procesos de privatización en el subsector eléctrico privilegiarían la expansión termoeléctrica con respecto a la hidroeléctrica



trica y, por ende, incrementarán la demanda de gas natural.

### FACTORES QUE ESTIMULARAN LA OFERTA DE GAS NATURAL

- A diferencia de la Ley de Say, que afirma que la oferta crea su propia demanda, en el caso del gas natural, (dado el potencial de reservas aún no explotado), la demanda creará su propia oferta.
- El incremento esperado tanto en el precio del petróleo como en el precio del gas natural, en

el mediano y el largo plazo.

- La Carta Energética Europea, que integrará a Rusia en el sistema de suministro energético de este continente. Adicionalmente, el paraguas constituido por el Grupo de los Siete constituye un mecanismo útil que facilitará recursos financieros para la expansión de proyectos energéticos en Rusia.

### OTROS DATOS IMPORTANTES

En esta sección se agrupa un conjunto de datos de tipo informa-

tivo que se debe tener en cuenta para tener una concepción más amplia de la industria del gas natural, especialmente en lo relacionado con América Latina.

#### Argentina-Uruguay

Gaseba-Gaz (integrada por Gaz de Francia, Gas Transmission & Transport de USA y Techint de Argentina) prepara un ambicioso proyecto por US\$ 400 millones para almacenar en depósitos subterráneos gas natural argentino para satisfacer la demanda invernal de Montevideo y Buenos Aires. Gaseba ganó una concesión para abastecer Montevideo por 30 años.<sup>22</sup>

#### Argentina-Chile

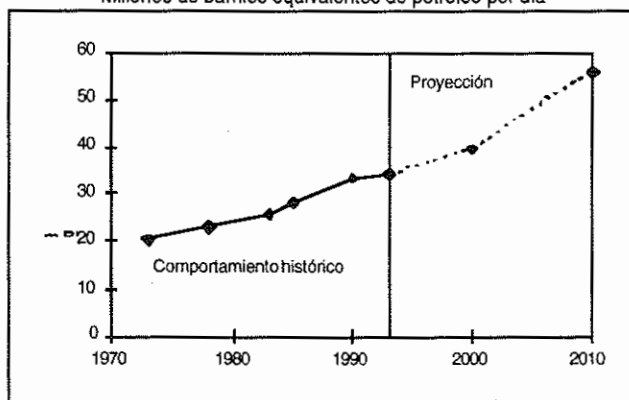
Dos firmas de Estados Unidos, CMS Energy Corp y Williams están completando los estudios para la construcción de un gasoducto de 637 Km. Con un costo de US\$ 500 millones desde el norte argentino hasta Antofagasta, en Chile.<sup>23</sup>

Un nuevo gasoducto desde Argentina hacia Chile será construido por el consorcio YPF, Tenecco y cuatro compañías locales. El gasoducto que costará US\$ 600 millones y tendrá una capacidad de 250 Millones de pies cúbicos diarios (45.000 BIs/d) empezará a operar en 1996 constituyéndose en el primer proyecto de exportación argentino de gas. British Gas y dos firmas chilenas distribuirán el gas en Santiago.<sup>24</sup>

#### Bolivia-Brasil

Santa Cruz de la Sierra - Campinas, 3.400 Km.<sup>25</sup>

Fig: 13 CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL  
Millones de barriles equivalentes de petróleo por día



FUENTE: World Energy Outlook - International Energy Agency, 1994.

Tabla: 19 PROYECCION DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO  
Millones de barriles equivalentes de petróleo por día

	Año 2000			Año 2010		
	ENER.	GAS	%	ENER.	GAS	%
OECD NORTEAMERICA	49	12	23.8%	54	14	26.2%
OECD EUROPA	33	6	19.3%	36	9	23.5%
OECD PACIFICO	13	2	14.5%	16	3	17.8%
EX UNION SOVIETICA	28	11	39.8%	35	15	42.1%
SUD ASIATICO	7	1	10.4%	11	1	10.1%
ESTE ASIATICO	12	1	9.3%	18	2	11.5%
CHINA	18	0	2.2%	24	1	3.5%
MEDIO ORIENTE	8	4	48.1%	13	8	57.8%
AMERICA LATINA	10	2	16.5%	15	3	17.8%
AFRICA	6	1	14.2%	8	1	16.4%
<b>MUNDO</b>	<b>183</b>	<b>40</b>	<b>21.6%</b>	<b>231</b>	<b>56</b>	<b>24.3%</b>

FUENTE: World Energy Outlook - International Energy Agency, 1994.

El financiamiento exterior, necesario para la construcción del gasoducto Bolivia-Brasil fue garantizado por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo. A partir de 1997, el gasoducto debe transportar 8 millones de metros cúbicos de gas natural desde Santa Cruz de la Sierra en Bolivia hacia Sao Paulo. Según el "Jornal do Brasil", PETROBRAS lanzará para mayo las licitaciones para adquirir los materiales y para agosto de 1995 se iniciarían las obras. En 1994, PETROBRAS seleccionó como su socia al consorcio BTB (formado por las empresas Tenneco, British Gas y Broken Hill Proprietary Petroleum) para la construcción del tramo brasileño, de 1.426 Km, entre Corumbá y Campiñas. El costo de este tramo es de unos US\$ 2.000 millones. El trayecto boliviano 577 Km costará unos US\$ 400 millones y será desarrollado por el consorcio ENRON-YPF. YPFB podrá participar hasta en un 20% en el tramo brasileño.<sup>26</sup>

Enron Corp, de Estados Unidos firmó el 20 de julio de 1994 un memorando de entendimiento con la petrolera estatal YPFB, para la construcción, financiación y operación de un gasoducto entre Santa Cruz y el sur de Brasil. YPFB poseerá 60% de la *joint venture* y Enron 40%.<sup>27</sup>

A fin de construir dos gasoductos para enviar gas natural a Brasil y Chile, el 19 de julio se anunció la asociación en operaciones de riesgo compartido de YPFB con la petrolera texana Enron Development Corporation y la filial australiana BHP Power.

La sociedad con la empresa

estadounidense, en la cual YPFB cuenta con 66% de las acciones, permitirá tender un gasoducto de 1.800 Km. Desde Río Grande hasta las regiones brasileñas de Sao Paulo y Curitiba, cuyo costo total se estima en unos US\$ 2.000 millones. La asociación con la empresa australiana es para construir un gasoducto de 1.100 km. Desde Tarija hacia la zona norte de Chile; la paraestatal boliviana y BHP Power comparten 90% del capital accionario y el restante 10% pertenece a la Empresa Nacional de Petróleos de Chile.<sup>28</sup>

### Bolivia-Chile

Bolivia venderá 4 millones de m<sup>3</sup> de gas por día a Chile y obtendrá<sup>29</sup> US\$ 120 millones por año. Las primeras entregas se efectuarán a mediados de 1996. A inicios de 1995 se construirá un gasoducto de 1.100 Km., a un costo de US\$ 300 millones. Inicialmente transportará 4 millones de m<sup>3</sup>/d y la capacidad aumentará gradualmente hasta 6.000 m<sup>3</sup>/d.<sup>30</sup>

### Colombia

El Presidente Ernesto Samper busca la masificación del consumo de gas. Está interesado en utilizar el gas natural para generar electricidad y reducir la vulnerabilidad del país con respecto a las sequías.<sup>31</sup>

### Venezuela

El gobierno invertirá US\$ 282 millones en la conversión de autobuses al uso de gas natural.<sup>32</sup>

### Estados Unidos

Las ventajas ambientales y de eficiencia incrementarán la

competitividad del gas natural durante el desarrollo de la industria eléctrica en los Estados Unidos. La reestructuración de las empresas eléctricas generará oportunidades para el combustible.<sup>33</sup>

### VENTAS DE GAS Y PETROLEO US\$ mil millones

	1993	1994
Gas natural	36.9	33.7
Crudo	35.5	31.9

### Mundo

El consumo mundial licuables del gas natural<sup>34</sup> asciende a 160 millones de toneladas (5 millones de BI/d)<sup>35</sup>

### PRODUCTOS DEL GAS NATURAL

Se advierte un incremento de los precios del amoniaco y la urea en el corto plazo, en los mercados internacionales, conforme se puede apreciar en el cuadro que se presenta a continuación.

### PRECIOS DE AMONIACO Y UREA\* US\$/Tm

	1993	1994
Amoniaco	120	161
Urea	100-105	130

\* OPECNA News Service, 11 de febrero 1995



## NOTAS

- 1 FRANSSEN, Herman.- Ministerio de Petróleo y Minas de Oman.- Scenarios for long-term outlook of oil demand and supply based on oil industry and official projections.- IPEC Workshop OPC Viena.- Setiembre 22 y 23 de 1993.
- 2 El término *contratos de largo plazo* puede ser bastante ambiguo si no se lo define adecuadamente. En primer lugar es necesario distinguir los contratos de suministro de un proveedor local a un consumidor grande de aquellos contratos de exportación de un país a otro. En el primer caso la transacción se da entre empresas de un mismo país y las estrategias de venta, en mercados maduros, se rigen por prácticas comerciales que toman en cuenta la competencia. Por ejemplo, en los Estados Unidos, las actuales tendencias estarían reduciendo estos plazos a períodos que van desde los doce a los dieciocho meses. En el segundo caso, se trata de contratos de suministro de un país a otro; aquí los volúmenes de transacción son mayores, las inversiones de base mucho más elevadas y los riesgos más altos, por lo tanto, el concepto de largo plazo difiere. Por ejemplo, en el caso de las exportaciones de gas efectuadas por Bolivia al Argentina, el plazo del contrato inicial fue de diez años (1972-1980) y la renovación se efectuó por un período similar (1980-1990) con un período de extensión hasta la negociación del nuevo contrato.
- 3 Ver el reporte preparado por Cambridge Energy Research Associates, Inc, titulado Energy Opportunities, Economic Growth, and Trade: a Hemispheric Perspective, de diciembre de 1994; página 5.
- 4 No existe uniformidad en las estadísticas internacionales disponibles

con respecto al volumen total de las reservas de gas natural. Al 31 de diciembre de 1992, por ejemplo, Jensen Associates, Inc., basado en Oil & Gas Journal estimaba que éstas llegaban a 142.671 mil millones de metros cúbicos (895 mil millones de barriles equivalentes de petróleo), en tanto que la British Petroleum Company (BP) registraba, para el mismo año, un total de 138.337 mil millones de metros cúbicos (870 mil millones de barriles equivalentes de petróleo). En el primero de los casos se ha utilizado una equivalencia de 6,27 millones de barriles equivalentes de petróleo por cada mil millones de metros cúbicos, en tanto que, en el segundo caso, la equivalencia utilizada fue, de 6,29 millones de barriles equivalentes de petróleo por mil millones de metros cúbicos. Las cifras de la BP, que se utilizarán básicamente en este documento, son más conservadoras, e inferiores a las primeras en aproximadamente un 97%.

- 5 De acuerdo con James Jensen, en términos generales, los yacimientos de *gas no asociado* con pozos de alta presión presentan costos de explotación menores que los yacimientos de *gas asociado*, por lo tanto, los primeros son considerados proyectos mejores perspectivas.
- 6 JENSEN, James T.- Gas Supplies for the World Market.- THE ENERGY JOURNAL.- Special Issue, 1994.
- 7 JENSEN, James T.- Gas Supplies for the World Market.- THE ENERGY JOURNAL.- Special Issue, 1994.
- 8 mm BEP: mil millones de barriles equivalentes de petróleo.
- 9 mm B: mil millones de barriles.

- 10 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 11 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 12 WILLIAMS, Stephen E. - Una descripción general del sistema de gas natural en los Estados Unidos.- Seminario sobre reglamentación de los sectores de electricidad y gas natural.- 22-24 de marzo de 1995.
- 13 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 14 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 15 RADETZKI, Marian.- World Demand for Natural Gas: History and Prospects.- THE ENERGY JOURNAL. Special Issue, 1994.
- 16 JENSEN, James T.- Gas Supplies for the World Market.- THE ENERGY JOURNAL.- Special Issue, 1994.
- 17 FRANSSEN, Herman.- Scenarios for the long-term outlook of oil demand and supply based on oil industry and official projections.- IPEC Workshop.- OPEC Viena, Setiembre 22-23, 1993.
- 18 Las cifras del SIEE son ligeramente superiores a las registradas por la BP.
- 19 El precio del gas natural en Barbados está determinado prácticamente por los elevados costos de la National Petroleum Corporation. El precio que se paga por la materia prima

---

es irrelevante, pero los costos operacionales de la empresa estatal repercuten sensiblemente sobre la estructura del precio al que se vende el combustible. Estos costos representan más del 58% del precio de venta al público.

- 20 CASTRO ESCUDERO, Alfredo.- El Grupo de los Tres: vicisitudes de una negociación comercial.- COMERCIO EXTERIOR, Julio de 1994.
- 21 Energy Opportunities, Economic Growth, and Trade: a Hemispheric Perspective.- CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES, INC.- Diciembre de 1994, página 29.
- 22 INFORME LATINOAMERICANO 6-October de 1994.
- 23 INFORME LATINOAMERICANO 1-Diciembre de 1994.
- 24 LATIN AMERICA OIL & GAS MONITOR.- East-West Center.- Volume 1, Number 1, 3rd & 4th Quarters, 1994.
- 25 INFORME LATINOAMERICANO 1-Setiembre de 1994.
- 26 Prensa boliviana.- 22 de febrero de 1995.
- 27 INFORME LATINOAMERICANO 4-Agosto de 1994.
- 28 COMERCIO EXTERIOR, Agosto de 1994.
- 29 US\$ 0.082/m<sup>3</sup>, US\$ 2.32/1000 pies<sup>3</sup> OPECNA NEWS SERVICE 19-October de 1994.
- 30 INFORME LATINOAMERICANO 13-October de 1994.
- 31 INFORME LATINOAMERICANO 11-aGOSTO DE 1994.
- 32 INFORME LATINOAMERICANO 20-October de 1994.
- 33 OPECNA NEWS SERVICE 23, Enero de 1995.
- 34 OPECNA NEWS SERVICE 9, Febrero de 1995.
- 35 11.4 BI/Tm.

# Situation and Prospects of Natural Gas in International Markets

Carlos Jaramillo-Martínez \*

## INTRODUCTION

**H**istorically, natural gas exploration has been much less important than oil exploration. Gas has been viewed rather as a marginal product stemming from exploratory activities being performed by the oil industry. When the oil industry started emerging, natural gas associated to oil production was considered a by-product of little use and was therefore discharged into the atmosphere and flared.

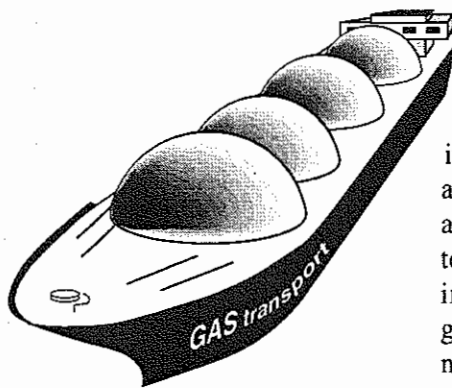
Around 1970, however, natural gas was recognized as a noble product, destined to be used by the petrochemical industry and probably as a household fuel. In the United States, it was gradually utilized to generate electric power, whereas in the countries then referred to as the European Community its use for thermo-electric generation was forbidden. This policy has been changing gradually due to the following: a) the perception regarding the large available reserves of this fuel; b) technological changes; and c) the importance that public opinion is granting to ecological issues. Thus, natural gas has become an important alternative not only to meet household fuel needs and the requirements of the commercial sector, but also for power genera-

tion, through its use in combined cycle plants.<sup>1</sup>

Nevertheless, the international market for gas is still quite limited, compared to that for oil. As a rule, gas is produced and consumed at a national and regional level.

Over the long term, natural gas could perform an important role in the process aimed at diversifying the fuels that can be used internationally to generate electricity, although its impact will be far more limited in the transportation sector. This energy product is highly versatile: it can be used as compressed natural gas (CNG) or liquefied natural gas (LNG) and can be converted into methanol and gasoline.

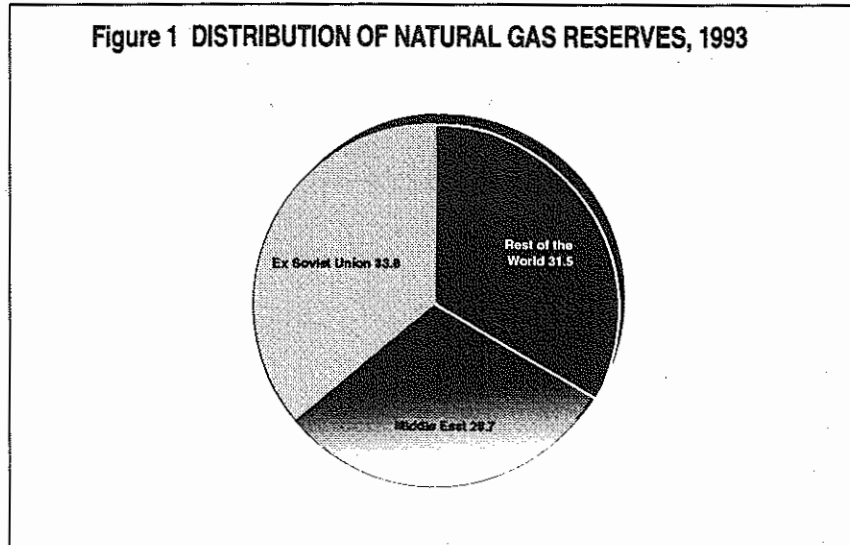
The low price of natural gas (compared to that of nuclear energy and that of renewable energy sources), as well as the facilities and guarantees offered by long-term contracts,<sup>2</sup> for the purchase and sale of this fuel, are major objective factors that will ultimately determine consumer interest in its viability.



\* Head of Hydrocarbons Program in OLADE

It is very likely that the development of the gas industry is a highly sensible energy strategy for Latin America and the Caribbean, especially when considering the following related aspects:

- ◆ An abundance of natural gas reserves, in volumes that are far higher than those available in the United States and which are currently untapped.
- ◆ The upward growth rate for the Region's overall energy demand.
- ◆ The low percentage of natural gas utilization in the Region's primary energy balance.
- ◆ The existence of inter-State gas pipeline construction projects which will permit linking gas production centers with consumer centers.<sup>3</sup>
- ◆ The economies stemming from the substitution of oil and oil products for natural gas in oil-producing and oil-exporting countries.



- ◆ Growing environmental awareness among users, which is contributing to enhancing the standing of natural gas over other energy sources.

#### RESERVES<sup>4</sup>

Owing to high transport costs and the fact that these costs are subject to economies of scale, the location of reserves is a crucial element for tapping natural gas. The reservoirs located near consumption centers are used immedi-

ately, whereas those located in remote areas remain unexploited, unless the magnitude of the find is such that it can amply compensate for the technological efforts and capital required to carry the gas to the consumers.

Known natural gas reserves are massively located in the belt that extends from the Kara Sea in the Arctic Ocean, passes through Tyumen to the east of the Ural Mountains, runs along the western flanks of the Urals and ends up in the Caspian Sea, then reaches across the plateau of Iran and spreads out throughout the Middle East.

At December 31, 1993, 39.8% of natural gas reserves were located in the territories comprising the former Soviet Union, and 28.7% in the Middle East.

A large part of the reserves of former Soviet Union territories and the Middle East require large investment volumes for building storage and transport infrastructure so that they can be used commer-

**Table 1: NATURAL GAS RESERVES, 1993**  
Billion barrels of oil equivalent

	1973	1978	1983	1985	1990	1993
North America	53.0	47.0	51.4	52.8	47.0	46.3
Latin America	16.3	20.1	33.2	33.7	43.2	47.8
Europe	35.1	25.6	28.2	40.3	34.6	37.7
Ex -Soviet Union	125.7	162.1	249.4	267.2	285.0	355.7
Middle East	73.6	130.0	137.9	152.4	235.9	281.6
Africa	33.4	33.2	33.8	35.3	51.6	61.2
Asia & Australia	23.9	25.8	33.2	35.9	53.8	63.1
Other	1.1	1.8	2.9	2.8	0.0	0.0
<b>TOTAL</b>	<b>362.2</b>	<b>445.6</b>	<b>569.9</b>	<b>620.6</b>	<b>751.0</b>	<b>893.4</b>

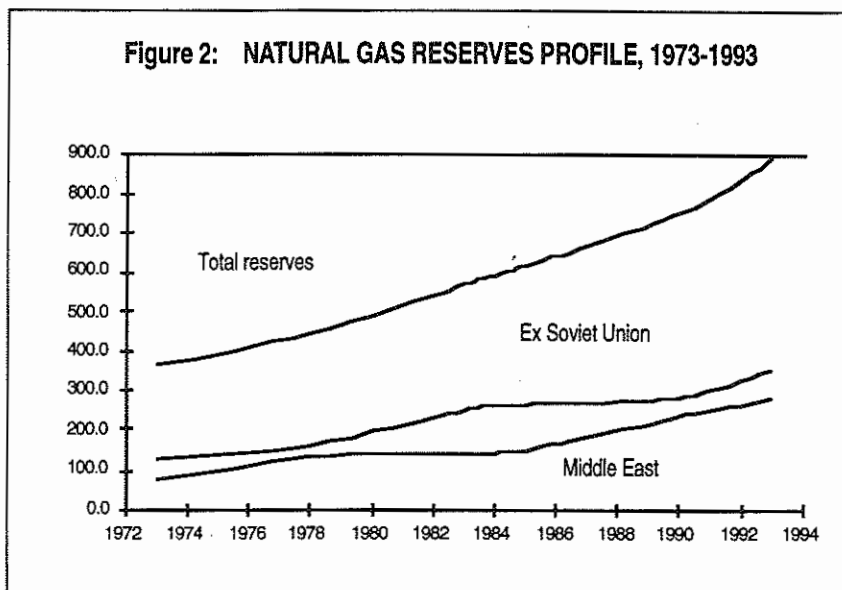
Source: BP REVIEW OF WORLD GAS, 1994

cially. The location, the quality of the gas in the reservoirs, and the nature of the exploitation (associated gas or gas not associated to oil production)<sup>5</sup> are determining factors in developing and exploiting these gas projects.<sup>6</sup> According to James T. Jensen,<sup>7</sup> 70% of the gas reserves of the former Soviet Union are located in western Siberia, 2,500 miles away from the German border, by means of a gas line. As for the Middle East, gas deposits are located about 7,500 miles away from Japan and about 5,000 miles away from Italian markets, calculating the distances on the basis of the routes used by oil tankers.

In 1973, world gas reserves amounted to 362.2 billion barrels of oil equivalent (BOE). Twenty years later, on the basis of an annual cumulative growth rate of 4.6%, this stock had increased to a total of 893.4 billion BOE. These total cumulative reserves will enable world demand for this fuel to be met for many years. In addition, the reserve accumulation rate substantially exceeds the consumption growth rate.

At December 1993, oil reserves amounted to over 1 trillion barrels (1,009 billion). These figures emphasize the importance of natural gas as an energy source, since gas reserves account for 47% of the total reserves of hydrocarbons, that is, 1.92 trillion BOE.

Existing reserves in the territories of the former Soviet Union have increased between 1973 and 1993 at an annual cumulative rate of 5.3% and those of the Middle East at 6.9% over the same period. The gas reserves of the United



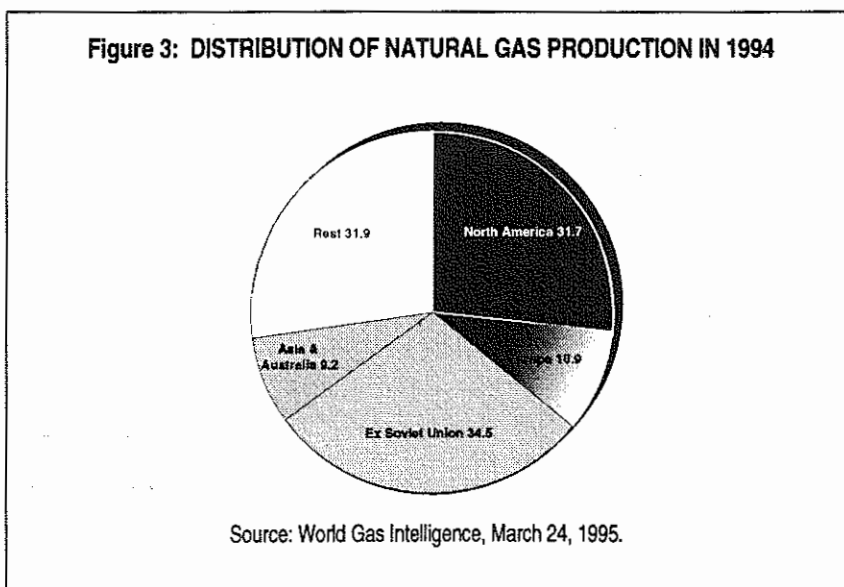
States, however, have dropped and those of Europe (without including the former Soviet Union) have remained unchanged.

America are currently higher than U.S. reserves.

### PRODUCTION

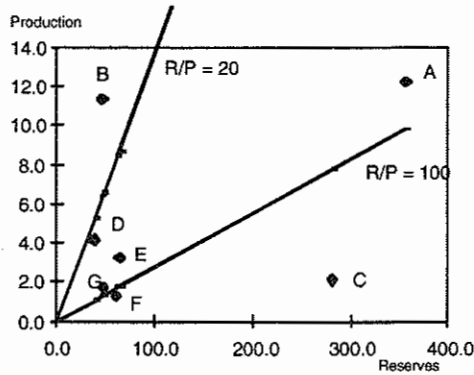
The gas reserves of Latin America have been rising at an annual cumulative rate of 5.5% during the period 1973-1993. At December 1993, they accounted for 5.4% of world reserves. It is important to indicate that existing natural gas reserves in Latin

Despite the limited scope and high cost of current technologies used for the mass tapping and international marketing of gas, production and consumption of this fuel have been growing at rates that are higher than those recorded for total primary energy production and





**Figure 4: CORRELATION BETWEEN RESERVES AND PRODUCTION**  
Production in million BOE/d<sup>1</sup> and reserves in billion BOE



consumption. It is expected that in the future there will be even greater opportunities for expanding the gas industry.

During 1994, 34.5% of the world supply of natural gas involved production stemming from reservoirs located in the territories of the former Soviet Union, and an additional 31.7% was generated in North America. European production accounted for only 10.8% of world total, whereas Asia and Australia contributed 9.2%. These figures indicate that there is no direct correlation between available reserves and actual production. Thus, Middle-Eastern production accounted for only 5.9% of world total, although the region actually holds 31.5% of world reserves.

**Table 2: WORLD NATURAL GAS PRODUCTION 1973-1994**  
Million barrels of oil equivalent per day (MBOE/d)

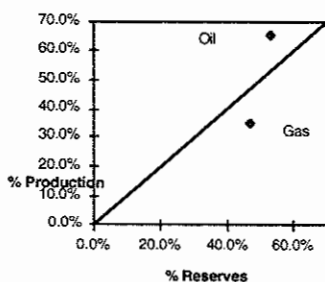
	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
North America	12.0	10.7	9.2	9.5	10.6	11.3	11.9
Latin America	0.6	0.8	1.2	1.3	1.6	1.7	1.6
Europe	2.8	3.7	3.7	3.9	3.7	4.1	4.0
Ex-Soviet Union	3.8	5.5	8.5	10.3	13.1	12.2	12.9
Middle East	0.6	0.7	0.8	1.1	1.8	2.1	2.2
Africa	0.2	0.4	0.8	0.8	1.2	1.3	1.3
Asia & Australia	0.6	1.0	1.5	1.9	2.8	3.2	3.4
TOTAL	20.5	22.8	25.5	28.8	34.7	36.1	37.4
GROWTH		2.1%	2.3%	6.3%	3.8%	1.3%	0.7%

Source: BP Review of World Gas, 1994. 1994 data, World Gas Intelligence, March 24, 1995.

By contrast, North America, which has only 5.2% of world reserves, produced 31.7% of the overall total.

Figure 4 amply confirms these figures. The dispersion of the dots on the chart give a clear idea of the reserve-production ratios for the following regions:

**Figure 5: RELATIVE STANDINGS OF OIL AND NATURAL GAS RESERVES AND PRODUCTION, 1993**



**GROWTH RATE OF WORLD NATURAL GAS PRODUCTION PROFILE**



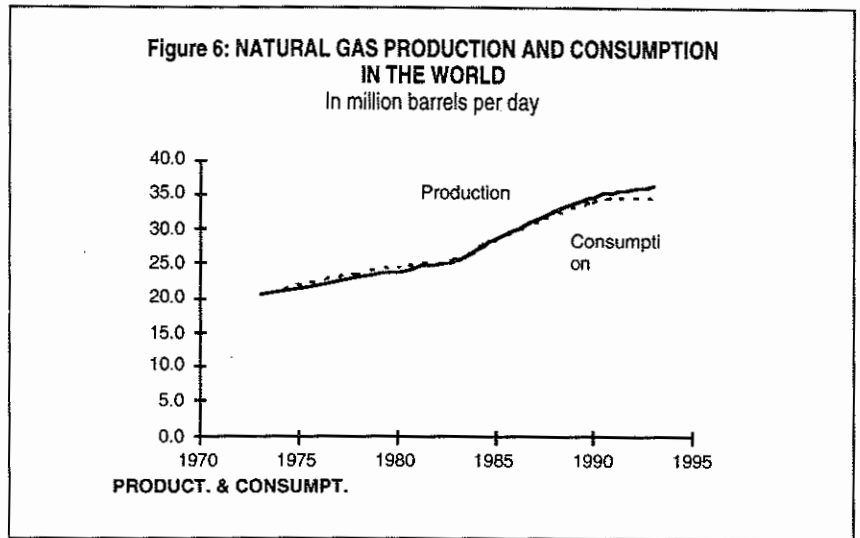
Source: BP Review of World Gas, 1994. 1994 data, World Gas Intelligence, March 24, 1995.

- A: Former Soviet Union
- B: North America
- C: Middle East
- D: Europe
- E: Asia and Australia
- F: Africa
- G: Latin America

In 1993, world production of hydrocarbons amounted to 103.5 million BOE per day, of which 34.8% corresponds to natural gas and 65.2% to crude oil.

In Figure 5, the dotted line, drawn at a 45-degree angle, indicates the ideal percentage for hydrocarbons production with respect to reserves. It is apparent that natural gas production is lower than the potential of discovered reserves.

The annual growth rate profile of world natural gas production, which amounted to 6.3% in 1995, has been falling over the last few years, as indicated in the last chart on page 84. According to *World Gas Intelligence*, this is due to the contraction of demand in the



Commonwealth of Independent States and Eastern Europe.

### CONSUMPTION

In 1938, coal met almost 75% of world demand for primary energy, while crude oil covered 21% of this demand. Natural gas, however, accounted for only 5.6%. Around 1950, this relative share of natural gas rose to 9.7%, and by 1965, the supply of this energy product to meet total requirements accounted for 16.7%.<sup>8</sup>

World natural gas production and consumption were closely correlated, as displayed in the following chart.

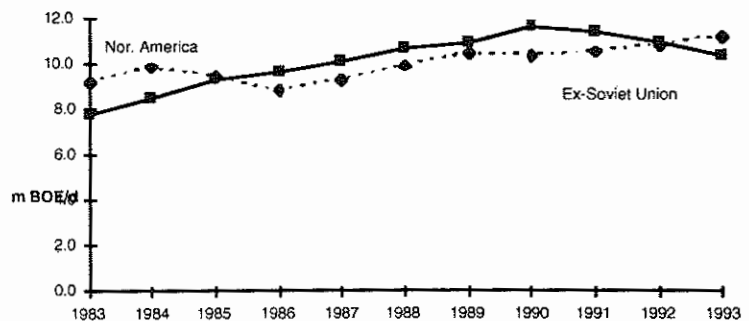
Between 1973 and 1994, world consumption of natural gas has risen at an annual cumulative rate of 3.0%.

Nevertheless, it should be clarified that the dynamics of its growth have not been geographically uniform.

Table 3: GAS CONSUMPTION GROWTH RATES 1973-1994

North America	0,1 %
Latin America	4,6
Europe	2,8
Ex-Soviet Union	5,2
Middle East	9,4
Africa	13,0
Asia & Australia	10,4

Figure 7: NATURAL GAS CONSUMPTION IN NORTH AMERICA AND THE EX-SOVIET UNION



The most dynamic markets, during the period from 1973 and 1993, have been those of Africa and the Pacific Rim. Latin America and the former Soviet Union recorded high growth rates, which if they continue will duplicate regional consumption in 15.5 and 14 years, respectively. By contrast, however, during this period, there is a marked stagnation of natural gas consumption in North America.

North America and the former Soviet Union are the largest gas markets in the world. In 1994, the consumption of natural gas of North America and the former Soviet Union together accounted for 62.8% of world consumption.

### North America

Although gas consumption has declined in North America, the region continues to display the highest demand for this fuel in the world. Gas consumption in North America in 1994 amounted to 11.8 million BOE per day.

According to Marian Radetzki,<sup>9</sup> the virtual stagnation of demand for natural gas in the United States and Canada since 1980 stems from the following factors:

- ◆ Market saturation, which is apparent in the high percentage share of this fuel in total energy demand.
- ◆ The existence of a low-priced coal supplies, competing with natural gas for thermoelectric power generation and other uses.

- ◆ The negative impact of government regulations.

The United States has the world's largest natural gas system (2.1 million kilometers of gas lines, 270,000 wells, and a storage capacity of 3.9 million BOE per day). In 1994, a total of 55 million customers bought more than 9.65 million BOE per day. Ownership and operation of the gas line network and storage system are for the most part in the hands of private companies.<sup>10</sup>

### Former Soviet Union

The second market in size and potential is the one covering the countries that once belonged to the former Soviet Union. Growth of natural gas consumption in this region has been spectacular. In the period from 1985 to 1992, consumption in this area exceeded consumption in North America. According to Marian Radetzki,<sup>11</sup> the high and growing use of natural gas in this region is the outcome of the socialist centralized planning

directives that prevailed at that time.

In selecting this strategy promoting the use of gas, central planners took into account the following elements:

- ◆ Production costs and the relative proximity of consumption centers, which favored the use of gas compared to that of coal and oil.
- ◆ Oil from the former Soviet Union was easier to sell on international markets than natural gas. Natural gas exports were the object of political restrictions on European markets.

The decline in the demand for natural gas is a consequence of the economic crisis which is accompanying the current economic reconversion process taking place in these countries; therefore, as the macro-economy improves it is expected that there will be a rise in the aggregate demand for energy and, as a result, for natural gas.

Table 4: WORLD CONSUMPTION OF NATURAL GAS  
Million barrels of oil equivalent per day

	1973	1978	1983	1985	1990	1993	1994
North America	11.6	10.5	9.2	9.5	10.4	11.2	11.8
Latin America	0.6	0.8	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
Europe	3.2	4.4	4.7	5.1	5.7	6.0	5.7
Ex-Soviet Union	4.0	5.8	7.8	9.4	11.7	10.4	11.7
Middle East	0.3	0.5	0.7	0.9	1.4	1.6	2.2
Africa	0.1	0.2	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8
Asia & Australia	0.4	0.9	1.3	1.7	2.6	3.0	3.5
TOTAL	20.3	23.1	25.5	28.3	33.7	34.4	37.4
GROWTH		2.7%	2.0%	5.4%	3.5%	0.7%	1.7%

Source: BP Review of World Gas, 1994. For 1994, the source is World Gas Intelligence, III, 1995.

## Western Europe

In 1994, natural gas consumption in Europe amounted to 5.7 million BOE per day. According to Marian Radetzki,<sup>12</sup> monopolistic elements throughout the entire gas supply chain, as well as heavy government intervention, have exerted a negative effect.

For example, the Netherlands, Norway, Algeria, and the former Soviet Union have monopolized the natural gas export market, and the French Government has established restrictive regulations on the use of gas, in order to protect its nuclear power industry.

### Production-consumption balance

When comparing production and consumption figures, it can be observed that:

- ◆ North America, Latin America, and Asia-Australia are self-sufficient in natural gas and have small exportable surpluses.
- ◆ Former Soviet Union is, and will continue to be, a net exporter of natural gas.
- ◆ Africa and, above all, the Middle East may eventually emerge as large natural gas exporters.
- ◆ Europe, which has gas shortages when the former Soviet Union is excluded, is a net importing region.

**Table 5: WORLD NATURAL GAS PRODUCTION LESS CONSUMPTION**  
Million barrels of oil equivalent per day

	197	197	198	198	199	199	199
North America	30.5	80.3	30.0	50.0	0.2	30.	40.0
Latin America	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0
Europe	-0.3	-0.7	-	-	-2.0	-	-
Ex-Soviet Union	-0.3	-0.4	0.6	0.3	1.	0.9	1.7
Middle East	0.2	0.2	0.	0.2	0.4	0.5	0.0
Africa	0.	0.	0.3	0.3	0.5	0.6	0.5
Asia & Australia	0.	0.	0.	0.2	0.2	0.2	-
TOTAL	1	1	1	1	1.	1.	0.0

Source: BP Review of World Gas, 1994. For 1994, the source of World Gas Intelligence, III, 1995.

### CONSUMPTION BY SECTOR

There is no evidence of homogeneous behavior in major international markets of natural gas. Both the composition of consumption by sector and the prices prevailing in the various markets show considerable differences between each other.

According to Marian Radetzki<sup>13</sup> there are at least two reasons behind the independent behavior of regional natural gas markets:

- ◆ The first involves *transport technology*, which makes it economically inefficient to carry gas over long distances. That is why North America, Western Europe, and the Far East separately depend on their own, specific gas supply sources. In this respect, the natural gas market substantially differs from the oil market, which is noteworthy for its global characteristics.
- ◆ The second involves *state intrusiveness*. Indeed, the demand

**Table 6: END-USE OF NATURAL GAS  
IN RELEVANT INTERNATIONAL MARKETS  
1993**

	North America	Europe	OECD, Pacifico <sup>1</sup>
Thermoelectric generation	12.6 %	16.0 %	58.5 %
Industrial consumption	33.9 %	32.5 %	19.4 %
Residential and commercial consumption	37.0 %	43.5 %	21.3 %
Other uses	16.4 %	8.1 %	0.8 %

Source: BP Review of World Gas, 1994

**Table 7: NATURAL GAS EXPORTS AND IMPORTS IN 1993**  
REGIONAL TRANSACTIONS ARE INCLUDED  
Thousand BOE per day

	Made through gas pipelines		Balance
	Exports	Imports	
North America	1,092.7	1,075.2	17.6
Latin America	38.9	56.5	-17.6
Europe	1,225.8	3,203.8	-1,978.0
Ex-Soviet Union	1,738.8	8.6	1,730.2
Middle East	8.6	0.0	8.6
Africa	248.7	9.5	239.2
Asia	25.8	25.8	0.0
<b>TOTAL</b>	<b>4,379.4</b>	<b>4,379.4</b>	<b>0.0</b>

Source: BP Review of World Gas, 1994

for gas, in each one of these markets, has been clearly shaped by government regulations.

## INTERNATIONAL TRADE

About 16% of the world demand for natural gas is traded on international markets, and the bulk of production (84%) is sold on the local markets of the gas-producing countries themselves. In 1993, international natural gas trade amounted to 5.8 million BOE per day, and 75.3% of these transactions were made using gas pipelines to

carry the fuel, whereas the rest was carried by means of tankers.

The small volume of international gas trade is a consequence of high transports costs. According to James T. Jensen,<sup>14</sup> it could cost up to seven times more to carry energy in the form of gas than to carry it in the form of oil using an overland pipeline. This cost could be up to twenty times higher if the distance between the production center and the consumption center is 5,000 miles and a tanker has to be used.

**Table 8: NATURAL GAS EXPORTS AND IMPORTS IN 1993**  
REGIONAL TRANSACTIONS ARE INCLUDED  
Thousand BOE per day

	Made using merchant marine ships		Balance
	Exports	Imports	
North America	24.3	40.0	-15.7
Latin America	0.0	0.0	0.0
Europe	0.0	337.2	-337.2
Ex-Soviet Union	0.0	0.0	0.0
Middle East	57.7	0.0	57.7
Africa	376.5	0.0	376.5
Asia	975.9	1,057.2	-81.3
<b>TOTAL</b>	<b>1,434.5</b>	<b>1,434.5</b>	<b>0.0</b>

Source: BP Review of World Gas, 1994

In addition, large gas line construction projects running, on occasion, through one or more countries are not only costly but also highly risky. This affects not only gas transport costs but also constitutes an obstacle for financing these projects.

On the supply side, it is apparent that there are five large gas export regions: the former Soviet Union, with exports on the international market in the amount of 1.7 million BOE per day; Europe, which exported 1.2 million BOE per day; North America, with total exports of 1.1 million BOE per day; the region of Asia and Australia, which placed 1.0 million BOE per day; and Africa, with exports of 0.6 million BOE per day.

On the demand side, there are only three major consumers: Europe (3.5 million BOE per day), North America (1.1 million BOE per day) and Asia and Australia (1.1 million BOE per day).

The North American international market is highly developed, regionally integrated, and is virtually balanced. By contrast, the limited infrastructure installed in Latin America, which is inadequate for international gas trade, is a severe constraint for both the development of intra-regional exports and the exploitation of reserves. Although the magnitude of the Region's reserves indicate a high potential for production, during 1993, the Region recorded a negative trade balance in the amount of 17,600 BOE per day in natural gas.

The European gas market is highly diversified. The Region,



Table 9: NATURAL GAS EXPORTS AND IMPORTS IN 1993  
REGIONAL TRANSACTIONS ARE INCLUDED  
Thousand barrels of oil equivalent per day

Total exports and imports (gas lines and tankers)			
	Exports	Imports	Balance
North America	1,117.0	1,115.1	1.9
Latin America	38.9	56.5	-17.6
Europe	1,225.8	3,541.0	-2,315.2
Ex-Soviet Union	1,738.8	8.6	1,730.2
Middle East	66.3	0.0	66.3
Africa	625.2	9.5	615.7
Asia	1,001.7	1,083.1	-81.3
TOTAL	5,813.9	5,813.9	0.0

Source: BP Review of World Gas, 1994

which is lacking in natural gas, recorded in 1993 a negative gas trade balance, equivalent to 2.3 million BOE.

Owing to their large export capacity, the countries of the former Soviet Union displayed a more favorable regional trade balance in 1993.

The distance between the Middle East and the large consumption centers is a natural barrier that has been hampering the region's gas exports; nevertheless, during 1993, this group of countries showed a positive trade balance equivalent to 66,300 BOE per day.

As for the African market, the exports from Algeria to Europe through both gas pipelines and tankers are noteworthy due to their magnitude.

### NATURAL GAS PRICES

Natural gas prices on international markets are set on a regional basis, although there is no apparent statistical correlation between

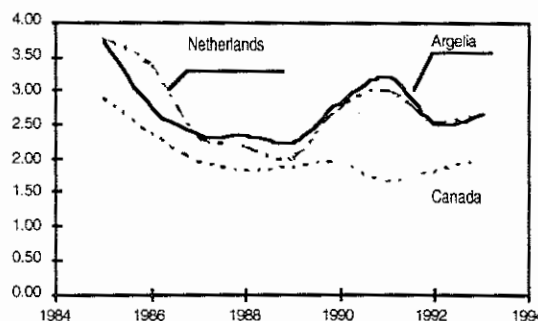
the values that are set for the different supply sources. Nor is there any significant statistical correlation between the international price of natural gas and the price of crude oil. In addition, since customers can only be supplied through a gas line network, they remain captives of their suppliers. Over the last few years, the United States has managed to import this energy product at prices that are lower than those paid for by the European countries, whereas Japan has been paying the highest prices.

Figure 8 presents the evolution of average FOB export prices of Algeria, the Netherlands, and Canada during the period between 1985 and 1993.

In the case of Algeria, the figures include exports to France, Belgium, Spain, and Italy; for the Netherlands, the figures involve exports to France, Italy, Belgium, and Germany. The correlation coefficient between average export prices of the above-mentioned countries is 0.89, which is statistically significant.

In the case of Canada, the average price includes prices of exports to the United States by means of short- and long-term contracts. It is evident, throughout the period being considered, that Canadian FOB export prices were lower than the export prices of Algeria and the Netherlands. In addition, the correlation coefficients between these prices are statistically less significant: 0.63 for Canada-Algeria and 0.77 for Canada-The Netherlands.

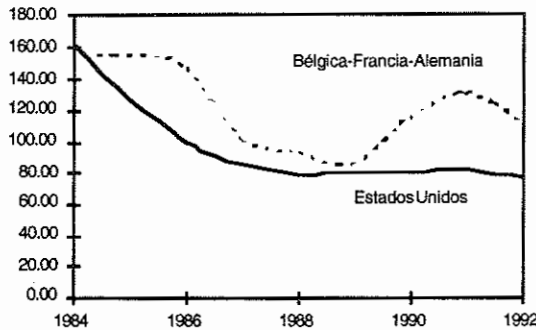
Figure 8: AVERAGE FOB EXPORT PRICES: NETHERLANDS, ALGERIA AND CANADA  
Current US\$/million BTU



Source Energy and Oil Statistics, OPEC Secretariat Research Division

**Figure 9: CIF COST OF NATURAL GAS IMPORTS OF SELECTED EUROPEAN COUNTRIES AND THE UNITED STATES (PURCHASES MADE BY GAS LINE)**

Current US\$/tons of oil equivalent

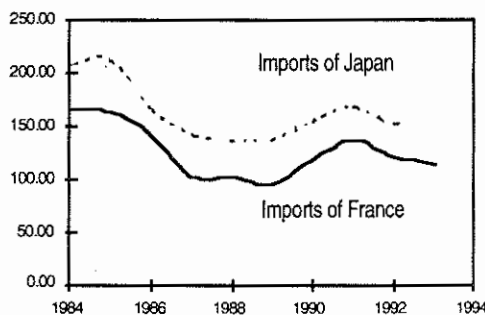


Source Energy Prices and Taxes, International Energy Agency

The above-mentioned characteristic demonstrates that U.S. consumers have reaped major gains from the low price of natural gas; according to some analysts, this has affected the country's gas industry. It is all the more apparent when examining costs for purchasing this fuel in several European countries and the United States. Thus, Figure 9 displays, on the one hand, the average CIF cost of natural gas imports made by Belgium, France, and Germany and, on the other hand, the cost of imports made by the United States.

**Figure 10: CIF COST OF IMPORTS OF LIQUEFIED NATURAL GAS MADE BY FRANCE AND JAPAN**

Current US\$/tons of oil equivalent



Source Energy Prices and Taxes, International Energy Agency

Throughout the period being reviewed, the following can be observed:

- ◆ As a rule, the cost of gas purchases made by the United States has been 20% lower than the cost of imports made by selected European countries (Belgium, France, and Germany).
- ◆ The cost of natural gas imported by the United States has been declining steadily in terms of current values. The decline in terms of constant U.S. dollars is even more pronounced, owing to the country's inflation rate.

**Table 10: PRICES OF NATURAL GAS IN SELECTED MARKETS**  
Current US\$, per million BTU

	Exports from Algeria			Exports Canada		Exports from the Netherlands			
	FOB US\$ mm BTU			FOB US\$ mm BTU		FOB US\$ mm BTU			
	France	Spain	Italy	Long term	Short term	France	Italy	Belgium	Germany
1985	3.84	3.84	3.51	3.00	2.78	3.73	3.60	3.87	3.83
1986	2.83	2.83	2.58	2.47	2.28	3.31	2.85	3.65	3.66
1987	2.66	2.66	1.76	2.04	1.86	2.30	1.86	2.40	2.71
1988	2.46	2.46	2.11	2.04	1.58	2.19	1.55	2.33	2.55
1989	2.28	2.28	2.14	2.12	1.58	2.07	1.46	2.15	2.23
1990	3.31	2.81	2.38	2.03	1.79	2.73	2.02	3.01	3.08
1991	3.50	3.23	2.92	1.90	1.38	2.91	2.18	3.48	3.42
1992	2.57	2.39	2.59	1.98	1.60	2.56	2.60	2.51	2.49
1993	2.75	2.55	2.65	2.22	1.71	2.64	2.65	2.64	2.60

Source: Energy and Oil Statistics, OPEC Secretariat Research Division

Japan, however, has been paying the highest prices for the natural gas it needs to meet its domestic demand. For example, during the period under review (1984-1993), the CIF import cost of natural liquefied gas by the country has been, on average, 29% higher than the cost of gas purchases made by France.

Table 11: NATURAL GAS PRICE CORRELATION MATRIX FOR SELECTED MARKETS 1985-1993

	Exports from Algeria			Export Canada		Exportaciones de los Países Bajos				BRENT
	France Belgium	Spain	Italy	Long term	Short term	France	Italy	Belgium	Germany	
<b>FROM ALGERIA</b>										
To France & Belgium	1.00	0.94	0.79	0.51	0.51	0.81	0.63	0.85	0.84	0.77
To Spain	0.94	1.00	0.80	0.70	0.67	0.86	0.70	0.88	0.88	0.71
To Italy	0.79	0.80	1.00	0.66	0.55	0.85	0.84	0.80	0.70	0.59
<b>FROM CANADA</b>										
Long term	0.51	0.70	0.66	1.00	0.96	0.78	0.79	0.65	0.66	0.47
Short term	0.51	0.67	0.55	0.96	1.00	0.79	0.81	0.65	0.69	0.46
<b>From Netherlands</b>										
To France	0.81	0.86	0.85	0.78	0.79	1.00	0.90	0.96	0.93	0.51
To Italy	0.63	0.70	0.84	0.79	0.81	0.90	1.00	0.76	0.70	0.45
To Belgium	0.85	0.88	0.80	0.65	0.65	0.94	0.76	1.00	0.98	0.45
To Germany	0.84	0.88	0.70	0.66	0.69	0.93	0.70	0.98	1.00	0.43
<b>BRENT CRUDE</b>	0.77	0.71	0.59	0.47	0.46	0.51	0.45	0.45	0.43	1.00

Source: ENERGY AND OIL STATISTICS, OPEC Secretariat Research Division

In Figure 11, a lag in adjusting the price of natural gas to the price of the marker crude is apparent. This evolution is evident in both Algerian and Dutch exports.

## ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS

According to Herman Franssen,<sup>15</sup> who concurs with Shawkat's appraisal, natural gas is the cleanest of all hydrocarbons, inasmuch as it emits a lower amount of pollutants than either coal or oil.

Nevertheless, it should be kept in mind that there are some natural gas reservoirs that are saturated with pollutants such as sulfur. Such is the case for the bitter gas associated to crude oil production in Varadero, Cuba, for example.

In addition, even within the same country or region, the physical-chemical characteristics of natural gas can fluctuate considerably, as observed in Table 13 on the composition of natural gas in selected areas of Venezuela.

Figure 11: CORRELATION BETWEEN THE BRENT MARKER CRUDE AND THE FOB PRICE OF NATURAL GAS FROM ALGERIA AND THE NETHERLANDS US\$/BOE

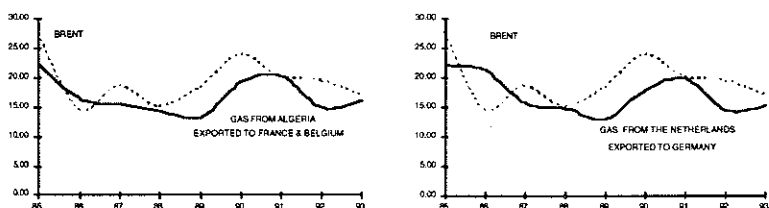


Table 12: CARBON EMISSIONS GENERATED BY FOSSIL FUELS

TOE	Ton (Coal)
Coal	1.05
Oil	0.82
Natural gas	0.63

Source: M. Shawkat, Energy taxes, drawbacks and proposed alternatives, IPEC Workshop, OPEC Vienna, 22-23 September 1993.

Table 13: COMPOSITION OF NATURAL GAS IN SELECTED AREAS OF VENEZUELA

	Occidente (Associated)	Guanco (Free)	Oriente (Free)	Oriente (Associated)	Offshore (Free)
Methane	73.1%	83.5%	76.9%	75.1%	90.5%
Ethane	11.0	0.6	5.8	8.0	5.0
Propanol	6.0	0.1	2.5	4.6	2.2
I-Butane	1.1	--	0.5	0.9	0.4
N-Butane	1.9	0.1	0.6	1.1	0.7
I-Pentane	0.6	--	0.3	0.3	0.3
N-Pentane	0.5	--	0.2	0.3	0.2
Hexane	0.5	--	0.2	0.2	0.2
Heptanes	0.4	--	0.4	0.2	0.2
Carbon dioxide	4.4	15.6	12.5	9.2	0.2
Nitrogen	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1

Source: La industria venezolana de los hidrocarburos, Tome I, November 15, 1989.

## NATURAL GAS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

Although energy sector development, which is subject to the economic and social development and political strategies of each country, has not come to a standstill, it has experienced, especially since the eighties, a slow pace of growth, compared to the volume and pace of investments needed for its expansion and modernization. In order to give greater thrust to the expansion of the energy industry in Latin America and the Caribbean and rationally develop its potential, the following will have to be ensured:

- ◆ Promote technological cooperation and obtain intra- and extra-regional capital.
- ◆ Adopt a hemispheric energy integration policy and strategy.
- ◆ Use regional energy surpluses as a tool for trade negotiations with other regions.
- ◆ Liberalize energy markets, striving for efficiency and competitiveness in the sector.
- ◆ Increase the energy sector's general levels of efficiency and enhance energy productivity as a whole.
- ◆ Rationalize the Region's energy balance by increasing the production and consumption of natural gas and hydropower in urban areas and enhancing the use of renewable energy sources in rural areas.

- ◆ Use the Region's energy capacity to upgrade the overall economic competitiveness of our countries.
- ◆ Adopt common sustainable economic development policies.

Latin America and the Caribbean currently has available a considerable potential for natural gas (higher than that of North America, as indicated above), but current rates of energy production and consumption are still very low. Although consumption has risen threefold over the last two decades, the share of natural gas in the overall primary energy balance is hardly 20% and in the final energy balance only 9%.

Natural gas, on very rare occasions, has been the focus of major exploratory activities, owing to the lack of immediately available markets and high transport costs. In addition, for many years the Region has viewed associated gas as highly marginal, and there have been very few specific investment programs for tapping and developing free natural gas.

There are major possibilities for increasing the use of natural gas in the industrial, household, and commercial sectors; the transportation sector and electric power generation are also areas where natural gas can be more widely used. This has become feasible as a result of technologies that have enhanced the efficiency of transforming natural gas into electricity. Moreover, political and economic policies aimed at ensuring energy supply security, improved balance of payments in the oil-producing coun-

tries, and private-sector participation have contributed to supporting the use of natural gas. Finally, environmental factors have converted natural gas into a suitable vehicle for reducing carbonic gas emissions, avoiding acid rain, and mitigating the greenhouse effect.

Natural gas development is an important element for energy integration. In the Southern Cone of Latin America, there are countries with a large potential demand for gas and other countries with large reserves, which provides a clear basis for the future installation of an extensive gas interconnection network in this subregion.

Regional integration based on an adequate coordination of policies will enable this energy product to become a major source for economic progress, employment, and social well-being.

It is apparent that two major gas industry hubs are emerging in the region: one to the north, consisting of the axis interconnecting Venezuela, Colombia, and Ecuador, which will include gas supplies for the Central American Isthmus and eventually the southern part of the United States; and toward the south, with the participation of Peru, Bolivia, Brazil, Argentina, Chile, Uruguay, and Paraguay.

Nevertheless, one of the major obstacles for integrating and expanding natural gas trade in Latin America and the Caribbean is the huge disparities in the fuel's sale prices. For example, in Barbados gas is sold at about US\$120 per BOE for household use whereas in

Venezuela the price is set at only US\$2.60 per BOE.

### The use of gas as an energy source

Although consumption has grown threefold over the last two decades, the share of natural gas in the Region's primary energy balance is hardly 20% and in the final energy balance only 9%.

### Production

According to data taken from OLADE's Energy-Economic Information System (SIEE), the global supply of natural gas in Latin America amounted to 881 million BOE during 1993, and 98.8% of this supply was drawn from local production sources.<sup>16</sup> It is estimated that 11.8% of overall supply (104 million BOE) was left unused, discharged into the atmosphere, or flared. This high percentage of unused gas is to a large extent explained by the fact that gas storage, transport, and industrialization facilities are quite limited, and therefore a high percentage of gas associated to oil production cannot be brought to the consumer. Therefore, any regional gas development plan should focus on expanding this infrastructure.

### Utilization

Of the 764 million BOE of gas used in the Region in 1993, 67.5% was used in energy transformation centers (in order to produce electricity and hydrocarbon fuels), and the remaining 32.5% was for final consumption.

Within final consumption, use by the industrial sector and resi-

REGIONAL SUPPLY AND CONSUMPTION OF PRIMARY ENERGY: 1994

	Thousand BOE/year	BOE year/inhabitant	Composition
Oil	1,995,430	4.26	48.3 %
Natural gas	817,614	1.75	19.8 %
Coal	150,461	0.32	3.6 %
Hydropower	307,820	0.66	7.4 %
Biomass	709,093	1.51	17.2 %
Geothermal & nuclear energy	154,029	0.33	3.7 %
<b>Total</b>	<b>4,134,447</b>	<b>8.83</b>	<b>100.0 %</b>

Breakdown of natural gas supply and consumption as a primary energy: 1994

	Thousand BOE/year	BOE year/inhabitant
Mexico	214,022	2.44
Central America	0	0.00
Caribbean	42,139	1.33
Andean Zone	360,636	3.63
Brazil	39,330	0.24
Argentina	144,467	4.26
Southern Cone (without Argentina)	17,021	0.79

Source: OLADE, Energy-Economic Information System (SIEE)

Table 14: NATURAL GAS BALANCE IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN  
Million barrels of oil equivalent

SOURCES	1991		1993	
Production	793		871	
Imports	7		10	
<b>TOTAL SUPPLY</b>	<b>801</b>		<b>881</b>	

USES	1991		1993	
Total use	699		764	
Exports	0		13	
Unused	102		104	
Stock variation	0		0	
<b>GLOBAL DEMAND</b>	<b>801</b>		<b>881</b>	

Source: OLADE/EC, Energy-Economic Information System (SIEE)

Table 15: UTILIZATION OF NATURAL GAS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN  
Million barrels of oil equivalent

	1991		1993	
<b>FINAL CONSUMPTION (Sectors)</b>	<b>177</b>	<b>100.0%</b>	<b>248</b>	<b>100.0%</b>
Residential	45	25.2%	44	17.9%
Commercial & public services	0	0.3%	11	4.6%
Industrial	117	65.9%	169	68.2%
Transportation	1	0.6%	5	2.0%
Agricul, hunting, fishing, mining	1	0.3%	2	0.9%
Non-energy uses	14	7.7%	16	6.5%
<b>USE IN TRANSFORMATION CENTERS</b>	<b>521</b>	<b>100.0%</b>	<b>516</b>	<b>100.0%</b>
Power generation	82	15.8%	105	20.4%
Power Self-producers	15	2.9%	21	4.1%
Refineries	7	1.4%	3	0.6%
Gas centers	316	60.6%	269	52.1%
Own consumption	75	14.3%	85	16.5%
Losses	26	5.0%	33	6.4%
<b>TOTAL USE</b>	<b>699</b>		<b>764</b>	

FUENTE: OLADE/CE - Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)



Tabla 16: NATURAL GAS PRODUCTION IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN BY COUNTRY: 1993

	Thou BOE	Thou BOE/d	Thou BOE	Thous BOE/d	
VENEZUELA	321,385	880.5	CHILE	16,710	45.8
MEXICO	214,213	586.9	ECUADOR	5,573	15.3
ARGENTINA	153,624	420.9	PERU	5,568	15.3
BRASIL	44,279	121.3	CUBA	227	0.6
TRINIDAD-TOBAGO	41,764	114.4	BARBADOS	167	0.5
BOLIVIA	35,286	96.7	GUATEMALA	60	0.2
COLOMBIA	31,844	87.2			
				842,395	2,307.9

Source: OLADE/EC, Energy-Economic Information System (SIEE)

dential consumption accounted for the largest share. The use of natural gas in the transportation sector is still quite limited in the Region.

The most important natural gas producers in Latin America and the Caribbean are Venezuela, Mexico, Argentina, Brazil, Trinidad and Tobago, Bolivia, and Colombia. The geographical location and dispersion of the above-mentioned countries are a key element for regional energy integration.

### Prices

One of the most severe obstacles for integrating and

expanding natural gas trade in Latin America and the Caribbean is the huge disparity in the fuel sale prices. For example, in Barbados,<sup>17</sup> gas in 1993 was sold at US\$119.39 per BOE for household use whereas in Venezuela it was sold at US\$2.62 per BOE.

Subsidies for energy products have been the subject of long discussions between Mexicans and Venezuelans, especially with respect to the proportional benefits for the transportation sector and large consumer industries of Venezuela, such as steel, aluminum, cement, and chemical products. Mexicans have repeatedly indicated

that, in Venezuela, domestic prices for gas, electricity, water, and diesel are on average 50% lower than those in Mexico. Nevertheless, they also recognized that this disparity is due to both subsidies for the sector and the lower production costs of Venezuela's abundant natural resources.<sup>18</sup>

Theoretically, as part of Andean subregional integration, Ecuadorian industry could purchase natural gas from Venezuela at a peak price of US\$2.62 per BOE, although in practice there are customs barriers impeding this type of transaction.

Despite all these difficulties, as indicated by Cambridge Energy Research Associates, Inc., it is apparent that two integrative hubs for the gas industry are emerging in the region: one to the north, involving the axis interconnecting Venezuela, Colombia, and Ecuador, which would include gas supply in the Central American Isthmus; and the other toward the south, with the participation of Peru, Bolivia, Brazil, Argentina, Chile, Uruguay, and Paraguay.<sup>19</sup>

Tabla 17: NATURAL GAS PRICES IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN YEAR 1995

	US\$/Thousand m <sup>3</sup>		US\$/BOE	
	HOUSEHOLDS	INDUSTRY	HOUSEHOLDS	INDUSTRY
BARBADOS	750.90	710.15	119.39	112.90
BRAZIL		152.66	0.00	24.27
CUBA	170.00	120.00	27.03	19.08
ARGENTINA	176.11	108.05	28.00	17.18
COLOMBIA	115.81	85.21	18.41	13.55
MEXICO	154.85	65.56	24.62	10.42
BOLIVIA	100.81	63.71	16.03	10.13
CHILE	44.50	44.50	7.07	7.07
TRINIDAD-TOBAG		39.39		6.26
VENEZUELA	16.49	8.26	2.62	1.31

Source: OLADE/EC, Energy-Economic Information System (SIEE)

### PROSPECTS

World prospects for developing the natural gas industry are highly promising. According to the International Energy Agency (IEA), it is expected that there will be a rise in the real price of natural gas in all major regional markets, in line with forecasts for crude oil.

It is evident that the price scenario adopted by the IEA tacitly assumes that it will be very difficult to dismantle regional gas markets,

and therefore gas costs will continue to be highest for the Japanese and lowest for the United States.

Nevertheless, it should be noted that the IEA is expecting that there will be an improvement in the relative price of gas in the United States compared with that for crude oil. Gas was being traded at a value equal to 44% of that for oil in 1990, but by 1995 it will be bought at 56% of the price of crude oil and by 2000 at 65% of the price of crude oil and by 2010 at 65% of the oil price.

In addition, a moderate increase in the use of natural gas as a world energy source is also forecast. According to the IEA, world natural gas consumption will amount to 40 million BOE around the year 2000 and 56 million BOE by the year 2010. Likewise, it is deemed feasible that the proportion of gas will increase until it accounts for a share of 24.3% of primary energy.

The IEA calculates that world demand for gas could grow at an annual rate of 2.6% between 1990 and 2010, slightly higher than the rate being projected for all primary energy sources taken as a whole, that is, 2.0%.

#### FACTORS THAT WILL STIMULATE NATURAL GAS DEMAND

- ◆ Technical breakthroughs introduced in the design and manufacture of electric power generation plants (especially combined cycle) using natural gas as a raw material.
- ◆ Environmental considerations that increasingly favor the use of

**Tabla 18: EVOLUTION OF NATURAL GAS PRICES ON INTERNATIONAL MARKETS**  
US\$(1993)/Bt.

Years	PRODUC USA	IMPORT EUROPE	IMPORT JAPAN	CRUDE
1990	10.56	16.90	25.02	24.20
1995	12.22	18.86	26.47	21.90
2000	16.67	21.65	32.85	27.30
2005	19.44	24.88	36.01	30.00
2010	19.44	24.88	36.01	30.00

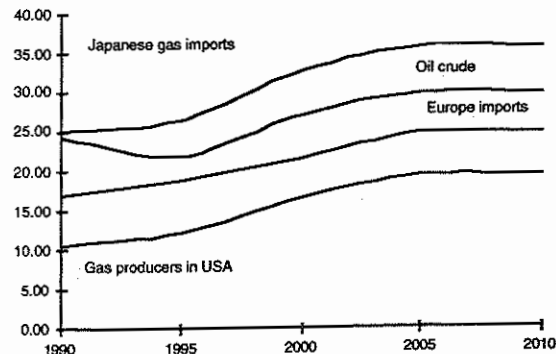
Source: World Energy Outlook, International Energy Agency, 1994.

natural gas as a relatively clean energy source.

#### FACTORS THAT WILL STIMULATE NATURAL GAS SUPPLY

- ◆ Explicit policies aimed at substituting oil consumption for natural gas consumption in oil-producing and -exporting countries.
- ◆ Privatization processes in the electric power subsector will favor the expansion of thermoelectric generation to the detriment of hydropower and will therefore augment the demand for natural gas.
- ◆ Contrary to Say's Law, which states that supply will create its own demand, in the case of natural gas, in view of the magnitude of untapped reserves, demand will create its own supply.
- ◆ The expected hike in both oil and natural gas prices over the medium and long terms.

**Figure 12: EVOLUTION OF NATURAL GAS PRICES ON INTERNATIONAL MARKETS**  
US\$(1993)/Bt.



◆ The European Energy Charter, which will integrate Russia into the continent's energy supply system. In addition, the umbrella set up by the Group of Seven is a useful mechanism facilitating the availability of financial resources for expanding energy projects in Russia.

obtain a broader vision of the natural gas industry in Latin America.

#### Argentina-Uruguay

GASEBA-GAZ, which involves Gaz de France, Gas Transmission & Transport of United States, and Techint of Argentina, is preparing an ambitious US\$400 million project to store Argentinean natural gas in underground deposits to meet the winter demand of Montevideo and Buenos Aires. GASEBA was awarded a concession for supplying Montevideo for 30 years.<sup>20</sup>

#### Argentina-Chile

Two U.S. firms, CMS Energy Corporation and Williams, are completing studies for building a 637-kilometer gas pipeline, at a cost of US\$500 million, extending from the north of Argentina to Antofagasta in Chile.<sup>21</sup>

A new gas line from Argentina to Chile will be built by a consortium consisting of YPF, Tenneco, and four local companies. The gas line will cost about US\$600 million, will have a capacity of 250 million cubic feet per day (45,000 barrels per day), and will begin operating in 1996, thus becoming the first project for the export of Argentinean gas. British Gas and two Chilean firms will be distributing gas in Santiago.<sup>22</sup>

#### Bolivia-Brazil

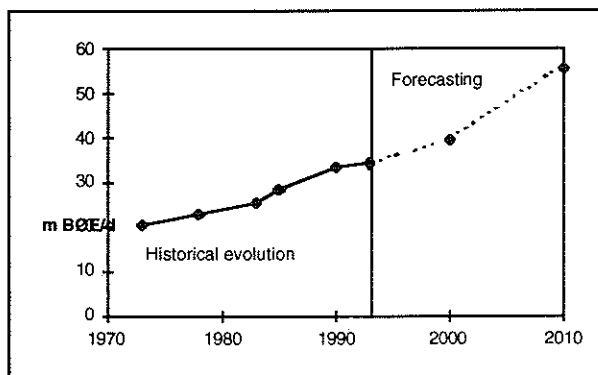
Santa Cruz de la Sierra-Campiñas, 3,400 kilometers<sup>23</sup>

External financing needed for building the Bolivia-Brazil gas line was guaranteed by the World Bank and the Inter-American Development Bank. As of 1997, the gas line should carry 8 million cubic meters per day of natural gas from Santa Cruz de la Sierra in Bolivia to Sao Paulo. According to the Jornal do Brazil, in May 1995 PETROBRAS will open up a bidding process to purchase materials, and in August 1995 the project will begin. In 1994, PETROBRAS selected the BTB consortium (composed of the companies TENNECO, British Gas, and Broken Hill Proprietary Petroleum) as its partner for the construction of the Brazilian section, which involves

#### OTHER IMPORTANT DATA

The present section brings together a set of informative data that should be kept in mind in order

Figure 13: WORLD CONSUMPTION OF NATURAL GAS  
Million barrels of oil equivalent per day



Source: World Energy Outlook, International Energy Agency, 1994.

Table 19: FORECAST OF NATURAL GAS CONSUMPTION IN THE WORLD  
Million barrels of oil equivalent per day

	Year 2000		Year 2010		Year 2000		Year 2010	
	ENER.	GAS	ENER.	GAS	ENER.	GAS	ENER.	GAS
OECD NORTH AMERICA	49	12	23.8%	54	14	26.2%		
OECD EUROPE	33	6	19.3%	36	9	23.5%		
OECD PACIFIC	13	2	14.5%	16	3	17.8%		
EX-SOVIET UNION	28	11	39.8%	35	15	42.1%		
SOUTH ASIA	7	1	10.4%	11	1	10.1%		
EAST ASIA	12	1	9.3%	18	2	11.5%		
CHINA	18	0	2.2%	24	1	3.5%		
MIDDLE EAST	8	4	48.1%	13	8	57.8%		
LATIN AMERICA	10	2	16.5%	15	3	17.8%		
AFRICA	6	1	14.2%	8	1	16.4%		
<b>WORLD</b>	<b>183</b>	<b>40</b>	<b>21.6%</b>	<b>231</b>	<b>56</b>	<b>24.3%</b>		

Source: World Energy Outlook, International Energy Agency, 1994.

1,426 kilometers between Corumbá and Campiñas. The cost of this stretch amounts to US\$2 billion. The Bolivian section, involving 577 kilometers, will cost about US\$400 million and will be developed by the ENRON-YPFB consortium. YPFB will be able to participate up to 20% in the Brazilian section.<sup>24</sup>

On July 20, 1994, Enron Corporation of the United States signed a memorandum of understanding with the state oil company YPFB for the construction, financing, and operation of a gas line between Santa Cruz and the south of Brazil. YPFB will own 60% of the joint venture and Enron 40%.<sup>25</sup>

In order to build two gas lines to carry natural gas to Brazil and Chile, on July 19, 1995 a shared risk partnership between YPFB and the Texan oil company Enron Development Corporation and the Australian subsidiary of BHP Power was announced.

This partnership with the U.S. company, in which YPFB holds 66% of shares will permit installing a 1,800-kilometer pipeline extending from Río Grande to the Brazilian regions of Sao Paulo and Curitiba, whose total cost is estimated to be at about US\$2 billion. The partnership with the Australian company is aimed at building a 1,100-kilometer gas line from Tarija down to the northern part of Chile; the Bolivian semi-public company and BHP Power share 90% of the stock and remaining 10% belongs

to the National Oil Company of Chile.<sup>26</sup>

#### Bolivia-Chile

Bolivia will sell 4 million cubic meters of gas per day<sup>27</sup> to Chile and as a result will be earning US\$120 million per year. The first deliveries will take place in mid-1996. At the start of 1995, a 1,100 gas line will be built at a cost of US\$300 million. At first it will carry 4 million cubic meters per day and the capacity will increase gradually until reaching 6,000 cubic meters per day.<sup>28</sup>

#### Colombia

President Ernesto Samper intends to massively extend gas consumption in Colombia and is interested in using natural gas for generating electricity and mitigating the country's vulnerability to droughts.<sup>29</sup>

The government will invest US\$282 million in converting buses to natural gas fuel use.<sup>30</sup>

#### United States

The environmental advantages and increased efficiency stemming from the use of natural gas use will enhance its competitiveness in the power industry's development in the United States. Restructuring of utilities will also generate opportunities for this fuel.<sup>31</sup>

	1993	1994
Natural Gas	36.9	33.7
Crude Oil	35.5	31.9

#### World

World consumption of natural gas liquids<sup>32</sup> amounts to 160 million tons (5 million barrels per day).<sup>33</sup>

#### NATURAL GAS PRODUCTS

A price hike for ammonia and urea over the short term on international markets is expected, as indicated in the table below.

	1993	1994
Ammonia	120	161
Urea	100-105	130

\* OPECNA News Service, February 11, 1995

---

## Notes

1. Herman Franssen, Ministry of Oil and Mines of Oman, "Scenarios for the Long-Term Outlook of Oil Demand and Supply Based on Oil Industry and Official Projections," IPEC Workshop, OPEC, Vienna, September 22-23, 1993.
2. The term long-term contracts may be quite ambiguous if it is not suitably defined. First of all, supply contracts from a local supplier to a large consumer must be differentiated from export contracts from one country to another. In the former case, the transaction is between companies of a same country and the sale strategies, in mature markets, are governed by competitive commercial practices. For example, in the United States, current trends are aimed at reducing these terms to periods of 8 to 12 months. In the latter case, supply contracts are from one country to another; here trade volumes, basic investments, and risks are much higher, and therefore the notion of long-term is different. For example, in the case of gas exports from Bolivia to Argentina, the initial contract term is for 10 years (1970-1980) and renewal is for a similar period (1980-1990) with an extension period until the new contract is negotiated.
3. See the report prepared by the Cambridge Energy Research Associates, Inc., *Energy Opportunities, Economic Growth, and Trade: A Hemispheric Perspective*, December 1994, page 5.
4. There is no uniform set of international statistics available to obtain an accurate figure for the total volume of natural gas reserves. At December 31, 1992, for example, Jensen Associates, Inc., on the basis of the *Oil & Gas Journal*, estimated that these reserves amounted to 142.671 trillion cubic meters (895 billion barrels of oil equivalent—BOE), whereas British Petroleum (BP) recorded a total of 138.337 trillion cubic meters (870 billion BOE) for the same year. In the first estimate, an equivalence of 6.27 million BOE for each billion cubic meters was used, whereas in the second case the equivalence applied was 6.29 million BOE for each billion cubic meters. The BP figures, which will be used for the present document, are more conservative and lower than the others, at about 97%.
5. According to James Jensen, as a rule, non-associated gas reservoirs with high-pressure wells require lower exploitation costs than reservoirs with associated gas. Therefore the former projects are viewed as offering better prospects.
6. James T. Jensen, "Gas Supplies for the World Market," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
7. James T. Jensen, "Gas Supplies for the World Market," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
8. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
9. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
10. Stephen E. Williams, "Una Descripción General del Sistema de Gas Natural en los Estados Unidos," Seminar on regulating the electric power and natural gas sectors, March 22-24, 1995.
11. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
12. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
13. Marian Radetzki, "World Demand for Natural Gas: History and Prospects," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
14. James T. Jensen, "Gas Supplies for the World Market," *The Energy Journal*, special issue, 1994.
15. Herman Franssen, "Scenarios for the Long-Term Outlook of Oil Demand and Supply Based on Oil Industry and Official Projections," IPEC Workshop, OPEC, Vienna, September 22-23, 1993.
16. SIEE figures are slightly higher than those issued by BP.
17. The high costs of the National Petroleum Corporation of Barbados are crucial in determining the high price of natural gas in Barbados. The price paid for the raw material is virtually irrelevant; by contrast the state company's operating costs greatly affect the price structure on the basis of which the fuel is sold. These costs account for more than 58% of the consumer sale price.

18. Alfredo Castro-Escudero, "El Grupo de los Tres: Vicisitudes de una Negociación Comercial," *Comercio Exterior*, July 1994.
19. Cambridge Energy Research Associates, Inc., *Energy Opportunities, Economic Growth, and Trade: A Hemispheric Perspective*, December 1994, page 26.
20. *Informe Latinoamericano*, October 6, 1994.
21. *Informe Latinoamericano*, December 1, 1994.
22. *Latin America Oil & Gas Monitor*, East-West Center, Vol. 1, No. 1, 3rd and 4th quarters, 1994.
23. *Informe Latinoamericano*, September 1, 1994.
24. Bolivian press, February 22, 1995
25. *Informe Latinoamericano*, August 4, 1994.
26. *Comercio Exterior*, August 1994.
27. US\$0.082 per cubic meter or US\$2.32 per 1000 cubic feet.
28. *OPECNA News Service*, October 19, 1994, and *Informe Latinoamericano*, October 13, 1994.
29. *Informe Latinoamericano*, August 11, 1994.
30. *Informe Latinoamericano*, October 20, 1994.
31. *OPECNA News Service*, January 23, 1995.
32. *OPECNA News Service*, February 9, 1995.
33. 11.4 barrels per metric ton.



# El Sistema de Gas Natural en los Estados Unidos

*Stephen E. Williams \**

## DESCRIPCION GENERAL

**L**a Asociación Norteamericana de Gas, en el presente artículo, presenta el tema de la estructura de la transmisión del gas natural y su sistema de distribución en los Estados Unidos. El artículo abarca tres áreas:

- ♦ una descripción general básica de nuestro sistema;
- ♦ una breve historia de cómo se desarrolló la transmisión de gas y la reglamentación gubernamental correspondiente en los Estados Unidos; y
- ♦ hacia dónde parece encaminarse el negocio del gas en los Estados Unidos.

Los Estados Unidos opera lo que es con holgura el sistema de gas natural más grande del mundo. En 1994, 55 millones de usuarios consumieron más de 560 mil millones de metros cúbicos (20 billones de pies cúbicos) de gas. Para hacer llegar ese gas a donde se necesitaba cuando se lo necesitaba, utilizamos 2,1 millones de kilómetros (1,3 millones de millas) de gasoductos para recolectar el gas de 270.000 pozos, transportar-

lo por el país y distribuirlo a nuestros clientes. Esta es una longitud suficiente de gasoductos para extender cinco de ellos hasta la luna. Nuestra red de gasoductos cuenta con una capacidad de almacenamiento de gas de 225 mil millones de metros cúbicos (8 billones de pies cúbicos).

El mapa de los principales gasoductos de gas natural muestra la forma en que los gasoductos a menudo se entrecruzan en su camino desde las regiones productoras de gas al lugar donde se lo utiliza. Estas numerosas interconexiones aumentan la fiabilidad y flexibilidad del sistema. Si ocurre un problema en un gasoducto, es probable que el gas pueda ser desviado y reorientado a través de otro gasoducto para que llegue al usuario.

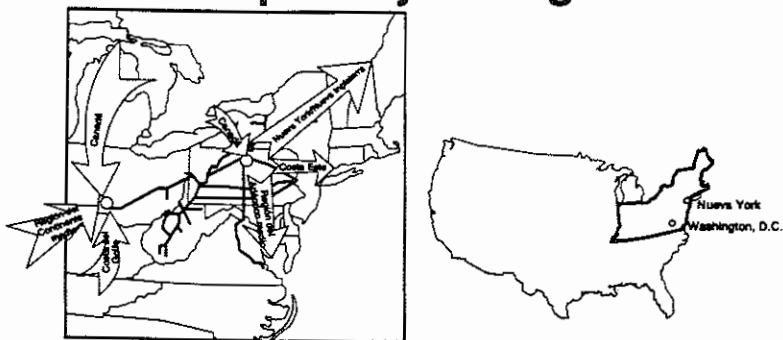
Aun cuando no haya ningún problema, a menudo el gas debe atravesar varios gasoductos diferentes antes de llegar a su destino final. Este mapa simplificado del sistema de gasoductos de Consolidated Natural Gas ilustra este punto. En el se muestra de donde provienen nuestros

\* Vicepresidente Principal y Asesor Jurídico, Consolidated Natural Gas Company

## Principales gasoductos de gas natural



## Sistema de gasoductos de gas natural de Consolidated recepción y entrega



suministros de gas y adonde lo entregamos. Para lograr este objetivo, tenemos conexiones con 11 gasoductos principales, así como con docenas de otras conexiones a campos de gas y a nuestros clientes. Este tipo de sistema entrecruzado, tanto en Consolidated como para el país en su totalidad, requiere una gran coordinación y comunicación entre las dis-

tintas compañías. En el pasado, gran parte de esa coordinación dependía de una serie interminable de llamadas telefónicas entre las compañías. Actualmente, dependemos de una red de alta tecnología de computadoras y tableros de anuncios electrónicos vinculados por cables de fibra óptica, torres de microondas y transmisiones vía satélite.

La propiedad y operación de esta red de gasoductos y almacenamiento están en su mayoría en manos de empresas privadas. Esto ha sido así desde el nacimiento de la industria del gas natural en los Estados Unidos hace casi 175 años. Algunas compañías, como la mía, participan en todos los niveles del transporte y distribución de gas, así como en la exploración y producción de gas y petróleo. Sin embargo, la mayoría de las otras empresas se especializan en sólo una o algunas facetas de esta industria. Los Estados Unidos cuenta con cientos de compañías de distribución locales, docenas de compañías de gasoductos y algunas compañías grandes, verticalmente integradas, tales como Consolidated Natural Gas.

La reglamentación gubernamental de la industria del gas natural en los Estados Unidos ha estado vigente durante los últimos 90 años. Esta reglamentación se concentra principalmente en la aprobación de tarifas y servicios, decidiendo qué construcción, modificación o abandono de instalaciones son apropiados y otorgando o denegando permisos para la consolidación de empresas y adquisiciones. Debido a los monopolios naturales que se desarrollaron dentro de nuestra industria, la función del gobierno consiste en asegurarse que los consumidores obtengan un servicio razonable a un precio razonable, a la vez que las empresas tienen la oportunidad de obtener una rentabilidad razonable.

El gobierno federal —a través de la Comisión Federal de Reglamentación Energética— es el principal órgano regulador de las compañías de transmisión. Los 50 estados

tienen sus propias comisiones para regular a las compañías de distribución locales. La reglamentación de los gasoductos que recogen el gas de los pozos depende de la ubicación de los gasoductos y de quién es su propietario. La tendencia en los últimos años ha sido reemplazar el aumento de la competencia por ciertas reglamentaciones a fin de proporcionar el mayor beneficio posible al consumidor.

### Distribución de gas

En esta sección voy a concentrarme en cada uno de los dos segmentos principales del sistema estadounidense: la transmisión de gas a larga distancia y la distribución de gas local.

#### *Gasoductos interestatales*

Comenzaré con el segmento de transporte de gas, al que también denominamos los gasoductos interestatales. En los Estados Unidos, hay unos 480.000 kilómetros (300.000 millas) de líneas de transporte de gas. La mayoría de estas líneas fueron construidas entre 1930 y 1970. Inicialmente, los gasoductos interestatales actuaban como comerciantes, vendiendo gas natural y servicios de transporte como un conjunto. Realizaban perforaciones para buscar gas o lo compraban a los propietarios de pozos gasíferos y agentes de gas. Luego, transportaban ese gas por cientos o miles de kilómetros a través de sus propios gasoductos y lo entregaban a sus clientes. Esos clientes eran —y siguen siendo— compañías de distribución local y un pequeño número de usuarios finales grandes, tales como fábricas. En 1985, se dictó la primera de las dos

órdenes regulatorias clave que cambiaron este sistema en forma significativa. El gobierno federal quería aumentar la competencia y eficiencia abriendo el acceso a la red de transmisión. Con este fin, la Comisión Federal de Reglamentación Energética dictó su Orden 436. La Orden 436 exigía por primera vez que los gasoductos transportaran gas de propiedad de otros, además de su propio gas. Bajo este sistema de acceso abierto, la capacidad de los gasoductos se asigna según el orden en que se reciben los pedidos.

El segundo cambio importante ocurrió en 1993. El gobierno federal quería aumentar la competencia y desregular aún más los gasoductos interestatales. Por lo tanto, la comisión reguladora dictó la Orden 636, retirando completamente a los gasoductos de la actividad mercantil de venta de gas. En lugar de ello, ahora los gasoductos sólo actúan como transportadores de gas. El gas es propiedad de los usuarios de los gasoductos. Esto ha originado un número mucho más grande de compradores y vendedores de gas. Además, esta competencia adicional, junto con las temperaturas templadas, han resultado en precios de gas marcadamente más bajos en los Estados Unidos durante el último año.

Además de abrir completamente el acceso a la red de gasoductos interestatales, la Orden 636 también transfirió el control de la capacidad de almacenamiento de gas a los usuarios de los gasoductos. Los gasoductos aún operan las instalaciones, pero los usuarios controlan y programan las inyecciones y extracciones de gas.

### *Distribución local*

En cuanto a la distribución de gas natural, las compañías de servicio público locales de los Estados Unidos operan unos 1.400 millones de kilómetros (850 millas) de gasoductos y entregaron unos 425 mil millones de metros cúbicos (15 billones de pies cúbicos) de gas en 1994. La primera compañía de gas natural de los Estados Unidos comenzó a funcionar en 1858, si bien las compañías habían brindado gas fabricado a partir del carbón desde 1816.

En los Estados Unidos, la mayoría de las compañías locales de servicio público tienen el derecho exclusivo de operar dentro de un territorio de servicio específico. Estas instalan y mantienen todos los gasoductos, excepto los conectados directamente a la residencia o empresa del usuario. También adquieren suministros de gas y lo venden a sus usuarios como parte de su servicio. A cambio de este monopolio autorizado, la empresa de servicio público debe someter sus tarifas y servicios a la aprobación de la comisión reguladora de su estado.

Hasta que el gobierno federal retiró a los gasoductos interestatales de la actividad mercantil, la mayoría de las empresas locales de servicio público compraban el gas a uno o sólo algunos gasoductos. Sólo un pequeño número de empresas de servicio público, incluyendo varias de propiedad de Consolidated, obtenían parte de sus suministros de sus propios pozos o comprando gas directamente a los propietarios de pozos gasíferos. Eso significó que, cuando se dictó la Orden 636, las empresas de servicio público tuvieron que traba-

jar duramente para adaptarse a la compra de su propio gas. Por coincidencia, el primer invierno bajo este nuevo sistema fue el invierno de 1993-1994, que trajo temperaturas récord de frío a muchas partes de los Estados Unidos. Sin embargo, la coordinación entre las compañías de gas que mencioné anteriormente nos permitió sobrellevar la experiencia con muy pocos problemas.

Dado que el acceso abierto del sistema de transporte de gas ha funcionado tan bien para la mayoría de los usuarios de los gasoductos, actualmente se está hablando en los Estados Unidos de expandirlo al segmento de distribución de la industria. Varias comisiones reguladoras estatales están tratando dicha medida. Ya se dispone de un acceso limitado en algunos sistemas de distribución. En su mayoría se trata sólo de usuarios industriales grandes. Pero tal vez no está lejos el día en que los propietarios de viviendas individuales puedan escoger entre varias compañías para comprar el gas y tener otra compañía que se los entregue.

Lo que les he descrito es un sistema de transporte de gas muy complejo pero muy confiable y eficiente. Los sistemas de transporte a larga distancia y de distribución local trabajan conjuntamente entre sí para satisfacer las necesidades de sus usuarios. La reglamentación está dividida entre el gobierno federal y los gobiernos estatales para suministrar el control más eficiente posible. El sistema estadounidense emplea una combinación de reglamentaciones y competencia para aumentar la eficiencia y proteger los intereses de los consumidores y las empresas.

Además, esa combinación se está inclinando cada vez más hacia la competencia y alejándose de la función de reglamentación con el fin de incrementar aún más la eficiencia.

## **REGLAMENTACION DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

La primera parte de esta sección del artículo comprende la filosofía básica en que se funda la reglamentación de las empresas de suministro de gas y otros tipos de servicio público en los Estados Unidos. La segunda parte consiste en una descripción general de la estructura reguladora y algunos de los procesos.

Pero antes de continuar, quiero destacar que, si bien creo que este sistema funciona muy bien en los Estados Unidos, es probable que no sea totalmente apropiado en otros países. Al reglamentar el sistema de servicio público de un país se deben considerar varios factores. Estos incluyen la estructura política, social y económica del país, la estructura de la propiedad y las instalaciones físicas de las empresas de servicio público, la participación de inversionistas extranjeros, las inquietudes ecológicas y sociales, así como muchos otros temas. Al diseñar un sistema regulador, puede ser conveniente tomar prestado partes de sistemas ya establecidos en los Estados Unidos y otros lugares. Pero el sistema de cada país será diferente.

### **Reglamentación de las Empresas de Servicio Público**

Como dije en anteriormente, la reglamentación de las empresas de servicio público en los Estados Unidos comenzó hace unos 90 años. En

aquella época, dicha reglamentación se dictó por dos motivos. Primero, los Estados Unidos había alcanzado un grado suficiente de urbanización y dependencia de los servicios proporcionados por las empresas de servicio público. Segundo, la población estaba lo suficientemente indignada por algunos de los abusos cometidos por las empresas de servicio público de propiedad privada. Hasta que los estados en forma individual establecieran organismos reguladores, no existía ningún mecanismo que pusiera freno a los monopolios de las empresas de servicio público.

Todo el gobierno de Estados Unidos se basa en una serie de controles y equilibrios destinados a garantizar que se protejan los derechos de todos. La filosofía en que se funda la reglamentación de las empresas de servicio público no es la excepción. La tarea de los reguladores de dichas empresas en los Estados Unidos consiste en equilibrar dos factores. Por un lado está la necesidad de los consumidores —y de la sociedad en su conjunto— de obtener servicios razonables a un precio justo. Por otro lado, están los derechos de propiedad privada de las empresas de servicio público y la necesidad de dichas empresas de tener la oportunidad de obtener una ganancia justa para sus inversionistas.

Observe que dije la *oportunidad* de obtener una ganancia justa. Bajo nuestro sistema regulador, no hay ninguna garantía de beneficios. Una empresa de servicio público debe funcionar en forma eficiente y eficaz si ha de rendir ganancias a sus inversionistas. Esto es coherente con nuestro modelo de Adam Smith para una economía de libre mercado.

Creemos que, al brindar un motivo de lucro, inducimos a los operadores de las empresas de servicio público a ser lo más eficientes posible.

Al mismo tiempo, la función de los reguladores consiste en asegurar que tanto los servicios como las utilidades sean razonables. Si bien las características específicas varían de una jurisdicción a otra, los reguladores de las empresas de servicio público en los Estados Unidos generalmente controlan las cuestiones siguientes:

- ◆ lo razonable de las tarifas y su legalidad;
- ◆ qué servicios pueden o deben suministrarse y bajo qué condiciones;
- ◆ qué instalaciones se pueden o deben construir, mantener o desmantelar;
- ◆ la organización y propiedad de las empresas;
- ◆ las prácticas contables y de declaración de impuestos; y
- ◆ el estado financiero general de la empresa de servicio público.

Todas estas facultades sólo se pueden ejercer si se respeta la ley. Los reguladores no pueden tomar una decisión y exigir su cumplimiento en forma arbitraria. Se deben celebrar audiencias públicas formales, determinar las cuestiones de hecho y debatirlas, y se debe garantizar la facultad de apelar un fallo ante una autoridad superior. Además, por lo general, la autoridad del regulador no se puede ejercer salvo que la empresa

de servicio público, el propio personal del regulador o un cliente interesado hayan presentado la solicitud pertinente. Se trata de un proceso que lleva mucho tiempo y que no permite que se tomen decisiones o se hagan cambios rápidamente.

Esas son las filosofías básicas de la reglamentación de las empresas de servicio público en los Estados Unidos. Se debe mantener un equilibrio entre los intereses de los consumidores y de la empresa de servicio público; esta última debe tener la oportunidad de obtener una ganancia justa; los reguladores tienen facultades claramente definidas y limitadas; y además, se deben respetar las leyes pertinentes.

Con respecto a las características específicas de reglamentación en los Estados Unidos, ya mencioné que la reglamentación de las empresas de servicio público en los Estados Unidos se divide entre el gobierno federal y los gobiernos de los 50 estados. El gobierno federal controla los gasoductos interestatales mientras que los estados controlan a las empresas de distribución local de gas. Esta división se produjo tanto por la forma en que se desarrolló el sistema de gas en los Estados Unidos a través de su historia como por la forma en que la Constitución de los Estados Unidos delimita los poderes del gobierno federal y los gobiernos estatales. En general, reducimos la reglamentación al nivel de gobierno más bajo posible.

Los miembros de la Comisión Federal de Reglamentación Energética y las varias comisiones de empresas de servicio público estatales son nombrados por el poder ejecutivo de

los respectivos gobiernos. En algunos casos, los nombramientos deben ser aprobados por el poder legislativo. Cada comisión tiene personal profesional que le ayuda a recabar la información necesaria para tomar decisiones y vigilar el cumplimiento de las mismas. En muchos casos, también hay un cuerpo gubernamental independiente que se encarga de representar los intereses de los usuarios de las empresas de servicio público y del público en general en los procesos reguladores.

### **Leyes para la Industria del Gas**

A nivel federal, tenemos numerosas leyes que rigen la industria del gas natural. Las dos más importantes son la Ley de Sociedades de Control de Empresas de Servicio Público de 1935 y la Ley del Gas Natural de 1938.

#### *Ley de Sociedades de Control de Empresas de Servicio Público*

La Ley de Sociedades de Control de Empresas de Servicio Público se adoptó como resultado de la popularidad de la que gozaban las sociedades de control de empresas de servicio público en Estados Unidos a comienzos del siglo XX. Una sociedad de control permite que una sola entidad posea y opere muchas empresas de servicio públicos en varias ciudades y estados. Estas sociedades de control crearon economías de escala y ayudaron a que las empresas de servicio público recaudaran fondos. Pero las sociedades de control también estaban plagadas de abusos. Las mismas se podían controlar con una inversión relativamente pequeña, lo que a menudo se hacía en secreto. Esto hacía que fuera difícil

cil discernir cuál era el verdadero estado financiero de las empresas de servicio público. Las sociedades de control también se hicieron notorias por agotar el capital de las empresas de servicio público. Esto dejó a muchas empresas en un pobre estado financiero y le ocasionó problemas a la Bolsa de Valores de los Estados Unidos.

Como resultado, el Congreso estadounidense aprobó la Ley de Sociedades de Control de Empresas de Servicio Público. Esta ley pone límites a las sociedades de control de gas y electricidad que tienen operaciones en más de un estado. Las empresas sujetas a esta ley pueden operar el suministro de gas o de electricidad, pero no de ambos. Estas compañías también deben limitar la ubicación de sus servicios públicos a una región contigua y no pueden ramificarse a otros tipos de negocios.

Como consecuencia de esta ley, la mayoría de las 200 sociedades de control se dividieron en unidades más pequeñas que facilitaron la tarea de control de los reguladores. Esta ley también permitió a los inversionistas observar más estrechamente a sus compañías y fortaleció las operaciones de las empresas de servicio público. Aún quedan 14 sociedades de control que se registraron bajo la ley de 1935. Mi compañía es una de ellas, junto con otras dos compañías de gas. Las demás son compañías eléctricas.

En la actualidad se está gestando un movimiento —un movimiento apoyado por mi compañía— para modificar esta ley a fin de otorgar más libertad a las sociedades de control para competir en el mercado.

Algunos han propugnado que se derogue dicha ley aduciendo que otras leyes protegen en forma adecuada a consumidores e inversionistas de los abusos cometidos en el pasado. El gobierno federal está estudiando este asunto.

#### *Ley del Gas Natural de 1937*

La otra ley federal clave para las compañías de gas es la Ley del Gas Natural de 1937. Cuando se comenzaron a extender los gasoductos a través de los Estados Unidos en los años veinte y treinta, los gobiernos estatales no podían reglamentarlos. La Constitución de los Estados Unidos prohíbe a los estados reglamentar el comercio entre estados. Por consiguiente, el Congreso tomó cartas en el asunto a fin de cerrar esta brecha en materia reglamentaria, con la adopción de la Ley del Gas Natural.

Esta ley confirió a lo que actualmente es la Comisión Federal de Reglamentación Energética facultades y deberes similares a los utilizados por las comisiones reguladoras estatales. Esta continúa siendo la principal legislación de control de los gasoductos interestatales en los Estados Unidos.

Así es como funciona en general la reglamentación de las empresas de servicio público en los Estados Unidos. El gobierno federal controla los gasoductos interestatales de larga distancia, mientras que el estado reglamenta las compañías de distribución local. El Poder Ejecutivo de los gobiernos respectivos nombra a las comisiones reguladoras, con el asesoramiento y consentimiento del poder legislativo. Todas las partes

participan en el proceso de toma de decisiones, incluyendo los representantes de los usuarios de empresas de servicio público. Además, los Estados Unidos han operado durante los últimos 60 años conforme a las mismas leyes básicas que rigen a la industria de los gasoductos interestatales.

#### **FIJACION DE TARIFAS EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

La competencia cada vez mayor está cambiando la industria del gas natural en los Estados Unidos. En ninguna parte esto es más evidente que en el método que empleamos para fijar tarifas. En esta sección, describiré tanto la filosofía como los procedimientos que usamos para establecer las tarifas para el suministro de gas. Además, hablaré sobre cómo la competencia creciente en las industrias del gas natural y la electricidad en los Estados Unidos está afectando dicha filosofía y procedimientos.

La fijación de tarifas se considera ampliamente como la tarea central de los organismos reguladores en los Estados Unidos. Ciertamente, se dedica más tiempo y recursos al proceso de fijación de tarifas que a ningún otro aspecto de la reglamentación de los servicios públicos.

El concepto central es que las tarifas se basan en los costos. Si está bien diseñada, la estructura tarifaria de una empresa le debería permitir recuperar todos sus costos legítimos —ni más ni menos. Estos costos incluyen gastos de explotación prudentes, una asignación para la depreciación y los impuestos que paga la compañía. También se incluye el



rendimiento de la inversión para los inversionistas —un beneficio— que se expresa como un porcentaje de la inversión de la compañía en sus propiedades.

Esto se puede expresar con una sencilla fórmula:

$$R = E + D + r(V) + T$$

donde:

- R = renta anual a ser generada por las tarifas en cuestión;
- E = gastos de explotación anuales de la empresa de servicio público;
- D = depreciación anual actual;
- r = la tasa de rendimiento considerada razonable por los reguladores;
- V = el valor de las propiedades de las compañías; y
- T = los impuestos incurridos por la empresa de servicio público, incluyendo los impuestos sobre las utilidades.

Como dije, la fórmula es relativamente sencilla. Pero en muchos casos de tarifas, los argumentos sobre qué números se deberían incluir en la fórmula son muy complejos. Las partes en un caso de fijación de tarifas —la compañía, el personal regulador, los representantes de los usuarios y otras partes interesadas— pueden pasar meses debatiendo qué costos se deberían incluir en la fórmula y cuál sería un valor justo para asignarle a las propiedades de la compañía.

También es debatible la tasa de rendimiento que se le permite a los inversionistas. Es importante recordar lo que se dijo antes sobre las

utilidades de una empresa de servicio público reglamentada. La compañía tiene la *oportunidad* de obtener un rendimiento razonable para sus inversionistas, pero no una garantía de que ello ocurra. Si las tarifas que recibe una empresa de servicio público son demasiado bajas o su gerencia no dirige la compañía como es debido, ésta no rendirá beneficios.

Los reguladores deben considerar varios factores al determinar la tasa de rendimiento. Los reguladores deben ser justos y realistas en su interpretación de todos los hechos pertinentes. También deben establecer una tasa de rendimiento equivalente a la ofrecida para inversiones que presentan riesgos e incertidumbres similares. Esto significa que el rendimiento no debe ser tan alto como el previsto de inversiones altamente especulativas. Pero el rendimiento debe ser lo suficientemente alto como para que la compañía atraiga suficiente capital para mantener su estabilidad financiera y estar en condiciones de construir y mantener las instalaciones necesarias.

Lo que acabo de enumerar son los criterios que la Corte Suprema de los Estados Unidos ha dictaminado y que se empleen al fijar la tasa de rendimiento. En realidad, los reguladores también tienen en cuenta otros factores. Estos incluyen las condiciones económicas generales, la eficiencia de la gerencia de la empresa de servicio público, consideraciones de bienestar social y la estructura de capital de la empresa de servicio público. Algunas de estas mediciones son bastante científicas y otras no lo son. Pero se tienen todas en cuenta al tomar las decisiones sobre la fijación de la tasa de rendi-

miento y, en última instancia, de las tarifas abonadas por los usuarios de los servicios públicos.

Una vez que se ha determinado exactamente qué ingresos se necesitan para cubrir los costos de la empresa de servicios públicos durante un año, el proceso de fijación de tarifas pasa al siguiente paso. Este paso consiste en decidir el porcentaje de los costos que abonará cada uno de los usuarios de las distintas clases. Este paso también es en parte arte y en parte ciencia.

Para las compañías de distribución local, la mayor parte de los ingresos proceden de un cargo impuesto para cada metro cúbico de gas consumido por el usuario. A fin de determinar tarifas adecuadas, los reguladores necesitan un pronóstico preciso de cuánto gas consumirán los usuarios de la empresa de servicios públicos en el año siguiente. Por supuesto, eso depende en gran medida de factores sumamente inciertos, tales como el clima y la economía. Luego que las partes participan aún en más debates, se determinan las tarifas.

Teóricamente, cada clase de usuario debería pagar una tarifa que equivalga al costo del suministro del servicio. Sin embargo, en la práctica esto no ocurre así debido a la política y las agendas sociales. Algunos usuarios se ven obligados a pagar tarifas más altas para subsidiar el servicio de otros usuarios. Por ejemplo, los usuarios residenciales y otros pequeños consumidores de gas en los Estados Unidos generalmente abonan tarifas que son inferiores al costo de suministro del servicio. Para compensar esto, los usuarios indus-

triales y otros consumidores grandes por lo general abonan tarifas más altas que el costo de su servicio.

Como es de esperar, todo este proceso lleva un largo tiempo. Pueden transcurrir desde varios meses a más de un año entre el momento en que una empresa de servicios públicos solicita nuevas tarifas y el momento en que el proceso se lleva a cabo. Para reducir la carga de demoras a las empresas de servicio público, muchos reguladores permiten que las tarifas sean puestas en vigor, sujetas a reembolso, mucho antes de que se tomen las decisiones finales. Con relación a la estructura reguladora en sí, vale la pena repetir lo que se dijo anteriormente. El gobierno federal, a través de la Comisión Federal de Reglamentación Energética, aprueba las tarifas para los gasoductos interestatales. Las comisiones reguladoras de los estados en forma individual aprueban las tarifas de las empresas de servicio público locales. Además, las empresas de servicio público locales obtienen la mayor parte de sus ingresos de un cargo por cada metro cúbico de gas. Sin embargo, desde que la Comisión Federal de Reglamentación Energética dictó su Orden 636 en 1993, la mayor parte de los ingresos para los gasoductos interestatales provienen de aranceles fijos para reservar la capacidad de los gasoductos. El cargo por transportar cada metro cúbico de gas es relativamente pequeño.

La Orden 636 y otras iniciativas para abrir los mercados del gas y la electricidad de los Estados Unidos a una mayor competencia están teniendo un efecto sorprendente sobre la fijación de tarifas en la industria del gas estadounidense. Un número

de usuarios en rápido crecimiento ahora tiene a su disposición opciones realistas en lo que se refiere a sus necesidades de energía. Por ejemplo, los grandes usuarios de gas tales como fábricas pueden comprar gas a cualquiera de varios proveedores. El gasoducto interestatal sólo transporta el gas para la fábrica. En el futuro, esta opción probablemente estará a disposición de todos los usuarios de gas, incluso hasta para el propietario particular de vivienda. Algunos usuarios grandes y sofisticados también tienen la opción de escoger entre distintos tipos de energía, cambiando del gas a la electricidad, fuel-oil o carbón a medida que cambian los precios y disponibilidad de energía.

Esta nueva competencia no ha modificado el proceso tarifario formal ni la necesidad de que una compañía de gas —o para el caso, cualquier compañía— cubra sus costos para poder mantener su actividad comercial. Pero las empresas de suministro de gas y electricidad se están dando cuenta que sus actitudes hacia los costos deben cambiar. En el pasado, las empresas de servicio público consideraban que cualquier costo que fuera aceptado por los reguladores era adecuado. Los usuarios no tenían más opción que pagarlos. Actualmente, una empresa de servicios públicos cuyas tarifas son demasiado altas, pierde clientes. Mi compañía y muchas otras se están esforzando más que nunca para reducir los costos a fin de mantener o incluso bajar las tarifas.

La creciente competencia está causando otro cambio significativo en la fijación de tarifas. Ese cambio es la necesidad de observar el principio de que cada clase de usuario de-

bería abonar una tarifa que sea equivalente al costo de suministro del servicio. Ya señalé que, con bastante frecuencia y por varios motivos, se subsidian las tarifas de los pequeños usuarios a costa de los grandes usuarios. Esta situación no perjudicaba a las empresas de servicio público cuando ninguna clase de usuario podía escoger sus proveedores de gas o electricidad. Pero ahora, si las tarifas industriales y comerciales de una compañía son más altas que las de una compañía competidora, perderá clientes. Esto a su vez provocará algunas consecuencias negativas. O bien los usuarios residenciales y otros pequeños usuarios tendrán que asumir costos aún mayores de los que tendrían que haber asumido de otro modo, o, con el tiempo, la compañía de gas quebrará.

Esta, en términos muy generales, es la situación de la fijación de tasas y tarifas en la industria del gas natural en los Estados Unidos. El principio básico en que se funda la fijación de tarifas es que los ingresos de una empresa de servicios públicos debe cubrir sus costos. La fórmula para determinar dichos ingresos es relativamente sencilla:  $R = E + D + r(V) + T$ . Pero determinar cuáles deberían ser los números en esta fórmula dará lugar a muchos debates. Teóricamente, las tarifas cobradas a las distintas clases de usuarios deberían ser equivalentes al costo de suministro de su servicio. Además, la creciente competencia en el negocio de las empresas de servicio público está causando cambios en la forma en que dichas empresas consideran sus tarifas.

# The Natural Gas System in the United States

Stephen E. Williams \*

## OVERVIEW

**I**n the present article, the American Gas Association will be discussing the structure of the natural gas transmission and distribution system in the United States. The article will cover three areas:

- ◆ a basic overview of our system;
- ◆ a brief history of how gas transmission and the accompanying government regulation developed in the U.S.; and
- ◆ where the gas business appears to be headed in my country.

The United States operates what is by far the largest natural gas system in the world. In 1994, 55 million customers used more than 560 billion cubic meters (20 trillion cubic feet) of gas. To get that gas to where it was needed when it was needed, we used 2.1 million kilometers (1.3 million miles) of pipelines to gather the gas from 270,000 wells, move it across the country and distribute it to our customers. That is

enough pipe to stretch five gas lines to the moon. Our pipeline network is attached to 225 billion cubic meters (8 trillion cubic feet) of gas storage capacity.

The map of the major natural gas pipelines shows how the pipes often intersect one another on their way from the gas-producing regions to where the gas is used. These numerous interconnections increase the reliability and flexibility of the system. If a problem occurs in one line, it is likely that the gas can be redirected through another line to reach the customer.

Even when there is no problem, gas often must run through several different pipelines before it gets to its final destination. The simplified map of the Consolidated Natural Gas pipeline system illustrates the point. It shows where our gas supplies come from and where we deliver them. To accomplish this, we have connections with 11 major pipelines as well as dozens of other connections to nearby

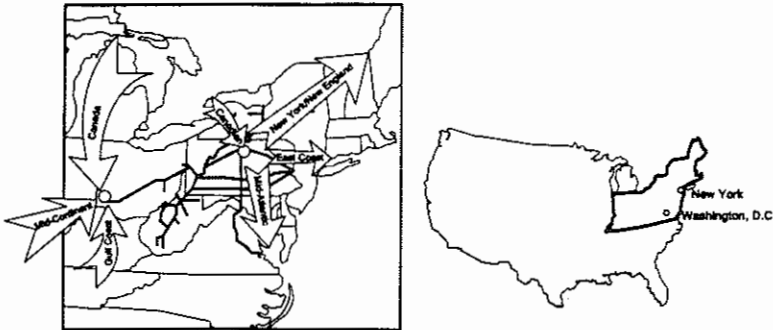
\* Senior Vice President and General Counsel, Consolidated Natural Gas Company

## Major Natural Gas Pipelines



the case since the natural gas industry in the United States was born almost 175 years ago. Some companies, such as my own, are involved in all levels of gas transportation and distribution, as well as in the exploration and production of gas and oil. Most others, however, specialize in just one or a few facets of the business. There are hundreds of local distribution companies in the United States, dozens of pipeline companies and a handful of large, vertically integrated companies such as Consolidated Natural Gas.

## Consolidated Natural Gas Pipeline System Receiving and Delivering



gas fields and our customers. This kind of interlocking system, both at Consolidated and for the nation as a whole, requires a great deal of coordination and communication among the different companies. In the past, much of that coordination depended on an endless series of telephone calls among the companies. Now, we

depend on a high-technology network of computers and electronic bulletin boards linked by fiber optic cables, microwave towers and satellite transmissions.

Ownership and operation of this network of pipes and storage is primarily in the hands of private businesses. That has been

Government regulation of the natural gas business in the U.S. has been in place for the last 90 years. The regulation is principally focused on approving rates and services, deciding what construction, modification or abandonment of facilities is appropriate and granting or denying permission for mergers and acquisitions. Because of the natural monopolies that developed within our industry, government's role is to make sure that consumers get reasonable service at a reasonable price while the businesses have an opportunity to earn a reasonable profit.

The federal government—through the Federal Energy Regulatory Commission—is the primary regulator of the transmission companies. The 50 states have their own commissions to regulate the local distribution companies. Regulation of the lines that gather the gas from the wells depends on the lines' location and who owns them. As I will discuss in more detail in a

---

moment, the trend in recent years has been to substitute increased competition for some regulation as a means of providing the greatest benefit for the consumer.

### **Gas Distribution**

Now let me focus on each of the two main segments of the U.S. system, long-distance gas transmission and local gas distribution.

#### *Interstate pipelines*

I will start with the transmission segment, which we also call the interstate pipelines. In the United States, there are about 480,000 kilometers (300,000 miles) of transmission lines. Most of the lines were built between 1930 and 1970. Initially, the interstate pipelines acted as merchants, selling natural gas and transportation services together as a package. They drilled for gas or purchased it from well owners and gas brokers. Then they moved that gas hundreds or thousands of kilometers through their own pipelines and delivered it to their customers. Those customers were—and still are—local distribution companies and a small number of large end-users such as factories.

In 1985, the first of two key regulatory orders was issued that significantly changed this system. The federal government wanted to increase competition and efficiency by opening access to the transmission grid. To do that, the Federal Energy Regulatory Commission issued

its Order 436. Order 436 required interstate pipelines for the first time to transport gas owned by others in addition to their own gas. Under this system of open access, pipeline capacity is allocated on a first-come, first-served basis.

The second major change occurred in 1993. The federal government wanted to increase competition and deregulate the interstate pipelines still further. So the regulatory commission issued Order 636, completely removing the pipelines from the merchant business of selling gas. Instead, the pipelines now act only as transporters of the gas. It is the pipeline customers who own the gas. This has created a much larger number of buyers and sellers of gas. And this additional competition, along with mild temperatures, has led to sharply lower gas prices in the United States during the last year.

Along with completely opening access to the interstate pipeline network, Order 636 also shifted control of the gas storage capacity to the pipeline customers. The pipelines still operate the facilities, but the customers control and schedule the injections and withdrawals of gas.

#### *Local distribution*

Regarding natural gas distribution, local utilities in the United States operate about 1.4 million kilometers (850,000 miles) of pipelines and delivered about 425 billion cubic meters (15 trillion cubic feet) of gas in

1994. The first natural gas utility in the United States started business in 1858, although companies were offering gas manufactured from coal as far back as 1816.

In the United States, most local utilities have the exclusive right to operate within a specific service territory. They install and maintain all the gas lines, except for those connected directly to the customer's home or business. They also acquire gas supplies and sell the gas to their customers as part of their service. In exchange for this authorized monopoly, the utility must have its rates and services approved by its state regulatory commission.

Until the federal government removed the interstate pipelines from the merchant business, most local utilities bought their gas from one or just a few pipelines. Only a small number of utilities, including several owned by Consolidated, were getting part of their supplies from their own wells or by buying gas directly from well owners. That meant that when Order 636 was issued, the utilities had to work hard to adjust to buying their own gas. Coincidentally, the first winter under this new system was the winter of 1993-94, which brought record cold temperatures to many parts of the United States. However, the coordination among gas companies that I mentioned earlier allowed us to come through the experience with very few problems.

Because the open access of the transmission system has gone

so well for most pipeline customers, there is now talk in the United States of expanding it to the distribution part of the business. A number of state regulatory commissions are discussing such a move. A limited amount of access is available already on some distribution systems. Mostly it involves only large industrial customers. But the day may not be too far off when individual homeowners will be able to choose from among several companies to buy their gas and have another company deliver it.

What I have described for you this morning is a very complex but very reliable and efficient gas transportation system. The long-distance transmission and local distribution systems work in tandem with one another to meet their customers needs. Regulation is split between the federal and the state governments to provide the most efficient oversight possible. The U.S. system uses a mix of regulation and competition to increase efficiency and protect the interests of the consumers and the companies. And that mix is shifting more toward competition and away from regulation to increase its efficiency still further.

## REGULATION OF THE U.S. NATURAL GAS INDUSTRY

The first part of this section of the article will cover the basic philosophy behind the regulation of gas utilities and other kinds of utilities in the United States. The second part will be an overview

of the regulatory structure and some of the processes.

But before I continue, I want to note that while I think this system works very well in the United States, not all of it may be appropriate for other countries. There are a number of factors that must be considered in regulating a nation's utility system. They include the political, social, and economic structure of the nation, the ownership structure and physical facilities of the utilities, the involvement of foreign investors, ecological and social concerns, and many other issues. In designing a regulatory system, it may be desirable to borrow pieces from systems already in place in the United States and elsewhere. But every nation's system will be different.

### Public Utility Regulation

As I said in above, utility regulation in the United States began about 90 years ago. There were two reasons for utility regulation to come about at that time. First, the United States had become sufficiently urbanized and dependent upon the services provided by the utilities. Second, the populace had become sufficiently outraged over some of the abuses committed by the privately owned utility companies. Until the regulatory agencies were set up by the individual states, there was no mechanism in place to restrain the utility monopolies.

All government in the United States is based on a series of checks and balances designed

to ensure that everyone's rights are protected. The philosophy behind the regulation of utilities is no exception. The job of utility regulators in the United States is to balance two concerns. On the one side is the need of consumers—and society as a whole—to have reasonable service at a fair price. On the other side, there are the private property rights of the utility company and the need of the utility to have the opportunity to earn a fair profit for its investors.

It should be noted that I said the *opportunity* to earn a fair profit. There is no guarantee of a profit under our regulatory system. A utility must operate efficiently and effectively if it is to produce a return for its investors. This is consistent with our Adam Smith model of a free-market economy. We believe that by providing a profit motive, we are inducing the utility operators to be as efficient as possible. At the same time, the regulators are there to make sure that services and profits are both reasonable.

While the specifics vary from jurisdiction to jurisdiction, utility regulators in the United States generally have oversight over the following issues:

- ◆ the reasonableness and legality of rates;
- ◆ what services may or must be provided and under what conditions;
- ◆ what facilities may or must be built, maintained or disman-



- tled;
- ◆ corporate organization and ownership;
  - ◆ accounting and reporting practices; and
  - ◆ general financial condition of the utility.

All of these powers can only be exercised using the due process of law. Regulators cannot arbitrarily make a decision and enforce it. Formal public hearings must be held, findings of facts are issued and debated, and the ability to appeal a decision to a higher authority must be available. And, usually, a regulator's authority cannot be exercised unless there has been the appropriate request made by the utility company, the regulator's own staff or an interested customer. It is a time-consuming process that does not allow for rapid decisions or changes.

Those are the basic philosophies of utility regulation in the United States. A balance must be maintained between the interests of both the consumers and the utility company; there should be the opportunity for the utility company to earn a fair profit; the regulators have clearly defined and limited powers; and the due process of law must be followed.

Now, let me turn to the specifics of regulation in the United States. I previously noted that utility regulation in my country is split between the federal

government and the governments of the 50 states. The federal government oversees the interstate pipelines while the states oversee the local gas distribution companies. This division came about both because of how the U.S. gas system developed over its history and how the U.S. Constitution delineates the powers of the federal and state governments. In general, we bring regulation down to the lowest level of government that is practical.

Members of the Federal Energy Regulatory Commission and the various state public utility commissions are appointed by the executive branch of the respective governments. In some cases, the appointments must be approved by the legislative branch. Each commission has a professional staff to assist it in gathering information needed to make decisions and to monitor compliance with those decisions. In many cases, there is also a separate government staff that is responsible for representing the interests of the utility customers and the general public in regulatory proceedings.

### Gas Industry Regulation

At the federal level, we have numerous laws governing the natural gas pipeline business. The two most important ones are the Public Utility Holding Company Act of 1935 and the Natural Gas Act of 1938.

#### *Public Utility Holding Company Act*

The Public Utility Holding Company Act was adopted as a

result of the popularity that utility holding companies enjoyed in the United States in the early part of the 20th century. A holding company allows for many utility companies in various cities and states to be owned and operated as a single entity. These holding companies created economies of scale and helped the utilities to raise financing. But the holding companies were also rife with abuses. Holding companies could be controlled with a relatively small investment, quite often done in secret. They made the true financial condition of the utilities difficult to discern. Holding companies also became notorious for draining capital from the utilities. This left many utilities in poor financial condition and created problems for the U.S. stock market.

As a result, the U.S. Congress approved the Public Utility Holding Company Act. The Act places restrictions on gas and electric holding companies that have operations in more than one state. Companies subject to the Act can either operate gas utilities or electric power utilities, but not both. These subject companies must also limit the location of their utilities to a contiguous region and they cannot branch out into other types of business.

The Act resulted in most of the 200 utility holding companies breaking up into smaller units that were easier for regulators to oversee. The act also gave investors a much better look at their companies and strengthened the operations of the utilities. There are

still 14 holding companies registered under the 1935 Act. My company is one of them, along with two other gas companies. The others are electric companies.

There is a movement under way right now—a movement that is supported by my company—to revise the Act to give holding companies more freedom to compete in the marketplace. Some people have gone so far as to argue for repealing the act on the grounds that other laws sufficient protect consumers and investors from the abuses of the past. The issue is being studied by the federal government.

#### *Natural Gas Act of 1937*

The other key federal legislation for gas companies is the Natural Gas Act of 1937. When gas pipelines began to stretch across the United States in the twenties and thirties, state governments were not able to regulate them. The U.S. Constitution prohibits states from regulating interstate commerce. So Congress acted to close this regulatory gap by passing the Natural Gas Act.

The Act gave what is now the Federal Regulatory Commission powers and duties similar to those used by state regulatory commissions. This continues to be the primary oversight legislation for interstate pipelines in the United States.

That is generally how gas utility regulation works in the United States. The federal gov-

ernment oversees the long-distance interstate pipelines while the states regulate the local distribution companies. Regulatory commissions are appointed by the executive branch of the respective governments, with the advice and consent of the legislative branch. All parties take part in the decision-making process, including representatives of the utility customers. And the United States has operated for the last 60 years under the same basic laws governing its interstate pipeline business.

#### **TARIFF SETTING IN THE U.S. NATURAL GAS INDUSTRY**

Increasing competition is changing the natural gas business in the United States. Nowhere is that more apparent than in how we deal with setting tariffs. In this section, I will describe both the philosophy and procedures that we use to design gas utility rates. And, I will discuss how the philosophy and procedures are being affected by increasing competition in both the natural gas and electric industries in the United States.

Ratemaking is widely regarded as the central task of regulatory agencies in the U.S. Certainly, more time and resources are devoted to the ratemaking process than to any other aspect of utility regulation.

The central concept is that rates are to be based on costs. If designed properly, a company's tariff structure should allow for it to recover all of its legitimate

costs—no more and no less. These costs include prudent operating expenses, an allowance for depreciation, and the taxes the company pays. Also included is a return to the investors—a profit—which is expressed as a percentage of the company's investment in its properties.

This can be shown as a simple formula:

$$R = E + D + r(V) + T$$

where:

- R = annual revenue to be generated by the rates in question;
- E = annual operating expenses of the utility;
- D = current annual depreciation;
- r = the rate of return deemed reasonable by the regulators;
- V = the value of the companies properties; and
- T = taxes incurred by the utility, including income taxes.

As I said, the formula is relatively simple. But in many rate cases, the arguments over what numbers should be plugged into the formula are very complex. The parties in a rate case—the company, the regulatory staff, representatives of the customers and other interested parties—can spend months debating what costs should be included in the formula and what is a fair value to assign to the company's properties.

Also subject to debate is the rate of return that is to be

---

allowed to the investors. Please remember what I said earlier today about the profit of a regulated utility. The company has an *opportunity* to earn a reasonable return for its investors, but not a guarantee. If the rates a utility receives are too low or its management does a bad job of running the company, a utility will not be profitable.

Several factors should be considered by the regulators in determining rate of return. The regulators should be fair and realistic in their interpretation of all the relevant facts. They should also set a rate of return equal to that being offered on investments that have similar risks and uncertainties. That means that the return should not be as high as those expected from highly speculative investments. But the return should be high enough to attract sufficient capital for the company to remain financially sound and to be able to build and maintain the necessary facilities.

What I have just listed are the criteria that the U.S. Supreme Court has ruled should be used in setting the rate of return. In reality, regulators also take into account other factors. These include general economic conditions, the efficiency of the utility's management, social welfare considerations and the utility's capital structure. Some of these measures are quite scientific. Others are not. But they all enter into the decisions on setting the rate of return and, ultimately, the rates paid by utility customers.

Once it has been determined just how much revenue is needed to cover a utility company's costs for a year, the rate-setting process moves to the next step. This step is deciding how much of the costs that each of the different classes of customers will pay. This step is also part art and part science.

For local distribution companies, most of the revenue comes from a charge levied for each cubic meter of gas used by a customer. To determine appropriate rates, the regulators need an accurate forecast of how much gas the utility's customers will use in the coming year. Of course, that is highly dependent upon some highly undependable factors, such as the weather and the economy. After even more debate by the all the parties, the rates are determined.

In theory, each class of customer should pay a rate that equals the cost of providing its service. In common practice, however, politics and social agendas cause that not to be true. Some customers are forced to pay higher rates to subsidize the service of other customers. For example, residential and other small gas consumers in the U.S. usually pay rates that are less than the cost of providing their service. To make up for this, industrial customers and other large users usually pay rates that are higher than the cost of their service.

As you might expect, this entire process takes a long time. It can be from several months to

more than a year between the time a utility asks for new rates and proceedings are completed. To reduce the burden of delays on the utility companies, many regulators allow rates to be put into effect, subject to refund, well before the final decisions are made.

As for the regulatory structure itself, let me review what I said in the earlier sessions. The federal government, through the Federal Energy Regulatory Commission, approves the rates for the interstate pipelines. The regulatory commissions of the individual states approve the rates of the local utilities. And local utilities get most of their revenues from a charge for each cubic meter of gas. But since the Federal Energy Regulatory Commission issued its Order 636 in 1993, most of the revenues for the interstate pipelines comes from fixed fees for reserving pipeline capacity. The charge for moving each cubic meter of gas is relatively small.

Order 636 and other initiatives to open the U.S. gas and electric markets to more competition are having a dramatic effect on ratemaking in the U.S. gas industry. A rapidly growing number of customers now have realistic options available to them when it comes to filling their energy needs. For example, large gas users such as factories can buy their gas from any one of a number of vendors. The interstate pipeline just moves the gas for the factory. In coming years this option will probably be avail-

---

able to all gas customers, even down to the homeowner. Some large and sophisticated customers also have the ability to choose from among energy types, switching from gas to electricity or fuel oil or coal as the prices and availabilities change.

This new competition has not changed the formal tariff process. Nor has it changed the need for a gas company—or any company, for that matter—to cover its costs if it is to remain in business. But gas and electric utility companies are realizing that their attitudes toward costs must change. In the past, any cost that would be accepted by the regulators was deemed by the utilities to be appropriate. The customers had no choice but to pay it. Now, a utility with rates that are too high will find itself losing customers. My company and many

others are putting more effort than ever before into reducing our costs so we can maintain or even lower our rates.

Increasing competition is bringing another significant change to ratemaking. That change is the need to adhere to the principle that each class of customer should pay a rate that is commensurate with the cost of providing his service. Quite often, for various reasons, small users have their rates subsidized at the expense of large users. When no class of customer had a choice of gas or electric suppliers, this situation did not hurt the utility companies. But now, if a gas company finds that its industrial and commercial rates are higher than those of a competing company, it will lose customers. That will then lead to some undesirable consequences. Either the residen-

tial customers and other smaller users will have to bear even greater costs than they would have otherwise or, eventually, the gas company will go bankrupt.

That, in some very broad terms, is where ratemaking and tariffs stand in the U.S. natural gas industry. The basic principle behind ratemaking is that a utility's revenues should cover its costs. The formula for determining those revenues is relatively simple:  $R = E + D + r(V) + T$ . But there is much room for debate about what the numbers in the formula should be. In theory, rates charged to different classes of customers should be commensurate with the cost of providing their service. And increasing competition in the utility business is causing changes in how utilities view their rates.

---

## *Conferencia sobre Energía Eléctrica en Brasil* São Paulo, del 25 al 27 de octubre de 1995

AIC Conferences, la entidad organizadora de esta Conferencia, es una división de la Empresa Euromoney que cuenta con 17 oficinas en diversos países del mundo.

El evento está dirigido a inversionistas brasileños y extranjeros, pues básicamente se abordarán temas relacionados a las condiciones

de inversión en el sector eléctrico brasileño.

El programa de la Conferencia cuenta con destacados expertos en la temática de ésta.

Para mayor información, favor dirigirse a:

Murièle Gadaut  
Conference Manager

AIC Conferences  
EUROMONEY  
Nueva de Lyon 96, oficina  
405  
Providencia, Santiago, Chile  
Teléfono: (562) 246-8100

## *Conferencia sobre Eficiencia Energética* *Manejo de Demanda (DSM): El Desafío Global* Berlín, Alemania, del 10 al 12 de octubre de 1995

El evento discutirá los desafíos y oportunidades globales en la eficiencia energética así como las implicaciones de los cambios que se están llevando a cabo en los países en desarrollo y de Europa del Este y la antigua Unión Soviética.

Los objetivos de la Conferencia son: fortalecer los vínculos globales entre eficiencia energética y desarrollo económico y ambiental; entender mejor la evolución de DSM en un mercado de rápidos cambios y su pa-

pel en la reducción de las emisiones de gases de invernadero; y la promoción de la colaboración internacional para intercambio de información y la ejecución de programas efectivos de eficiencia.

La Conferencia cubrirá una amplia gama de temas y optimizará el intercambio de información mediante una combinación de ponencias teóricas y académicas con estudios de casos.

Para mayor información, favor dirigirse a:

June Appel  
Vice President  
Synergic Resources Corporation (SRC)  
111 Presidential Boulevard,  
Suite 127  
Bala Cynwyd, Pennsylvania  
19004-1008  
U.S.A.  
Teléfono: (610) 667-2160

Amigo Lector, éstas son  
algunas de las publicaciones  
que OLADE pone a su  
disposición

**PLANIFICACION Y  
POLITICA ENERGETICA**

- ◆ Bases para una Estrategia Energética de América Latina y El Caribe para la Década de los Noventa ..... **US\$25**
- ◆ Evolución, Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe... **US\$25**
- ◆ Situación Energética de América Latina y El Caribe: Transición hacia el siglo XXI ..... **US\$35**
- ◆ Resumen Ejecutivo de la Situación Energética de América Latina y El Caribe: Transición hacia el siglo XXI ..... **US\$10**
- ◆ El Papel del Estado en el Sector de la Energía ..... **US\$35**
- ◆ Conferencia un Desafío de Política para los Años Noventa: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe, ponencias y memorias ..... **US\$50**
- ◆ Prospectiva Energética y Desarrollo Económico en el siglo XXI: La Perspectiva Latinoamericana en el Contexto Mundial ..... **US\$40**
- ◆ Conferencia Energética de América Latina y El Caribe, MEMORIAS (3 vol.) ..... **US\$150**
- ◆ América Latina y El Caribe: Eficiencia Económica Energética y Participación del Sector Privado: Elemento Central para la Recuperación del Sector Eléctrico . **US\$10**

**PRECIOS DE LA ENERGIA**

- ◆ Estudio de Políticas de Precios del

Petróleo y Derivados para América Latina y El Caribe ..... **US\$25**

- ◆ Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos ..... **US\$30**

**HIDROELECTRICIDAD**

- ◆ Aprovechamientos Hidroeléctricos Compartidos (6 Vol) ..... **US\$150**

**GEOTERMIA**

- ◆ Guía para la Evaluación del Potencial Energético en Zonas Geotérmicas durante Etapas Previas a la Factibilidad ..... **US\$25**
- ◆ Guía para la Formulación de Solicitudes de Financiamiento de Proyectos Geotérmicos de Inversión ..... **US\$35**
- ◆ Guía de Información para Planificadores ..... **US\$25**
- ◆ Guía para Estudios de Reconocimiento y Prefactibilidad Geotérmicos ..... **US\$40**
- ◆ Guía para Estudios de Factibilidad Geotérmica..... **US\$40**
- ◆ Guía para la Etapa de Desarrollo de un Proyecto Geotérmico **US\$25**
- ◆ Guía para la Operación y Mantenimiento de Campos Geotérmicos..... **US\$25**

**FUENTES DE ENERGIA**

- ◆ Mapa Eólico Preliminar de América Latina y El Caribe (6Vol.) ..... **US\$100**

**OTRAS PUBLICACIONES**

- ◆ Directorio de Instituciones Energéticas de América Latina y El Caribe 1994 ..... **US\$30**

Si desea adquirir estas publicaciones, sírvase enviar el siguiente formulario a  
**OLADE**

NOMBRE Y APELLIDO: \_\_\_\_\_

DIRECCION: \_\_\_\_\_

CASILLA POSTAL: \_\_\_\_\_

PAIS: \_\_\_\_\_

FECHA: \_\_\_\_\_

FIRMA: \_\_\_\_\_



### FINANCIAMIENTO

- ♦ América Latina y El Caribe, el Déficit del Financiamiento de la Inversión Eléctrica en la Presente Década: Posibles Soluciones .US\$10
- ♦ La Energía en América Latina y el Caribe: Expansión de los Setenta y Crisis de los Ochenta .....US\$ 12
- ♦ Memorias Seminario Regional: Marco Legal y Características Económicas de la Cogeneración en América Latina y El Caribe..US\$40

### HIDROCARBUROS

- ♦ Legislación Petrolera de América Latina y El Caribe (3 vol) .....US\$30

### ENERGIA Y AMBIENTE

- ♦ Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Explotaciones Geotérmicas con Fines Energéticos US\$25
- ♦ Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Termoeléctricas .....US\$40

- ♦ Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Hidroeléctricas .....US\$40
- ♦ Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Explotaciones de Biomasa con Fines Energéticos .....US\$40

### PUBLICACIONES PERIODICAS

- ♦ Revista Energética (tres números); Actualidad Energética (trimestral).. US\$ 60 anual

### ESTADISTICAS ENERGETICAS

- ♦ Plegable Energía en Cifras No. 6 (gratis)
- ♦ Estadísticas e Indicadores Económico-Energéticos de América Latina y El CaribeUS\$100

### INFORMACION SOBRE OLADE

- ♦ OLADE: Historia y Perspectiva Energética de una Región .....US\$24

Favor enviarme:

Cantidad: \_\_\_\_\_ Título \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Adjunto cheque N° \_\_\_\_\_ ValorUS\$ \_\_\_\_\_  
Banco \_\_\_\_\_

Edificio OLADE  
Av. Occidental  
Sector San Carlos  
Casilla 17-11-6413  
Quito-Ecuador  
Telf. 598-122/598-280  
Fax: (593-2) 539-684  
Télex: 2-2728 OLADE ED

Dear Reader, the  
following publications  
are available from

## OLADE

### PLANNING AND ENERGY POLICY

- ◆ Bases for a Latin American and Caribbean Energy Strategy for the Nineties .....US\$25
- ◆ Energy Situation of Latin America and the Caribbean: Transition Toward the 21st Century (Spanish only) .....US\$35
- ◆ Executive Summary of the Energy Situation of Latin America and the Caribbean: Transition Toward the 21st Century .....US\$10
- ◆ The State's Role in the Energy Sector .....US\$35
- ◆ Conference Policy Challenge for the Nineties: Overcoming the Electric Power Sector Crisis in the Countries of Latin America and the Caribbean, papers and proceedings US\$50
- ◆ Energy Prospects and Economic Development in the 21st Century: The Outlook for Latin America and the Caribbean in a World Context .....US\$40
- ◆ Energy Conference of Latin America and the Caribbean, proceedings (3 vol.) .....US\$150
- ◆ Latin America and the Caribbean: Energy-Economic Efficiency and Private-Sector Participation: A Key Element in Power Sector Recovery .....US\$10
- ◆ Electricity Tariffs: Conceptual and Methodological Aspects (Spanish only) .....US\$30

### HYDROPOWER

- ◆ Shared Hydropower Developments (6 vol.).....US\$150

### GEOHERMAL ENERGY

- ◆ Guide for Assessing Energy Potential in Geothermal Zones Prior to the Feasibility Stage .....US\$25
- ◆ Guide for Preparing Loan Applications for Geothermal Investment Projects .....US\$35
- ◆ Planners' Information Guide on Geothermal Energy .....US\$25
- ◆ Guide for Geothermal Reconnaissance and Prefeasibility Studies .....US\$40
- ◆ Guide for Geothermal Feasibility Studies.....US\$40
- ◆ Guide for the Development Stage of a Geothermal Project...US\$25
- ◆ Guide for the Operation and Maintenance of Geothermal Fields .....US\$25

### ENERGY SOURCES

- ◆ Preliminary Wind Map of Latin America and the Caribbean (6 vol.) (Spanish only) .....US\$100

### OTHER PUBLICATIONS

- ◆ Directory of Energy Institutions of Latin America and the Caribbean .....US\$30

### ENERGY PRICES

- ◆ Study of the Pricing Policies of Oil and Products for Latin America and the Caribbean .....US\$25

purchase any of  
ins, please for-  
orm to OLADE

NAME: _____
ADDRESS: _____
PO. BOX: _____
COUNTRY: _____
DATE: _____
SIGNATURE: _____

**FINANCING**

- ◆ Energy in Latin America and the Caribbean: Expansion of the Seventies and Crisis of the Eighties .....US\$12
- ◆ Proceedings Regional Seminar: Legal Framework and Economic Characteristics of Cogeneration in Latin America and the Caribbean .....US\$40

**ENERGY AND ENVIRONMENT**

- ◆ Guide for Assessing the Environmental Impact of Geothermal Developments for Energy Purposes .....US\$25
- ◆ Guide for Assessing the Environmental Impact of Thermoelectric Stations .....US\$40
- ◆ Guide for Assessing the Environmental Impact of Hydro-power Stations ..... US\$40

- ◆ Guide for Assessing the Environmental Impact of Biomass Developments for Energy Purposes .....US\$40

**PERIODICAL PUBLICATIONS**

- ◆ Energy Magazine (three issues); Energy Update (quarterly) US\$60 per year

**ENERGY STATISTICS**

- ◆ Energy Statistics foldout No. 6 (free)
- ◆ Energy-Economic Statistics and Indicators of Latin America and the Caribbean ..... US\$100

**INFORMATION ON OLADE**

- ◆ OLADE: History and Energy Outlook of a Region.....US\$24

Please send me:

Quantity: \_\_\_\_\_ Title \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Enclosed check N<sup>o</sup> \_\_\_\_\_ Amount US\$ \_\_\_\_\_

Bank \_\_\_\_\_

OLADE Bldg.  
 Occidental Av.  
 Sector San Carlos  
 P.O. Box 17-11-6413  
 Quito, Ecuador  
 Ph: 598122/598280  
 Fax: (593-2) 539684  
 Tlx:2-2728 OLADE ED

**SECCION ESTADISTICA  
DE AMERICA LATINA  
Y EL CARIBE**

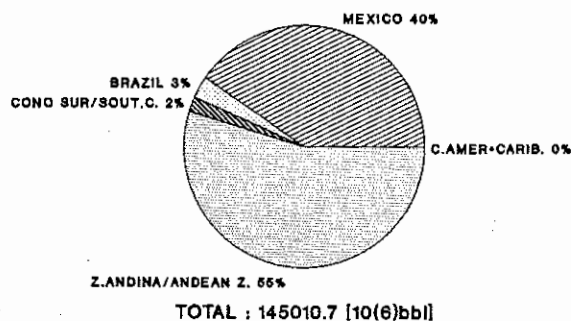
STATISTICAL SECTION  
OF LATIN AMERICA  
AND THE CARIBBEAN

**RESERVAS 1994 / RESERVES 1994**

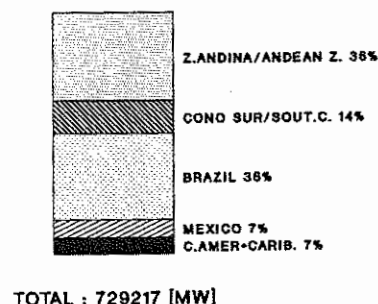
PAIS / COUNTRY	PETROLEO OIL [10(6)bb]	GAS NATURAL NATURAL GAS [10(9)m3]	CARBON MINERAL COAL [10(6)ton]	POTENCIAL HIDR. HYDR.POTENTIAL [MW]
ARGENTINA	2214.0	516.9	548.0	44500
BARBADOS	2.8	0.2	0.0	0
BOLIVIA	135.9	118.7	0.0	18000
BRAZIL	5684.0	137.4	5303.0	258000
CHILE	287.0	116.8	206.0	26046
COLOMBIA	4000.0	112.0	6487.0	93000
COSTA RICA	0.0	0.0	32.8	25450
CUBA	80.0	0.0	0.0	49
DOMINICAN REP.	0.0	0.0	0.0	2010
ECUADOR	3491.0	24.3	32.0	22000
GRENADA	0.0	0.0	0.0	0
GUATEMALA	488.0	0.6	0.0	10890
GUYANA	0.0	0.0	0.0	4484
HONDURAS	0.0	0.0	21.0	3600
HAITI	0.0	0.0	8.7	90
JAMAICA	0.0	0.0	333.0	24
MEXICO	63220.0	1936.9	1875.8	53530
NICARAGUA	0.0	0.0	0.0	1767
PANAMA	0.0	0.0	1.0	6724
PERU	359.0	202.2	56.0	62530
PARAGUAY	0.0	0.0	0.0	25000
SURINAME	27.0	0.0	0.0	2420
EL SALVADOR	0.0	0.0	0.0	1726
TRINIDAD & TOBAGO	490.0	285.8	0.0	0
URUGUAY	0.0	0.0	0.0	1777
VENEZUELA	64532.0	3907.0	1697.0	65600
<b>TOTAL</b>	<b>145010.7</b>	<b>7358.8</b>	<b>16601.3</b>	<b>729217</b>

SOURCE : OLADE/CE.Energy-Economic Information System (SIEE).

**RESERVAS / OIL  
DE PETROLEO / RESERVES  
1994**



**POTENCIAL / HYDROPOWER  
HIDROELECTRICO / POTENTIAL  
1994**



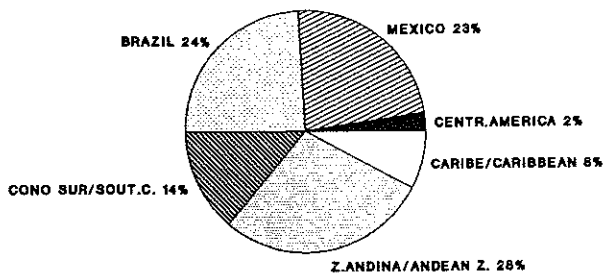
**CAPACIDAD INSTALADA 1994 / INSTALLED CAPACITY 1994**

PAIS / COUNTRY	REFINACION REFINING [10(3)bbl/day]	SECTOR ELECTRICO POR TIPO DE PLANTA ELECTIRC POWER SECTOR BY TYPE OF PLANT [MW]				
		HYDRO	TERMoeLEC.	GEOTHERMAL	NUCLEAR	TOTAL
ARGENTINA	690	6454	10244	1	1018	17717
BARBADOS	5	0	153	0	0	153
BOLIVIA	61	332	448	0	0	780
BRAZIL	1593	48411	6769	0	657	55837
CHILE	161	3546	2052	0	0	5598
COLOMBIA	259	7659	2152	0	0	9811
COSTA RICA	15	754	255	0	0	1009
CUBA	176	49	4033	0	0	4082
DOMINICAN REP	47	371	2079	0	0	2450
ECUADOR	158	1471	824	0	0	2295
GRENADA	0	0	17	0	0	17
GUATEMALA	17	487	528	0	0	1015
GUYANA	0	0	157	0	0	157
HONDURAS	14	424	117	0	0	541
HAITI	0	62	155	0	0	217
JAMAICA	35	24	821	0	0	845
MEXICO	1524	8847	21533	753	675	31808
NICARAGUA	15	103	282	70	0	455
PANAMA	80	551	436	0	0	987
PERU	153	2454	1741	0	0	4195
PARAGUAY	8	6490	38	0	0	6528
SURINAME	0	189	200	0	0	389
EL SALVADOR	20	404	272	105	0	781
TRINIDAD & TOBAGO	260	0	1189	0	0	1189
URUGUAY	36	1354	678	0	0	2032
VENEZUELA	1224	10675	8925	0	0	19600
<b>TOTAL</b>	<b>6550</b>	<b>101111</b>	<b>66098</b>	<b>929</b>	<b>2350</b>	<b>170488</b>

SOURCE : OLADE/CE,Energy-Economic Information System (SIEE).

**REFINACION / REFINING**

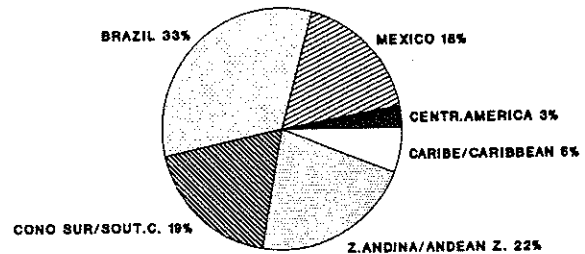
1994



TOTAL : 6550 [10(3)bbl/day]

**ELECTRICA/ELECTRIC**

1994



TOTAL : 170488 [MW]



ENERGIA PRIMARIA / PRIMARY ENERGY

PRODUCCION [10(3)bep] / PRODUCTION [10(3)boe]							
AÑO YEAR	PETROLEO OIL	GAS NATURAL NATURAL GAS	CARBON M. COAL	LEÑA FIREWOOD	ELECTRICIDAD* ELECTRICITY*	OTROS OTHER	TOTAL
1975	1721351	426526	55459	427669	98330	101603	2830938
1985	2459215	642834	111175	454974	260708	264454	4193360
1990	2723654	743113	174881	426414	365318	284678	4718058
1991	2825745	769547	188776	419770	388692	304362	4896892
1992	2865462	783900	184981	413159	417414	309158	4974074
1993	2956662	864194	178432	428833	462076	306550	5196747
1994	3113676	908988	168872	442784	477616	307016	5418952

AÑO YEAR	PETROLEO OIL [10(3)bbl/day]	GAS NATURAL NATURAL GAS [10(6)m3]	CARBON M. COAL [10(6)tons]	LEÑA FIREWOOD [10(6)tons]
<b>PRODUCCION / PRODUCTION</b>				
1975	4425	66470	11953	179026
1985	6345	101097	24833	189434
1990	7020	115612	36912	176447
1991	7275	119150	40063	173066
1992	7383	121315	39163	169780
1993	7619	132101	37559	176413
1994	8024	138096	34195	182334
<b>IMPORTACION / IMPORT</b>				
1975	1418	1713	7128	
1985	944	2377	14989	
1990	1023	2193	19226	
1991	993	2178	19504	
1992	1039	1999	19549	
1993	959	1714	19605	
1994	958	1595	3422	
<b>EXPORTACION / EXPORT</b>				
1975	1919	1918	3	
1985	2674	2438	3536	
1990	2836	2470	16466	
1991	3243	2442	18432	
1992	3312	2383	18597	
1993	3491	2092	22006	
1994	3623	2207	21854	

(\*) : Hydroelectricity + Geothermal + Nuclear.

Source: OLADE-CE, Energy Economic Information System (SIEE).

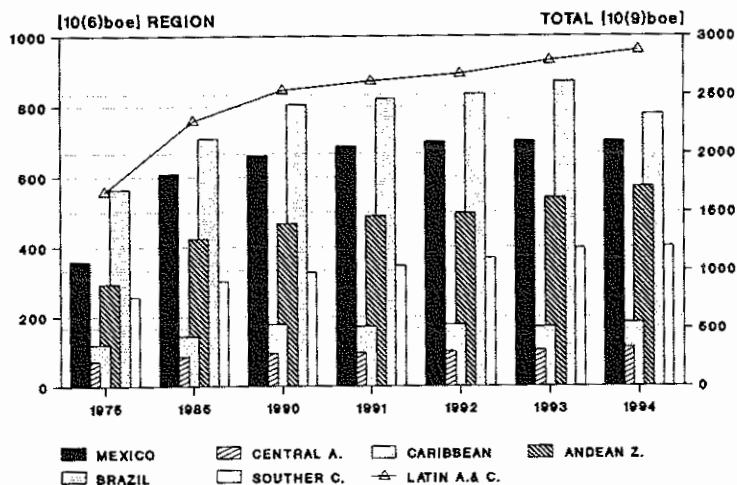
**CONSUMO FINAL/FINAL ENERGY  
DE ENERGIA / CONSUMPTION**

[10(3)bep]/[10(3)boe]

PAIS / COUNTRY	1975	1985	1990	1991	1992	1993	1994
ARGENTINA	182146	208168	213724	225438	240666	254986	249465
BARBADOS	1209	1423	1666	1643	1349	1295	1604
BOLIVIA	8720	14691	15135	15681	16235	16877	17142
BRAZIL	564782	710410	807105	822354	835317	871581	886149
CHILE	51876	65639	79479	85646	91544	103311	118186
COLOMBIA	88733	119123	145306	149740	152650	159489	165968
COSTA RICA	8572	11560	13467	13761	14452	12573	13212
CUBA	64399	79745	94861	85966	85321	85246	85348
DOMINICAN REP.	14930	16566	20179	20022	24720	23618	24385
ECUADOR	19681	36096	38468	41484	38442	38860	45350
GRENADA	117	159	236	241	251	260	264
GUATEMALA	22004	25394	30630	31451	32430	32899	29590
GUYANA	5086	5557	4591	4480	4363	4396	4436
HONDURAS	10723	14234	16735	16902	17745	17706	18878
HAITI	10364	11187	9571	9653	9843	13153	13375
JAMAICA	15249	7077	14588	14868	16049	10246	11297
MEXICO	360609	609994	661543	687359	701104	703324	722419
NICARAGUA	9591	11109	11152	10925	11110	11267	11003
PANAMA	7276	8565	8545	9123	9516	10585	15749
PERU	67296	69331	71977	72791	73378	73904	74705
PARAGUAY	10123	15873	21197	21927	22007	22593	22798
SURINAME	3839	4324	4854	5496	5536	5575	5611
EL SALVADOR	14021	15495	14291	14949	16379	20059	23521
TRINIDAD & TOBAGO	6400	18314	28263	30924	30935	27834	30418
URUGUAY	13605	12755	13757	14548	15104	15689	16412
VENEZUELA	111035	185865	197143	210033	215526	251612	270641
<b>TOTAL</b>	<b>1672386</b>	<b>2278654</b>	<b>2538463</b>	<b>2617405</b>	<b>2681972</b>	<b>2768938</b>	<b>2877926</b>

SOURCE : OLADE/CE,Energy-Economic Information System (SIEE).

**CONSUMO FINAL/FINAL ENERGY  
DE ENERGIA/CONSUMPTION**



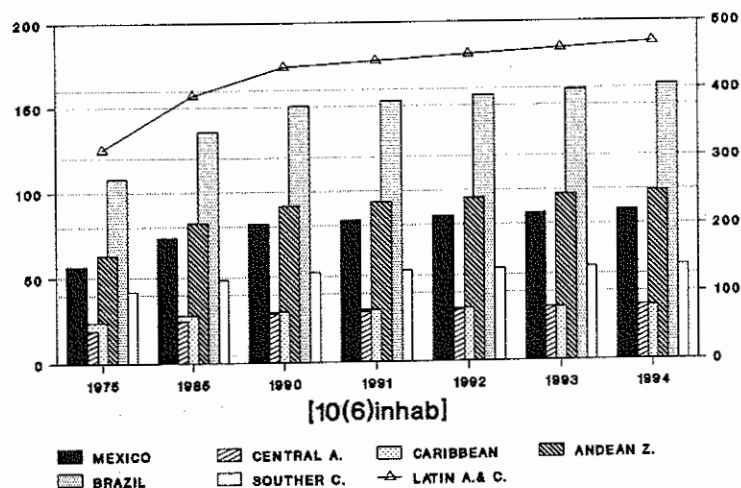
**POBLACION / POPULATION**

[10(3)hab]/[10(3)inhab]

PAIS / COUNTRY	1975	1985	1990	1991	1992	1993	1994
ARGENTINA	26052	30331	32322	32713	33101	33487	33874
BARBADOS	246	257	261	263	263	264	265
BOLIVIA	4894	6342	7171	7343	7519	7700	7885
BRAZIL	108032	135564	150368	153322	156275	159224	162161
CHILE	10350	12122	13173	13385	13599	13813	14026
COLOMBIA	23991	29879	32978	33595	34224	34865	35517
COSTA RICA	1968	2642	3015	3088	3161	3233	3304
CUBA	9366	10153	10694	10793	10869	10941	10993
DOMINICAN REP.	5048	6416	7170	7320	7471	7620	7769
ECUADOR	7035	9317	10587	10751	10918	11087	11221
GRENADA	107	97	95	95	96	96	97
GUATEMALA	6023	7963	9197	9467	9744	10030	10322
GUYANA	791	953	1040	1056	1072	1088	1103
HONDURAS	2832	3826	4758	4916	5079	5248	5422
HAITI	4937	5889	6513	6648	6785	6926	7069
JAMAICA	2060	2326	2415	2436	2461	2543	2573
MEXICO	56723	73337	81250	83029	84881	86154	87877
NICARAGUA	2408	3272	3871	3999	4131	4265	4401
PANAMA	1704	2180	2418	2466	2515	2563	2611
PERU	15161	19417	21550	21998	22454	22916	23397
PARAGUAY	2542	3323	3877	3998	4124	4253	4386
SURINAME	364	383	403	404	404	445	452
EL SALVADOR	4081	4768	5252	5375	5508	5649	5795
TRINIDAD & TOBAGO	1009	1178	1215	1225	1240	1247	1264
URUGUAY	2829	3008	3094	3112	3130	3149	3167
VENEZUELA	11993	17317	19325	19808	20284	20770	21248
<b>TOTAL</b>	<b>312546</b>	<b>392260</b>	<b>434012</b>	<b>442605</b>	<b>451308</b>	<b>459576</b>	<b>468199</b>

SOURCE : OLADE/CE,Energy - Economic Information System (SIEE).

**POBLACION / POPULATION  
POR REGIONES / BY REGIONS**



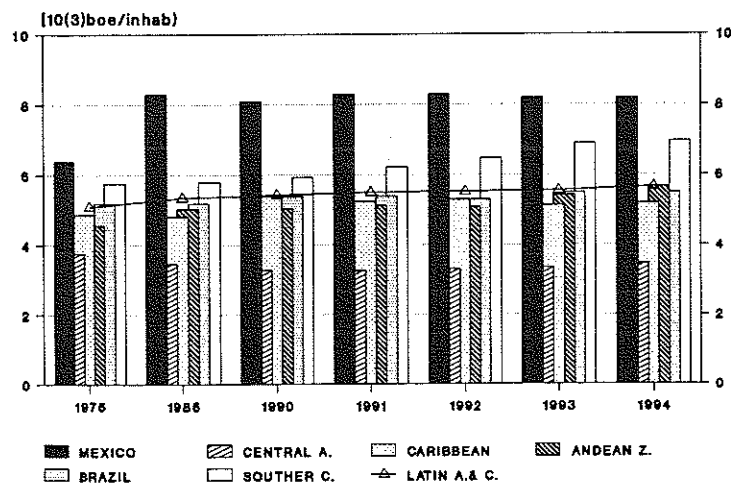
**CONSUMO FINAL / PER CAPITA  
PER CAPITA / FINAL CONSUMPTION**

[10(3)bep/hab]/[10(3)boe/inhab]

PAIS / COUNTRY	1975	1985	1990	1991	1992	1993	1994
ARGENTINA	7.0	6.9	6.6	6.9	7.3	7.6	7.4
BARBADOS	4.9	5.5	6.4	6.2	5.1	4.9	6.1
BOLIVIA	1.8	2.3	2.1	2.1	2.2	2.2	2.2
BRAZIL	5.2	5.2	5.4	5.4	5.3	5.5	5.5
CHILE	5.0	5.4	6.0	6.4	6.7	7.5	8.4
COLOMBIA	3.7	4.0	4.4	4.5	4.5	4.6	4.7
COSTA RICA	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	3.9	4.0
CUBA	6.9	7.9	8.9	8.0	7.8	7.8	7.8
DOMINICAN REP	3.0	2.6	2.8	2.7	3.3	3.1	3.1
ECUADOR	2.8	3.9	3.6	3.9	3.5	3.5	4.0
GRENADA	1.1	1.6	2.5	2.5	2.6	2.7	2.7
GUATEMALA	3.7	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	2.9
GUYANA	6.4	5.8	4.4	4.2	4.1	4.0	4.0
HONDURAS	3.8	3.7	3.5	3.4	3.5	3.4	3.5
HAITI	2.1	1.9	1.5	1.5	1.5	1.9	1.9
JAMAICA	7.4	3.0	6.0	6.1	6.5	4.0	4.4
MEXICO	6.4	8.3	8.1	8.3	8.3	8.2	8.2
NICARAGUA	4.0	3.4	2.9	2.7	2.7	2.6	2.5
PANAMA	4.3	3.9	3.5	3.7	3.8	4.1	6.0
PERU	4.4	3.6	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2
PARAGUAY	4.0	4.8	5.5	5.5	5.3	5.3	5.2
SURINAME	10.5	11.3	12.0	13.6	13.7	12.5	12.4
EL SALVADOR	3.4	3.2	2.7	2.8	3.0	3.6	4.1
TRINIDAD & TOBAGO	6.3	15.5	23.3	25.2	24.9	22.3	24.1
URUGUAY	4.8	4.2	4.4	4.7	4.8	5.0	5.2
VENEZUELA	9.3	10.7	10.2	10.6	10.6	12.1	12.7
<b>TOTAL</b>	<b>5.4</b>	<b>5.8</b>	<b>5.8</b>	<b>5.9</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>	<b>6.1</b>

SOURCE : OLADE/CE,Energy-Economic Information System (SIEE).

**CONSUMO FINAL/PER CAPITA  
PER CAPITA/FINAL CONSUMPTION**



**CONSUMO FINAL/FINAL CONSUMPTION**

[10(3)bep]/[10(3)boe]

**POR SECTOR/BY SECTOR**

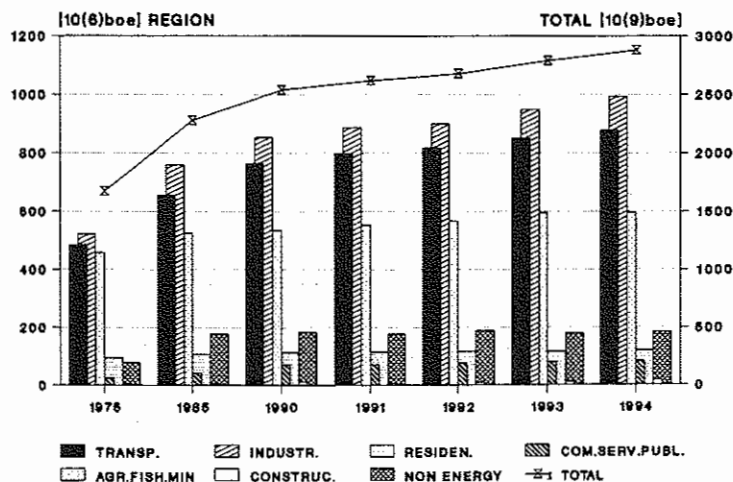
SECTOR	1975	1985	1990	1991	1992	1993	1994
Transporte / Transportation	485589	656791	765869	798948	818088	852737	877882
Industrial / Industry	523368	760655	853242	887842	900295	948897	995116
Residencial / Residential	459150	526376	537001	554908	568571	595838	597380
Com.Serv.Public.	24863	42882	71633	72297	76424	81916	84205
Agr.Pesc.Min / Agr.Fish.Min.	97259	106727	113435	116370	119216	117277	119870
Constr.& Otr / Constr.& Other	4543	7203	10991	7692	9627	12349	17608
Cons.Energético / Energy Cons.	1594772	2100634	2352171	2438057	2492221	2609014	2692061
Cons.No Energ / Non-Ener.Cons.	77609	178029	186287	179340	189746	179926	185861
<b>TOTAL</b>	<b>1672386</b>	<b>2278654</b>	<b>2538463</b>	<b>2617405</b>	<b>2681972</b>	<b>2788938</b>	<b>2877926</b>

**POR FUENTES/ BY SOURCE**

FUENTES / SOURCES	1975	1985	1990	1991	1992	1993	1994
Petróleo / Oil	760	2792	7102	7687	8704	8634	8939
Gas Natural / Natural Gas	93875	157175	185699	202682	210355	243786	257723
Carbón Mineral / Coal	13319	27595	30276	35587	32616	29566	28215
Leña / Firewood	360176	346064	318906	322870	319199	327922	338882
Prod.de Caña / Cane Products	77392	95672	104820	105173	111675	113915	116169
Otr.Primarias / Other Primary	9921	20439	23137	25162	27689	26940	27064
<b>TOTAL PRIMARIA / PRIMARY</b>	<b>555443</b>	<b>649737</b>	<b>669940</b>	<b>699161</b>	<b>710238</b>	<b>750763</b>	<b>776992</b>
Electricidad / Electricity	115900	241681	302234	313170	323726	346052	355516
Gas Licuado / Liquid Gas	55201	112687	133806	139849	152374	162120	165983
Gasol.Alcohol	295219	403097	478602	495445	507160	528469	544114
Kerosene & Turbo	72661	76446	77044	76417	80985	80618	81576
Diesel Oil	220297	329075	381433	397421	411196	427639	439484
Fuel Oil	209359	169812	179895	173759	172347	173338	187608
Coques/ Coke	13862	17548	51047	56544	59014	60953	62775
Carbón Vegetal/ Charcoal	28783	49123	48388	43550	42620	45300	47468
Gases	56161	131739	121639	130495	123203	121212	119986
Otr.Secund./ Other Secondary	2331	10275	9936	10328	10687	9056	10152
No Energ./Non-Energy Prod.	47164	87443	84494	81258	88417	83420	86268
<b>TOTAL SECUNDARIA / SECONDARY</b>	<b>1116938</b>	<b>1628926</b>	<b>1868518</b>	<b>1918236</b>	<b>1971729</b>	<b>2038177</b>	<b>2100930</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1672386</b>	<b>2278654</b>	<b>2538463</b>	<b>2617405</b>	<b>2681972</b>	<b>2788938</b>	<b>2877926</b>

SOURCE : OLADE/CE,Energy-Economic Information System (SIEE).

**CONSUMO FINAL/FINAL ENERGY DE ENERGIA/CONSUMPTION**



**CONSUMO TOTAL / TOTAL CONSUMPTION  
DERIVADOS DE PETROLEO / OIL PRODUCTS**

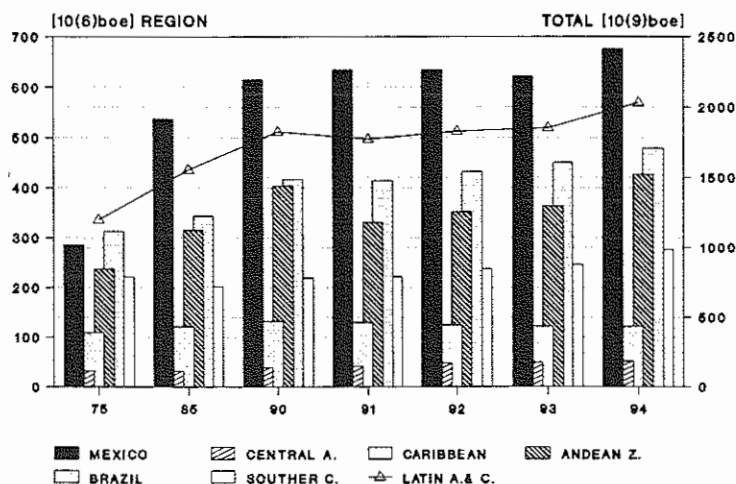
[10(3)bep]/[10(3)boe]

PAIS / COUNTRY	1975	1985	1990	1991	1992	1993	1994
ARGENTINA	173132	155129	151572	153141	164042	168877	189376
BARBADOS	940	1395	1721	1994	1484	1524	1273
BOLIVIA	6895	8587	9327	9790	9919	10936	11707
BRAZIL	312793	343687	417075	414393	432112	448006	449202
CHILE	34195	35404	53015	53789	55861	60818	66707
COLOMBIA	56511	66877	81679	81751	88152	89570	95040
COSTA RICA	4362	4939	6777	7232	9029	9349	9567
CUBA	58939	76845	75210	65881	60240	60490	61948
DOMINICAN REP.	13201	15707	21130	21313	24205	23983	24933
ECUADOR	15075	31219	35566	38786	38112	35323	40896
GRENADA	110	165	273	274	281	289	301
GUATEMALA	7499	8365	9852	10308	12139	11740	11121
GUYANA	4190	3310	2734	2663	2496	2513	2531
HONDURAS	3326	4122	5428	5470	6568	5824	6890
HAITI	1050	1635	2332	2135	1891	1500	1325
JAMAICA	17821	11838	18039	18612	18342	18494	19726
MEXICO	286135	536667	614352	634498	634933	620956	676327
NICARAGUA	4851	4626	4483	4605	5272	5246	3337
PANAMA	7840	7003	6872	7227	7974	8776	11098
PERU	42959	45312	43902	41464	41714	41999	42217
PARAGUAY	1863	3807	4843	4645	5661	6447	6957
SURINAME	4586	3426	3148	3330	3344	3365	3386
EL SALVADOR	4969	4473	5645	7139	7844	9016	10081
TRINIDAD & TOBAGO	8558	8638	8757	14805	13171	9817	7374
URUGUAY	13432	8291	10393	10980	12381	10729	13925
VENEZUELA	116654	163821	233444	159097	174377	186083	234819
<b>TOTAL</b>	<b>1201886</b>	<b>1555288</b>	<b>1827569</b>	<b>1775322</b>	<b>1831544</b>	<b>1851670</b>	<b>2002064</b>

Note : Total Cons. = Cons. (Final + Transf. Center)

SOURCE : OLADE/CE, Energy - Economic Information System (SIEE).

**CONSUMO TOTAL / TOTAL CONSUMPTION  
DERIVADOS DE PETROLEO / OIL PRODUCTS**





AMERICA LATINA Y EL CARIBE/LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

CONSUMO DE ENERGIA / ENERGY CONSUMPTION

PAIS COUNTRY	POBLACION POPULATION 10(3)inhab (A)	PIB GDP 10(6) 1980 US\$ (B)	CONSUMO FINAL FINAL CONSUMPTION 10(3)boe (C)	PIB PER CAPITA PER CAPITA GDP 1980 US\$/inhab (B/A)	CONS.FINAL PER CAPITA PER CAPITA FINAL CONS. boe/inhab (C/A)	INTENSIDAD ENERGETICA ENERGY INTENSITY boe/10(3) US\$GDP (C/B)	CONSUMPTION/ CONSUMPTION				EMISIONES CO2 * GEN.ELECTRICA CO2 EMISSIONS * ELECTRIC.GEN. 10(3)tons (F)
							ELECTRIC. / ELECTRICITY		DERIV.PET./OIL PROD.		
							FINAL	PER CAPITA	TOTAL (1)	PER CAPITA	
							GWh (D)	Kwh/inhab (D/A)	10(3)boe (E)	boe/inhab (E/A)	
ARGENTINA	33874	140890	249465	4159.2	7.4	1.8	44481	1313.1	189376	5.6	21982
BARBADOS	265	860	1604	3246.4	6.1	1.9	529	1996.2	1273	4.8	411
BOLIVIA	7885	5096	17142	646.3	2.2	3.4	2701	342.5	11707	1.5	1109
BRAZIL	162161	306433	886149	1889.7	5.5	2.9	234810	1448.0	449202	2.8	8728
COLOMBIA	35517	54176	165968	1525.3	4.7	3.1	35445	998.0	95040	2.7	11091
COSTA RICA	3304	5386	13212	1630.0	4.0	2.5	4142	1253.6	9567	2.9	445
CUBA	10993	11830	85348	1076.1	7.8	7.2	8825	802.8	61948	5.6	5931
CHILE	14026	43939	118186	3132.7	8.4	2.7	21495	1532.5	66707	4.8	6229
ECUADOR	11221	15950	45350	1421.4	4.0	2.8	6029	537.3	40896	3.6	1360
EL SALVADOR	5795	4138	23521	714.1	4.1	5.7	2880	497.0	10081	1.7	852
GRENADA	97	128	264	1317.5	2.7	2.1	62	639.2	301	3.1	47
GUATEMALA	10322	9900	29590	959.1	2.9	3.0	2741	265.5	11121	1.1	750
GUYANA	1103	530	4436	480.1	4.0	8.4	180	163.2	2531	2.3	299
HAITI	7069	939	13375	132.9	1.9	14.2	209	29.6	1325	0.2	55
HONDURAS	5422	3596	18878	663.2	3.5	5.3	1942	358.2	6890	1.3	10
JAMAICA	2573	3467	11297	1347.3	4.4	3.3	3927	1526.2	19726	7.7	5051
MEXICO	87877	228632	722419	2601.7	8.2	3.2	115195	1310.9	676327	7.7	62181
NICARAGUA	4401	1838	11003	417.7	2.5	6.0	1207	274.3	3337	0.8	495
PANAMA	2611	4869	15749	1864.6	6.0	3.2	2673	1023.7	11098	4.3	719
PARAGUAY	4386	6185	22798	1410.1	5.2	3.7	2989	681.5	6957	1.6	11
PERU	23397	21619	74705	924.0	3.2	3.5	13184	563.5	42217	1.8	1853
DOMINICAN REP	7769	9524	24385	1225.9	3.1	2.6	4373	562.9	24933	3.2	4273
SURINAME	452	815	5611	1802.0	12.4	6.9	1253	2772.1	3386	7.5	109
TRINIDAD & TOBAGO	1264	4698	30418	3716.5	24.1	6.5	3464	2740.5	7374	5.8	3999
URUGUAY	3167	7959	16412	2513.0	5.2	2.1	4717	1489.4	13925	4.4	302
VENEZUELA	21248	71395	270641	3360.1	12.7	3.8	54331	2557.0	234819	11.1	35334
TOTAL	468199	964787	2877926				573784		2002064		173626
AVERAGE/PROMEDIO				2060.6	6.1	3.0		1.2		4.3	

SOURCE : OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE).

(\* ) OLADE Estimate/Estimación OLADE

(1) Final Consumption + Transformation Center Consumption/Consumo Final + Consumo en Centros de Transformación

**AMERICA LATINA Y EL CARIBE/LATIN AMERICA & CARIBBEAN**

**PRECIOS INTERNOS AL CONSUMIDOR (JUNIO 1995) – DOMESTIC CONSUMER PRICES (JUNE 1995).**

PAIS COUNTRY	MONEDA NACIONAL (M.N.) NATIONAL CURRENCY (N.C)	PARIDAD M.N./US\$ EXCHANGE RATE N.C./US\$	COMBUSTIBLES (US\$Galón) – DOMESTIC FUELS (US\$Gallon)						GAS L.P. L.P.G US\$/kg	ELECTRICIDAD – ELECTRICITY		
			GASOLINA REGULAR REGULAR GASOLINE	GASOLINA EXTRA PREMIUM GASOLINE	DIESEL OIL	KEROSENE DOMESTICO HOUSEHOLD KEROSENE	JET FUEL	FUEL OIL		RESIDENCIAL US cent/kWh RESIDENTIAL	COMERCIAL US cent/kWh COMMERCIAL	INDUSTRIAL US cent/kWh
ARGENTINA	Pesos	1	2.26	3.02	1.04	1.08	0.85	0.48	0.85	11.85	21.08	18.3
BARBADOS	Barbadian Dollar	2.01	n/a	2.9	2.43	1.04	0.52	0.53	1.12	13.68	14.43	14.28
BOLIVIA	Boliviano	4.73	1.48	2.16	1.23	0.76	1.18	1.16	0.24	7.61	15.8	7.28
BRASIL	Real	0.89	2.17	n/a	1.52	1.45	0.94	0.71	0.41	9.84	11.53	6.19
COLOMBIA	Peso Colombiano	856.99	0.9	1.12	0.9	0.9	0.7	0.24	0.27	4.1	10.27	7.54
COSTA RICA	Colón	170	1.09	1.21	0.91	0.93	0.9	0.46	0.3	5.69	9.69	7.46
CUBA	Peso Cubano	1	3.79	4.54	0.45	0.32	0.64	0.44	0.24	12.18	7.56	7.44
CHILE	Peso Chileno	410.74	1.66	1.66	1.21	1.23	0.74	0.57	0.62	12.93	10.93	7.6
ECUADOR	Sucre	2400	1.18	1.37	1.18	n/d	0.76	0.39	0.08	3.45	7.82	8.19
EL SALVADOR	Colón Salvador.	8.77	1.53	1.74	0.89	0.92	0.97	0.49	0.28	5.31	6.95	6.72
GRENADA	Grenadian Dollar	2.7	n/a	1.65	1.34	0.99	1.16	n/d	0.9	20.37	21.48	17.41
GUATEMALA	Quetzal	5.66	1.44	1.51	1.15	1.03	1.03	0.69	0.29	6.9	8.98	10.33
GUYANA	Guyanese Dollar	143	n/a	1.18	1.16	0.87	0.97	0.7	0.77	7.66	11.62	10.22
HAITI	Gourde	14.45	n/a	1.3	0.85	0.83	1.77	0.52	0.38	8.92	9.36	6.3
HONDURAS	Lempira	9.75	1.12	1.17	0.87	0.67	0.89	0.59	0.34	5.64	9.53	9.64
JAMACA	Jamaican Dollar	33.29	1.27	1.33	1.09	0.88	0.87	0.43	0.55	13.82	13.08	11.5
MEXICO	Peso Mexicano	6	0.83	0.86	0.63	0.6	0.4	0.23	0.26	2.95	7.72	2.88
NICARAGUA	Córdoba de Oro	7.11	2.28	2.56	1.1	1.13	0.69	0.4	0.38	9.96	10.96	8.26
PANAMA	Balboa	1	1.48	1.54	1.02	0.99	0.77	0.67	0.36	12.06	11.98	10.11
PARAGUAY	Guaraní	1967	1.46	1.62	1.06	1.19	1.25	0.67	0.51	4.86	5.35	3.96
PERU	Nuevo Sol	2.23	1.45	2	1.09	0.93	n/d	0.57	0.45	10.89	11.21	6.33
REP.DOMINICANA	Peso Dominicano	13.51	1.48	1.78	1.01	1.38	1.5	0.59	0.11	8.59	11.41	10.29
SURINAME	Florín	1.79	n/a	2.11	1.55	1.36	1.36	0.25	0.72	17.08	17.3	13.13
TRINIDAD AND TOB	Trinidad Dollar	5.89	1.44	1.51	0.8	0.74	1.37	0.55	0.37	2.93	3.23	2.47
URUGUAY	Peso Uruguayo	5.8	2.84	3.24	1.41	1.49	1.16	0.55	0.72	13.53	13.77	7.83
VENEZUELA	Bolívar	169.57	0.12	0.13	0.1	0.07	0.2	0.08	0.07	0.79	2.33	1.62

FUENTE: OLADE – Sistema de Información Económica – Energética (SIEE).  
 SOURCE: OLADE – Energy – Economic Information System (SIEE).  
 1 barril = 42 galones US = 158.98 litros / 1 barrel = 42 US gallons = 158.98 liters.  
 (\*): Datos Preliminares / Preliminary Data

NOTAS: n/d no disponible  
 n/a no aplicable

NOTES: n/d not available  
 n/a not applicable