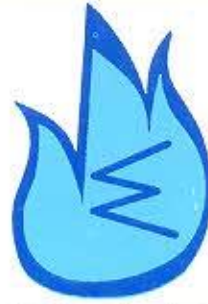


**Revista  
Energética**



**Energy  
Magazine**

**Año 14  
número 3  
Sept.-Dic. 90**

**Year 14  
number 3  
Sept.-Dec. 90**



**La Situación Petrolera Mundial:  
Implicaciones y Oportunidades para América Latina y  
El Caribe**

**World Oil Situation:  
Implications and Opportunities for Latin America  
and The Caribbean**



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

The Energy Magazine is published once every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE). The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Permanent Secretariat or the Member Countries.

Articles, contributions and correspondence concerning the Energy Magazine should be addressed to the Department of Informatics and Communications.



**ORGANIZACION  
LATINOAMERICANA  
DE ENERGIA**

Avda. Occidental Sector San Carlos  
Edificio OLADE  
Teléfono 538 280/539 676  
Casilla 6113 C.C.I. Télex 2728  
OLADE ED  
Fax 539 684  
QUITO - ECUADOR

CONTENIDO	SUMMARY
Página/Page	
2	Nota del Editor Note from the Editor
3	La Situación Petrolera Mundial: Implicaciones y Oportunidades para América Latina y El Caribe.
17	World Oil Situation: Implications and Opportunities for Latin America and The Caribbean
31	Energía Eléctrica y Medio Ambiente: Análisis de la Emisión de Contaminantes en las Centrales Eléctricas de Servicio Público Argentinas
39	Electric Energy and the Environment: Analysis of the Emission of Air Pollutants in the Argentine Public Utilities

## NOTA DEL EDITOR

“La Situación Petrolera Mundial: Implicaciones y Oportunidades para América Latina y El Caribe”, documento elaborado por la Secretaría Permanente de OLADE y presentado a la XXI Reunión de Ministros de Energía de los 26 Países Miembros del Organismo, en noviembre de este año, constituye un análisis exhaustivo sobre la realidad económica y energética de la Región derivada de la crisis del Medio Oriente.

En el estudio se plantean algunas acciones que se podrían adoptar en la Región, como consecuencia de la crisis, para impulsar la cooperación petrolera de América Latina y El Caribe, como medio para asegurar su autoabastecimiento energético.

Para OLADE el tema Energía-Medio Ambiente es prioritario, por tal motivo, presenta como segundo artículo de la Revista Energética: “Energía Eléctrica y Medio Ambiente, Análisis de la Emisión de Contaminantes en las Centrales Eléctricas de Servicio Público Argentinas”, elaborado por los señores Daniel Carnevali, Investigador del Instituto de Economía Energética (IDEE) y Carlos E. Suárez, Presidente de la Fundación Bariloche y Profesor titular del IDEE.

## NOTE FROM THE EDITOR

“The World Oil Situation: Implications and Opportunities for Latin America and the Caribbean”, a paper prepared by the Permanent Secretariat of OLADE and presented to the XXI Meeting of Ministers of Energy of the Organization's 26 Member Countries, held in November 1990, is a thorough analysis of the Region's economic and energy reality as a result of the Middle East crisis.

The study proposes some actions that the Region could adopt as a result of the crisis in order to foster oil cooperation in Latin America and the Caribbean as a way to ensure energy self-supply.

For OLADE, the subject of Energy and the Environment holds priority, and therefore the Energy Review presents as its second article “Electrical Energy and the Environment: An Analysis of the Emission of Contaminants in Argentine Public Utilities”, prepared by Daniel Carnevali, Researcher of the Energy Economics Institute (IDEE), and Carlos Suarez, President of the Bariloche Foundation and professor of IDEE.

# LA SITUACION PETROLERA MUNDIAL: IMPLICACIONES Y OPORTUNIDADES PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE \*

## RESUMEN EJECUTIVO

La actual crisis del Medio Oriente ha ocasionado grandes implicaciones geopolíticas, económicas y sociales, tanto en los países industrializados como en los países en desarrollo. Cualquiera que sea la salida del presente conflicto, el mismo repercutirá seriamente en el mundo en general y en los países de América Latina y el Caribe, en particular.

En el plano energético se ha ratificado una vez más la constante inestabilidad del mercado petrolero internacional y el problema latente de asegurar su abastecimiento. Al respecto, cabe señalar que como resultado de la actual crisis, el precio promedio del barril de crudo ha sufrido grandes oscilaciones superando la barrera de los US\$30. De otra parte, intempestivamente salieron del mercado mundial aproximadamente 4.5 millones de bbl/d, debiendo ser reemplazados por las acciones de algunos de los mayores

países productores. No obstante, el abastecimiento mundial estaría seriamente afectado en caso de un desenlace bélico, con lo cual inevitablemente se agudizaría la crisis, traduciéndose en un alza insospechada de los precios del crudo.

Las economías de los países en desarrollo importadores de petróleo vienen siendo afectadas severamente por las alzas de los precios del crudo ocurridas en los últimos meses, dada su débil capacidad de reacción frente a impactos o fenómenos internacionales como los que se vienen presentando. En América Latina y el Caribe, para los países importadores, el incremento del precio del barril de petróleo, significa afectar su factura petrolera y por consiguiente su balanza comercial, agravándose aún más sus débiles economías, acelerándose el proceso inflacionario y deteriorándose los niveles del ingreso per cápita reflejados en los ya alarmantes índices de pobreza crítica que se vienen observando en la Región.

Si bien es cierto que los países exportadores, coyunturalmente, están siendo favorecidos por el

aumento de los precios del petróleo y el incremento en los volúmenes de exportación, la verdad es que la inestabilidad e incertidumbre del mercado petrolero internacional podría revertir la transitoria y aparente bonanza, produciendo serias implicaciones para el futuro de sus economías.

La actual crisis reafirma, entonces, la necesidad de impulsar un nuevo orden petrolero internacional, basado en el diálogo, cooperación y concertación entre exportadores e importadores, en el ámbito regional, continental y mundial.

No obstante la gravedad de la crisis, América Latina y el Caribe tiene una gran oportunidad, para convertirla en un factor de cambio y fortalecimiento del sector de la energía, a través de su potencial energético y de las posibilidades de cooperación, como medio para asegurar un autoabastecimiento regional.

En ese sentido, la Secretaría Permanente somete a la consideración de la XXI Reunión de Ministros de OLADE un conjunto de principios básicos y posibilidades de

\* Tema analizado en la XXI Reunión de Ministros, Río de Janeiro, Brasil, 12 y 13 de noviembre de 1990.

---

**L**a actual crisis del Medio Oriente ha ocasionado grandes implicaciones geopolíticas, económicas y sociales, tanto en los países industrializados como en los países en desarrollo. Cualquiera que sea la salida del presente conflicto, el mismo repercutirá seriamente en el mundo en general y en los países de América Latina y el Caribe, en particular

cooperación en materia petrolera en el corto, mediano y largo plazo, que pueden servir de fundamento para adoptar una decisión ministerial e igualmente impulsar acciones de coordinación regional entre OLADE y ARPEL.

#### **PRINCIPIOS BASICOS**

Se estima de conveniencia que la cooperación petrolera regional contemple los siguientes principios básicos:

- a) Reconocimiento de los costos de oportunidad a los países exportadores;
- b) Prioridad de abastecimiento a países importadores de la Región en igualdad de condiciones económicas; e,
- c) Impulso, a través de las empresas estatales de petróleo y/o las direcciones de hidrocarburos de cada país, de los convenios bilaterales de suministro de petróleo a largo plazo que consideren las realidades económicas, financieras y técnicas de los mercados internos de los países importadores.

#### **POSIBILIDADES PARA EL CORTO PLAZO**

**Aspectos comerciales.** Para incrementar el abastecimiento de hidrocarburos, es necesario fomentar las negociaciones de compra-venta entre las empresas petroleras de la Región. Sería recomendable promover contratos bilaterales de suministro que utilicen fórmulas de precio para amortiguar las variaciones u oscilaciones propias del mercado.

**Aspectos financieros.** En relación con la garantía de pago establecida en todo contrato de compra-venta de petróleo, se propone evaluar la posibilidad de reforzar el uso de los convenios de pagos recíprocos entre Bancos Centrales, en el marco de los acuerdos de la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI), en los países que ya lo tienen implementado y, considerar su aplicación, en aquellos casos en los que aún no se han desarrollado dichos convenios.

En lo referente a los términos de pago, sería deseable que los países importadores dispongan de créditos para el pago de sus compras de

crudo y derivados, otorgados por algunas de las empresas petroleras estatales latinoamericanas. Los plazos para este financiamiento podrían ser de 90 y 120 días contados a partir de la fecha de embarque y, a su vez, el interés podría estar referido en términos flotantes con las tasas internacionales.

Otra opción de financiamiento podría procurarse a través de alguna institución financiera intrarregional, que se encargaría de manejar una línea de crédito especializada, obtenida a través de la Banca Internacional de Fomento, facilitándose de esta manera las operaciones comerciales petroleras de los países importadores, que en la actualidad no tienen acceso a otras modalidades de financiamiento.

#### **POSIBILIDADES PARA MEDIANO Y LARGO PLAZO**

**Aspectos financieros.** Podría considerarse la creación de un esquema de protección financiera bilateral, ante situaciones coyunturales de las operaciones comerciales entre las partes. Complementariamente y acogiendo la recomen-



Aspecto de la Ceremonia de Inauguración de la XXI Reunión de Ministros de Energía de América Latina y El Caribe.  
 De izquierda a derecha: Dr. Wellington Moreira Franco, Gobernador del Estado de Río de Janeiro, Dr. Rubens Vaz da Costa, Secretario Nacional de Energía, Ministerio de Infraestructura de Brasil; Dr. Fernando Sánchez, Ministro de Energía y Minas de Perú y Presidente de la XX Reunión de Ministros; Dr. Ozires Silva, Ministro de Infraestructura de Brasil y Presidente de la XXI Reunión de Ministros; Ing. Celestino Armas, Ministro de Energía y Minas de Venezuela y Vicepresidente de la XXI Reunión de Ministros e Ing. Gabriel Sánchez Sierra, Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

dación adoptada por los Presidentes del Grupo de Río, en su reciente Reunión de Caracas, sería conveniente establecer instrumentos para que una porción del fondo estratégico de inversiones y fomento de la integración, conformado por el excedente generado por el incremento de los precios de las materias primas, pudiera ser utilizado financieramente para reducir el impacto económico y social de las fluctuaciones de los precios del crudo.

**Transporte petrolero.** Es conveniente efectuar una evaluación de los flujos de importación y exportación de crudos, derivados, minerales y carbón, y del tráfico intrarregional asociado, con miras a la búsqueda de su optimización. Los resultados de este trabajo, permitirán conocer las potencialidades de disminución de viajes de naves en lastre, reduciendo así el costo de fletes asociados.

**Infraestructura de refinación.** Se requiere analizar los flujos intrarregionales de importación y exportación de crudos y derivados, así como de sus especificaciones técnicas, tendientes a suscribir contratos

de procesamiento en aquellas refinerías con capacidad ociosa, o mediante "convenios swap" de intercambio de crudos y productos, en los cuales se podrían aprovechar las ventajas comparativas de calidad y transporte.

### OTRAS POSIBILIDADES DE COOPERACION EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Dentro de estas opciones se sugieren:

- a) Intensificar la exploración y explotación hidrocarbúrfera, utilizando en mayor medida la capacidad de las empresas de la Región y aprovechando el posible interés del mundo industrializado y en desarrollo, por incrementar las reservas petroleras en zonas que ofrezcan menores riesgos geopolíticos.
- b) Adoptar políticas tendientes a incentivar el uso eficiente de los derivados del petróleo y a propiciar un equilibrio en los patrones de consumo de los mercados internos; y,
- c) Promover el incremento de la participación de otros recursos

energéticos con miras a diversificar el balance energético en los países de la Región.

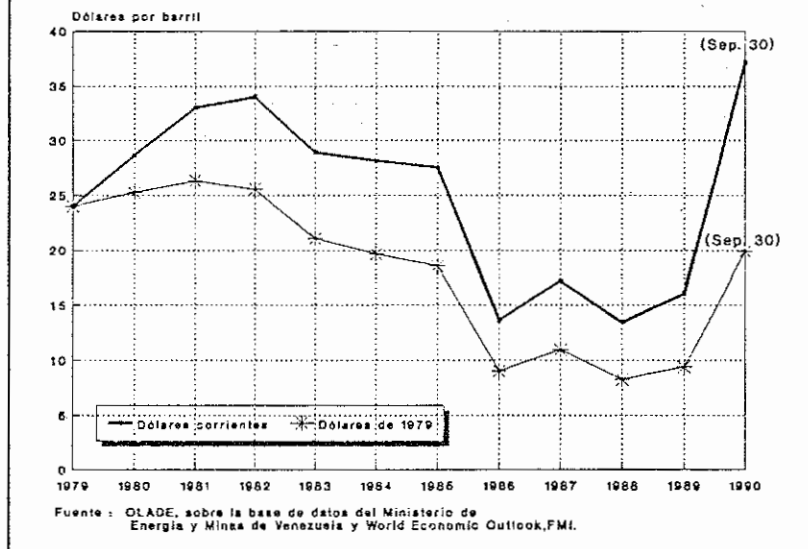
En la medida en que se concreten acciones de cooperación y mutua ayuda entre los Países Miembros de OLADE, se podrá asegurar un autoabastecimiento petrolero regional que disminuya la incertidumbre y cambiante expectativa, propias de la actual situación petrolera mundial.

## 1. CARACTERIZACION DEL CONFLICTO

### INTRODUCCION

**1.1** La actual crisis del Golfo, más que una situación de tipo energético, es fundamentalmente geopolítica, con obvias implicaciones económicas y sociales, tanto en los países industrializados como en los países en desarrollo sean éstos importadores o exportadores de

Figura No 1  
EVOLUCION DEL PRECIO PROMEDIO DEL CRUDO



**E**n la medida en que se concreten acciones de cooperación y mutua ayuda entre los Países Miembros de OLADE, se podrá asegurar un autoabastecimiento petrolero regional que disminuya la incertidumbre y cambiante expectativa, propias de la actual situación petrolera mundial.

petróleo. En tal sentido, se presentan seguidamente las características más relevantes del conflicto y las principales implicaciones y oportunidades para América Latina y el Caribe, que le brindan al sector energético la posibilidad de constituirse en el elemento dinamizador de la integración y cooperación regional, tal como lo fue en su oportunidad el carbón y el acero para la actual Europa Comunitaria.

#### ASPECTOS GEOPOLITICOS

1.2 Dentro del profundo conflicto ya existente en el mundo árabe, donde petróleo, religión y política son elementos inseparables, la evolución de la crisis en el Golfo se ha convertido en un elemento de gran repercusión geopolítica en la comunidad internacional.

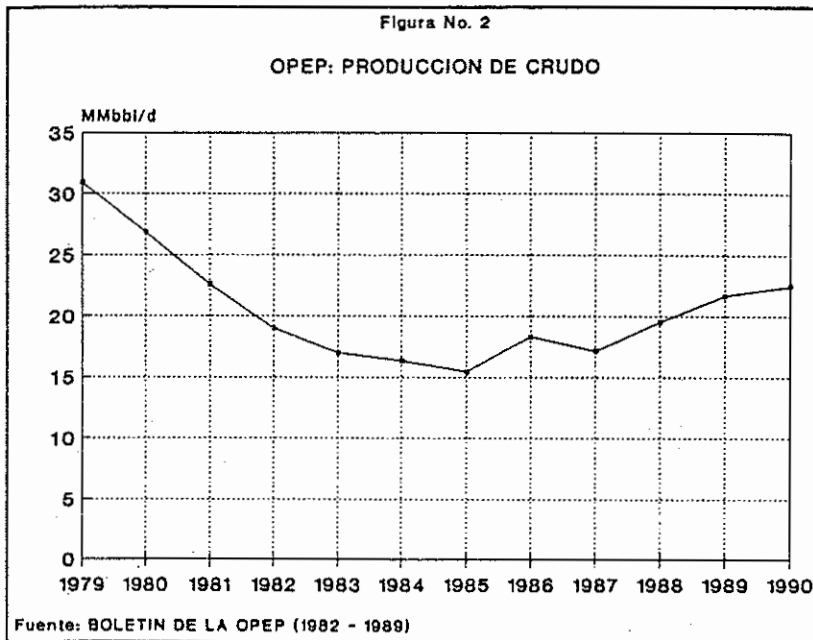
1.3 Ocho semanas después del inicio de la crisis se presentaron algunas perspectivas de solución, entre las que se podrían destacar: un diálogo directo entre las naciones en conflicto o eventualmente un acuerdo árabe. Cualquiera que sea

la salida al problema, la misma tendrá serias implicaciones para el mundo en general, para la Región Árabe y para América Latina y el Caribe.

#### ASPECTOS ENERGETICOS

1.4 En el caso de un conflicto bélico en el Golfo, saldrían del mercado internacional alrededor de 13 millones de bbl/d (producción de Arabia Saudita, Irán, Emiratos Arabes Unidos y Qatar), situación que podría agravarse de ocurrir una destrucción o daño en las instalaciones e infraestructura petrolera de esta Región, con lo cual sería inevitable un alza sin precedentes de los precios del crudo.

1.5 La OPEP ha dado una muestra de coherencia y alto sentido de responsabilidad en las resoluciones que ha adoptado, tal como se demuestra en el acuerdo de su última reunión de agosto de 1990, de mantener la cuota de producción fijada anteriormente. Sin embargo, la situación de conflicto entre algunos de sus países miembros, incide



negativamente en su fortaleza futura. Como ejemplo de las grandes variaciones del mercado, se puede citar la reducción en la renta petrolera de los países miembros de la OPEP, durante la década de los ochenta, la cual bajó de US\$430 mil millones en sus inicios a US\$110 mil millones en 1989, en términos de dólares de 1989, debido al comportamiento de los precios y las cuotas de producción durante esta década. (Ver figuras Nos. 1 y 2)

**1.6** Las existencias de petróleo (reserva estratégica) de los países industrializados, estimadas al 1o. de octubre de 1990, eran de 3510 millones de barriles de petróleo, equivalentes a 98 días de su consumo bruto. En otros términos, esta última cantidad sumada a su producción les permitirá un autoabastecimiento de cuatro años y medio, lo cual sería tiempo suficiente para incrementar la producción petrolera en áreas de menor riesgo.

**1.7** Antes del conflicto, la OPEP había fijado un techo de producción de 22.5 MMbbl/d. Debido

a la capacidad no utilizada y al exceso de oferta antes de la crisis (2.1 MMbbl/d), se pudo reemplazar la producción bloqueada a Irak-Kuwait (aproximadamente 4.5 MMbbl/d). Para finales de septiembre ya los países miembros de la OPEP, libres del embargo, alcanzaron una extracción de 22.1 MMbbl/d, de los cuales Arabia Saudita aportó adicionalmente 2.0 MMbbl/d y Venezuela 0.3 MMbbl/d. Este hecho demuestra que en el corto y mediano plazo, siempre y cuando no estalle la guerra, la demanda estará balanceada con la oferta.

**1.8** Los Estados Unidos de América (EEUU) es el principal comprador de Canadá, América Latina y del Oeste de África. La mayor proporción de petróleo producido en el Medio Oriente y en el Norte de África se dirige a Europa, Japón y al resto de Asia (Ver figura No. 3). Esta fuerte dependencia de los suministros provenientes del Medio Oriente hace que el mercado internacional del petróleo sea altamente sensible a cualquier aconte-

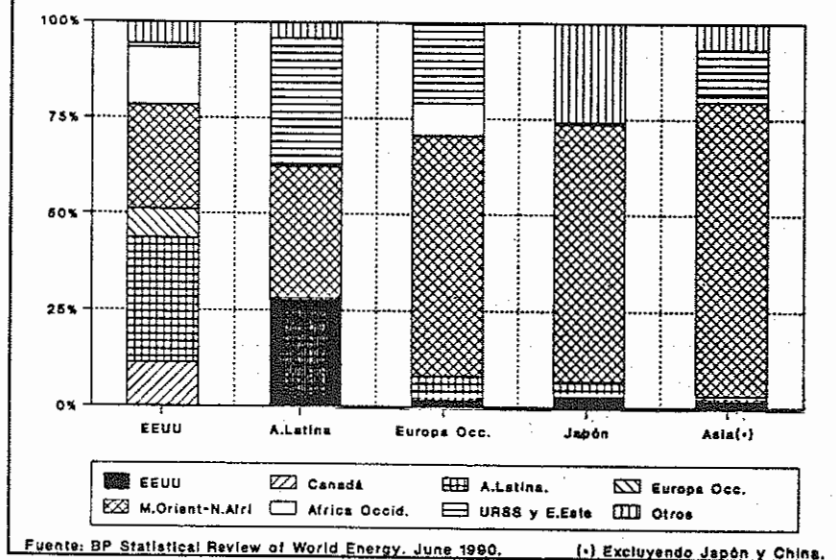
cimiento político-militar en el área, tal como la actual crisis del Golfo.

**1.9** Respecto a las Reservas in situ, su análisis tiene que ver mucho más con el largo plazo y con la evolución de la crisis. Sin embargo, es conveniente puntualizar los siguientes aspectos:

- De las reservas mundiales, estimadas en alrededor de 1 billón de barriles, aproximadamente el 66% se encuentra en el Medio Oriente.
- En América Latina y el Caribe solamente se encuentran el 11.4% de las reservas mundiales y su producción significa el 10.6% de la producción mundial.
- Cualquiera que sea la salida del actual conflicto, es evidente que el mundo industrializado tendrá que ponderar mejor su estrategia respecto al abastecimiento de petróleo; es decir, mantener una alta dependencia del Medio Oriente con precios bajos, o reducirla explorando y desarrollando campos petroleros en otras regiones del mundo.



Figura No. 3  
ORIGEN DE LAS IMPORTACIONES DE CRUDO  
Y DERIVADOS. 1989.



## ASPECTOS ECONOMICOS

### 1.10 Países Industrializados.

Si bien el impacto es importante, difícilmente se podría afirmar que aún en un escenario de precios de US\$30/bbl -obviamente sin desatarse la guerra abierta- las economías de los países industrializados vayan a sufrir un desastre. Los análisis realizados por agencias internacionales, hasta el momento, muestran impactos importantes aunque manejables en las economías mundiales más fuertes, por ejemplo: Los Estados Unidos sufriría un aumento en la inflación del 1.7% y una reducción del producto interno bruto del 0.2%, además de incrementar su ya abultado déficit en la cuenta corriente en cerca de US\$30000 millones adicionales; Japón 1.2% y 0.5% respectivamente, y Alemania 2.1% y 0.7%, aún cuando el gran excedente en la cuenta corriente de estos dos países les permitiría fácilmente absorber el costo adicional de las importaciones de petróleo.

1.11 Recientemente en una reunión extraordinaria del Grupo de los

Diez (Estados Unidos, Japón, Alemania, Reino Unido, Francia, Canadá, Italia, Holanda, Bélgica y Suecia), se señaló que a pesar de la crisis en el Golfo, sus economías crecerán en forma moderada con una expansión sostenida y vigorosa, lo cual garantizará el proceso de reducción de los desequilibrios en la balanza comercial.

1.12 Países en Desarrollo. Como es un postulado del mundo moderno, son estos países los que sufren con mayor impacto todas las crisis naturales, políticas o económicas; y en este caso, especialmente los países importadores de petróleo caracterizados por poseer economías débiles y/o en proceso de ajuste. Cualquier incremento en los precios del crudo podría llevarlos a hacer fracasar sus esfuerzos de recuperación económica. Por otra parte, son países que se encuentran sin "reservas estratégicas" y forzados a pagar de inmediato sus facturas petroleras. Un precio de US\$30/bbl para el conjunto de estos países, significaría un egreso adicional de

aproximadamente US\$26000 millones, a esto habría que agregar, el deterioro de los mercados y los precios de las materias primas, provenientes de los países en desarrollo.

1.13 En relación con el impacto sobre los países exportadores de petróleo, éstos coyunturalmente están siendo favorecidos por el aumento de los precios de crudo y de sus volúmenes de exportación, aunque corren el riesgo de que esta bonanza temporal pueda revertirse debido a la inestabilidad del mercado internacional.

## 2. REPERCUSIONES DE LA CRISIS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

### POSIBLES CAMBIOS EN EL MERCADO PETROLERO INTRARREGIONAL

2.1 A pesar de que América Latina y el Caribe produce 6.6 millones de barriles diarios de petróleo y sólo consume aproximadamente 4.4 millones, no existe un mercado regional autoabastecido. Por el contrario, la Región está fuertemente vinculada al mercado petrolero extrarregional a través de sus flujos de importación y exportación, tal como se observa en los Cuadros Nos. 1 y 2 (importa de fuera del área 1.2 millones de bbl/d y exporta 3.34 millones de bbl/d).

2.2 El 75% de las exportaciones extrarregionales de América Latina y el Caribe se dirigieron en 1989 hacia Estados Unidos (en 1981 sólo fue el 50%), el 15% a Europa Occidental y el resto hacia otras áreas;

CUADRO No 1  
IMPORTACIONES DE PETROLEO Y DERIVADOS  
EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE - 1989

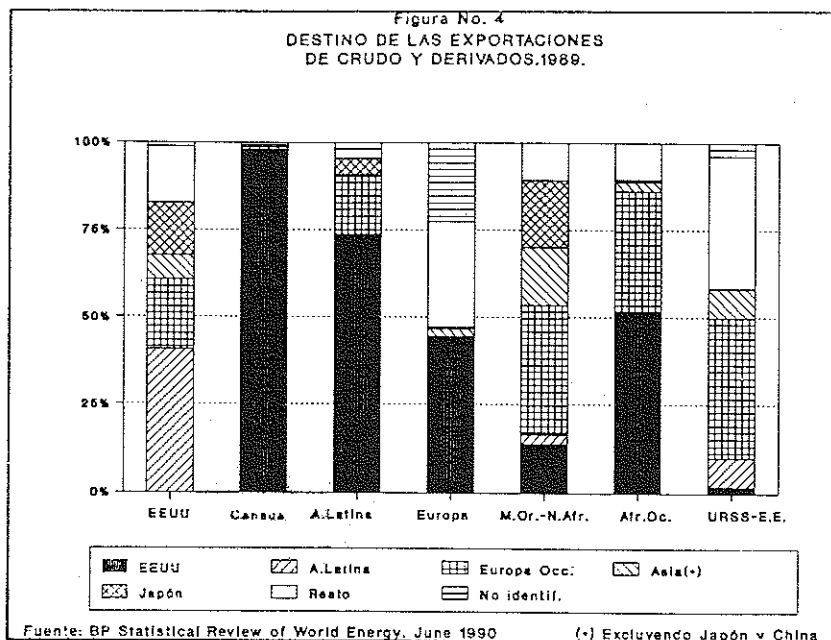
PAIS	VOLUMEN DE PETROLEO 10(3) bbl/d	VOLUMEN DE DERIVADOS 10(3) bbl/d	VOLUMEN TOTAL 10(3) bbl/d	PROCEDENTES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE		PROCEDENTES DEL RESTO DEL MUNDO	
				VOLUMEN 10(3) bbl/d	PORCENTAJE	VOLUMEN 10(3) bbl/d	PORCENTAJE
ARGENTINA	0.0	8.4	8.4	4.9	59	3.4	41
BARBADOS	2.8	4.4	7.3	7.3	100	0.0	0
BRASIL	599.9	76.4	676.3	6.8	1	669.6	99
COLOMBIA	0.0	25.6	25.6	21.8	86	3.8	14
COSTA RICA	13.4	7.4	20.9	19.8	95	1.0	5
CUBA (88)	174.0	97.3	271.3	0.0	0	271.3	100
CHILE	92.1	8.7	100.8	52.3	52	48.4	48
ECUADOR	0.0	7.5	7.5	2.1	31	5.4	69
EL SALVADOR	12.5	2.7	15.2	15.2	100	0.0	0
GREÑADA	0.0	1.1	1.1	0.9	82	0.2	18
GUATEMALA	12.3	13.4	25.7	7.7	30	18.0	70
GUYANA	0.0	6.8	6.8	6.8	100	0.0	0
HAITI	0.0	5.6	5.6	5.6	100	0.0	0
HONDURAS	9.1	7.0	16.2	16.2	100	0.0	0
JAMAICA	14.3	14.9	29.3	15.1	52	14.2	49
MEXICO	0.0	127.8	127.8	0.0	0	127.8	100
NICARAGUA	11.5	3.5	15.0	2.1	14	12.9	86
PANAMA	18.8	8.0	26.9	26.9	100	0.0	0
PARAGUAY	6.4	7.8	14.3	7.9	55	6.4	45
PERU	19.1	10.4	29.6	23.4	80	6.1	20
REPUBLICA DOMINICANA	37.7	21.3	59.0	59.0	100	0.0	0
SURINAME	0.0	9.1	9.1	9.1	100	0.0	0
TRINIDAD Y TOBAGO	5.2	3.5	8.7	5.2	64	3.5	36
URUGUAY	22.1	9.8	31.9	14.9	46	17.0	54
<b>TOTAL</b>	<b>1051.9</b>	<b>486.3</b>	<b>1540.2</b>	<b>331.1</b>		<b>1209.2</b>	

Fuente: OLADE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

CUADRO No 2  
EXPORTACIONES DE PETROLEO Y DERIVADOS  
EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE - 1989

PAIS	VOLUMEN DE PETROLEO 10(3) bbl/d	VOLUMEN DE DERIVADOS 10(3) bbl/d	VOLUMEN TOTAL 10(3) bbl/d	HACIA AMERICA LATINA Y EL CARIBE		HACIA EL RESTO DEL MUNDO	
				VOLUMEN 10(3) bbl/d	PORCENTAJE	VOLUMEN 10(3) bbl/d	PORCENTAJE
ARGENTINA	12.0	49.4	61.5	9.8	16	51.6	84
BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	100	0.0	0
BRASIL	0.0	130.9	131.0	19.6	15	111.3	85
COLOMBIA	170.2	70.9	241.1	64.9	27	176.8	73
COSTA RICA	0.0	2.6	2.6	2.5	95	0.1	5
CUBA	21.9	32.3	54.2	0.0	0	54.2	100
CHILE	0.0	3.7	3.7	2.7	84	1.1	16
ECUADOR	164.6	23.3	187.9	73.9	39	114.0	61
GUATEMALA	3.0	0.0	3.0	3.0	100	0.0	0
HONDURAS	0.0	0.7	0.7	0.7	100	0.0	0
JAMAICA	1.6	0.0	1.6	0.0	0	1.5	100
MEXICO	1317.9	79.5	1397.4	106.6	8	1291.3	92
PERU	1.0	41.7	42.7	4.7	11	38.0	89
SURINAME	1.2	0.0	1.2	1.2	100	0.0	0
TRINIDAD Y TOBAGO	75.1	60.0	135.1	63.9	47	71.3	53
VENEZUELA	1000.0	626.3	1626.3	142.3	9	1484.0	91
<b>TOTAL</b>	<b>2768.6</b>	<b>1121.5</b>	<b>3890.1</b>	<b>495.3</b>		<b>3394.8</b>	

Fuente: OLADE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)



CUADRO No 3  
EXPORTACIONES NETAS DE CRUDO Y DERIVADOS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

PAIS	EXPORTACIONES NETAS DE CRUDO Y DERIVADOS bbl/d (*)	INGRESOS ADICIONALES POR C/DOLAR DE INCREMENTO EN EL PRECIO DEL PETROLEO (MILLONES US\$ ANUALES) (**)
COLOMBIA	180.000	66
ECUADOR	200.000	73
MEXICO	1'300.000	474
TRINIDAD Y TOBAGO	100.000	36
VENEZUELA	2'100.000	766
<b>TOTAL</b>	<b>3'880.000</b>	<b>1415</b>

(\*) Suponiendo incrementos en la Producción, especialmente en el caso de Venezuela (500.000 b/d adicionales).

(\*\*) Los ingresos adicionales netos dependen de los contratos existentes o no con compañías privadas.

Fuente: OLADE-Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

mientras que sus importaciones de crudo y derivados para el mismo año se originaron, aproximadamente por partes iguales, del Medio Oriente y Norte de Africa, de la Unión Soviética y de los Estados Unidos (Ver figura No. 4).

**2.3** Las importaciones de petróleo de América Latina y el Cari-

be, provenientes del Medio Oriente, se dirigen principalmente al Brasil (antes del conflicto compraba a Irak 160 mil bbl/d, a Kuwait 30 mil y a Arabia Saudita 140 mil).

**2.4** En lo que respecta a los países del Istmo Centroamericano y a algunos del Caribe, netamente importadores, su suministro de pe-

tróleo procede de la Región (México, Trinidad y Tobago y Venezuela) y de los Estados Unidos. No así Cuba, cuyo abastecimiento ha sido en su totalidad de procedencia extracontinental.

**2.5** Ante los sucesos del Golfo, pueden ocurrir cambios en la inserción de América Latina y el Caribe en el mercado mundial. Por una parte, podría incrementarse el comercio intrarregional si los países importadores, como Brasil, deciden asegurar su abastecimiento adquiriendo más hidrocarburos en la Región. Por otra parte, la situación de Estados Unidos, por la repercusión del conflicto, puede generar presiones para aumentar los envíos de petróleo originados en América Latina, al tratar de sustituir en parte el 25% que adquieren en el Medio Oriente y el Norte de Africa.

## LOS EFECTOS ECONOMICOS DE LA CRISIS

**2.6 Países Exportadores de Petróleo** En este caso, el incremento de los precios tiene repercusiones favorables en el corto plazo, considerando la elevada incidencia de los ingresos petroleros en el balance de bienes. En los casos de Colombia, Ecuador, México, Trinidad y Tobago y Venezuela, el petróleo constituye aproximadamente el 25%, 30%, 40%, 70% y 87% respectivamente de sus ingresos por exportaciones de bienes. Cada dólar de incremento en los precios de exportación representa un ingreso adicional de más de US\$1400 millones para el conjunto de los cinco países exportadores de América Latina y el Caribe (Ver cuadro No. 3), siendo los más beneficiados Venezuela y México.

**2.7 Países Importadores de Petróleo** Los restantes 21 Países

Miembros de OLADE, en su enorme mayoría importadores netos, deberán realizar un esfuerzo económico adicional importante para hacer frente al aumento de sus facturas petroleras. En el cuadro No. 4 se muestra la incidencia relativa que sobre el balance de bienes de los países de la Región, tendría un aumento del precio del petróleo a US\$ 30/bbl. Tomando los casos de Brasil y Centroamérica, como ejemplos de países o subregiones más afectadas por la dimensión de sus importaciones en relación al tamaño y al estado de sus economías, se tiene que el primero disminuiría su superávit del balance de bienes en un 13%, mientras que los países del Istmo ampliarían sus déficit entre un 9% (El Salvador) y un 145% (Honduras, más que duplicaría su déficit en su comercio de bienes).

**D**entro del profundo conflicto ya existente en el mundo árabe, donde petróleo, religión y política son elementos inseparables, la evolución de la crisis en el Golfo se ha convertido en un elemento de gran repercusión geopolítica en la comunidad internacional

CUADRO No 4

INCIDENCIA DEL AUMENTO DE PRECIO DEL PETROLEO EN EL BALANCE DE BIENES (\*)

PAIS	IMPORTACION CRUDO Y DERIVADOS (ESTIM.)	INCREMENTO ANUAL POR C/DOLAR DE AUMENTO DE PRECIOS	REDUCCION SOBRE EL BALANCE DE BIENES CON EL CRUDO A US \$30 (bbl)
	10(3) bbl/d	US \$ MILLONES	%
BARBADOS	7.200	2.6	5
BRASIL	660.000	240.9	13
COSTA RICA	20.000	7.3	15
CUBA	260.000	94.9	39
CHILE	90.000	32.8	17
EL SALVADOR	15.000	5.5	9
GRENADA	1.200	0.4	2
GUATEMALA	25.000	9.1	20
GUYANA	6.000	2.1	14
HAITI	5.000	1.8	10
HONDURAS	16.000	5.8	145
JAMAICA	29.000	10.6	10
NICARAGUA	14.000	5.1	15
PANAMA	26.000	9.5	12
PARAGUAY	14.000	5.1	50
REP. DOMINICANA	58.000	21.2	20
SURINAM	9.000	3.3	36
URUGUAY	25.000	9.1	19

(\*) Se excluye Argentina, Bolivia y Perú, por cuanto son países que se autoabastecen.  
Fuente: OLADE. Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

2.8 Además de los efectos sobre el balance comercial y de pagos, las repercusiones sobre las finanzas públicas, los efectos inflacionarios y una caída en la tasa de crecimiento del producto interno bruto (PIB), serían inevitables y muy preocupantes para las economías de los países de América Latina y el Caribe importadores de petróleo. Estos impactos del aumento del precio del petróleo se ampliarían sensiblemente si se produce un desabastecimiento parcial que afecte a las actividades productivas, generándose una caída mayor del PIB.

### **3. LAS OPORTUNIDADES Y OPCIONES PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE**

3.1 Dentro de este crítico panorama, América Latina y el Caribe tiene una excelente oportunidad para convertir este estado de crisis, en un factor de cambio y fortalecimiento del sector energético, a través del reforzamiento del intercambio comercial. La existencia de OLADE, Organismo Regional integrado por 26 Países Miembros de América Latina y el Caribe, exportadores

e importadores de petróleo, permite a los mismos definir políticas y estrategias regionales dentro de un marco pluralista para superar situaciones que pueden comprometer la seguridad del abastecimiento energético regional.

3.2 América Latina y el Caribe cuenta con una importante dotación de recursos energéticos. No obstante esta realidad, la distribución desigual de dichos recursos y de sus respectivos consumos, muestra situaciones disímiles a nivel nacional y subregionales. Esto, lejos de verse como un problema, debe tomarse como una oportunidad de complementación, existiendo positivas experiencias en este campo.

3.3 A pesar de que América Latina y el Caribe es una Región fuertemente excedentaria, en lo que a la relación producción-consumo se refiere, muchos países recurren, al efectuar sus importaciones, a proveedores ubicados fuera de la Región, de los cuales les separan considerables distancias y fletes, en base a acuerdos de intercambio comercial que exceden lo meramente energético. Un rápido análisis induce a pensar que el sistema latinoamericano de comercio exterior de hidrocarburos dista en forma considerable de encontrarse en un punto satisfactorio y, en consecuencia, se podría afirmar que será viable intentar un aporte en la mejora y

en la optimización de este sistema por la vía de la cooperación y del intercambio entre los países de la Región.

3.4 El comercio petrolero intrarregional como actividad económica, tiene un gran peso estratégico y una apreciable incidencia cuantitativa sobre los países de América Latina y el Caribe. Una noción aproximada de esta dimensión económica, puede darlo el hecho de que la importación de petróleo y derivados procedentes de la Región en el año de 1989, valorizada a un precio de US\$30 por barril, representa un desembolso de US\$3600 millones.

3.5 La actual crisis reafirma, entonces, la necesidad de impulsar un nuevo orden petrolero internacional, basado en el diálogo, cooperación y concertación entre exportadores e importadores, en el ámbito regional, continental y mundial.

### **POSIBLES MECANISMOS DE COOPERACION EN COMERCIALIZACION PETROLERA**

3.6 Con base en los anteriores planteamientos, la Secretaría Permanente presenta a consideración de la XXI Reunión de Ministros de OLADE, un conjunto de principios y elementos que pueden servir como fundamento para adoptar una Decisión en el seno de dicha reunión, con miras a propiciar la cooperación en

# *La actual crisis reafirma, entonces, la necesidad de impulsar un nuevo orden petrolero internacional, basado en el diálogo, cooperación y concertación entre exportadores e importadores, en el ámbito regional, continental y mundial*

el campo de la comercialización petrolera en el corto, mediano y largo plazo. Asimismo, y con el fin de aunar esfuerzos para impulsar acciones que eventualmente se definan a nivel regional, será deseable mantener una estrecha cooperación entre OLADE y ARPEL como organismos regionales de la integración energética.

## **PRINCIPIOS BASICOS**

**3.7** Los mecanismos de acción que se puedan impulsar para el desarrollo de un programa de cooperación comercial petrolero en la Región, deberían contemplar algunos principios básicos que aseguren, tanto a los exportadores como a los importadores, condiciones objetivas y realistas de comercialización que reconozcan los beneficios e intereses económicos de ambas partes.

**3.8 Reconocimiento de costos de oportunidad a los exportadores.** Como principio fundamental, se deberá reconocer el precio de referencia a nivel del mercado internacional, a fin de que los países exportadores no se vean afectados económicamente.

**3.9 Prioridad de abastecimiento a importadores de la Región en igualdad de condiciones económicas.** Partiendo de la premisa de aceptar costos de oportunidad, que supone igualdad de

condiciones económicas para la negociación petrolera por parte de los países exportadores, convendría que éstos, como principio recíproco, otorguen prioridad al abastecimiento regional de crudos y derivados.

**3.10 Impulso a los convenios bilaterales.** Los esquemas que se desarrollen para incrementar el intercambio comercial petrolero en la Región, deberán considerar las distintas características de los mercados internos de cada país, las alternativas de abastecimiento, los sistemas de refinación, las posibilidades de sustitución, la situación económica-financiera y la logística del abastecimiento. En este contexto, se hace necesario incentivar entre los países los convenios bilaterales de suministro a largo plazo, los cuales deberían ser impulsados e implementados, preferencialmente, a través de las empresas petroleras estatales o de las direcciones de hidrocarburos de cada país.

## **POSIBILIDADES PARA EL CORTO PLAZO**

**3.11 Aspectos comerciales.** Con el dinamismo característico de las bolsas de mercados a futuro, el precio del petróleo ha adquirido una gran volatilidad por el sinnúmero de transacciones que se efectúan en esta clase de mercados, muchas de las cuales corresponden a operacio-

nes de especulación. El precio del petróleo se ve entonces fuertemente afectado por esta variabilidad y su fijación a corto plazo conlleva un alto riesgo de cambio.

**3.12** Con el objeto de reflejar la alternativa de mercado del país productor y la necesaria estabilidad de precios que requieren tanto los países importadores como los exportadores, las fórmulas de precios que se establezcan en los convenios bilaterales, deberán considerar mecanismos y/o fórmulas de amortiguación para atenuar la variación de los precios.

**3.13 Aspectos financieros.** En todo contrato de compra-venta de petróleo, se establecen los términos de pago (plazo y condiciones de financiamiento si las hubiere) y la garantía de que el vendedor lo recibirá en el plazo y monto acordado. Respecto a la garantía de pago, la forma normal de operar es a través de una carta de crédito que el comprador abre en un Banco comercial para garantizar su pago al vendedor; el Banco, por su parte, cobra una comisión más los gastos por el riesgo que toma.

**3.14** En la Región, se han desarrollado otros mecanismos como los **convenios de pago recíprocos entre Bancos Centrales, dentro del marco de los acuerdos de ALADI.** Estos convenios permiten reducir significativamente los tras-

---

pasos de divisas entre los países, cada vez que se produce una operación de comercio exterior. Para ello, los Bancos Centrales mantienen una cuenta corriente de la balanza comercial entre los dos países y solamente cada 120 días efectúan la transferencia neta de divisas de acuerdo al saldo de ese período. Con base en este esquema, sería conveniente evaluar la posibilidad de reforzar o ampliar el uso de este mecanismo entre los países que ya lo tienen implementado (por ejemplo: Chile-Venezuela y Chile-Argentina); y/o considerar su aplicación en aquellos casos en los que aún no se han desarrollado.

**3.15** Esta modalidad de pago constituye un ahorro efectivo a nivel país, por cuanto disminuye la transferencia de divisas. Sin embargo, para los países exportadores con una balanza comercial bilateral con saldo positivo, puede resultar problemático el recibir el saldo neto de divisas cada 120 días. Desde el punto de vista de las empresas petroleras que realizan la transacción no existe crédito, ya que la Entidad que exporta recibe el pago en el plazo indicado, pero en la moneda de su país.

**3.16** En cuanto a los términos de pago, sería deseable que los países importadores dispongan de un crédito

**para el pago de las compras de crudos y derivados**, dada la incidencia que tiene la factura petrolera en las economías de estos países. Actualmente, en el mercado petrolero internacional, algunas de las grandes compañías transnacionales ofrecen financiamiento, el cual gestionan a través de Bancos comerciales; en tanto que algunas de las grandes empresas petroleras estatales latinoamericanas lo ofrecen con recursos propios.

**3.17** El costo de este financiamiento normalmente está referido en términos flotantes con la tasa LIBOR (Tasa Interbancaria que pagan los Bancos europeos) o el Prime Rate (Estados Unidos de Norteamérica), con un recargo variable que depende de las condiciones del mercado y de la exposición de riesgo correspondiente al país que efectúa la importación de petróleo. Los plazos son variables, entre 90 y 120 días después de la fecha de embarque, mientras la condición de pago normal del mercado petrolero internacional es a 30 días del embarque.

**3.18** Líneas de crédito especializadas que puedan ser manejadas por instituciones financieras intrarregionales existentes. Lo que permitiría utilizar esta clase de entidades en lugar de los bancos comer-

ciales, habitualmente requeridos por las empresas transnacionales, tomando el riesgo de pago del país importador, en caso de que la negociación bilateral así lo establezca. Las transacciones a través de este intermediario financiero, facilitarían el comercio petrolero intrarregional de los países exportadores, con aquellos importadores que actualmente no tienen acceso a este tipo de financiamiento.

### **POSIBILIDADES PARA EL MEDIANO Y LARGO PLAZO**

**3.19 Aspectos financieros.** Al adoptarse bilateralmente mecanismos de fijación de precios bajo el concepto de "franja o banda de precios", existe la posibilidad de que las partes acuerden crear un fondo de financiamiento con los aportes realizados por el importador, cuando el precio de mercado supere al valor techo fijado, y por el exportador, cuando se ubique por debajo del valor piso. Este fondo sería utilizado como un esquema de protección financiera ante situaciones coyunturales de las partes, únicamente para el financiamiento de las operaciones comerciales.

**3.20 Transporte petrolero.** El transporte marítimo de una gran parte de las importaciones de petróleo de Latinoamérica y el Caribe se

CUADRO No 5

CAPACIDAD DE REFINACION Y CONSUMO DE DERIVADOS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE

PAIS	CAPACIDAD DE REFINACION 10(3) bbl/d	CONSUMO INTERNO 10(3) bbl/d
ARGENTINA	728.00	422.89
BARBADOS	2.00	52.72
BOLIVIA	45.30	24.03
BRASIL	1516.00	1105.74
COLOMBIA	223.80	178.24
COSTA RICA	15.00	17.13
CUBA	120.00	216.26
CHILE	117.00	121.67
ECUADOR	146.00	88.00
EL SALVADOR	17.00	13.79
GRENADA	-	0.81
GUATEMALA	16.00	23.93
GUYANA	-	8.72
HAITI	-	5.68
HONDURAS	14.00	17.54
JAMAICA	34.20	39.95
MEXICO	1514.00	1429.06
NICARAGUA	15.00	12.07
PANAMA	100.00	15.92
PARAGUAY	7.50	13.69
PERU	189.00	115.70
REP. DOMINICANA	47.00	45.52
SURINAM	-	8.11
TRIN. Y TOBAGO	305.00	16.22
URUGUAY	40.00	30.11
VENEZUELA	1201.00	396.83
<b>TOTAL</b>	<b>6413.00</b>	<b>4421.33</b>

Fuente: OLADE, Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

efectúa por compañías navieras estatales y privadas de los países de la Región. Una evaluación de los flujos de importación y exportación, así como del tráfico petrolero intra-regional, permitiría detectar oportunidades y posibilidades de coordinación y combinación de transportes, con el fin de optimizar el uso de las naves, disminuyendo los viajes en lastre y reduciendo el costo de fletes asociados.

**3.21** Como complemento al análisis del tráfico petrolero de la Región, sería conveniente incluir el tráfico de otro tipo de carga como minerales y carbón, las cuales pueden combinarse con el petróleo, mediante el uso de naves especializadas y capacitadas para llevar indistintamente este tipo de carga. Surgirían así posibilidades y oportunidades de coordinación y combinación de transporte que deberían impulsarse, mediante el desarrollo de negociaciones bilaterales o sub-regionales, entre aquellos países involucrados en los tráficos que presenten altas ventajas comparativas.

**3.22 Infraestructura de refinación.** La actual capacidad instalada de refinación en Latinoamérica y el Caribe (6.4 millones de barriles diarios) excede con creces al consumo interno de derivados (4.4 millo-

nes de barriles diarios). Aparentemente, los mayores excedentes están concentrados en Argentina, Brasil, Trinidad y Tobago y Venezuela; desde donde se genera un flujo considerable de exportaciones de productos (Ver cuadro No. 5). Asimismo la capacidad de conversión del sistema de refinación de la Región es muy heterogénea, encontrándose refineries de baja conversión como en Centroamérica, hasta refineries de conversión profunda como las de Venezuela.

**3.23** En consecuencia, el análisis

de los flujos intra-regionales de importación y exportación de productos, permitiría identificar puntos en los cuales podría optimizarse la operación de algunas refineries, a través de **contratos de procesamiento**, en aquellas con capacidad ociosa, o mediante "convenios swap" (permutas de crudo por productos), en los cuales se podrían aprovechar ventajas de calidad y transporte.

**3.24** Estos convenios se volverán más viables en la medida en que no existan diferencias apreciables



---

en las especificaciones de los productos, en los países involucrados en dichas negociaciones. Resultaría, por tanto, de gran utilidad realizar una evaluación de estos criterios, tendiente a disminuir las diferencias de las especificaciones de productos entre los países del área.

### **OTROS MECANISMOS DE COOPERACION A MEDIANO Y LARGO PLAZO**

**3.25 Exploración y explotación petrolera.** Es conveniente intensificar la explotación y desarrollo hidrocarburífero en la Región, cuyas cuencas sedimentarias están aún poco exploradas, y aprovechar el

posible interés del mundo industrializado, al querer reducir su dependencia del Medio Oriente. De igual forma, será de conveniencia facilitar y dar a conocer a las empresas petroleras públicas y privadas de América Latina y el Caribe, las oportunidades de exploración en cada uno de los países de la Región.

**3.26 Eficiencia en el uso de la energía.** Los actuales patrones de utilización de la energía a nivel de consumidor final, en particular de combustibles, demuestran la necesidad de adoptar políticas dirigidas a promover el uso eficiente de derivados del petróleo y equilibrar el mercado interno, se sugiere por lo

tanto establecer metas nacionales de ahorro y de eficiencia de energía que correspondan a estrategias económicas y de inversión, que deben ser monitoreadas permanentemente con el ánimo de medir sus logros y cumplimiento de objetivos.

**3.27 Adecuación del balance energético.** Se debe buscar la diversificación del balance energético en los países de la Región, a fin de reducir la excesiva dependencia del petróleo, tratando de incrementar la participación de otros energéticos como el gas natural, el carbón mineral y la electricidad.

# WORLD OIL SITUATION: IMPLICATIONS AND OPPORTUNITIES FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN\*

## EXECUTIVE SUMMARY

The current Gulf crisis has major geopolitical, economic, and social implications for both industrialized and developing countries. Whatever the outcome of the present conflict, it will have serious repercussions for the world as a whole and the countries of Latin America and the Caribbean in particular.

Energywise, the constant instability of the international petroleum market and the pressing need to ensure supply have again been ratified. As a result of the crisis, the average price of crude oil has varied widely, rising over US\$30 per barrel. Moreover, some 4.5 million bbl/d were unexpectedly removed from the world market, to be replaced by production increases by the largest producers. Nevertheless, the world supply would be seriously affected in the

event that war breaks out. This would inevitably deepen the crisis and create an unprecedented increase in crude-oil prices.

Oil importing developing countries have been severely affected by crude oil price increases during these last months, in view of their economies' weak capacity to react to such international phenomena or impacts. In Latin America and the Caribbean, for oil importing countries, an increase per barrel would increase oil bills and therefore decrease their trade balance. This would further burden their already hard-hit economies, accelerating inflation and eroding per capita income, in the context of the already alarming rates of critical poverty observed in the Region.

Although chance has favored the oil exporting countries by the price and export volume increases, the truth is that the instability and uncertainty of the international petroleum market could reverse this apparent transitory boom, with serious implications for the future

of their economies.

The current crisis, therefore, reasserts the need to foster a new international energy order based on dialogue, cooperation, and concerted actions among exporters and importers, at the regional, continental and world levels.

In spite of the seriousness of the crisis, Latin America and the Caribbean have a great opportunity to turn it into a factor to change and strengthen the energy sector, through its energy potential and the possibilities for cooperation, as a means of ensuring the Region's self-supply.

In this connection, the Permanent Secretariat submits for consideration by the XXI Meeting of Ministers of OLADE a group of basic principles and possibilities for petroleum cooperation in the short, medium and long term, which may be used as ground for the Ministers to adopt a decision and also support regional coordination actions between OLADE and ARPEL.

\* Subject analyzed by the XXI Meeting of Ministers, Rio de Janeiro, Brazil, November 12-13, 1990.

---

*The current Gulf crisis has major geopolitical, economic, and social implications for both industrialized and developing countries. Whatever the outcome of the present conflict, it will have serious repercussions for the world as a whole and the countries of Latin America and the Caribbean in particular.*

#### **BASIC PRINCIPLES**

Regional petroleum cooperation must include the following basic principles:

- a) Recognition of opportunity costs for exporting countries;
- b) Priority to supplying importing countries from the Region, under equal economic conditions; and
- c) Promotion of long-term bilateral petroleum supply agreements, through each country's state oil company and/or hydrocarbons directorate, that take into account the economic, financial, and technical realities of the importing countries.

#### **SHORT-TERM POSSIBILITIES**

**Commercial aspects.** In order to increase the supply of oil, negotiations for the sale and purchase of oil between the Region's oil companies should be fostered. It is advisable to promote bilateral supply contracts that will use pricing formulas to buffer the variations and

oscillations inherent to the market.

**Financial aspects.** In regard to the payment guarantee established in all petroleum sale contracts, it may be possible to reinforce the use of reciprocal payments between Central Banks, within the framework of Latin American Integration Association (ALADI) agreements (in those countries with such arrangements in place) or to apply them where they have not yet been developed.

As for payment terms, importing countries should have credit to pay for crude oil and derivative purchases, granted by some Latin American state petroleum companies. The time periods for such financing could be 90 and 120 days after the shipment date, at floating interest according to international rates.

Another financing option could be arranged through some intra-regional financing institution, with a specialized line of credit obtained

through international development banks. This would facilitate petroleum trade operations for importing countries without access at present to other modes of financing.

#### **MEDIUM-TERM AND LONG-TERM POSSIBILITIES**

**Financial aspects.** A bilateral financial protection scheme could be created as a hedge against unforeseen developments in commercial operations between parties. As a complement to this and according to the recommendation adopted by the Presidents of the Rio Group at their recent Caracas Meeting, it would be convenient to establish mechanisms so that a portion of the strategic fund for investments and the promotion of integration, which consists of the surplus generated by the increase in prices for raw materials, could be used financially to reduce the economic and social impact of oil



View of the opening ceremony of the XXI Meeting of Ministers of Energy of Latin America and the Caribbean.

From left to right: Wellington Moreira Franco, Governor of the State of Rio de Janeiro; Rubens Vaz da Costa, National Energy Secretary, Brazil; Fernando Sanchez, Minister of Energy and Mines of Peru and Chairman of the XX Meeting of Ministers; Ozires Silva, Minister of Infrastructure of Brazil and Chairman of the XXI Meeting of Ministers; Celestino Armas, Minister of Energy and Mines of Venezuela and Vice-president of the XXI Meeting of Ministers and Gabriel Sanchez Sierra, Executive Secretary of the Latin American Energy Organization (OLADE).

price fluctuations.

**Petroleum transport.** An evaluation of the flows of import and export of crude oil, derivatives, ores and coal, and the associated intra-regional traffic would help to optimize such flows. The results of this study would reveal potential for decreasing ballast voyages of ships, thus reducing related shipping costs.

**Refining infrastructure.** Intra-regional crude oil and derivative import and export flows, as well as their technical specifications, must be analyzed in order to sign processing contracts in those refineries with idle capacity or "swap agreements" to barter crude oil for products. This would offer comparative advantages in quality and transport.

#### **OTHER POSSIBILITIES FOR MEDIUM-TERM AND LONG-TERM COOPERATION.**

Among these options, it is suggested:

- a) To intensify hydrocarbon exploration and exploitation, by more fully using the capacity of the Region's companies and tapping possible industrialized and developing world interest in enhancing oil reserves in those areas that present lower geopolitical risks;
- b) To adopt policies to promote efficient use of petroleum derivatives and balanced domestic market consumption patterns; and
- c) To promote increased participation of other energy resources with a view to diversifying the energy balance in countries of the Region.

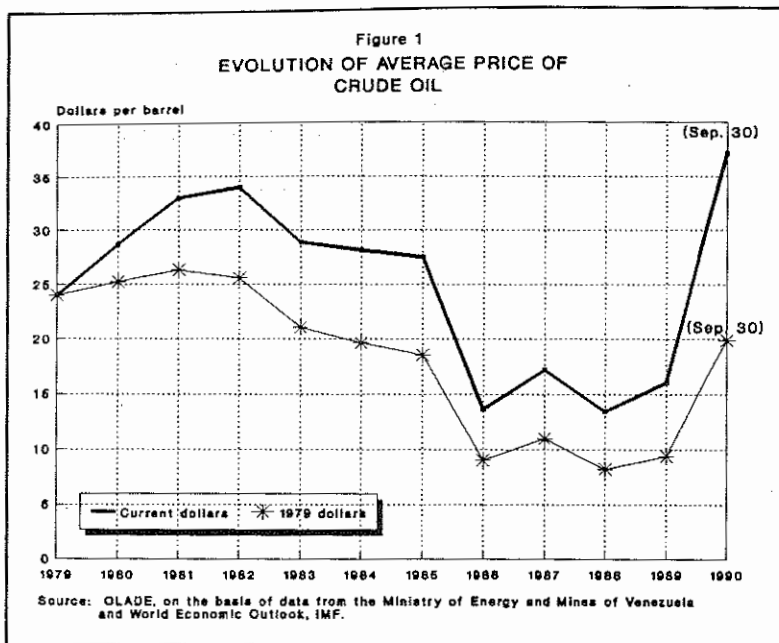
To the extent that actions of cooperation and mutual assistance materialize among OLADE Member Countries, the Region's petroleum self-supply will be ensured, thereby reducing the uncertainty and changing expectations inherent to the current world petroleum situation.

## **1. A CHARACTERIZATION OF THE CONFLICT**

### **INTRODUCTION**

**1.1** The current Gulf crisis, rather than energy-based, is fundamentally geopolitical, with obvious social and economic implications, for both industrialized and developing countries, whether oil importers or exporters. This paper presents the major characteristics of the conflict and its principal implications and opportunities for Latin America and the Caribbean, which offer the energy sector the opportunity to become a driving force of regional integration and cooperation, just as coal and steel helped forge the present-day European Community.

**T**o the extent that actions of cooperation and mutual assistance materialize among OLADE Member Countries, the Region's petroleum self-supply will be ensured, thereby reducing the uncertainty and changing expectations inherent to the current world petroleum situation.



### GEOPOLITICAL FACTORS

1.2 Within the profound conflict already existing in the Arab world, where oil, religion, and politics are inseparably mixed, the evolution of the Gulf crisis has become an element with great geopolitical repercussions in the international community.

1.3 Eight weeks after the crisis began, a number of possible solutions appeared, including a direct dialogue between the nations in conflict or eventually an Arab agreement. Whatever the outcome, it will have serious implications for the world as a whole, for the Arab Region, and for Latin America and the Caribbean.

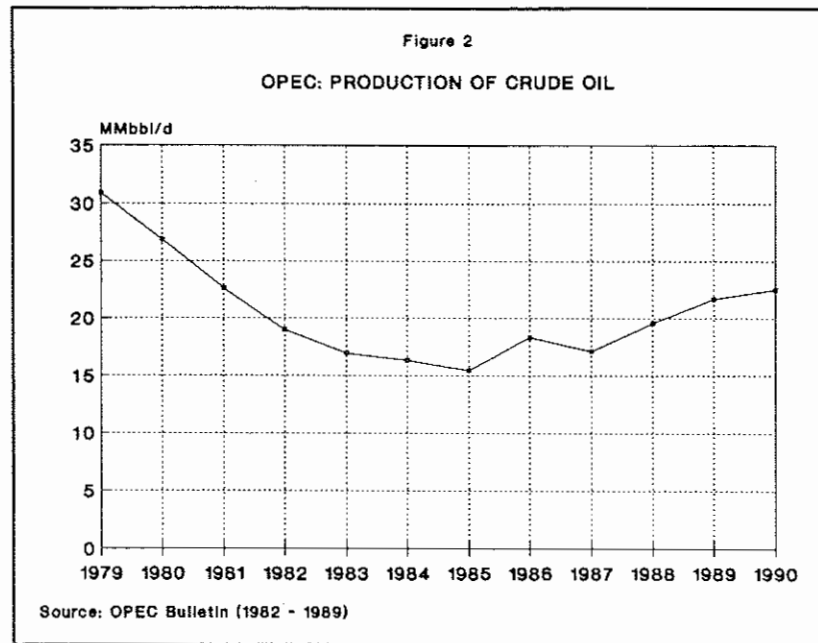
### ENERGY-RELATED FACTORS

1.4 In the event of an armed conflict in the Gulf, some 13 million bbl/d of oil would no longer reach the international market (the production of Saudi Arabia, Iran, the United Arab Emirates, and Qatar). This situation could become

even more serious if that Region's petroleum installations or infrastructure were damaged or destroyed, which would inevitably result in an unprecedented increase in crude-oil prices.

1.5 OPEC has set an example of coherence and a high sense of responsibility in the resolutions that it has adopted, as shown in the decision from its last meeting (August 1990) to maintain the production quota set previously. Nevertheless, the situation of conflict among some of its member countries erodes its future strength. As an example of major price variations, OPEC member country oil earnings dropped during the eighties, from US\$430 billion in the early eighties to US\$110 billion in 1989 (in terms of 1989 dollars), due to price and production quota performance in that decade (Figures 1 and 2).

1.6 Industrialized countries' petroleum stockpiles (strategic reserves) were estimated at 3.51 billion barrels of oil as of October 1,



1990: the equivalent of 98 days of gross consumption. In other words, they have enough oil to complement their own production and thus cover their needs for over four and one half years, ample time to increase petroleum production in less risky areas.

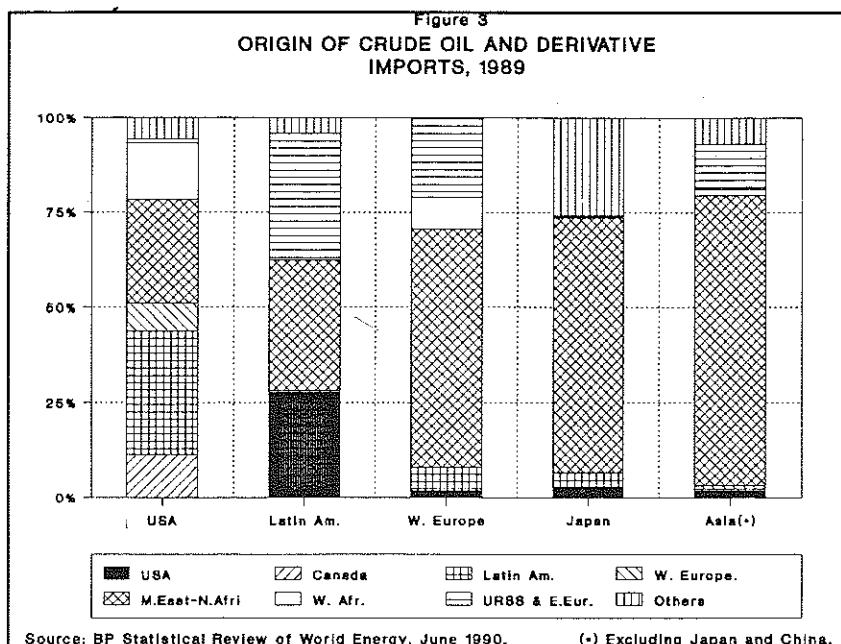
**1.7** Prior to the conflict, OPEC had set a production ceiling of 22.5 Mbbl/d. The Iraq-Kuwait production that is blocked (about 4.5 million barrels/day) has been compensated for by the unused capacity and pre-crisis surplus production (2.1 Mbbl/d). By late September, the OPEC member countries unencumbered by the embargo extracted a total of 22.1 Mbbl/d, of which Saudi Arabia contributed an additional 2 Mbbl/d and Venezuela another 0.3 Mbbl/d. This demonstrates that, in the short and medium term, supply and demand will be balanced, provided war does not break out.

**1.8** The United States of America (USA) is the major buyer for Canada, Latin America, and West

Africa. Most Middle East and North African oil production goes to Europe, Japan, and the rest of Asia (Figure 3). This heavy dependence on oil supplies from the Middle East makes the international petroleum market highly sensitive to any political or military occurrence in the area, such as the current Gulf crisis.

**1.9** As for reserves (underground), they must be analyzed more in terms of long-range effects and according to how the crisis evolves, but the following points may be made:

- . Of the world's estimated one trillion barrels of oil reserves, about 66% are in the Middle East.
- . Latin America and the Caribbean account for only 11.4% of world reserves and 10.6% of world production.
- . Regardless of the current conflict's outcome, the industrialized world will evidently have to improve its oil-supply strategy, maintaining



either high Middle-East dependence at low prices or reducing this dependence by exploring and developing oilfields in other regions of the world.

## ECONOMIC FACTORS

### 1.10 Industrialized countries.

Although they feel the pinch, even a scenario of US\$30/bbl could hardly presage disaster for them (as long as open war is avoided). Analyses made to date by international agencies show significant but manageable impacts on the world's strongest economies. For instance, the United States would see inflation rise by 1.7% and its gross domestic product (GDP) drop by 0.2%; the respective figures for Japan would be 1.2% and 0.5%, and for Germany 2.1% and 0.7%. Moreover, the US would see its already hefty current account deficit increase by nearly 30 billion dollars, whereas Japan and

Germany's trade surpluses would enable them to easily absorb the additional cost of oil imports.

**1.11** Recently, a special meeting of the Group of Ten (USA, Japan, Germany, UK, France, Canada, Italy, Holland, Belgium, and Sweden) concluded that, despite the Gulf crisis, their economies will grow moderately, with steady, vigorous expansion, which will guarantee the process of reducing trade balance disequilibriums.

**1.12** **Developing countries.** It is axiomatic in the modern world that developing countries suffer the most in all natural, political, or economic crises; this is especially true for oil importing countries, which often have weak economies and/or adjustment measures under way. Any increase in oil prices may frustrate their efforts aimed at economic recovery. Moreover, these countries have no "strategic reserves" and must pay their oil bills

cash. A price of US\$30/bbl would mean an additional outlay of approximately US\$26 billion for these countries as a group, in addition to deteriorating markets and increased prices for raw materials imported from developing countries.

**1.13** As for the impact on oil exporting countries, they are at present being favored by the increase in crude-oil prices and in their export volumes, although they run the risk of seeing this temporary boom reversed, due to the instability of the international market.

## 2. REPERCUSSIONS OF THE CRISIS IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

### POSSIBLE CHANGES IN THE INTRA-REGIONAL PETROLEUM MARKET

**2.1** Although Latin America and the Caribbean produce 6.6 million bbl/d of petroleum and consume only about 4.4 million, the regional market does not supply itself. On the contrary, the Region is closely linked to the international petroleum market through import-export flows, as shown in Tables 1 and 2 (it imports some 1.2 million bbl/d from outside the Region and exports 3.34 million bbl/d).

**2.2** In 1989, 75% of extra-regional exports from Latin America and the Caribbean went to the United States (it was only 50% in 1981), 15% to Western Europe and the rest elsewhere, whereas the Region's imports of crude oil and derivatives were about evenly divided among

TABLE 1

IMPORTS OF PETROLEUM AND DERIVATIVES  
IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN - 1989

COUNTRY	VOLUME OF OIL 10 <sup>3</sup> bbl/d	VOLUME OF DER- IVATIVE 10 <sup>3</sup> bbl/d	TOTAL VOLUME 10 <sup>3</sup> bbl/d	FROM LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN		FROM THE REST OF THE WORLD	
				VOLUME 10 <sup>3</sup> bbl/d	PERCENTAGE	VOLUME 10 <sup>3</sup> bbl/d	PERCENTAGE
ARGENTINA	0.0	8.4	8.4	4.9	59	3.4	41
BARBADOS	2.8	4.4	7.3	7.3	100	0.0	0
BRAZIL	599.9	76.4	676.3	6.8	1	669.6	99
COLOMBIA	0.0	25.6	25.6	21.8	86	3.8	14
COSTA RICA	13.4	7.4	20.9	19.8	95	1.0	5
CUBA (88)	174.0	97.3	271.3	0.0	0	271.3	100
CHILE	92.1	8.7	100.8	52.3	52	48.4	48
ECUADOR	0.0	7.5	7.5	2.1	31	5.4	69
EL SALVADOR	12.5	2.7	15.2	15.2	100	0.0	0
GRENADA	0.0	1.1	1.1	0.9	82	0.2	18
GUATEMALA	12.3	13.4	25.7	7.7	30	18.0	70
GUYANA	0.0	6.8	6.8	6.8	100	0.0	0
HAITI	0.0	5.6	5.6	5.6	100	0.0	0
HONDURAS	9.1	7.0	16.2	16.2	100	0.0	0
JAMAICA	14.3	14.9	29.3	15.1	52	14.2	49
MEXICO	0.0	127.8	127.8	0.0	0	127.8	100
NICARAGUA	11.5	3.5	15.0	2.1	14	12.9	86
PANAMA	18.8	8.0	26.9	26.9	100	0.0	0
PARAGUAY	6.4	7.8	14.3	7.9	55	6.4	45
PERU	19.1	10.4	29.6	23.4	80	6.1	20
DOMINICAN REPUBLIC	37.7	21.3	59.0	59.0	100	0.0	0
SURINAME	0.0	9.1	9.1	9.1	100	0.0	0
TRINIDAD & TOBAGO	5.2	3.5	8.7	5.2	64	3.5	36
URUGUAY	22.1	9.8	31.9	14.9	46	17.0	54
<b>TOTAL</b>	<b>1051.9</b>	<b>488.3</b>	<b>1540.2</b>	<b>331.1</b>		<b>1209.2</b>	

Source: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE).

TABLE 2

EXPORTS OF PETROLEUM AND DERIVATIVES  
IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN - 1989

COUNTRY	VOLUME OF OIL 10 <sup>3</sup> bbl/d	VOLUME OF DER- IVATIVES 10 <sup>3</sup> bbl/d	TOTAL VOLUME 10 <sup>3</sup> bbl/d	TO LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN		TO THE REST OF THE WORLD	
				VOLUME 10 <sup>3</sup> bbl/d	PERCENTAGE	VOLUME 10 <sup>3</sup> bbl/d	PERCENTAGE
ARGENTINA	12.0	49.4	61.5	9.8	16	51.6	84
BOLIVIA	0.0	0.0	0.0	0.0	100	0.0	0
BRAZIL	0.0	130.9	131.0	19.6	15	111.3	85
COLOMBIA	170.2	70.9	241.1	64.9	27	176.8	73
COSTA RICA	0.0	2.6	2.6	2.5	95	0.1	5
CUBA	21.9	32.3	54.2	0.0	0	54.2	100
CHILE	0.0	3.7	3.7	2.7	84	1.1	16
ECUADOR	164.6	23.3	187.9	73.9	39	114.0	61
GUATEMALA	3.0	0.0	3.0	3.0	100	0.0	0
HONDURAS	0.0	0.7	0.7	0.7	100	0.0	0
JAMAICA	1.6	0.0	1.6	0.0	0	1.5	100
MEXICO	1317.9	79.5	1397.4	106.6	8	1291.3	92
PERU	1.0	41.7	42.7	4.7	11	38.0	89
SURINAME	1.2	0.0	1.2	1.2	100	0.0	0
TRINIDAD & TOBAGO	75.1	60.0	135.1	63.9	47	71.3	53
VENEZUELA	1000.0	626.3	1626.3	142.3	9	1484.0	91
<b>TOTAL</b>	<b>2768.6</b>	<b>1121.5</b>	<b>3890.1</b>	<b>495.3</b>		<b>3394.8</b>	

Source: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE).



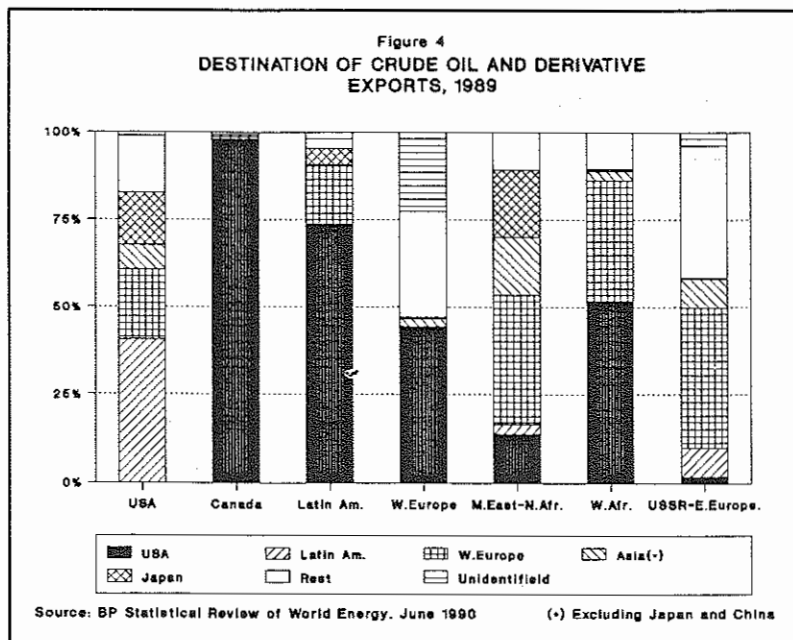


TABLE 3

NET EXPORTS OF CRUDE OIL AND DERIVATIVES IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

COUNTRY	NET EXPORTS OF CRUDE OIL AND DERIVATIVES bbl/d (*)	ADDITIONAL INCOME PER DOLLAR INCREASE IN OIL PRICES US\$ MILLION/YEAR (**)
COLOMBIA	180,000	66
ECUADOR	200,000	73
MEXICO	1,300,000	474
TRINIDAD & TOBAGO	100,000	36
VENEZUELA	2,100,000	766
<b>TOTAL</b>	<b>3,880,000</b>	<b>1415</b>

(\*) Assuming production increases, especially in the case of Venezuela (500,000 bbl/d more).

(\*\*) Net additional income depends on whether there are contracts with private companies.

Source: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE).

the Middle East and Northern Africa, the Soviet Union and the United States (Fig. 4).

2.3 Latin American and the Caribbean oil imports from the Middle East are mostly for Brazil (prior to the conflict, Brazil was buying 160,000 bbl/d from Iraq, 30,000 from Kuwait, and 140,000

from Saudi Arabia).

2.4 The net oil importing countries of the Central American Isthmus and some Caribbean nations obtain their supplies from within the Region (Mexico, Trinidad and Tobago, and Venezuela) and from the USA. Cuba, however has been supplying its oil needs entirely from

outside the hemisphere.

2.5 The Gulf incidents may produce changes in the role of Latin America and the Caribbean on the world market. On the one hand, intra-regional trade may increase, if oil importing countries such as Brazil decide to ensure their supply by buying more hydrocarbons in the Region. On the other hand, the United States' situation due to the conflict could generate pressure to increase US imports from Latin America in an attempt to make up for part of the 25% that the USA buys from the Middle East and Northern Africa.

## ECONOMIC EFFECTS OF THE CRISIS

2.6 Oil exporting countries These countries enjoy short-term favorable repercussions from the price increase, considering the large share of oil export earnings in their balance of goods. In the cases of Colombia, Ecuador, Mexico, Trinidad and Tobago, and Venezuela, oil accounts for approximately 25%, 30%, 40%, 70%, and 87%, respectively, of their total earnings from exports of goods. Each dollar of increase in export prices represents an additional income of over US\$1.4-billion for the five oil exporting countries of Latin America and the Caribbean (Table 3), with Venezuela and Mexico benefitting most of all.

2.7 Oil importing countries The remaining 21 OLADE Member Countries, almost all net importers, must make a significant additional effort to cope with the increase in their oil bills. Table 4 shows the relative impact of a price hike to US\$30/bbl on the balance of goods of the countries of the Region.

Taking the examples of Brazil and Central America, as the most heavily affected country and subregion because of the volume of their imports compared to the size and status of their economies, we see that the former would decrease its balance of goods surplus by 13%, whereas the Central American countries' deficits would grow by 9% (El Salvador) to 145% (Honduras, which would more than double its current trade deficit).

2.8 In addition to the effects on the trade balance and balance of payments, there would be inevitable repercussions for public finance, inflation, and the gross domestic product (GDP) growth rate, causing great concern for the Latin American and Caribbean oil importing countries' economies. These impacts

**W**ithin the profound conflict already existing in the Arab world, where oil, religion, and politics are inseparably mixed, the evolution of the Gulf crisis has become an element with great geopolitical repercussions in the international community

TABLE 4  
IMPACT OF THE HIGHER OIL PRICE ON THE BALANCE OF GOODS (\*)

COUNTRY	IMPORTS OF CRUDE OIL AND DERIVATIVES (ESTIM.)	ANNUAL INCREASE PER DOLLAR OF PRICE INCREASE	REDUCTION OF BALANCE OF GOODS WITH CRUDE AT US\$ 30 (bbl)
	10(3) bbl/d	US\$ MILLION	%
BARBADOS	7,200	2.6	5
BRAZIL	660,000	240.9	13
COSTA RICA	20,000	7.3	15
CUBA	260,000	94.9	39
CHILE	90,000	32.8	17
EL SALVADOR	15,000	5.5	9
GRENADA	1,200	0.4	2
GUATEMALA	25,000	9.1	20
GUYANA	6,000	2.1	14
HAITI	5,000	1.8	10
HONDURAS	16,000	5.8	145
JAMAICA	29,000	10.6	10
NICARAGUA	14,000	5.1	15
PANAMA	26,000	9.5	12
PARAGUAY	14,000	5.1	50
DOMINICAN REP.	58,000	21.2	20
SURINAME	9,000	3.3	36
URUGUAY	25,000	9.1	19

(\*) Excluding Argentina, Bolivia and Peru because these countries are self-supplying.  
Source: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE).

---

of increased oil prices would be even harsher in the case of supply shortages affecting productive activities and further eroding the GDP.

### 3. OPPORTUNITIES AND OPTIONS FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

3.1 Within the framework of this critical panorama, Latin America and the Caribbean have an excellent opportunity to transform this crisis in order to change and strengthen the energy sector through reinforcement of trade relations. The existence of OLADE, a regional organization comprising 26 Member Countries of Latin America and the Caribbean, enables them to define regional policies and strategies, within a pluralistic framework in order to cope with conditions that could compromise energy supply security.

3.2 Latin America and the Caribbean have sizeable energy resources. Notwithstanding this reality, these resources are unevenly distributed, and consumption also varies widely among nations and subregions. Rather than posing a problem, this should be seen as an opportunity for complementarity, a field which has already seen successful experiences.

3.3 Although Latin America and the Caribbean, as a Region, has a strong surplus (production-consumption ratio), many countries import from suppliers located outside the Region, from whom they are separated by considerable

distances and shipping costs, but joined by trade agreements that go beyond merely energy considerations. A quick analysis would seem to indicate that the Latin American system of foreign hydrocarbons trade is far from satisfactory. Consequently, it would be viable to attempt to improve and optimize this system through cooperation and trade among the Region's countries.

3.4 Intra-regional oil trade, in economic terms, wields great strategic weight and an appreciable quantitative impact on the countries of Latin America and the Caribbean. An approximate notion of this economic dimension can be illustrated by the fact that oil and derivative imports from within the Region in 1989, valued at US\$30 per barrel, represented an outlay of US\$3.6 billion.

3.5 The current crisis therefore reasserts the need to promote a new international order based on dialogue, cooperation and consensus between exporters and importers at the regional, continental, and world order.

#### POSSIBLE MECHANISMS FOR COOPERATION IN PETROLEUM MARKETING

3.6 On the basis of the preceding proposals, the Permanent Secretariat hereby presents, for consideration by the XXI OLADE Meeting of Ministers, a group of principles and elements that may be useful as grounds for adopting a Decision in that Meeting, with an eye to fostering cooperation in the field of petroleum marketing in the short, medium and long term. Likewise, for the purpose of joining forces to promote actions that would eventually be defined at the regional level, it would be desirable to maintain close cooperation between OLADE and ARPEL, as regional energy integration agencies.

#### BASIC PRINCIPLES

3.7 The mechanisms for action that can be employed to develop a commercial petroleum cooperation program in the Region must include certain basic principles that will ensure, for both exporters and importers, objective, realistic selling conditions that acknowledge the

---

**T**he current crisis therefore reasserts the need to promote a new international order based on dialogue, cooperation, and consensus between exporters and importers at the regional, continental, and world order

economic benefits and interests of both parties.

**3.8 Recognition of opportunity costs for exporters.** As a fundamental principle, the international market reference price should be recognized, so that the exporting countries will not be economically affected.

**3.9 Priority to importers from the Region regarding oil supply, under equal economic conditions.** On the basis of the premise of accepting opportunity costs, which assumes equal economic conditions for petroleum negotiation by exporting countries, it would be advisable for them, as a mutual principle, to grant priority to supplying crude oils and derivatives to this Region.

**3.10 Encouragement for bilateral agreements.** The schemes developed to increase petroleum trade within the Region should consider the different characteristics of the domestic markets of each country, supply alternatives, refining systems, possibilities for substitution, the economic and financial situation, and supply

logistics. Within this context, it becomes necessary to encourage countries to reach long-term bilateral supply agreements, which should be arranged and implemented, preferably, through the state oil companies or directorates of hydrocarbons of each country.

#### **SHORT-TERM POSSIBILITIES**

**3.11 Commercial aspects.** With the dynamism characteristic of futures exchanges, the price of oil has acquired great volatility, owing to the countless transactions carried out in this kind of market, many of which are speculative deals. The oil price is therefore strongly affected by this variability, and there is a high risk of change if the price is set in the short term.

**3.12** In order to reflect the oil producing countries' market alternatives, and the price stability required by both importing and exporting countries, the price formulas established in bilateral agreements must take into consideration buffering mechanisms and/or formulas to attenuate price variations.

**3.13 Financial aspects.** Every

petroleum sale contract establishes terms of payment (timeframe and financing conditions, if any) and the guarantee that the seller will receive payment of that amount, within that time period. The normal payment guarantee is for the buyer to open a letter of credit with a commercial bank to guarantee payment to the seller. The bank, in turn, collects a commission plus expenses for the risk that it assumes.

**3.14** In this Region, other mechanisms have been developed, such as the **reciprocal payment agreements between Central Banks, within the framework of ALADI agreements.** These agreements significantly reduce the transfer of foreign exchange between countries for foreign trade operations. The Central Banks maintain a current account of the trade balance between the two countries and make the net transfer of foreign exchange only every 120 days, according to the balance at that date. On the basis of this scheme, it would be useful to evaluate the possibility of reinforcing or expanding the use of such a mechanism among the countries that

---

have already implemented it (e.g. Chile-Venezuela and Chile-Argentina); and/or to consider applying it in those cases where it has not yet been developed.

**3.15** This mode of payment effectively saves money for both countries, since it reduces the transfer of foreign exchange. However, it may prove troublesome for exporting countries with a positive bilateral trade balance to receive the net balance of foreign currency only every 120 days. From the standpoint of the petroleum companies making the transaction, it is not a question of credit, since the exporting entity receives the payment in the time indicated, but in local currency.

**3.16** Regarding the terms of payment, it would be desirable for importing countries to have **credit to pay for their purchases of crude oil and derivatives**, in view of the impact of the oil bill on these countries' economies. At present, some large transnational companies offer credit on the international petroleum market, arranged through commercial banks. Some large Latin American state companies offer credit with their own resources.

**3.17** The cost of this financing is normally defined in floating terms according to the LIBOR rate (the

interbank rate paid by European banks) or the Prime Rate (USA), with a variable surcharge depending on market conditions and the risk exposure for the country importing the oil. Terms range from 90 to 120 days after shipping date, whereas normal international oil market terms are 30 days after shipment.

**3.18 Specialized lines of credit, which could be handled by existing intra-regional financial institutions.** This would make it possible to employ this kind of entity rather than commercial banks, which are usually required by the transnational companies, to assume the risk of payment by the importing country, if so specified by the bilateral negotiation. Transactions through this financial intermediary would facilitate intra-regional oil trade between exporting countries and those importers that currently have no access to this type of financing.

#### **MEDIUM-TERM AND LONG-TERM POSSIBILITIES**

**3.19 Financial aspects.** When pricing mechanisms are adopted bilaterally under the "price range or band" concept, this makes it possible for the parties to agree to create a **financing fund** with contributions

made by the importer, when the market price exceeds the ceiling rate established, and by the exporter, when it falls below the floor price. This fund would be used as a financial protection scheme against unforeseeable situations involving the parties, exclusively to finance the trade operations.

**3.20 Petroleum transport.** Most Latin American and Caribbean oil imports are shipped by state and private shipping companies from countries of the Region. An appraisal of import and export flows, and of intra-regional petroleum traffic, would make it possible to detect opportunities and possibilities to coordinate and combine transport, in order to optimize the use of ships, decreasing ballast voyages and reducing related shipping costs.

**3.21** As a complement to the analysis of the Region's petroleum traffic, it would be advisable to include the traffic of other types of cargos (for example, ores and coal) which might be combined with petroleum shipments, by using specialized ships, with the capacity to carry both types of cargo. Thus, transport coordination and combination possibilities and opportunities will arise that should

**TABLE 5**  
REFINING CAPACITY AND CONSUMPTION OF DERIVATES  
IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

COUNTRY	REFINING CAPACITY 10(3) bbl/d	DOMESTIC CONSUMPTION 10(3) bbl/d
ARGENTINA	728.00	422.89
BARBADOS	2.00	52.72
BOLIVIA	45.30	24.03
BRAZIL	1516.00	1105.74
COLOMBIA	223.80	178.24
COSTA RICA	15.00	17.13
CUBA	120.00	216.26
CHILE	117.00	121.67
ECUADOR	146.00	88.00
EL SALVADOR	17.00	13.79
GRENADA	-	0.81
GUATEMALA	16.00	23.93
GUYANA	-	8.72
HAITI	-	5.68
HONDURAS	14.00	17.54
JAMAICA	34.20	39.95
MEXICO	1514.00	1429.06
NICARAGUA	15.00	12.07
PANAMA	100.00	15.92
PARAGUAY	7.50	13.69
PERU	189.00	116.70
DOMINICAN REP.	47.00	45.52
SURINAME	-	8.11
TRIN. & TOBAGO	305.00	16.22
URUGUAY	40.00	30.11
VENEZUELA	1201.00	396.83
<b>TOTAL</b>	<b>6413.00</b>	<b>4421.33</b>

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

be facilitated by developing bilateral or subregional negotiations among those countries involved in traffics that represent high comparative advantages.

**3.22 Refining infrastructure.** The current installed refining capacity in Latin America and the Caribbean (6.4 million bbl/d) is far greater than the domestic consumption of derivatives (4.4 million bbl/d). Apparently, the greatest surpluses are concentrated

in Argentina, Brazil, Trinidad and Tobago, and Venezuela, which generate a considerable flow of product exports (Table 5). Similarly, the Region's refining system conversion capacity is quite heterogeneous, ranging from low-conversion refineries, such as in Central America, to deep-conversion refineries, such as those in Venezuela.

**3.23** Consequently, an analysis of intra-regional flows of product

imports and exports would make it possible to identify opportunities to optimize some refineries' operation through **processing contracts**, in those with idle capacity, or through **"swap" contracts** (barter of crude oil for products) to take advantage of quality and transport factors.

**3.24** Such agreements will become more feasible to the extent that the differences in product specifications between countries involved can be reduced. It would

---

therefore be quite useful to evaluate these criteria, in order to reduce differences in specifications for products among the countries of the area.

### **OTHER MEDIUM-TERM AND LONG-TERM COOPERATION MECHANISMS**

**3.25 Petroleum exploration and exploitation.** It is advisable to intensify hydrocarbon exploration and development in the Region, which has as yet unexplored sedimentary basins, and to take

advantage of the industrialized world's possible interest in reducing its dependence on the Middle East. It would also be expedient to inform the public and private oil companies of Latin America and the Caribbean about exploration opportunities in each of the Region's countries.

**3.26 Efficiency in energy use.** Current energy use patterns by end users, particularly fuel use, show the need to insist on adopting policies geared to foster the efficient use of petroleum derivatives and balance the domestic market. It is suggested,

therefore, to establish national energy savings or efficiency goals, in line with economic and investment strategies, and monitor them constantly in order to measure the fulfillment of these objectives.

**3.27 Adjustment of the energy balance.** The countries of the Region should seek to redistribute their energy balance, in order to reduce excessive dependence on petroleum, attempting to increase the share of other energy sources, such as natural gas, coal, and electricity.

# ENERGIA ELECTRICA Y MEDIO AMBIENTE: ANALISIS DE LA EMISION DE CONTAMINANTES EN LAS CENTRALES ELECTRICAS DE SERVICIO PUBLICO ARGENTINAS

\* Daniel Carnevali

\*\* Carlos E. Suárez

## INTRODUCCION

Se presenta un análisis de la emisión de contaminantes, por parte de las centrales eléctricas de servicio público argentinas. El análisis se realiza considerando la evolución histórica, desde 1970 a 1989.

De esta manera, se pone de manifiesto el impacto, que sobre la emisión de contaminantes y sobre el "efecto invernadero", tuvieron y tienen las políticas de sustitución llevadas a cabo en el sector eléctrico. Dichas políticas consisten por un lado, en la sustitución de energía térmica convencional por energía hidroeléctrica y nuclear, y por el otro en la sustitución de fuel-oil, diesel-oil y carbón por gas natural.

Considerando que en las centrales térmicas convencionales, para evitar la polución del medio ambiente se requieren inversiones adicionales, se ha calculado además el

ahorro de inversión que por este concepto generan las mencionadas políticas de sustitución.

Si bien los impactos ambientales generados por las instalaciones hidroeléctricas, nucleares y de producción de gas natural son también de importancia, y están localizados geográficamente en otras áreas, es indiscutible el hecho de que las políticas de sustitución llevadas a cabo en el sector eléctrico argentino, implican un beneficio tanto ecológico como económico.

## SUSTITUCION DE ENERGIA TERMICA POR HIDROELECTRICA Y NUCLEAR

La generación de energía eléctrica por parte de las centrales de servicio público argentinas presenta la siguiente evolución histórica

(ver cuadro 1 y gráfico 1): una tasa de crecimiento del 7.8% anual acumulativo entre 1970 y 1980, que se reduce al 3.9% entre 1980 y 1988, para hacerse negativa en 1989 (-4.1%); con lo cual la producción total en 1988 resulta casi tres veces superior a la de 1970.

Los sucesivos incrementos en la generación de electricidad se han ido cubriendo esencialmente con generación hidroeléctrica y, en menor medida, con generación nuclear y térmica.

Hacia el año 1985 se observa una acentuación en esta tendencia, inclusive con una disminución en valores absolutos de la generación térmica. Esto se debió a una elevada disponibilidad de potencia hidroeléctrica, que llevó a preferir la utilización de dicho recurso antes que los combustibles fósiles.

Con posterioridad, hacia los años 1988 y 1989, se verificaron situaciones de baja hidraulicidad en las principales cuencas hídricas, a lo que se sumaron algunas dificultades

\* Investigador del Instituto de Economía Energética (IDEE)

\*\* Presidente de la Fundación Bariloche y Profesor Titular del IDEE



**CUADRO 1  
GENERACION ELECTRICA  
GWh**

Año	Térmica	Nuclear	Hidro	Total
1970	15315	0	1492	16807
1975	16929	2517	5122	24568
1980	18274	2340	15057	35671
1985	15170	5766	20560	41496
1988	26985	5798	15682	48465
1989	28186	5039	13264	46489

**CUADRO 2  
GENERACION ELECTRICA  
%**

Año	Térmica	Nuclear	Hidro	Total
1970	91	0	9	100
1975	69	10	21	100
1980	51	7	42	100
1985	37	14	49	100
1988	56	12	32	100
1989	61	11	28	100

**CUADRO 3  
CONSUMO DE COMBUSTIBLES  
En MILES de Tep**

Año	CM	FO	DO	GO	GN	Total
1970	229	2974	632	8	678	4521
1975	242	2665	724	3	1638	5272
1980	253	2503	739	8	2141	5644
1985	138	831	501	9	3184	4663
1988	280	2661	501	188	4662	8292
1989	144	1542	324	310	6299	8619

des técnicas en el equipamiento hidroeléctrico y nuclear. Como consecuencia de ello fue necesario incrementar nuevamente la generación térmica, revirtiéndose así la tendencia sustitutiva que se venía registrando en años anteriores. El retraso que habían acumulado a esa fecha las obras hidroeléctricas y nucleares, contempladas en los sucesivos planes energéticos para asegurar la continuidad de la estrategia de sustitución, obligó a este retorno a épocas ya superadas.

En el cuadro 2 y en el gráfico 2, donde se muestra la participación porcentual de los diferentes tipos de centrales en la generación de energía eléctrica, pueden apreciarse con claridad las políticas de sustitución descritas con las variaciones mencionadas hacia 1985, 1988 y 1989.

Podemos ver que en 1985 la generación hidro-nuclear alcanzó el 64% del total frente a sólo un 9.0% en 1970, habiendo absorbido la totalidad del incremento de generación eléctrica del período. Los problemas antes mencionados hacen que en 1989 se retroceda a una estructura semejante a la de 10 u 11 años atrás (40% hidronuclear y 60% térmica).

## SUSTITUCION DE FUEL-OIL POR GAS NATURAL

En el cuadro 3 y en el gráfico 3 se muestra el consumo de combustibles para generación térmica. Las abreviaturas utilizadas corresponden a: CM (Carbón Mineral), FO (Fuel-Oil), GO (Gas-Oil) y GN (Gas Natural).

Como puede apreciarse en este último gráfico, al proceso de sustitución hidro-nuclear se agrega una política de sustitución de combustibles, la cual implica que los sucesivos incrementos de consumo calórico sean cubiertos con gas natural, disminuyéndose paulatinamente el consumo de Fuel-oil.

Hacia el año 1985 esta tendencia se acentúa fuertemente, debido a la entrada en servicio del gasoducto Centro-Oeste (en 1982), que incrementa la capacidad de transporte de gas natural y en consecuencia permite aumentar su consumo. De esta manera se logra producir una fuerte disminución, del orden del 66% en el consumo de fuel-oil, diesel-oil y

GRAFICO 1

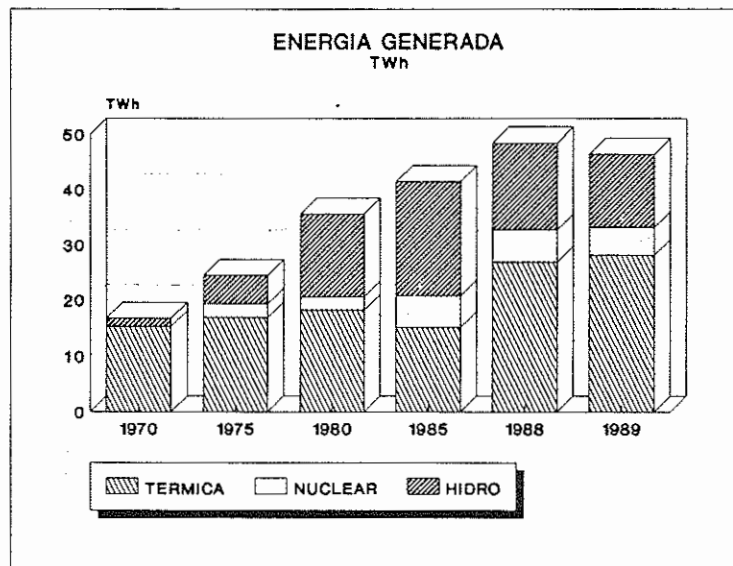


GRAFICO 2

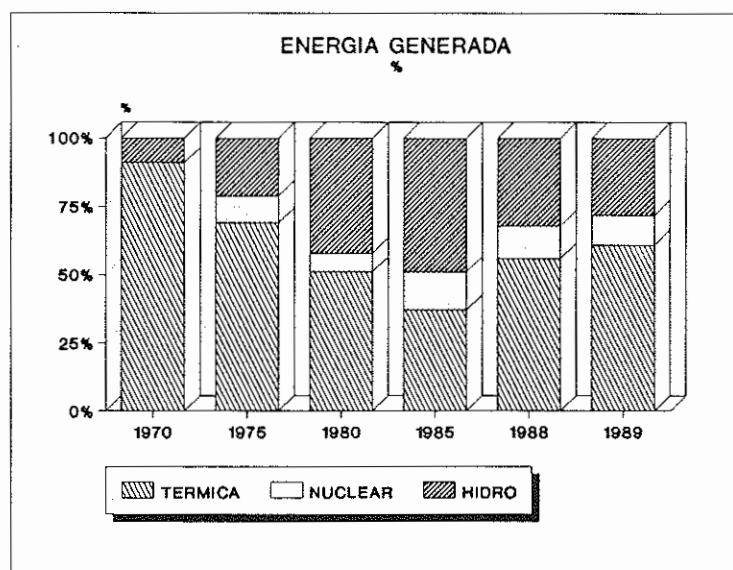
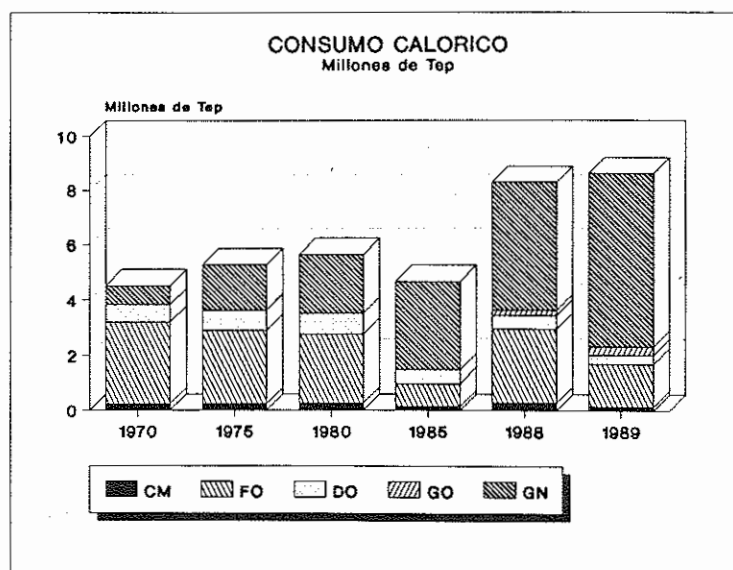


GRAFICO 3



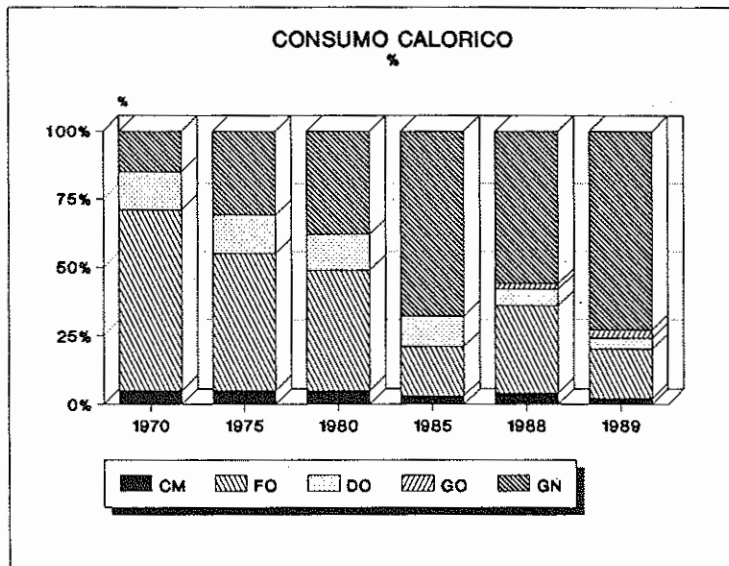


GRAFICO 4

**CUADRO 4**  
**CONSUMO DE COMBUSTIBLES**  
%

Año	CM	FO	DO	GO	GN	Total
1970	5	66	14	0	15	100
1975	5	50	14	0	31	100
1980	5	44	13	0	38	100
1985	3	18	11	0	68	100
1988	4	32	6	2	56	100
1989	2	18	4	3	73	100

carbón. A esto se suma un fuerte aporte hidro que reduce en valores absolutos los consumos de combustibles.

La capacidad de transporte del gasoducto mencionado, se va cubriendo con los incrementos en el consumo de gas natural de los sectores Residencial e Industrial, principalmente. Por este motivo, al llegar al año 1988 donde se requiere un incremento en la generación térmica, no es posible mantener la misma participación porcentual para el gas natural, dado que la capacidad de transporte de dicho combustible está relativamente saturada. Debe recurrirse entonces a elevar la participación porcentual del fuel-oil e incluso del carbón mineral, revirtiéndose transitoriamente la tendencia sustitutiva que se venía registrando. Por otro lado, también se incrementa la utilización del equipamiento diesel

disponible, el cual en general no está adaptado para funcionar con gas natural y en muchos casos se encuentra en localidades donde el gas natural no llega. Esto lleva a un incremento en el consumo de gas-oil, que hasta ese momento era poco significativo.

Con la entrada en servicio del gasoducto Neuba II, en la segunda mitad de 1988, vuelve a incrementarse la capacidad de transporte de gas natural. En consecuencia, en 1989 se observa un nuevo aumento en la participación del gas natural, con una disminución en el consumo de fuel-oil y carbón mineral, a niveles similares a los de 1985. Es decir, se retorna nuevamente a la política sustitutiva antes mencionada. Esto, sin embargo, no se verifica para el gas-oil, que sustituye al diesel-oil en un proceso no justificable técnicamente. El mismo se debió a que el

DO disponible no cubría las especificaciones técnicas necesarias.

Toda esta descripción puede apreciarse con claridad en el cuadro 4 y en el gráfico 4, donde se muestra la participación porcentual de los diferentes combustibles en la generación térmica.

Vemos que en 19 años la participación del gas natural pasa del 15% al 73%, haciendo que el carbón disminuya la suya del 5 al 2% y los derivados del petróleo del 80% a solamente el 25%.

Ambos procesos de sustitución analizados, y que constituyeron los ejes de las estrategias de desarrollo eléctrico previstas por los planes energéticos elaborados en las décadas del 60 y del 70, han tenido un significativo impacto positivo en relación con la emisión de contaminantes vinculados al efecto invernadero, la lluvia ácida y el deterioro de

**CUADRO 5  
EMISION ESPECIFICA TERMICA**

Año	Part Tn/MWa	SO2 Tn/MWa	NOx Tn/MWa	CO2 Tn/MWa
1970	21	80	23	7599
1975	19	67	25	7603
1980	18	60	25	7364
1985	11	29	25	6545
1988	14	43	25	6858
1989	7	25	25	6371

la capa de ozono. En los puntos siguientes se detalla la evolución de la emisión de contaminantes atmosféricos, por parte del sector eléctrico argentino en el período 1970-1989.

## EMISION DE CONTAMINANTES

Analizando en primer lugar la Emisión Específica de contaminantes por cada MW. año de generación térmica, se observa lo siguiente:

Es decir, aparece claramente el impacto de la política de sustitución por Gas Natural, con las variaciones ya mencionadas en los años 1985, 1988 y 1989.

Puede decirse que la evolución en la Emisión Específica de SO2 y CO2, con diferentes intensidades, sigue esencialmente la evolución en la participación porcentual del fuel-oil (ver gráfico 4). Por otro lado, la evolución en la Emisión Específica de partículas, sigue esencialmente la evolución en la participación porcentual del carbón mineral, y en menor medida del fuel-oil. Esto último se debe a que el carbón mineral, si bien se utiliza en poca cantidad, emite una cantidad de partículas mucho mayor que el fuel-oil:

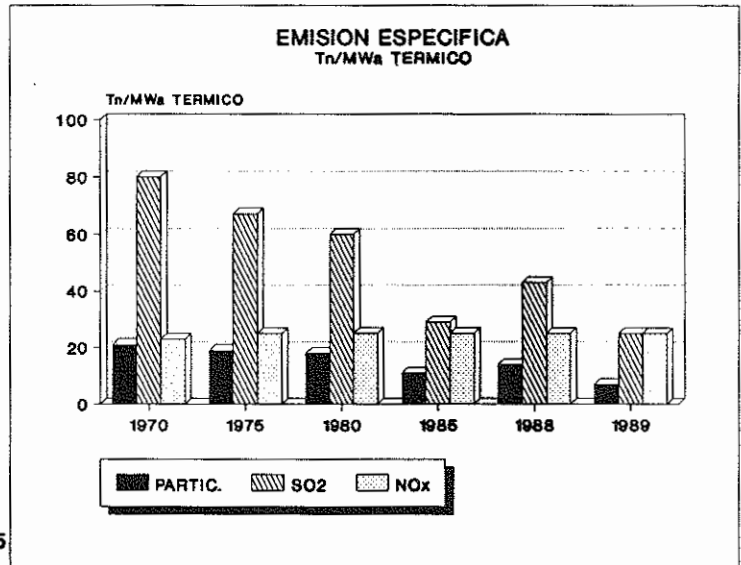


GRAFICO 5

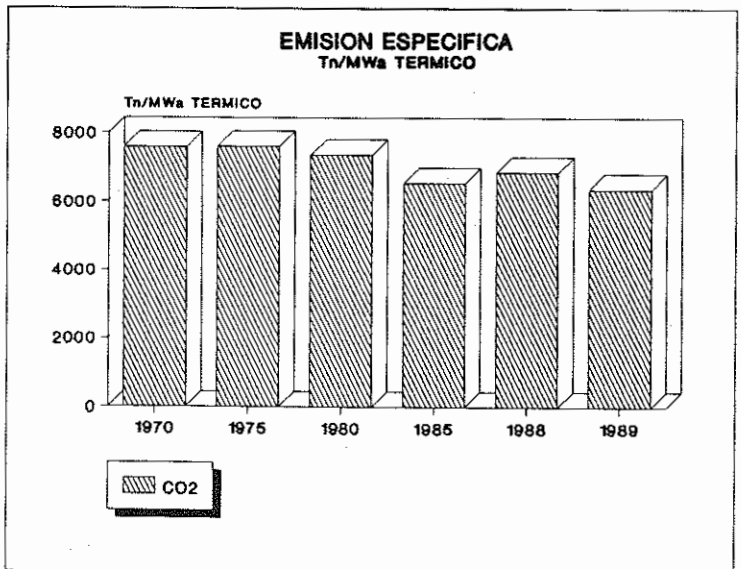


GRAFICO 6

**CUADRO 6  
EMISION ESPECIFICA GLOBAL**

Año	Part		SO2		NOx		CO2	
	%	Tn/MWa	%	Tn/MWa	%	Tn/MWa	%	Tn/MWa
1970	100	19	100	73	100	21	100	6925
1975	68	13	63	46	81	17	76	5239
1980	47	9	42	31	62	13	54	3772
1985	21	4	14	10	43	9	35	2393
1988	42	8	33	24	67	14	55	3818
1989	21	4	21	15	71	15	56	3863

**FACTORES DE EMISION EN KG/  
TEP (REF.1)**

Tipo Carbón	Fuel -Oil	Diesel -Oil	Gas Nat.
Part	120.97	2.90	0.64
SO2	62.90	38.30	17.84
NOx	16.94	8.07	8.64
CO2	3836	3050	2969

Por último, la emisión de NOx no presenta tanta diferencia entre los combustibles, dado que se forma esencialmente a partir del nitrógeno presente en el aire. En consecuencia, es mas bien un resultado del proceso de combustión, relativamente independiente del tipo de combustible utilizado. Por este motivo, la Emisión Específica por MW. año térmico para este contaminante, es prácticamente constante.

Si se analiza ahora la Emisión Específica por MW. año de generación global (hidroeléctrica + nuclear + térmica), puede apreciarse con claridad el resultado de la política de sustitución de energía térmica por hidroeléctrica y nuclear (ver gráfico 2). Es decir, al disminuir la participación porcentual de la gene-

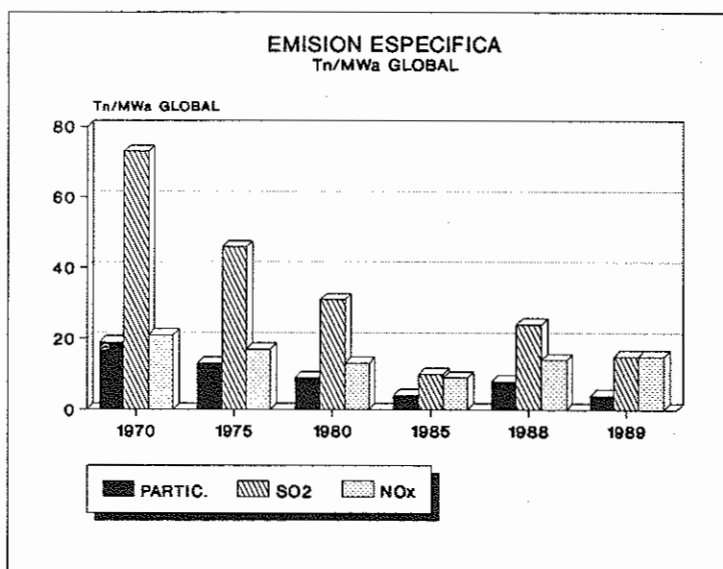


GRAFICO 7

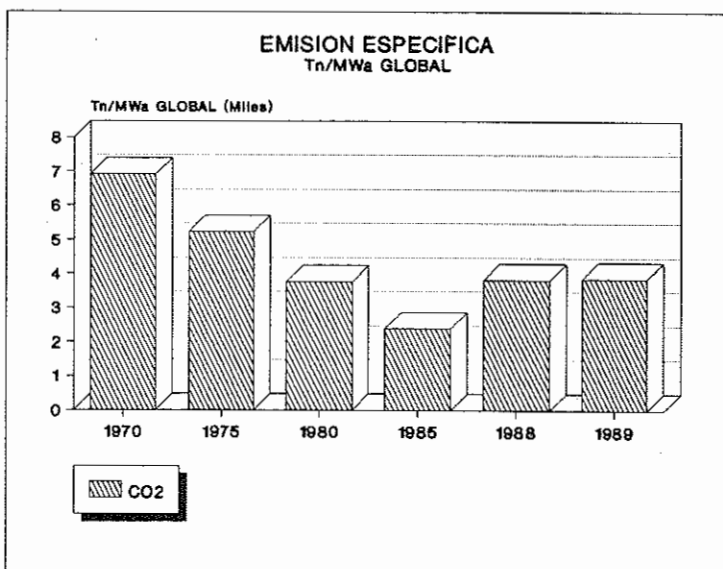


GRAFICO 8

ración térmica en la generación global, disminuye en consecuencia la Emisión Específica por cada MW. año global generado.

Gracias a las políticas de sustitución antes mencionadas, puede verse que la emisión específica global se reduce en una forma sustancial entre 1970 y 1985, alcanzando en este último año los siguientes valores respecto al año base, tomado como 100:

SO2 .....	14
Partículas .....	21
CO2 .....	35
NOx .....	43

Lamentablemente estos logros se debilitan parcialmente en los años 1988 y 1989, como consecuencia de la crisis del sector eléctrico de esos años y del retraso en las obras hidronucleares, provocado por problemas financieros. El problema es máximo en el año 1988, en el cual los niveles de emisión específica global se incrementan fuertemente respecto de 1985 en los siguientes porcentajes:

SO2 .....	140%
Partículas ....	100%
CO2 .....	60%
NOx .....	56%

debido a las restricciones en la capacidad de transporte de gas natural antes mencionadas.

En 1989 con la entrada del gasoducto Neuba II, se resuelve al problema de abastecimiento de gas natural, lo cual permite controlar totalmente la emisión de partículas, pero no la de otros contaminantes que aún resultan superiores a los valores de 1985 en los siguientes porcentajes:

NOx .....	67%
CO2 .....	61%
SO2 .....	50%

Esta situación no es de carácter sólo coyuntural, ya que el atraso de Yacyretá, Piedra del Aguila y Atucha II hará que este incremento se acentúe por lo menos hasta mediados de la década del 90, como ya lo preveía parcialmente el Plan Energético Nacional 1986-2000.

Este aspecto que hasta el momento no había sido contemplado en forma explícita en los planes energéticos nacionales, muestra claramente como una adecuada consideración de los impactos ambientales de la generación térmica, en particular con carbón y fuel-oil, pueden llevar a reconsiderar las políticas que se han desarrollado últimamente basadas en criterios puramente economicistas.

## AHORROS DE INVERSION GENERADOS POR LAS POLITICAS DE SUSTITUCION

Otro aspecto importante a ser considerado al comparar alternativas de generación de energía eléctrica, es la inversión adicional que deberá realizarse en centrales térmicas en caso de querer reducir las emisiones de partículas, SO2 y NOx.

Para realizar estos cálculos se utilizan los valores medios conocidos de "Inversiones para Controlar la Emisión de Contaminantes en Centrales Eléctricas". Estas inversiones son proporcionales a la potencia instalada que se quiere controlar.

## INVERSIONES PARA CONTROLAR LA EMISION DE CONTAMINANTES EN CENTRALES ELECTRICAS: EN US\$/MW (REF.1)

Tipo	Inversión Media
Part	54000
SO2	128000
NOx	50000

Los cálculos se llevaron a cabo en base a los siguientes criterios:

- Energía Hidroeléctrica y Nuclear: A partir de la energía generada en cada año, y utilizando un factor de carga medio del 40% para el equipamiento hidroeléctrico y del 70% para el nuclear, se calculó la potencia instalada "teórica" correspondiente a dichos equipamientos. Se supuso entonces que esa potencia era reemplazada por equipamiento térmico, y se le aplicaron las inversiones necesarias para controlar la emisión de Partículas, SO2 y NOx.
- Gas Natural: A partir del valor consumido de gas natural en cada año, y suponiendo una eficiencia térmica del 25%, se calculó la energía eléctrica generada con gas natural. Luego, considerando un factor de carga medio del 40%, se calculó la potencia instalada "teórica" que utiliza gas natural. Se supuso entonces que dicha potencia era abastecida con fuel-oil y diesel-oil, y se le aplicaron las inversiones necesarias para controlar la emisión de Partículas y SO2. No se consideraron en este caso las inversiones para controlar la emisión de NOx, dado que este contami-

nante es relativamente independiente del tipo de combustible utilizado, y en consecuencia también se lo emite en la actualidad con el gas natural.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

#### AHORROS DE INVERSION (MILLONES DE US\$)

Año	Hidro	Nuclear	Gas Nat.	Total
1970	99	0	0.1	99
1975	339	95	0.2	435
1980	997	89	0.3	1086
1985	1361	218	0.5	1580

Para los años 1988 y 1989 no se hizo el cálculo, pues la generación hidronuclear a sustituir es inferior a la del año 1985.

Como puede verse, los montos ahorrados no son despreciables (1580 millones de dólares) y con los mismos podría seguramente haberse financiado, entre otras cosas, la terminación en plazo de Atucha II y/o Piedra del Aguila.

Adicionalmente, habría que realizar una estimación del ahorro en Operación y Mantenimiento de las instalaciones de control de la contaminación, y tener en cuenta que el control no es absoluto y por lo tanto las emisiones hubieran sido de todas formas superiores a las realmente observadas.

Para el caso del CO<sub>2</sub>, no se ha realizado un cálculo equivalente, pues hasta el momento no existen medios tecnológicos a nivel de las centrales que permitan eliminarlo. Quizá, sería necesario calcular la inversión equivalente en forestación, que permitiría absorber una canti-

dad de CO<sub>2</sub> igual a la que no se emitió por la generación hidronuclear y por el uso del gas natural.

## CONCLUSIONES

Puede observarse claramente, que las políticas de sustitución llevadas a cabo en el sector eléctrico I/, generan un beneficio importante en lo que hace a emisión de contaminantes. Este beneficio se manifiesta, por un lado a través de una reducción sustancial en la emisión de contaminantes, y por el otro a través de un ahorro importante en inversiones para controlar la contaminación. Ambos beneficios resultan ser adicionales a los previstos originalmente, ya que no fueron tenidos en cuenta al definir las estrategias y políticas antes mencionadas.

Desde ya que la estrategia elegida genera a su vez otros impactos ambientales de carácter localizado, asociados a las instalaciones hidroeléctricas, nucleares y de producción de gas natural. Todos estos impactos tendrán una componente ecológica y económica, que deberá compararse adecuadamente con los beneficios ya mencionados.

Desde este punto de vista, puede decirse que las políticas de sustitución generan una transferencia interregional de los impactos ecológicos y económicos. En lo que hace a la parte económica, a través de las inversiones regionales en instalaciones hidroeléctricas, del ciclo del combustible nuclear y de producción y transporte de gas natural. En lo que hace al aspecto ambiental, la transferencia se produce entre los grandes centros urbanos (que ven

disminuida la polución de su ambiente), y las diferentes regiones del país donde se ubican las instalaciones anteriormente mencionadas.

Sin duda sería de mucha importancia para el país, que el Área de Evaluación Ambiental y Social, dependiente de la Subsecretaría de Energía de la Nación, recibiese todo el apoyo necesario, tanto económico como institucional, a efectos de que pueda realizar un seguimiento periódico y sistemático de toda la problemática ambiental asociada a la generación de energía eléctrica y al sistema energético en general.

La publicación y difusión sistemática de los índices calculados en el presente trabajo (Emisión Específica Global), pueden contribuir a generar la necesaria conciencia, para introducir desde el principio los aspectos ambientales en el proceso de planificación energética nacional.

#### NOTA

1. En Base a una estrategia explícita en los planes energéticos nacionales, se da prioridad a los recursos naturales más abundantes y de carácter renovable, junto con el desarrollo tecnológico implícito en la opción nuclear.

#### REFERENCIAS

1. "Publicaciones, Documentos de Trabajo y Comunicaciones Personales". Área de Evaluación Ambiental y Social, Subsecretaría de Energía de la Nación.
2. Publicaciones, Documentos de Trabajo y Comunicaciones Personales". Dirección de Evaluación Energética, Subsecretaría de Energía de la Nación.

# ELECTRIC ENERGY AND THE ENVIRONMENT: ANALYSIS OF THE EMISSION OF AIR POLLUTANTS IN THE ARGENTINE PUBLIC UTILITIES

\* Daniel Carnevalli  
\*\* Carlos E. Suarez

## INTRODUCTION

The present paper offers an analysis of the emission of air pollutants by the Argentine public utilities, taking into account the historical evolution from 1970 to 1989.

It shows the impact that the substitution policies implemented in the electrical sector have had and continue to have on the emission of pollutants and on the "greenhouse effect". These policies consist of the substitution of conventional thermal energy by hydroelectric and nuclear energy, on the one hand, and the substitution of fuel oil, diesel oil, and coal by natural gas, on the other.

Since conventional thermal power stations require additional investments in order to avoid air pollution, the investment savings as a result of the above-mentioned

substitution policies have also been calculated.

Although the environmental impacts of hydroelectric, nuclear, and natural gas production installations are also considerable and are located in other geographical areas, there is no doubt that the substitution policies carried out in the Argentine electrical sector imply both an ecological and an economic benefit.

## SUBSTITUTION OF THERMAL POWER BY HYDROELECTRIC AND NUCLEAR ENERGY

The generation of electric energy by the Argentine public utilities shows the following historical evolution (Table 1 and Chart 1): a cumulative annual growth rate of

7.8% between 1970 and 1980, which dropped to 3.9% between 1980 and 1988, becoming negative in 1989 (-4.1%), with total production in 1988 almost three times greater than in 1970.

The successive increases in electricity generation were covered mainly by hydroelectric generation and, to a lesser extent, by nuclear and thermal generation.

Around 1985, this trend was intensified with even a reduction in absolute values in thermal generation. This was due to the abundant availability of hydroelectric power, which led to a preference for that resource over fossil fuels.

Subsequently, in 1988 and 1989, there occurred situations of low hydraulic power in the main water basins, as well as some difficulties in the hydroelectric and nuclear installations. It was therefore necessary to increase thermal generation again, thereby reversing

\* Researcher of the Institute of Energy Economics (Instituto de Economía Energética, IDEE)  
\* \* President of the Bariloche Foundation and Professor of IDEE



**TABLE 1  
ELECTRICAL GENERATION  
GWh**

Year	Thermal	Nuclear	Hydro	Total
1970	15315	0	1492	16807
1975	16929	2517	5122	24568
1980	18274	2340	15057	35671
1985	15170	5766	20560	41496
1988	26985	5798	15682	48465
1989	28186	5039	13264	46489

**TABLE 2  
ELECTRICAL GENERATION  
%**

Year	Thermal	Nuclear	Hydro	Total
1970	91	0	9	100
1975	69	10	21	100
1980	51	7	42	100
1985	37	14	49	100
1988	56	12	32	100
1989	61	11	28	100

**TABLE 3  
FUEL CONSUMPTION  
Thousands of Toe**

Year	C	FO	DO	GO	NG	Total
1970	229	2974	632	8	678	4521
1975	242	2665	724	3	1638	5272
1980	253	2503	739	8	2141	5644
1985	138	831	501	9	3184	4663
1988	280	2661	501	188	4662	8292
1989	144	1542	324	310	6299	8619

the substitution trend recorded in previous years. At that time, the cumulated delay of the hydroelectric and nuclear projects envisaged by the successive energy plans for ensuring continuity of the substitution strategy forced this return to the past.

In Table 2 and Chart 2, which show the percentage share of the different types of power stations in generating electric energy, the substitution policies referred to can be clearly seen, including the variations around 1985, 1988, and 1989.

It shows that, in 1985, hydro-nuclear generation reached 64% of the total, compared to only 9.0% in 1970, and absorbed the entire increase of the period's electricity generation. The problems mentioned above meant returning in 1989 to a structure similar to that of 10 or 11 years earlier (40% hydro-nuclear and 60% thermal).

## SUBSTITUTION OF FUEL BY NATURAL GAS

Table 3 and Chart 3 show fuel consumption for thermal generation. The abbreviations used hereinafter are C for coal, FO for fuel oil, DO for diesel oil, GO for gas oil, and NG for natural gas.

As can be observed in this chart, a policy of fuel substitution was added to the hydro-nuclear substitution process, implying that natural gas would cover the successive increases in caloric consumption and that fuel oil consumption would be gradually reduced.

Around 1985, this trend was strongly intensified with the start-up of the Center-West gas pipeline (in 1982), which increased the

CHART 1

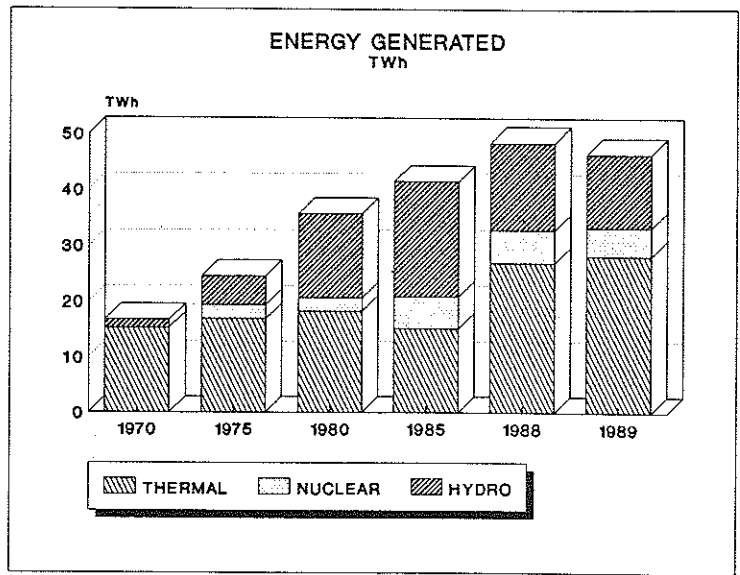


CHART 2

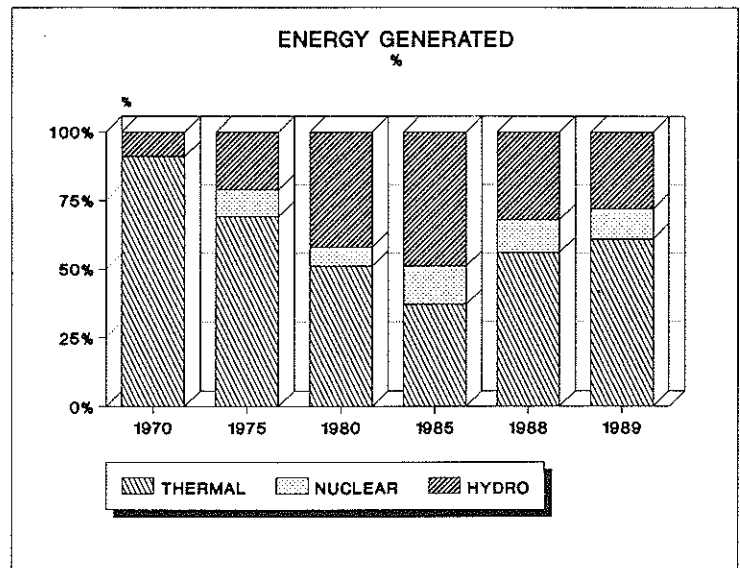
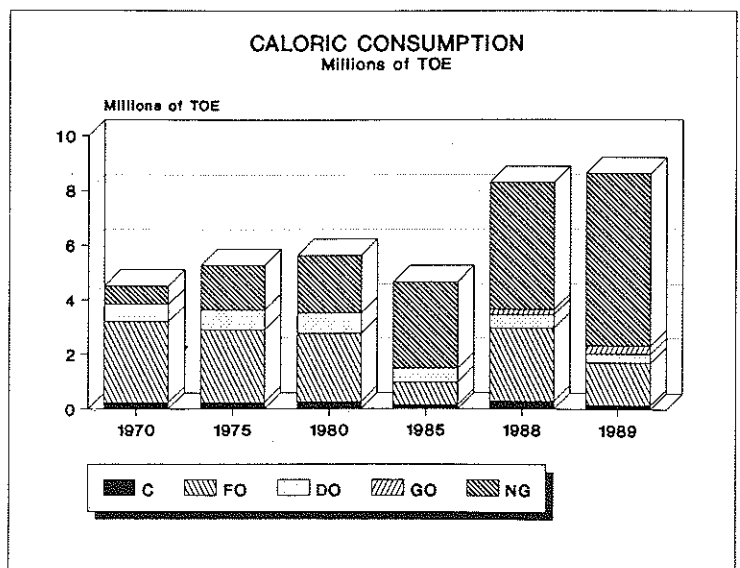


CHART 3



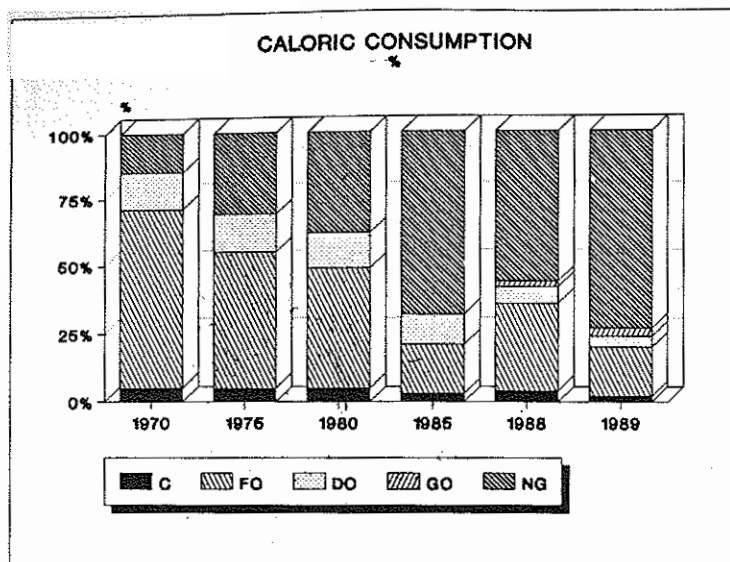


CHART 4

TABLE 4  
FUEL CONSUMPTION  
%

Year	C	FO	DO	GO	NG	Total
1970	5	66	14	0	15	100
1975	5	50	14	0	31	100
1980	5	44	13	0	38	100
1985	3	18	11	0	68	100
1988	4	32	6	2	56	100
1989	2	18	4	3	73	100

transport capacity of natural gas, thus permitting an increase in its consumption. In this way, fuel oil, diesel oil, and coal consumption was reduced by 66%. To this must be added the high hydro increase, which further reduced fuel consumption.

The transport capacity of the above-mentioned pipeline was progressively occupied by the increases in natural gas consumption, mainly by the residential and industrial sectors. For this reason, by 1988, when an increase in thermal generation was required, it was not possible to maintain the percentage share of natural gas since the transport capacity of that fuel was relatively saturated. It was therefore necessary to resort to temporarily raising the share of fuel oil and even coal, thus reversing the substitution trend that had been taking place. In addition, there was an increase in

the use of diesel installations, which are generally not adapted to operate with natural gas and which, in many cases, are located where there is no natural gas. This led to an increase in gas oil consumption, which until that time had been negligible.

With the start-up of the Neuba II gas pipeline in the second half of 1988, natural gas transport capacity was enhanced. As a result, in 1989 another increase in the share of natural gas was observed, along with a drop in fuel oil and coal consumption to levels similar to those recorded in 1985 (that is, a return to the aforementioned substitution policy). This, however, was not the case for gas oil, which substituted diesel oil in a process that could not be justified technically, inasmuch as the available DO did not meet the necessary technical specifications.

All of this can be clearly appreciated in Table 4 and Chart 4, which show the percentage share of the different fuels in thermal generation.

It can be observed that, in 19 years, the share of natural gas rose from 15% to 73%, which caused coal to drop from 5% to 2% and oil products from 80% to only 25%.

Upon analysis, both substitution processes, which are at the very core of the electrical development strategies envisaged by the energy plans drawn up in the 1960s and 1970s, have exerted a highly positive impact with respect to the emission of air pollutants and the greenhouse effect, acid rain, and deterioration of the ozone layer. The evolution of atmospheric pollutant emissions by the Argentine electrical sector from 1970 to 1989 is described in detail below.

## EMISSION OF POLLUTANTS

First, after analyzing the Specific Emission of Pollutants per MW year of thermal generation, the following is observed:

The impact of the substitution policy by natural gas is obvious, with the aforementioned variations in 1985, 1988, and 1989.

It can be said that the evolution in the Specific Emission of SO<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> essentially follows, with different intensities, the evolution in percentage share of fuel oil (see Chart 4). Moreover, the evolution in Specific Emission of particles essentially follows the evolution in the percentage share of coal and, to a lesser extent, of fuel oil. The latter is due to the fact that coal, although used in small quantities, emits a much greater amount of particles than fuel oil:

**CUADRO 5**  
**EMISION ESPECIFICA TERMICA**

Año	Part Tn/MWa	SO <sub>2</sub> Tn/MWa	NO <sub>x</sub> Tn/MWa	CO <sub>2</sub> Tn/MWa
1970	21	80	23	7599
1975	19	67	25	7603
1980	18	60	25	7364
1985	11	29	25	6545
1988	14	43	25	6858
1989	7	25	25	6371

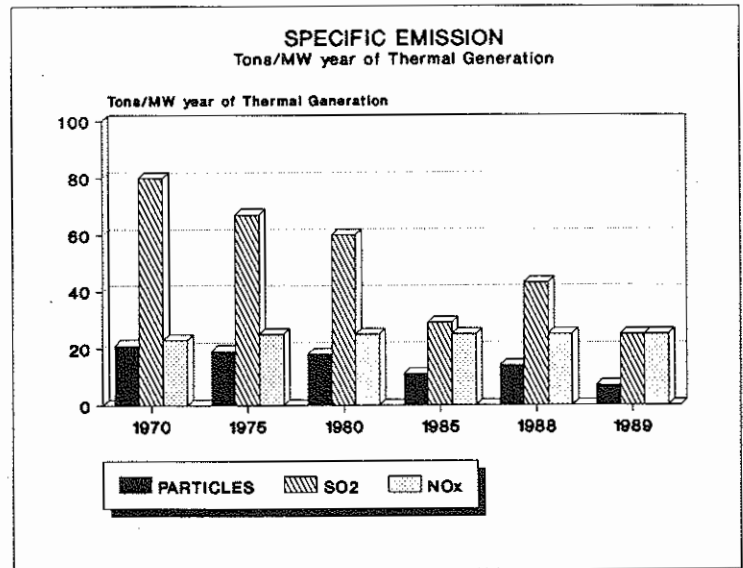


CHART 5

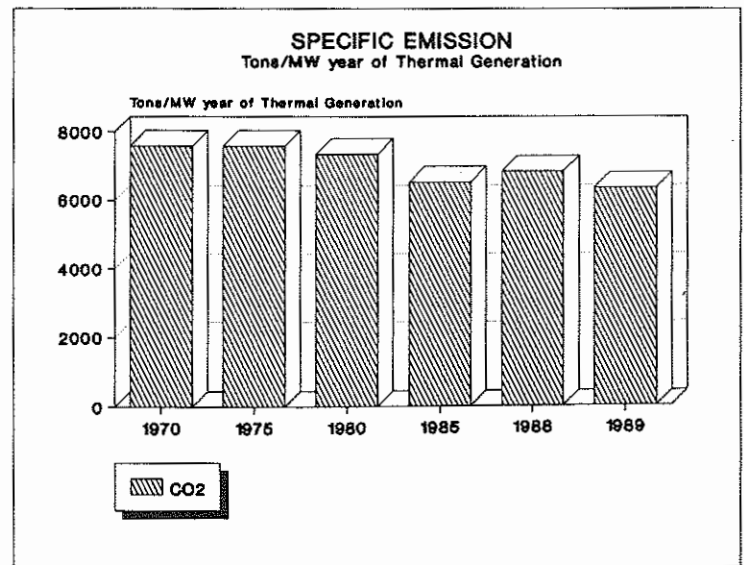


CHART 6

**CUADRO 6  
EMISION ESPECIFICA GLOBAL**

Año	Part		SO2		NOx		CO2	
	%	Tn/MWa	%	Tn/MWa	%	Tn/MWa	%	Tn/MWa
1970	100	19	100	73	100	21	100	6925
1975	68	13	63	46	81	17	76	5239
1980	47	9	42	31	62	13	54	3772
1985	21	4	14	10	43	9	35	2393
1988	42	8	33	24	67	14	55	3818
1989	21	4	21	15	71	15	56	3863

**EMISSION FACTORS KG/TOE**

Type	Coal	Fuel Oil	Diesel Oil	Nat. Gas
Part	120.97	2.90	0.64	0.05
SO2	62.90	38.30	17.84	0.01
Part	16.94	8.07	8.64	9.46
Part	3836	3050	2969	2121

Finally, the emission of NOx does not show much difference between the various fuels since basically it is drawn from the nitrogen present in the air. It is therefore a result of the process of combustion and is relatively independent of the type of fuel used. For this reason, the Specific Emission per MW year of thermal generation for this contaminant is virtually constant.

Now, if the Specific Emission per MW year of global generation is analyzed (hydroelectric + nuclear + thermal), it is easy to see the outcome of the policy of substituting hydroelectric and nuclear energy for thermal energy (see Chart 2). In other words, by reducing the percentage share of thermal generation in global generation, the Specific Emission for every MW year of global generation is reduced.

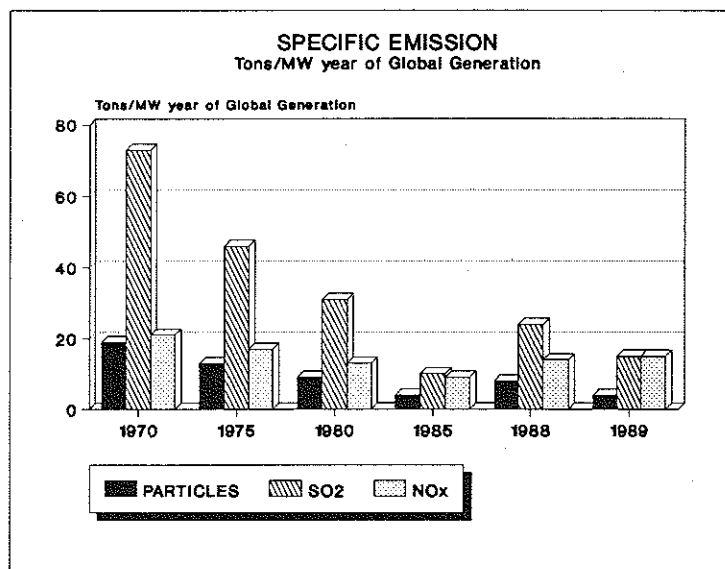


CHART 7

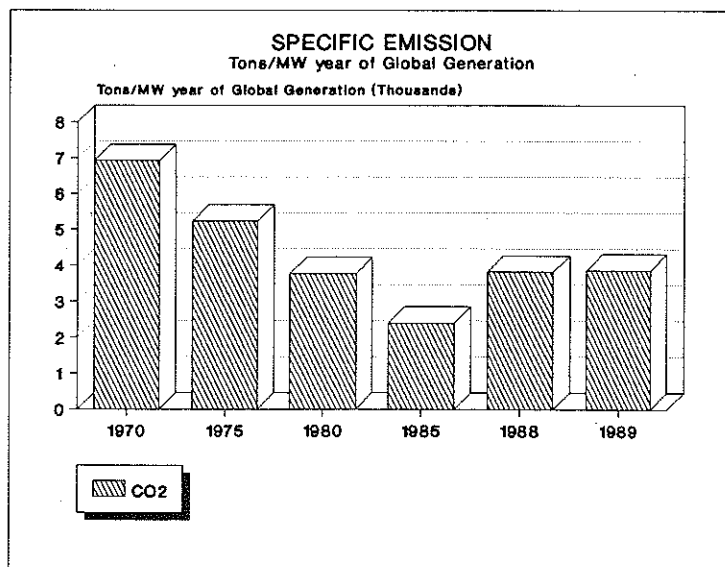


CHART 8

however, did not occur with the other contaminants, whose emission were still higher than the 1985 values and attained the following percentages:

NOx ..... 67%  
 CO2 ..... 61%  
 SO2 ..... 50%

This situation is not merely circumstantial, inasmuch as the delay in Yacyretá, Piedra del Aguila y Atucha II will mean that this increase will continue rising, at least until the mid-1990s, as already partially foreseen by the National Energy Plan for 1986-2000.

This aspect, which until now had not been explicitly envisaged in the national energy plans, clearly shows how a proper consideration of the environmental impacts of thermal generation, especially with coal and fuel oil, can lead to a revision of recently developed policies based on purely economic criteria.

### INVESTMENT SAVINGS ARISING FROM SUBSTITUTION POLICIES

Another important aspect that needs to be considered when comparing electric energy generation alternatives is the additional investment that must be made in thermal power stations if a reduction of emission of particles, SO<sub>2</sub>, and NO<sub>x</sub> is being sought.

To make these calculations, the average known values of "Investments for Controlling Emission of Pollutants in Electric Power Stations" are used. These investments are proportional to the installed power that one wants to control.

### INVESTMENTS FOR CONTROLLING THE EMISSION OF POLLUTANTS IN ELECTRIC POWER STATIONS U.S. DOLLARS/MW

Type	Average Investment
Particles	54,000
SO <sub>2</sub>	128,000
NO <sub>x</sub>	50,000

The calculations were made using the following criteria:

- a. Hydroelectric and Nuclear Energy: Starting with the energy generated in each year and using an average load factor of 40% for hydroelectric power stations and one of 70% for nuclear plants, the "theoretical" installed power corresponding to that installation was calculated. It was then assumed that this power was replaced by thermal installations, and the necessary investments for controlling the emission of particles, SO<sub>2</sub>, and NO<sub>x</sub> were applied.
- b. Natural Gas: Starting with the value of consumed natural gas for each year and assuming a thermal efficiency of 25%, the electrical energy generated by natural gas was calculated. Then, using an average load factor of 40%, the "theoretical" installed power using natural gas was calculated. It was then assumed that this power was supplied with fuel oil and diesel oil, and the investments needed for controlling particles and SO<sub>2</sub> emissions were applied. In this case, the investments for controlling NO<sub>x</sub> emission were not considered, since this

Owing to the above-mentioned substitution policies, it can be seen that, between 1970 and 1985, specific global emission was substantially reduced and, in 1985, the following values compared to the base year (100) were achieved:

SO<sub>2</sub> ..... 14  
 Particles ..... 21  
 CO<sub>2</sub> ..... 35  
 NO<sub>x</sub> ..... 43

Unfortunately, these achievements were partially mitigated, in 1988 and 1989, by the crisis in the electrical sector and by the delay in hydro-nuclear projects owing to financial difficulties. The problem reach a peak in 1988 when global specific emission levels rose sharply, compared to 1985, attaining the following percentages:

SO<sub>2</sub> ..... 140%  
 Particles ..... 100%  
 CO<sub>2</sub> ..... 60%  
 NO<sub>x</sub> ..... 56%

This was due to the above-mentioned restrictions in the natural gas transport capacity.

In 1989, with the start-up of the Neuba II gas pipeline, the problem of supplying natural gas was solved, which allowed particles emission to be completely controlled. This,

pollutant is relatively independent of the type of fuel used, and as a consequence it is, at present, also emitted with natural gas.

The following results were obtained:

#### INVESTMENT SAVINGS MILLIONS OF U.S. DOLLARS

Year	Hydro	Nuclear	Nat. Gas	Total
1970	99	0	0.1	99
1975	339	95	0.2	435
1980	997	89	0.3	1086
1985	1361	218	0.5	1580

The calculation was not made for 1988 and 1989 since the hydro-nuclear generation to be substituted was less than that of 1985.

As can be seen, the amounts saved are far from negligible (1.58 billion dollars), and the completion on time of Atucha II and/or Piedra del Aguila could certainly have been financed with these savings.

Moreover, an estimate must be made of the savings in Operations and Maintenance of the pollution control installations, and it should be remembered that control is not absolute, and therefore the emissions would have been, in any case, greater than those in fact observed.

Regarding CO<sub>2</sub>, an equivalent calculation has not been made, since to date there are no technological means available at the power station level to eliminate it. Perhaps the equivalent investment in afforestation that would allow the absorption of a quantity of CO<sub>2</sub> equal to the amount not emitted by hydro-nuclear generation and the use of natural gas would have to be calculated.

## CONCLUSIONS

It is clear that the substitution policies implemented in the electrical sector 1/, produce considerable benefits with respect to the emission of pollutants. On the one hand, this benefit consists in substantial reductions of pollutants emitted, and, on the other hand, gives rise to important savings in investments for controlling pollution. Both benefits are additional to those originally foreseen, since they were not taken into account when the above-mentioned strategies and policies were defined.

Of course, the strategy produces, in turn, other environmental impacts of a local nature, related to the hydroelectric, nuclear, and natural gas production installations. All these impacts will have an ecological and economic component, which will have to be compared appropriately to the benefits already mentioned.

From this viewpoint, it can be stated that the substitution policies create an inter-regional transfer of the ecological and economic impacts. Regarding the economic impact, this transfer takes place by means of regional investments in hydroelectric, nuclear fuel cycle, and natural gas production and transport installations. As for the environmental aspect, the transfer occurs between the large urban centers (whose environments become less polluted) and the different regions of the country where the above-mentioned installations are located.

It would no doubt be of utmost importance for the country if the Environmental and Social Evaluation Area, which reports to the National Energy Under-Secretariat, were to receive all the necessary support, both economic and institutional, to be able to carry out a periodic and systematic follow-up of all the environmental issues related to the generation of electric energy and the energy system in general.

The systematic publication and dissemination of the indices calculated in this paper (Specific Global Emission) can contribute to create the awareness needed to introduce, right from the start, environmental aspects into the national energy planning process.

#### NOTE

1. On the basis of a strategy explicit in the national energy plans, priority is given to the most abundant, renewable natural resources, together with the technological development implicit in the nuclear option.

#### REFERENCES

1. "Publications, Working Papers, and Personal Memorandums", Environmental and Social Evaluation Area, National Energy Under-Secretariat.
2. "Publications, Working Papers, and Personal Memorandums", Energy Evaluation Department, National Energy Under-Secretariat.