

Fundación Milenio

LA CRISIS INTERNACIONAL Y LOS HIDROCARBUROS

COLOQUIOS ECONOMICOS



Konrad
Adenauer
Stiftung

Nº 19

Septiembre de 2010

Fundación Milenio

**COLOQUIOS ECONÓMICOS
Nº 19**

**LA CRISIS INTERNACIONAL Y
LOS HIDROCARBUROS**

Septiembre de 2010

Agradecemos el apoyo de la Fundación Konrad Adenauer de Alemania, para la elaboración y publicación de este documento.

LA CRISIS INTERNACIONAL Y LOS HIDROCARBUROS

Primera edición, septiembre de 2010

Autores: Carlos Miranda
Mauricio medinaceli
Equipo Técnico de la Fundación Milenio

Asistente de investigación: Enrique Aranibar B.

Deposito Legal: 4-1-2087-10
Edición: Fundación Milenio
Tiraje: 200 Ejemplares

Fundación Milenio: Av. 16 de julio N° 1800, Edificio Cosmos, Piso 7
Teléfonos: (591-2) 2312788
(591-2) 2392341
Casilla Postal: 2498
Página Web: www.fundacion-milenio.org
Correo electrónico: fmilenio@entelnet.bo
milenio.bo@gmail.com

Diseño e impresión: HOLDING servicios especializados
Teléfono: 2 494869
E mail: vladivc@hotmail.com
Impreso en Bolivia

CONTENIDO

HIDROCARBUROS Y LA CRISIS ECONÓMICA MUNDIAL (2007-2008-2009)	1
Carlos Miranda Pacheco	
Introducción	1
I. Consumo de energía primaria	2
II. Los hidrocarburos	5
III. El petróleo	7
IV. Gas natural	8
V. Precio del petróleo	9
VI. Precio del gas	11
VII. Algunas enseñanzas de estos tres años	13
CRISIS INTERNACIONAL Y EL SECTOR HIDROCARBUROS: IMPACTOS SOBRE LA PRODUCCIÓN REGIONAL Y PRECIOS DE EXPORTACIÓN	15
Mauricio Medinaceli Monrroy	
Introducción	15
I. Mercado regional de petróleo	15
II. Mercado regional de gas natural	24
III. Precios de exportación del gas natural boliviano	42
Conclusiones	45
Anexo	47
INDUSTRIALIZACIÓN DEL GAS EN BOLIVIA	51
Equipo técnico de la Fundación Milenio	
Introducción	51
I. El gas natural - composición y derivados	52
II. Metano: metanol y urea	56
III. Etano, propano y butano: gas química	57
IV. GTL (gas to liquid)	62
Conclusiones	67

HIDROCARBUROS Y LA CRISIS ECONOMICA MUNDIAL (2007 - 2008 - 2009)

Carlos Miranda Pacheco*

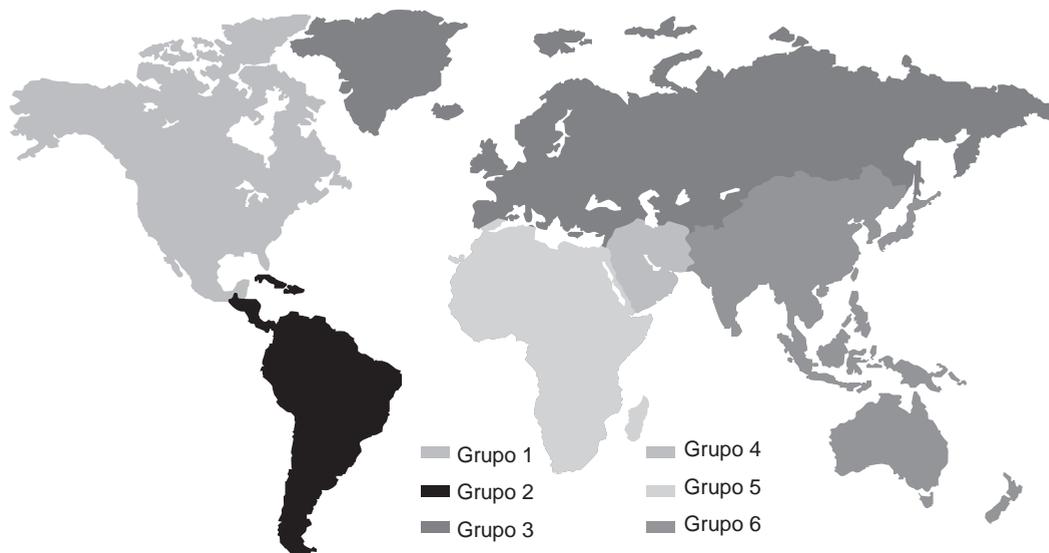
Introducción

El consumo energético mundial de energías convencionales (gas, petróleo, carbón, hidroelectricidad y nuclear) y no convencionales (solar, eólica, etc.), asemeja un sistema de vasos comunicantes. Dependiendo de circunstancias particulares una forma substituye o complementa a otra (como se verá mas adelante). Por estos motivos antes de abordar el tema de los efectos de la crisis mundial en el consumo, producción y precios de los hidrocarburos, se hace necesario el tener una visión global de los consumos de energía convencional primaria. Los consumos de energía no convencionales, todavía no alcanzan el 2 por ciento del consumo mundial, por tanto, están ausentes en este trabajo.

Por otro lado, se hace notar que la base de datos lo constituyen las estadísticas mundiales publicadas por la British Petroleum Corp, en su publicación anual "Statistical Review of World Energy"

Asimismo, se ha utilizado la división y agrupación geográfica que esa publicación mantiene (ver grafico 1).

GRÁFICO 1
DIVISION DEL MUNDO EN GRUPOS DE PAISES



FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010

* Ingeniero químico, petrolero y de petroquímica, fue Gerente en YPF, Secretario Ejecutivo de OLADE, dos veces Ministro de Estado y Superintendente de Hidrocarburos.

Reuniendo los países en los 6 siguientes grupos:

GRUPO 1: AMERICA DEL NORTE

Estados Unidos - Canadá - México.

GRUPO 2: CENTRO Y SUD AMERICA

Argentina - Brasil - Chile - Colombia - Ecuador - Perú - Venezuela - Otros países de Sur y Centro América.

GRUPO 3: EUROPA Y EURASIA

Austria - Azerbaijan - Belarusia - Bélgica y Luxemburgo - Bulgaria - Republica Checa - Dinamarca - Finlandia - Francia - Alemania - Grecia - Hungría - Islandia - Republica de Irlanda - Italia - Kazakshtan - Lituania - Neterhlands - Noruega - Polonia - Portugal - Rumania - Rusia - Slovakia - España - Suecia - Suiza - Turquía - Turkmenistán - Ucrania - Reino Unido - Uzbekistán - Otros países de Europa y Eurasia.

GRUPO 4: MEDIO ORIENTE

Irán - Kuwait - Qatar - Arabia Saudita - Emiratos Árabes Unidos - Otros países del Medio Oriente.

GRUPO 5: AFRICA

Algeria - Egipto - África del Sur - Otros países del África.

GRUPO 6: ASIA - PACIFICO

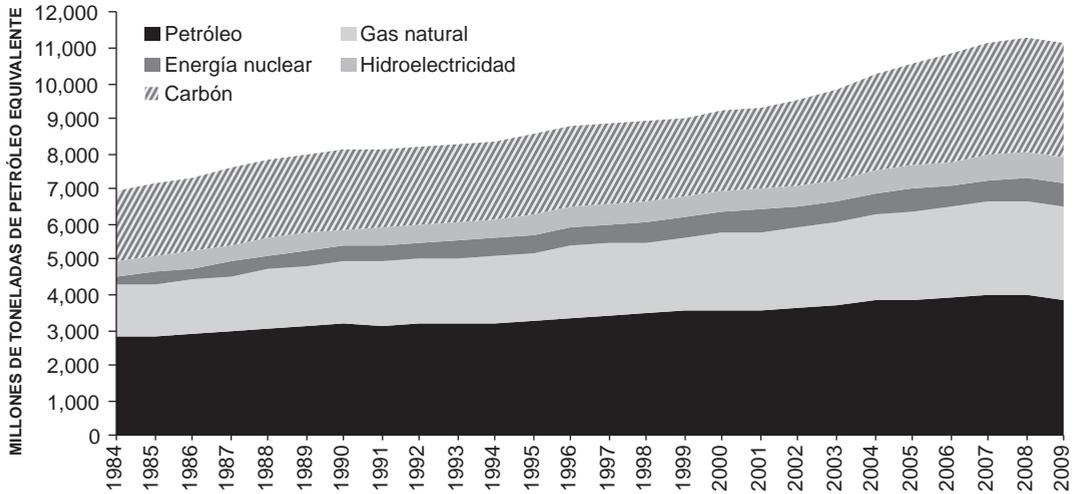
Australia - Bangladesh - China - China Hong Kong SAR - India - Indonesia - Japón - Malasia - Nueva Zelanda - Pakistan - Filipinas - Singapur - Corea del Sur - Taiwán - Tailandia - Otros países de Asia Pacifico.

I. Consumo de energía primaria

Como consecuencia de la actividad económica los años previos a la crisis mundial, éstos fueron acompañados de un sostenido crecimiento de consumo energético (ver grafico 2). Así tenemos que el consumo global de energía en 2007, creció en un 2.42 por ciento. El año anterior el crecimiento había sido 1.2 por ciento. Desagregado el consumo por las áreas que se indican al principio de este trabajo y el tipo de energía que consumen que se puede apreciar en el grafico 3, se puede ver que el consumo de carbón es de importancia en los países denominados de África y del Asia-Pacifico. En cambio en Latinoamérica es muy marginal. En Estados Unidos, el mayor consumidor de energía del mundo el carbón representa el 20 por ciento de su consumo energético,

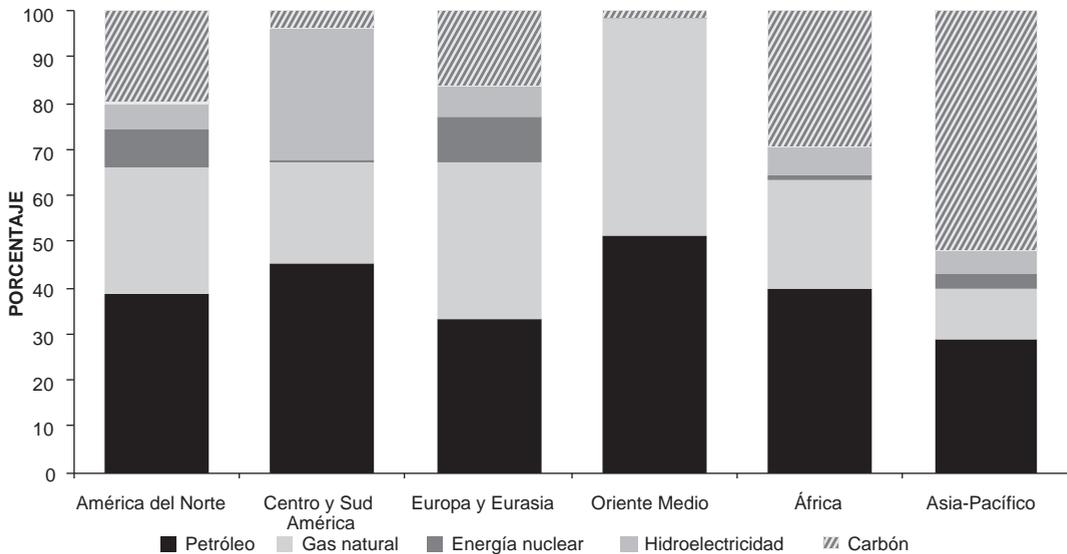
En todas las Américas y Europa, los hidrocarburos son los energéticos dominantes. Por otro lado, además de las cifras de los países industrializados, las economías emergentes como India y China, muestran una firme tendencia hacia consumos mayores (ver cuadro 1). Con el propósito de resaltar los consumos de este grupo de países en el cuadro 2 se muestran las cifras de consumo de los países BRIC (Brasil, Rusia, India y China). Para poder apreciar y comparar mejor se ha elaborado el cuadro 3 con las cifras de Estados Unidos, el mayor consumidor de energía en el mundo. De acuerdo a ellas, es predecible que en 2010, China se convierta en el primer consumidor de energía del mundo.

GRÁFICO 2
CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA
AÑOS 1984-2009



FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

GRÁFICO 3
PERFIL DE CONSUMOS REGIONALES, AÑO 2009



FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

Tomando los totales agregados de consumo de diferentes formas de energía primaria, se puede apreciar en el cuadro 1 que el consumo total de energía primaria llega a un tope en 2008, 11,294 millones de toneladas de petróleo equivalente (TPE), y como consecuencia del consumo en 2009 baja a 11,154 de millones de TPE. Los países BRIC no sufren esa tendencia y por el contrario, incrementan su consumo de 3,172 millones de TPE a 3,516 millones de TPE.

En 2008, el periodo más acelerado de crecimiento económico que se ha registrado en los últimos 15 años, llegó a su fin en el tercer trimestre de ese año. Como la actividad económica es el factor fundamental para el consumo de energía, la recesión económica golpeo duramente los precios de los energéticos y su consumo, sobre todo de los hidrocarburos. El petróleo de más de 100 US\$/bbl, se desplomo en un 70 por ciento. Esta caída fue acompañada en igual forma con los precios del gas. Este colapso de precios se produjo después de una tendencia creciente en los últimos 7 años previos a la recesión. En general el crecimiento de energía para el año fue de 1.04 por ciento, el más bajo desde 2001.

Esta disminución de crecimiento energético, ese año, puso en mayor evidencia el consumo de las economías emergentes. El consumo de energía primaria de los países no miembros de la OECD supero a los de la OECD. China fue nuevamente el más destacado, su consumo creció a un 9.2 por ciento, mientras que el de Estados Unidos bajó a un 0.5 por ciento (ver cuadros 2 y 3).

En 2009, los acontecimientos energéticos fueron dominados por la recesión económica. Desde el fin de la Segunda Guerra Mundial, la actividad no se había reducido tanto. Esta reducción produjo a su vez una disminución del consumo energético global en un 1.1 por ciento, la primera disminución global desde 1982.

El consumo de energía disminuyó en todas las regiones o grupos de países. Los hidrocarburos continuaron siendo el 34 por ciento del consumo global, en cambio el carbón fue el energético que logro la mayor proporción, el 29 por ciento, la más alta desde 1970. Este aumento ha sido ocasionado por el aumento de importaciones de China.

A fin de año se empezaron a mostrar signos de recuperación. Lo anterior hace prever que posibles efectos benéficos para disminuir la contaminación mediante la reducción del consumo energético, han sido casi eliminados por el mayor uso de carbón (ver cuadro 1). La característica general de los países del BRIC es el que el 2007, 2008 y 2009 han continuado incrementando su consumo energético. Esto no ha sucedido con los países de la OECD ni con Estados Unidos.

CUADRO 1
CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA: TODOS LOS PAÍSES DEL MUNDO
 (En millones de toneladas de petróleo equivalente)

GRUPO	2007					2008					2009							
	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total
Grupo 1	1,134.5	739.3	614.6	215.4	145.6	2,849.4	1,076.6	751.2	606.9	215.4	148.9	2,799.1	1,025.5	736.6	531.3	212.7	158.3	2,664.4
Grupo 2	260.0	124.1	22.5	4.4	152.6	563.5	270.3	128.7	23.3	4.8	152.5	579.6	256.0	121.2	22.5	4.7	158.4	562.9
Grupo 3	947.6	1,024.5	528.9	276.4	179.6	2,956.9	955.5	1,029.6	522.7	276.7	180.2	2,964.6	913.9	952.8	456.4	265.0	182.0	2,770.0
Grupo 4	290.1	273.0	9.3	-	5.2	577.6	306.9	294.4	9.4	-	2.8	613.5	336.3	311.0	9.2	-	2.4	659.0
Grupo 5	129.9	80.3	105.7	3.0	22.1	341.0	135.2	85.4	110.3	3.0	22.2	356.0	144.2	84.6	107.3	2.7	22.0	360.8
Grupo 6	1,177.4	411.2	1,913.5	123.3	190.7	3,816.0	1,183.4	436.8	2,031.2	119.8	210.8	3,981.9	1,206.2	446.9	2,151.6	125.3	217.1	4,147.2
TOTAL MUNDIAL	3,939.4	2,652.2	3,194.5	622.5	695.8	11,104.4	3,927.9	2,726.1	3,303.7	619.7	717.5	11,294.9	3,882.1	2,653.1	3,278.3	610.5	740.3	11,164.3

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

CUADRO 2
CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA:
LOS BRIC (BRASIL - RUSIA - INDIA - CHINA)
 (En millones de toneladas de petróleo equivalente)

GRUPO	2007					2008					2009							
	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total
Brasil	99.8	19.8	13.4	2.8	84.6	220.4	105.3	22.7	14.6	3.1	82.3	228.1	104.3	18.3	11.7	2.9	88.5	225.7
Rusia	126.2	383.1	93.4	36.5	40.4	679.7	130.4	378.2	101.3	36.9	37.8	684.6	124.9	350.7	82.9	37.0	39.8	635.3
India	128.5	36.0	212.9	4.0	27.7	409.2	135.0	37.2	231.4	3.5	26.2	433.3	148.5	46.7	245.8	3.8	24.0	468.9
China	362.8	62.6	1,313.6	14.1	109.8	1,862.8	375.7	72.6	1,406.3	15.5	132.4	2,002.5	404.6	79.8	1,537.4	15.9	139.3	2,177.0
TOTAL MUNDIAL	717.3	501.5	1,633.4	57.4	262.5	3,172.1	746.4	510.7	1,753.6	59.0	278.7	3,348.5	782.3	495.5	1,877.8	59.6	291.6	3,506.9

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

CUADRO 3
CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA: ESTADOS UNIDOS
 (En millones de toneladas de petróleo equivalente)

GRUPO	2007					2008					2009							
	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total	Petróleo	Gas natural	Carbón	Energía nuclear	Hidro electricidad	Total
Estados Unidos	942.3	595.4	573.2	192.1	56.6	2,359.6	884.5	600.7	565.0	192.0	56.7	2,299.0	842.9	588.7	498.0	190.2	62.2	2,182.0

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

II. Los hidrocarburos¹

La disminución en el consumo de petróleo estos años de crisis económica, ha redundado en el incremento de reservas de hidrocarburos como se puede apreciar en el cuadro 4.

1 A partir de este capítulo las unidades de los hidrocarburos que se utilizan son las conocidas y utilizadas en el comercio de estos energéticos, para el petróleo el barril (b) y para el gas metros cúbicos (m³).

**CUADRO 4
RESERVAS, AÑOS 2007-2009**

ENERGÍA	2007	2008	2009
Petróleo (10⁹XBBL)	1,237.90	1,258.00	1,333.00
Gas (M³X10¹²)	178.05	185.02	187.49
Carbón (TonX10⁹)	802.50	862.10	826.20

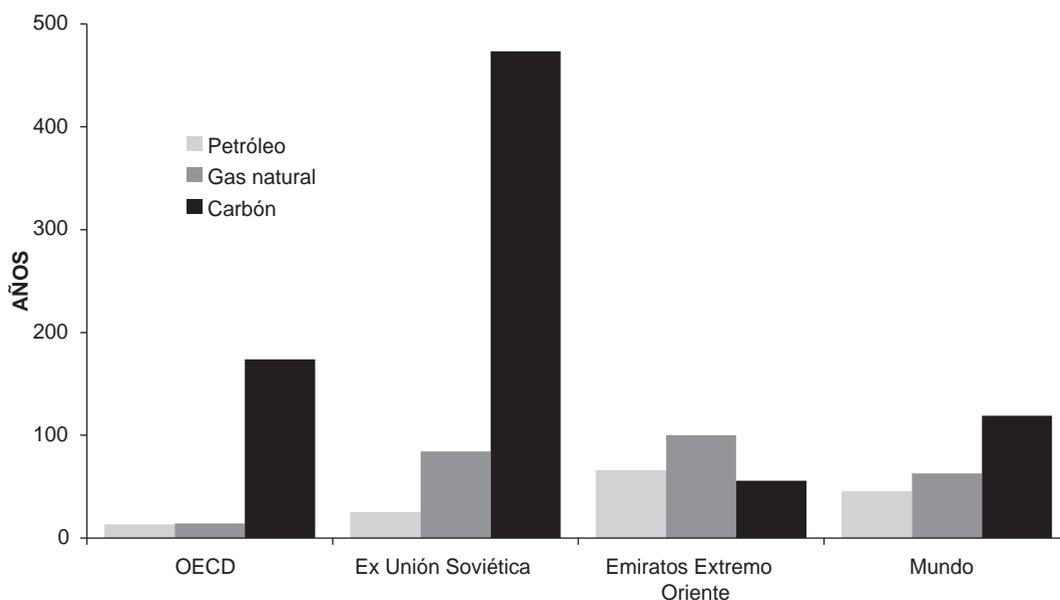
FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

Después de varios años las reservas de petróleo muestran que se ha descubierto más de lo que se ha consumido. En igual forma sucede con el gas natural. Las reservas de carbón han sido disminuidas fundamentalmente por las importaciones chinas.

Por otro lado, las disminuciones de consumo energético, acompañadas por altos precios de los combustibles fósiles, ha mejorado substancialmente las expectativas del suministro de energía en el futuro (ver gráfico 4). La relación reserva - producción para el carbón es de más de 100 años, gas más de 60 y petróleo más de 40.

Estas reservas proporcionan un especial de alivio y confianza en relación al suministro futuro energético, quedando tan solo el solucionar el problema de contaminación ambiental.

**GRÁFICO 4
PERFIL REGIONAL DE RESERVAS/PRODUCCIÓN, AÑO 2009**



FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

III. El petróleo

Como se puede ver en los cuadros 5 y 7 el consumo del petróleo alcanzó su máximo en 2007. Ese año el consumo del petróleo llegó a 85.6 millones de bpd, cifra máxima en toda la historia. A partir de ese año, el consumo global disminuye hasta la fecha.

Lo anterior no se aplica a los países BRIC. Como se puede ver por el cuadro 6 el consumo del petróleo de estos países continuó en ascenso no obstante la crisis económica mundial.

Para una mejor comparación, se ha incluido en cuadro 7 el consumo de Estados Unidos y los países del grupo 3, llamada así en base a la distribución original de países.

Ese consumo es sostenido por la producción de todos los países productores de petróleo. En ese grupo el bloque de los países exportadores de petróleo (OPEP) representa el 85 por ciento del total, la otra zona productora de importancia es la del Golfo de México, con más de 3 Mbdp.

CUADRO 5
CONSUMO MUNDIAL DE PETRÓLEO
 (En miles de bpd)

DETALLE	1999	2006	2007	2008	2009
GLOBAL	75,648	84,367	85,619	85,239	84,077

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

CUADRO 6
CONSUMO DE PETRÓLEO DE LOS PAÍSES BRIC
 (En miles de bpd)

DETALLE	1999	2006	2007	2008	2009
Brasil	2,114	2,087	2,258	2,397	2,405
Rusia	2,625	2,709	2,708	2,971	2,695
India	2,134	2,580	2,838	3,071	3,183
China	4,477	7,410	7,771	8,086	8,625
TOTAL	11,350	14,786	15,575	16,525	16,908

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

CUADRO 7
CONSUMO DE PETRÓLEO DE EE.UU. Y EURASIA
 (En miles de bpd)

DETALLE	1999	2006	2007	2008	2009
EE.UU.	19,519	20,687	20,680	19,498	18,686
EURASIA	19,760	20,498	20,203	20,193	19,372

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

IV. Gas natural

El aumento sostenido del consumo global de gas continuó hasta 2008. Ese año se alcanzó el máximo de gas consumido en la historia. Los mayores consumidores de gas natural son los grupos 3, 4, 6 y como país individual Estados Unidos (ver cuadros 8 y 9).

CUADRO 8
CONSUMO MUNDIAL DE GAS NATURAL
 (En billones de metros cúbicos)

DETALLE	1999	2006	2007	2008	2009
GLOBAL	2,321.3	2,829.5	2,937.6	3,018.8	2,940.9

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

CUADRO 9
CONSUMO DE GAS NATURAL DE EE.UU.
 (En billones de metros cúbicos)

DETALLE	1999	2006	2007	2008	2009
EE.UU.	634.4	614.1	654.0	657.7	646.6

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

Además del efecto de la crisis, las importaciones de gas han sido disminuidas por la aparición comercial del gas no convencional, gas de arenas compactas y gas de lutitas.

La región 6 continua incrementando su consumo no obstante la crisis, por la presencia de China e India en esa región (ver cuadro 10). Este efecto inclusive se repitió en los países BRIC (ver cuadro 11).

CUADRO 10
CONSUMO DE GAS NATURAL DE EURASIA Y ASIA-PACÍFICO
 (En billones de metros cúbicos)

DETALLE	1999	2006	2007	2008	2009
Eurasia	967.8	1,121.4	1,136.5	1,138.5	1,058.6
Asia - Pacífico	270.3	425.2	455.8	481.4	496.6

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

CUADRO 10
CONSUMO DE GAS NATURAL DE LOS PAÍSES BRIC
 (En billones de metros cúbicos)

DETALLE	1999	2006	2007	2008	2009
Brasil	7.6	20.6	22.0	25.2	20.3
Rusia	352.8	408.6	422.1	416.0	389.7
India	26.1	37.3	40.1	41.3	51.9
China	26.5	56.1	69.5	81.3	88.7

FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

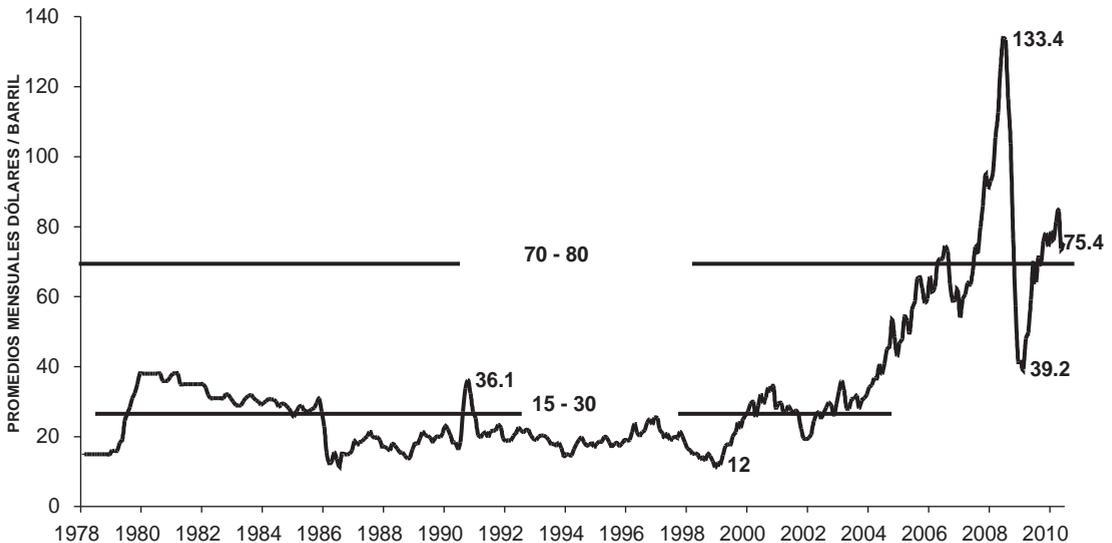
El gas natural ha continuado con tasas superiores de crecimiento que las de petróleo.

V. Precio del petróleo

El incremento súbito y espectacular de los precios del petróleo en 2008, que sobrepasó los 100 US\$/bbl y su desmoronamiento a 39.20 US\$/bbl a fines de ese año, han sido ampliamente publicitados como uno de los mayores afectados de la crisis y a veces como uno de los factores que la provocaron. Después de su caída brusca, los precios del petróleo WTI que es nuestro indicador, se mantienen en la banda 70-80.

Los precios del petróleo se han mantenido entre 15-30 US\$/bbl desde 1978 hasta 2004. A partir de esa fecha, se inicia la subida de precios alcanzando la plataforma de 60-70 US\$/bbl en 2009 antes que se desate la crisis. La elevación brusca en gran parte ha sido fruto de la especulación, la cual explicaría la caída súbita. Al presente esta oscilando en la banda 70-80 US\$/bbl que se estima continuara por varios años (ver grafico 5).

GRÁFICO 5
PRECIO DEL PETRÓLEO WTI EN LOS ÚLTIMOS 30 AÑOS
(Enero 1978 - Junio 2010)



FUENTE: Energy Press.

Los precios del WTI han sido promediados trimestralmente los años 2007, 2008, 2009 en el cuadro 12 y en el grafico 6.

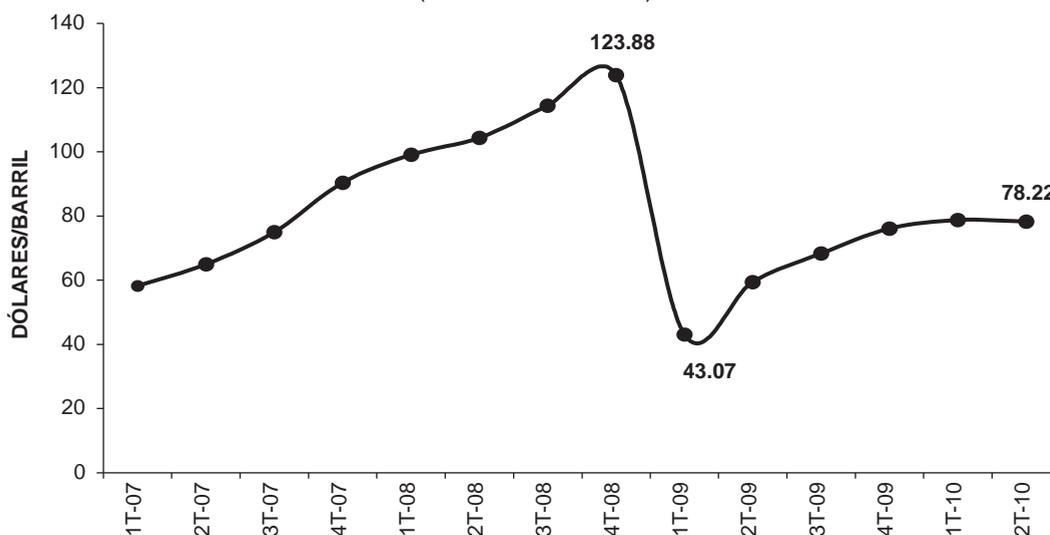
Esta agrupación de precios se ha efectuado para poder comparar con los de gas nacional de exportación que se fijan trimestralmente.

CUADRO 12
PRECIOS DEL PETROLEO EN PROMEDIOS TRIMESTRALES
 (En dólares / barril)

AÑO	TRIMESTRE	PRECIO WTI
2007	Primero	58.20
	Segundo	64.98
	Tercero	75.00
	Cuarto	90.37
PROMEDIO ANUAL 2007		72.14
2008	Primero	99.07
	Segundo	104.36
	Tercero	114.35
	Cuarto	123.88
PROMEDIO ANUAL 2008		110.42
2009	Primero	43.07
	Segundo	59.41
	Tercero	68.31
	Cuarto	76.06
PROMEDIO ANUAL 2009		61.71
2010	Primero	78.70
	Segundo	78.22
PROMEDIO ANUAL 2010		78.46

FUENTE: Energy Press

GRÁFICO 6
PRECIOS DEL PETRÓLEO EN PROMEDIOS TRIMESTRALES
 (1T/2007 - 2T/2010)

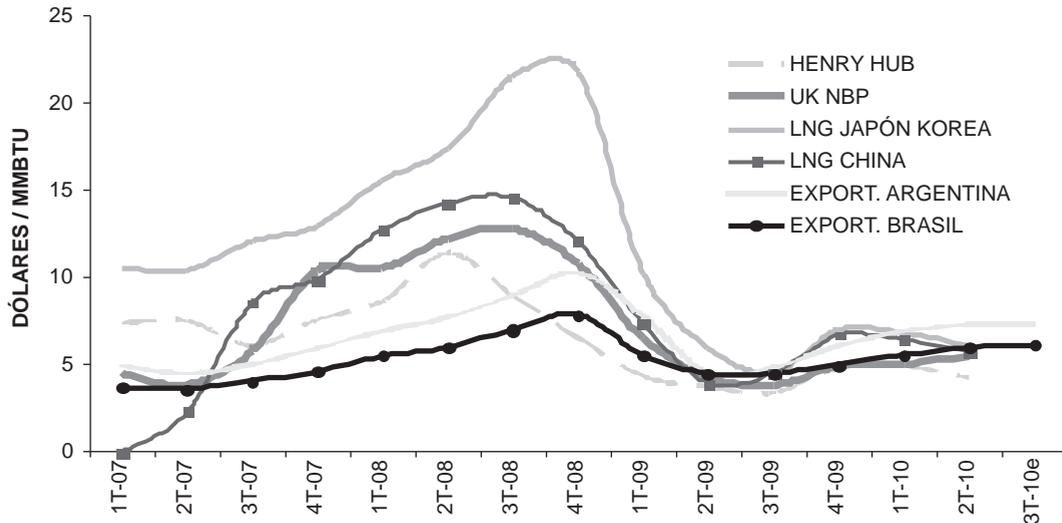


FUENTE: Energy Press.

VI. Precios del gas

Las curvas de precios de los gases podrían indicar que el GNL y gas por gasoducto, están convergiendo en precios. Esa rebaja de precios del GNL ha sido forzada por la disminución de compra. Cuando se disipe la crisis económica mundial, se debe esperar subidas de precio de GNL (ver gráfico 7).

GRÁFICO 7
PRECIOS DEL GAS EN PROMEDIOS TRIMESTRALES
 (1T/2007 - 3T/2010)



FUENTE: elaboración propia. International Gas Report 2007 - 2009.
 e: Precio esperado.

Por otro lado, los precios actuales de GNL no son lo suficientemente altos como para financiar plantas nuevas.

El comportamiento trimestral de los precios del gas natural vendido en tierra firme de los Hubs: el Henry Hub de Estados Unidos, el United Kingdom Balancing esta mostrado en el cuadro 13. En esa misma tabla se muestran los precios del GNL entre los de Japón, Corea y China.

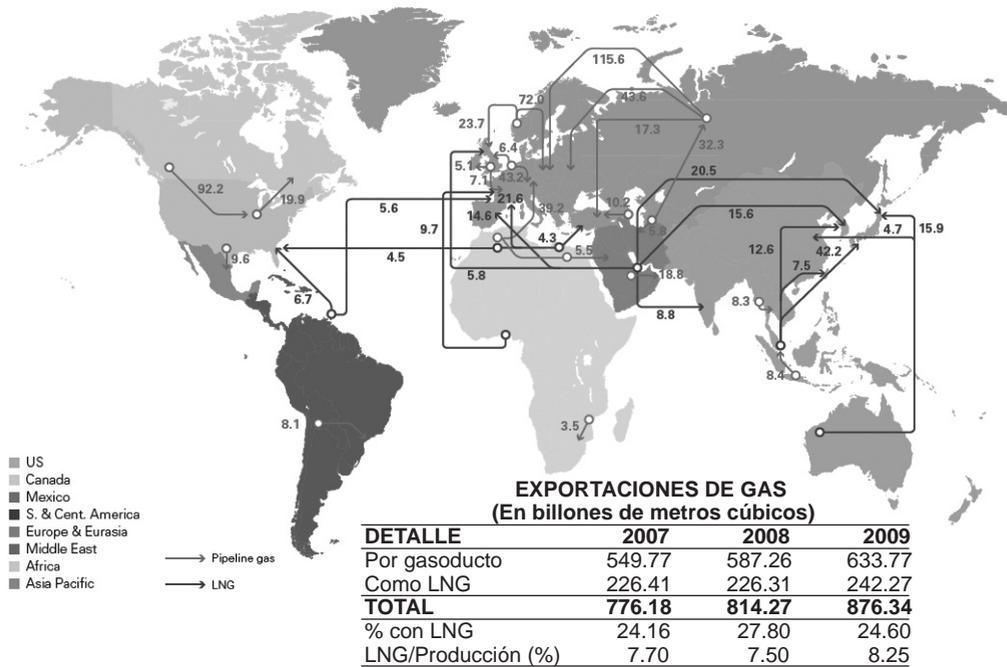
CUADRO 13
PRECIOS DEL GAS TRIMESTRALES
 (En dólares / MMBTU)

AÑO	TRIMESTRE	HENRY HUB	UK NBP	JAPÓN-KOREA	CHINA
2006	Primero	7.93	1.73	11.25	-
	Segundo	6.76	6.86	11.15	-
	Tercero	6.13	7.06	12.21	-
	Cuarto	7.69	8.22	12.26	-
PROMEDIO ANUAL 2006		7.13	5.97	11.72	-
2007	Primero	7.46	4.57	10.63	-
	Segundo	7.58	3.92	10.45	2.36
	Tercero	6.16	5.82	12.14	8.60
	Cuarto	7.64	10.48	13.01	9.95
PROMEDIO ANUAL 2007		7.21	6.20	11.56	5.23
2008	Primero	8.71	10.59	15.66	12.80
	Segundo	11.45	12.32	17.43	14.32
	Tercero	9.01	12.87	21.60	14.64
	Cuarto	6.62	10.85	21.93	12.13
PROMEDIO ANUAL 2008		8.95	11.66	19.16	13.47
2009	Primero	4.41	6.58	10.30	7.42
	Segundo	3.80	4.36	6.04	4.01
	Tercero	3.46	3.90	4.59	4.60
	Cuarto	4.87	4.97	7.08	6.77
PROMEDIO ANUAL 2009		4.13	4.95	7.00	5.70
2010	Primero	4.99	5.12	6.86	6.48
	Segundo	4.33	5.58	6.17	5.84
PROMEDIO ANUAL 2010		4.66	5.35	6.52	6.16

FUENTE: International Gas Report 2007 - 2009.

Como se puede ver los precios del gas llegaron a su apogeo el 2009, a partir del cuarto trimestre de ese año, empieza un descenso generalizado con un fuerte impacto en el GNL que se coloca a nivel de precios del gas natural por gasoducto (ver cuadro 13). Esa coyuntura esta logrando el ingreso del GNL a nuevos mercados con instalaciones regasificadoras temporales. Si bien existe un aumento del comercio de GNL, todavía esta lejos de ser un "commodity" como el petróleo (ver gráfico 8).

**GRÁFICO 8
RUTAS DEL COMERCIO DE GAS**



FUENTE: British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010.

VII. Algunas enseñanzas de estos tres años

- w Los hidrocarburos continuarán siendo los energéticos más importantes por las próximas dos décadas.
- w El gas natural continuará sustituyendo al petróleo.
- w OPEP ha retomado importancia para regular precios del petróleo.
- w Agrupación similar para gas parece ser políticamente inviable.

Bibliografía

- British Petroleum Corp. Statistical Review of World Energy, junio de 2010 (www.bp.com/statisticalreview).
- International Gas Report 2007 - 2009.
- Energy Press (www.energypress.com).

CRISIS INTERNACIONAL Y EL SECTOR HIDROCARBUROS: IMPACTOS SOBRE LA PRODUCCIÓN REGIONAL Y PRECIOS DE EXPORTACIÓN

Mauricio Medinaceli Monrroy*

Introducción

Pese a la creciente inversión en la generación de fuentes de energía renovables y a políticas de concientización para su uso, es un hecho que el gas y petróleo son y serán parte importante de la oferta energética en la región. Estudios preliminares realizados por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) estiman que en los próximos 20 años, más del 70 por ciento del consumo de energía en América Latina y El Caribe provendrá de estos dos productos.

En este contexto, es importante revisar cómo se encuentran los mercados de gas natural y petróleo en la región, en particular, en América del Sur. Ello cobra aún más relevancia dada la crisis financiera internacional desencadenada en los últimos meses. Por este motivo, el presente documento presenta información respecto al desempeño de la oferta y demanda de petróleo y gas natural, realizando particular énfasis en las cifras del año 2009, que de acuerdo a la CEPAL es el año con menores tasas de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB).

Adicionalmente el texto también presenta datos respecto al comportamiento de los precios de exportación del gas natural Boliviano. Dado que la crisis financiera mencionada anteriormente también vino acompañada por fluctuaciones en los precios de las principales materias primas, en especial el petróleo, será útil revisar cómo ello impactó en los precios de venta del gas natural a sus dos principales mercados, Brasil y Argentina.

Una de las principales conclusiones es que la contracción en el mercado hidrocarburífero de la región no sólo obedece a problemas en la demanda sino también, a serios problemas en la oferta, por ello, el diseño de una política que fomente la inversión, pública y/o privada en el sector, deberá ser parte sustantiva en la agenda energética de la región.

El documento está ordenado como sigue: en el punto I se revisan las cifras de oferta y demanda de petróleo en la región, en el punto II se realiza similar análisis sólo que para el gas natural, en el punto III se estudia el comportamiento de los precios de exportación del gas natural Boliviano y su correlación con el precio internacional del petróleo, finalmente se presentan las conclusiones del trabajo. Como es usual, todos los errores y omisiones cometidas son responsabilidad completa del autor.

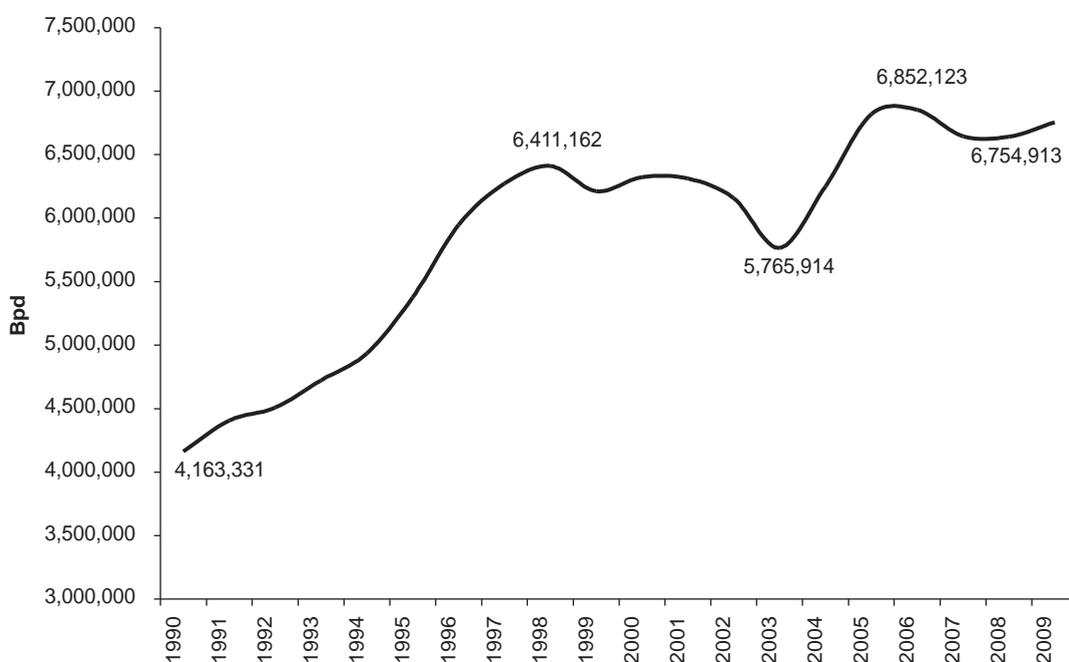
I. Mercado regional de petróleo

El desempeño de la producción de petróleo, durante el período 1990-2009, en

* Economista, trabajó en UDAPE, YPFB, la Superintendencia de Hidrocarburos y el Viceministerio de Hidrocarburos entre otros; fue Ministro de Hidrocarburos; docente en diversas universidades.

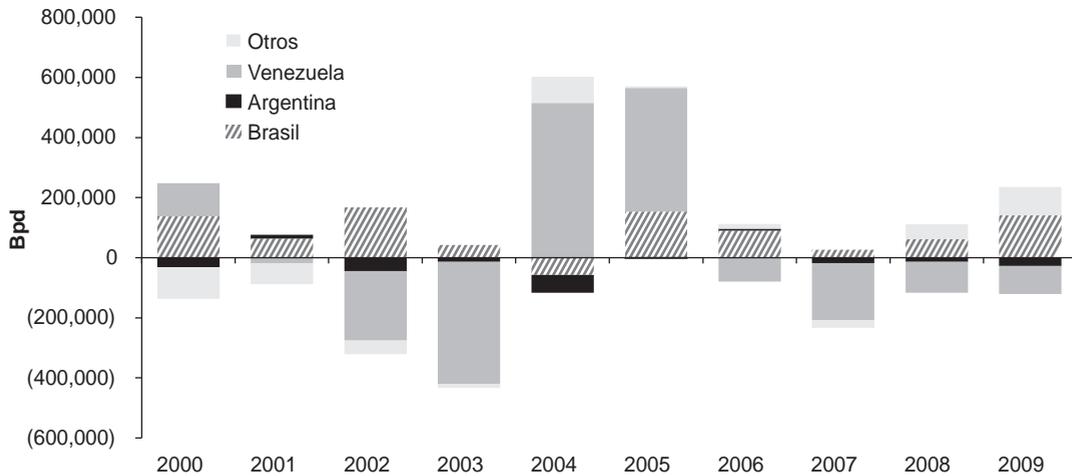
América del Sur se presenta en el gráfico 1. En ella se observa que luego de un proceso de ligera recuperación observado en los años 2004 y 2005, nuevamente el total producido por la región se estabiliza en el orden de los seis y medio millones de barriles diarios, con una ligera tendencia a la baja. Ello se debe, en gran medida, al desempeño bidireccional en la producción de los principales países de la región, como se aprecia en el gráfico 2 la recuperación del período 2004-2005 se explica por el crecimiento en la producción de Venezuela, sin embargo, en los últimos años ésta decae notablemente. Por su parte, esta tendencia negativa se atenúa con el crecimiento, quizás modesto, de la producción Brasileña y, en menor escala, Colombiana.

GRÁFICO 1
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AMÉRICA DEL SUR
 AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

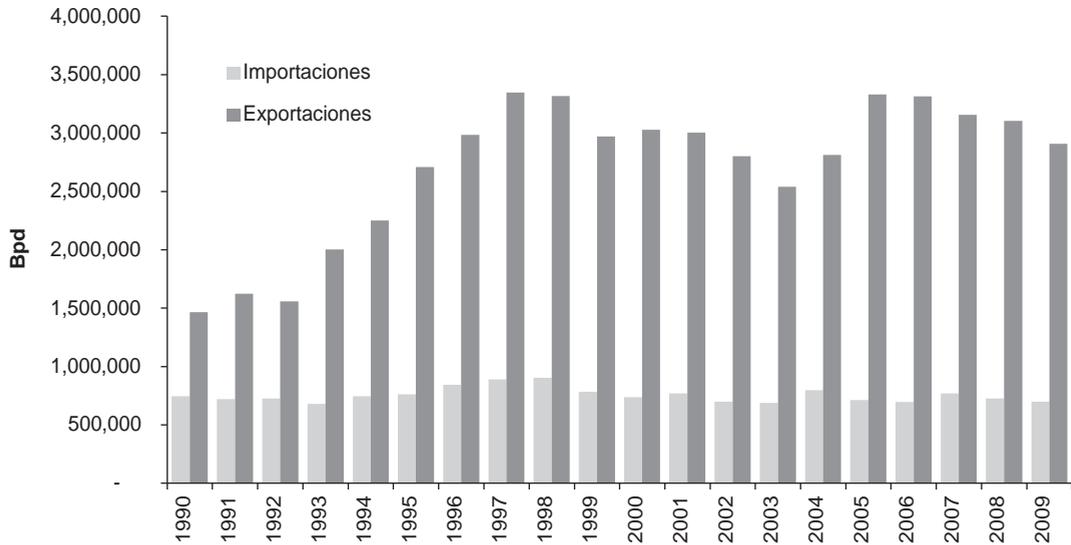
GRÁFICO 2
VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR PRINCIPAL PRODUCTOR
 AÑOS 2000 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos de SIEE - OLADE.

Por otra parte, la región es aún exportadora neta de hidrocarburos ya que las exportaciones son mayores a las importaciones (ver gráfico 3). Gran parte de este comportamiento oscilatorio se explica por el comportamiento productivo del principal exportador de la región, Venezuela. Después de la ligera recuperación de la producción anotada previamente, que también generó un incremento en las exportaciones, ambas variables declinan, con tasas de crecimiento promedios anuales negativas de -0.4 por ciento y -3.2 por ciento respectivamente.

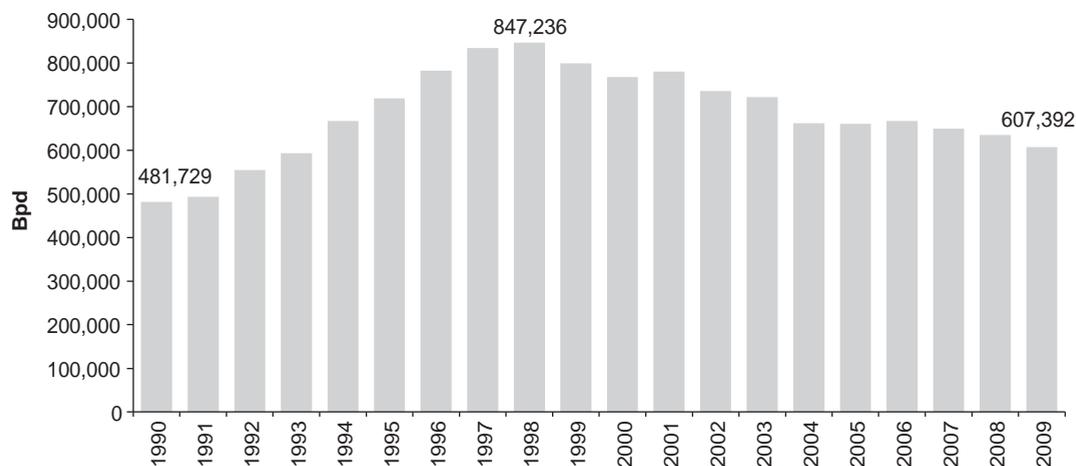
GRÁFICO 3
COMERCIO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO EN AMÉRICA DEL SUR
 AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos de SIEE - OLADE.

Los principales productores de petróleo en América del Sur son Argentina, Brasil y Venezuela, entre los tres producen más del 80 por ciento de la producción total de la región. Sin embargo, el comportamiento productivo de ellos es ciertamente distinto. Por ejemplo, la producción de la República de Argentina presenta una tendencia decreciente desde el año 1998, con una tasa de crecimiento promedio anual negativa de -3 por ciento (ver gráfico 4).

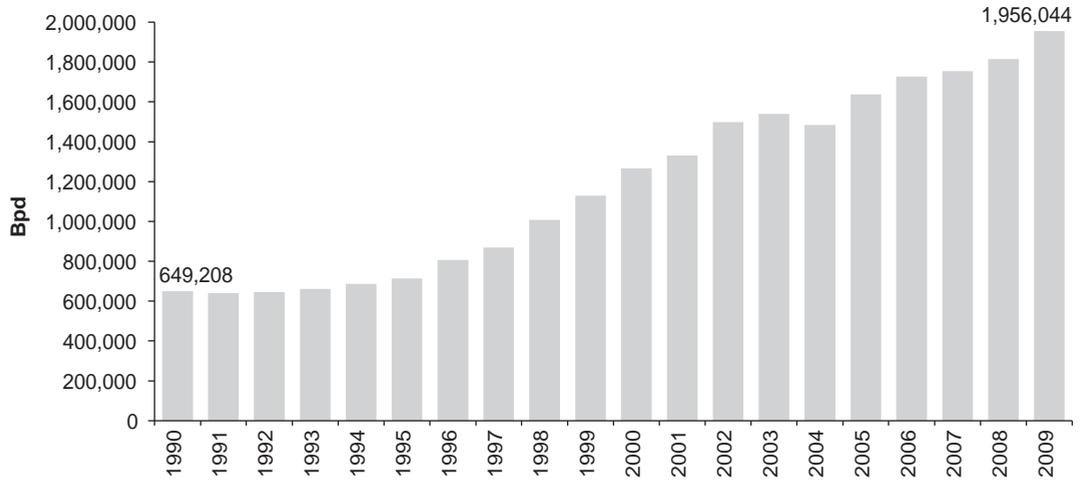
GRÁFICO 4
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN ARGENTINA
 AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

La tendencia negativa de Argentina contrasta con la positiva del Brasil, donde se observa un crecimiento desde mediados de la década de los noventa con una ligera moderación en esta última (ver gráfico 5). Esta situación tuvo un impacto positivo en el comercio internacional de este país, la tendencia decreciente de las importaciones contrasta con la creciente en las exportaciones. De hecho, a partir del año 2007 se aprecia que el volumen total exportado es mayor al importado, convirtiendo de esta manera a Brasil en un exportador neto de petróleo (ver gráfico 6).

GRÁFICO 5
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN BRASIL
AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

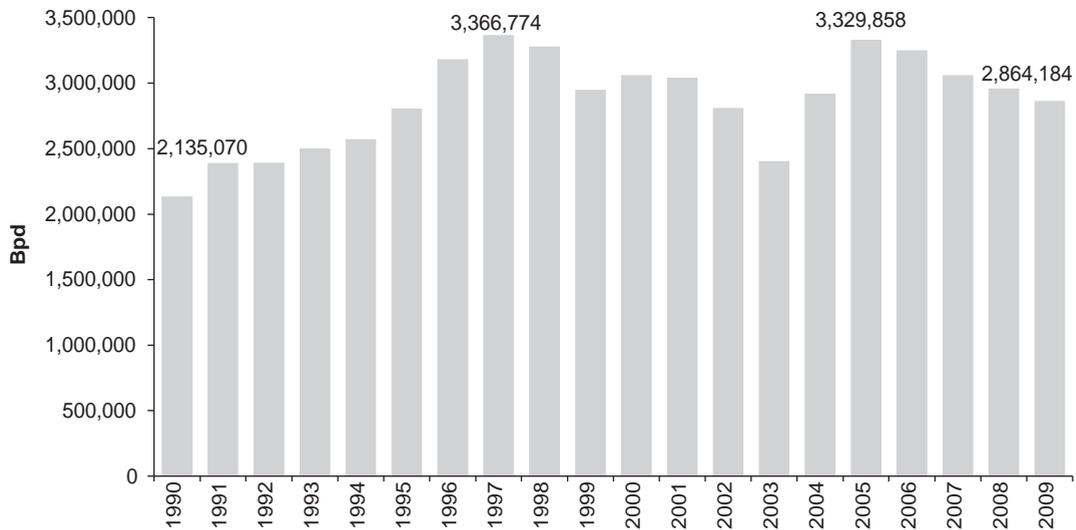
GRÁFICO 6
EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE PETRÓLEO EN BRASIL
AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

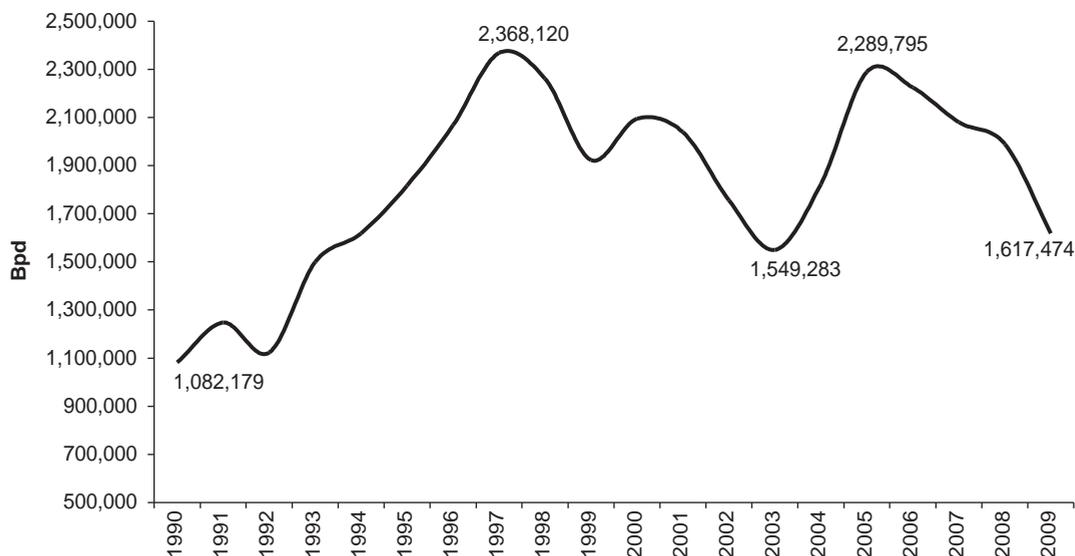
Finalmente, el principal productor de petróleo de América de Sur es Venezuela, país participante de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Como ya se anotó, la producción de este país comienza una fase declinante desde el año 2005 (ver gráfico 7), ello claramente vino acompañado en una disminución de las exportaciones de petróleo (ver gráfico 8). Quizás este comportamiento obedece a lineamientos establecidos por la OPEP, durante la declinación productiva de Venezuela, también disminuyó la producción total de los países de esta organización (ver gráfico 9). En este sentido, es posible configurar la siguiente hipótesis: la menor producción de Venezuela es resultado de un acuerdo por parte de la OPEP, para disminuir la oferta de petróleo.

GRÁFICO 7
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN VENEZUELA
AÑOS 1990 - 2009



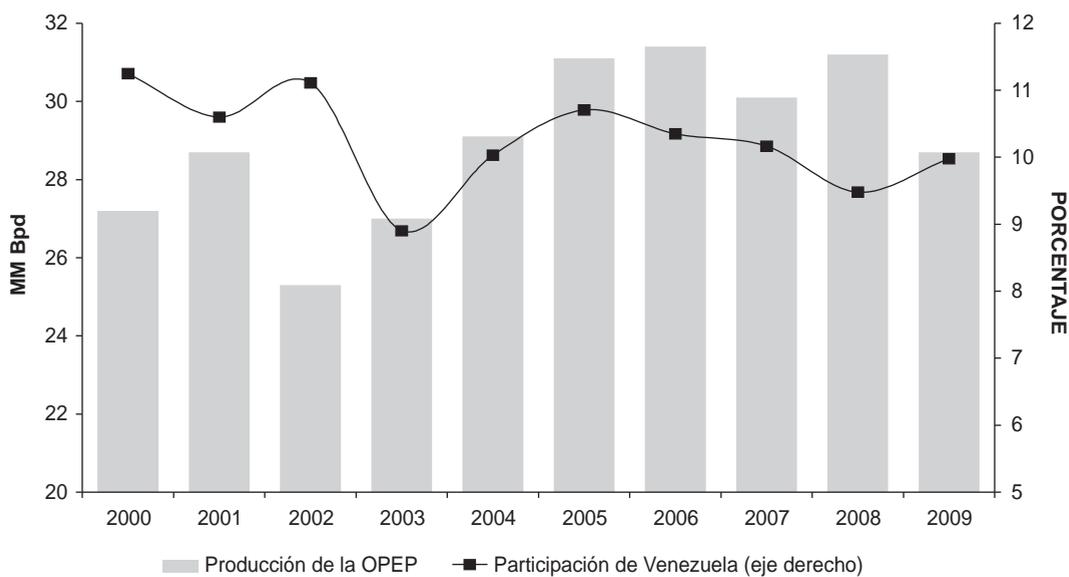
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 8
EXPORTACIONES DE PETRÓLEO DE VENEZUELA
AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 9
PARTICIPACIÓN DE VENEZUELA EN LA PRODUCCIÓN TOTAL DE LA OPEP
AÑOS 2000 - 2009

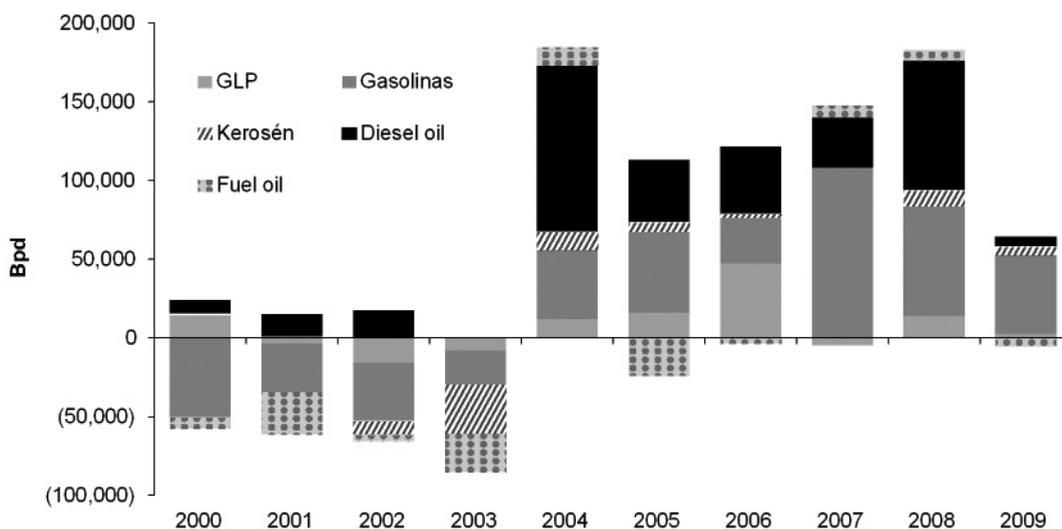


FUENTE: elaboración propia en base a datos de la OPEP.

Es interesante notar que la producción de los países que conforman la OPEP sólo significa un 41 por ciento² de la oferta total de petróleo., puesto que gran parte de ella proviene de los países no asociados. En este sentido, existe literatura³ donde se afirma que gran parte del incremento de los precios observado en los últimos años se debe, entre otros factores, a la caída en la producción de los países no asociados a la OPEP, restando de esta manera, grados de control a esta organización en la determinación de los precios internacionales del crudo.

Respecto al comportamiento de la demanda por derivados del petróleo el gráfico 10 presenta su variación para América del Sur. Claramente se observa que la demanda de diesel oil es la más sensible a la desaceleración económica del año 2009 y a la bonanza de años pasados. Por otra parte, la demanda de gasolina presenta una tendencia estable desde el año 2004. Venezuela es uno de los pocos países que escapan al comportamiento antes anotado, porque la demanda de este producto, durante el año 2009, fue creciente (ver gráfico 11). Tal vez ello se deba a la política de subsidios a los precios de la gasolina y diesel destinado al consumo interno, ello habría compensado el efecto ingreso negativo por el lado de la demanda.

GRÁFICO 10
VARIACIÓN DE LA DEMANDA DE DERIVADOS EN AMÉRICA DEL SUR
AÑOS 2000 - 2009

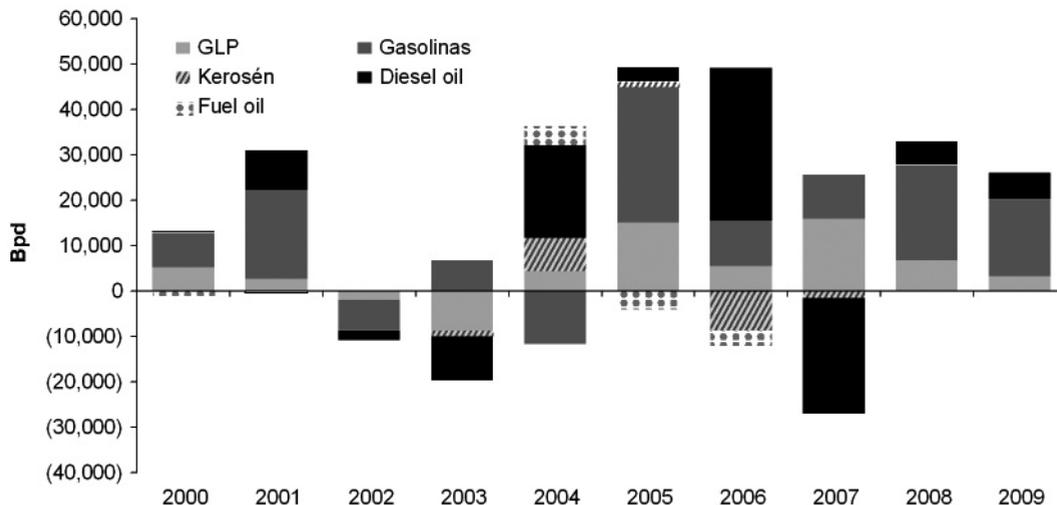


FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

² Cifra para el año 2009, ver Boletín Anual de la OPEP 2009.

³ Ver Hamilton (2008) y Smith (2009).

GRÁFICO 11
VARIACIÓN DE LA DEMANDA DE DERIVADOS EN VENEZUELA
AÑOS 2000 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

América del Sur continúa siendo una región productora neta de petróleo, dado que el total exportado es mayor al importado. Si bien la producción de Argentina y Venezuela disminuyó en los últimos años, ello se vio compensado con la creciente producción en Brasil, por tanto, la producción total se mantuvo estable. En este sentido, la crisis financiera internacional consolidada el año 2009 no parece haber impactado en la tendencia ya observada de los principales países productores, tanto negativa como positivamente.⁴ Sin embargo, por el lado de la demanda la sensibilidad es mayor, en particular la del diesel oil, dado que con excepción de Venezuela, el consumo de este producto disminuyó en varios países de la región. Ello podría deberse, en gran parte, a que este combustible es utilizado en la industria y agroindustria y de esta forma, variaciones en su consumo obedecen a cambios en la actividad económica.

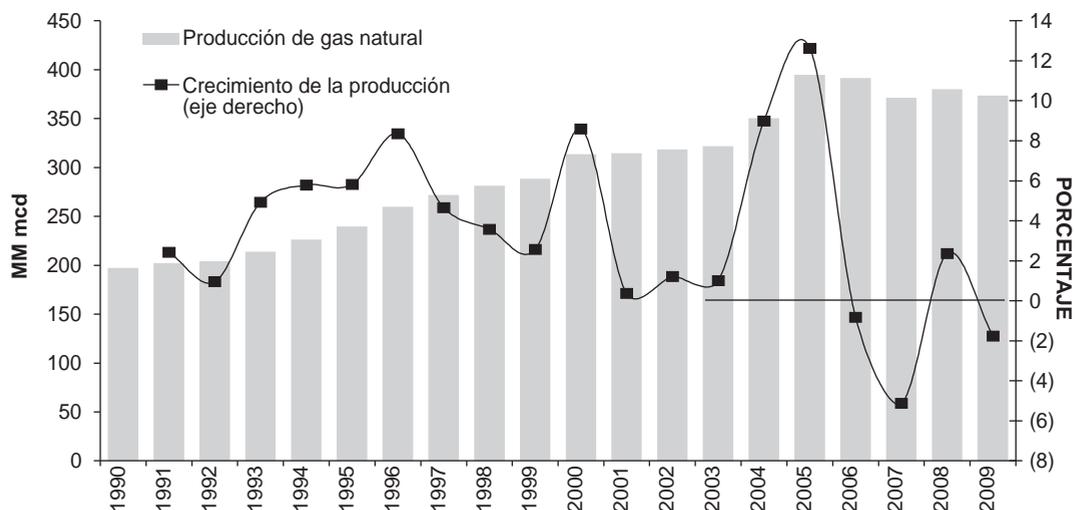
II. Mercado regional de gas natural

La producción de gas natural en América del Sur durante los últimos años presenta dos características importantes. La primera se refiere a un "estancamiento" en la producción que no logra sobrepasar los 400 MM de mcd y obedece a una menor demanda por este producto⁵ en algunos países de la región (ver gráfico 12). Por otro lado, el volumen del comercio internacional ha caído en los últimos años. Ello se explica, en gran parte, por la caída en los volúmenes exportados desde Argentina hacia Chile y, para el año 2009, la menor demanda del Brasil por gas natural Boliviano.

4 Quizás la caída en la producción de Venezuela se deba a recortes en la producción de la OPEP y ello, a su vez, sea consecuencia de la crisis económica mundial. Ello, sin embargo, deberá ser analizado con más detalle.

5 Y el petróleo asociado, en el caso de Venezuela.

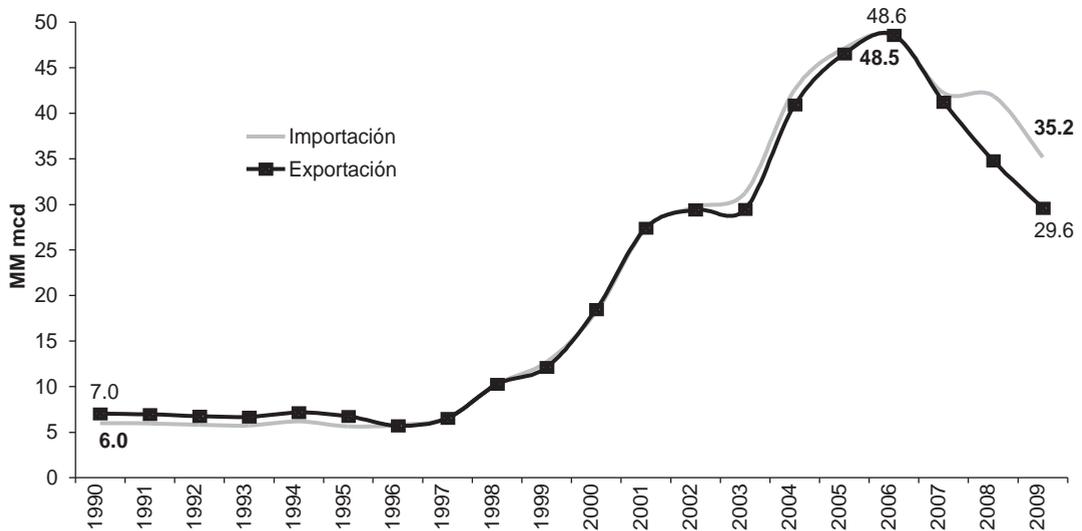
GRÁFICO 12
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL SUR
 AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

Otro hecho que merece ser destacado es la brecha entre las importaciones y exportaciones de gas natural en América del Sur. Hasta el año 2007 ambos conceptos eran iguales, ya que el comercio de gas natural en la región se realizaba únicamente a través de gasoductos, es decir, todo lo que se exportaba debía ser igual a los volúmenes importados. Sin embargo, y como resultados de los problemas anotados en el párrafo previo, los países consumidores (en particular Chile) comienzan a buscar nuevas opciones de abastecimiento. Es así que a partir del año 2008 el total importado es mayor al exportado, ya que ahora existen proyectos de regasificación que permiten la entrada de gas natural producido fuera de la región (ver gráfico 13).

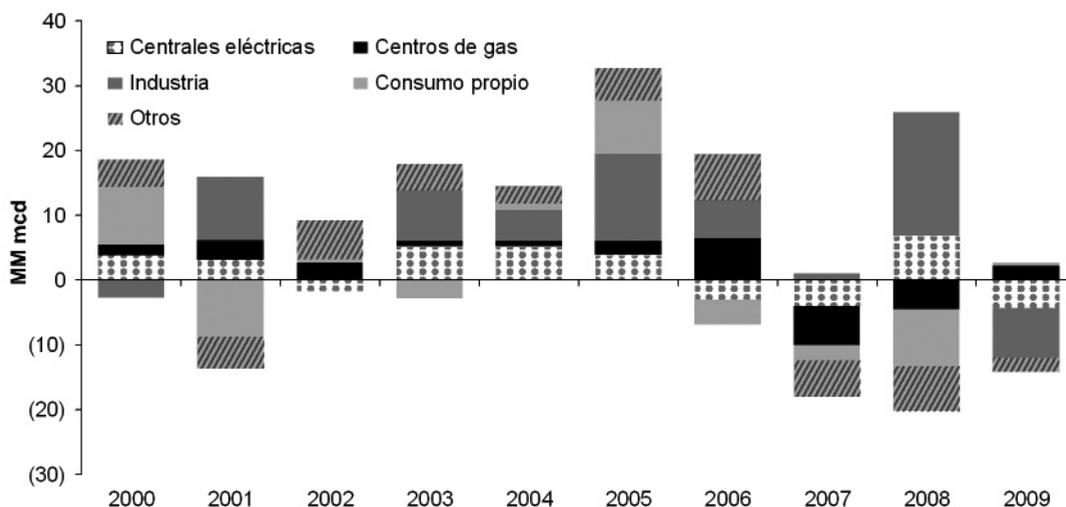
GRÁFICO 13
COMERCIO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL SUR
AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

El gráfico 14 presenta las variaciones en la demanda total de gas natural, desagregadas por los principales sectores de consumo. Como cabría esperar la demanda para la generación eléctrica y aquella destinada al sector industrial es el principal "driver" de crecimiento de la región. En particular, la desaceleración económica de la región experimentada el año 2009, presionó para que estos dos sectores disminuyan los volúmenes de consumo, de esta forma, la demanda total disminuyó el año 2009 en 11.4 MM de mcd., de los cuales 4.2 proviene del sector termoeléctrico y 7.7 MM de mcd del sector industrial.

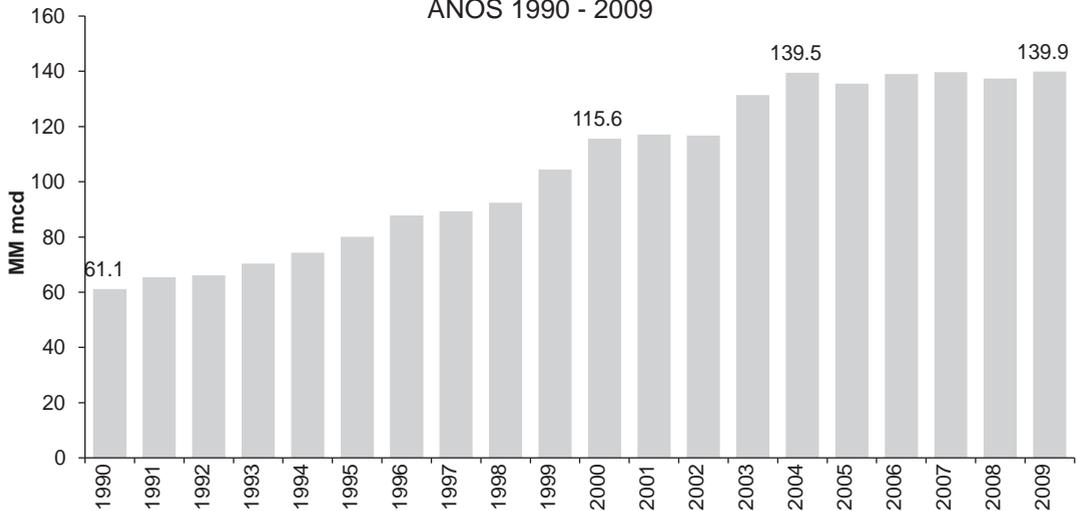
GRÁFICO 14
VARIACIÓN DE LA DEMANDA POR GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL SUR
 AÑOS 2000 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

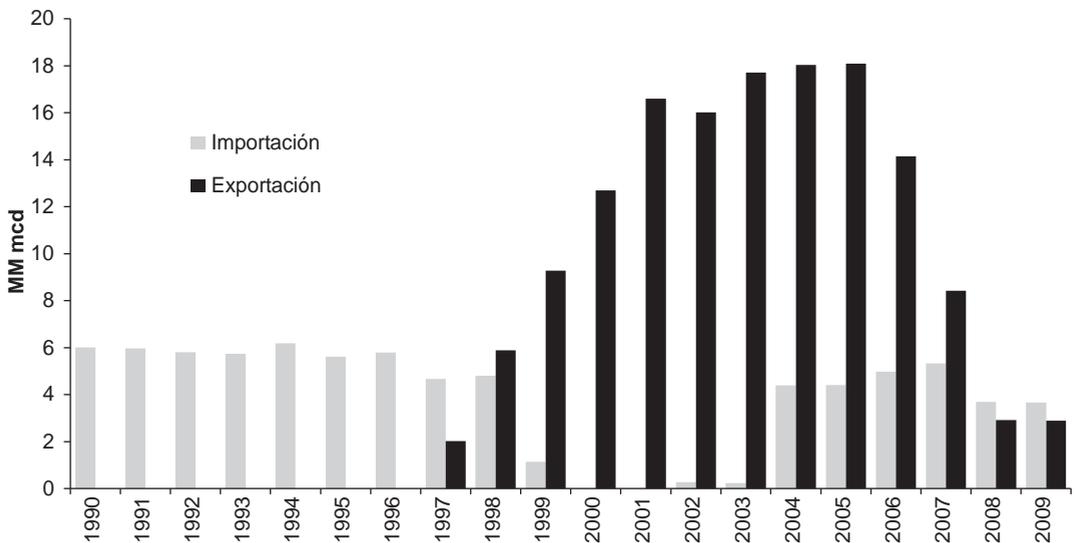
Uno de los principales países productores de gas natural en América del Sur es Argentina, pese a que desde el año 2004 la producción no sobrepasa los 140 MM de mcd, aún la producción del país es una de las mayores en la región (ver gráfico 15). Sin embargo, ésta no fue suficiente para abastecer con la demanda externa e interna, ello obligó al país a disminuir los volúmenes enviados a Chile y reactivó la compra de este producto desde Bolivia, modificando la tendencia del comercio internacional en este país (ver gráfico 16). Este devenir de eventos entre Argentina y Chile, reabrió la discusión respecto al cumplimiento de contratos internacionales y el abastecimiento del mercado interno, es decir, la pregunta sobre ¿hasta qué punto un país debe cumplir con compromisos de venta de gas natural (o cualquier otro energético) a costa del desabastecimiento en el mercado interno? Generó amplia discusión en su momento.

GRÁFICO 15
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA
AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

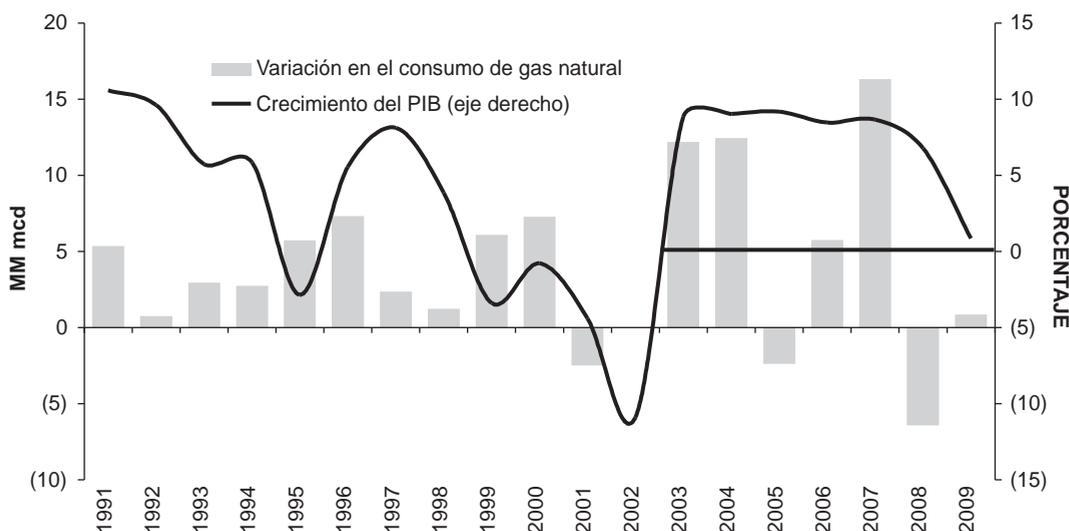
GRÁFICO 16
COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL EN ARGENTINA
AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

Por su parte, el gráfico 17 presenta el cambio en la demanda total de gas natural en Argentina y su contraste con la tasa de crecimiento del PIB. Con base en este gráfico se puede evidenciar la elevada correlación entre el crecimiento/decrecimiento de la actividad económica y la evolución de la demanda por el producto de análisis, este hecho queda evidente el año 2009 donde la tasa de crecimiento del PIB fue de 0.9 por ciento y el incremento en la demanda fue de sólo 0.84 MM de mcd.

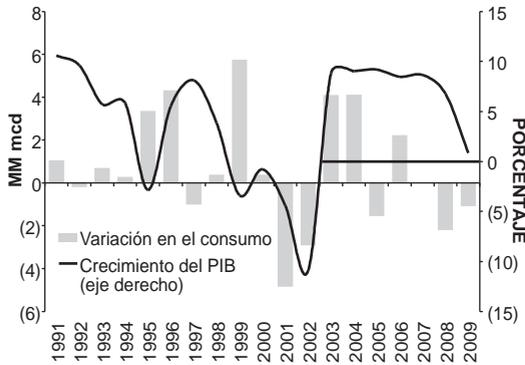
GRÁFICO 17
DEMANDA DE GAS NATURAL EN ARGENTINA
AÑOS 1991 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

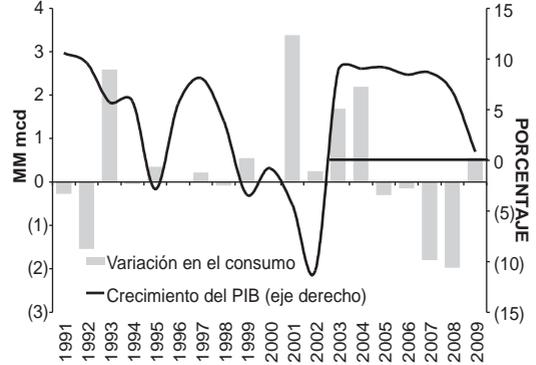
En Argentina, la demanda total de gas natural el año 2009 fue de 137.4 MM de mcd, de los cuales el 25.0 por ciento corresponde al sector industrial, el 20.0 por ciento proviene de las centrales eléctricas y el 18.7 por ciento del sector residencial, ello evidencia que en este país, además de los rubros usuales (generación eléctrica e industrias), el gas natural presenta una fuerte participación del sector residencial, donde las familias son el principal eje de consumo. Ello queda claro con los gráficos 18A a 18D, donde se presenta el cambio de la demanda de este producto según sectores de consumo, contrastándola además con la tasa de crecimiento del PIB. Como se observa, el comportamiento de la demanda total de los últimos dos años obedece a contracciones en la demanda del sector industrial y para la generación eléctrica, pero no por ello, el sector residencial dejó de ser importante.

GRÁFICO 18A
DEMANDA DE GAS NATURAL EN
ARGENTINA
CENTRALES ELÉCTRICAS



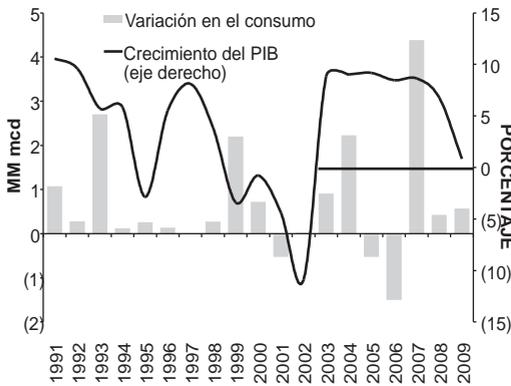
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 18B
DEMANDA DE GAS NATURAL EN
ARGENTINA
CENTROS DE GAS



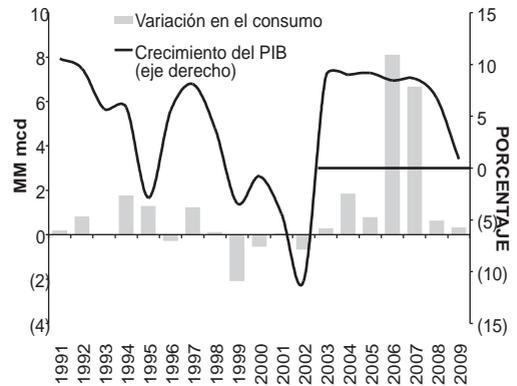
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 18C
DEMANDA DE GAS NATURAL EN
ARGENTINA
RESIDENCIAL



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

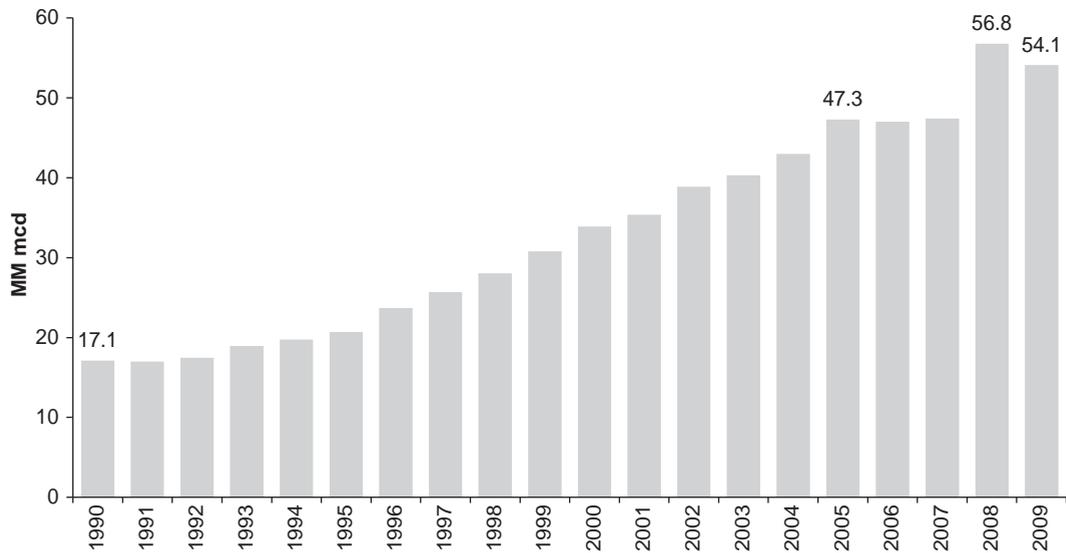
GRÁFICO 18D
DEMANDA DE GAS NATURAL EN
ARGENTINA
INDUSTRIA



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

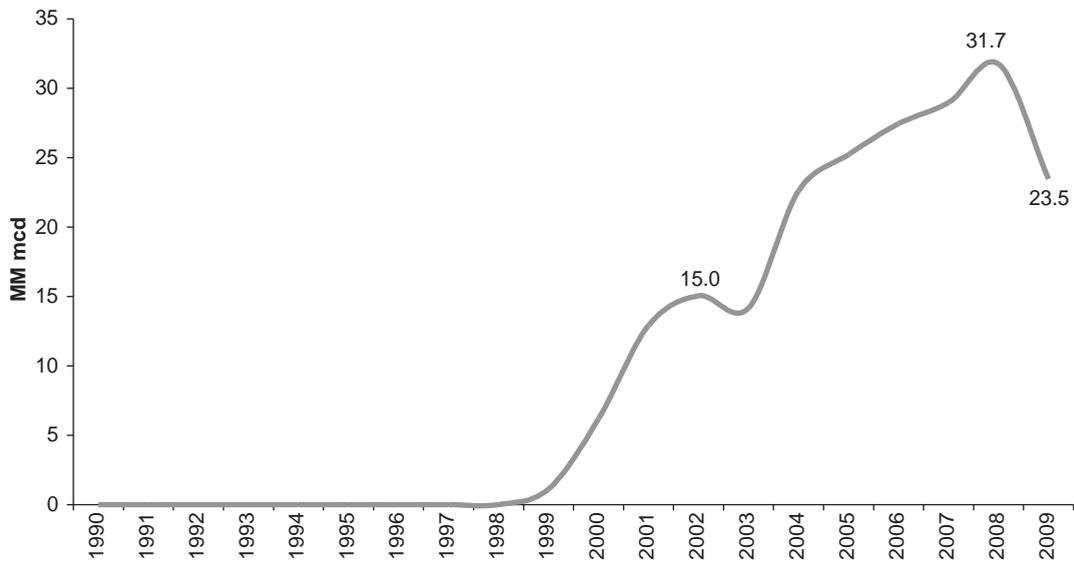
Otro importante productor en la región es Brasil, pese a una ligera contracción el año 2009, presenta una tendencia creciente desde el año 1993 y se espera que pronto sobrepase con holgura los 60 MM de mcd (ver gráfico 19). No obstante, dicha producción no fue suficiente para abastecer su demanda interna, por ello, debió importarse casi el equivalente al 50 por ciento de su producción desde Bolivia (ver gráfico 20). Como se analizará posteriormente la caída en la actividad económica del año 2009 también repercutió en menores niveles de demanda por gas natural, ello a su vez originó un menor nivel de producción y una elevada disminución del total importado desde Bolivia, de acuerdo a cifras de OLADE, dichas importaciones cayeron en más de 8 MM de mcd. respecto al año 2008.

GRÁFICO 19
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN BRASIL
AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

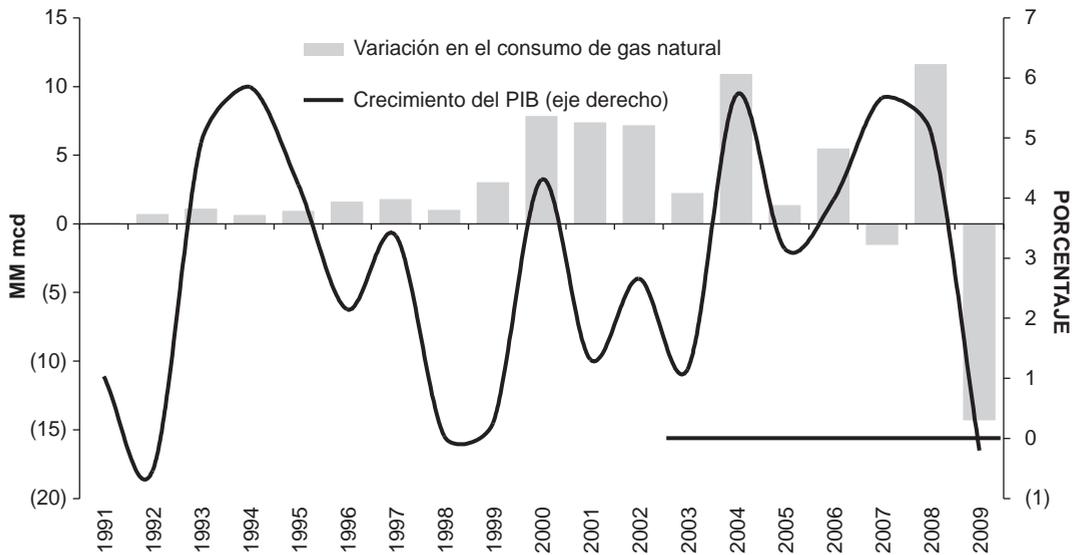
GRÁFICO 20
IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL EN BRASIL
AÑOS 1991 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

Es interesante notar que la correlación entre la demanda total de gas natural y la tasa de crecimiento del PIB es mayor a medida que el consumo de este producto se va diversificando, por ejemplo, el coeficiente de correlación durante el período 2000-2009 fue del 59 por ciento, sin embargo, para el período 2005-2009 esta cifra casi alcanza el 79 por ciento. Entonces, no es casual que la fuerte desaceleración económica del año 2009 haya significada menores niveles de consumo, de hecho, la demanda disminuyó en más de 14 MM de mcd (ver gráfico 21).

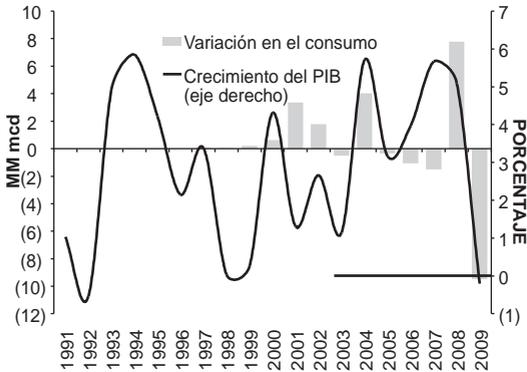
GRÁFICO 21
DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL
 AÑOS 1991 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

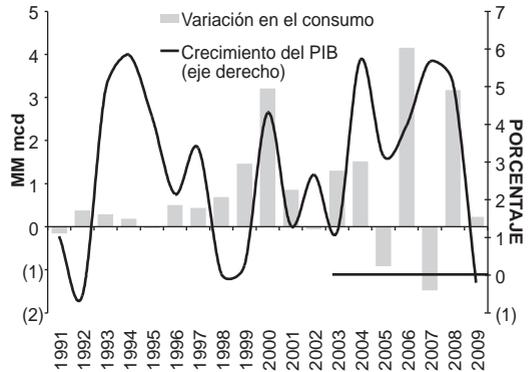
¿Qué sectores impactaron en la menor demanda de gas natural del año 2009 en Brasil? Los datos de los gráficos 22 ayudan a responder esta pregunta, toda vez que presentan el cambio en la demanda por este producto durante las últimas dos décadas. Queda claro que la menor demanda para la generación eléctrica (disminuyó en casi 9.5 MM de mcd.) explica la caída en el total, luego se sitúa la demanda por parte del sector industrial y finalmente aquella destinada al autotransporte.

GRÁFICO 22A
DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL
CENTRALES ELÉCTRICAS



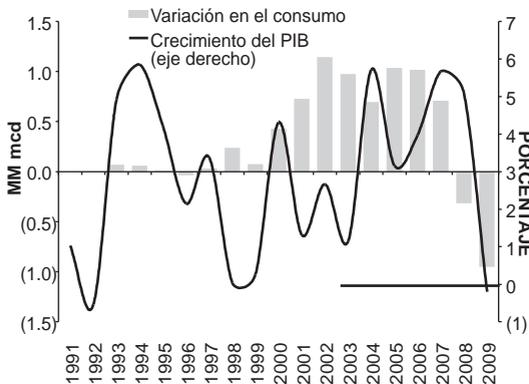
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 22B
DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL
CENTROS DE GAS - CONSUMO PROPIO



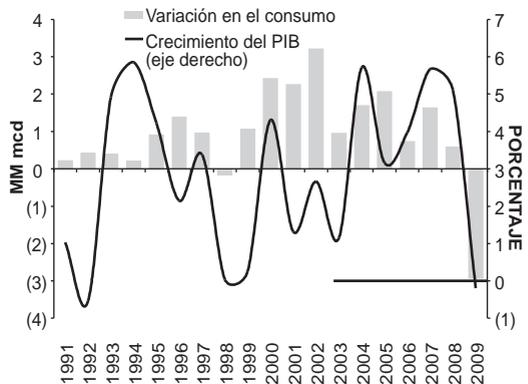
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 22C
DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL
TRANSPORTE



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 22D
DEMANDA DE GAS NATURAL EN BRASIL
INDUSTRIA



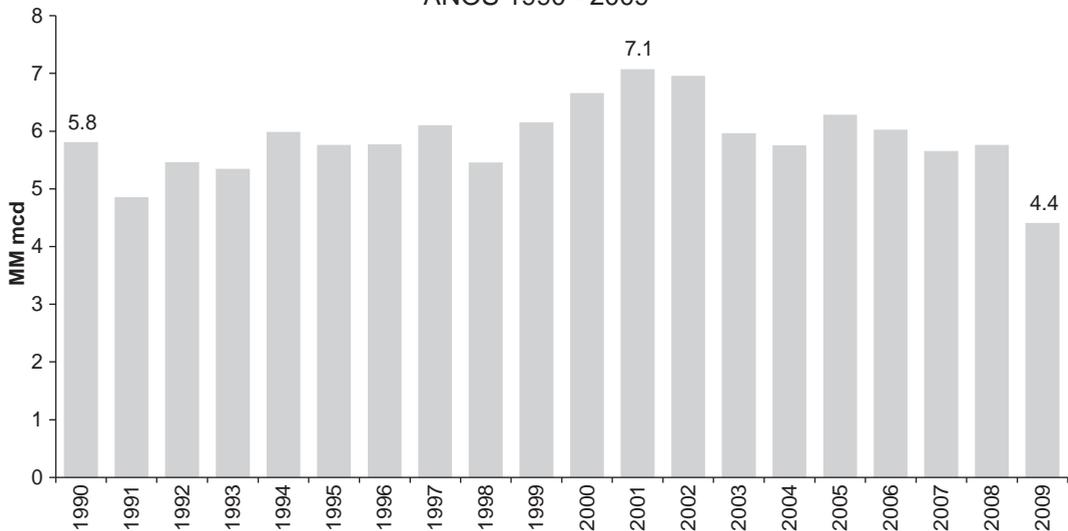
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

Si bien este documento se concentra en la evolución de los mercados de gas natural y petróleo en América del Sur, es bueno recordar que el análisis de demanda por gas natural de Brasil es importante para Bolivia porque es el principal receptor del volumen de gas natural exportado por este último país. En este sentido, analizar el desempeño del sector eléctrico en Brasil no es tarea menor y de poca trascendencia, dado que de su comportamiento depende el mayor o menor volumen exportado por Bolivia a través del proyecto GSA. En particular, el desempeño de la generación termoeléctrica (condiciones climatológicas) tiene una fuerte incidencia sobre la demanda total del gas natural Boliviano⁶.

6 Una senda interesante de investigación será estudiar y dimensionar la relación entre ambas variables.

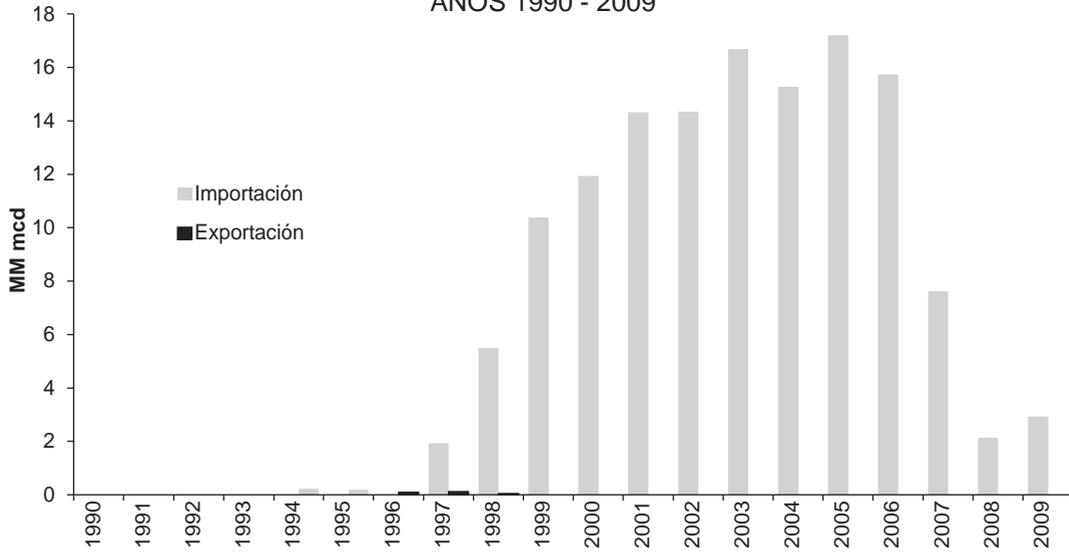
Pese a que la producción de gas natural en Chile no es de las más importantes de la región y actualmente se encuentra en declinación, explicar la situación de su mercado es particularmente interesante (ver gráfico 23). Hasta mediados de la presente década, quizás antes, el comercio de gas natural entre Argentina y Chile fue impresionante, durante el período 1997-2005 la tasa de crecimiento de las importaciones de Chile fue de 31.5 por ciento anual. Sin embargo y como se anotó previamente, la producción en Argentina comenzó a estancarse a partir del año 2005, ello asociado a fuertes presiones en el mercado interno (ver gráfico 17) originando que Argentina deje de enviar gas natural a Chile y por ello, las importaciones de este último país disminuyen notoriamente (ver gráfico 24). Estos eventos reavivaron la discusión entre la dicotomía que puede presentarse entre abastecimiento del mercado interno y cumplimiento de contratos de compra y venta internacionales.

GRÁFICO 23
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN CHILE
 AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

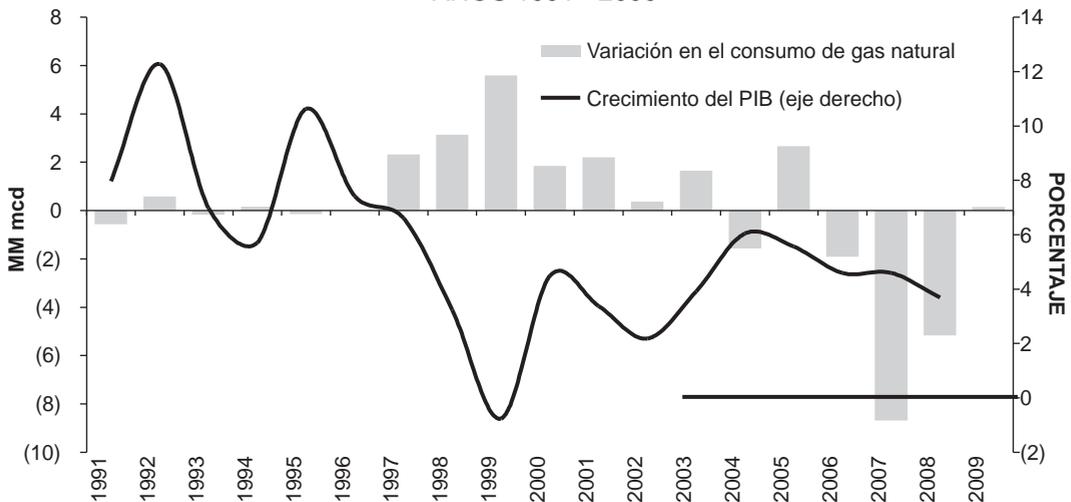
GRÁFICO 24
COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL EN CHILE
AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

Los menores envíos de gas natural desde Argentina significaron que la demanda por este producto en Chile disminuya en amplia proporción, situación que no estuvo completamente acompañada de menores tasas de crecimiento económico (ver gráfico 25). En particular, resalta la disminución de 8.7 MM de mcd del año 2007 y 5.2 del año 2010.

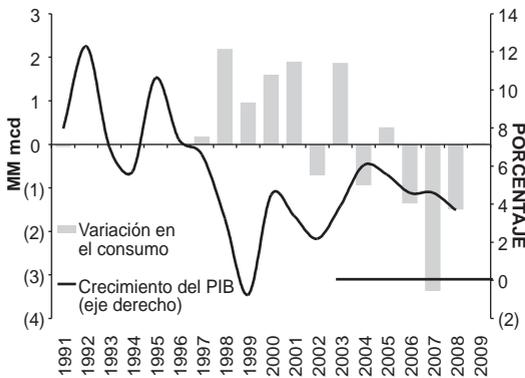
GRÁFICO 25
DEMANDA DE GAS NATURAL EN CHILE
AÑOS 1991 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

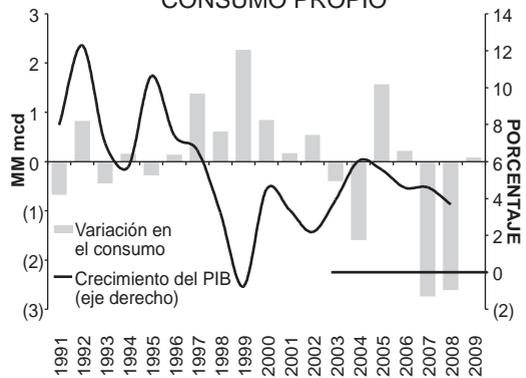
¿Qué sectores tuvieron que ajustarse a este menor nivel en el abastecimiento de gas natural? El ajuste provino de la demanda para generación eléctrica y por parte del sector industrial, es bien sabido que el consumo de carbón en Chile se incrementó en los últimos años (ver gráficos 26A a 26D). Todos estos hechos, debieran llamar a la reflexión respecto a las consecuencias sociales del mayor consumo de gas natural en un determinado país. Como se aprecia en el caso de Chile los sectores económicos que tuvieron que disminuir la demanda por este producto son aquellos compuestos por grandes empresas, dado que es muy difícil pedir que el sector residencial (las familias) disminuya su consumo. En este sentido, el desafío es claro, masificar el uso de gas natural a familias y el sector del autotransporte (taxis) exige seguridad de abastecimiento.

GRÁFICO 26A
DEMANDA DE GAS NATURAL EN CHILE
CENTRALES ELÉCTRICAS



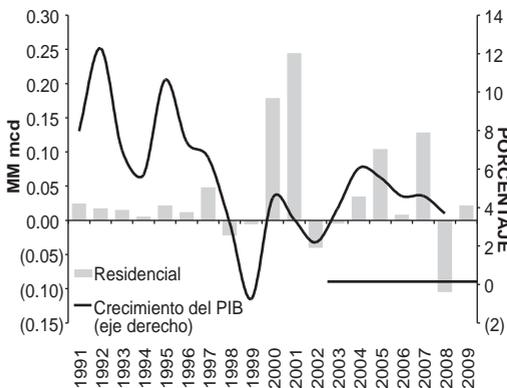
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 26B
DEMANDA DE GAS NATURAL EN CHILE
CENTROS DE GAS - REFINERÍAS -
CONSUMO PROPIO



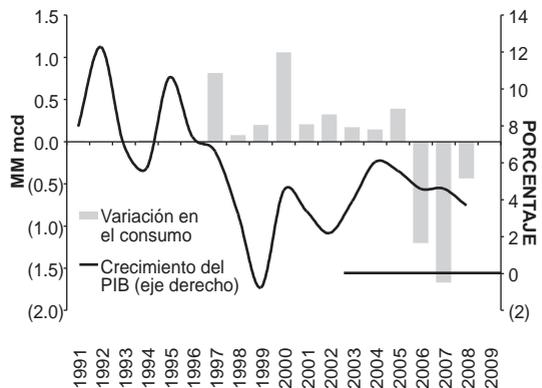
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 26C
DEMANDA DE GAS NATURAL EN CHILE
RESIDENCIAL



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

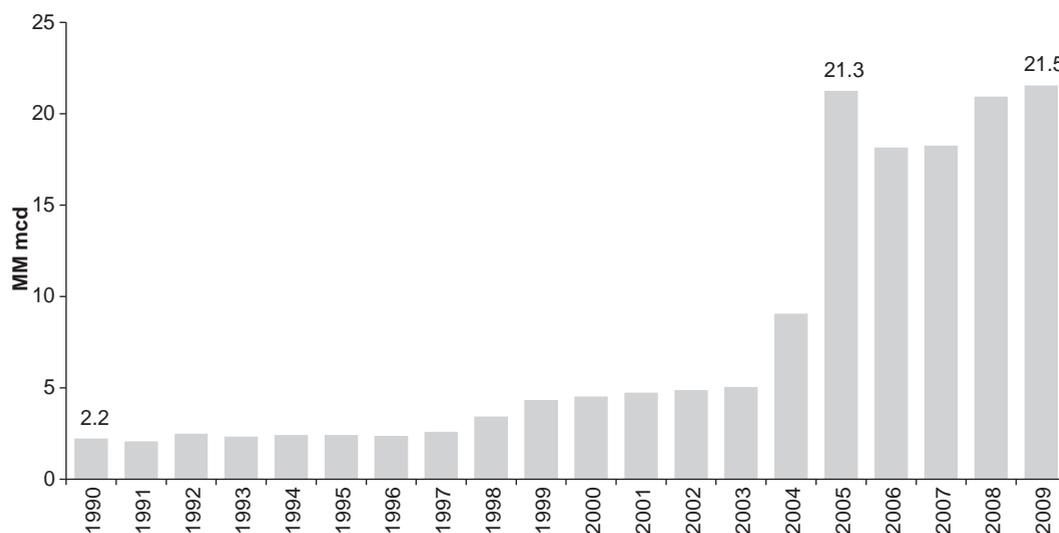
GRÁFICO 26D
DEMANDA DE GAS NATURAL EN CHILE
INDUSTRIA



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

Uno de los ejemplos más exitosos de la región en materia de hidrocarburos es el Perú; la política de apertura a la inversión, pública y privada, y el ordenamiento institucional y regulatorio de los últimos años, posibilitaron que la producción se incremente de 5 a más de 20 MM de mcd (ver gráfico 27). Adicionalmente, esta tendencia parece no cambiará en el futuro, dado que para el año 2012 se tiene previsto consolidar el proyecto de exportación de LNG hacia el norte del continente, situación que inclusive podría duplicar la producción actual⁷.

GRÁFICO 27
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN PERÚ
AÑOS 1990 - 2009

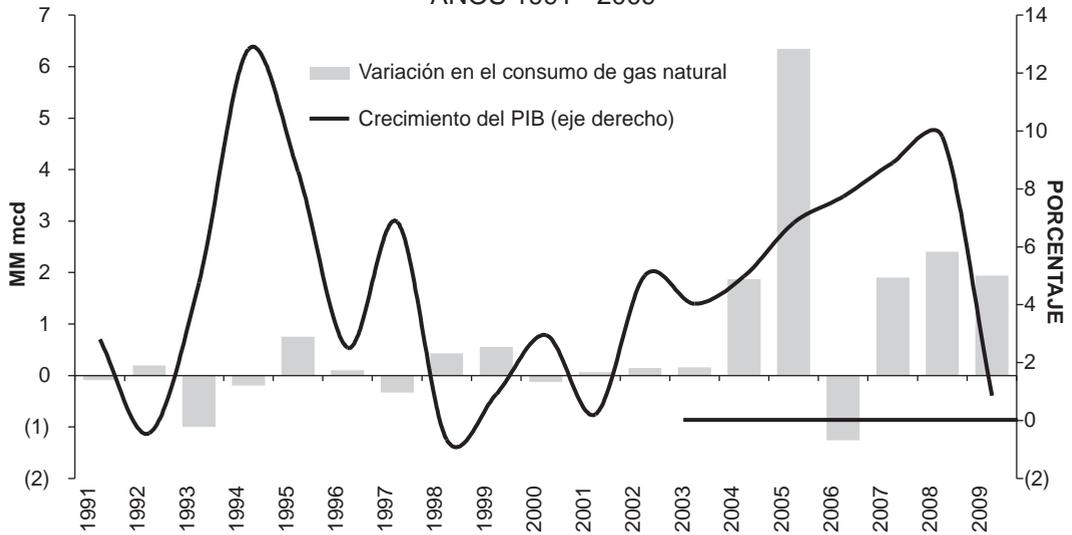


FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

Mayores niveles de producción implicaron también incrementos en la demanda de este producto en el mercado interno. Por supuesto, todo ello se vio enmarcado en un contexto económico favorable, basta con analizar el comportamiento de la tasa de crecimiento del PIB durante los últimos años, con un promedio anual de 8.5 por ciento para el período 2003-2008 y una marcada desaceleración el año 2009 que llevó a un modesto crecimiento de 0.9 por ciento (ver gráfico 28).

⁷ De hecho, durante el primer semestre del año 2010 el Gobierno Peruano anunció las primeras pruebas de esta planta de licuefacción ya construida.

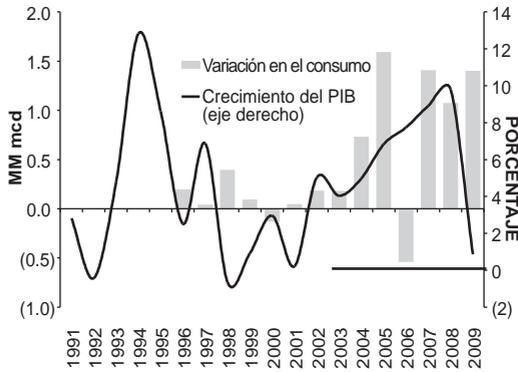
GRÁFICO 28
DEMANDA DE GAS NATURAL EN PERÚ
AÑOS 1991 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE, CEPAL, BCRP.

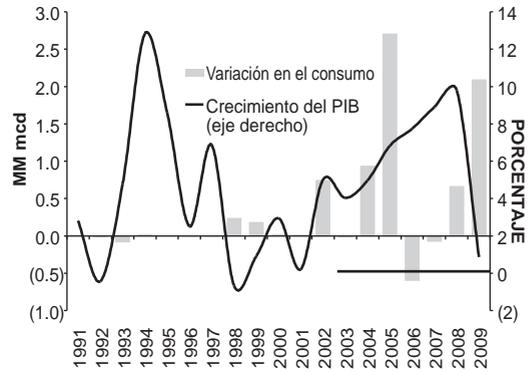
El incremento en la demanda de gas natural en los últimos años estuvo liderizado por la generación termoeléctrica y el sector industrial, sin embargo, la demanda por parte del sector autotransporte no es despreciable, sobretudo por el impacto social que conlleva (ver gráficos 29A a 29D). No obstante, la fuerte contracción económica del año 2009 originó que la demanda del sector industrial también disminuya, pero dado que el sector de generación eléctrica presentó un comportamiento distinto, el consumo total del vecino país no disminuyó como lo hizo en otros países de la región.

GRÁFICO 29A
ADEMANDA DE GAS NATURAL EN PERÚ
CENTRALES ELÉCTRICAS



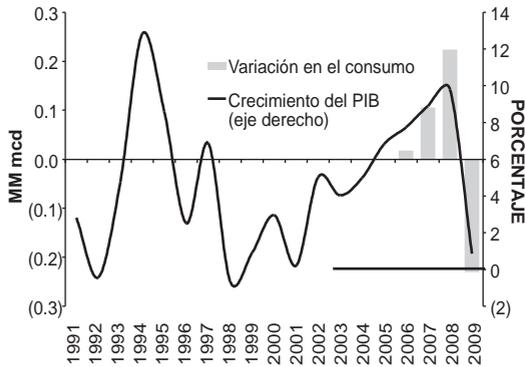
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 29B
DEMANDA DE GAS NATURAL EN PERÚ
CENTROS DE GAS



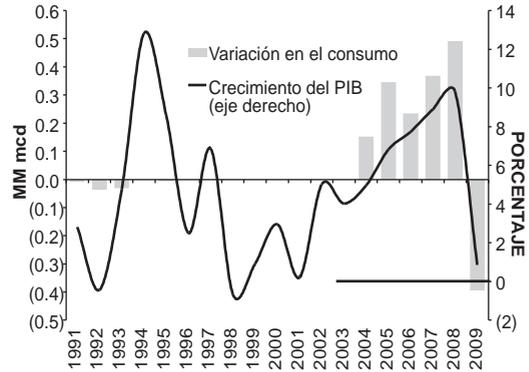
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 29C
DEMANDA DE GAS NATURAL EN PERÚ
TRANSPORTE



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

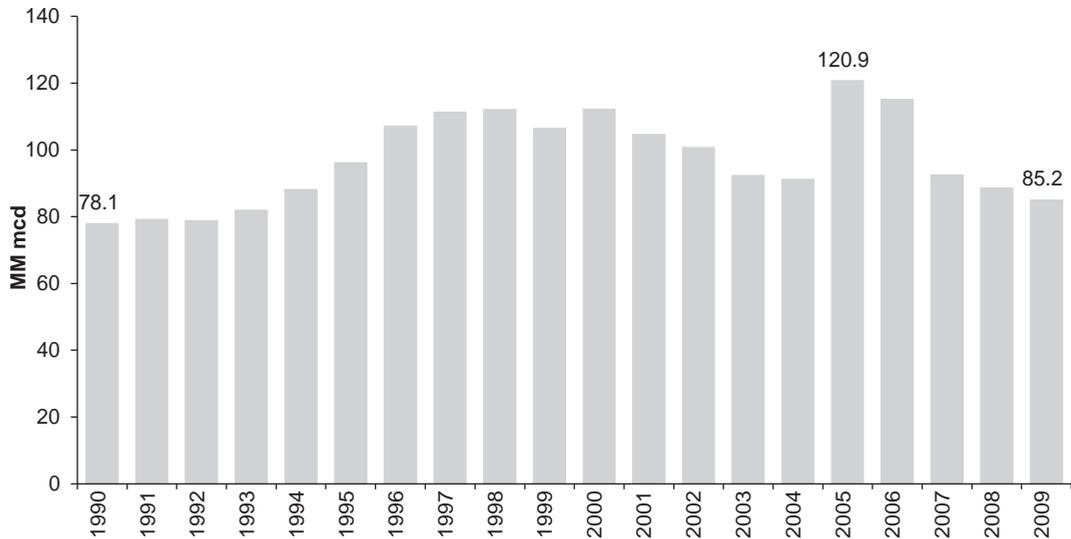
GRÁFICO 29D
DEMANDA DE GAS NATURAL EN PERÚ
INDUSTRIA



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

Otro de los grandes productores de gas natural en América del Sur es Venezuela, con más de 80 MM de mcd para el año 2009. Sin embargo, dicha producción está supeditada a la producción de petróleo, debido a las características técnicas de sus campos productivos. Como se observa en el gráfico 30 el comportamiento de la producción de gas natural es muy similar al de la producción de petróleo (ver gráfico 7). En este sentido, para incrementar la producción en este país en las condiciones productivas actuales, se necesita de mayores niveles de producción de petróleo, situación que podría generar problemas dado el acuerdo de los países exportadores de petróleo en el marco de la OPEP.

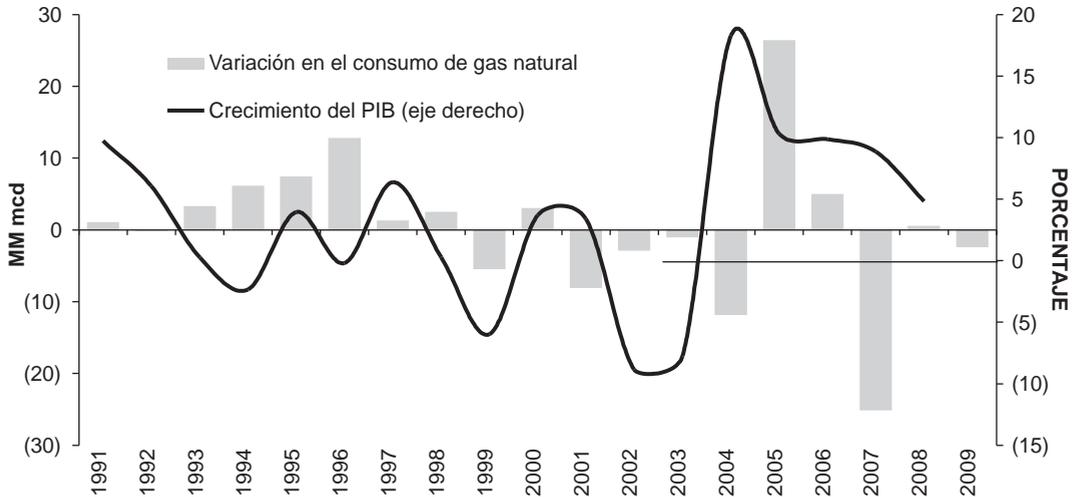
GRÁFICO 30
PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN VENEZUELA
 AÑOS 1990 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

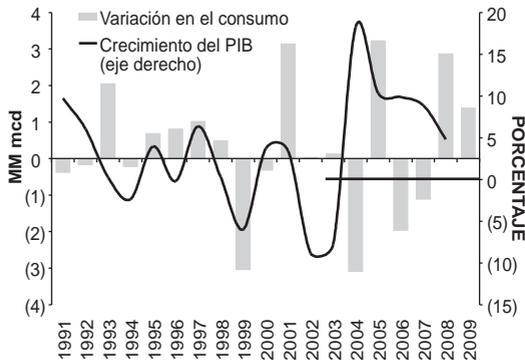
El comportamiento de la demanda de gas natural en Venezuela es altamente volátil, con poca correlación con la tasa de crecimiento del PIB (cerca al 0 por ciento) y elevada con el crecimiento de la producción de petróleo (34 por ciento) (ver gráfico 31). Ello se debe a que la variación en la demanda total de los últimos años obedece a cambios en la demanda de consumo propio y del sector industrial (probablemente asociado a la industria petrolera) (ver gráficos 32A a 32D). En este sentido, se puede afirmar que parte importante de la producción de gas natural en Venezuela se destina a la producción de petróleo (en los campos productores), debido a la estructura productiva prevaleciente en dicho país.

GRÁFICO 31
DEMANDA DE GAS NATURAL EN VENEZUELA
AÑOS 1991 - 2009



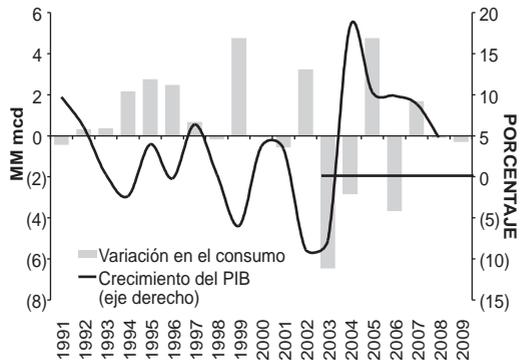
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 32A
DEMANDA DE GAS NATURAL EN VENEZUELA
CENTRALES ELÉCTRICAS



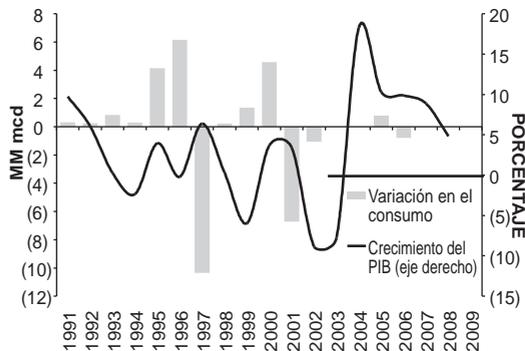
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 32B
DEMANDA DE GAS NATURAL EN VENEZUELA
CENTROS DE GAS



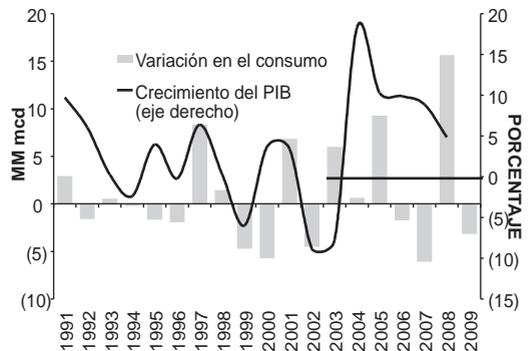
FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 32C
DEMANDA DE GAS NATURAL EN VENEZUELA
CONSUMO PROPIO



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

GRÁFICO 32D
DEMANDA DE GAS NATURAL EN VENEZUELA
INDUSTRIA



FUENTE: elaboración propia en base a datos del SIEE - OLADE.

La producción de gas natural en América del Sur no logra sobrepasar los 140 MM de mcd y se encuentra "estancada" en ese umbral. Luego de revisar las cifras de los principales países productores, se puede afirmar que dos factores podrían explicar este comportamiento. El primero, se relaciona con una tendencia decreciente desde mediados de la presente década y que obedece, sobretudo, a problemas de oferta estructurales, en este grupo destacan Argentina y Venezuela. El segundo factor se relaciona con la crisis financiera internacional que disminuyó la demanda por este producto y, que significó menores niveles de producción, el caso más representativo de esta situación es Brasil, cuya menor demanda significó menores niveles de producción interna e importaciones desde Bolivia, disminuyendo por supuesto, la producción en este último país.

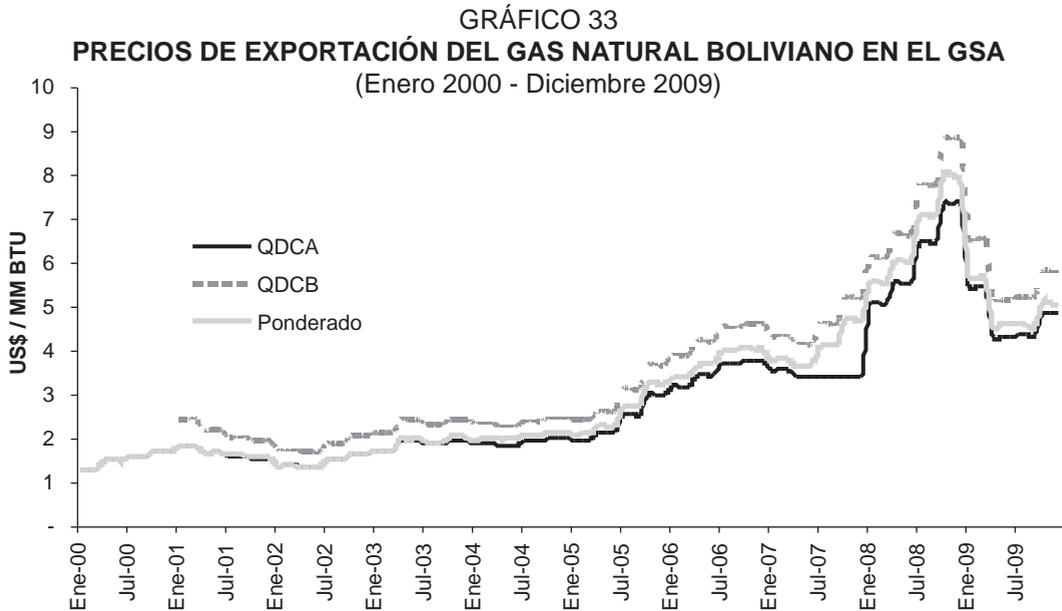
Por su parte, el comercio internacional de gas natural en América del Sur ha tenido interesantes cambios durante los últimos años. Dos de ellos destacan con notoriedad y están relacionados de una forma casi directa. El primero surge con la disminución de los volúmenes exportados de este producto desde Argentina hacia Chile a lo que se añade la menor demanda de gas natural Boliviano por parte del mercado Brasileño. Otro de los aspectos que merece destacarse es la brecha entre los volúmenes exportados e importados. Hasta el año 2007 ambos conceptos eran iguales, dado que el comercio de gas natural en la región se realizaba únicamente a través de gasoductos, es decir, todo lo que se exportaba debía ser igual a los volúmenes importados. Sin embargo, y como resultados de los problemas ya anotados, los países consumidores (en particular Chile) comienzan a buscar nuevas opciones de abastecimiento. Es así que a partir de 2008 el total importado es mayor al exportado, dado que ahora existen plantas de regasificación que permiten la entrada de gas natural producido fuera de la región.

III. Precios de exportación del gas natural boliviano

El contrato de exportación de gas natural de Bolivia a Brasil, en el marco del GSA, establece dos tipos de precios para dos categorías de volúmenes. El precio del volumen QDCA tipificado como la cantidad diaria adicional a la cantidad diaria base (QDCB) de gas natural, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPFB se compromete a vender

y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir y, el precio del volumen QDCB que es la cantidad diaria base de gas natural hasta los 16 MMm³, en el marco del contrato de exportación GSA, que YPFB se compromete a vender y a suministrar y PETROBRAS se compromete a recibir⁸.

En este contexto, el gráfico 33 presenta la evolución de los precios correspondientes a los volúmenes QDCA, QDCB y el promedio ponderado por volumen exportado, durante el período 2000-2009⁹. La principal característica del comportamiento de estos precios es que ambos crecieron en correlación a los precios internacionales del petróleo y sus derivados,¹⁰ en este punto es necesario señalar que la fórmula de ajuste de precios fue establecida durante la década de los noventa, así como también la consolidación del mercado Brasileño, del cual ahora Bolivia recibe los beneficios en la forma de ingresos fiscales, mayores exportaciones y, consecuentemente, mayor crecimiento del PIB.



FUENTE: elaboración propia en base a datos de YPFB.

Por su parte, el gráfico 33 presenta el comportamiento de los precios de exportación del gas natural hacia Brasil y Argentina. Dos hechos llaman la atención, el primero se relaciona con que ambos precios disminuyeron durante el año 2009, debido a la contracción en el precio internacional del petróleo y sus derivados observada en dicha gestión. El segundo hecho se refiere a que el precio de exportación a la República Argentina es ligeramente superior al del Brasil, ello quizás se deba¹¹ a que la fórmula de indexación de precios en el contrato YPFB-ENARSA asigna, además de la canasta de fuel oils¹²

8 YPFB 2010.

9 La exportación de gas natural al Brasil comenzó a mediados del año 1999.

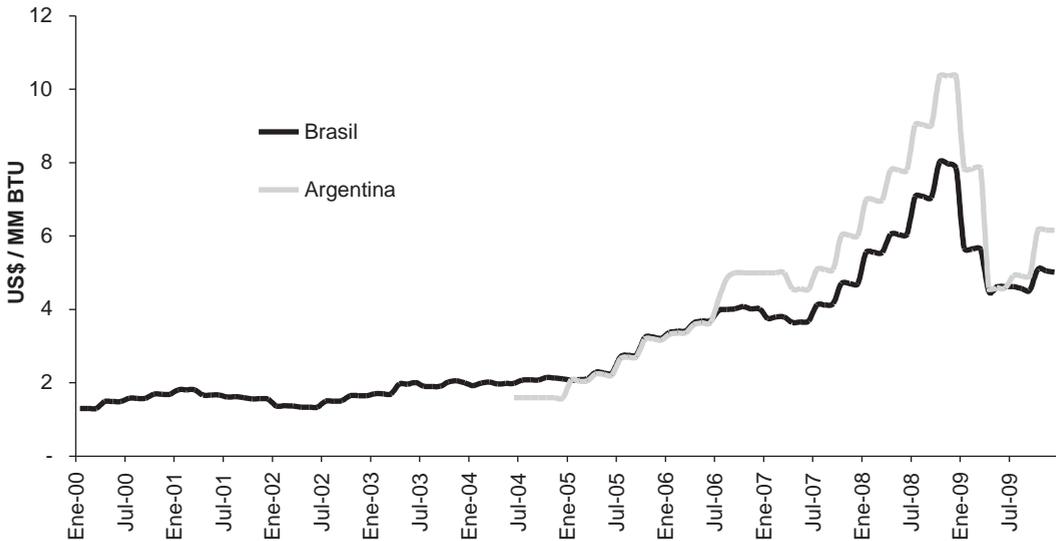
10 En particular el contrato del GSA establece que los precios de exportación del gas natural se ajustarán en función a variaciones en el precio de una canasta de fuel oils.

11 Es necesario investigar esto con mayor profundidad.

12 Característica compartida con el contrato del GSA.

una participación al precio del diesel oil. En cualquiera de los casos, es necesario remarcar que los precios de exportación del gas natural alcanzaron cifras que hasta hace 10 años atrás eran impensables, de hecho, gran parte de las reformas realizadas dentro el sector hidrocarburos en la década de los noventa, así como el contrato del GSA, se establecieron con un precio de mediano plazo de US\$/MM BTU 1.00 - 1.50, dado que el precio de largo plazo del petróleo y sus derivados se situaba en el orden de los 20 y 25 US\$/Barril.

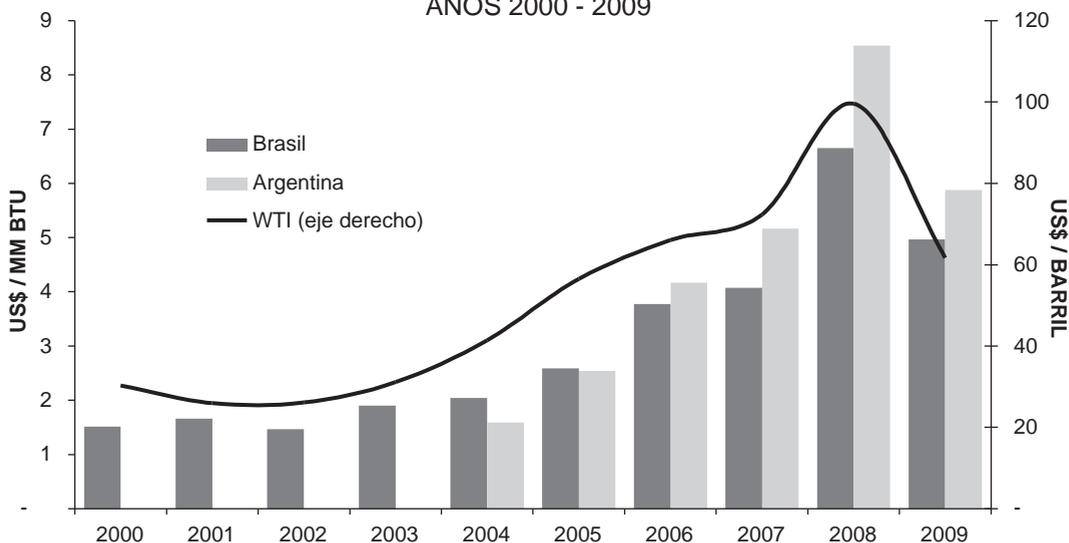
GRÁFICO 34
PRECIOS DE EXPORTACIÓN DEL GAS NATURAL BOLIVIANO
 (Enero 2000 - Diciembre 2009)



FUENTE: elaboración propia en base a datos de YPFB.

El gráfico 35 presenta el comportamiento de los precios de exportación del gas natural boliviano con el comportamiento del precio del WTI, durante el período 2000-2009. En este sentido, se confirman las afirmaciones antes vertidas, respecto a que variaciones en la cotización internacional del crudo y sus derivados ocasionan variaciones en los precios de exportación del gas natural, debido a las fórmulas de indexación de precios establecida en los contratos de compra y venta del gas natural.

GRÁFICO 35
PRECIOS DE EXPORTACIÓN DEL GAS NATURAL BOLIVIANO Y EL PRECIO DEL WTI
 AÑOS 2000 - 2009



FUENTE: elaboración propia en base a datos de YPFB y DOE.

Probablemente la característica central de los precios de exportación del gas natural boliviano, hacia Brasil y Argentina, se relaciona con las condiciones de indexación a una canasta de fuel oils, en el caso del GSA, y de fuel oils más diesel oil, en el caso de YPFB-ENARSA, ello ocasionó que el notable incremento de precios internacionales observado a partir del año 2005 también se origine precios mayores de exportación, lo contrario también es válido, basta con analizar el comportamiento del año 2009. Todo esto denota las nuevas condiciones de mercado que actualmente enfrenta Bolivia, hace quince años, cuando se implementaron un conjunto de reformas institucionales y regulatorias al sector hidrocarburos en Bolivia y el proyecto de exportación al Brasil se encontraba en su fase preliminar, el precio de largo plazo pronosticado era de US\$/MM BTU 1.00 - 1.50 para el gas natural y US\$/Barril 20 - 25 en el caso del petróleo. Actualmente, los precios son casi cuatro veces mayores y los volúmenes de exportación al Brasil son elevados, en este sentido, nuevas condiciones de mercado (completamente favorables) pudieron posibilitar políticas fiscales más agresivas en el sector hidrocarburos boliviano.

Conclusiones

Las principales conclusiones del presente trabajo son:

- 1 América del Sur es aún una región exportadora neta de petróleo, en el sentido de que el total del volumen exportado es mayor al importado. Sin embargo, la tendencia se dirige en sentido contrario, dado que la producción no se estabilizó en el umbral de los 6.7 millones de Bpd. Este comportamiento se explica por una disminución en la producción de Argentina y Venezuela, en este último caso, probablemente motivado por contracciones en la oferta por parte de los países exportadores de la OPEP; compensado por la creciente producción de Brasil.

- 1 La reciente crisis financiera internacional afectó al mercado de petróleo a través de una menor demanda por los productos derivados de él, en particular diesel oil. De acuerdo a las cifras presentadas en este documento, la demanda total por los principales derivados presenta, al año 2009, un menor crecimiento al de años pasados, ello debido, como ya se adelantó, a una contracción en la demanda por diesel oil, producto utilizado principalmente en actividades industriales y agroindustriales.
- 1 Al igual que en el mercado petrolero, la producción de gas natural en América del Sur ha disminuido en los últimos años, acentuándose la caída el año 2009. Esta menor producción vino asociada con menores niveles de demanda, sobretodo del sector industrial y de la generación termoeléctrica. En general se encuentra que dos factores explican esta desaceleración en el mercado gasífero, el primero se explica por la poca capacidad productiva en algunos países (Argentina por ejemplo) y el segundo, se encuentra en la menor demanda de los países consumidores debido a la crisis financiera internacional.

Por otra parte, uno de los principales resultados del problema de abastecimiento de algunos países vendedores de este producto, es la puesta en marcha de proyectos de regasificación en la región. En efecto, Chile y Brasil en un intento claro por diversificar su oferta energética, impulsaron y concretaron la instalación de plantas y/o buques de regasificación, ello permite que ahora el gas natural producido en otras regiones del mundo (África y El Caribe, por ejemplo) encuentre interesantes oportunidades de mercado en América del Sur.

- 1 Quizás la característica central de los precios de exportación del gas natural Boliviano, hacia Brasil y Argentina, se relaciona con las condiciones de indexación a una canasta de fuel oils, en el caso del GSA, y de fuel oils más diesel oil, en el caso de YPFB-ENARSA, ello ocasionó que el notable incremento de precios internacionales observado a partir del año 2005 también se origine precios mayores de exportación, lo contrario también es válido, basta con analizar el comportamiento del año 2009.

Todo esto denota las nuevas condiciones de mercado que actualmente enfrenta Bolivia, hace quince años, cuando se implementaron un conjunto de reformas institucionales y regulatorias al sector hidrocarburos en Bolivia y el proyecto de exportación al Brasil se encontraba en su fase preliminar, el precio de largo plazo pronosticado era de US\$/MM BTU 1.00 - 1.50 para el gas natural y US\$/Barril 20 - 25 en el caso del petróleo. Actualmente, los precios son casi cuatro veces mayores y los volúmenes de exportación al Brasil son elevados, en este sentido, nuevas condiciones de mercado (completamente favorables) pudieron posibilitar políticas fiscales más agresivas en el sector hidrocarburos Boliviano.

Ciertamente la crisis financiera mundial afectó negativamente la demanda por petróleo y gas natural en América del Sur, en particular aquella proveniente de los sectores industriales y generación termoeléctrica en el caso del gas natural y aquellos que demanda diesel oil, en el mercado petrolero, todo ello, por supuesto, impactó negativamente en el nivel de producción. Sin embargo, algunos países de la región ya enfrentaban, previa esta crisis, problemas de producción que impiden cumplir los compromisos de abastecimiento internacionales, por ello, la contracción en el mercado hidrocarburiífero de la región no sólo obedece a problemas en la demanda sino también, a serios problemas en la oferta, por ello, el diseño de una política que fomente la inversión, pública y/o privada en el sector, deberá ser parte sustantiva en la agenda energética de la región.

Bibliografía

- Hamilton, J. (2008). Understanding Crude Oil Prices. National Bureau of Economic Research. Working Paper 14492. Noviembre.
- Smith, J. (2009). World Oil: Market or Mayhem? Journal of Economic Perspectives. Volumen 23, Número 3. Pp. 145-164.
- YPFB. (2010). Boletín Estadístico Enero - Junio 2010. Gerencia Nacional de Planificación, Inversiones y Servicios.

Anexo PRECIOS DE EXPORTACIÓN DEL GAS NATURAL BOLIVIANO

Fecha	Precios de Exportación al Brasil GSA (US\$/MM BTU)			Valor Unitario de Exportación Gas Natural (US\$/MM BTU)	Precio de Exportación GSA (US\$/MM BTU)	Precio de Exportación Argentina (US\$/MM BTU)	Precio Spot del WTI (US\$/Baril)
	QDCA	QDCB	Ponderado				
ene-00	1.2999		1.2999	1.3278	1.3266		27.26
feb-00	1.2999		1.2999	1.3445	1.3433		29.37
mar-00	1.2999		1.2999	1.3337	1.3326		29.84
abr-00	1.4878		1.4878	1.5214	1.5214		25.72
may-00	1.4878		1.4878	1.5198	1.5198		28.79
jun-00	1.4878		1.4878	1.5139	1.5139		31.82
jul-00	1.5771		1.5771	1.6150	1.6150		29.70
ago-00	1.5771		1.5771	1.5344	1.6139		31.26
sep-00	1.5771		1.5771	1.6062	1.6133		33.88
oct-00	1.6932		1.6932	1.7372	1.7404		33.11
nov-00	1.6932		1.6932	1.7414	1.7352		34.42
dic-00	1.6932		1.6932	1.7227	1.7323		28.44
ene-01	1.8091	2.4316	1.8091	1.7863	1.8279		29.59
feb-01	1.8091	2.4316	1.8091	1.8316	1.8347		29.61
mar-01	1.8091	2.4316	1.8091	1.8336	1.8414		27.24
abr-01	1.6668	2.1787	1.6668	1.6999	1.7000		27.49
may-01	1.6668	2.1787	1.6668	1.7203	1.7205		28.63
jun-01	1.6668	2.1787	1.6668	1.6931	1.6988		27.60
jul-01	1.5707	2.0206	1.6121	1.6104	1.6139		26.42
ago-01	1.5707	2.0206	1.6252	1.6374	1.4709		27.37
sep-01	1.5707	2.0206	1.5937	1.5964	1.6179		26.20
oct-01	1.5236	1.9427	1.5625	1.6307	1.6302		22.17
nov-01	1.5236	1.9427	1.5701	1.6078	1.6334		19.64
dic-01	1.5236	1.9427	1.5493	1.5992	1.5803		19.39
ene-02	1.3687	1.7300	1.3687	1.3797	1.3932		19.71
feb-02	1.3687	1.7300	1.3776	1.3810	1.4021		20.72
mar-02	1.3687	1.7300	1.3687	1.3849	1.3940		24.53
abr-02	1.3411	1.6860	1.3411	1.3481	1.3585		26.18
may-02	1.3411	1.6860	1.3411	1.3653	1.3582		27.04
jun-02	1.3411	1.6860	1.3411	1.3698	1.3641		25.52
jul-02	1.4993	1.8788	1.4992	1.5088	1.5212		26.97
ago-02	1.4993	1.8788	1.4993	1.4867	1.5231		28.39
sep-02	1.4993	1.8788	1.5160	1.5289	1.5416		29.66
oct-02	1.6474	2.0616	1.6474	1.6640	1.6798		28.84

Fecha	Precios de Exportación al Brasil GSA (US\$/MM BTU)			Valor Unitario de Exportación Gas Natural (US\$/MM BTU)	Precio de Exportación GSA (US\$/MM BTU)	Precio de Exportación Argentina (US\$/MM BTU)	Precio Spot del WTI (US\$/Barril)
	QDCA	QDCB	Ponderado				
nov-02	1.6474	2.0616	1.6474	1.6564	1.6780		26.35
dic-02	1.6474	2.0616	1.6474	1.6542	1.6775		29.46
ene-03	1.7004	2.1266	1.7004	1.7104	1.7330		32.95
feb-03	1.7004	2.1266	1.7004	1.6946	1.7339		35.83
mar-03	1.7004	2.1266	1.7016	1.7023	1.7346		33.51
abr-03	1.9400	2.4256	1.9672	1.9828	1.9947		28.17
may-03	1.9400	2.4256	1.9634	1.9439	1.9990		28.11
jun-03	1.9400	2.4256	2.0061	2.0521	2.0445		30.66
jul-03	1.8550	2.3190	1.9110	1.9877	1.9479		30.75
ago-03	1.8550	2.3190	1.8963	1.9510	1.9347		31.57
sep-03	1.8550	2.3190	1.9045	1.8946	1.9499		28.31
oct-03	1.9260	2.4076	2.0231	1.9762	2.0692		30.34
nov-03	1.9260	2.4076	2.0520	2.0567	2.1015		31.11
dic-03	1.9260	2.4076	2.0061	1.9839	2.0524		32.13
ene-04	1.8807	2.3391	1.9269	1.9530	1.9724		34.31
feb-04	1.8807	2.3391	1.9957	2.0112	2.0462		34.68
mar-04	1.8807	2.3391	2.0208	2.0715	2.0740		36.74
abr-04	1.8348	2.2761	1.9677	1.9925	2.0096		36.75
may-04	1.8348	2.2761	1.9842	2.0064	2.0262		40.28
jun-04	1.8348	2.2761	1.9875	1.9681	2.0246	1.5922	38.03
jul-04	1.9237	2.3830	2.0743	2.0153	2.1073	1.5922	40.78
ago-04	1.9237	2.3830	2.0861	2.0242	2.1157	1.5922	44.90
sep-04	1.9237	2.3830	2.0766	2.0027	2.1081	1.5922	45.94
oct-04	1.9836	2.4555	2.1435	2.0685	2.1806	1.5922	53.28
nov-04	1.9836	2.4555	2.1298	2.0582	2.1657	1.5922	48.47
dic-04	1.9836	2.4555	2.1095	2.0318	2.1447	1.5922	43.15
ene-05	1.9657	2.4203	2.0763	2.3656	2.1161	2.0800	46.84
feb-05	1.9657	2.4203	2.0921	2.3699	2.1351	2.0411	48.15
mar-05	1.9657	2.4203	2.1121	2.3797	2.1600	2.0611	54.19
abr-05	2.1253	2.6091	2.2900	2.5408	2.3360	2.2390	52.98
may-05	2.1253	2.6091	2.2736	2.5244	2.3167	2.2226	49.83
jun-05	2.1253	2.6091	2.2647	2.5257	2.3063	2.2137	56.35
jul-05	2.5410	3.1148	2.7088	2.9397	2.7522	2.6578	59.00
ago-05	2.5410	3.1148	2.7483	2.9768	2.7925	2.6973	64.99
sep-05	2.5410	3.1148	2.7665	3.0312	2.8242	2.7155	65.59
oct-05	2.9862	3.6583	3.2369	3.5081	3.2972	3.1859	62.26
nov-05	2.9862	3.6583	3.2455	3.5028	3.3057	3.1945	58.32
dic-05	2.9862	3.6583	3.2181	3.4629	3.2734	3.1671	59.41
ene-06	3.1720	3.8850	3.3714	3.6248	3.7008	3.3204	65.49
feb-06	3.1720	3.8850	3.4044	3.5860	3.7115	3.3534	61.63
mar-06	3.1720	3.8850	3.4178	3.6436	3.7367	3.3668	62.69
abr-06	3.4354	4.2071	3.6345	3.9101	3.9520	3.5834	69.44
may-06	3.4354	4.2071	3.6852	3.9226	3.9873	3.6342	70.84
jun-06	3.4354	4.2071	3.6938	3.9175	3.9717	3.6428	70.95
jul-06	3.6883	4.5166	3.9696	4.2899	4.2758	4.2822	74.41
ago-06	3.6883	4.5166	3.9971	4.4012	4.2653	4.8449	73.04
sep-06	3.6883	4.5166	4.0184	4.4906	4.4055	5.0000	63.80

Fecha	Precios de Exportación al Brasil GSA (US\$/MM BTU)			Valor Unitario de Exportación Gas Natural (US\$/MM BTU)	Precio de Exportación GSA (US\$/MM BTU)	Precio de Exportación Argentina (US\$/MM BTU)	Precio Spot del WTI (US\$/Barril)
	QDCA	QDCB	Ponderado				
oct-06	3.7649	4.6102	4.0729	4.5341	4.4337	5.0000	58.89
nov-06	3.7649	4.6102	4.0137	4.3866	4.2685	5.0000	59.08
dic-06	3.7649	4.6102	4.0154	4.3160	4.2568	5.0000	61.96
ene-07	3.5523	4.3292	3.7550	4.2565	4.0557	5.0000	54.51
feb-07	3.5523	4.3292	3.8008	4.3353	4.1326	5.0000	59.28
mar-07	3.5523	4.3292	3.7952	4.3133	4.0915	5.0000	60.44
abr-07	3.4152	4.1514	3.6463	4.0836	3.9166	4.5602	63.98
may-07	3.4152	4.1514	3.6598	4.1488	3.9716	4.5602	63.45
jun-07	3.4152	4.1514	3.6901	4.1935	4.0472	4.5602	67.49
jul-07	3.4152	4.6037	4.1195	4.6069	4.4629	5.0845	74.12
ago-07	3.4152	4.6037	4.1208	4.5935	4.4643	5.0845	72.36
sep-07	3.4152	4.6037	4.1594	4.5517	4.4848	5.0845	79.91
oct-07	3.4152	5.1968	4.7087	5.1183	5.0356	6.0135	85.80
nov-07	3.4152	5.1968	4.7071	5.1447	5.0362	6.0135	94.77
dic-07	3.4152	5.1968	4.7035	5.1424	5.0309	6.0135	91.69
ene-08	5.0698	6.1112	5.5518	6.0151	5.8965	6.9834	92.97
feb-08	5.0698	6.1112	5.5532	6.0116	5.8952	6.9834	95.39
mar-08	5.0698	6.1112	5.5533	6.0158	5.8963	6.9834	105.45
abr-08	5.5223	6.6405	6.0409	6.5145	6.3947	7.7957	112.58
may-08	5.5223	6.6405	6.0434	6.5046	6.4022	7.7957	125.40
jun-08	5.5223	6.6405	6.0453	6.5150	6.4037	7.7957	133.88
jul-08	6.4655	7.7654	7.0730	7.6149	7.4498	9.0269	133.37
ago-08	6.4655	7.7654	7.0734	7.5437	7.4430	9.0269	116.67
sep-08	6.4655	7.7654	7.0547	7.5267	7.4163	9.0269	104.11
oct-08	7.3327	8.8026	8.0174	8.5115	8.3936	10.3534	76.61
nov-08	7.3327	8.8026	7.9742	8.6194	8.3643	10.3534	57.31
dic-08	7.3327	8.8026	7.8542	8.7258	8.2971	10.3534	41.12
ene-09	5.4358	6.5247	5.6607	6.5212	6.1443	7.8399	41.71
feb-09	5.4358	6.5247	5.6477	6.6481	6.1311	7.8399	39.09
mar-09	5.4358	6.5247	5.6387	6.5766	6.1259	7.8399	47.94
abr-09	4.2884	5.1469	4.4816	4.9065	4.9224	4.5841	49.65
may-09	4.2884	5.1469	4.6190	4.9601	4.9837	4.5841	59.03
jun-09	4.2884	5.1469	4.6261	4.9614	4.9863	4.5841	69.64
jul-09	4.3403	5.2087	4.6242	5.0502	5.0165	4.9170	64.15
ago-09	4.3403	5.2087	4.5703	5.0371	4.9983	4.9170	71.05
sep-09	4.3403	5.2087	4.5269	5.0219	4.9738	4.9170	69.41
oct-09	4.8276	5.7933	5.0955	5.6587	5.5371	6.1590	75.72
nov-09	4.8276	5.7933	5.0504	5.6114	5.5154	6.1590	77.99
dic-09	4.8276	5.7933	5.0155	5.5677	5.4794	6.1590	74.47
ene-10				6.1971			78.33
feb-10				6.2740			76.39
mar-10				6.3611			81.20
abr-10							84.29
may-10							73.74
jun-10							75.34
jul-10							76.32

FUENTE: YPF, BCB.

INDUSTRIALIZACIÓN DEL GAS EN BOLIVIA

Equipo técnico de la Fundación Milenio

Introducción

Lo primero sobre lo que conviene ponerse de acuerdo, es la definición que se entiende por industrialización, y para ello lo mejor es recurrir al diccionario de la lengua española.

Según esta fuente, industrialización es la acción y efecto de industrializar: hacer que una cosa sea objeto de industria, entendiéndose como esta última al conjunto de actividades económicas que tienen por objeto la transformación de materias primas en productos semi elaborados, o de éstos en acabados, por medio de un proceso mecánico y físico químico, con división del trabajo y especialización.

En base a esta definición es posible decir que, en primer lugar, la simple separación de los componentes del gas natural no es industrialización. En esta categoría entran las plantas que se encuentran en algunos de los campos de producción de hidrocarburos (como es el caso de Sábalo y San Alberto) que solo adecuan el gas proveniente del subsuelo para que cumpla con las especificaciones establecidas en los contratos de compra y venta de gas natural. En casos como estos, por ejemplo, sólo se elimina entre otros el agua y CO₂.

En segundo lugar, tampoco las plantas separadoras como las Río Grande y Villamontes que están en etapa de estudio pueden ser consideradas de industrialización del gas. Lo que harán estas plantas y las que existen (como Vuelta Grande) es separar los componentes propano y butano del gas natural, para obtener lo que en Bolivia se llama GLP.

Por lo tanto, la industrialización es lo que da lugar a un proceso que permitirá fundamentalmente la obtención ulterior de plásticos (gas química) o de líquidos como el Diesel (GTL). También el gas natural juega un rol en la obtención de fertilizantes y metanol y por lo tanto también esa transformación puede considerarse como industrialización.

La industrialización del gas o de cualquier materia prima debe tener como fin dar valor agregado a esa materia prima, es importante para cualquier país, desarrollado o no, poder agregar valor a sus materias primas, y en ese sentido es inobjetable la necesidad que tiene Bolivia de establecer una política en este campo.

Además la industrialización crea un buen número de empleos temporales durante la fase de construcción de las plantas (pueden ser 1 o 2 años), y puede generar la formación de una serie de empresas que procesen los productos finales obtenidos (en el caso de petroquímica o gas química) que, a su vez, pueden generar empleos y dinamizar la economía.

Pero por otra parte es importante destacar que una vez instalada una planta petroquímica, ésta en sí, no es intensiva en utilización de mano de obra.

Para poder desarrollar una industria, en nuestro caso partiendo del gas natural, es fundamental contar con:

- 1.- Materia prima en suficiente cantidad y precio adecuado durante la vida media de la industria.
- 2.- Financiamiento, es decir recursos económicos que permitan adquirir los equipos e insumos (tecnología, recursos humanos capacitados, etc.) fundamentales para montar la industria.
- 3.- Mercado, es decir que los productos obtenidos puedan ser vendidos competitivamente.

Estas 3 consideraciones generales serán detalladas al desarrollar cada uno de los procesos de industrialización de gas a ser considerados en este trabajo.

I. El gas natural - composición y derivados

Para entrar en el tema de la industrialización del gas, es conveniente hacer algunas consideraciones.

El país exporta gas natural que es utilizado solamente como combustible; tiene un alto poder calórico y su combustión produce escasa contaminación.

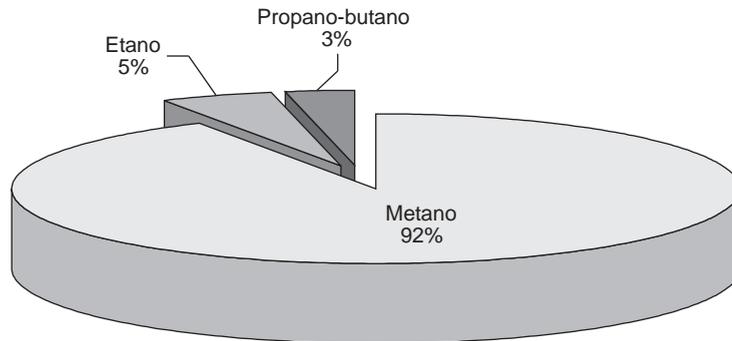
Debe señalarse aquí que los contratos de compraventa de gas en el caso boliviano, se realizan por venta de energía, que naturalmente está relacionada a un volumen, pero lo que se contrata es compraventa de energía.

Ese gas natural que Bolivia exporta tiene la siguiente composición media:

Metano (CH_4 , entre 90 y 95 por ciento), Etano (C_2H_6 , entre 1 y 5 por ciento), y el resto, Propano (C_3H_8), Butano (C_4H_{10}) y cadenas mayores de carbonos.

Esos son los elementos que sirven de base para el proceso de industrialización.

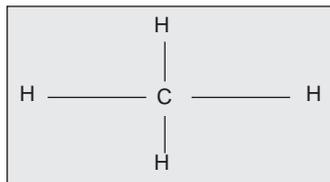
COMPOSICIÓN MEDIA DEL GAS BOLIVIANO



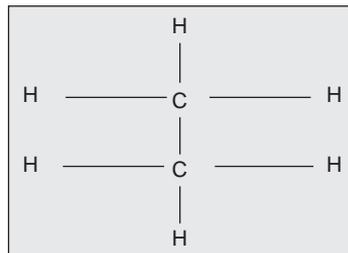
FUENTE: elaboración propia en base a datos de YPFB.

CADENAS DE HIDROCARBUROS

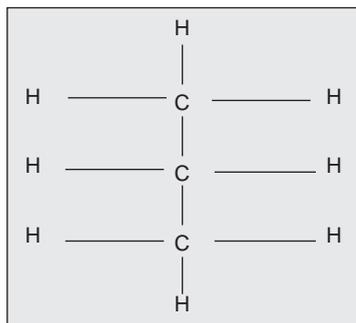
METANO



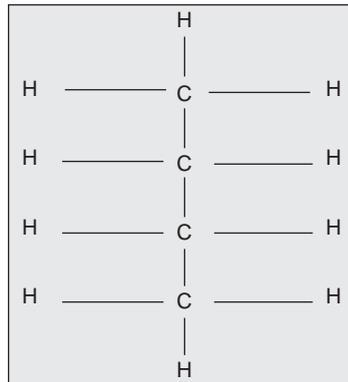
ETANO



PROPANO

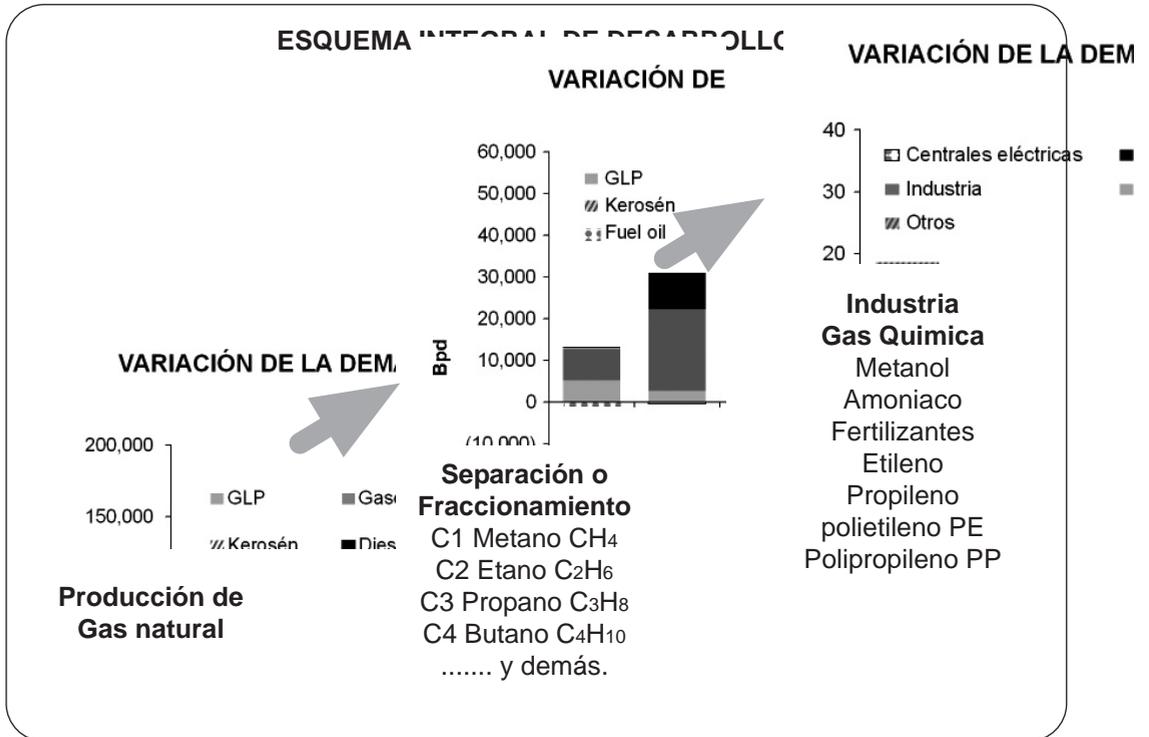


BUTANO



FUENTE: elaboración propia.

Cada yacimiento tiene una composición diferente, pero la media es la que se acaba de señalar. Es también importante destacar que cada uno de estos componentes tiene un poder calórico diferente, siendo menor el del metano. El poder calórico se va incrementando a medida que aumentan las cadenas de carbono.



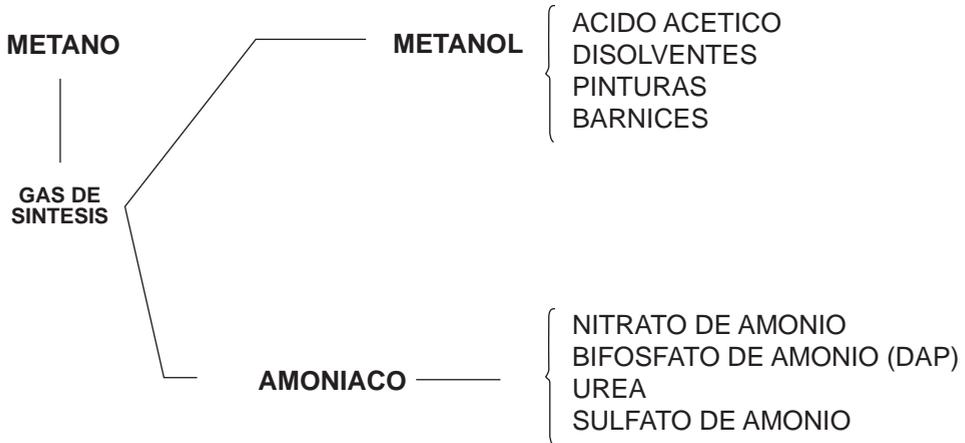
Por otra parte hay que tener en cuenta la cantidad de metano, etano, propano y butano que debe extraerse del gas natural para que la instalación de plantas comerciales de productos en base al gas sea rentable.

La transformación de estos elementos es lo que generalmente se llama industria gas química. En general la industria gas química es fundamental para el desarrollo de importantes cadenas industriales tales como la textil, automotriz, de construcción, plásticos, alimentos, textilizantes, farmacéutica, etc.

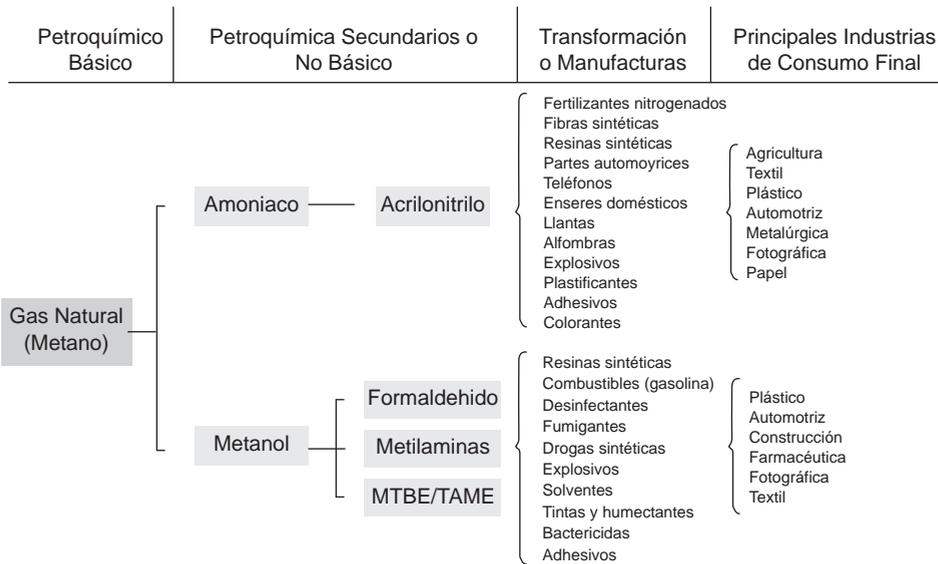
A continuación se dará una breve explicación de los elementos más importantes que intervienen en la industrialización del gas que son el metano, etano, propano y butano. Por último se mencionarán algunos procesos industriales que permiten la transformación de gas a líquidos (GTL)

Así, partiendo del metano, se obtiene entre otros metanol y urea, que constituyen la base de una amplia lista de manufacturas, como puede verse en la figura.

APLICACIONES PETROQUÍMICAS A PARTIR DEL METANO



PRINCIPALES DERIVADOS DEL METANO



II. Metano: metanol y urea

1. Metanol

El metanol es llamado también alcohol etílico y su fórmula es CH_3OH . Una de las maneras de obtenerlo es, tal como se indica en diagramas más adelante, a partir del gas natural más vapor de agua.

En condiciones normales el metanol es un líquido incoloro de baja viscosidad, de olor y sabor fuertes, miscible en agua, muy tóxico e inflamable. Es un producto petroquímico básico a partir del cual se obtienen varios productos secundarios.

Por oxidación del metanol se obtiene el formaldehído y ácido fórmico, que se usan como:

- Combustible.
- Anticongelante.
- Reactivo químico para la obtención de éteres, sales orgánicas, disolvente.

El formaldehído (cuya materia prima es el etanol) tiene innumerables usos, como por ejemplo:

- Preservación de alimentos.
- Ingrediente antibacteriano en cosméticos.
- Antiséptico de uso doméstico.
- Líquidos de lavado de platos y alfombras.
- Ablandadores de tela.
- Preservador de tejidos en laboratorios clínicos.
- Embalsamamiento de cadáveres.
- Manufactura de otras sustancias químicas, pesticidas, películas fotográficas.
- Pegamentos, curtido de cuero, fungicidas, germicidas y desinfectante industrial.

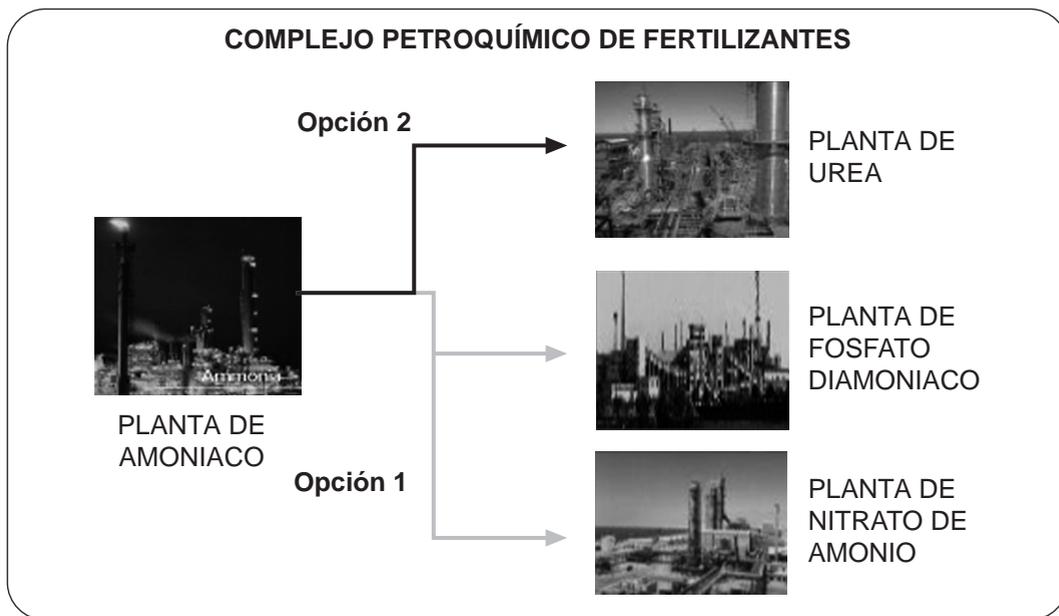
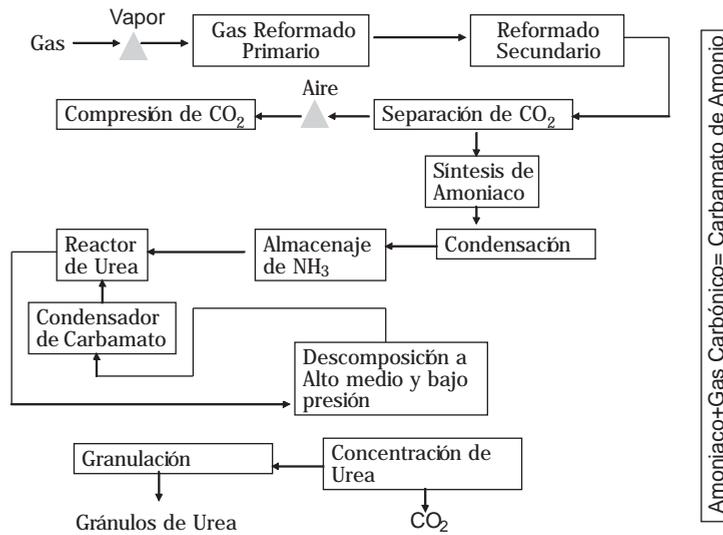
En Sudamérica existe en el sur de Chile una empresa (Metanex) que provee el 10 por ciento de metanol de consumo mundial; existen a su vez otras empresas de obtención de metanol en Brasil y México, para citar algunos ejemplos.

2. Urea

Es un compuesto químico nitrogenado cuya fórmula es $\text{CH}_4\text{N}_2\text{O}$. Se obtiene en base al gas natural, agua y aire. En el proceso HABER-BOSH, primero se produce hidrógeno, el cual se usa para hacer amoníaco con el nitrógeno del aire. El siguiente paso es convertirlo en urea, con la consecuente obtención de gránulos.

A nivel industrial se realiza a partir del amoníaco (NH_3 , líquido) y del anhídrido carbónico (CO_2 , gaseoso). La reacción se verifica en 2 pasos: en el primero los reactivos mencionados forman un producto intermedio llamado carbamato de amonio y en la segunda etapa, el carbamato se deshidrata para formar urea.

Esto se observa en el siguiente diagrama:

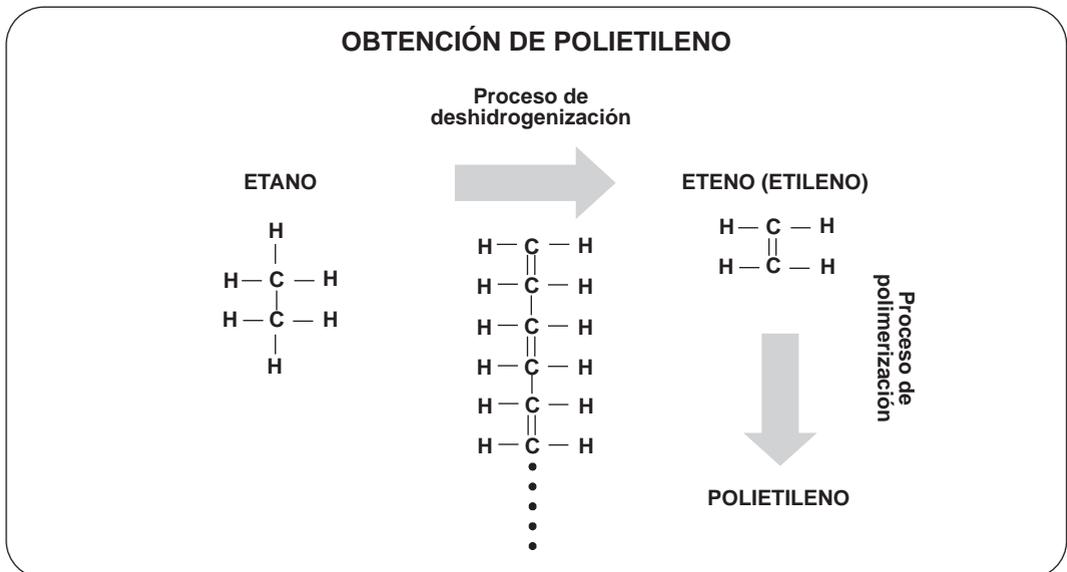
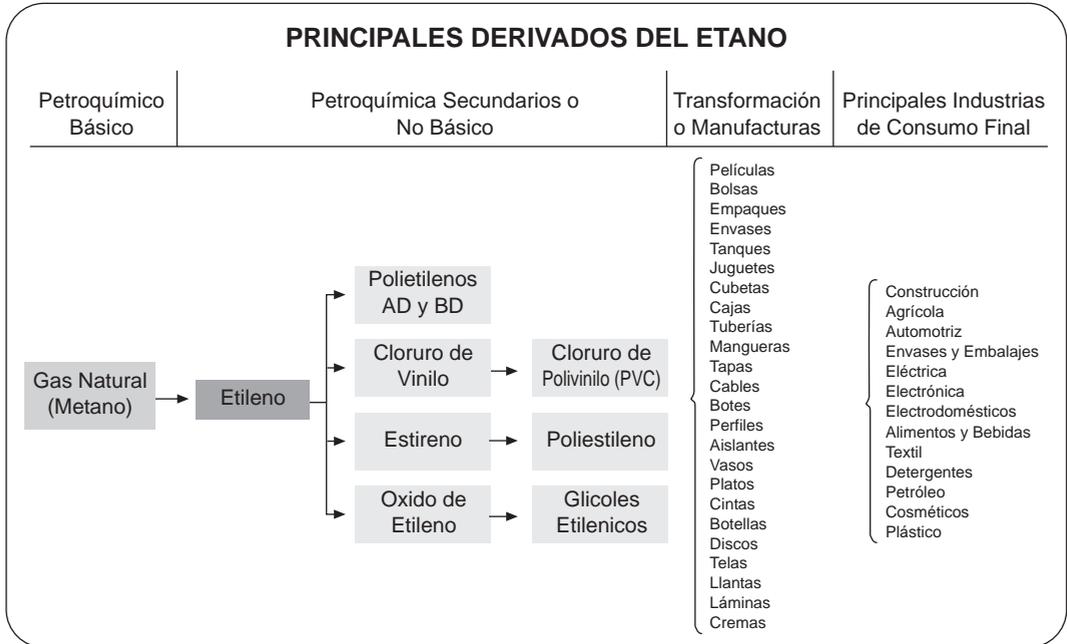


III. Etano, propano y butano: gas química

A partir del etano, se obtiene el eteno, que es el hidrocarburo olefínico más sencillo. En su estado natural es un gas incoloro, inflamable y es otra materia prima importante en la industria química.

Del etano se obtiene el etileno, pasando por el eteno a través de un proceso de deshidrogenización. La molécula del eteno está formada por cuatro enlaces simples de C-H y un enlace doble de C=C.

Este eteno se convierte en polietileno por polimerización, bajo ciertas condiciones de temperatura y presión con intervención de catalíticos.

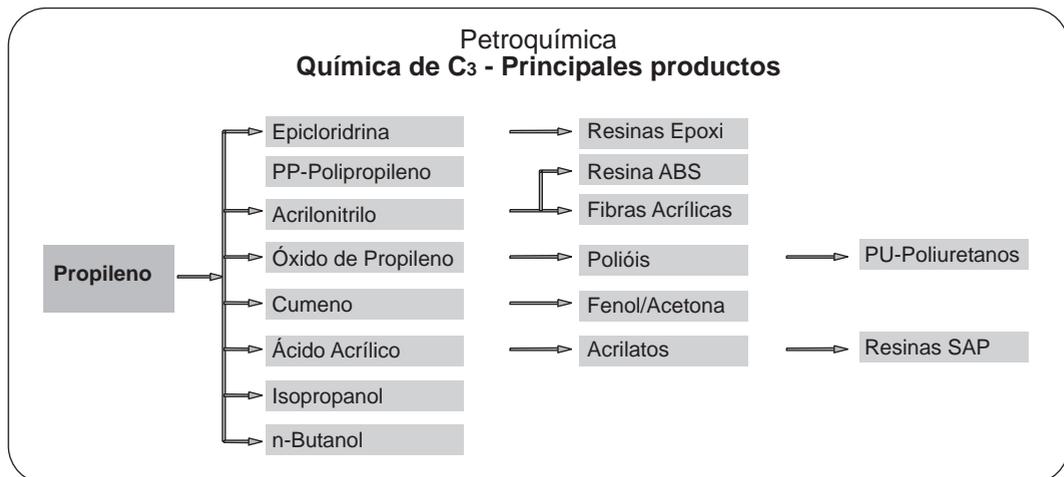


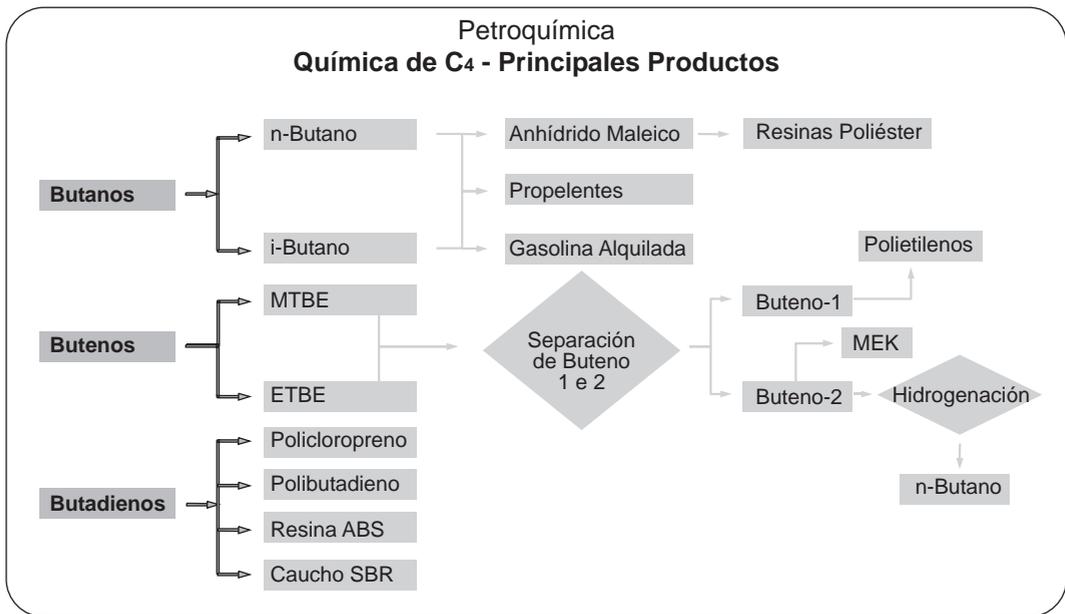
Por oxidación del etileno se pueden obtener etilenglicol, acetaldehídos y acetato de vinilo, y, con reacciones de adición, varios productos entre los que se destaca el dicloruro de etileno, del que se obtiene el PVC.

El polietileno es un termoplástico, resistente, flexible y poco denso. Por eso se lo usa para la fabricación de recipientes, tubos flexibles, cables, películas, etc. Las dos clases más importantes de polietileno son, el de alta densidad (0.941-0.970 grs/ml) que se usa para tuberías y desagües, y el de baja densidad (0.910-0.940 grs/ml) que se usa en la fabricación de películas, cables, alambres, etc.

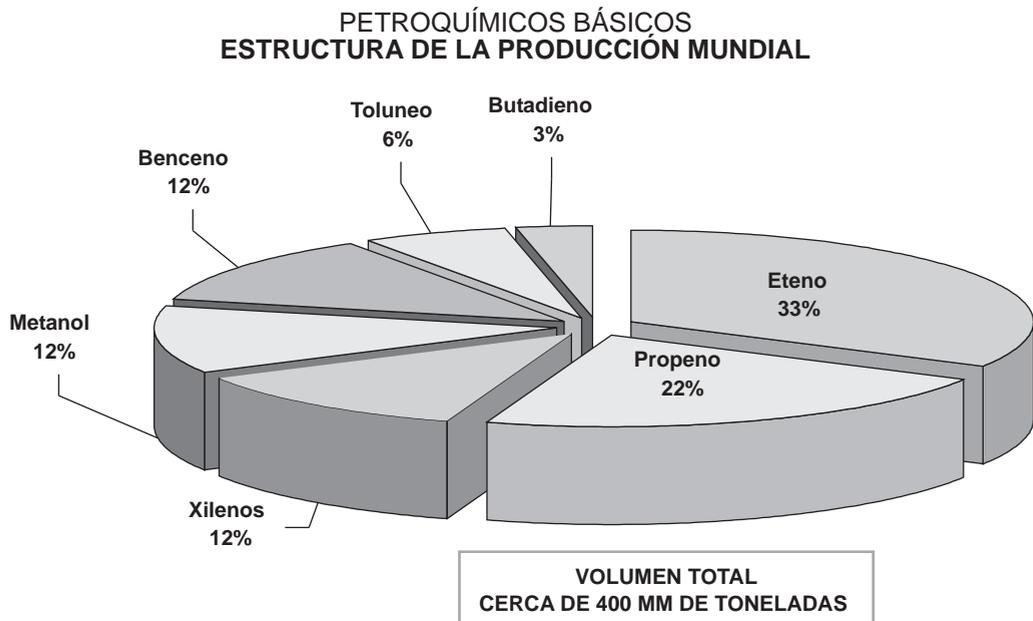
Existe una enorme cantidad de productos derivados del etileno, como el policloruro de vinilo (tanques, revestimiento de suelos, paredes, caños, juntas) el poliestireno (envases desechables, interiores de refrigeradores; el teflón (juntas, bujes, utensilios de cocina).

Del propano y butano se obtienen productos que se presentan en los siguientes gráficos:





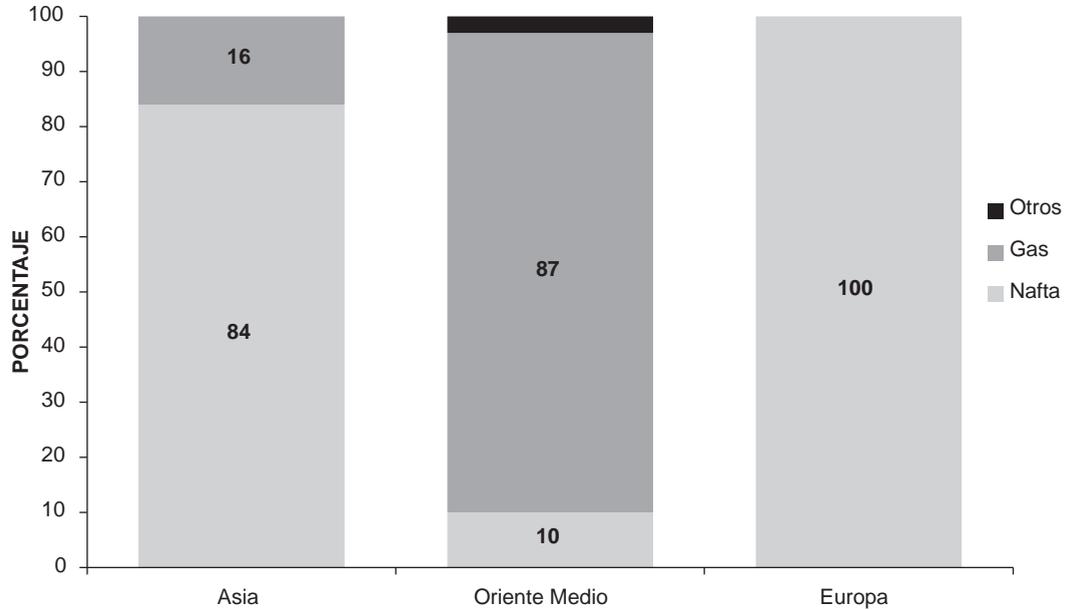
Analizando someramente el panorama mundial de este rubro se observa que en la industrialización del gas, el 33 por ciento corresponde a etano y el 22 por ciento a propano, correspondiendo el 45 por ciento restante a los otros cinco productos.



FUENTE: SRI, 2008.

Lo que se prevé como uso del etileno como materia prima (etileno) y su ubicación geográfica es como sigue:

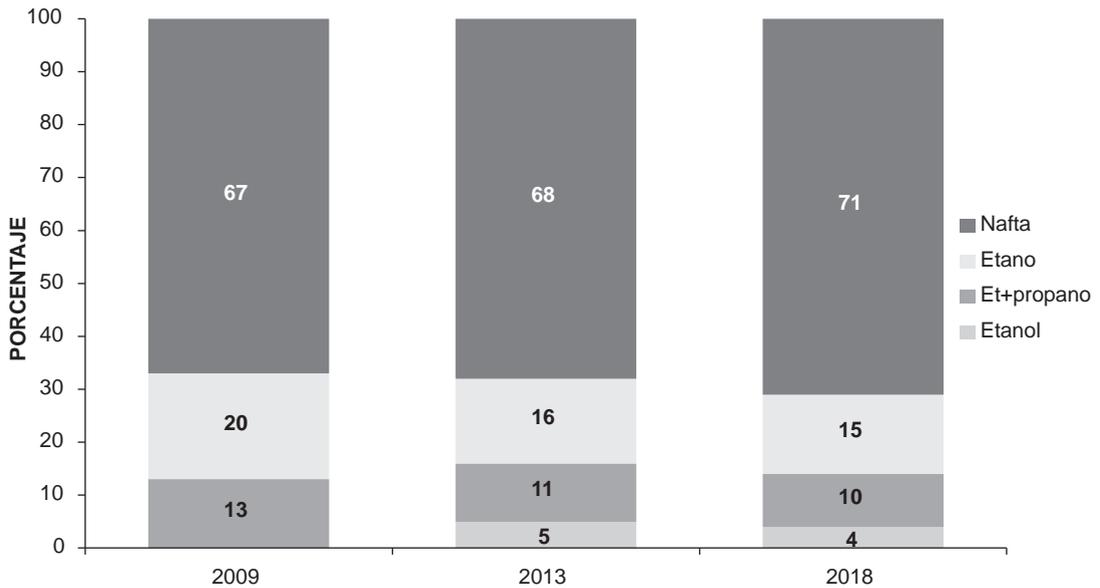
MATERIAS PRIMAS PARA NUEVAS CAPACIDADES DE ETILENO



FUENTE: CMAI - World Perochemical Conference 2009.

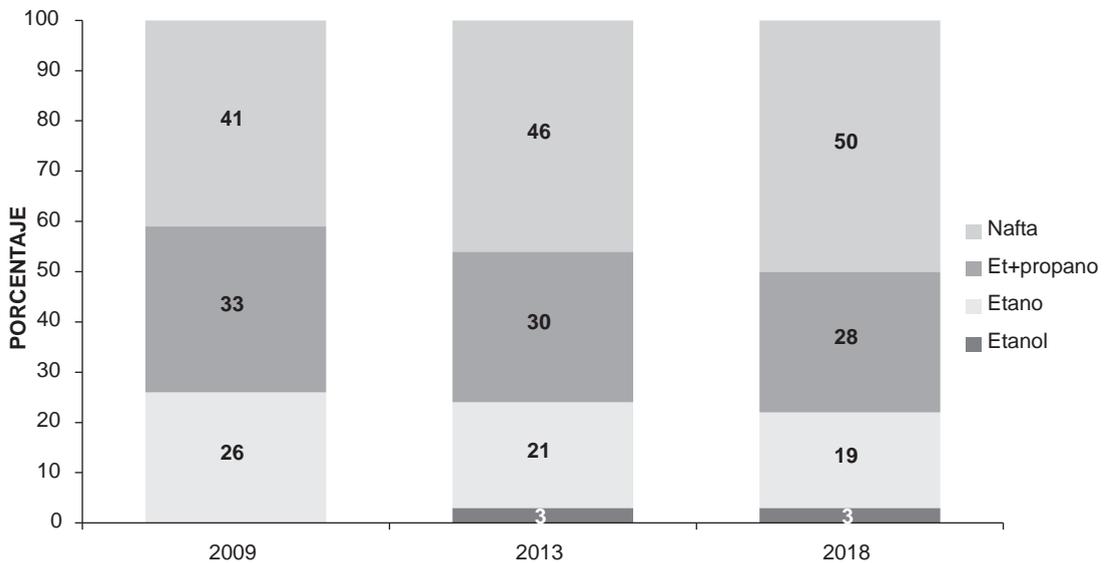
Tomando en cuenta nuestra región, las proyecciones son:

MATERIA PRIMA PARA ETILENOPROYECCIONES SUDAMÉRICA



FUENTE: SRI - World Perochemicals 2008.

MATERIA PRIMA PARA ETILENO PROYECCIONES AMÉRICA LATINA



FUENTE: SRI - World Perochemicals 2008.

Es fundamental conocer las reservas de gas que posee un determinado país para poder llevar adelante estos procesos. Se muestra a continuación producción por regiones, el consumo y las reservas en el mundo.

Sudamérica tiene el 5 por ciento de la producción y consumo y solo el 4 por ciento de las reservas del mundo.

IV. GTL (gas to liquid)

Es la transformación del gas en líquidos: diesel y gasolina.

1. Antecedentes

A principios del siglo XX, concretamente en 1925, Franz Fisher y Hans Tropsch realizaron experimentos para obtención de líquidos a partir de gas de carbón. La primera planta piloto se instaló en 1934 y en 1936 comenzó a operar a nivel industrial. Durante la Segunda Guerra mundial, Alemania utilizó el método que empleaba gas de carbón para obtener combustibles; Japón hizo lo mismo.

Posteriormente a fines de esa guerra, las plantas fueron bombardeadas y siete de los científicos alemanes que trabajaban en el proceso fueron llevados a Estados Unidos en el marco de la operación Paper Clip. Estados Unidos abandonó el programa en 1953.

En 1950 el proceso FT (Fisher - Tropsch) fue utilizado en la Sudáfrica del apartheid. Los sudafricanos utilizaron sus recursos de carbón y formaron South African Synthetic Oil Ltd. (Sasoil).

Ya en la década de 1980 la Mobil desarrolló un proceso para producir gasolina a partir de metanol e instaló en 1985 un complejo en Nueva Zelanda de metanol y gasolina, pero a costos elevados para esa época (US\$/Barril 30).

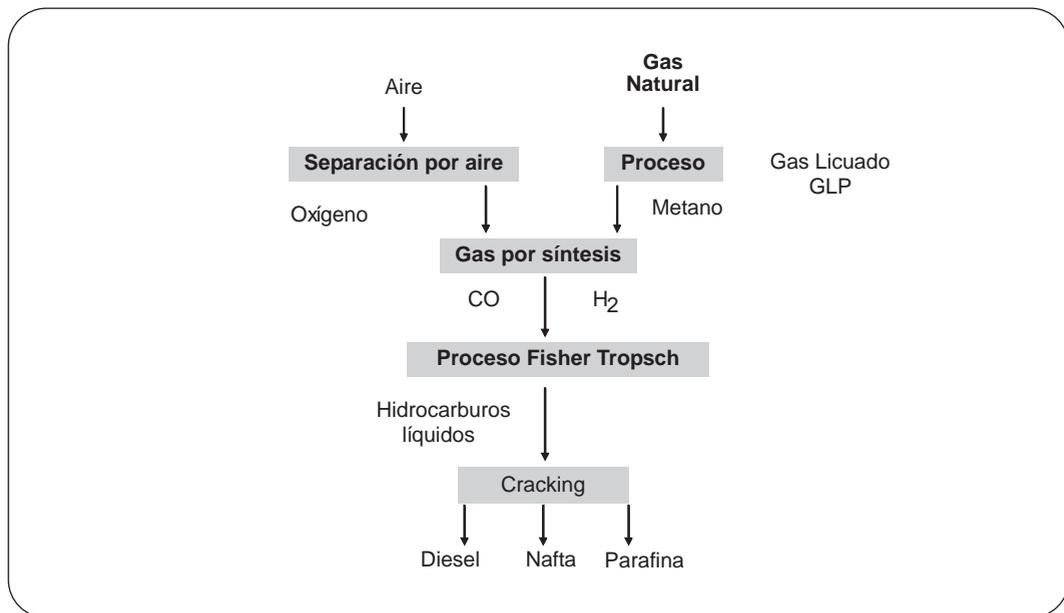
Es pues técnicamente factible sintetizar hidrocarburos líquidos a partir del gas natural y en general, puede considerarse que hay 2 grupos de tecnología para lograr aquello.

- a) Conversión directa de gas natural
- b) Conversión indirecta a través de gas de síntesis (Syngas)

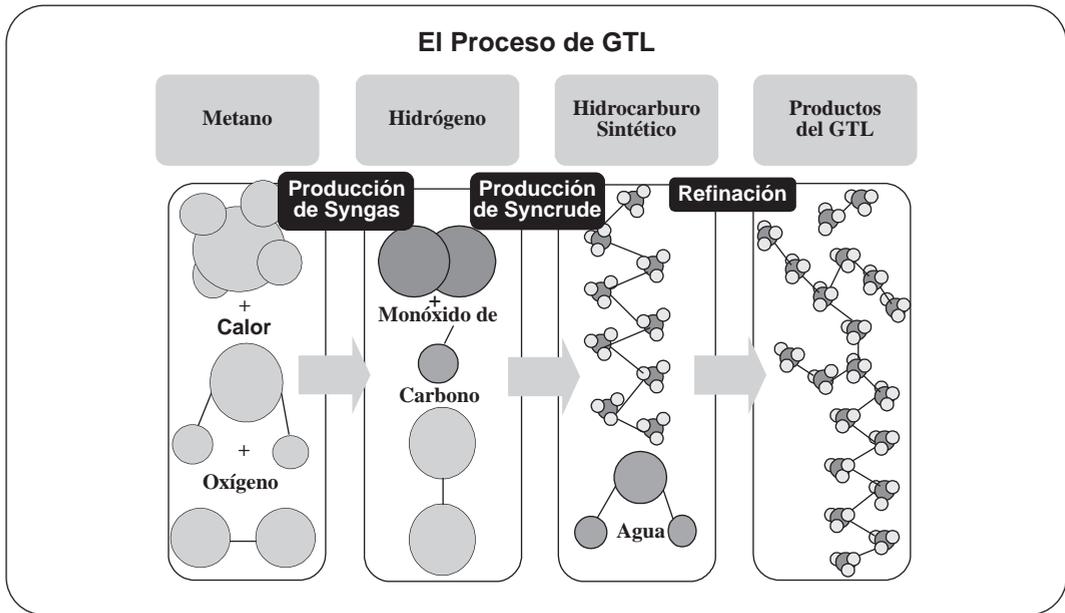
La primera elimina el costo de producir gas de síntesis pero implica tecnologías complejas y difíciles de controlar, lo que conlleva al final a costos muy elevados.

La segunda se realiza con el método FT que parte con la oxidación parcial del metano a dióxido de carbono, monóxido de carbono, hidrógeno y agua.

La relación de monóxido de carbono a H₂ es ajustada usando el agua contenida en el gas y el excedente de CO₂ es removido por soluciones acuosas de un solvente (amino alcalino). Luego de removido el agua, queda el syngas el cual, que a su vez, reacciona por catálisis (hierro y cobalto) para generar hidrocarburos líquidos.



Es decir que el gas natural se convierte en gas de síntesis más monóxido de carbono por oxidación parcial en una proporción de 2:1.



GAS LÍQUIDO (GTL)

Consumo de gas natural
Proyecto GTL

10,000 Bpd	2.83 MMmcd
50,000 Bpd	14.1 MMmcd

En síntesis, un proyecto de GTL tiene técnicamente las siguientes etapas.

- a) El gas natural se mezcla con oxígeno para obtener gas de síntesis.
- b) Al gas de síntesis, por el proceso FT, se lo transforma en petróleo de síntesis.
- c) El petróleo de síntesis se somete a refinación standard y se obtiene diesel, gasolina de alto nivel, parafina y otros.

El diesel obtenido es de alta calidad y ecológico.

2. Objetivos del GTL

Los más importantes son:

- Obtención de combustibles menos contaminantes.
- Uso de gas como materia prima (otorgándole a éste valor agregado).
- Para Bolivia, cubrir la demanda insatisfecha de diesel con el consiguiente ahorro de divisas.

3. Costos

Fluctuan entre US\$ 25 a 30 por barril para una capacidad instalada superior a 100 mil barriles día.

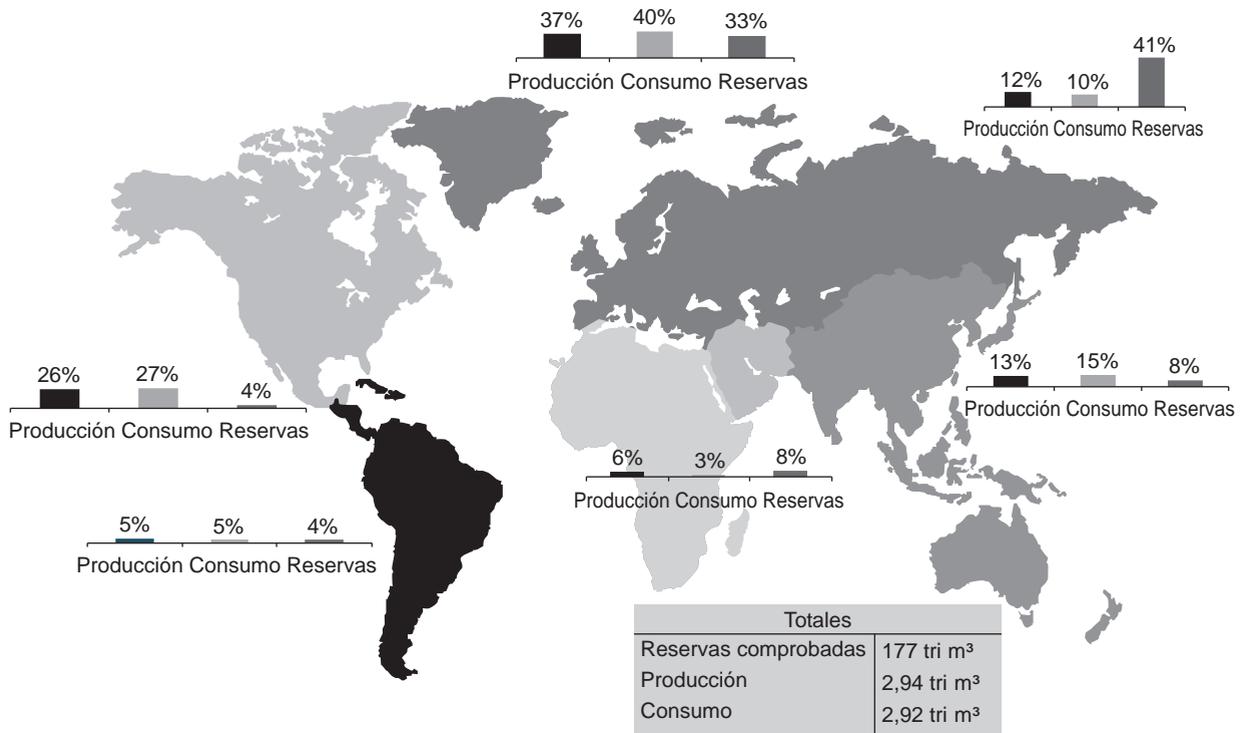
De US\$ 40 a 45 mil para producciones inferiores a 100 mil barriles día.

O sea que una planta de 50 mil barriles puede costar alrededor de US\$ 500 millones y una de 100 mil, más de US\$ 2,500 millones.

En Bolivia solo se justificaría una planta pequeña que sustituya las importaciones de diesel. Es decir de 10 a 20 barriles de producción que podrían consumir entre 3 a 6 millones de metros cúbicos día. Es preciso además definir el precio del gas natural, para que en el balance final puedan eliminarse los subsidios y el Estado no termine perdiendo.

Hoy en día hay proyectos de GTL en diversas partes del mundo, entre las que es posible citar: Africa, Catar, Malasia Indonesia y Australia.

Materias - Primas Convencionales Gas Natural -Reservas



Fuente: BP / 2008

4. Mercado

El estudio de mercado permite determinar el riesgo al que está expuesto el proyecto y, por lo tanto, es el soporte de cualquier proyecto de inversión para definir el tamaño de la planta, la capacidad de generación de caja, la estructura comercial requerida y, por último, si es o no un buen negocio. Se requiere tener la información de la demanda en el mercado, los precios vigentes y los niveles de competitividad.

A mayor incertidumbre, mayor es el riesgo y mayores son los costos del proyecto, lo que incide directamente en la tasa de retorno.

La estimativa de la demanda y los precios concentra gran parte de la incertidumbre de la industrialización del gas.

Hay también riesgos de tipo tecnológico, político, ambiental y de percepción social.

La calidad del estudio de mercado es fundamental para la mitigación de los riesgos de un proyecto de este tipo.

Conclusiones

1. En resumen tenemos lo siguiente:

MATERIAS PRIMAS CONVENCIONALES GAS NATURAL - USOS

Utilización

Después de la separación de las fracciones en una PPGN (Planta de Procesamiento de Gas Natural), los usos son los siguientes:

- **Metano** g Combustible y petroquímica (química de C1);
 - 1 Petroquímica
 - Metanol
 - Amoniac y urea
 - Olefinas (etileno y propileno)
- **Etano** g Petroquímica:
 - 1 Carga de steam-crackers para producción de etileno;
- **Propano** g Combustible (GLP) y petroquímica:
 - 1 Carga de steam-crackers para producción de propileno y etileno;
 - 1 Producción de propileno por deshidrogenación
- **Butanos** g Combustible (GLP) y petroquímica:
 - 1 Carga de steam-crackers para producción de propileno y etileno;
 - 1 Producción de anhídrido maleico y propelentes
- **C5+ (gasolina natural)** g Pool de gasolina y materia prima petroquímica (condensado ligero)

2. Son indudable los beneficios que puede traer al país la industrialización del gas.
3. Sin embargo deben tenerse en cuenta ciertas cuestiones:

- a) Las inversiones. Para cualquiera de los distintos tipos de industrialización son elevadas.
- Para fertilizantes más de US\$ 1,000 millones.
 - Para gas química cerca de US\$ 3,000 millones.
 - Para GTL (planta pequeña) US\$ 500 millones.

Cualquiera de estos montos son difícilmente financiables por el Estado, con sus recursos propios. Necesariamente se precisa de financiación o inversión externa.

- b) Los mercados. Es necesario realizar estudios serios de mercados de exportación, lo que puede dar muchas sorpresas. La competitividad de Bolivia, por varias razones entre ellas el del costo transporte, podría no ser la mejor.
- c) Se debe tener absoluta certeza de la disponibilidad de materia prima. Hay que recordar que no basta tener reservas, si no que hay que extraerlas y poder disponer de ellas en el lugar, tiempo y cantidad adecuados.

Fundación Milenio

www.fundacion-milenio.org

fmilenio@entelnet.bo

milenio.bo@gmail.com

Telf.: (591-2) 2312788

Fax: (591-2) 2392341

Casilla: 2498