Comercio Exterior, vol. 32, núm. 8,
México, agostode 1982, pp. 837-855

Presente y futuro del gas natural

MIGUEL S. WIONCZEK*
MARCELA SERRATO**

PANORAMA GENERAL

Tras un período de expansión acelerada posterior a 1960 la industria mundial de gas natural entró en una fase de aparente desaceleración, luego del *shock* petrolero de 1979-1980. Entre los factores que apuntaron en ese sentido, están la disminución de la tasa de crecimiento de la demanda mundial de gas natural, la caída de su producción en algunos países, la tendencia declinante de las reservas y de las fuentes internas de suministro en varios de los países productores y consumidores más importantes, la enorme resistencia de los importadores a aceptar la paridad de precios entre el gas y el crudo[1] y la reducción del número de nuevas órdenes de construcción de buques para transporte de gas natural licuado (GNL). Quizá una de las manifestaciones más claras de la incertidumbre sobre el futuro del mercado gasero mundial fue la enorme controversia política que tuvo lugar en 1980 y 1981 en torno a la construcción de gasoductos en Europa.

Empero, que las partes involucradas en estos últimos negocios multimillonarios hayan llegado a un acuerdo, o que estén a punto de hacerlo, permite suponer que los acontecimientos recientes en el mercado mundial del gas natural sólo son fenómenos de corto plazo. Los nuevos países productores tienen planes concretos para expandir el uso interno y las exportaciones, lo que abriría un período de crecimiento significativo de la industria a partir de mediados de los ochenta, durante el cual la URSS consolidaría su recién ganada posición de primer exportador mundial y podría llegar incluso a desplazar a Estados Unidos como principal productor.

En 1980 se quemaba en la atmósfera 55% de la producción mundial de gas asociado, cantidad superior al consumo anual de gas natural de Europa Occidental unos años atrás. Sin embargo, la gran mayoría de los países, industrializados o en desarrollo, aprecia las ventajas del gas natural como combustible limpio y flexible; ello, junto con el crecimiento sostenido de los llamados mercados *premium*, indica claramente que el gas ya dejó atrás definitivamente su papel de "hijo descuidado de la familia de los hidrocarburos". Es importante también un segundo factor: los considerables avances logrados en la localización, tanto de nuevas fuentes convencionales de gas (en alta mar o en el Ártico), como de no convencionales, a partir del carbón. Ambos hechos plantean nuevos y considerables retos tecnológicos a los que se enfrentan con gran éxito las empresas gaseras de los países industrializados, tanto en Occidente como en Oriente. En tercer lugar está la lucha de mercados de las grandes empresas energéticas, que se esfuerzan por extender enormemente sus redes recolectoras en las zonas donde, al parecer, se localizan las reservas más prometedoras de gas natural del mundo.

La evolución de la industria mundial del gas natural ha sido tan acelerada en los últimos años y ha producido cambios tan profundos en el panorama energético mundial que son pocos los expertos que han podido seguirlos. Además, resulta difícil analizar el comportamiento del mercado mundial de gas natural porque cada país tiene un sistema de precios y una estructura de regulación del comercio, propios, y también porque el desarrollo del comercio de gas natural es un fenómeno reciente. Por ésta y otras razones, aunque el gas ya no es el "hermano menor del petróleo" en la práctica, sí lo sigue siendo en términos del tiempo y de la atención que le presta la literatura técnica y política sobre los hidrocarburos.

El análisis del comportamiento del mercado mundial de hidrocarburos se concentraba, al menos hasta 1980, casi exclusivamente en el petróleo crudo y muy marginalmente en el gas natural. Se ha descuidado el estudio de los efectos del desarrollo futuro del gas natural en todos los mercados energéticos (el de petróleo en particular), debido a que se sigue subestimando la importancia de esta fuente de energía. A pesar de todo lo que se ha escrito sobre la OPEP, se han pasado por alto cuestiones tan cruciales como las consecuencias de una producción mundial creciente de gas natural para la capacidad de la OPEP de mantener el precio del petróleo.

En el presente ensayo no se pretende llenar este enorme vacío. Su objetivo es mucho más modesto: destacar los cambios más significativos de la industria mundial del gas natural en los últimos años; explicar su origen y sus implicaciones, y señalar algunas posibles tendencias para el decenio de los ochenta. Estas cuestiones parecen particularmente significativas en el momento en que empieza a ponerse en duda la idea, defendida durante los setenta, del agotamiento inevitable de los recursos petroleros tradicionales y de la urgencia consiguiente de explorar otras fuentes para afrontar el peligro, tanto en Estados Unidos como en otras regiones desarrolladas. Si ese agotamiento físico de los recursos petroleros no está tan cercano, ¿en qué argumentos se apoya la necesidad de expandir la producción mundial de gas natural? Si, como parece, tampoco se dan las condiciones para el aumento sostenido de la producción de crudo por los países de la OPEP, y por ende de la de gas asociado, ¿cómo se piensa llenar la brecha prevista entre producción y consumo de gas natural en los países industriales desarrollados?

En este trabajo se parte de la hipótesis de que la industria mundial de gas natural ha superado su infancia, durante la cual se registraron, en los años sesenta y setenta, avances notables en todo el mundo en las áreas de producción, distribución y

1. Entendida en el sentido de que los precios de exportación del gas deben "corresponder" a los del petróleo crudo en términos de unidades térmicas británicas (UTB o BTU, en inglés).

* Investigador asociado de El Colegio de México.
** Investigadora de El Colegio de México.

consumo. Al iniciarse el decenio actual comienza la madurez de la industria, que habrá de caracterizarse por una acendrada competencia de las empresas energéticas por el acceso a las nuevas fuentes de suministro, localizadas en gran parte en países en desarrollo. También habrá un esfuerzo de los principales países consumidores, que ven declinar su producción y sus reservas, por garantizar, así sea a un alto costo político, un suministro estable, a largo plazo y en condiciones económicas ventajosas. Finalmente, los países productores se ajustarán a un período de precios internacionales estables del gas natural, ajuste que seguramente se dará por la vía de un mayor aprovechamiento interno de este recurso.

CUADRO 1

Participación del gas natural en el balance mundial de energía primaria (Porcentajes)

	1945	*1950*	*1955*	*1960*	*1965*	*1970*	*1975*	*1978*
Gas	7	10	13	15	16	18	18	20
Petróleo	20	25	30	35	39	45	46	45
Carbón	65	58	50	44	39	31	28	28
Otros	8	7	7	6	6	6	8	7
Total	*100*	*100*	*100*	*100*	*100*	*100*	*100*	*100*

Fuente: N. Ait-Laoussine, *Gas: Recent Developments and Problems of Supply*, trabajo presentado en el Seminario de Energía de Oxford, 4 de septiembre de 1979.

CAMBIOS EN EL MERCADO MUNDIAL

El consumo de gas natural tuvo un avance notable en los últimos decenios, superior incluso al de los combustibles líquidos. De 1925 a 1968, su tasa de crecimiento anual fue de 7.5%, mientras que la de los combustibles líquidos fue de 6%. La participación del gas natural en el consumo mundial de energía pasó de 3% en 1925 a 10% en 1950 y a 18% en 1968. A fines de los sesenta contribuía de manera importante en la oferta energética total de tres regiones: Estados Unidos, la Unión Soviética y Europa Occidental. En el caso de Estados Unidos, su participación en el consumo de energía se sextuplicó de 1925 a 1968. En la URSS, el aumento correspondiente fue mucho mayor (de 1 a 23 por ciento), mientras que en Europa Occidental pasó de cero a 2.5%. A fines de los setenta, 32% de la energía comercial primaria de los países de economía de mercado se generaba a partir del gas, comparada con 17% en los de

CUADRO 2

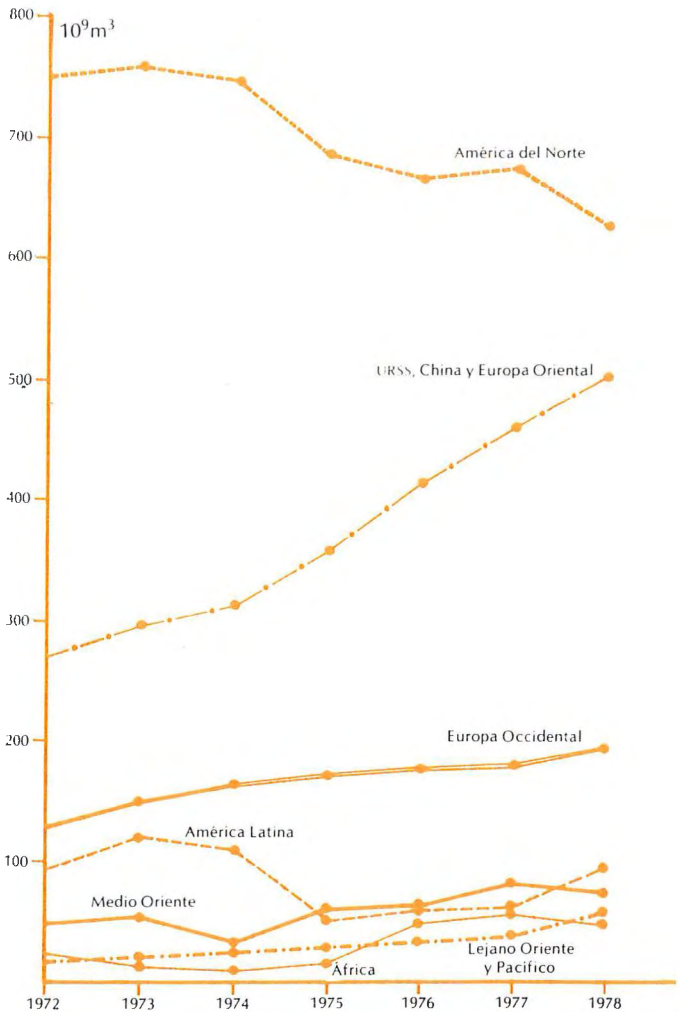
Participación del gas en la energía primaria de algunos países (Porcentajes)

Países	*1945*	*1950*	*1955*	*1960*	*1965*	*1970*	*1975*	*1978*
Estados Unidos	15	20	26	28	32	34	29	28
Europa Occidental	—	—	1	2	3	8	13	17
Japón	—	—	—	1	1	1	3	4

Fuente: N. Ait-Laoussine, *op. cit.*

GRÁFICA 1

Evolución de la producción regional de gas natural (1972-1978)



Fuente: XI Conferencia Mundial de Energía, *Survey of Energy Resources 1980*, Munich, 8 al 12 de septiembre de 1980, p. 139.

economía centralmente planificada y sólo 6% en las naciones en desarrollo.[2]

La expansión del consumo de gas obedeció a distintas razones en cada mercado. En el caso de Estados Unidos, los controles a largo plazo —que mantuvieron el precio del gas sumamente bajo en comparación con el del petróleo— deformaron su utilización en algunos sectores. Mientras no se redujo su disponibilidad interna, se quemaron enormes cantidades en las calderas industriales. En Europa Occidental, el factor determinante del aumento del consumo durante los sesenta, aparte de la disponibilidad de abundantes reservas, fue la expansión de la red de gas para uso doméstico. Por su parte, Japón pudo am-

2. Joel Darmstadter *et al.*, *Energy in the World Economy, A Statistical Review of Trends in Output, Trade and Consumption Since 1925*, pp. 14 y 92-93.

CUADRO 3

Producción comercial estimada de gas natural y reservas probadas
(Miles de millones de metros cúbicos)

	Producción comercial[1]		Reservas[2]			
	1979	*1980*	*1/I/1980*	*1/I/1981*	*1/I/1981 como % del total mundial*	*Vida[3] en años*
América del Norte						
Canadá	73.44	68.08	1 473	2 492	3.2	37
Estados Unidos	579.67	568.88	7 791	5 670	7.3	10
Subtotal	653.11	636.96	9 264	8 162	10.5	13
Región del Caribe						
Barbados	0.01	0.01	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Colombia	2.64	3.18	79	142	0.2	45
Cuba	0.15	0.15	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
México	26.38	32.35	340	2 195	2.8	68
Trinidad	3.17	2.40	85	227	0.3	95
Venezuela*	8.87	8.71	751	1 250	1.6	144
Subtotal	41.22	46.80	1 255	3 814	4.9	82
Otros de América del Sur						
Argentina	9.18	9.87	181	623	0.8	63
Bolivia	2.09	2.34	85	120	0.2	36
Brasil	1.12	1.30	26	53	0.1	41
Chile	2.97	3.00	79	70	0.1	23
Ecuador*	0.07	0.08	20	115	0.1	—
Perú	1.17	1.14	5	35	desp.	31
Subtotal	16.60	17.73	396	1 016	1.3	57
Medio Oriente						
Abu Dhabi*	5.72	5.78	249	580	0.7	100
Arabia Saudita*[4]	12.57	14.90	1 498	2 678	3.4	180
Bahrein	2.88	2.76	11	280	0.4	101
Dubai*	0.83	0.73	20	43	0.1	59
Irán*	19.99	8.27	3 030	11 000	14.2	—
Iraq*	2.23	1.76	552	780	1.0	443
Israel	0.10	0.22	2	2	desp.	9
Kuwait*[4]	5.17	3.30	1 215	938	1.2	284
Omán	0.50	0.60	57	142	0.2	237
Qatar*	3.26	3.10	207	1 848	2.4	596
Sharjah	n.d.	n.d.	n.d.	15	desp.	—
Siria	0.03	0.03	14	90	0.1	—
Turquía	0.10	0.10	9	14	desp.	140
Subtotal	53.38	41.55	6 864	18 410	23.7	443
África						
Angola	0.20	0.26	28	30	desp.	115
Argelia*	15.40	10.00	4 106	3 724	4.8	372
Congo	0.01	0.01	n.d.	57	0.1	—
Egipto	1.11	2.19	40	84	0.1	38
Gabón*	0.06	0.07	14	14	desp.	200
Libia*	4.60	3.30	736	674	0.9	193
Marruecos	0.08	0.07	1	3	desp.	50
Nigeria*	2.00	2.00	142	1 161	1.5	581
Ruanda	0.01	0.01	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Sudáfrica	—	—	n.d.	11	desp.	—
Sudán	—	—	—	3	desp.	—
Tanzania	—	—	—	1	desp.	—
Túnez	0.33	0.35	14	159	0.2	—
Zaire	—	—	—	2	desp.	—
Subtotal	23.80	18.26	5 081	5 923	7.6	324 →

	Producción comercial[1]		Reservas[2]			
	1979	1980	1/I/1980	1/I/1981	1/I/1981 como % del total mundial	Vida[3] en años
Europa Occidental						
Austria	2.32	1.94	11	11	desp.	6
Bélgica[5]	0 04	0.05	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Dinamarca	—	—	—	105	0.1	—
España	1 01	0.01	—	42	0.1	—
Francia	7.76	7.53	204	81	0.1	11
Gran Bretaña[6]	39.23	37.29	991	718	0.9	19
Grecia	—	—	—	110	0.1	—
Irlanda	0.57	0.91	—	37	desp.	41
Italia	13.47	12.53	198	171	0.2	15
Holanda	93.17	87.27	2 421	1 596	2.1	18
Noruega[7]	20.92	25.14	—	1 314	1.7	52
RFA	20.36	18.66	292	190	0.2	10
Subtotal	197.49	191.33	4 117	4 375	5.6	23
Lejano Oriente						
Afganistán	2.40	2.75	144	60	0.1	22
Australia	8.09	9.57	357	850	1.1	89
Bangladesh	1.22	1.25	n.d	283	0.4	226
Brunei	8.28	8.95	57	218	0.3	24
Burma	0.23	0.21	3	5	desp.	24
China	14.51	14.27	102	735	0.9	52
India	1.92	1.45	40	270	0.3	186
Indonesia*	28.27	28.75	79	765	1.0	27
Japón	2.69	2.47	20	15	desp.	6
Malasia	0.10	0.11	57	850	1.1	—
Nueva Zelandia	1.54	1.34	184	173	0.2	129
Paquistán	8.79	9.12	535	453	0.6	50
Tailandia	—	—	n.d.	292	0.4	—
Taiwán	1.72	1.96	28	25	desp.	13
Subtotal	79.76	82.20	1 606	4 994	6.4	61
URSS y Europa Oriental						
Albania	0.30	0.30	9	10	desp.	33
Bulgaria	0.14	0.15	28	5	desp.	33
Checoslovaquia	0.68	0.51	14	12	desp.	24
Hungría	6.53	6.13	119	110	0.1	18
Polonia	7.34	6.33	9	120	0.2	19
RDA	9.01	9.00	14	75	0.1	8
Rumania	27.19	28.19	170	125	0.2	4
URSS	407.00	435.00	9 119	30 500	39.2	70
Yugoslavia	1.86	1.82	34	60	0.1	33
Subtotal	460.05	487.43	9 516	31 017	39.9	64
Total mundial	*1 525.41*	*1 522.26*	*38 099*	*77 711*	*100.0*	*51*

* Países miembros de la OPEP.
desp.: despreciable -menos de 0.05%
1. Excluido el gas quemado en la atmósfera, el reinyectado y el utilizado en los campos.
2. Excluidas las reservas probables y posibles.
3. Reservas al 1 de enero de 1981, divididas entre la producción comercial de 1980. Como de esta última se excluyó la producción de gas desperdiciado, la vida de las reservas está sobrestimada. Sin embargo, las cifras de reservas son conservadoras, pues sólo incluyen las probadas.
4. Incluyen parte de la producción de la zona neutral.
5. Sólo producción de gas de las minas de carbón.
6. Incluye 39.12% del gas producido en el campo Frigg.
7. Incluye 60.88% del gas producido en el campo Frigg.
No se considera la producción marginal de Camerún, Ghana, Guatemala, Costa de Marfil, Filipinas y Zaire, que en 1980 producían petróleo crudo. Con excepción de Zaire, las reservas de éstos y otros diez países en los que se ha descubierto gas natural no son probadas.
Fuentes: Boletín mensual de estadísticas de las Naciones Unidas y Cedigaz.

pliar su consumo gracias a la creación del mercado mundial del gas natural licuado (GNL). La baja utilización de éste en la mayoría de los países en desarrollo es resultado de la estructura de la propiedad prevaleciente hasta 1975 en la industria de los hidrocarburos, del subdesarrollo económico de los principales exportadores de petróleo y de la falta de interés de las empresas petroleras internacionales por desarrollar formas de energía que no se podían transportar fácilmente.

En general, los patrones de consumo anteriores a 1973 reflejan el predominio claro de las consideraciones económicas sobre las geológicas: no tenía valor aquel gas que no estuviera cerca de los centros de consumo. Para que llegara a mercados regionales alejados era necesario cambiar los patrones de consumo en cuanto a fuentes de oferta diferentes y sus respectivos grados de sustitución. Además, era preciso modificar la estructura industrial, para adaptarla a las nuevas fuentes de energía, teniendo en cuenta los precios relativos del gas natural, el avance tecnológico de su transporte y los requerimientos específicos de cada sector. A final de cuentas, fueron las ventajas comparativas del gas en cada uno de estos aspectos las que lo hicieron más competitivo frente a otros energéticos como el carbón. El gas es la única fuente de energía primaria con posibilidades de abastecimiento rápido, que contamina poco y que, durante un período muy prolongado, estuvo disponible en cantidades prácticamente ilimitadas y a precios irrisorios. Más aún, ante la idea de la "escasez petrolera" se aceleró su búsqueda. Es muy significativo que, no obstante que los aumentos de precios del gas fueron mínimos durante los setenta, la cifra de sus reservas recuperables en los últimos diez años se duplicó, mientras que la del petróleo permaneció constante.[3]

Aunque el período de crecimiento acelerado de la industria internacional de gas natural pareció llegar a su término a fines de los setenta, hay razones para creer que la desaceleración del crecimiento de la producción y el consumo mundiales, registrada de 1973 a 1980, constituye un fenómeno pasajero. En algunos de los productores y consumidores más importantes (Estados Unidos, Canadá y Holanda) y algunos de los mayores productores y exportadores (Nigeria y Libia) la producción, el consumo y las exportaciones, respectivamente, registraron disminuciones a fines de los setenta. En América Latina, Asia y Australia y sobre todo en Europa Oriental (la URSS) la producción, el consumo y las exportaciones siguieron aumentando.[4] Estas tendencias opuestas permiten suponer que la industria del gas natural está registrando cambios estructurales y de localización de largo alcance, cuyos efectos futuros no son todavía claros, sobre todo en momentos en que, primero, el panorama general y las perspectivas de los mercados internacionales de petróleo tampoco son claros y, segundo, cuando la Unión Soviética está a punto de aparecer en la escena europea como una de las nuevas fuentes externas más importantes de gas natural.

Este producto, que tuvo un crecimiento muy rápido en la URSS en los setenta, cobró aun mayor significación en dicho país debido a que su producción de petróleo se ha estabilizado y a que la estancada producción de carbón ha sido incapaz de sustituir al petróleo como lo previeron los responsables de la planeación.[5] A diferencia de otros sectores de la producción energética soviética, la industria del gas natural registró una evolución favorable en los últimos años y pudo cumplir las metas planeadas e incluso superarlas. La producción de gas cumplió las metas del plan quinquenal y alcanzó el nivel proyectado para 1980 de 435 millones de metros cúbicos. Esto se logró no obstante haber extraído un volumen creciente de gas natural en condiciones mucho más difíciles de explotación que las del petróleo del extremo norte de Siberia occidental, en el Círculo Ártico.[6]

De acuerdo con fuentes occidentales, durante el período 1981-1985, la producción de todos los combustibles primarios en la Unión Soviética registrará un crecimiento considerable. Habrá un cambio definitivo en la estructuva de la producción de combustibles y en la generación de energía, que incluirá un aumento considerable de la participación del gas natural. La producción de este combustible será de 1985 de 2.1 a 2.2 veces mayor que la registrada a mediados de los setenta. En ningún otro país se han obtenido estas tasas de crecimiento ni aumentos de la producción de tal magnitud. Al comparar a la URSS con Estados Unidos, el productor y consumidor de gas más importante, se ve que en 1985 la producción de este último será de 10 a 20 por ciento menor que la de 1975. Más aún, se espera que la reducción absoluta continúe incluso después de 1985. En cambio, los expertos de la Academia de Ciencias de la URSS prevén que la producción de gas de su país seguirá creciendo rápidamente después de 1985 y que incluso podrá llegar a duplicarse para principios de los noventa, con relación a su nivel actual.[7] Se espera que el gas natural desempeñe un papel más importante no sólo en el consumo interno de combustibles sino también como fuente de divisas. Se prevé que la participación del gas natural en la demanda soviética aumente de 27% en 1980 a 35% en 1985.[8] Se supone que el gas cubrirá 90% del aumento de las exportaciones soviéticas de combustibles a los países del CAME de 1981 a 1985. Por último, los depósitos en Urengoi y otros campos de Siberia "contienen recursos tan gigantescos que pueden, durante muchos años, cubrir las necesidades internas y de exportación, incluidas las ventas que se hagan a los países occidentales".[9]

EVOLUCIÓN RECIENTE DEL COMERCIO MUNDIAL

No obstante su contribución importante y creciente, el gas natural ha desempeñado tradicionalmente un papel muy limitado en el comercio energético internacional. Esto puede atribuirse, entre otras razones, a la relativa inflexibilidad de los sistemas de transporte y al aumento sostenido de los costos de construcción de las redes de recolección, tratamiento y distribución. Así, la parte de la producción mundial que participa en dicho comercio es muy inferior a lo que permitirían suponer las cifras sobre reservas probadas totales en el mundo. En años recientes se han acentuado las diferencias entre el comercio internacional de crudo y el de gas natural: mientras casi la mitad de la producción mundial del primero se comercia interna-

3. World Energy Conference, *Survey of Energy Resources 1980*. Trabajo preparado por el Instituto Federal de Geociencias y Recursos Naturales (Hamburgo, RFA) para la XI Conferencia Mundial de Energía, Munich, 8-12 de septiembre de 1980, p. 124.
4. Jeffrey Segal, "Natural Gas: Growing Strength of the USSR", en *Petroleum Economist*, agosto de 1981, pp. 337-339.
5. *The New York Times*, 20 de agosto de 1981.
6. *The New York Times*, 22 de febrero de 1981.
7. *The Wall Street Journal*, 6 de marzo de 1981.
8. *The New York Times*, 20 de agosto de 1981.
9. *The Economist*, 9 de mayo de 1981.

cionalmente, sólo 10% del segundo tiene el mismo destino. En términos de volumen, esto significa 3.3 mbd de crudo equivalente. En el intercambio de gas participa un número casi igual de vendedores y de compradores (21 y 25, respectivamente); asimismo, los países oferentes están dispersos por todo el mundo, al contrario de lo que sucede en el caso del crudo.

CUADRO 4

Exportaciones mundiales estimadas de gas natural
(Miles de millones de metros cúbicos)

Exportador/destino	1979	1980
América del Norte		
Canadá	28.3	23.0
Estados Unidos	28.3	23.0
Estados Unidos	1.5	1.3
Canadá	desp.	desp.
Japón (GNL)	1.4	1.2
México	0.1	0.1
Subtotal	29.3	24.3
Región del Caribe		
México	—	2.9
Estados Unidos	—	2.9
Subtotal	—	2.9
Otros de América del Sur		
Bolivia	1.9	2.1
Argentina	1.9	2.1
Chile	0.1	0.1
Argentina	0.1	0.1
Subtotal	2.0	2.2
Medio Oriente		
Abu Dhabi*	1.7	2.7
Francia (GNL)	desp.	—
Japón (GNL)	1.7	2.7
Irán*	5.0	0.7
URSS	5.0	0.7
Subtotal	6.7	3.4
África		
Argelia*	11.6	6.1
España (GNL)	0.6	1.2
Estados Unidos	7.2	2.1
Francia (GNL)	3.2	2.0
Gran Bretaña	0.6	0.8
Libia*	3.6	2.3
Italia (GNL)	2.4	1.5
España (GNL)	1.2	0.8
Subtotal	15.2	9.4
Europa Occidental		
Bélgica	desp.	0.2
Francia	desp.	0.2
Francia	0.2	0.2
Bélgica	0.1	0.1
Suiza	0.1	0.1
RFA	3.2	4.5
Austria	desp.	desp.
Francia	—	0.8
Holanda	3.0	3.4
Suiza	0.2	0.3
Holanda	52.5	51.5
Bélgica	10.2	9.0
Francia	11.4	9.2
Italia	4.7	7.2
Luxemburgo	0.6	0.6
RFA	25.0	24.8
Suiza	0.6	0.7
Noruega	20.0	24.7
Bélgica	1.8	2.1
Francia	1.6	2.0
Gran Bretaña	8.3	9.8
Holanda	0.3	0.4
RFA	8.0	10.4
Subtotal	75.9	81.1
Lejano Oriente		
Afganistán	2.2	2.5
URSS	2.2	2.5
Brunei	7.6	7.8
Japón (GNL)	7.6	7.8
Indonesia*	8.6	11.9
Japón (GNL)	8.6	11.9
Malasia	desp.	desp.
Brunei	desp.	desp.
Subtotal	18.4	22.2
URSS y Europa Oriental		
Hungría	desp.	desp.
URSS	desp.	desp.
Rumania	0.4	0.2
Hungría	0.4	0.2
URSS	48.0	57.3
Austria	2.9	3.0
Bulgaria	4.5	4.5
Checoslovaquia	7.2	8.7
Finlandia	0.9	0.9
Francia	—	2.8
Hungría	2.5	3.8
Italia	9.1	7.1
Polonia	4.0	5.3
RDA	4.3	6.5
RFA	10.7	11.8
Rumania	1.0	1.0
Yugoslavia	0.9	1.9
Subtotal	48.4	57.5
Totales	*196.4*	*202.0*
Como GNL	34.5	32.0
Por ducto	161.9	170.0
Total OPEP	30.5	24.9

desp. despreciable, menos de 0.05%.
* Países miembros de la OPEP.
Fuente: Estadísticas del comercio exterior de los países importadores, Eurostat, ONU, *Annual Bulletin of Gas Statistics for Europe*, y OCDE.

El comercio internacional de gas natural por ducto está dominado por cuatro países ajenos a la OPEP —la URSS, Holanda, Noruega y Canadá—, que representaron 78% de las ventas al exterior en 1980. En dicho año la URSS ocupó por primera vez el liderazgo en el comercio mundial de gas natural, con ventas a 12 clientes, cinco de ellos miembros de la OCDE. En el transcurso de 1981 y principios de este año, diez países de Europa Occidental negociaron con la URSS la compra, durante 25 años a partir de 1984, de 40 000 millones de metros cúbicos de gas procedente de la península de Yamal, en Siberia occidental. Con Japón se llegó a un acuerdo para la venta de 4 200 millones de metros cúbicos al año de GNL, a partir de 1988. En cambio, las exportaciones de Holanda, lo mismo que las de Canadá, empezaron a disminuir ligeramente a partir de 1980. Así, en dicho

CUADRO 5

Importaciones mundiales estimadas de gas natural
(Miles de millones de metros cúbicos)

Importador/fuente	1979	1980
América del Norte		
Canadá	desp.	desp.
Estados Unidos	desp.	desp.
Estados Unidos	35.5	28.0
Argelia* (GNL)	7.2	2.1
Canadá	28.3	23.0
México	—	2.9
Subtotal	35.5	28.0
Región del Caribe		
México	0.1	0.1
Estados Unidos	0.1	0.1
Subtotal	0.1	0.1
Otros de América del Sur		
Argentina	2.0	2.2
Bolivia	1.9	2.1
Chile	0.1	0.1
Subtotal	2.0	2.2
Europa Occidental		
Austria	2.9	3.0
RFA	desp.	desp.
URSS	2.9	3.0
Bélgica	12.1	11.2
Francia	0.1	0.1
Holanda	10.2	9.0
Noruega	1.8	2.1
Finlandia	0.9	0.9
URSS	0.9	0.9
Francia	16.2	17.0
Abu Dhabi* (GNL)	desp.	—
Argelia* (GNL)	3.2	2.0
Bélgica	desp.	0.2
Holanda	11.4	9.2
Noruega	1.6	2.0
RFA	—	0.8
URSS	-	2.8
RFA	43.7	47.0
Holanda	25.0	24.8
Noruega	8.0	10.4
URSS	10.7	11.8
Italia	16.2	15.8
Libia* (GNL)	2.4	1.5
Holanda	4.7	7.2
URSS	9.1	7.1
Luxemburgo	0.6	0.6
Holanda	0.6	0.6
Holanda	3.3	3.8
Noruega	0.3	0.4
RFA	3.0	3.4
España	1.8	2.0
Argelia*(GNL)	0.6	1.2
Libia*(GNL)	1.2	0.8
Suiza	0.9	1.1
Francia	0.1	0.1
Holanda	0.6	0.7
RFA	0.2	0.3
Gran Bretaña	8.9	10.6
Argelia* (GNL)	0.6	0.8
Noruega	8.3	9.8
Subtotal	107.5	115.0
Lejano Oriente		
Brunei	desp.	desp.
Malasia	desp.	desp.
Japón	19.3	23.6
Abu Dhabi* (GNL)	1.7	2.7
Brunei	7.6	7.8
Indonesia* (GNL)	8.6	11.9
Estados Unidos (GNL)	1.4	1.2
Subtotal	19.3	23.6
URSS y Europa Oriental		
Bulgaria	4.5	4.5
URSS	4.5	4.5
Checoslovaquia	7.2	8.7
URSS	7.2	8.7
Hungría	2.9	4.0
Rumania	0.4	0.2
URSS	2.5	3.8
Polonia	4.0	5.3
URSS	4.0	5.3
RDA	4.3	6.5
URSS	4.3	6.5
Rumania	1.0	1.0
URSS	1.0	1.0
URSS	7.2	3.2
Afganistán	2.2	2.5
Hungría	desp.	desp.
Irán	5.0	0.7
Yugoslavia	0.9	1.9
URSS	0.9	1.9
Subtotal	32.0	35.1
Totales	196.4	202.0

desp. despreciable, menos de 0.05%.
* Países miembros de la OPEP.
Fuente: Estadísticas del comercio exterior de los países importadores, Eurostat; ONU, *Annual Bulletin of Gas Statistics for Europe*, y OCDE.

año, Noruega ocupó el lugar de los canadienses como tercer exportador de gas natural por ducto, posición que habrá de afianzarse con la construcción de la red de recolección en el Mar del Norte.

El comercio mundial de GNL, iniciado en 1964, registró durante el período 1974-1979 una tasa promedio de crecimiento anual de 28%. En este último año, las plantas de licuefacción se utilizaban en promedio a 69% de su capacidad. Con la tendencia ascendente de los precios internacionales del GNL, que pasaron en promedio de 1.93 dólares el millón de BTU en 1978 a 2.33 dólares en 1979, los operadores parecían tener una rentabilidad mínima asegurada y las perspectivas de expansión parecían muy prometedoras. Sin embargo, las disputas sobre precios en 1980 y 1981, que condujeron a suspender varios contratos y a cancelar múltiples proyectos de construcción o ampliación de plantas de licuefacción en los países exportadores, obligaron a ajustar las proyecciones a la baja. En la actualidad se prevé un crecimiento mucho más lento del comercio internacional de GNL que hace dos años.

Por lo pronto, el GNL ha dejado de competir con otros combustibles. Muchos países importadores han revisado sus planes de aumentar sus compras de GNL para los ochenta, debido no sólo a su mayor costo económico, en relación con el pasado, sino a la creciente preocupación por la seguridad en su manejo y a que en los últimos dos años se suspendieron, sin sanción alguna, múltiples contratos de exportación por falta de acuerdo entre compradores y vendedores sobre los precios finales de venta del combustible. Por su parte, los productores también revisan la aportación del GNL a su propia oferta interna de energía. Muchos de ellos han puesto más atención en los usos internos del gas natural, ya sea para fabricar fertilizantes o para elaborar productos petroquímicos. En aquellos casos en que se plantea la posibilidad o la necesidad de exportar gas, los gobiernos de los países exportadores consideran las posibilidades de enviarlo por ducto o la de transformarlo en metanol.

Así, es posible hablar de un cambio de fondo en la naturaleza del mercado mundial de GNL. Muchos proyectos, que debieron llevarse a cabo en el transcurso de los ochenta, se han tenido que modificar radicalmente. El caso de Argelia es muy significativo. Después de anunciar, a principios de 1980, que estaba preparada para detener la explotación del GNL, Sonatrach dio por terminados los contratos de construcción de la planta de licuefacción LNG-3 en Arzew y aplazó los planes de construcción de otras dos unidades en Skidda oriental e Issers central. Las víctimas inmediatas de estos ajustes fueron los contratos de exportación firmados con varios países de Europa del Norte. Bajo el supuesto de que las cláusulas de precios se renegociarán con éxito, Argelia cumpliría solamente tres nuevos contratos en los próximos tres años: con Panhandle de Estados Unidos, Gaz de Francia y Distrigaz de Bélgica. Para compensar las cancelaciones de Argelia, Europa aumentará la capacidad del oleoducto transmediterráneo e incrementará sus importaciones de la URSS y de Noruega. El GNL proveniente de África occidental (Nigeria y Camerún) ayudará también a llenar la brecha. En el caso de Estados Unidos sólo se cumplirá un nuevo contrato de importacion de GNL con Indonesia. Esta fuente de suministro se complementará con gas proveniente de Alaska y Canadá, del proyecto piloto del Ártico y, quizá, con la explotación ulterior de recursos de otras partes del continente americano (Chile, Colombia y Trinidad). Japón será el único país en el mundo que mantenga invariables y quizá amplíe sus proyectos de importación de GNL, sobre todo desde Malasia, Australia e Indonesia.[10]

FACTORES DETERMINANTES DE LOS CAMBIOS EN EL MERCADO MUNDIAL

Del lado de la demanda, los factores más importantes que condujeron a las dificultades actuales de la industria de gas natural fueron una expansión más lenta que la prevista de los mercados *premium*, así como el aumento de los costos de inversión y los largos períodos de maduración de los proyectos del GNL. Del lado de la oferta, actuaron la preferencia creciente de algunos países productores por aprovechar internamente sus recursos de gas, a costa de las exportaciones; la lentitud de las negociaciones para construir gasoductos, y la apertura de nuevas fuentes externas de abastecimiento que se habían mantenido en reserva en prevención de posibles tropiezos en el flujo de gas y en respuesta a los aumentos de precios de las otras fuentes energéticas.

La comercialización del gas natural se ha complicado cada vez más, a medida que compradores y vendedores han empezado a reconocer su importancia y sus múltiples ventajas como combustible *premium*. Hace pocos años el gas se vendía a cualquier comprador a precios sumamente bajos porque de no hacerlo habría que quemarlo en la atmósfera. Su escaso valor dificultó el establecimiento de empresas públicas en el mercado energético, no obstante que se disponía de una oferta relativamente abundante. Sin embargo, a partir del primer *shock* petrolero se tornaron muy rentables las operaciones de aprovechamiento del gas natural. Se consideró, por una parte, que debía tener un valor de mercado más alto; además, los gobiernos de varios países industrializados desarrollados realizaron esfuerzos para destinarlo a los usos para los cuales es más idóneo que cualquier otro combustible. De 1975 a la fecha, la mayoría de los países de la CEE ha reducido de modo importante su empleo en la generación de energía y se esperan reducciones aún mayores. En 1980 los países de la CEE destinaron 15% de su consumo de gas a plantas generadoras; más de 45% se usó para calefacción doméstica y el resto se consumió en la agricultura.[11] En Estados Unidos también se aplica una política similar de dar prioridad a los usuarios *premium* de gas; sin embargo, el control de los precios y la disponibilidad de una oferta abundante han hecho de este instrumento algo menos eficaz que en Europa.

Las dificultades para transportar el gas natural han alentado a los países productores a recolectar y aprovechar el gas asociado. Sin embargo, todavía falta mucho por hacer para valorar los campos de gas considerados marginales debido a su distancia de los centros de consumo o al monto reducido de sus reservas. Como resultado de lo anterior, tanto en la URSS como en el Medio Oriente se han construido plantas de tratamiento de gas en gran escala que están a punto de iniciar sus operaciones. En Arabia Saudita, en julio de 1980, se otorgaron los contratos de la primera instalación de este tipo, que producirá cantidades significativas de butano y propano para exportación. Dada su

10. Jeffrey Segal, "LNG Market: Pricing Picture in Disarray", en *Petroleum Economist*, diciembre de 1981, pp. 517-520.

11 "Steady Growth of Premium Market", en *Financial Times Survey on International Gas Industry*, 18 de diciembre de 1981.

magnitud, este proyecto seguramente tendrá efectos muy considerables en el mercado.

Sin embargo, no cabe duda que el cambio más significativo en el mercado mundial de gas natural en los últimos años es la negociación internacional destinada a construir una red mundial de gasoductos. Según el *Oil and Gas Journal*, se planea construir en 1982 cerca de 36 000 millas de gasoductos en todo el mundo, frente a sólo 7 400 millas para productos petroleros.[12] La mayoría de estos ductos se concentra en Europa Occidental, que es el mercado más importante para el gas (54% de las importaciones mundiales). No obstante, en otras partes, sobre todo en América Latina, existe un movimiento claro en favor de la ampliación del comercio de gas a través de gasoductos. Esta expansión de la red mundial de gasoductos ofrece una triple ventaja para las empresas dedicadas al negocio gasero: los gobiernos cobran conciencia de la necesidad de suprimir los subsidios al gas para uso doméstico; aumenta la viabilidad comercial de los campos pequeños y, finalmente, se acelera la explotación petrolera en aquellos lugares donde el gas asociado se tenía que quemar por falta de un mercado redituable.

Hay tres enormes proyectos que producirán un cambio profundo en la naturaleza del mercado gasero internacional en los próximos años: el gasoducto soviético, la línea transmediterránea de Argelia a Italia y la red de captación de gas que Noruega construye en el Mar del Norte.

El acuerdo de suministro soviético ilustra algunos de los problemas que afrontan aquellos países que tratan de apreciar el valor del mercado del gas natural. Considerado como el acuerdo comercial más importante entre el Este y el Oeste, el sistema de gasoductos de 3 600 millas, con un costo de 15 000 millones de dólares, abastecerá a Europa Occidental con casi 114 millones de metros cúbicos diarios de gas natural a partir de 1984-1985. El gasoducto soviético irá desde el campo de Urengoi, en Siberia noroccidental, hasta las estaciones de transferencia en las fronteras de la RFA-Checoslovaquia y Austria-Checoslovaquia. De ahí se bombeará a los consumidores de siete países: la RFA, Francia, Italia, Holanda, Bélgica, Austria y Suiza. El ducto formará parte de la red integrada de gas que cubre la demanda interna de la URSS.

Después de más de 18 meses de negociaciones, el acuerdo se concluyó cuando la RFA, el consumidor europeo más importante de gas natural, aceptó los términos políticos, económicos y financieros del contrato. El nuevo gasoducto será construido en gran parte con equipo y tubería vendida por los países consumidores, la RFA y Francia en particular. Se cree que los soviéticos pensaron originalmente en un precio que igualara el del petróleo crudo, alrededor de 6.50 dólares por millón de BTU. A medida que avanzaron las negociaciones entre Soyuzgas Export y el comprador alemán, Ruhrgas, las expectativas soviéticas se redujeron a 5.50 dólares por millón de BTU. Al final se fijó un precio base (mediados de 1981) del orden de 4.70 dólares por millón de BTU, valor próximo al del combustible con bajo contenido de azufre; además, se estableció una cláusula de aumento vinculado al alza de una mezcla de petróleo crudo (20%) y gas oil y combustóleo (80%). En Occidente se supone que la URSS aceptó este precio en razón de que el acuerdo era vital para sus planes de desarrollo del gas. Aunque Estados Unidos se opuso ferozmente al gasoducto, sobre la base de que hará a Europa Occidental demasiado dependiente de la Unión Soviética en su suministro de energía, finalmente decidió abandonar —a mediados de marzo de 1982— su oposición ante la multitud de dificultades políticas y militares de la alianza atlántica.

El proyecto soviético es uno de los gasoductos en construcción más importantes, pero no el único. El transmediterráneo, que tuvo un costo de 3 000 millones de dólares, está listo para transportar gas del norte de África hasta el sur de Europa, pero el inicio de las operaciones se ha retrasado por la disputa de precios entre los gobiernos de Argelia e Italia. El gasoducto va desde el campo de gas de Hassi R'Mell hasta el norte de Italia y transportará en un principio 34 millones de metros cúbicos al día.

El gasoducto de Alaska —el mayor proyecto de construcción en la historia, financiado con fondos privados— superó un obstáculo importante en diciembre de 1981, cuando el Congreso estadounidense aprobó un conjunto de medidas legales tendientes a mejorar las perspectivas de financiamiento del proyecto. El presidente Carter aprobó en 1977 el establecimiento del ducto de 4 800 millas, con un costo de 43 000 millones de dólares para traer gas desde la bahía de Prudhoe, en Alaska, a través de Canadá, hasta 48 estados de la Unión. A partir de entonces el proceso fue muy lento, sobre todo por el gran aumento de los costos de construcción y las dificultades para obtener financiamiento. Con las nuevas medidas se espera atraer a los banqueros: por una parte, se permite que las cargas de la deuda se transfieran al consumidor en forma de precios más altos, antes de que el gas haya empezado a fluir desde Alaska; por otra, se autoriza a los principales productores de Alaska (Exxon, Standard Oil de Ohio y Atlantic Richfield) a participar en las acciones del proyecto, lo cual no había autorizado el gobierno de Carter. La sección canadiense del ducto ya está muy avanzada.

Como complemento del suministro proveniente de los países con las mayores reservas mundiales de gas natural, y también para compensar la baja de la producción tierra adentro, han adquirido una importancia creciente los hallazgos y la explotación de campos de gas en el mar. Los proyectos más significativos a este respecto son los siguientes: *North West Dome*, en Qatar; el bloque 3½ en Noruega; la Plataforma Noroccidental, en Australia, y los campos de Morecambe y Rough, en la Gran Bretaña. Cada uno de ellos responde a intereses estratégicos muy diferentes. En el caso de Qatar, el Gobierno analiza los planes presentados por varias empresas internacionales para explotar el yacimiento de North West Dome y espera conceder los contratos a mediados de 1982. Los trabajos empezarían en un período de 18 meses y el campo comenzaría a producir en 1988. Se estima que el campo de North West Dome tiene reservas que son dos veces las de Groningen, en Holanda, descubrimiento que puso en marcha en 1959 la búsqueda de hidrocarburos en el Mar del Norte. El costo de desarrollar North West Dome es del orden de 6 000 millones de dólares, según los qataris, y de 20 000 millones de dólares, según otras fuentes. La primera etapa se hará bajo la propiedad del Gobierno y exigirá construir plataformas marinas y tender gasoductos hasta Ras Laffan, en el norte de Qatar. La segunda etapa implicará construir una planta de GNL, en la que los qataris tendrán una participación de 80% y los intereses extranjeros el resto. Entre las empresas extranjeras que quieren participar figuran la British Petroleum, la Shell, Wintershal (de Alemania Federal), Total (de Francia) y

12. "Controversial Plans in the World Pipeline", en *Financial Times Survey on International Gas Industry*, 18 de diciembre de 1981.

un consorcio japonés. Japón es el mercado más probable para el gas en virtud de sus necesidades de energía y de la facilidad relativa de transporte.

Por su parte, Noruega tiene las perspectivas más interesantes en términos del descubrimiento y explotación de gas en el mar. Ha puesto mucha atención en el bloque 3½, localizado a 80 millas al noroeste de Bergen, donde podrían encontrarse alrededor de 1.2 billones de metros cúbicos de gas. En el Círculo Ártico, donde Noruega ha hecho las primeras perforaciones exploratorias, Statoil localizó un yacimiento que rivaliza con el de Frigg y que incluso puede ser mayor. Sin embargo, sea cual fuere la dimensión de estos nuevos campos, las posibilidades de desarrollarlos antes de fin de siglo son limitadas. Ello se debe al temor de que una producción de hidrocarburos demasiado alta pueda convertirse en una influencia social negativa; para evitar ese peligro, el Parlamento noruego fijó límites a la producción de petróleo y gas.

El desarrollo del proyecto del noroccidente de Australia supone la instalación de una de las plataformas de perforación mar adentro más grandes del mundo. Para 1984 suministrará gas a la parte occidental del país. Se planea construir una segunda plataforma dos años después, aumentar los niveles de producción que se requieren para sostener exportaciones de GNL y levantar una tercera plataforma a principios de los noventa.

En la Gran Bretaña, la British Gas Corporation está participando en dos proyectos de interés: el desarrollo del campo de Morecambe, como proveedor estacional que ayude a cubrir la demanda en invierno, y el del campo de Rough, como depósito para el almacenamiento de gas.

El último factor que ha influido en fecha reciente en la evolución del mercado mundial de gas natural, además de los citados anteriormente, es el ajuste de los precios de dos importantes mercados internacionales. En la Gran Bretaña, los precios que pagan los usuarios del gas han sido controlados por el Gobierno y las empresas petroleras que operan en el mar se quejan de que la British Gas Corporation (BGC), el comprador monopsónico, ha pagado demasiado poco por el suministro. El gobierno actual ordenó recientemente a la BGC aumentar los precios en 10% anual en términos reales, como primer paso para acabar con el control monopsónico de la empresa. En Estados Unidos también se está tratando de ajustar los precios internos a los niveles internacionales. El presidente Reagan anunció que trataría de acelerar la liberación gradual de los precios del gas, de tal manera que para 1985 todos los controles hayan sido eliminados. Empero, en vista de las elecciones parlamentarias de mediados de noviembre próximo, son muy pocos los avances en este proceso liberatorio.[13]

EXPANSIÓN COMPETITIVA DE LAS EMPRESAS GASERAS INTERNACIONALES

De conformidad con el análisis anterior, la industria mundial de gas natural alcanzó, al inicio de los ochenta, un estado de madurez plena. Lejos de tener el carácter autogenerador que la definió desde los sesenta, la expansión de las empresas energéticas se volvió eminentemente competitiva. La decisión de Irán, anunciada al triunfo de la revolución, de dar prioridad a la explotación de los recursos para consumo interno, sumada al temor que invadió a toda Europa Occidental de que la URSS también diera prioridad al abastecimiento interno y de que la oferta proveniente de los nuevos descubrimientos del Mar del Norte no alcanzara a compensar el deterioro de la producción en varios países del continente europeo, condujo a un verdadero enfrentamiento de las empresas energéticas internacionales por las reservas de gas natural localizadas en países como Nigeria, Qatar y Argelia.[14]

Dicha competencia repercutió en los años más recientes en: *1)* disputas sobre precios del gas natural entre países productores y consumidores; *2)* conflictos intergubernamentales por el acceso a las fuentes de suministro, y *3)* una paralización *de facto* del crecimiento del transporte marítimo de gas natural.

Las demandas en favor de la paridad de los precios con el crudo fueron planteadas después de la crisis petrolera de 1979-1980. Los países productores y exportadores de gas natural, encabezados por Argelia, propusieron el establecimiento de un nuevo mecanismo de fijación de precios a fin de administrar mejor los recursos disponibles, recurrir a las distintas fuentes de energía —de acuerdo con las características especiales de cada una— y ajustar la oferta a la demanda del combustible en términos comerciales más equitativos y realistas. Desde este punto de vista, la llamada crisis energética no es el resultado de la falta de una base de recursos adecuada, sino de la carencia de una estructura coherente de precios en los países consumidores. Es urgente —se dice—, elaborar una estrategia global sobre precios que desaliente el desperdicio, propicie una oferta más amplia de combustibles convencionales y asegure un uso ordenado de las distintas formas de energía de que dispone la humanidad. Para promover estos objetivos y al mismo tiempo unificar las políticas de fijación de los precios del gas, Argelia propuso crear una Organización de Países Exportadores de Gas (OPEG).

Un elemento central de la nueva estrategia consiste en hacer que, paulatinamente, los combustibles se destinen a aquellos fines en los que son insustituibles. El gas natural puede sustituirse en los usos en donde no ofrece ninguna ventaja especial, como la generación de energía, y reservarlo para los sectores en donde sí tienen ventajas claras, como el transporte, la petroquímica y los fertilizantes. Si el gas es un energético con cualidades especiales, su precio a corto plazo debe ser equivalente al de los hidrocarburos líquidos, si se usa para los mismos fines. Como a largo plazo el gas sustituirá a la electricidad, su precio deberá ser igual al costo de generación de energía en plantas nucleares o a base de carbón.

Por las grandes inversiones que suponen los proyectos de exportación del gas y los elevados costos de elaboración y transporte del GNL, el nuevo mecanismo de fijación de precios se propone otorgar incentivos a los productores para aumentar sus beneficios netos (*net-backs*) a boca de pozo. Esto significa, según productores importantes como Argelia, que el gas natural no debe competir con el combustóleo número seis, como hasta ahora, sino con otros de mayor valor, como el combustóleo número dos. A su vez, los países productores deben reconocer la

13. Véase "U.S. Gas Decontrol Back on the Shelf", en *Energy Economist*, diciembre de 1981, p. 5.

14. Véase Axel Krause, "Oil Crisis Prompts Energy Firms to Scramble for Natural Gas Reserves", en *International Herald Tribune*, 28 de agosto de 1979.

inutilidad de cualquier incentivo de precios si éstos son demasiado altos; que el proceso de sustitución del gas no será rápido y que se requerirá una planeación a largo plazo y una inversión considerable. Por consiguiente, ninguna de las partes debe establecer los precios de modo unilateral; éstos deben ser el resultado de una fórmula basada en el valor de la sustitución y en un beneficio neto que asegure la competitividad del producto en los países consumidores y ofrezca al productor la posibilidad de fijar el precio de acuerdo con el valor creciente del uso final, a medida que avance el proceso de sustitución en los mercados consumidores.

Sobre estas bases, el mecanismo de fijación de precios propuesto por los productores establece que el valor del producto debe estar determinado, al momento del acuerdo, en función de su valor de sustitución, de tal forma que pueda competir con los demás combustibles. Dicho valor se debe ajustar de acuerdo con un "precio base" CIF o FOB, dependiendo del lugar de entrega al comprador. El precio base también deberá ajustarse al alza o a la baja para reflejar cualquier cambio en el valor de los otros combustibles. Esto se llevaría a cabo mediante la aplicación de una fórmula de indización que ajuste automáticamente el precio base a intervalos regulares. Dada la naturaleza de largo plazo de la transacción, el ajuste se considera necesario a fin de que ninguna de las partes resulte afectada por cambios imprevistos en las condiciones del mercado. Además, se deben separar los mercados de gas natural y GNL para evitar que los compradores se nieguen a pagar precios mayores que los que cobra el país más débil de la cadena. Argelia propone que se fije un precio para el que se exporte por gasoducto y otro para el licuado, pues se trata de productos diferentes. En el fondo se trata de jugar al duopolio en condiciones de un mercado monopólico.

La nueva fórmula para fijar los precios contiene tres elementos que discuten compradores y vendedores. El primero es el precio base. Los países exportadores argumentan que se debe expresar sobre una base CIF; en caso de que la venta se haga a precios FOB, entonces se deben deducir los costos del transporte. Como se espera que a largo plazo los precios de la energía aumenten más rápidamente que los costos de transporte, el factor de indización aplicado al valor CIF producirá un alza mayor del precio base. Si aquél se aplicara a un valor FOB, cualquier aumento de precios de los otros combustibles no se reflejaría

CUADRO 6

Precios de importación del gas natural
(Dólares por millón de BTU)

País importador/fuente(s)	1975	1976	1977	1978	1979	1980 Enero	1980 Febrero	1980 Marzo	1980 Abril
Argentina									
Bolivia	0.77	0.99	1.15	1.41	1.73	2.97	2.97	2.97	2.97
Chile	—	*0.70*	*0.90*	*1.10*	*1.40*				
Austria									
URSS	1.37	1.42	1.86	2.47	2.70	3.79	3.79	3.79	3.79
Bélgica/Luxemburgo									
Holanda	0.96	1.29	1.56	1.95	2.28				
Noruega	—	—	—	2.12	2.31				
Bulgaria									
URSS	1.17	1.35	1.54	1.76	*1.95*				
Canadá									
Estados Unidos	0.74	1.00	1.48	1.66	2.00				
Checoslovaquia									
URSS	1.09	1.46	1.44	1.88	*2.20*				
RDA									
URSS	0.60	1.11	1.60	2.02	*2.30*				
Finlandia									
URSS	2.07	1.99	2.09	2.13	*2.23*				
Francia									
Argelia (GNL)	0.96	1.08	1.47	1.81	2.42				
Holanda	1.07	1.14	1.57	1.93	2.16				
Noruega	—	—	1.62	1.85	1.91				
Hungría									
Rumania	0.47	1.53	1.51	2.19	*2.25*				
URSS	0.56	1.68	1.86	2.41	*2.50*				
Italia									
Holanda	0.63	0.66	0.77	1.06	*1.25*				
Libia (GNL)	0.79	0.86	0.92	1.12	1.45	2.82			
URSS	0.54	0.58	0.73	1.06	*1.15*				
Japón									
Abu Dhabi (GNL)	—	—	1.93	2.20	2.31	3.08	5.12	5.35	5.36
Brunei (GNL)	1.67	1.76	1.91	2.04	2.20	2.97	3.10	3.14	4.45
Estados Unidos (GNL)	1.40	1.70	2.01	2.26	2.37	3.51	3.44	3.48	4.63
Indonesia (GNL)	—	—	2.44	2.80	3.45	4.72	4.96	4.96	4.96 →

País importador/fuente(s)	1975	1976	1977	1978	1979	1980 Enero	1980 Febrero	1980 Marzo	1980 Abril
México									
Estados Unidos	*1.05*	*1.30*	*1.45*	1.56	1.86				
Holanda									
Noruega	—	—	—	2.14	2.25	2.80	2.80	2.80	2.80
Polonia									
URSS	1.13	1.31	1.54	2.11	*2.25*				
España									
Argelia (GNL)	—	0.67	0.64	1.36	*2.50*				
Libia (GNL)	0.52	0.50	0.56	0.99	*2.20*				
Suiza									
Holanda	1.30	1.30	1.84	3.59	*3.65*				
Gran Bretaña									
Argelia (GNL)	0.91	0.91	0.98	0.99	1.15	3.09	3.09	*3.09*	*3.09*
Noruega	—	—	—	*1.85*	*2.20*				
Estados Unidos									
Argelia (GNL)	0.72	0.76	1.03	1.37	1.81	2.69	3.26	3.20	3.08
Canadá	1.07	1.72	1.97	2.15	2 57	3 45	3.91	4.47	4.47
México	—	—	2.34	—	—	—	3.63	3.63	4.47
URSS									
Afganistán	0.49	0.51	0.52	0.60	1.04				
Irán	0.61	0.63	0.71	0.72	0.72				
RFA									
Holanda	0.93	1.17	1.43	1.73	*1.90*				
Noruega	—	—	—	*1.80*	*2.15*				
URSS	0.64	0.83	1.09	1.70	*2.50*				
Yugoslavia									
URSS	—	—	—	1 81	*2.00*				

Notas: las cifras en cursivas son estimaciones.
El cuadro cubre todas las entregas importantes a largo plazo de gas por ducto o buque-tanque de GNL. Se excluyen los movimientos intra-europeos menores. Se excluyen las exportaciones de la URSS a Francia porque se "canjean" por gas holandés contratado por Italia. Todas las cifras están expresadas en términos CIF, excepto las exportaciones de la URSS a Bulgaria, Checoslovaquia, Alemania Oriental, Polonia y Alemania Occidental, que están en términos FOB. Los precios unitarios están calculados a partir de las estadísticas comerciales de los países importadores. Cuando fue necesario convertir el volumen a valores térmicos se hizo de acuerdo con los factores utilizados por las Naciones Unidas. En el caso de las exportaciones soviéticas mencionadas, los precios se calcularon con base en las estadísticas de exportación de la URSS. Las conversiones en monedas de Europa Oriental se hicieron con base en los tipos de cambio de Naciones Unidas. Cuando los volúmenes o los valores térmicos no figuraban en las estadísticas comerciales la fuente principal fue el *Annual Bulletin of Gas Statistics for Europe* de Naciones Unidas. Las inconsistencias entre los valores térmicos y los tipos de cambio pueden originar discrepancias entre los precios "oficiales" y los precios reales de entrega.
Fuente: *Petrolum Economist*, septiembre de 1980.

en el precio pagado al vendedor y se generaría de nueva cuenta un diferencial negativo entre los precios del gas y los demás combustibles.

El segundo punto en discusión son los otros combustibles y los índices empleados en la fórmula de indización. Los países exportadores proponen que el combustóleo número seis, utilizado hasta ahora como referencia para fijar los precios del gas, sea sustituido por el número dos. En cuanto a los índices, señalan que deben basarse en un volumen significativo de comercio no sujeto al control gubernamental ni a la manipulación de las empresas petroleras, que alguna fuente de información de reconocido prestigio los publique en forma regular y que reflejen el carácter de uso final del combustible. Lo más práctico para estos fines sería tomar como referencia el precio del petróleo crudo, pues de este hidrocarburo se comercia un volumen muy grande en el mercado mundial y su cotización no se ve afectada por las fluctuaciones del mercado *spot*.

El tercer punto se relaciona con los combustibles de uso final; según los exportadores, el precio del gas debe revisarse siempre que cambien los precios, de tal manera que el gas tenga un precio más acorde con el uso final más alto posible, aunque durante el periodo de transición tenga valores relativamente menores. Si se utiliza el valor *net-back* más alto, el precio del GNL sería de 5.50 dólares, al que se agregarían 20 centavos de dólar por concepto de regasificación y 1.60 por transporte.[15] La paridad de los precios del gas con los del crudo significa, en la actualidad, un precio para el primero de aproximadamente 7 dólares por millón de BTU.

Los productores de gas que encabezan la lucha por seguir la paridad de precios con el petróleo crudo han tenido poco éxito hasta ahora, tanto en el mercado europeo como en el estadounidense, aun cuando los precios del gas en muchas partes del mundo desarrollado ha aumentado en los últimos doce meses. México constituye una excepción clara puesto que fue el primero que logró indizar el precio de sus exportaciones de gas a una mezcla de crudos cuyos precios estaban determinados por la OPEP. En la época en que se llevaron a cabo las negociaciones, este logro tuvo un gran significado político. A raíz

15. Véase Nordine Ait-Laoussine, "Towards a New Order in Gas Pricing", en *OPEC Review*, vol. IV, núm. 2, verano de 1980, pp. 50-73.

CUADRO 7

Argumentos principales del debate sobre fijación de precios mundiales del gas natural

Exportadores	*Importadores*
1. El costo de la inversión en un proyecto de exportación de gas es superior al del petróleo.	1. Aunque los costos de inversiones son elevados, se cubren a lo largo del contrato.
2. La naturaleza del sistema de contratos a largo plazo garantiza la seguridad del suministro, a diferencia del petróleo.	2. La seguridad del suministro ha demostrado ser ilusoria, como lo enseñan las medidas de Irán para frenar las exportaciones a la URSS, la reducción de las ventas de Argelia a Francia y la suspensión de las exportaciones a El Paso.
3. Los precios más altos alentarían el desarrollo de otros combustibles e impedirían que las escasas reservas de petróleo y gas se quemen. Ello permitiría destinar el gas a usos "nobles", como el transporte y la industria petroquímica.	3. El desarrollo de energías nuevas y no convencionales depende de muchos otros factores, además del precio de los hidrocarburos.
4. El gas ya se destina a propósitos *premium*, aprovechando sus características de limpieza y flexibilidad, así como en los sectores residencial y comercial.	4. El uso actual del gas varía mucho de una región a otra y no justifica las demandas de paridad con el crudo y menos aún con el gas oil.
5. Los beneficios netos actuales que se obtienen con el gas son muy bajos en relación con el crudo.	5. a) Algunas de las instalaciones de licuefacción para surtir a buques-tanque de GNL se están acercando a los veinte años de antigüedad y la inversión de capital ha sido prácticamente cubierta. b) Los beneficios del gas no han crecido tan rápidamente como los del crudo desde que se firmaron los primeros contratos de GNL, durante los sesenta, a precios base en o por encima de la paridad FOB con el crudo. Sin embargo, la causa fueron beneficios excesivos para el crudo más que beneficios limitados para el gas. c) Incluso la fijación de precios para el gas a la paridad FOB actual con el crudo no daría los mismos beneficios que los del crudo en sí.

Fuente: Jeffrey Segal y Frank E. Niering Jr., "Special Report on World Natural Gas Pricing", en *Petroleum Economist*, septiembre de 1980, pp. 374-375.

del cambio en su política energética, Estados Unidos puso trabas para aceptar la participación del GNL en la oferta interna de energía. De manera explícita, el plan energético de Carter limitó el papel del GNL importado, por estar sujeto a un abastecimiento inseguro, a altos costos y a los desastres naturales. La British Gas Corporation no estuvo dispuesta a pagar al precio demandado por los argelinos y suspendió sus compras. Por su parte, la empresa El Paso se retiró de las negociaciones con Argelia en abril de 1980 porque también consideró que el nuevo precio era inaceptable. Las negociaciones entre Argelia y Francia concluyeron en diciembre último con un acuerdo de suministro que tampoco incorporó el principio de la paridad y que tendrá repercusiones en los precios que Argelia acuerde finalmente con Italia, en el caso de los envíos por el gasoducto transmediterráneo.[16] Nigeria aceptó un precio provisional que está ligado, en parte, a los de los productos petroleros, sobre todo el combustóleo, y no al crudo, y es inferior al establecido por los soviéticos para el gas siberiano que entregan a Europa Occidental. Un 80% del precio del gas soviético no está ligado al crudo sino a productos más baratos, como el gasoil y el combustóleo, y en promedio va de 4.50 a 5 dólares por millón de BTU. Solamente Japón, que es el consumidor más importante del GNL del Medio Oriente, el Sudeste de Asia y Alaska, ha aceptado que los precios del gas natural se vinculen al del petróleo crudo. Ello es así porque Japón depende por completo de las importaciones y porque su estricta legislación de protección del ambiente, lo obliga a usar gas en lugar de petróleo.

Los expertos consideran que la paridad internacional de precios del crudo no se logrará en mucho tiempo, por cuatro razones principales:

a] El gas no compite directamente con el crudo sino con dos o tres de los productos derivados más baratos: el gasoil, empleado para generar calor, y los combustóleos, que se usan en las calderas. El gas no compite con otros productos petroleros más costosos, como la gasolina.

b] Ya no se teme la aparición de una nueva crisis petrolera mundial, ligada a un aumento de los precios del crudo. En cualquier caso, se piensa que, si el precio del crudo y de los productos derivados llegara a subir, el gas podría competir con la electricidad para usos domésticos, y con el carbón en el sector industrial. Sin embargo, de no surgir una nueva crisis, sería difícil, si no imposible, que los productores mantuvieran la paridad con el crudo, aun cuando la hubieran logrado alguna vez.

c] El transporte del gas es más costoso que el del petróleo porque tiene que movilizarse a presión o a baja temperatura. Además, el transporte marítimo de gas es costoso e intensivo en energía, en tanto que el terrestre, por gasoducto, es intensivo en capital. Cuando el petróleo era barato y el gas se quemaba en la

16. La nueva empresa italiana Snam Progeth anunció que no pagará más de 77% del precio FOB acordado por Gaz de France para el gas transmediterráneo. Véase *Energy Economist*, diciembre de 1981, p. 15.

CUADRO 8

Resumen de la estructura de la industria de gas natural en algunos países europeos

Distribuidores más importantes, por país	*Propiedad*	*Monopolio*	*Control gubernamental*	*Distribución e infraestructura*	*Instalaciones de GNL*	*Almacenamiento*	*Ductos para importación*	*Proyectos por realizar*
British Gas (Gran Bretaña)	Gubernamental	Sí, pero quizá decreciente.	Fuerte	Bien desarrollada.	Hay una en Canvey Island.	Algunas instalaciones; en rápida expansión	Uno; del sector noruego de Frigg.	Conversión de Roughfield para almacenamiento; desarrollo del campo de gas de Morecambe y otros campos petroleros; una cuarta línea alimentadora de distribución; proyectos de GNS y LPG/aire.
Distrigas (Bélgica)	50% gubernamental/50% empresas de servicios públicos y Shell.	Sólo en importación y distribución.	Fuerte a través de la propiedad y el Comité de Control.	Bien desarrollada.	Una en construcción en Zeebrugge.	Ninguno (contrato de importación flexible con Gasunie).	Dos: de Holanda.	Planta de GNL en Zeebrugge.
Enagas (España)	Gubernamental.	No, pero opera como tal.	Fuerte	Reducida, pero en desarrollo.	Hay un en Barcelona.	Reducido	Ninguno	Gasoducto en la región Barcelona-Vasca y posible prolongación a Cartagena, Burgos y Madrid; gasoducto Segamo para importar gas de Argelia.
Gasunie (Holanda)	50% gubernamental /25% cada una Exxon y Shell	Sólo en importación y distribución.	Fuerte, a través de la propiedad y vinculación. Actividad política para ejercer un mayor control.	Muy extensa	Se planea una en Eemshaven.	Ninguno. La producción de Groningen es muy flexible.	Ninguno	Planta de GNL y planta de gasificación de carbón en Eemshaven. (El proyecto de GNL está pendiente).
Gas de Francia (Francia)	Gubernamental.	Sólo en importación	Muy fuerte, a través de la propiedad.	Bastante bien desarrollada	Hay tres, en El Havre, St. Nazaire y Fos-sur-Mer	Amplio pero se desea ampliarlo	Tres: de Emden, Groningen y URSS (MEGAL)	Mayores ampliaciones de GNL en Fos-sur-Mer.
Ruhrgas (República Federal de Alemania)	Empresas de servicio público más importantes	No.	Ninguno	Bien desarrollada; algunas partes están en construcción.	Se planea una en Wilhemshaven	Reducido	Cinco: dos de Holanda, dos de la URSS y uno de Ekofisk	Planta de GNL en Wilhemshaven (pendiente).
SNAM (Italia)	Gubernamental.	No, pero posee el 97% del mercado.	Propiedad gubernamental de ENI	Desarrollada en el norte; proyecto auspiciado por el gobierno en el sur.	Una en La Spezia.	Medianamente bueno	Tres: TENP de Holanda, TAG de la URSS y TransMed, vía Túnez/Slelly.	Red de distribución en el sur; posible cuarta línea de Argelia a través de Túnez o más compresores en la línea TransMed

atmósfera, eran muy pocos los países que se interesaban en los proyectos de captación de gas.

d] Los aumentos de precios, resultantes de una aplicación de la paridad, podrían generar un menor volumen de ventas. Por lo tanto, los productores que la hubieran logrado obtendrían muy pocos beneficios de ella.

Los conflictos intergubernamentales por el acceso al suministro de gas natural se han manifestado en la competencia de los gobiernos de la Gran Bretaña y Noruega —y entre sus respectivas empresas de gas— por la construcción de sistemas captadores de ese combustible en el Mar del Norte. Desde el inicio de la disputa fue claro que el país que primero definiera sus condiciones lograría ventajas, tales como tarifas preferenciales de los proveedores de equipo. A final de cuentas Noruega "ganó", en la medida en que escogió un paquete financiero y operativo más simple, que incluía un menor número de campos y empresas que el proyecto británico. La Gran Bretaña perdió la carrera porque no definió el precio del gas captado (y por lo tanto cuánto se recuperaría) y también porque el Tesoro británico temió que el Gobierno tendría que financiar el proyecto.

La controversia en torno a los precios de exportación del GNL, aunada al prolongado debate sobre la manera de distribuir los recursos de gas natural ya localizados en el Mar del Norte, determinó que en 1980, por primera vez, disminuyera el volumen del comercio mundial del GNL. Uno de los sectores más afectados por esta baja fue el de la construcción naval. En la primera mitad de 1981 sólo se entregó un nuevo buque gasero, que permanece anclado en espera de que Malasia inicie sus envíos a Japón, en 1983, cuando esté lista la planta de licuefacción. Según la apreciación más reciente de la *World Fleet Review*, el número de barcos gaseros anclados es una cuestión muy preocupante. A mediados de 1981 estaban paradas 15 embarcaciones, con una capacidad total de 1.63 millones de metros cúbicos; seis de ellas pertenecen a la flota de El Paso, que está totalmente desocupada y en venta, después de que la empresa se retiró de las negociaciones entre Argelia y Estados Unidos.[17]

PERSPECTIVAS PARA LOS OCHENTA

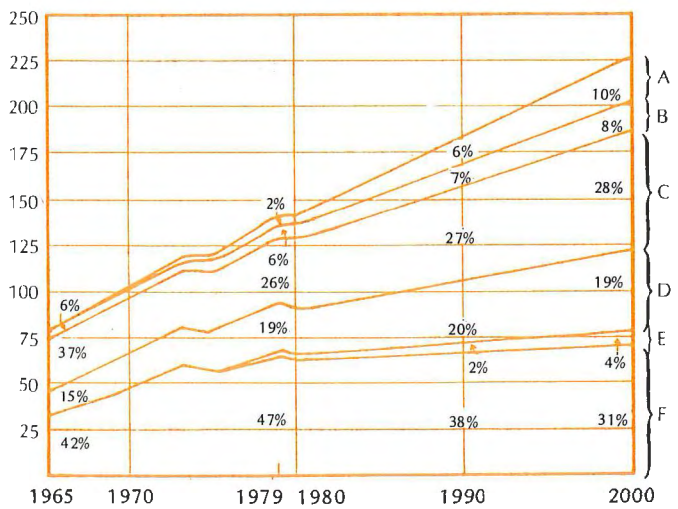
De haberse mantenido sus tasas de crecimiento, el gas natural habría sido la fuente de energía de mayor expansión durante los ochenta. Sin embargo, los efectos futuros del gas en los mercados energéticos mundiales —vistos desde el lado de la demanda— ya no parecen tan seguros. Ello se debe a una serie de problemas políticos y riesgos económicos que incluyen el carácter inflexible y muy intensivo en capital de los proyectos de transporte de gas, las complicaciones políticas que surgen cuando con éstos se rebasan las fronteras nacionales, y el aplazamiento de esos proyectos, a veces por tiempo indefinido.

Si existen dudas entre los expertos sobre la futura contribución del gas natural a la oferta energética mundial, no es por su posible escasez o agotamiento. Ya sea que se considere el monto de reservas probadas (40% de las reservas mundiales conocidas de hidrocarburos), las potenciales (equivalentes a la base mayor posible de recursos de petróleo crudo) o a la relación entre las reservas probadas y las potenciales (31% en el caso del gas y el 60% en el del crudo), las perspectivas de que el gas aumente su contribución a la oferta de energía a largo plazo parecen mucho más prometedoras que las del crudo y, ciertamente, muy superiores a las de los productos sintéticos, los esquistos y las arenas bituminosas.

Hay consenso entre los geólogos en que aún hay posibilidades de descubrir mucho gas natural en el planeta. Este argumento se justifica en razón de: *1)* la inexistente o insuficiente exploración de unas 500 cuencas sedimentarias identificadas geológicamente, tanto en tierra como en el mar, en las cuales hay grandes probabilidades de descubrir depósitos de gas natural explotables comercialmente; *2)* el mejoramiento esperado de las tasas de recuperación secundaria y terciaria de las reservas, y *3)* la subestimación de las reservas de gas, sobre todo las de los países miembros de la OPEP, sea porque no se han delimitado algunos depósitos importantes o porque las reservas conocidas provienen de descubrimientos "accidentales", pues la exploración gasera como tal apenas empieza a ser alentada fuera de los países no consumidores. Por el momento no hay incentivos para localizar estas reservas, sobre todo las que se localizan a grandes profundidades, porque no hay mercado para grandes cantidades de gas. La combinación de esos tres elementos permite suponer que las reservas mundiales de gas natural son del mismo orden de magnitud que las del petróleo y que en el futuro habrá mayor número de descubrimientos importantes de gas que de crudo, siempre y cuando se amplíen las actividades de exploración y mejoren las técnicas de recuperación.

GRÁFICA 2

Perspectivas de la oferta de energía en los países no socialistas
(Millones de barriles diarios de petróleo equivalente)



A. Nuclear.
B. Hidráulica y otras.
C. Carbón.
D. Gas.
E. Sintéticos y crudo pesado.
F. Petróleo.

Fuente: Exxon.

17. "A Drop in Orders for Ships of the Future", en *Financial Times, Survey on International Gas Industry*, 18 de diciembre de 1981, p. 14.

CUADRO 9

Tasas anuales promedio de crecimiento de la demanda mundial de gas

	1965-1973	*1973-1979*	*1979-2000*
Estados Unidos	4.4	−1.8	−0.9
Europa	27.8	7.3	2.4
Japón	16.2	31.1	5.6
Otros	9.9	8.5	6.0
Economías centralmente planificadas	8.2	8.9	3.9
Total	*7.3*	*3.6*	*2.7*

Fuente: EXXON.

CUADRO 10

Destino de los envíos de GNL en el próximo decenio[1]
(Miles de millones de pies cúbicos diarios)

		1985		*1990*	
	1980	*Probable*	*Posible*	*Probable*	*Posible*
Estados Unidos		2 350	2 850	3 300	4 550
Japón	2 310	4 080	4 080	5 020	5 770
Europa Occidental	895	1 825	1 825	2 575	3 075
Total	*3 205*	*8 255*	*8 756*	*10 895*	*13 395*

1. Excluidos los comercios suspendidos en 1980, que se supone se reiniciarán en los pronósticos para 1985 y 1990.
Fuente: Ocean Phoenix Gas Trasport B. V.

Sin embargo, existen razones para creer que no volverá a registrarse un crecimiento tan acelerado del consumo de gas natural como el de los últimos dos decenios. Las grandes empresas energéticas internacionales, como la Exxon, predicen que la participación del gas en el suministro energético se mantendrá invariable hasta fin de siglo. Esto significa que representará de 18 a 19 por ciento de la oferta energética mundial. Según otras proyecciones, como la hecha por la Conoco, la producción del gas natural también se mantendrá constante de aquí al año 2000, pero la tendencia variará según las distintas regiones geográficas. La tasa media de crecimiento de la demanda será de 2.5 a 3 por ciento, comparada con la de 7.3% del período 1965-1973 y de 3.6% de 1973-1979. Según estas últimas estimaciones, en el período 1980-2000, la oferta de energía proveniente del gas natural aumentará en 12 millones de barriles de petróleo equivalente al día (mbped).[18] La producción de gas no convencional no hará una contribución significativa antes de 1990.

Ahora que los productores más importantes del gas natural han tomado el control de sus propios recursos, se prevé una disminución importante del desperdicio, lo que aumentará el uso productivo del gas. Esto no significa que habrá más gas en los mercados energéticos mundiales, sino más bien lo contrario. A medida que aumente la utilización del gas natural, los productores estarán más obligados a proteger sus intereses a largo plazo y podrán aplicar límites a sus exportaciones.

Las proyecciones sobre oferta y demanda de gas en los países industrializados (excluidas la URSS y Europa Oriental) muestran que su producción se mantendrá entre 5.5 y 5.6 mmbep al año hasta 1990, debido a que se espera una disminución en la producción de Estados Unidos y un crecimiento modesto de la del Mar del Norte. No obstante la liberación del precio del gas en 1985, tal como se establece en la *Natural Gas Policy Act*, la producción en los 48 estados de la Unión tenderá a bajar. Durante los ochenta el consumo también disminuirá en forma leve y el incremento de la oferta provendrá: *1)* del gas sintético obtenido a partir del carbón; *2)* del suministro de Alaska, y *3)* de las importaciones. En Europa Occidental, la producción interna ha llegado a su punto más alto y registrará una disminución marginal en los próximos años, sobre todo por razones de conservación. Es probable que cubra 70% de las necesidades totales para fin del decenio, comparado con 85% en la actualidad y sólo 50% en el año 2000. Este deterioro explica el interés de Europa Occidental por asegurar los contratos de gas con la URSS. La opción era comprar el gas ahora o correr el riesgo de competir ferozmente en el futuro por el gas del Medio Oriente y de África.[19] Para mediados de los ochenta, las importaciones de Europa Occidental estarán entre 180 y 215 millones de metros cúbicos diarios, la mayor parte constituido por GNL de Argelia. Por el momento, hay siete proyectos de importación pendientes entre distintos países europeos, que deberán resolverse en breve.

18. Véase Conoco, *World Energy Outlook Through 2000*, enero de 1982.

19. A pesar de las críticas estadounidenses al gasoducto entre la URSS y Europa Occidental, hay consenso general sobre las ventajas del acuerdo: *1)* reducirá la dependencia del petróleo de la OPEP; *2)* la URSS es el único proveedor que vende gas en las cantidades requeridas por los europeos, dado que la Gran Bretaña y Noruega están reduciendo las ventas; *3)* para fines de los ochenta, el gas soviético seguirá representando una mínima parte de la oferta energética mundial, es decir, un promedio de 2% del consumo total de energía; *4)* cualquier posible vulnerabilidad será compensada por una ampliación de los inventarios estratégicos; *5)* representa la posibilidad de establecer un acuerdo excelente, según el cual la URSS necesita más las monedas duras de lo que Europa necesita el gas; *6)* por último, la construcción del gasoducto constituirá una fuente importante de empleo. Véase Paul Lewis, "Gas Pipeline is Producing Lots of Steam Among Allies", en *The New York Times*, 14 de febrero de 1982.

CUADRO 11

Fuentes de abastecimiento de los importadores de GNL en 1990[1]
(Miles de millones de pies cúbicos diarios)

Países proveedores	*Exportaciones totales*	*Importadores*		
		Estados Unidos	*Japón*	*Europa Occidental*
Abu Dhabi	0.360	...	0.360	...
Argelia	3.050	1.570	...	1.480
Libia	0.345	...	...	0.345
Qatar	0.750	...	0.750	...
Total OPAEP	4.505	1.570	1.110	1.825
Indonesia	2.540	0.580	1.960	...
Nigeria	1.500	0.750	...	0.750
Total otros OPEP	4.040	1.330	1.960	0.750
Trinidad	0.500	0.500	...	...
Camerún	1.000	0.500	...	0.500
Estados Unidos (Alaska)	0.540	0.400	0.140	...
Canadá (Ártico)	0.250	0.250	...	...
Brunei	0.750	...	0.750	...
Malasia	0.870	...	0.870	...
Australia	0.940	...	0.940	...
Total no OPEP	4.850	1.650	2.700	0.500
Totales	*13.395*	*4.550*	*5.770*	*3.075*

1. Incluye proyectos probables y posibles.
Fuente: *Oil and Gas Journal*, 21 de julio de 1980.

Una parte del déficit entre producción y consumo en Europa Occidental se cubrirá gracias al gas del Mar del Norte. En septiembre de 1981 se anunció que las principales empresas petroleras harían sus propios arreglos para bombear el gas localizado mar adentro y con tal fin instalarían cerca de 600 millas de ductos, para recoger la misma cantidad de gas que el proyecto integrado propuesto por los ingleses, pero a un costo más económico, porque el sistema se construirá en función de los requerimientos de transporte. El sistema de Noruega, que habrá de completarse para 1986, aportará cerca de 7 000 millones de metros cúbicos de gas al año a la red de distribución del continente.

Japón, aparte de cantidades pequeñas provenientes de Alaska, el Golfo Pérsico e Indonesia, realizará importaciones crecientes de la plataforma noroccidental de Australia, con la posible incorporación de nuevas fuentes en Qatar, Colombia Británica (Canadá) y las islas Sajalín (soviéticas) al norte de Japón. Del GNL que Japón importe en 1985, 75% se usará para la generación de energía, 25% para usos domésticos y el resto para la fabricación de acero. A diferencia de Europa Occidental y Estados Unidos, en Japón los precios del GNL se mantendrán a la par con los del petróleo crudo, criterio que seguramente se aplicará también en Taiwan y Corea del Sur.

En los próximos 10 a 20 años una parte considerable del crecimiento de la producción de gas natural convencional se dará en los países en vía de desarrollo, donde los recursos y la utilización del gas han sido hasta ahora investigados y desarrollados de modo insuficiente. La demanda local de los países miembros de la OPEP se cuadruplicará en 1985, para llegar a 220 000 millones de metros cúbicos (mmc), pero el aumento de la producción comercial será todavía mayor en términos proporcionales, ya que se multiplicará por seis, llegando a 340 000 mmc y dejando un excedente para exportación de 120 000 mmc. Se prevé que los países en desarrollo no miembros de la OPEP aumenten su demanda a 122 000 mmc para 1985, en comparación con un nivel de producción proyectado de 182 000 mmc, lo que dejaría 60 000 mmc para exportación.[20] Empero, podrían surgir problemas para utilizar esta cantidad adicional, a menos que los países que cuenten con un gran mercado interno (como Argelia, Indonesia, Malasia y Nigeria) aumenten muy considerablemente su consumo de gas licuado de petróleo y GNL, sobre todo en el sector de transporte.

En los próximos años, las empresas gaseras deberán basar una gran parte de su expansión en la búsqueda de nuevos mercados y en el desplazamiento de otros combustibles.[21] El crecimiento de los mercados *preferentes* del gas variará notablemente de un país a otro. Los que son grandes usuarios de gas natural y cuentan con un amplio sistema de distribución afrontarán op-

20. V.A. Ovcharenko, "Natural Gas Prospects in Developing Countries and the Role of LNG Transportation", UNITAR/CF7/V/2, p. 4.

21. Las grandes empresas petroleras se han asegurado un lugar privilegiado en el comercio de GNL, aunque por lo general tienen una participación minoritaria en los proyectos. De acuerdo con las cifras más recientes, constituyen una parte importante de la inversión extranjera en el comercio de GNL en el caso de productores potenciales de cierta magnitud, como Qatar, Nigeria, Malasia, Indonesia y Abu Dhabi. Véase Peter F. Cowhey, "Las compañías petroleras internacionales y el futuro del sistema energético mundial", *Cuadernos sobre Prospectiva Energética*. El Colegio de México, México.

ciones que implican costos económicos y políticos considerables. Podrán ampliar el uso del gas natural en la calefacción doméstica, la generación de energía y la industria, aunque a un costo creciente cuando los precios en los mercados nacionales se ajusten al alza.[22] En ciertos países, la disponibilidad de gas podría llegar a eliminar la necesidad de energía nuclear.[23] En otros, una mayor utilización del gas implica una mayor dependencia de las importaciones. Los costos y riesgos de importar gas deberán compararse con los que representa importar carbón y con las grandes inversiones de capital necesarias para convertirlo en gas sintético, así como con el daño ambiental proveniente de este proceso. Grandes países productores, como los de la OPEP, deberán comparar las ventajas de utilizar el gas como combustible o como insumo en la industria petroquímica con las ventajas de exportarlo en forma de gas natural licuado.

CUADRO 12

Perspectivas de la oferta energética mundial al año 2000
(Millones de barriles diarios y porcentajes)

	1975		1985		1990		Tasa media anual de crecimiento (%)	
	Volumen	%	Volumen	%	Volumen	%	1985/1975	1990/1985
Petróleo	46.0	53.2	64.2 ± 2	50.9	70.0 ± 3	47.6	3.4	1.8
Otras fuentes	40.5	46.8	62.0 ± 3	49.1	77.0 ± 4	52.4	4.3	4.4
Gas natural	16.0	18.5	20.5 ± 1	16.3	23.5 ± 2	16.0	2.5	2.8
Carbón	16.5	19.1	22.0 ± 1	17.4	28.5 ± 2	19.4	2.9	5.3
Hidroelectricidad	6.3	7.3	9.0 ± 0.5	7.1	10.5 ± 1	7.1	3.6	3.2
Energía nuclear	1.7	1.9	9.5 ± 1	7.5	12.0 ± 2	8.2	19.0	4.8
Combustibles sintéticos y otros	—	—	1.0 ± 0.5	0.8	2.5 ± 0.5	1.7	—	20.0
Total	*86.5*	*100.0*	*126.2 ± 4*	*100.0*	*147.0 ± 5*	*100.0*	*3.8*	*3.1*

Fuente: Toshiaki Ushijima, Mitsubishi Oil Co., Tokio, 1978.

Lograr un mayor aprovechamiento del gas natural se ha vuelto mucho más atractivo para los países en vía de desarrollo. El gas natural, sobre todo el asociado, es una de las opciones energéticas más baratas para aquéllos que tienen un amplio mercado de combustibles. Sin embargo, con excepción de los que lo emplean para generar energía eléctrica y para usos industriales, dicho aprovechamiento es reducido en la gran mayoría de los países en vía de desarrollo, porque debe transportarse por gasoductos y no existen mercados suficientemente grandes y concentrados para justificar la construcción de plantas de tratamiento y gasoductos que las alimenten. Muchos países en desarrollo tienen plantas industriales con un alto consumo de combustibles pero esas instalaciones están dispersas. Además, varios de ellos no necesitan calefacción. En ocasiones hay que desarrollar el mercado al mismo tiempo que la infraestructura de transporte y los costos suelen aumentar mucho cuando se recurre al gas asociado de los campos petroleros, que debe captarse en fuentes muy dispersas, tratarse y comprimirse antes de distribuirlo. Por último, a los precios actuales del petróleo, el gas compite con el combustóleo y la hidroelectricidad, siempre y cuando se disponga de los medios financieros para construir la infraestructura. Así, no son raros los casos de países que cuentan con campos inexplorados de gas y que realizan importaciones crecientes de petróleo.

En general, el gas tendrá un amplio mercado en países que no dispongan de fuentes energéticas competitivas. Empero, en aquellos que tienen petróleo y carbón el gas podrá competir siempre y cuando los precios sean realistas y haya una infraestructura gasera que no existe en la actualidad en muchos países en desarrollo y muchos países europeos. Además del precio, el otro factor decisivo del desarrollo del gas será la existencia de un mercado para absorberlo, sobre todo en los casos de formas muy intensivas en capital (gas en el mar o a grandes profundidades). Si las inversiones necesarias para hacer exploraciones de gas no se recuperan en una fecha cercana mediante las ventas, habrá dificultades para conseguir fondos de inversión, porque los países que exploten los recursos de gas no tendrán ingresos externos para pagar sus préstamos.

Hace apenas dos años las perspectivas del comercio mundial de GNL, con Japón a la cabeza de la demanda potencial futura, parecían muy favorables. Se consideraba que, de materializarse todos los proyectos de exportación, dicho comercio podría duplicarse para 1985 y triplicarse para 1990. Ahora las proyecciones son mucho más modestas. Una estimación razonable sobre la amplitud del comercio mundial de GNL incluirá sólo: *a*] los proyectos que están en marcha; *b*] los que se consi-

22. Como consecuencia de la liberación gradual del precio del gas natural en Estados Unidos, muchos usuarios importantes, tales como las industrias del automóvil, del cemento, textil y otras, habrán de instrumentar medidas para aumentar la eficiencia energética, y consideran incluso la posibilidad de sustituir el carbón para mantener la competitividad con los productores extranjeros. Véase Steve Mufson, "As Controls are Eased, Industrial Users Brace for Rises in Gas Prices", en *The Wall Street Journal*, 12 de febrero de 1982.

23. Dinamarca es un caso ilustrativo, ya que no tiene carbón ni hidroelectricidad y, sin embargo, analiza la posibilidad de posponer indefinidamente la construcción de cinco plantas nucleares y sustituirlas con la instalación de un sistema nacional de transporte de gas natural. Véase UNITAR, "The Outlook for Natural Gas" en *Project for the Future*, p. 5.

deran seguros o que ya están en construcción, y c] los acuerdos ya firmados y que sólo están pendientes de aprobación final: Malasia-Japón, Argelia-Panhandle, Argelia-Distrigaz y Argelia-Gaz de France III se consideran como firmes; Nigeria-Europea Occidental, Australia-Japón, Indonesia-Estados Unidos y el proyecto piloto del Ártico están muy avanzados. En conjunto, estos proyectos aumentarán el comercio internacional en 11 billones 133 000 millones de pies cúbicos diarios (excluido el comercio de la costa de Alaska). La cifra puede ser alta ya que incluye los tres contratos que se vencerán durante los ochenta y que se supone habrán de renovarse; también se supone que el proyecto piloto del Ártico se realizará de acuerdo con lo previsto y que cada proyecto alcanzará los volúmenes máximos de exportación.

Los expertos predicen que durante los ochenta los precios de exportación aumentarán más lentamente que en el pasado. También consideran que irán desapareciendo muchas de las anomalías que persisten en el proceso de fijación de los precios en los mercados internos (en Gran Bretaña son más altos que en la mayoría de los países del continente, mientras que en Holanda se sigue vendiendo el gas a precios relativamente bajos). Asimismo, cobrarán fuerza las propuestas en favor de una mayor participación de los consumidores en los proyectos de GNL, en vista de que se requieren grandes inversiones y tecnologías avanzadas. En los países en desarrollo el aumento de la producción y el consumo de gas asociado depende del establecimiento de acuerdos de cooperación tecnológica a largo plazo con los países importadores desarrollados, en materia de mano de obra calificada, capital y tecnología.

Los muchos imponderables y el alto riesgo financiero ligado al transporte marítimo de GNL hacen que el panorama futuro de esta actividad sea bastante incierto. En 1980 había 57 buques gaseros en servicio, con una capacidad total de 5.38 millones de metros cúbicos. En ese mismo año estaban en construcción 14 barcos, con una capacidad total de 1.74 mmc, y la mitad de ellos se entregó al año siguiente; en 1982 se entregará sólo un gasero de gran tamaño, cinco en 1983 y uno en 1984.[24]

Por lo que toca a los progresos tecnológicos, vale la pena mencionar el proceso de gasificación —desarrollado a partir de la tecnología de Lurgi— considerado como el más viable para la obtención de gas natural sintético. El programa para desarrollar esta tecnología está financiado en 40% por la CEE y el resto por Lurgi y estará listo en 1983. Es posible que durante los ochenta se inicie la búsqueda de metano a profundidades de 12 000 a 20 000 pies, como una manera de resolver el problema del suministro de gas natural a largo plazo. El tercer tipo de avance tecnológico que vale la pena mencionar es el plan para llevar GNL desde el Ártico (donde se están haciendo notables descubrimientos) hasta Europa, por medio de buques tanque impulsados con energía nuclear. La empresa que elabora el proyecto es la misma que construyó el submarino nuclear Trident y gaseros convencionales.

CONCLUSIONES

Es posible suponer que el gas natural seguirá siendo explotado, distribuido y utilizado a un ritmo cada vez más rápido, aunque la tasa de incremento pudiera ser más lenta que la registrada hace pocos años, debido a la desaparición de la escasez petrolera global que caracterizó los setenta. Las razones del papel creciente del gas natural como fuente energética primaria son relativamente sencillas: *a*] las reservas conocidas y probables de gas, tanto asociado como no asociado, resultaron mucho mayores que las esperadas; *b*] los altos costos de capital que implica la construcción de la infraestructura para el transporte internacional del gas a grandes distancias y las complicaciones políticas de transportarlo por gasoductos que cruzan distintos territorios nacionales, no eliminan la competitividad del gas natural frente al crudo, a los precios actuales del mercado; c] los ajustes tecnológicos que se requieren para pasar del crudo al gas en muchos usos industriales y de otro tipo son costosos, pero no son complicados desde un punto de vista técnico, y el costo de oportunidad de quemar el gas en la atmósfera, sobre todo en los países en desarrollo, es cercano a cero.

Aunque el propósito de este trabajo no fue examinar cuestiones tecnológicas, comerciales e institucionales muy complejas, cuyo análisis podría dar alguna idea general sobre la posible tasa de sustitución entre los distintos productos petroleros por el gas natural en diferentes mercados, así como el grado de competencia entre el gas y combustibles sólidos como el carbón, y aunque la cuestión de la gasificación de este último se dejó de lado no por falta de información, sino por falta de conocimiento técnico de los autores, es posible derivar algunas conclusiones preliminares:

Primera. Con toda probabilidad tenderá a aumentar la competencia entre el crudo y sus productos, de un lado, y el gas natural, de otro, para la generación de electricidad, la calefacción y otros usos industriales, sobre todo como materia prima para la industria petroquímica.

Segunda. En algunas regiones industrializadas, dependientes casi por completo del crudo importado, tales como Europa (Occidental y Oriental) y Japón, la participación relativa del gas en las mezclas energéticas primarias aumentará posiblemente más que en otras partes.

Tercera. En los países en vía de desarrollo exportadores de petróleo seguirá disminuyendo con cierta rapidez el desperdicio de gas, lo que liberará una cantidad creciente de ese recurso energético, primero para usos industriales internos y posteriormente para exportarlo.

Cuarta. En los llamados nuevos países en vía de desarrollo productores de petróleo, sobre todo en América Latina, los acontecimientos mencionados en el punto anterior tendrán un efecto profundo en la disponibilidad futura de recursos energéticos totales, incluso mayor que en los países exportadores tradicionales. Se supone que la construcción paralela de la infraestructura para una explotación razonable del petróleo crudo y el gas natural ofrece la posibilidad de limitar la inversión y obtener economías de escala considerables.

Quinta. Aunque la futura fijación de los precios del gas natural para exportación estará íntimamente ligada a los precios actuales del crudo, es improbable que los exportadores de gas más importantes alcancen la meta de la paridad. La historia y el resultado de las prolongadas negociaciones sobre ese tema entre la Unión Soviética y Europa Occidental apuntan claramente en esa dirección. □

24. "A Drop in Orders for Ships of the Future", *op. cit.*