

# GAS NATURAL EN ESPAÑA: LA ENERGIA DE LOS AÑOS 90

Para muchos el gas natural es la materia prima energética con más futuro. **Juan Badosa Pagés** nos da en este artículo una idea precisa de la situación del consumo y de las reservas de gas natural en el mundo, para pasar a describirnos inmediatamente la situación en España. El autor da cuenta de los avatares de ENAGAS, la compañía nacional española creada para explotar esta fuente energética, y de los planes para aumentar tanto los niveles de explotación de nuestras propias reservas como la red de distribución en España, así como para mejorar la conexión de ésta con la red europea; planes que, de realizarse tal como han sido previstos, nos colocarán, en el horizonte de los años noventa, en los niveles de distribución y consumo del resto de Europa.

## I. INTRODUCCION

**E**L gas natural es una energía primaria limpia, no tóxica, abundante, eficiente, de fácil y cómoda manipulación, cuya disponibilidad es permanente, inmediata y flexible para los usuarios en la cantidad y tiempo precisos. Como materia prima tiene amplia aplicación en la producción de fertilizantes, metanol, resinas, plásticos y fibras sintéticas de calidad, etc. Gracias a los avances tecnológicos de las últimas décadas, el almacenamiento, el transporte, la distribución y el uso del gas natural no presentan problemas.

Aunque hay referencias muy antiguas sobre utilización de hidrocarburos gaseosos, la explotación a gran escala comenzó en Estados Unidos en 1858, año en que fue fundada la Fredonia Gas Light and Water Works Co. En 1925, el uso del gas natural estaba generalizado en 23 estados.

En Europa Occidental el desarrollo del gas natural se produjo

hacia mediados de los años 60, a partir del descubrimiento de los yacimientos holandeses de Groninga en 1959 y, posteriormente, de diversos yacimientos en la franja meridional del Mar del Norte. En 1960, el gas natural representaba aproximadamente el 1,5 por 100 del consumo energético europeo, aunque su utilización databa en Italia de la primera posguerra e igualmente tenía cierta tradición en Austria y en el sudoeste francés.

El gas natural se utilizó por primera vez en España en 1963 en cantidades casi simbólicas, procedentes del campo petrolífero Castillo, donde aparecía como gas asociado al crudo allí obtenido. Las primeras importaciones se efectuaron en 1969 por Gas Natural, S. A., si bien hasta los años 70 no alcanzaron volumen significativo. Con la creación, en 1972, de la Empresa Nacional del Gas, S. A. (ENAGAS) se dan los primeros pasos para recuperar el retraso de España en su incorporación a la era del gas natural, iniciada en Europa en la década de los

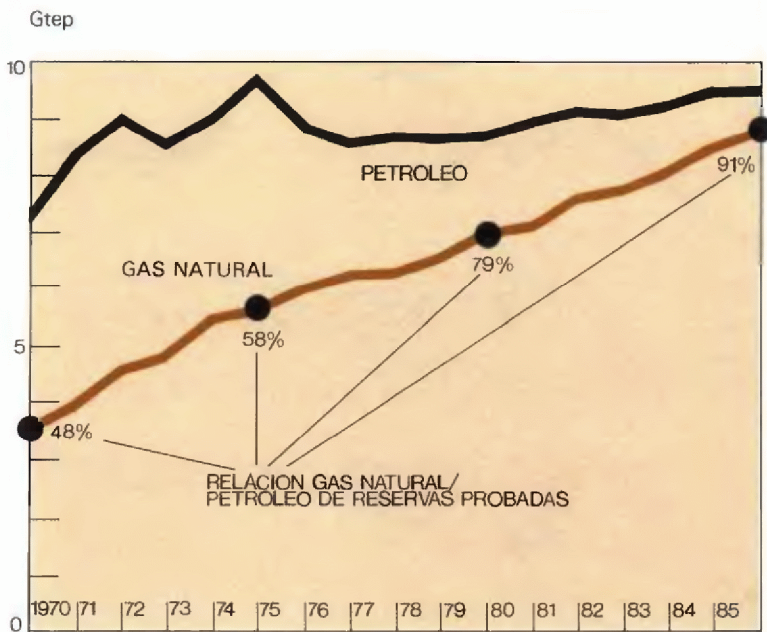
60. ENAGAS adquiere Gas Natural, S. A., sociedad fundada en 1965 por Catalana de Gas y Electricidad, S. A. y operativa desde 1969, y propicia la primera expansión del sistema gasista español, limitado hasta entonces a Barcelona. El descubrimiento y puesta en servicio de yacimientos de gas nacionales, el escalonamiento y redimensionamiento adecuados del contrato de suministro de gas argelino, el viraje en la política de fijación de precios del gas en origen, la disponibilidad de fuentes exteriores alternativas y/o complementarias de gas, que garantizan el suministro a largo plazo, y la racionalización introducida por el «Protocolo de intenciones para el desarrollo del gas en España» han despejado las perspectivas del gas natural en España, por lo que ENAGAS, junto con las diferentes sociedades de distribución, ha acometido la segunda expansión del sistema, de modo que a su conclusión más de dos tercios de la economía y la sociedad española dispondrán de gas natural en condiciones competitivas semejantes a las del resto de países de la CEE, donde el gas natural cubre, como promedio, el 19 por 100 de las necesidades energéticas, si bien dicha tasa, por razones climatológicas, geográficas y de dispersión demográfica, nunca podrá ser alcanzada en España.

## II. EL GAS NATURAL EN EL MUNDO

### 1. Reservas, producción y consumo

Las reservas probadas de gas natural en el mundo ascendían, en 1-1-1986, a  $97.749 \times 10^9 \text{ m}^3$ , aproximadamente  $88 \times 10^9 \text{ Tep}$ . Las reservas probadas de petró-

**GRAFICO 1**  
**EVOLUCION DE LAS RESERVAS PROBADAS**  
**DE PETROLEO Y DE GAS NATURAL**  
**EN EL MUNDO**



Fuente: CEDIGAZ.

leo bruto se estimaban, en la misma fecha, en  $96,4 \times 10^9$  Tep. En consecuencia, las reservas de gas representaban el 91,3 por 100 de las reservas petrolíferas, cuando en 1970 estaban limitadas al 48 por 100 (39 por 100 en 1960) como indica el gráfico 1, siendo previsible que, a corto plazo, alcancen un volumen equivalente. El cuadro n.º 1 muestra la evolución de las reservas por grandes áreas geográficas.

Las cifras anteriores sólo pueden ser consideradas como estimaciones de valor relativo, puesto que la información disponible no es exhaustiva, y se obtiene aplicando conceptos y definiciones no siempre homogéneos. No obstante estas limitaciones, cabe destacar que las reservas de gas se encuentran relativamente bien distribuidas (el 55 por 100 de las de petróleo se concentran en Oriente Medio), reduciendo los riesgos de aprovisionamiento para los países consumidores, mientras su crecimiento (excepción hecha de América del Norte) asegura la disponibilidad de gas natural a largo plazo.

**CUADRO N.º 1**

**EVOLUCION DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL A 1 DE ENERO DE CADA AÑO ( $10^9 m^3$ )**

	1970	1975	1980	1985	1986
América del Norte ... ..	9.428	8.547	8.015	8.400	8.100
América Latina ... ..	1.874	2.353	4.353	5.440	5.538
Europa Occidental ... ..	3.571	3.962	3.870	5.608	5.494
Europa Oriental (*) ... ..	12.599	24.274	31.613	38.059	39.011
Africa ... ..	3.834	5.243	5.683	5.888	5.916
Medio Oriente ... ..	6.792	15.516	18.681	25.837	26.150
Asia-Oceanía ... ..	1.550	3.362	4.796	7.083	7.540
<b>TOTAL MUNDO ... ..</b>	<b>39.608</b>	<b>63.257</b>	<b>77.011</b>	<b>96.315</b>	<b>97.749</b>

(\*) Incluye la zona asiática de la URSS.

Fuente: CEDIGAZ.

El cuadro n.º 2 presenta la evolución de la producción comercializada de gas natural en el período 1970-1985, información completada en el gráfico 2, que, paralelamente, muestra su importancia relativa, comparándola con la producción de petróleo. Después de cinco años de estabilidad, en 1984 se registró un incremento significativo de la producción, enlazando con la tendencia seguida desde 1960; 1985 se mantuvo en la misma línea. Nuevamente América del Norte constituye la excepción.

Aproximadamente 70 países produjeron gas natural en 1985. Ninguno, salvo la URSS y Esta-

dos Unidos, representó por sí mismo una cuota superior al 5 por 100 de la producción total del mundo.

El cuadro n.º 3 informa sobre la distribución geográfica del consumo de gas natural. La URSS, convertida desde 1983 en el primer país consumidor de gas natural, cubre con éste un tercio de sus necesidades energéticas y consume el 32,5 por 100 del total mundial. Estados Unidos es el segundo consumidor (28 por 100) y Europa Occidental (14 por 100) es la tercera gran región consumidora. Canadá (3,3 por 100) y Japón (2,3 por 100) son los siguientes países por la importancia de sus consumos.

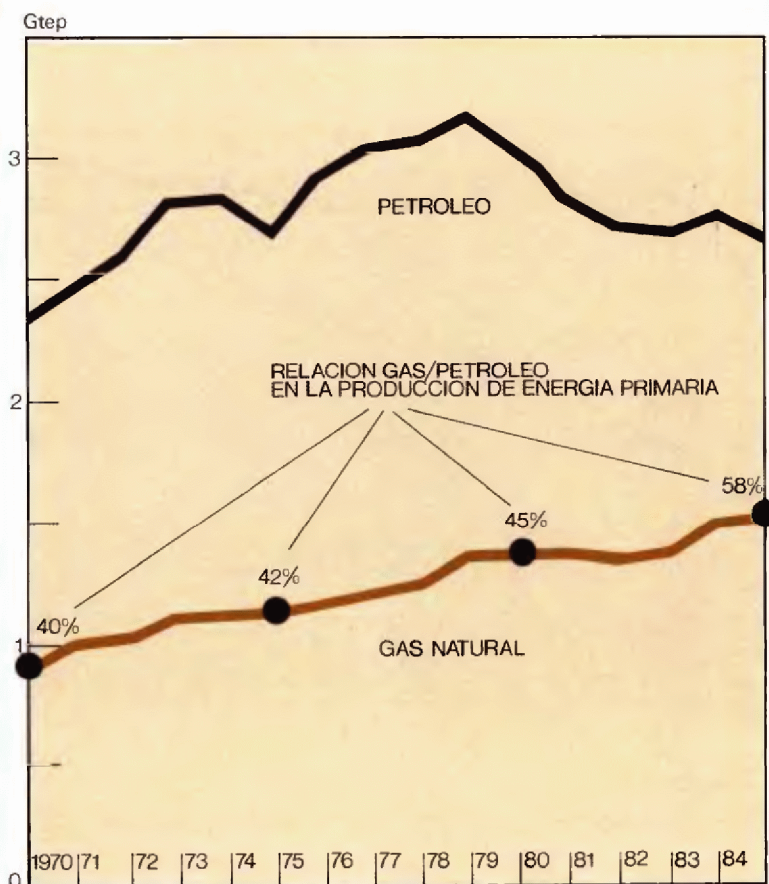
Los usos industriales representan más del 50 por 100 del consumo mundial de gas natural y la generación de electricidad alrededor del 20 por 100. El restante 30 por 100 es consumido por el sector doméstico-comercial fundamentalmente, y pequeños volúmenes por los sectores de agricultura y transporte.

El gas natural cubrió en 1984 el 19 por 100 de las necesidades energéticas mundiales y su cuota ha crecido, prácticamente sin interrupción, desde la década de los 60, a pesar de lo cual el *ratio* reservas/producción (producción bruta menos reinyecciones) ha aumentado constantemente hasta establecerse en más de 50 años (30 años en 1970) contra solamente 35 años para el petróleo bruto.

Finalmente, los cuadros n.ºs 4, 5 y 6 presentan una sinopsis del sector del gas natural en la Comunidad Económica Europea. La penetración del gas natural no es homogénea. Holanda y Reino Unido sobrepasan claramente el promedio comunitario, alrededor

GRAFICO 2

**EVOLUCION DE LAS PRODUCCIONES COMERCIALIZADAS DE PETROLEO Y DE GAS NATURAL EN EL MUNDO**



Fuente: CEDIGAZ.

del cual giran Italia, Alemania y Bélgica. Los restantes países se sitúan por debajo de dicho promedio. Disponibilidad de reservas, posibilidad de utilizar gas importado en condiciones económicas y volumen y concentración espacial de la demanda han sido los principales factores determinantes del desarrollo del sector del gas natural en cada uno de los países comunitarios, sujetos a las directrices de las políticas energéticas respectivas. En conjunto, en

el período que va desde el arranque de la crisis del petróleo en 1973 hasta 1984, el balance del gas en la CEE, aunque distante de la espectacularidad de los años 1960-1973, es positivo, habiendo aumentado el consumo en 60 millones de Tep (alrededor de 70.000 millones de m.<sup>3</sup>), a pesar de registrarse una reducción de la demanda energética total del orden del 6 por 100. En el mismo período, el consumo de petróleo descendió en 160 millones de Tep.

CUADRO N.º 2  
EVOLUCION DE LA PRODUCCION COMERCIALIZADA DE GAS NATURAL (10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>)

	1970	1975	1980	1984	1985
América del Norte ... ..	651,8	619,7	624,4	570,7	552,4
América Latina ... ..	34,5	43,7	65,5	77,0	76,6
Europa Occidental ... ..	78,5	171,4	195,6	186,7	194,4
Europa Oriental (*) ... ..	234,5	341,9	490,8	647,2	706,6
Africa ... ..	3,4	12,5	27,2	47,2	53,0
Medio Oriente ... ..	19,5	37,6	44,9	58,4	67,5
Asia-Oceanía ... ..	25,4	46,0	80,6	108,1	119,6
TOTAL MUNDO ... ..	1.047,6	1.272,8	1.529,0	1.695,3	1.770,1

(\*) Incluida la zona asiática de la URSS.

Fuente: CEDIGAZ.

CUADRO N.º 3  
EVOLUCION DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL MUNDO (10<sup>9</sup>m<sup>3</sup>)

	1970	1975	1980	1984	1985
América del Norte ... ..	651,3	618,1	628,4	571,7	551,7
América Latina ... ..	33,8	44,0	62,7	75,6	76,7
Europa Occidental ... ..	80,9	185,8	227,1	238,1	249,7
Europa Oriental (*) ... ..	237,0	346,3	468,5	616,6	675,1
Africa ... ..	1,9	6,0	18,6	27,7	30,8
Medio Oriente ... ..	18,6	28,0	42,0	55,6	64,5
Asia-Oceanía ... ..	24,0	44,6	81,6	110,0	121,6
TOTAL MUNDO ... ..	1.047,5	1.272,8	1.528,9	1.695,3	1.770,1

(\*) Incluida la zona asiática de la URSS.

Fuente: CEDIGAZ.

CUADRO N.º 4  
CONSUMO Y ESTRUCTURA ENERGETICA DE LA CEE

Fuentes de energía	1973		1980		1984	
	10 <sup>6</sup> TEP	%	10 <sup>6</sup> TEP	%	10 <sup>6</sup> TEP	%
Petróleo ... ..	611	61	526	52	451	48
Gas Natural ... ..	118	12	171	17	178	19
Carbón ... ..	238	24	239	24	206	22
Nuclear ... ..	13	1	36	4	82	8
Hidroeléctrica ... ..	26	2	35	3	32	3
TOTAL CEE ... ..	1.006		1.007		949	

Fuente: Oil and Gas Journal.

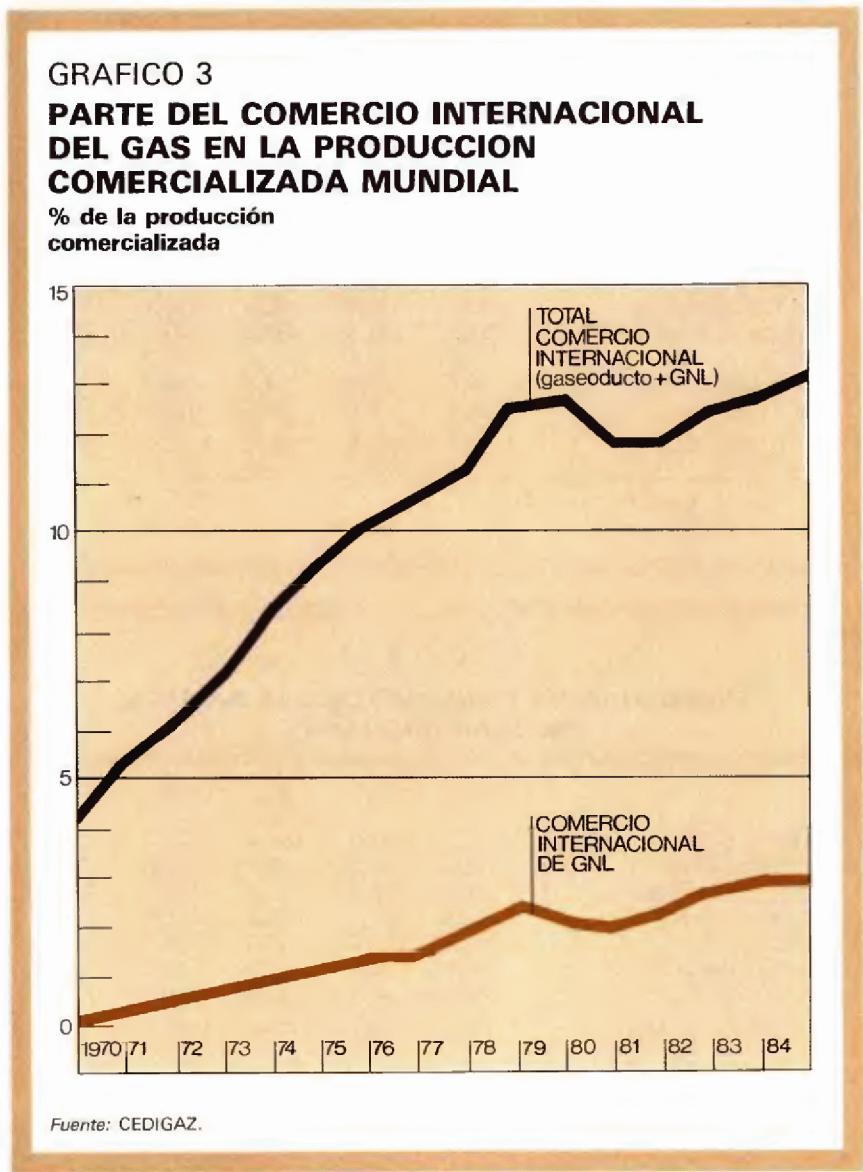
## 2. Comercio internacional: intercambios y política de precios

En 1985 el comercio internacional de gas natural ascendió a 234 x 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>, confirmando la tendencia al alza observada desde 1983 (gráfico 3) y enlazando con la registrada hasta 1979. En cualquier caso, los intercambios internacionales sólo representan el 13 por 100 de la producción comercializada (más del 50 por 100 en el caso de los intercambios de petróleo bruto). La fuerte correspondencia entre áreas productoras y áreas consumidoras es producto de la envergadura de las inversiones requeridas tanto para el transporte del gas mediante gasoductos como para su conversión a GNL (gas natural licuado) y subsiguiente transporte, mientras la política de valorización artificial del precio del gas natural ha supuesto un importante freno a su comercio en los últimos diez años.

Los intercambios a través de gasoductos representaron el 78 por 100 de los totales, efectuándose el 22 por 100 mediante metaneros. Un total de 17 países fueron exportadores de gas natural (7 de GNL) y 26 realizaron importaciones (6 de GNL), cifras indicativas de una fuerte concentración geográfica del comercio internacional, característica puesta aún más de manifiesto por el hecho de que los seis primeros países exportadores controlaron cerca del 90 por 100 del tráfico internacional del gas y los seis primeros países importadores absorbieron más del 70 por 100 del mismo (gráfico 4).

Desde 1970 hasta 1976 los intercambios internacionales más que duplicaron su peso respecto a la producción comercializada mundial. En cambio, desde aquel último año hasta la actualidad apenas si lo han incrementado en un 25 por 100, atravesando una fase recesiva en los primeros años de la década actual, a pesar de la proporción aún reducida que representan. Esta evolución ha estado marcada por la política seguida por los países exportadores para la fijación de los precios del gas natural en origen, que tuvo su culminación en la reunión mantenida por la OPEP en Argel en 1980, donde se oficializó la política de alinear los precios del gas natural con los del crudo, postulada con especial énfasis por parte de Argelia y Libia. Si bien nunca se alcanzó una estricta paridad petróleo/gas, durante los diez últimos años se ha registrado una reducción progresiva de la diferencia de sus precios en términos de equivalencia energética. Tal política provocó serias disputas entre países compradores y vendedores, agravadas por la disparidad de fórmulas de indexación de los precios del gas respecto a los correspondientes de los crudos llegando a interrupciones de suministros y controversias sometidas a arbitraje (Panhandle, Enagás, Distrigaz, etc...), a la vez que se obstaculizaba injustificadamente la competitividad del gas natural.

La tesis de valoración del gas natural en equivalencia con el crudo no ha podido sostenerse comercialmente. El barril de crudo tiene productos ligeros, como las gasolinas, kerosenos y naftas, con los que el gas natural no compite. Además, en cada país la estructura y el peso de las energías alternativas que compiten con el gas natural son distintos.



La energía eléctrica puede ser una alternativa importante en Francia, el carbón en Inglaterra y Alemania, el fuel-oil en Italia y en España. Por otra parte, el precio de los productos pesados, especialmente el del fuel-oil, es inferior al del propio crudo.

La política de valorización artificial del gas natural era, en consecuencia, autodestructiva e hizo crisis a lo largo de 1985. La renegociación de los principales contratos europeos en 1985/1986

(Holanda, URSS, Argelia y Noruega) se ha decantado hacia la indexación del precio del gas natural con los precios internacionales de los productos con los que compite, teniendo en cuenta la estructura de las energías alternativas en cada mercado nacional. En abril de 1986 el país líder de la política de valorización, Argelia, abandonó temporalmente la indexación del precio del GNL en función del precio oficial de los crudos. Posteriormente, en septiembre, formalizó su aceptación

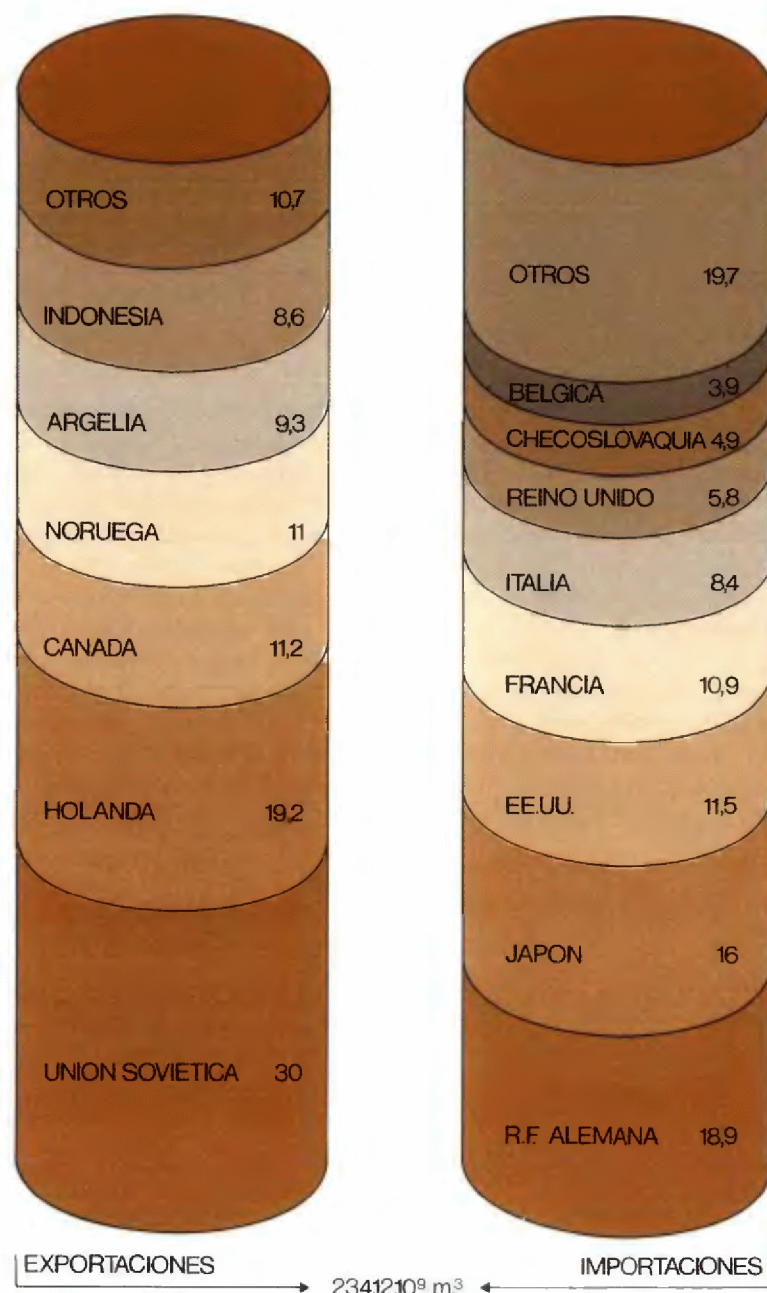
de precios *net-back* de los crudos como elemento de referencia para la fijación del precio del gas natural, lo que permitirá un mayor grado de coherencia entre este precio y el de los productos petrolíferos concurrentes.

### 3. Perspectivas

Las proyecciones de demanda energética en general, y de gas natural en concreto, están sujetas en gran medida a factores no predecibles y de naturaleza incierta, de los que son buena muestra las crisis del petróleo de los años 1973 y 1979, el desplome de precios en 1986, la variación de los juicios sobre la energía nuclear, etc. Por otra parte, los gobiernos siempre pretenden regular la actividad energética, y no resulta extraño que apliquen modelos cambiantes en la persecución de tal finalidad. No obstante, el factor clave que condicionará el futuro del gas natural es su competitividad, en primer lugar en términos económicos directos (precio, mejora en los procesos productivos, disponibilidad, flexibilidad, etc.), pero no sólo en dichos términos, sino también en términos económicos inducidos y en términos sociales (el gas natural no contamina, no es peligroso, etc.).

El mundo se encuentra hoy ante una coyuntura económica alentadora y cabe esperar un incremento natural de la demanda de gas. A su vez, la vuelta al sistema tradicional de fijación de precios por parte de algunos países productores (otros nunca lo abandonaron) contribuirá a que el gas natural recupere la competitividad que produjo su notable desarrollo en el pasado aún reciente. Sin embargo, por razones técnicas (los precios del gas na-

**GRAFICO 4**  
**DISTRIBUCION DE LOS INTERCAMBIOS INTERNACIONALES EN 1985 POR PAISES EXPORTADORES E IMPORTADORES**  
 (En porcentaje)



Fuente: CEDIGAZ.

CUADRO N.º 5

**EVOLUCION DE LA PRODUCCION Y RESERVAS DE GAS NATURAL EN LA CEE (sin España y Portugal)**

	PRODUCCION (Unidad: 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )			RESERVAS (Unidad: 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )
	1970	1980	1985	Al 1-1-1986
R. F. Alemania ... ..	12,8	18,5	17,2	192
Dinamarca ... ..	—	—	1,2	95
Francia ... ..	7,6	8,2	5,4	40
Holanda ... ..	31,1	86,7	80,6	1.855
Irlanda ... ..	—	0,9	2,4	55
Italia ... ..	14,0	13,4	14,2	255
Reino Unido ... ..	12,2	40,2	43,0	648
Grecia ... ..	—	—	0,1	3
<b>TOTAL ... ..</b>	<b>72,7</b>	<b>167,9</b>	<b>164,1</b>	<b>3.143</b>

Fuentes: Oil and Gas Journal y CEDIGAZ.

tural se adaptan con cierto retraso —3, 6 ó 12 meses, según los diversos contratos— a la tendencia de precios de los productos petrolíferos) en ciertas fracciones de su mercado habrá de sufrir un exceso de competencia de carácter transitorio.

Las perspectivas del gas natural no son uniformes en todos los países, quedando reservadas las mejores para los «nuevos» países gasistas, caso de España, y pro-

bablemente para los de economía planificada, caso de la URSS. Sin embargo, el gas natural conserva todo su potencial diversificador en la generalidad de los países. La alternativa gas natural demostró, en el pasado, ser la opción válida frente a los productos petrolíferos y continuará siéndolo, tanto por la aún pequeña utilización de sus reservas como por la similitud entre ambas energías, lo que, desde el punto de vista tecnológico, posibilita la sustitu-

ción automática del petróleo en muchas de sus utilizaciones.

Finalmente, el gas natural es una energía escasamente problemática, y su tecnología, ampliamente difundida y contrastada, es económica y fiable, características que lo diferencian de otras fuentes energéticas alternativas al petróleo. Unas requieren el desarrollo de nuevas tecnologías; otras, inversiones costosas para eliminar su impacto ambiental; y otras son acogidas con inquietud creciente por parte de la opinión pública.

**III. GAS NATURAL EN ESPAÑA: CAMBIO Y EXPANSION**

**1. Ordenación del sector del gas natural: El Protocolo del Gas**

El gas natural fue introducido en España por Gas Natural, S. A., cuyas operaciones se iniciaron en 1969. La creación de ENAGAS, la adquisición por esta última de los activos de aquella y el primer plan

CUADRO N.º 6

**ESTRUCTURA DE CONSUMO DE GAS NATURAL EN ALGUNOS PAISES EUROPEOS EN 1984 (Datos en Gte y en porcentajes)**

	ALEMANIA		FRANCIA		ITALIA		BELGICA		HOLANDA		REINO UNIDO	
	Gte	%	Gte	%	Gte	%	Gte	%	Gte	%	Gte	%
Doméstico/Comercial ... ..	178	39	130	50	119	40	40	49	155	45	283	59
Industrial ... ..	184	41	120	46	112	38	31	38	99	29	148	31
Térmicas ... ..	84	19	7	3	59	20	8	10	89	26	8	1
Otros (*) ... ..	7	1	3	1	5	2	3	3	—	—	43	9
<b>Consumo interior bruto ... ..</b>	<b>453</b>		<b>260</b>		<b>295</b>		<b>82</b>		<b>343</b>		<b>484</b>	

(\*) Incluye pérdidas, autoconsumos y diferencias estadísticas.  
Fuente: EUROSTAT.

de expansión de la Red Nacional de Gasoductos representaron un primer intento ordeador del sistema, sólo de carácter parcial, donde coexistían multiplicidad de intereses de modo disperso y sin relaciones definidas, situación originada en buena medida por las características dispares de las sociedades que actuaban localmente en la manufactura y distribución de gas ciudad.

Este primer intento racionalizador se vio inmediatamente condicionado por la crisis energética de los 70, el diseño inadecuado del contrato de suministro de gas argelino y la falta de disponibilidad de gas nacional. La consecuencia principal de los factores descritos ha sido el escaso desarrollo de esta fuente energética (3 por 100 del consumo de energía primaria frente al 19 por 100 del resto de la CEE), a la vez que permanecían casi intactas las importantes posibilidades de expansión del sector en España.

Los mismos factores que han despejado el futuro del gas natural en España (resolución del contencioso que mantenían SONATRACH y ENAGAS sobre el contrato de suministro de gas que las liga y su consiguiente remodelación, aparición de fuentes domésticas de esta energía, necesidad de una concepción energética moderna, etc.) hicieron indispensable el establecimiento de un conjunto de principios generales y normas de actuación llamadas a facilitar el desarrollo del sector. En consecuencia, con fecha 23-7-85, recogiendo dichos principios y normas, fue suscrito el Protocolo de intenciones para el desarrollo del gas en España por las partes siguientes: Ministerio de Industria y Energía; Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH); Empresa Nacional del Gas, S. A. (Grupo INH); Butano, S. A. (Gru-

po INH), y las diversas distribuidoras regionales y locales que actúan en el sector, entre las que se encuentran Catalana de Gas y Electricidad, S. A., Sociedad de Gas de Euskadi, S. A., Gas Madrid, S. A., y otras de carácter local en las que participará Butano, S. A. De acuerdo con el Protocolo del Gas, el peso del desarrollo del sector recae sobre ENAGAS, bajo la supervisión del Ministerio de Industria y Energía, y sujeto a las reglas básicas de funcionamiento que se detallan a continuación.

#### *Ordenación de los mercados y sociedades distribuidoras*

El gráfico 5 presenta el esquema organizativo del sector. Corresponden a ENAGAS la adquisición e importación de gas, la construcción y gestión de la red básica de transporte y la distribución a la industria, estableciéndose ciertas excepciones en cuanto a la construcción de gasoductos y distribución para usos industriales en Cataluña y gran parte del País Vasco. Eventualmente, en los casos de industrias de pequeño consumo, puede resultar más adecuado el suministro no directo por ENAGAS.

La distribución para usos doméstico-comerciales y, en su caso, los pequeños consumos industriales citados, competen a las restantes sociedades distribuidoras, donde se reserva una función relevante a Butano, S. A. y las compañías ya existentes.

#### *Plan de gasificación*

Las diversas sociedades se comprometen a presentar objetivos pormenorizados de inversiones y ventas para su aprobación por el Ministerio de Industria y Energía. El conjunto de planes de

ENAGAS y de las restantes distribuidoras se resume en el cuadro n.º 7. Con horizonte 1992, el consumo de gas natural duplicará con amplitud las cifras de 1985, llevándolas a un total de 53.000 Mte, responsabilizándose ENAGAS directamente de algo más de la mitad de dicho volumen, de la infraestructura de cabecera, de los suministros intermedios necesarios para la consecución de las restantes ventas y de la totalidad de las adquisiciones de gas natural. Las inversiones totales del sector se elevarán, de acuerdo con la primera evaluación, a más de 180.000 MPta en el periodo 1986/92. Dos tercios de dichas inversiones serán efectuadas por las distribuidoras y el tercio restante por ENAGAS. No obstante, los mercados a captar por unas y otras son similares (descontado GLP), y ENAGAS, por otra parte, proveerá a las primeras con la infraestructura de base que permita su funcionamiento.

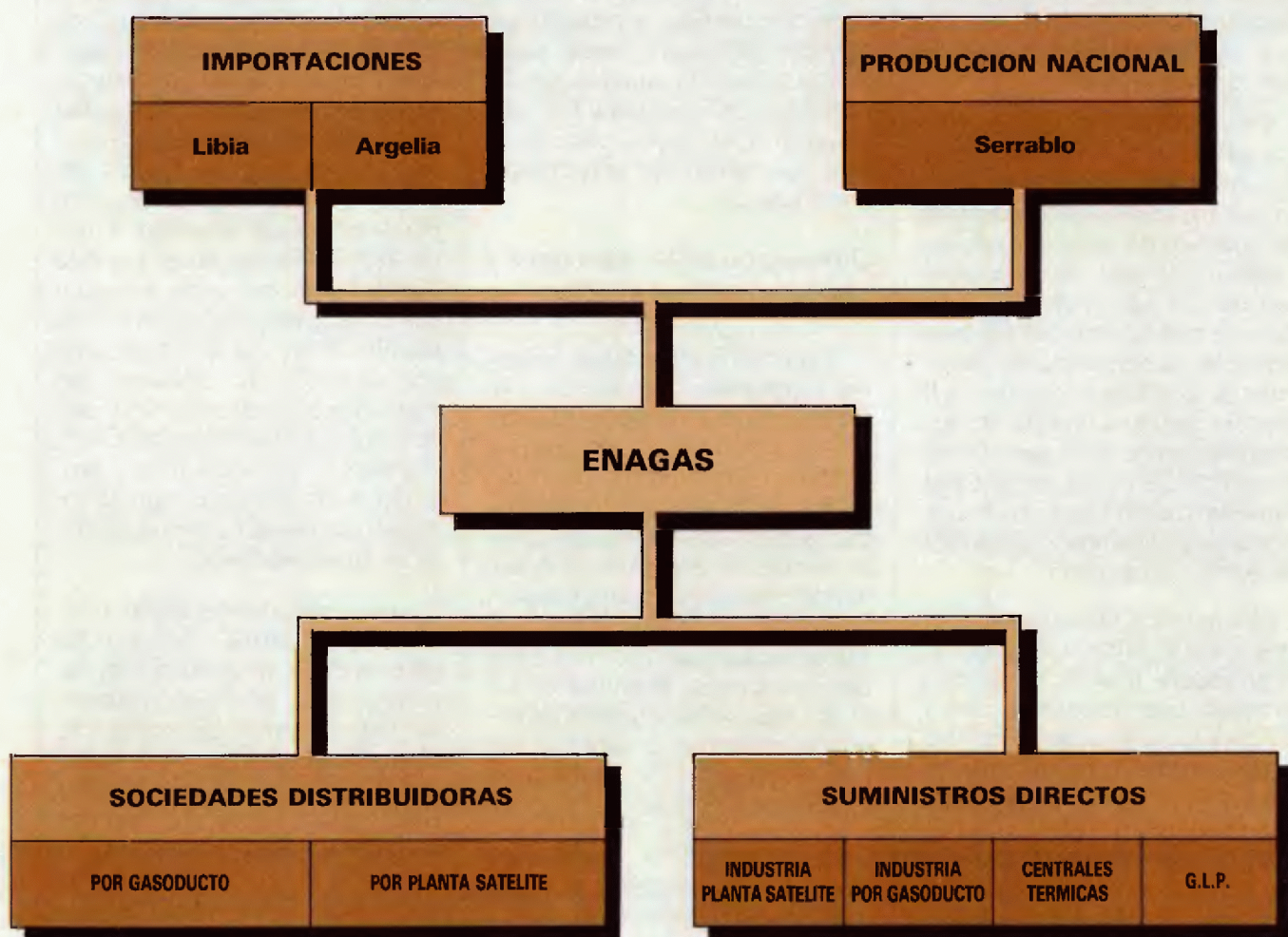
Los planes de expansión existentes son fuertes y deberán llevarse a cabo en tiempo relativamente corto, pero son realistas. La parte fundamental, correspondiente a ENAGAS, se está ejecutando con precisión dentro de los calendarios previstos, mientras posibles reevaluaciones de los planes de las restantes distribuidoras podrán ser cubiertas eficientemente por ENAGAS mediante la apertura de nuevos mercados, garantizando, por tanto, que el objetivo de consumo propuesto para 1992 será alcanzado.

#### *Tarifas y política de penetración del gas natural*

El Protocolo del Gas establece el principio de tarifas unificadas para todo el territorio nacional, diferenciadas según usos a fin de permitir una adecuada penetra-



**GRAFICO 5**  
**ESQUEMA ORGANIZATIVO DE ENAGAS**



C.G.E.  
VILAFRANQUESA DE GAS  
GAS TARRACONENSE  
D. GAS ZARAGOZA  
GASNALSA  
GAS EUSKADI (\*)  
CEGAS  
GAS RIOJA

GAS MANRESA  
GAS VIC  
GAS FIGUERAS  
GAS COSTA BRAVA  
GAS CELRA

SUGRAÑES  
TEXT. BERTRAND  
POLIGLAS  
PAVICSA  
SEAT (Pamplona)

324 Industrias  
consumiendo

4 Centrales  
con 1.550 MW  
convertidos  
a gas

BUTANO, S. A.

(\*) Participación de ENAGAS en el capital social: 34 %.  
Fuente: CEDIGAZ.

**CUADRO N.º 7**  
**RESUMEN DEL PLAN DE GASIFICACION (Agosto 86)**

	1985 (*)	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
<b>APROVISIONAMIENTOS (Mte)</b>								
Argelia ... ..	15.700	15.000	15.000	22.000	25.000	30.000	30.000	30.000
Libia ... ..	8.700	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	8.000	—
Nacional ... ..	2.600	3.300	6.600	9.000	15.700	14.000	16.500	15.500
Otros ... ..	—	—	—	—	—	—	—	8.300
<b>TOTAL COMPRAS ... ..</b>	<b>27.000</b>	<b>27.300</b>	<b>30.600</b>	<b>40.000</b>	<b>49.700</b>	<b>53.000</b>	<b>54.500</b>	<b>53.800</b>
Mermas autoconsumos y variación stocks	(1.200)	(800)	(800)	(900)	(1.100)	(1.600)	(1.500)	(800)
<b>TOTAL GAS PARA VENTAS ...</b>	<b>25.800</b>	<b>26.500</b>	<b>29.800</b>	<b>39.100</b>	<b>48.600</b>	<b>51.400</b>	<b>53.000</b>	<b>53.000</b>
<b>VENTAS (Mte)</b>								
<i>Distribuidoras</i>								
Catalana de Gas ... ..	9.600	9.800	10.300	10.700	11.200	11.700	12.200	12.500
Gas de Euskadi ... ..	500	1.500	2.500	3.700	4.500	4.600	4.800	5.000
Gas Madrid ... ..	—	—	—	1.000	2.000	2.500	2.600	2.900
Otras ... ..	1.300	1.700	2.200	3.000	3.700	4.300	5.000	5.600
Subtotal ... ..	11.400	13.000	15.000	18.400	21.400	23.100	24.600	26.300
<b>ENAGAS</b>								
Industria directa ... ..	6.200(**)	7.200	8.500	16.200	22.900	24.300	24.400	24.700
Centrales térmicas ... ..	5.900	4.000	4.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
G.L.P. ... ..	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.000	—
Subtotal ... ..	14.400	13.500	14.800	20.700	27.200	28.300	28.400	26.700
<b>TOTAL VENTAS ... ..</b>	<b>25.800</b>	<b>26.500</b>	<b>29.800</b>	<b>39.100</b>	<b>48.600</b>	<b>51.400</b>	<b>53.000</b>	<b>53.000</b>
<b>INVERSIONES EN M PTAS.</b>								
<b>ENAGAS (***)</b>								
<i>Distribuidoras</i>								
Catalana de Gas ... ..	1.970	4.297	5.994	7.281	7.208	5.945	3.413	3.365
Gas de Euskadi ... ..	3.325	3.591	3.807	4.035	2.621	2.778	2.945	3.122
Gas Madrid ... ..	1.063	1.822	3.753	4.620	5.067	5.240	5.666	5.606
Otras ... ..	1.212	2.471	2.993	3.743	4.794	4.133	4.871	4.583
Total distribuidoras ... ..	7.570	12.181	16.547	19.679	19.690	18.096	16.895	16.676
<b>TOTAL ... ..</b>	<b>12.670</b>	<b>32.181</b>	<b>45.547</b>	<b>26.679</b>	<b>21.690</b>	<b>20.596</b>	<b>19.095</b>	<b>17.676</b>

(\*) Los aprovisionamientos corresponden a las compras en el año.

(\*\*) Incluye GNL.

(\*\*\*) No incluye inversiones estratégicas (conexión con Francia, almacenamientos subterráneos, Sevilla-Madrid).

ción en los mercados. Las tarifas son fijadas por la Administración.

*Usos domésticos y comerciales:* Existen diversas tarifas, tanto en el mercado doméstico (tres) como en el comercial (tres). Las tarifas se fijan en función de las energías alternativas para cada segmento del mercado: electricidad, GLP y gasóleo C.

*Usos industriales:* Las tarifas (ocho) son función de la energía a la que se sustituye y del coste de transformación de la industria considerada. Evolucionan de acuerdo con los precios de las energías alternativas: fuel oil, gasóleo y GLP. Las tarifas discriminan según uso firme y uso interumpible.

*Régimen de precios interno al sector*

Este régimen no forma parte del cuerpo central del Protocolo del Gas, aunque en el documento se hace referencia a un procedimiento objetivo de determinación de márgenes de las sociedades distribuidoras y de fijación

de precios de cesión de gas de ENAGAS a dichas sociedades.

Sujeta en la actualidad a revisión y perfeccionamiento, el Ministerio de Industria y Energía estableció inicialmente, en 1985, una fórmula compleja que fija los precios de cesión a partir del precio final de venta al público:

$$\text{PRECIO DE CESIÓN} = \text{PVP} - \text{MARGEN DE DISTRIBUCIÓN}$$

Por su parte, el margen de distribución es una fórmula polinómica que recoge la totalidad de los costes de las distribuidoras, encuadrados en tres conceptos retributivos:

$$\begin{aligned} \text{MARGEN DE DISTRIBUCION} = & \\ = & \text{COSTES DE EXPLOTACION} + \\ + & \text{MERMAS Y AUTOCONSUMOS} + \\ + & \text{REMUNERACION DE RECURSOS} \end{aligned}$$

A su vez, dichos conceptos retributivos se desglosan en diversos componentes, cada uno con un tratamiento específico. Adicionalmente, se establecen límites mínimo y máximo para los precios de cesión del gas a las compañías distribuidoras.

## 2. Mercado del gas natural en España

La industria de los gases combustibles está integrada por tres sectores principales: gas natural, gases licuados del petróleo (GLP) y gas manufacturado. A diferencia de la mayoría de los países europeos, el mercado de GLP ha conocido un gran desarrollo en España, y su participación actual en el consumo de energía final duplica ampliamente el promedio de los países europeos pertenecientes a la OCDE. En cambio, la participación del gas canalizado (gas natural más gas manufactu-

**CUADRO N.º 8**  
**EVOLUCION DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA 1980/85**  
(Datos en millones de termias)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Doméstico/Comercial ...	2.762	2.654	3.094	3.243	3.837	3.845
Industrial firme ... ..	4.583	5.028	5.668	6.381	7.496	8.321
Industrial interrumpible ...	2.486	2.002	2.207	3.020	3.810	5.387
Centrales térmicas ... ..	7.029	8.913	9.200	8.241	4.721	5.926
<b>TOTAL ... ..</b>	<b>16.860</b>	<b>18.597</b>	<b>20.169</b>	<b>20.885</b>	<b>19.864</b>	<b>23.479</b>

rado) sólo alcanza cifras del orden de una sexta parte en los mismos términos de comparación, reflejando el aún escaso desarrollo de la infraestructura, puesto que, en lo que afecta al gas natural, la gestión desarrollada por ENAGAS en el período 1980/1985 ha originado que en el área de influencia del sistema actual de gasoductos se haya llegado a un grado de penetración en los mercados industriales semejante al promedio europeo, por lo que el crecimiento posible de las ventas en el mercado actual es relativamente limitado, salvo en el caso de las centrales térmicas, ya que la práctica totalidad del mercado captable está actualmente consumiendo gas natural. Aparte del mercado de Barcelona y su cinturón industrial, que viene utilizando el gas natural desde hace más de quince años, la utilización en el resto de España es un hecho relativamente reciente (julio de 1980).

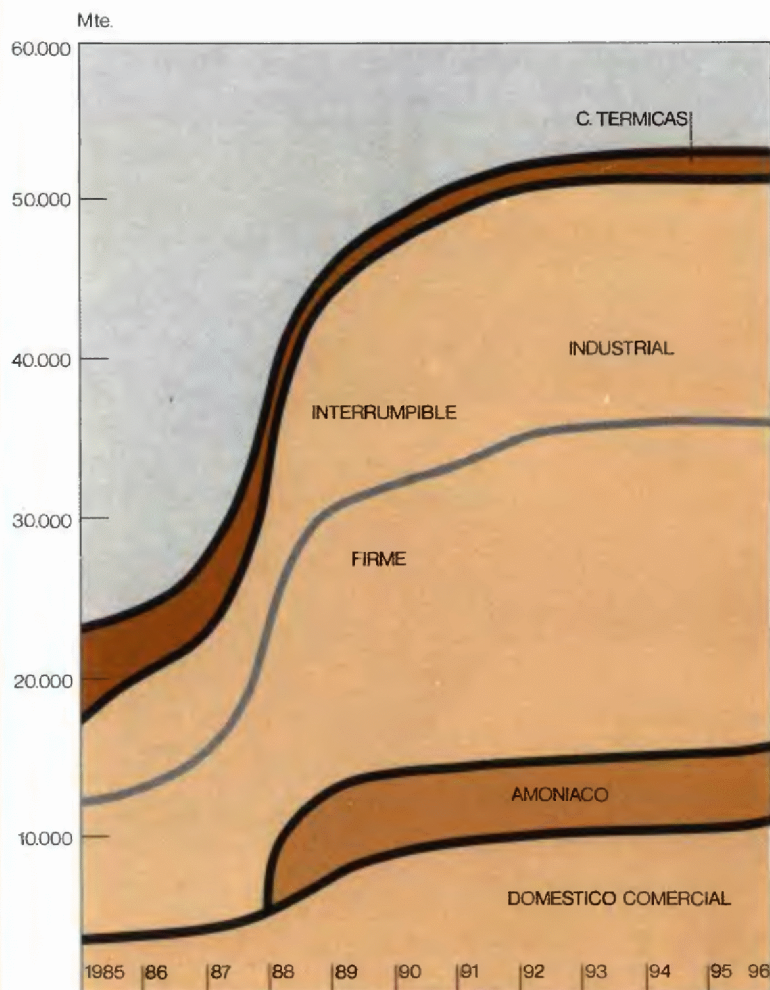
El cuadro n.º 8 muestra la evolución del consumo de gas natural en el período indicado, 1980/1985, destacando el fuerte crecimiento de los consumos industriales y la reducida proporción del sector doméstico/comercial dentro del consumo total, limitándose en 1985 a una tasa del 16 por

100, frente a tasas del 59 por 100 en el Reino Unido, del orden del 50 por 100 en Francia y Bélgica, 45 por 100 en Holanda y 40 por 100 en Italia y Alemania Federal. Clima y dispersión demográfica, por una parte, y carencia de infraestructuras urbanas (difícilmente subsanable), por otra, justifican tal situación a la vez que limitan el potencial futuro de este estrato del mercado, por lo que el óptimo, con gasificación plena de los núcleos de población más importantes de las zonas de influencia de los gasoductos, se situará en tasas del orden del 20 por 100 del consumo total.

La mayor contribución a la expansión de los mercados en dicho período, 1980/1985, ha sido efectuada por ENAGAS en su distribución directa, de modo que del incremento total de consumo en esos años, 6.619 Mte, el 70 por 100 (4.626 Mte) corresponde a ENAGAS, a pesar de registrar una disminución de 1.103 Mte en las ventas para generación de electricidad (cuadro n.º 9).

La estructura del consumo industrial en los mercados servidos directamente por ENAGAS descansa en los sectores de cerámica, industria química, siderurgia y metalurgia no férrea y automot-

**GRAFICO 6  
PREVISION DE DEMANDA TOTAL  
DE GAS NATURAL**



tarán cada uno más del 5 por 100 del consumo industrial en 1988.

El gráfico 6 y el cuadro n.º 7, ya mencionado, informan sobre la evolución previsible del consumo de gas natural en España. Detalles complementarios sobre la estructura de distribución y la evolución del mercado industrial directamente servido por ENAGAS son recogidos en los gráficos 7 y 8.

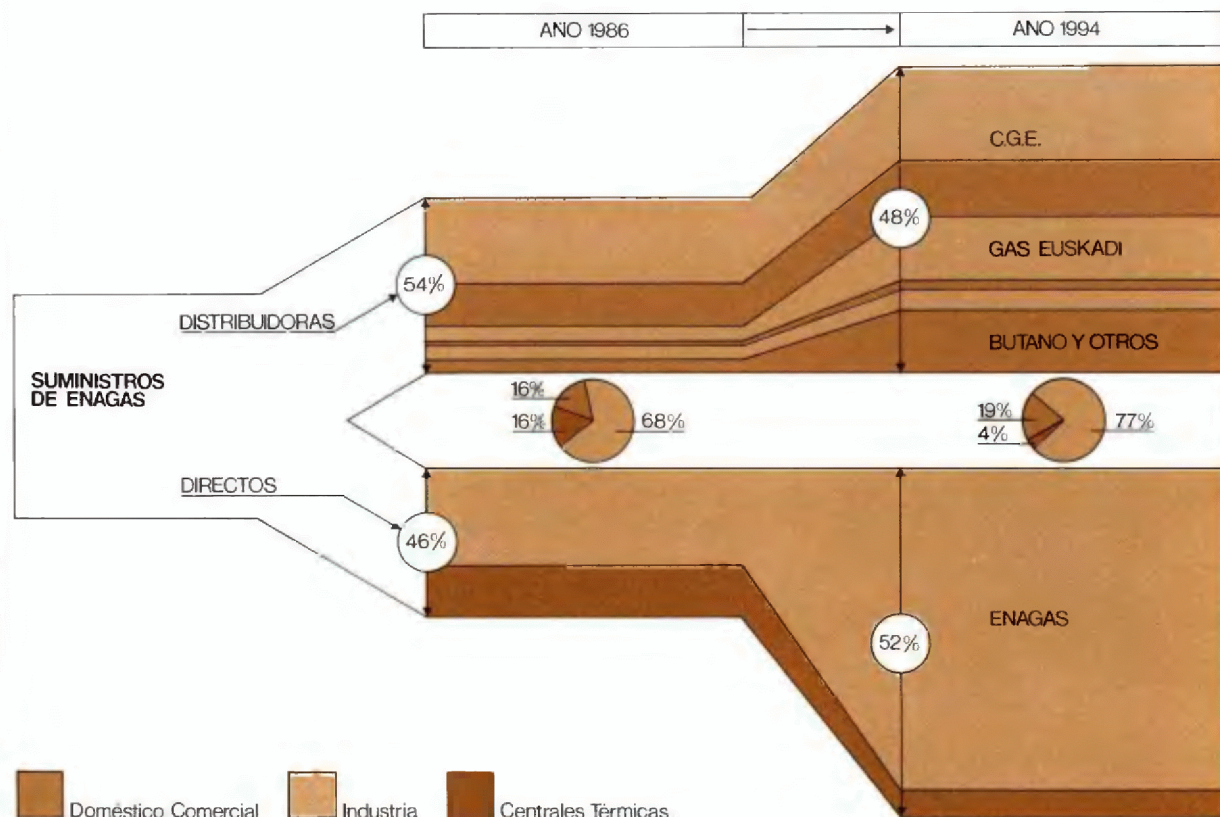
Como se ha indicado, la penetración del gas natural en el conjunto de España es pequeña en la actualidad, pero su presencia es importante en las áreas efectivamente cubiertas por el sistema existente y, lo que es más significativo, durante los últimos cinco años la industria del gas ha adquirido los conocimientos y la experiencia específica adecuada, que permitirán la pronta comercialización en los nuevos mercados industriales a los que se extenderán los gasoductos actualmente en construcción y, por tanto, un crecimiento importante del nivel de ventas. Hacia el final de esta fase de expansión, sobre un consumo total de 53.000 Mte en 1992, ENAGAS realizará directamente más del 50 por 100 de las ventas totales, incluso en el caso de que los consumos de las centrales térmicas se reduzcan a niveles mínimos, del orden de 2.000 Mte/a, esto es, un tercio de los actuales. Es decir, el peso de la expansión recaerá en el mercado industrial, especialmente en el servido directamente por ENAGAS, en el que se alcanzarán grados de penetración por encima del 80 por 100 (gráfico 8) de los mercados accesibles, proporción comparable con las de los demás países europeos occidentales.

El incremento de la penetración del gas natural en España, producto de su alto grado de compe-

ción, que mantendrán su preponderancia, pero experimentarán notables modificaciones en sus ponderaciones respectivas en el futuro cercano. La industria química (química básica, caucho, papel, etc.) pasará de representar el 22 por 100 en 1984 al 40 por 100 en 1988. La industria cerámica evolucionará desde el 44 al

20 por 100, aunque aumentará sus consumos absolutos. Siderurgia y metalurgia no férrea disminuirán ligeramente su peso relativo del 15 al 12 por 100, mientras el sector de automoción lo incrementará desde el 6 al 8 por 100. Finalmente, dos sectores no consumidores en 1984, vidrio y alimentación y bebidas, represen-

**GRAFICO 7**  
**EVOLUCION DE LA ESTRUCTURA**  
**DE LA DISTRIBUCION DE GAS NATURAL EN ESPAÑA**



titividad y de sus características de energía eficiente, limpia y necesaria, afectará fundamentalmente a las ventas de combustibles líquidos en los términos siguientes:

- Una tercera parte, aproximadamente, de los actuales mercados de granel de butano (120.000 t equivalentes a 1.400 Mte/año) será reemplazada por gas natural.
- La mayor reducción en términos absolutos afectará al consu-

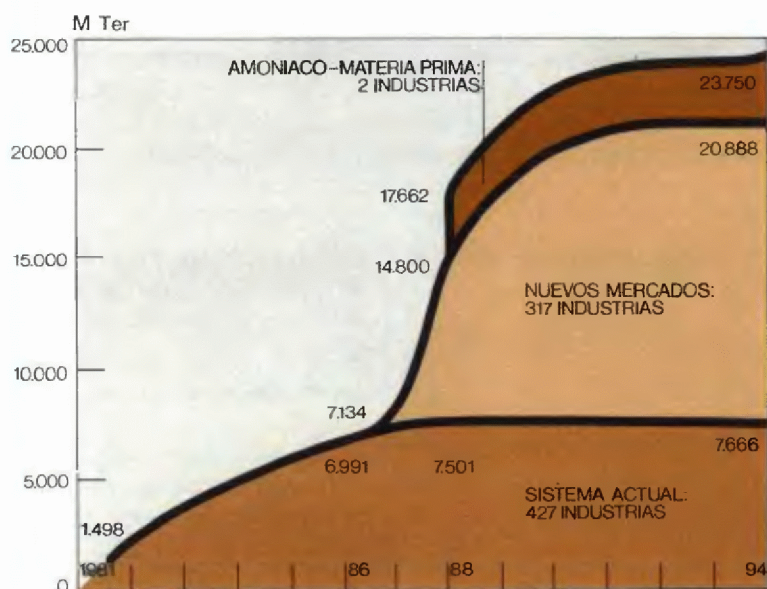
mo de fuel-oil (1,8 Mt.), hasta alcanzar una quinta parte de las ventas de este producto en el mercado del Monopolio.

- En términos relativos, la mayor disminución se producirá en las ventas de naftas, ya que las 800.000 t. que está previsto sustituir representan la totalidad de las ventas actuales de CAMPSA.
- La repercusión en el gasóleo C será, desde un punto de vista comparativo, menos importante,

afectando a un 10 por 100 del mercado actual de este producto.

La configuración actual (gasoducto Barcelona-Valencia-Bilbao), una vez completadas las redes de Gas de Euskadi y llevada a cabo la pequeña expansión previsible en Cataluña, representará, en 1992, el 60 por 100 del consumo de gas natural en España (excluidas centrales térmicas), mientras el 40 por 100 restante será absorbido por la extensión del sistema, distribuido entre la zona centro

**GRAFICO 8**  
**EVOLUCION DE LAS VENTAS DEL MERCADO**  
**INDUSTRIAL DE ENAGAS (1981-1994)**  
**(Sistema actual y nuevos mercados)**



POTENCIAL ACCESIBLE	
Sistema actual	9.059 Mte
Nuevos mercados	15.877 Mte
Mercado total	25.386 Mte

PENETRACION SOBRE MERCADO ACCESIBLE-1994	
Sistema actual	80,6 %
Nuevos mercados	83,2 %
Mercado total	82,2 %

Nota: No se incluyen 288 M de termias de GNL a plantas satélites en el horizonte de 1994.

(15 por 100), el mercado del suroeste (12 por 100), Cantabria-Asturias (6 por 100), el núcleo del sureste (6 por 100) y Navarra (1 por 100).

ENAGAS ha estudiado y experimentado la aplicación del gas natural a la práctica totalidad de los procesos industriales susceptibles de su uso. Los resultados muestran que la contratación, la

transformación de las industrias y la estructura de las tarifas se han desarrollado y optimizado hasta alcanzar su aceptación por los factores que intervienen en el mercado. Por ejemplo, la estructura de tarifas por usos tiene un desarrollo ejemplar en el contexto europeo. Cada utilización básica del gas tiene un precio distinto, y en competencia con la energía alternativa que sustituye.

Esta estructura de tarifas ha puesto de relieve al usuario las ventajas del gas natural sobre otras energías. Aspectos tales como el alto rendimiento térmico, la capacidad de regulación y control de temperatura, la ausencia de residuos en la combustión, etc., son evaluados para la determinación del precio. De este modo, la valorización del gas natural es máxima en base a criterios de racionalidad técnico-económica.

### 3. Instalaciones actuales, planes de expansión e inversiones estratégicas de ENAGAS

#### a) Instalaciones actuales

##### Planta de regasificación

Se encuentra situada en el puerto de Barcelona y dispone de atraque para la recepción de metanos de hasta 60.000 m<sup>3</sup> de GNL. Tiene capacidades de almacenamiento de 240.000 m<sup>3</sup> de GNL y de emisión de 1.065.000 Nm<sup>3</sup>/h, mediante dos líneas que alimentan la red de Barcelona (35 kg/cm<sup>2</sup>) y la Red Nacional de Gasoductos (72 kg./cm<sup>2</sup>). La capacidad de almacenamiento de GLP, producto del fraccionamiento del gas procedente de Libia, asciende a 16.000 m<sup>3</sup>.

##### Red Nacional de Gasoductos

En su configuración actual está integrada por 1.135 km. de gasoductos de transporte (72 kg./cm<sup>2</sup>) y 500 km. de redes y ramales de distribución primaria (4 a 16 kg./cm<sup>2</sup>), una vez incorporados los tramos Haro-Burgos y Bermeo-Lemona al gasoducto principal Barcelona-Valencia-Bilbao.

La Red Nacional de Gasoductos se alimenta desde la planta de

regasificación de Barcelona, el yacimiento de Serrablo en el Pirineo Aragonés y la planta de Bermeo (Vizcaya), que procesa el gas que fluye del yacimiento de Gaviota.

Para adecuar las presiones de transporte se dispone de una estación de compresión en Tivisa (Tarragona). El acondicionamiento de la presión de transporte a la de distribución primaria se efectúa mediante 30 estaciones de regulación y medida y 45 estaciones de telecontrol.

### b) Planes de expansión

Los planes inmediatos de expansión de ENAGAS comprenden la construcción de dos plantas de regasificación y la extensión de la Red Nacional de Gasoductos. A su finalización, en 1988, más de dos tercios de la economía y la sociedad española dispondrán de gas natural, cualquiera que sea el parámetro de medida que se adopte: población, PIB, producción industrial, etc. Los gráficos 9 y 10 muestran la expansión proyectada de la infraestructura gaseística española y su calendario.

#### Nuevas plantas de regasificación

- Huelva: Atracarán metaneros de hasta 40.000 m.<sup>3</sup> de GNL y dispondrá de una capacidad de almacenamiento de 60.000 m.<sup>3</sup> de GNL. Su capacidad punta de emisión se situará en 120.000 Nm<sup>3</sup>/h y alimentará a la planta de Explosivos Río Tinto, de fabricación de amoníaco, y al gasoducto Huelva-Sevilla.

- Cartagena: Atracarán metaneros de hasta 40.000 m.<sup>3</sup> de GNL. La capacidad de almacenamiento se elevará a 55.000 m.<sup>3</sup> de GNL y la de emisión llegará a 49.000 Nm<sup>3</sup>/h. Dará suministro de gas natural a la planta de EN-

**CUADRO N.º 9**  
**VENTAS DE ENAGAS EN 1980 Y 1985**  
(Datos en millones de termias)

	1980	1985
Ventas directas		
— Mercado industrial ... ..	499	6.288
— Centrales térmicas ... ..	7.029	5.926
	7.528	12.154
Ventas a través de distribuidoras ... ..	9.332	11.325
	16.860	23.479

FERSA, de fabricación de amoníaco, y al mercado local.

#### Gasoductos

Los planes existentes de expansión prevén la construcción de 909 km. de gasoductos de transporte, de los que ya han sido puestos en servicio 118 km., correspondientes a los tramos Bermeo-Lemona (32 km.) y Haro-Burgos (86 km.). Los tramos en construcción o proyecto, que completarán la fase de expansión mencionada, son los siguientes:

	<i>Longitud en kms.</i>
Burgos-Madrid ... ..	209
Algete-Manoteras ... ..	16
Semianillo-Madrid ... ..	39
Lerma-Palencia-Valladolid.	96
Calahorra-Pamplona ... ..	62
Burgos-Cantabria-Asturias.	285
Huelva-Sevilla ... ..	84
	791

Los mismos planes de expansión consideran la construcción de 658 km. de redes y ramales de distribución primaria; 618 km. se encuentran en fases de construc-

ción o proyecto y los restantes 40 km. han sido puestos en servicio a lo largo del presente año.

#### Inversiones estratégicas

Dadas la estructura de abastecimientos excesivamente rígida, la insuficiencia de dichos abastecimientos al comienzo de la década de los 90, la posible dependencia de un sólo suministrador externo a partir de las mismas fechas y la alta probabilidad de que la producción nacional no supere un tercio de las necesidades de gas, ENAGAS ha venido estudiando las posibles soluciones a tales inconvenientes, que a la vez deben dotar al sistema de mecanismos de regulación para cubrir desfases entre oferta y demanda, sean estacionales o de carácter interanual, y garantizar el abastecimiento imprescindible del sistema durante un período mínimo, si se produjeran causas de fuerza mayor.

Entre otras, se han retenido las siguientes soluciones para una mayor profundización en su análisis y, en su caso, posterior ejecución:

- Realización de almacenamientos subterráneos.

**GRAFICO 9**  
**ESQUEMA DE INFRAESTRUCTURA**  
**DEL SISTEMA GASISTA**



- Diversas alternativas de conexión de la red española con la europea, a fin de permitir la utilización de nuevas fuentes de gas natural.

- Cierre de la Red Nacional de Gasoductos mediante la construcción del tramo Madrid-Sevilla.

#### **4. Aproveccionamientos del sistema gasista**

##### *Fuentes*

ENAGAS tiene actualmente cuatro fuentes de aprovisionamiento, dos de importación en

forma de GNL (Argelia y Libia) y otras dos de origen nacional (yacimientos de Serrablo y Gaviota).

Con los compromisos contractuales vigentes con Libia y Argelia y las reservas probadas comercialmente explotables en los yacimientos nacionales, ENAGAS



prevé un déficit de aprovisionamiento a partir de 1991/1992, en base al cumplimiento de las previsiones de venta de gas natural en España.

Este déficit, cuyo valor absoluto podría verse reducido si HISPANOIL (grupo INH) y otras sociedades tienen éxito en sus planes de exploración, constituye una preocupación permanente para ENAGAS, que ha establecido contactos con posibles suministradores para garantizar el aprovisionamiento en la década de los años 90 y siguientes. En particular, se contemplan posibles suministros por tubería de procedencia noruega, holandesa o soviética, sin descartar posibles complementos de GNL.

CUADRO N.º 10  
ESTRUCTURA DE ABASTECIMIENTOS (%)

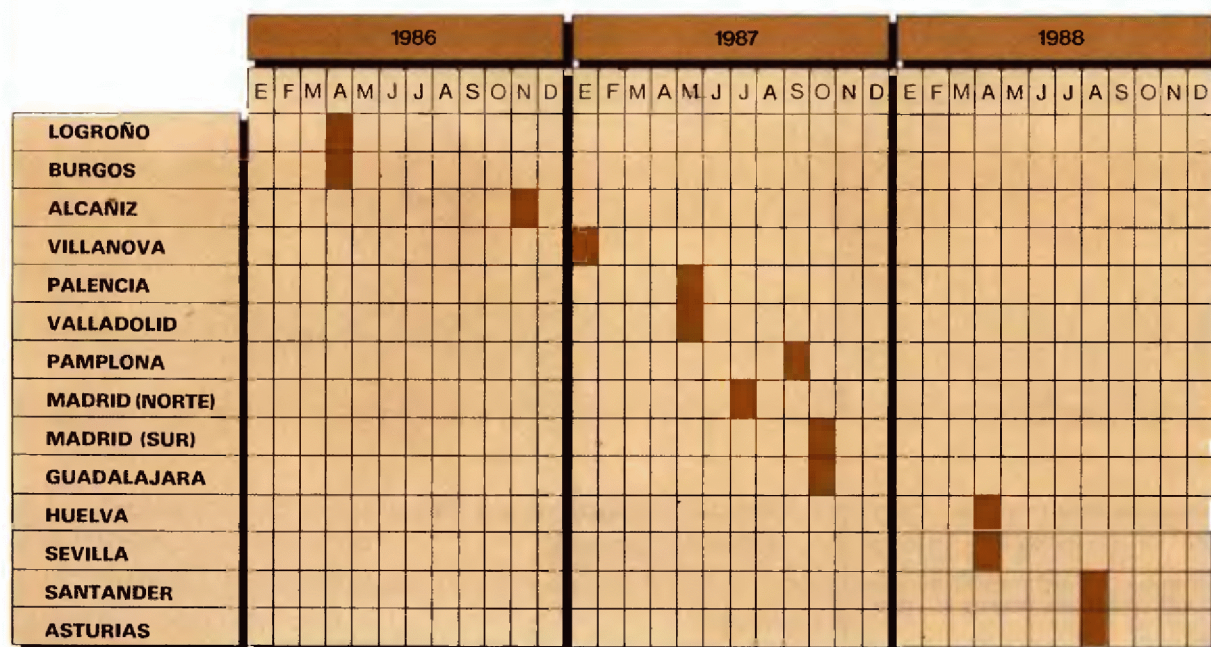
Procedencia	1980	1986	1991
Argelia ... ..	62	55	55
Libia ... ..	38	33	15
Gas nacional ... ..	—	12	30
	100	100	100

Hasta 1984 la totalidad del gas adquirido por ENAGAS procedía de Argelia y Libia. En dicho año fueron puestos en operación los campos de Serrablo, en el Pirineo aragonés, y en mayo de 1986 comenzó a fluir gas del yacimiento *off-shore* de Gaviota, en el País

Vasco. Se prevé que en fechas relativamente próximas España alcance un grado de autoabastecimiento comparable al promedio europeo (ver cuadro n.º 10).

El contrato con la sociedad argelina SONATRACH, de acuerdo

GRAFICO 10  
FECHAS OBJETIVOS DE LLEGADA  
DEL GAS NATURAL



Fuente: CEDIGAZ.

con la renegociación de febrero de 1985, estipula unas compras totales de 600.000 Mte, escalonadas a lo largo de 20 años, partiendo de 15.000 Mte en 1985 y finalizando en 38.000 Mte en el año 2004. El contrato de suministro con la sociedad libia Brega International Marketing Company se extiende hasta 1991, y ENAGAS adquiere un promedio de 9.000 Mte anuales. El gas de esta procedencia tiene un componente de GLPs.

Las concesiones españolas de Gaviota son propiedad mayoritaria de HISPANOIL, con participación minoritaria de Murphy, Ocean y Elf-Aquitaine en distintas proporciones. El contrato de suministro con ENAGAS estipula que las cantidades a adquirir por la última se irán incrementando a lo largo de cuatro períodos hasta un mínimo de 9.600 Mte/a en el último.

Por último, ENAGAS adquiere igualmente el gas producido en los campos de Serrablo, propiedad de la sociedad española HISPANOIL.

### *Precios*

El precio del gas procedente de Argelia es el llamado precio europeo, fijado en dólares FOB/MBtu, y está ligado a la evolución de los precios oficiales de ocho tipos de crudos. La imposibilidad de aplicación de esta fórmula en la actualidad ha originado que coyunturalmente se apliquen otros criterios, con tendencia a adaptarse a las condiciones de mercado, si bien su evolución es de difícil previsión. ENAGAS disfruta de la cláusula de cliente más favorecido.

El precio del gas libio está ligado a la evolución de los precios

oficiales de tres crudos. En la práctica, se fija en negociación bilateral mes a mes, siempre en términos de dólares FOB/MBtu. El precio se adapta ágilmente a las condiciones de mercado.

El precio del gas nacional en Pta/te es fijado por el Ministerio de Industria y Energía en base a una fórmula que tiene en cuenta los precios internos de las energías alternativas (fuel-oil y gas-oil). Su revisión se efectúa semestralmente.

### *Modelo europeo de precios*

Dentro de las líneas de actuación de ENAGAS, el «modelo europeo» de fijación de precios de abastecimiento es considerado como uno de los objetivos importantes a alcanzar a medio o largo plazo, a fin de garantizar la competitividad del gas con las energías alternativas y de dotar de estabilidad al mercado gasista, mediante la fijación del precio en términos CIF en la frontera del país comprador, en función de los precios interiores de las energías alternativas y utilizando diversas divisas como unidad de cuenta.

## **IV. ENAGAS: EL CAMINO DE LA NORMALIZACION**

La Empresa Nacional del Gas, S. A. (ENAGAS) fue constituida por el Instituto Nacional de Industria el 13 de julio de 1972, al amparo del decreto 623/1972 de 23 de marzo, con la finalidad principal de coordinar todas las actividades derivadas del gas natural, sirviendo al Estado como instrumento para realizar la política de ordenación de dicho sector. Creado el Instituto Nacional de Hidro-

carburos (INH) en 1981, ENAGAS se incorpora al mismo desde el momento fundacional, y su actividad cobra nuevas dimensiones en un marco globalizador de las actuaciones de las empresas públicas que operan en el sector de hidrocarburos.

El campo de actividad de ENAGAS, de acuerdo con su objeto social, comprende, fundamentalmente, la adquisición y transporte primario del gas natural, su regasificación final y la comercialización del mismo para usos domésticos, comerciales e industriales, bien directamente, bien mediante sociedades distribuidoras. Después de un período de estudio y planificación, la compañía adquirió en 1975 Gas Natural, S. A., en la época la única compañía española activa en la distribución de gas natural en España. Gas Natural, S. A. había sido fundada en 1965 por Catalana de Gas y Electricidad, S. A., siendo operativa desde 1969.

ENAGAS inicia realmente en 1976 sus actividades de distribución de gas natural, limitadas a Barcelona, y prepara la primera expansión del sistema, mediante la construcción del Gasoducto Barcelona-Valencia-País Vasco, finalizado al inicio de la década de los 80. A 31 de diciembre de 1976, a un inmovilizado neto de 20.000 Mpta correspondían unos fondos propios de 100 Mpta, 0,5 por 100 de aquellos; el resto se financiaba con fondos ajenos a tipos de mercado. Con referencia al mismo año, una corporación consolidada como British Gas, con gas propio y una larga vida detrás de sí, disfrutaba de fondos del Estado británico, que cubrían más del 75 por 100 de su inmovilizado neto, y de financiación ajena al 3 por 100 de tasa de interés, con vencimientos 1990/95.

Siguiendo directrices emanadas de instancias distintas a las de la propia empresa, ENAGAS debió optar por financiarse casi exclusivamente mediante préstamos denominados en dólares USA, en un clima donde prevalecía la convicción de que dicha divisa ofrecería tipos de cambio permanentemente débiles y tasas de interés estructuralmente reducidas. Hasta 1981 fueron captados un total de 465 M\$, representando en determinados momentos el 5 por 100 de las reservas de divisas españolas. A 31-12-84 tal opción financiera había producido un exceso de coste de 63.000 Mpta (18.000 Mpta por mayores gastos financieros y 45.000 Mpta por diferencias de cambio) respecto a una hipotética financiación alternativa en moneda nacional a tipos promedios del mercado en cada momento. De aquellos 63.000 Mpta la sociedad había reconocido 30.000 Mpta en su cuenta de resultados hasta 1984.

Negociados los términos básicos con anterioridad, de acuerdo a instrucciones no generadas dentro del marco empresarial de ENAGAS, en 1975 la última firma con SONATRACH un contrato de suministro de gas, con el refrendo del Consejo de Ministros. Además de las estipulaciones mercantiles, se pactan diversas contrapartidas de Estado. Dichas obligaciones son trasladadas por entero a ENAGAS, y el INI gestiona el adelanto de 150 M US\$ por el Banco de España, que ENAGAS presta a su vez a la SONATRACH argelina al tipo del 7 por 100. En 1977 se devuelven 50 M US\$ al Banco de España y ENAGAS se refinancia sucesivamente con dos sindicatos bancarios. El INI avala estas operaciones y la Administración grava sus intereses con un impuesto definitivo del 24 por 100. La operación con el Banco

de España no se formaliza en moneda nacional, sino en dólares USA. El Banco de España fija el tipo de interés de la operación de ENAGAS como suma del Prime Rate USA y un 1 por 100. A través de la vida del préstamo, ENAGAS llega a pagar tasas del 22 por 100 expresadas en dólares, superiores al 40 por 100 sobre el contravalor del préstamo expresado al tipo de cambio del momento de la formalización. Finalmente, en 1982 el préstamo se consolida en pesetas.

Las prestaciones unilaterales del contrato con SONATRACH incluyen un segundo tramo o crédito ligado que cubre la exportación de bienes de equipo españoles a Argelia. Trasladado el compromiso a ENAGAS, frente a unas exportaciones por importe de 13.250 Mpta, el coste para la sociedad se elevará a cerca de 4.500 Mpta, incluidos diferenciales de tasas de interés para estimular la exportación española, primas de seguro, avales otorgados por el INI y comisiones bancarias.

Las sucesivas crisis energéticas de los años 70 y la consiguiente escalada de precios modifican sustancialmente las políticas energéticas de los diferentes países, que optan por un modelo de ahorro de energía. Hasta 1984 no existe disponibilidad de gas nacional, y los dos contratos de suministro exterior ligaban el precio del gas natural al de los crudos. En estas condiciones, agravadas por errores propios en la evaluación de la demanda nacional de gas natural y retrasos en la construcción de los primeros gasoductos, el contrato de suministro con Argelia prueba haber sido sobredimensionado y se inicia un largo contencioso entre ENAGAS y SONATRACH, que sólo finaliza en febrero de 1985.

Hasta 1980 la práctica totalidad de los gastos financieros incurridos eran capitalizados como intereses intercalarios originados por la construcción de la Red Nacional de Gasoductos. En consecuencia, hasta dicho año, ENAGAS arroja resultados modestos, pero positivos. 1981 es el año del vuelco; la puesta en operación de buena parte de las instalaciones impide la continuación de la práctica indicada respecto a los gastos financieros y pone de manifiesto la debilidad de los esquemas técnicos y financieros adoptados por la sociedad, que habían de llevarla a un máximo de pérdidas de 9.150 Mpta en 1982, cuando, en dicho año, de haber sido posible una opción financiera en moneda nacional, se habrían limitado a 4.550 Mpta, reflejando en este caso el retraso incurrido en la primera expansión de ENAGAS, la obligada infrutilización inicial de unas instalaciones con largos períodos de maduración y las cargas de Estado derivadas del contrato con Argelia, transmitidas a ENAGAS, a pesar de no ser la beneficiaria de las contrapartidas favorables que en dicho contrato también se estipulaban.

Un factor adicional pesaba y continúa pesando sobre los resultados de la compañía: la incidencia de la distribución final en la amplitud del margen comercial disponible para ENAGAS. En el momento de la modificación radical del signo e importe de la cuenta de resultados de ENAGAS, ponderando mediante una estructura de mercado industrial/mercado comercial similar a la de la principal distribuidora española, el promedio de costes de capital y de operación de las distribuidoras europeas hubiera sido inferior en 0,50 Pta/te en 1980 y 0,70 Pta/te en 1981 al de la distribuidora española considerada. El mayor

margen requerido por la última parcialmente podía justificarse por los menores consumos unitarios en los usos doméstico-comerciales por razón del clima. En cualquier caso, ENAGAS se veía obligada a estrechar su margen comercial con objeto de no poner en situación de pérdidas a la distribuidora, situación que, con matices, persiste en la actualidad.

En 1981 se crea el Instituto Nacional de Hidrocarburos, al que pasa a pertenecer ENAGAS. En 1982 la sociedad emprende la remodelación de su configuración financiera, etapa prácticamente concluida en la actualidad. Paralelamente, el capital social, mediante ampliaciones sucesivas, se sitúa en niveles más acordes con las dimensiones de la empresa y las características fluctuantes de su actividad (precios energéticos, tipos de cambio, etc.), a la vez que el Estado cubre parcialmente las pérdidas incurridas en algunos ejercicios. En 1984 entran en operación los campos de Serrablo; en 1986, los de Gaviota, mucho más importantes. El contrato con Argelia se redimensiona y reescalona en 1985; en 1986 el gas natural importado de Libia y Argelia adapta en gran medida sus precios a la realidad del mercado.

Este cuadro de medidas prueba que las posibilidades del gas natural permanecen intactas en España. En términos de resultados de explotación, ENAGAS entra en rentabilidad en 1985: + 507 Mpta. Su situación anterior carecía de valor para enjuiciar las perspectivas del gas natural en España, simplemente era el resultado inevitable de hacerla depositaria de unos objetivos, regatearle las condiciones y los medios necesarios para materializarlos y, final-

**CUADRO N.º 11**  
**EVOLUCION DE LOS RESULTADOS DE EXPLOTACION Y DEL CASH FLOW DE ENAGAS ENTRE 1980 Y 1986**

*Millones de Pesetas*

Años	Resultado de Explotación (*)	Cash-flow (*)
1980 .....	210	1.726
1981 .....	-8.838	-5.881
1982 .....	-8.802	-4.695
1983 .....	-2.730	-218
1984 .....	-1.216	2.541
1985 .....	507	5.678
1986 (Previsión) .....	4.000	11.000

(\*) Sin subvenciones.

mente, someterla a servidumbres ajenas a la actividad del gas (política de reservas de divisas, asunción de compromisos de Estado, transferencias de renta a distribuidoras, subvenciones encubiertas a empresas exportadoras, etc.) en el entendimiento, subyacente durante la primera época de ENAGAS, de que el gas natural era una actividad con tal futuro y brillantez que podía soportar cualquier acumulación de cargas y condicionamientos.

Espejismo y decepción han sido los prismas inadecuados con los que sucesivamente se ha contemplado a ENAGAS. La realidad, que es otra, es la del gas natural, una energía eficiente, limpia, flexible y necesaria, demandada por una concepción moderna de diversificación y conservación energéticas, e indudablemente una energía competitiva y rentable, que debe ser evaluada, sin énfasis de un signo u otro, por lo que ya es en un gran número de países y por sus claras perspectivas en España.

El resultado final de ENAGAS se situó aún en cifras negativas en 1985. La causa reside en la políti-

ca de la compañía de reconocimiento de pérdidas incurridas en ejercicios precedentes, no atribuibles a su actividad actual, y que figuran en su activo bajo la rúbrica de gastos amortizables. Como se ha indicado, el resultado de explotación ya arrojó cifras positivas en 1985, sin recibir subvenciones de explotación, a pesar de que en dicho ejercicio el coste del gas importado de Argelia experimentó un incremento de gran envergadura (originado por la resolución del contencioso que mantenían SONATRACH y ENAGAS) y de que sobre la trayectoria de la sociedad continúan incidiendo diversas servidumbres financieras que, aunque se derivan del contrato de suministro de gas argelino, son ajenas a la propia actividad del gas. El ejercicio 1986 representará un nuevo avance de ENAGAS hacia su normalización, de acuerdo con las cifras del cuadro número 11, que muestran la evolución de las magnitudes financieras más significativas de la compañía.

El *cash-flow* de la sociedad, positivo desde 1984, presenta ya cifras considerables y en franca progresión, lo que, unido a una

política de dotación de medios adecuada, garantiza una financiación correcta de las inversiones de la segunda etapa de expansión en la que se encuentra inmersa ENAGAS.

Esta expansión, tanto por lo que en sí misma significa como por lo que supone de avance en el grado de utilización de la infraestructura gasística ya existente, permite confiar en la proximidad de una época en la que la cuenta de resultados de la compañía presente consistentemente beneficios de cierta magnitud, a pesar de la sensibilidad de aquella cuenta al comportamiento de diversas variables de los entornos económico y energético.

## **V. A MODO DE CONCLUSION: UN NUEVO ESCENARIO DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA**

La revisión del acuerdo de suministro con Argelia, la disponibilidad inmediata de fuentes seguras e importantes de gas nacional, la firma y desarrollo del «Protocolo del Gas» (punto de partida hacia una eficaz colaboración entre todas las empresas e instituciones relacionadas con la actividad del gas natural) y el claro y decidido apoyo de la Administración energética española establecieron en 1985 las bases necesarias para la expansión del sistema del gas natural en España, energía que, por razones de eficiencia energética y calidad de vida, es demandada por la sociedad y la economía españolas.

El Plan Energético Nacional 1983-1992 estableció como objetivo del gas natural una participación del 6 por 100 en el consumo

de energía española en el año final. En la actualidad, tal penetración es algo inferior al 3 por 100 e inferior, igualmente, a los objetivos intermedios fijados por el PEN, siendo atribuible el retraso no sólo, pero sí fundamentalmente, a la imposibilidad de extender la infraestructura gasística bajo los criterios no económicos impuestos por el sobredimensionamiento y el precio artificialmente elevado del principal contrato de suministro. En el bienio 1985/1986 la situación se ha modificado sustancialmente, y ENAGAS ha acometido la expansión del sistema, de acuerdo con las siguientes condiciones de partida:

- Necesidad de diversificar la estructura energética y reducir la dependencia del petróleo, siendo el gas natural el combustible de elección por la similitud de tecnologías.
- Probada eficiencia térmica del gas natural, múltiples utilidades técnicas y gran calidad ambiental. Adicionalmente, materia prima de gran valor en diversos procesos productivos.
- Disponibilidad creciente de gas natural, por la expansión tanto de las reservas mundiales como nacionales.
- Contratos firmes de suministro adecuados cuantitativamente hasta los primeros años de la década de los 90 y negociaciones avanzadas para la obtención de nuevas fuentes de gas natural.
- Entrada en explotación de yacimientos nacionales, que garantizarán a medio plazo un tercio de los suministros necesarios de gas natural a un precio establecido en función del correspondiente a las energías alternativas en el mercado español.

• Abandono de políticas de fijación de precios comercialmente inadecuadas por parte de los suministradores exteriores, de modo que, si bien las fórmulas de establecimiento de los precios son perfectibles, ya garantizan la competitividad del gas natural en España.

• Saneamiento financiero de ENAGAS y entrada en la senda de la normalidad y la rentabilidad.

Una vez completadas la expansión en curso del sistema y las acciones complementarias, la situación del gas natural en España será la siguiente, con horizonte 1990:

- Trece comunidades autónomas, las ciudades más importantes y la mayor parte de las áreas industriales de España dispondrán de gas natural. Asimismo, se establecerá una infraestructura que permitirá en un futuro la cobertura del territorio de forma análoga a los sistemas desarrollados de gas natural de gran parte de los demás países de la CEE.
- El consumo de gas natural y su participación en el balance de energía primaria se habrán duplicado, alcanzando valores respectivos de 49.000 millones de toneladas/año (4,5 millones Tep, aproximadamente) y del 6 por 100.
- Se producirá una notable mejora en los índices de contaminación de las grandes ciudades y de sus cinturones industriales.
- Los aprovisionamientos estarán garantizados más allá del año 2000 mediante la conclusión de nuevos acuerdos de suministro, que asegurarán las cantidades necesarias de gas y fijarán el precio de compra en el punto de entrega, teniendo en cuenta un precio

competitivo en el mercado final y los costes de operación y de capital del transporte, almacenamiento y distribución al consumidor final.

- Aumento considerable de la utilización de la infraestructura de ENAGAS actualmente en servicio, y grado creciente de utilización de la proyectada, de modo que la rentabilidad de ENAGAS sea un hecho permanente, salvadas las incertidumbres y fluctuaciones coyunturales intrínsecas al entorno en que se desenvuelve la actividad del gas.

En suma, el desarrollo del gas natural en España está asociado a los procesos de modernización social y racionalización económica que exige la condición de país europeo, ya de pleno derecho.