

**Regulación y competencia en el sector  
del gas natural en España.  
Balance y propuestas de reforma**

**Luis Atienza Serna y Javier de Quinto Romero**

Documento de trabajo 55/2004



## Javier de Quinto Romero

Profesor del Departamento de Economía General de la Universidad San Pablo-CEU de Madrid. Ha sido profesor en la Universidad Autónoma de Madrid, “visiting scholar” en la Alfred P. Sloan School of Management del MIT. Ha colaborado o sigue haciéndolo con Schiller International University, European University, ICADE (Curso de Comunidades Europeas), Escuela Diplomática, Club Español de la Energía (Curso superior de Negocio energético), Universidad Complutense de Madrid (Master en Análisis económico y Economía financiera), Universidad Carlos III de Madrid (Cursos de invierno) e Instituto Superior de la Energía.

Ha sido investigador senior en el Programa de Estudios de Regulación Económica de la Universidad Autónoma de Madrid y en la Fundación de Estudios de Regulación. Actualmente colabora con la UNISCI de la Universidad Complutense.

Ha sido Asesor Ejecutivo del Ministro de Industria y Energía y ha publicado las obras tituladas Política industrial en España, Un análisis multisectorial y En busca de un mercado competitivo de gas natural en España.

## Luis Atienza Serna

Consultor y presidente de la Fundación Doñana 21, para el Desarrollo Sostenible del Entorno de Doñana. Ha sido profesor de la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales, así como del Instituto Internacional de Dirección de Empresas y del Instituto de Estudios Europeos de la Universidad de Deusto, miembro de los Consejos de Administración del Ente Vasco de la Energía (EVE), del Instituto Nacional de Hidrocarburos (INH) y de la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH).

Ha ocupado diversos puestos en la Administración tales como Consejero de Economía del Gobierno Vasco y Parlamentario Vasco, Secretario General de Estructuras Agrarias del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, Secretario General de la Energía y Recursos Minerales del Ministerio de Industria y Energía y Ministro de Agricultura, Pesca. y Alimentación.

Ha impartido numerosos cursos, seminarios y conferencias, y publicado artículos sobre política económica, política energética, política agraria e integración europea.

Ninguna parte ni la totalidad de este documento puede ser reproducida, grabada o transmitida en forma alguna ni por cualquier procedimiento, ya sea electrónico, mecánico, reprográfico, magnético o cualquier otro, sin autorización previa y por escrito de la Fundación Alternativas

© Fundación Alternativas

© Luis Atienza Serna y Javier de Quinto Romero

ISBN: 84-96204-55-3

Depósito Legal: M-31477-2004

## Contenido

<b>Resumen ejecutivo</b> .....	<b>7</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>11</b>
<b>1 Antecedentes y consideraciones iniciales sobre el mercado de gas en España</b> .....	<b>13</b>
1.1 Generalidades relativas al gas natural .....	13
1.2 Panorama mundial del gas natural .....	15
1.3 Comercio mundial de gas natural .....	16
1.4 Transporte y almacenamiento .....	19
1.5 Los contratos internacionales de gas .....	23
<b>2 Descripción de los mercados mayoristas y minoristas de gas en España, la red básica y el gestor de la red</b> .....	<b>27</b>
2.1 Características estructurales de la cadena de gas en España .....	27
2.2 Conformación de la organización de la industria gasista en España .....	30
2.3 Regulación de la cadena de valor del gas en España .....	36
<b>3 Principios que se han de cumplir en un mercado de gas</b> .....	<b>47</b>
3.1 Principios generales .....	47
3.2 La restricción comunitaria .....	47
3.3 Valoración preliminar del funcionamiento del mercado de gas en España .....	50
<b>4 El papel de los grandes abastecedores físicos al mercado español</b> .....	<b>54</b>
<b>5 Interacción con el mercado eléctrico península</b> .....	<b>56</b>
<b>6 Lo que debe permanecer</b> .....	<b>59</b>
6.1 Segregación del monopolio natural de las actividades en competencia .....	59
6.2 Responsabilidad del regulador en el aseguramiento de la cobertura de la demanda en cantidad y calidad .....	60
6.3 Asegurar la neutralidad de la red .....	60
6.4 Planificación obligatoria de redes e indicativa en las actividades en competencia .....	62
6.5 Existencia de una tarifa de acceso a redes y de una tarifa integral con metodologías conocidas y transparentes .....	63
6.6 Avanzar en un tratamiento regulatorio cohesionado a nivel de la UE .....	63
6.7 Salvaguardias en materia de seguridad y diversificación del aprovisionamiento .....	64

<b>7</b>	<b>Propuestas de cambios</b> .....	<b>65</b>
7.1	Desarrollo decidido de un mercado <i>spot</i> de ajustes de gas .....	65
7.2	Posibilidad de continuar con los denominados <i>gas release programs</i> .....	65
7.3	Mercado ibérico de gas .....	67
7.4	Nueva orientación en el desarrollo de la infraestructura básica para lograr un <i>hub</i> español o peninsular .....	68
7.5	Desarrollo de mercados financieros con activo subyacente de gas natural .....	68
7.6	Facilitar la integración con el mercado eléctrico y no obstruir tendencias integradoras de las empresas .....	69
7.7	Segregación accionarial de la red básica y gestor del sistema ubicado en Enagas .....	70
7.8	Interacción distribución-comercialización .....	70
7.9	Objetivar el procedimiento de adquisición de gas para consumidores a tarifa .....	70
7.10	Nueva metodología para resolver congestiones en el acceso a la red básica .....	71
7.11	Seguridad de aprovisionamiento .....	73
7.12	Reorientar la CNE .....	73
	<b>Bibliografía</b> .....	<b>75</b>
	<b>Índice de Gráficos y Tablas</b> .....	<b>78</b>

## Siglas, acrónimos y abreviaturas

ADNOC	Empresa de petróleo y gas de los Emiratos Árabes Unidos
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ARAMCO	Empresa saudí de petróleo y gas
ATR	Acceso de Terceros a la Red (TPA en inglés)
bcm	Billion cubic meters (miles de millones de m <sup>3</sup> de gas)
CCGT	Turbina de Ciclo Combinado de Gas
CNE	Comisión Nacional de la Energía
CNSE	Comisión Nacional del Sistema Eléctrico
Cores	Compañía operadora de las reservas estratégicas
CTC	Costes de Transición a la Competencia
DA	Disposición Adicional
DG	Dirección General
DOCE	Diario Oficial de las Comunidades Europeas
DT	Disposición Transitoria
Eco	Economía (M° de)
EDF	Electricité de France
EDP	Electricidade de Portugal
ENI	Empresa italiana de petróleo y gas
EVE	Ente Vasco de la Energía
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Gazprom	Empresa rusa (recientemente privatizada) de gas
GDF	Gaz de France
GN	Gas Natural por gasoducto
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
ISO	Operador del Sistema Independiente
LH	Ley de Hidrocarburos
LNG	GNL
Mec/ME	Ministerio de Economía
Miner	Ministerio de Industria y Energía
NIOC	Empresa nacional de Irán de petróleo y gas
Omel	Operador del mercado eléctrico español
OTC	Over The Counter
PDVSA	Empresa pública venezolana de petróleo y gas
PEN	Plan Energético Nacional
REE	Red Eléctrica de España
RD	Real Decreto
RD-L	Real Decreto Ley
SEPI	Sociedad Estatal de Participaciones Industriales
Sonatrach	Empresa estatal argelina de petróleo y gas
TDC	Tribunal de Defensa de la Competencia
TOE	Toneladas de Petróleo Equivalente
TSO	Operador del Transporte y del Sistema
USD	Dólares de EE UU



## Regulación y competencia en el sector del gas natural en España. Balance y propuestas de reforma

**Luis Atienza Serna**

Economista, ex Secretario General de la Energía

**Javier de Quinto Romero**

Profesor agregado de Economía. Universidad San Pablo-CEU

El gas natural está llamado a desempeñar un papel creciente en el abastecimiento de energía primaria y en la demanda de energía final en el mundo, en la UE y en España. Ello se debe a varias causas. Entre otras, comparte el proceso *upstream* con el petróleo, los avances tecnológicos permiten llevarlo a mercados de consumo a costes cada vez menores, contribuye a la diversificación de fuentes de energía y al incremento de opciones al consumidor final, el desarrollo tecnológico ha permitido mejorar la eficiencia de la transformación de gas natural en electricidad y desarrollar procesos más eficientes de cogeneración de electricidad y vapor y, finalmente, su menor impacto medioambiental respecto de otras energías fósiles.

El gas es un producto homogéneo. Existen grandes dificultades para diferenciar el producto, por lo que la competencia es básicamente en precio. Su almacenabilidad es limitada y costosa, lo que constituye una limitación a la hora de desarrollar estos mercados.

Por el lado de la demanda destacan su baja elasticidad-precio y la gran predictibilidad de la demanda. Por el lado de la oferta, los ofertantes (al menos los que actúan en España) operan con una cartera de contratos de aprovisionamiento y existen dificultades para transmitir a la demanda las rigideces contractuales habituales en estos mercados internacionales de aprovisionamiento. Además, éste es un negocio con altas barreras de acceso.

En los momentos en los que se escriben estas líneas los mercados no admiten de buen grado la diversificación de las grandes empresas energéticas hacia otros negocios energéticos. Pero hay dos excepciones reseñables: el *middlestream* gasista (entre las grandes empresas que exploran y explotan yacimientos y las gasistas), y la integración gas-electricidad. Cada vez en mayor medida las compañías que suministran gas tienden a hacerse cargo del riesgo

del mercado eléctrico, pasando a ser la empresa que genera electricidad un mero maquilador. Además, en España carecemos de gas físico, por lo que tenemos que importarlo casi en su totalidad, contamos con una todavía escasa capacidad de almacenamiento, existe una gran concentración de la actividad de aprovisionamiento, que tiende a diluirse rápidamente con el paso del tiempo, y existe un imponente crecimiento de la demanda. La implementación de mecanismos para cumplir con el Protocolo de Kioto es una variable fundamental para elaborar proyecciones de consumo de gas, tanto en el mundo como en España.

A la vista de estas características y condicionantes, la regulación de la cadena de valor del gas en España (Ley 34/1998, su consiguiente desarrollo reglamentario) presenta las siguientes características básicas: segregación de actividades, gestor único del sistema gasista (Enagas), planificación de la red, mercado bilateral y a plazo, sistema de ATR regulado con tarifa tipo postal, tarifas integrales con revisión trimestral y cautelas regulatorias relativas a la seguridad en el suministro.

Para valorar la experiencia española hay que comenzar señalando el escaso tiempo transcurrido. Partíamos de una situación de monopolio que rápidamente se ha diluido. La serie de precios no es útil para valorar la experiencia. Además, la posición geográfica y la gran diversificación de suministros española implican costes algo mayores que en otros casos.

Con el tiempo se han diversificado los suministros y, con ello, ha aumentado la seguridad del sistema. De ello se han seguido beneficios, sobre todo para los grandes consumidores, que han disfrutado de varias ofertas. Pero la liberalización formal de todo el mercado, a partir del 1 de enero de 2003, consistente en el otorgamiento de la condición de cualificados a todos los consumidores y, por tanto, la plena libertad de elección de suministrador, no ha tenido el mismo éxito que tuvo dos años antes el mercado liberalizado de los grandes y medianos consumidores industriales. Esto se explica porque ha transcurrido poco tiempo y porque la tarifa doméstica sigue estando muy ajustada y ofrece una relativa protección ante la volatilidad de los precios de mercado. Y desde luego, el que una porción creciente del consumo de gas opte por el mercado sigue siendo una asignatura pendiente para el futuro. Por otra parte, la comercialización conjunta de gas y electricidad en España se va abriendo paso.

También hay que reseñar la reducción del tiempo de exclusividad de las autorizaciones (antes concesiones), la limitación de los periodos de pago del canon de conexión y la obligación impuesta a Gas Natural de desinvertir en Enagas.

La nueva Directiva de gas no es causa de tensión para el sistema regulatorio español, pero algunas de las actuaciones de los reguladores en el mercado de gas español han sido inconsistentes, incongruentes y arbitrarias.

Dada la anterior valoración, proponemos que en el futuro permanezcan los siguientes aspectos:



- Segregación del monopolio natural de las actividades en competencia.
- Responsabilidad del regulador en el aseguramiento de la cobertura de la demanda en cantidad y calidad.
- Asegurar la neutralidad de la red: la red debe estar segregada de los agentes, ya que sus actuaciones en caso de congestión o en su expansión pueden afectar decisivamente al mercado.
- Planificación obligatoria de redes e indicativa de las actividades en competencia
- Existencia de una tarifa de acceso a redes y de una tarifa integral con metodologías conocidas y transparentes.
- Avanzar en un tratamiento regulatorio cohesionado a nivel de la UE (conforme a las indicaciones de los sucesivos Foros de Gas de Madrid).
- Salvaguardias en materia de seguridad y diversificación del aprovisionamiento.

Finalmente presentamos las siguientes propuestas de cambios para ser debatidas:

- Desarrollo decidido de un mercado spot de ajustes de gas.
- Posibilidad de continuar con los denominados *gas release programs*, aunque reconocemos que pueden no ser ya imprescindibles. Pero, de haberlos, debe establecerse una metodología transparente de adjudicación, a diferencia de lo ocurrido anteriormente.
- Profundizar en un Mercado Ibérico del gas, que necesariamente estará condicionado por la moratoria en la aplicación de las Directivas en el caso portugués.
- Nueva orientación en el desarrollo de la infraestructura básica, para lograr un *hub* español o peninsular.
- Desarrollo de mercados financieros con activo subyacente de gas natural.
- Facilitar la integración con el mercado eléctrico y no obstaculizar tendencias integradoras de las empresas, siempre y cuando contribuyan a fortalecer el nivel competitivo en los mercados relevantes.
- Segregación accionarial de la red básica y gestor del sistema ubicado en Enagas
- Interacción distribución-comercialización: En principio, la actual segregación jurídica puede ser suficiente, si bien proponemos estudiar mecanismos de vigilancia y alerta que eviten posibles acciones verticales anticompetitivas.
- Objetivar el procedimiento de adquisición de gas para consumidores a tarifa.
- Nueva metodología para resolver congestiones en el acceso a la red básica, basada en lo que se denomina *market splitting*.
- Perseverar en las medidas para la seguridad de aprovisionamiento.
- Reorientar la CNE: reevaluar su papel y dotarla de mayores poderes regulatorios, a la par que profundizar en su independencia del poder político y de las empresas.



## Introducción

En la década de los 90 se ha ido desarrollando, en Europa y en el mundo, la introducción de competencia en los negocios de redes. En el sector del gas natural, al igual que en el eléctrico, se realiza separando las actividades de transporte y distribución, que constituyen un “monopolio natural”<sup>1</sup> y deben ser reguladas de la forma más eficiente posible, del aprovisionamiento (mercado mayorista) y de la comercialización (mercado minorista) que, con derecho de acceso a las redes, pueden abrirse a la competencia.

¿Por qué competencia?

- tal vez es el mejor incentivo, pero no el único, para controlar los costes de capital y de operación;
- es un excelente incentivo para favorecer la innovación tecnológica y la búsqueda de ventajas (Viscusi *et al.*, 1995);
- en un entorno competitivo, los consumidores no debieran asumir errores de los gestores de las empresas;
- el nivel de los precios se aproxima al coste marginal.

Hay muchas formas alternativas de organizar tal competencia y de regular las redes. La regulación debe ser estable, pero no estática. Debe responder a cambios en las condiciones macroeconómicas, a las necesidades de los demandantes, a las condiciones de la oferta o a las posibilidades tecnológicas. Pero los cambios regulatorios deben ser razonables, progresivos y, en la medida de lo posible, predecibles. Los agentes deben tener la capacidad de valorar el riesgo regulatorio, especialmente en sectores como el energético, en el que el factor clave del éxito es la inversión y los periodos de maduración son largos (Ariño y López de Castro, 1998).

---

<sup>1</sup> Situación en la que se presentan altos costes de inversión y costes marginales decrecientes o nulos, por lo que la duplicidad de redes o inversiones o bien implica repercutir costes muy superiores al consumidor, o bien márgenes muy inferiores a las compañías.

El gas natural está llamado a desempeñar un papel creciente en el abastecimiento de energía primaria y en la demanda de energía final en el mundo, en la UE y en España. La razón estriba en su contribución a la diversificación de fuentes de energía y al incremento de opciones del consumidor final, en el desarrollo tecnológico –que ha permitido mejorar la eficiencia de la transformación de gas natural en electricidad y desarrollar procesos más eficientes de cogeneración de electricidad y vapor– y en el menor impacto medioambiental que otras energías fósiles.

Las especiales características del gas natural en España (carencia de producción propia, mercado todavía inmaduro que requiere fuertes inversiones, y su todavía escaso tamaño), junto a otras características más generales (volatilidad de precios, asimetría de riesgos entre agentes, convergencia con el mercado eléctrico,...) añaden dificultades particulares al desarrollo del mercado del gas en España.

Este trabajo pretende realizar un balance del proceso llevado a cabo desde hace décadas, y especialmente con las reformas del Gobierno del PP a partir de 1996, proceso en el que, al igual que en la electricidad, aunque tal vez en menor medida, afloran algunas incoherencias y contradicciones. Y es que los modelos por los que se opta (sean estos competitivos o no) suelen adecuarse correctamente durante los primeros tiempos, pero, pasado un número de años, se evidencian efectos no deseados, disfunciones o distorsiones, que afectan tanto al diseño del modelo como al proceso de transición y que primero aconsejan la revisión de muchos parámetros del modelo, para finalmente dar paso a un modelo nuevo.

El trabajo también pretende, a partir de las experiencias tanto española como comparadas, elaborar unas propuestas de reforma para fortalecer y consolidar un modelo de regulación para la competencia en beneficio de los consumidores. El objetivo es para un país sin producción, con elevadas tasas de crecimiento del consumo y cierto aislamiento energético buscar la coherencia entre la estructura sectorial y el modelo regulatorio, proponer los cambios básicos para favorecer la competencia, reorganizar los mercados para reducir el poder de mercado de los agentes, garantizar la coherencia entre las regulaciones eléctrica y gasista y establecer un procedimiento de regulación que garantice transparencia, consistencia y predictibilidad, minimizando el “riesgo regulatorio”.

Con el fin de poner en perspectiva y razonar dichas propuestas, se realiza un breve análisis de la evolución sectorial, se explica con brevedad el modelo por el que ha optado el gobierno del PP y se sintetizan los aspectos positivos y negativos que hoy parecen aflorar.

De todo ello y de las condiciones que imponen las Directivas de la UE, los autores pretenden resaltar las bases y elementos del actual modelo que deben permanecer y, además, las propuestas de cambio que se someten al juicio del lector.

# 1. Antecedentes y consideraciones iniciales sobre el mercado de gas en España

## 1.1 Generalidades relativas al gas natural

A continuación se exponen algunas características generales tanto de la materia prima como de la cadena de valor del gas natural, que ayudarán al lector no iniciado a comprender el sector, a la vez que se identifican ciertas restricciones en la forma de organizar el mercado de gas y sus reglas. Por motivo de espacio las líneas que siguen son simplificadoras. Para mayor detalle puede consultarse Quinto (2001) o Álvarez Pelegry y Valvas (2003).

El gas natural (básicamente metano, y otros gases en proporciones mínimas, presenta las siguientes características:

- alto rendimiento energético: su poder calorífico varía habitualmente entre 9.000 y 12.500 Kwh/Nmetros cúbicos<sup>2</sup> (Nm<sup>3</sup>), y es mayor cuanto menos gases asociados contenga (normalmente nitrógeno y helio);
- no requiere transformaciones relevantes: se consume tal y como se encuentra, si bien recibe algunos tratamientos: eliminación de gases ácidos, CO<sub>2</sub> y SH<sub>2</sub>, deshidratación y eliminación de otros compuestos para adaptarse a las especificaciones generales, odorización (se trata de añadir muy pequeñas cantidades de compuestos de azufre para que se puedan detectar fugas por el característico “olor a gas”);
- es almacenable a escalas bastante grandes, a diferencia de la electricidad. Pero su almacenamiento es más complejo y costoso que el de los productos petrolíferos;
- precisa ser recomprimido periódicamente en su transporte a largas distancias, lo que se traduce en que éste es el componente del coste más importante en el ciclo del gas natural;

---

<sup>2</sup> Nm<sup>3</sup> (unidad de medida de volumen que ocupa un gas a 0° de temperatura y a 1,01325 bares de presión).

- uso sencillo y limpio: su consumo y manipulación son más limpios que los del carbón, fuel oil o el gasóleo, energías finales con las que compete. Su manipulación resulta más sencilla que la de la energía nuclear y del carbón como energía primaria para generar electricidad;
- versatilidad: es energía primaria y energía final al mismo tiempo;
- ecológicamente limpia: su combustión apenas produce otros subproductos que no sea el CO<sub>2</sub> (Tabla 1).

El gas natural es también utilizado como materia prima en la industria química o de fertilizantes, pero en este trabajo nos referiremos sólo a su faceta de combustible, que es con gran diferencia la más utilizada.

El gas compete con prácticamente cualquier energía primaria para generar electricidad, así como para generar calor en procesos industriales. Compete como energía final (Gráfico 1) con la electricidad y el gasóleo en los hogares, y de forma incipiente con las gasolinas y gasóleos en automoción (en España hay más de 700 vehículos urbanos que utilizan gas natural como combustible), con 22 estaciones de servicio de gas natural comprimido (GNC). En Brasil funcionan con GNC 600.000 vehículos y en Argentina 1.100.000.

El gas natural no debe confundirse con los gases licuados del petróleo (GLP), que son los procedentes del proceso de refinado del petróleo. Los GLP son el propano y el butano, que se encuentran también presentes en el gas natural, pero en proporciones mínimas. Los GLP son distintos al gas natural, no sólo en su composición física sino difieren también en su proceso de elaboración (los GLP son un producto del refinado del petróleo, frente al gas natural que tal y como se encuentra se puede consumir, solo o asociado al petróleo).

Las características de la economía y la regulación de los GLP y su futuro no son en absoluto parecidos a los del gas natural. Por ello, y con el fin de no introducir confusión, en este trabajo no trataremos la problemática de los GLP.

---

**Tabla 1. Emisiones estándar para diferentes tecnologías en generación eléctrica (grs/Kwh)**

---

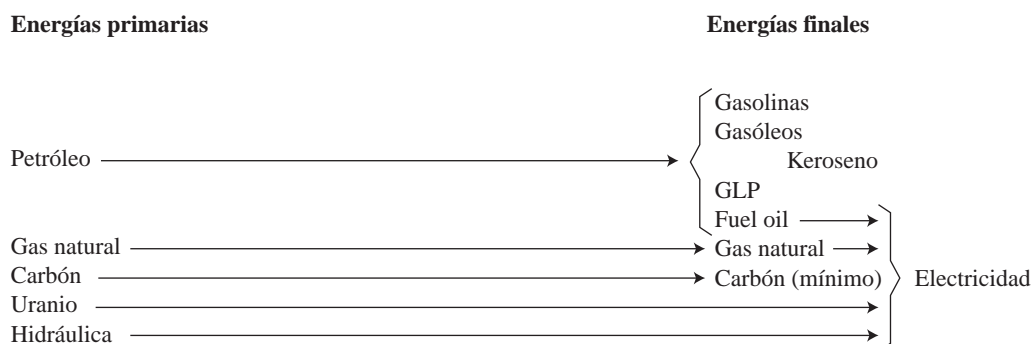
	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	N <sub>2</sub> O
Carbón	909	12,60	4,10	0,45
Fuel oil	727	8,00	2,60	0,42
Gas natural	482	0,01	1,00	0,19
Gas natural CCGT	316	0,00	0,27	0,13

---

Fuente: Impacto medioambiental del gas natural frente a otras energías.  
Universitat de Barcelona. Fundació Bosch i Gimpera

---

## Gráfico 1. Energías primarias y finales



### 1.2 Panorama mundial del gas natural

Al tratarse de un hidrocarburo, la investigación, exploración y explotación del gas natural no difieren substancialmente de las del petróleo. Es decir, se encuentra normalmente en yacimientos con características geológicas iguales a las de los yacimientos de petróleo o asociado a este. Cuando se halla gas asociado a petróleo, se habla de “gas húmedo”, frente al “gas seco” que es cuando no hay petróleo asociado al yacimiento.

En la ya más que centenaria historia de los hidrocarburos debemos señalar que tradicionalmente las compañías han preferido encontrar petróleo en lugar de gas, toda vez que el petróleo estaba más valorado por el mercado, lo que era más evidente especialmente en aquellas áreas distantes de los grandes centros consumidores de gas, que son, obviamente, EE UU, Europa y Japón. Por ello, y muy especialmente en aquellas zonas alejadas de dichos mercados, la exploración se ha centrado en formaciones de tamaño suficiente, en las que era factible encontrar petróleo, y casi siempre se ha reducido el esfuerzo exploratorio en zonas en las que sólo podía haber gas, por ejemplo en formaciones geológicas favorables, pero a gran profundidad.

Por otra parte, la mayoría de las veces en el pasado se desaprovechaba el gas asociado a yacimientos de petróleo (era quemado en antorcha), ya que no se estaba en disposición de encontrar aplicaciones a dicho gas. Visto con la óptica de hoy día, el desaprovechamiento del gas durante décadas ha sido enorme. Está por hacerse un cálculo razonable en términos energéticos y económicos de tal fenómeno.

En cuanto a su existencia y ubicación, podemos afirmar que el gas natural es muy abundante, y sin duda lo será aún más en el futuro. Los hallazgos de gas natural han ido incre-

mentándose, incluso a mayor velocidad que los de petróleo, al menos de 1970 a 1990, de forma que la ratio reservas/producción (R/P) mundial de gas hoy día se sitúa en torno a 60 años (Gráfico 2), bastante por encima de los 40 años del petróleo (Gráfico 3).

A finales de 1978 las reservas mundiales de gas eran de 71.300 bcm, a finales de 1988, de 112.000 bcm, y a finales de 2001, de 155.100 bcm.

Es reseñable que las reservas de gas natural, además de relativamente más duraderas que las de petróleo, están mejor distribuidas, es decir, menos concentradas que las de petróleo en el mundo. Los Gráficos que se presentan a continuación para gas (Gráfico 4) y petróleo (Gráfico 5) son suficientemente explicativos.

### 1.3 Comercio mundial de gas natural

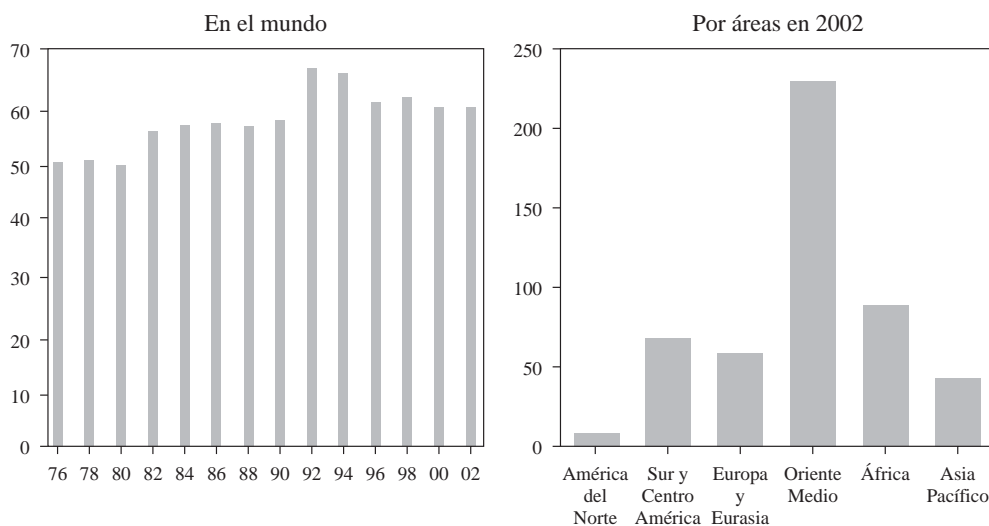
En los últimos 25 años ha ocurrido algo realmente importante en la historia de los hidrocarburos: la valoración del gas. Efectivamente, ante

- la creciente sensibilización por los problemas medioambientales y por el uso de los recursos no renovables,

---

**Gráfico 2. Ratio Reservas/Producción gas natural**

---



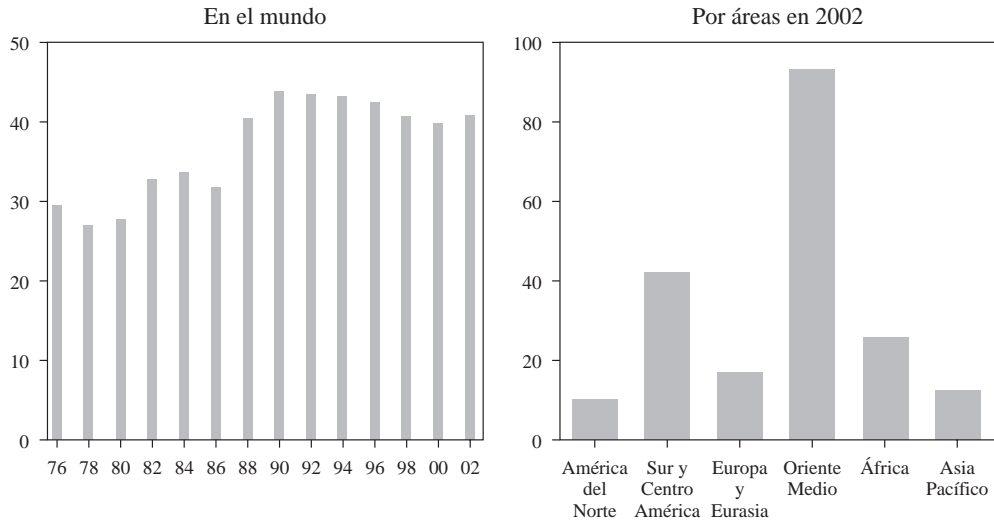
La ratio a nivel mundial cayó a 60,7 años en 2002 a pesar de que la producción creció un 1,4%. Las reservas de gas se mantuvieron en los niveles de 2001.

Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

---



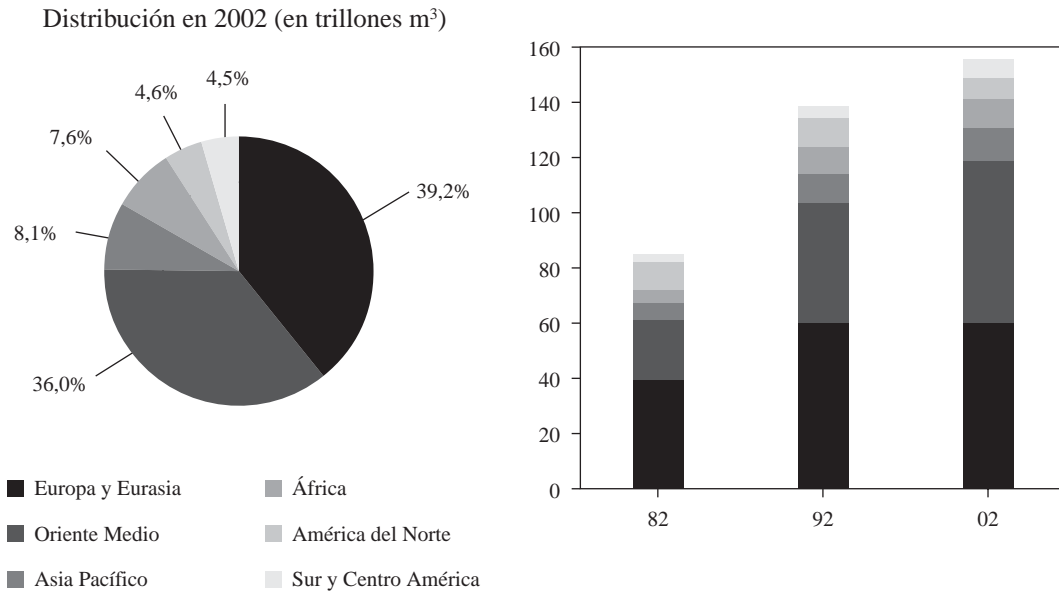
**Gráfico 3. Ratio Reservas/Producción petróleo mundial**



La ratio R/P de petróleo en el mundo se incrementó en 2002 a 40,6 años.

Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

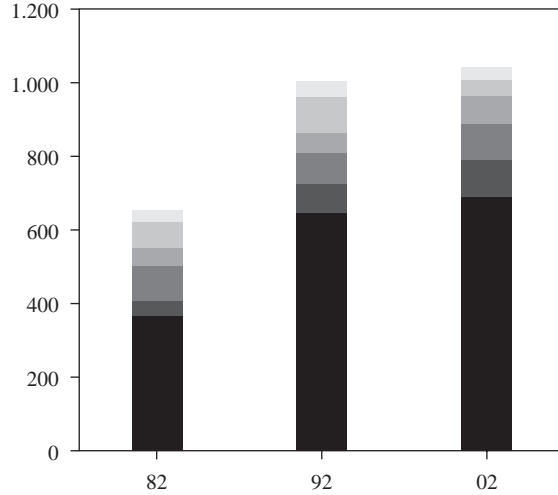
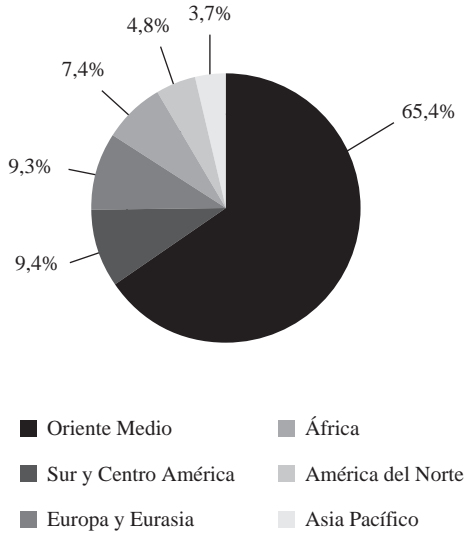
**Gráfico 4. Distribución de las reservas mundiales de gas**



Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

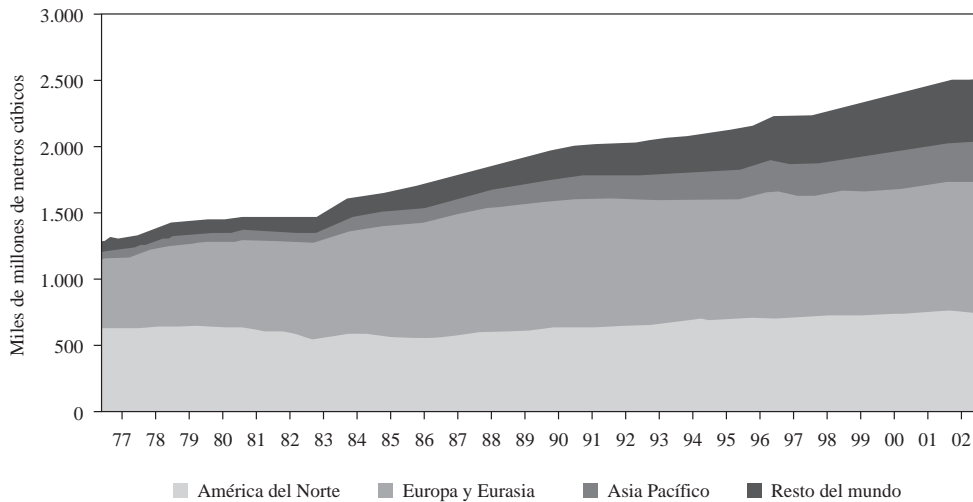
### Gráfico 5. Distribución de las reservas mundiales de petróleo

Porcentaje sobre mil millones de barriles



Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

### Gráfico 6. Producción mundial de gas natural



La producción ha continuado creciendo en 2002 a pesar de la caída en EE UU. El crecimiento de la producción fue especialmente en la región Asia Pacífico.

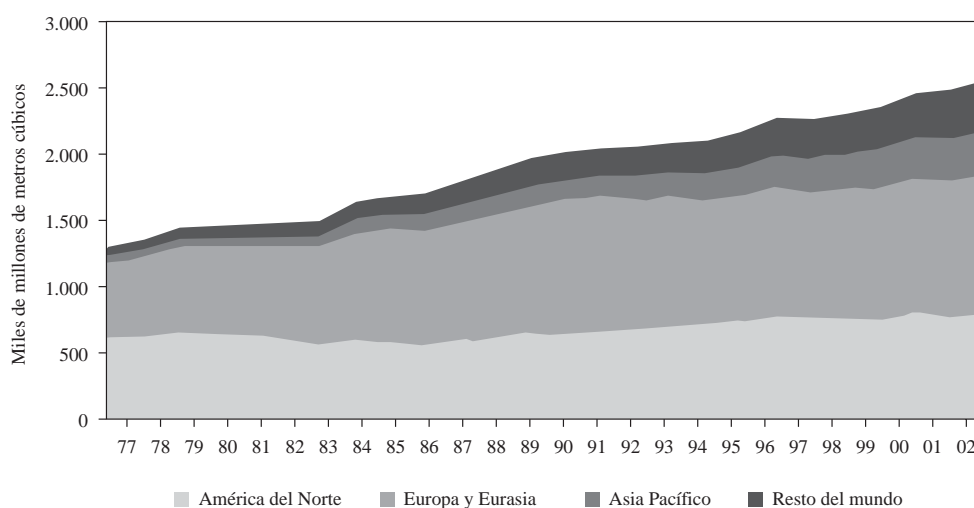
Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

- los avances tecnológicos en la cadena de valor de los hidrocarburos,
- los costes de inversión decrecientes,
- el entorno de bajos tipos de interés y de tipos de cambio relativamente estables,

el gas natural aparece como una opción energética válida, como una nueva oportunidad, y como una realidad. Aunque nos falta la perspectiva temporal suficiente, creemos que con el gas natural está ocurriendo un fenómeno parecido al de antaño con el petróleo, en el sentido de que, conforme se le van encontrando nuevas aplicaciones, aumenta su valoración, se busca con más ahínco y aparecen nuevas reservas. Además, a medida que los cambios tecnológicos van haciendo caer barreras económicas y de distancia, aparecen nuevas reservas de gas.

Dados los grandes costes de transportar gas, en un primer momento se extendió su consumo a lugares cercanos a los yacimientos. Así, Irán, segundo país del mundo por reservas, es un gran consumidor de gas. Pero todavía no lo exporta, porque está alejado de los grandes mercados. Los Gráficos 6 y 7 nos aproximan al panorama de producción y consumo mundial.

**Gráfico 7. Consumo mundial de gas natural**



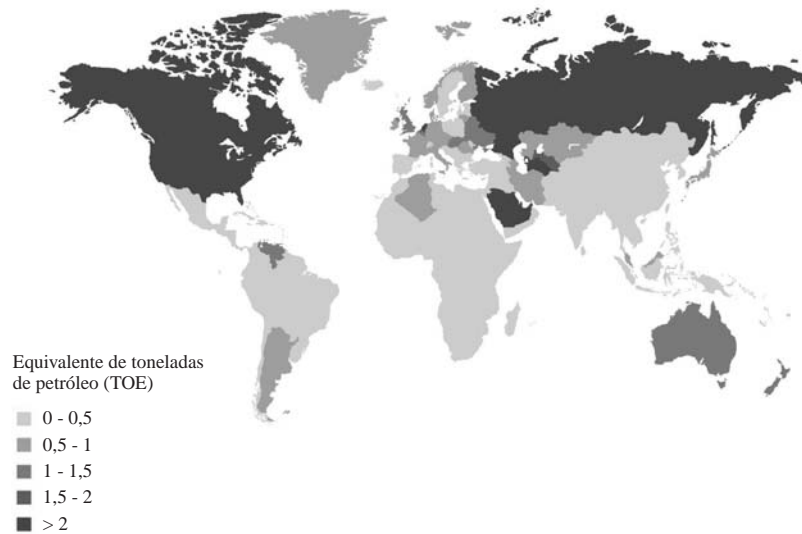
El crecimiento del consumo global de gas en 2002 fue relativamente fuerte, un 2,8 %, en relación con la tasa de crecimiento medio de los últimos diez años que fue del 2,2 % anual.

Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

---

## Gráfico 8. Consumo per cápita de gas en el mundo

---



---

Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

---

Podemos observar que ambas variables –producción y consumo– crecen aceleradamente en el tiempo. Y también que por grandes áreas geográficas se presenta un cierto equilibrio entre producción y consumo, si bien en estos Gráficos Rusia se asimila al área europea.

El Gráfico 8 identifica los grandes centros de consumo de gas (per cápita) en el mundo. Nótese que Europa no destaca en la misma medida que EE UU o Rusia.

Finalmente, en el siguiente apartado se presentan los movimientos internacionales de gas. Dos áreas que no son grandes consumidoras per cápita de gas como Europa (sin Rusia) o Japón, dado que no tienen gran producción propia, resultan ser los grandes destinatarios del comercio internacional de gas.

### 1.4 Transporte y almacenamiento

Hoy hay dos formas básicas de transportar el gas natural desde el yacimiento a los puntos de consumo:

- Gasoducto.
- Cadena de gas natural licuado (GNL).

En el Gráfico 10 (pág. 22) se indica cuál es la opción más económica entre estas dos alternativas, en función de la distancia.

El primer gasoducto data de 1891 en que llega a Chicago procedente de Indiana. En 1959 se produce el primer transporte marítimo experimental de GNL entre Lake Charles (Louisiana) y Canvey Island (Reino Unido).

El transporte por gasoducto requiere la determinación de dos aspectos esenciales:

- la definición de una determinada ruta, lo que implica habitualmente la declaración de utilidad pública de dicho tendido, y un régimen de expropiación para proceder al tendido;
- la definición del diámetro y grosor del tubo (y su resistencia a determinada presión) y de las unidades de compresión intermedias necesarias.

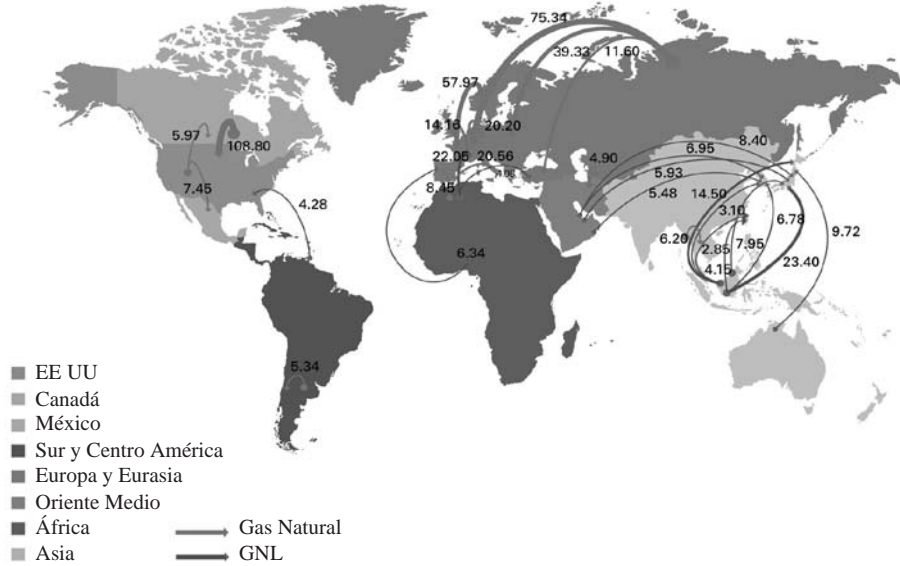
La presión máxima a la que circula el gas suele estar regulada de forma autónoma en cada país. Así, en Francia es 67,6 bar, en Italia 70 bar, y en España 72 bar. Es importante señalar que el gas transportado por gasoducto pierde presión a lo largo del recorrido (y se vuelve a comprimir cada cierta distancia). Hay una presión máxima que puede o debe soportar cada tubo y una presión mínima, lo que está relacionado de alguna forma con la calidad del suministro. A presiones menores, dado un determinado diámetro del tubo, la capacidad de atender la demanda es menor.

Por todo ello, resulta bastante importante para el gestor del tubo (o de la red) conocer con detalle la demanda, por horas si fuese posible. Y esto no es fácil, porque la demanda en cada punto de la red depende de muchos factores, muchos de ellos difíciles de predecir, como la temperatura. Si se nomina (compromete) la capacidad del tubo al 100% de presión máxima, la flexibilidad para atender la demanda (al alza) es cero; en cambio, si no se nomina el 100% de la máxima presión, se tiene mayor flexibilidad para atender aumentos de la demanda.

Por su parte, una cadena de GNL consta de un sistema de transporte desde el yacimiento a la planta de licuefacción, que habitualmente está en zonas costeras y que suele incluir instalaciones de almacenamiento; de un sistema de transporte marítimo a través de buques metaneros; de una planta de regasificación en el lugar de destino, con sus instalaciones de almacenamiento, y de una red de transporte y distribución desde esa planta hasta los puntos de consumo de gas en los mercados finales.

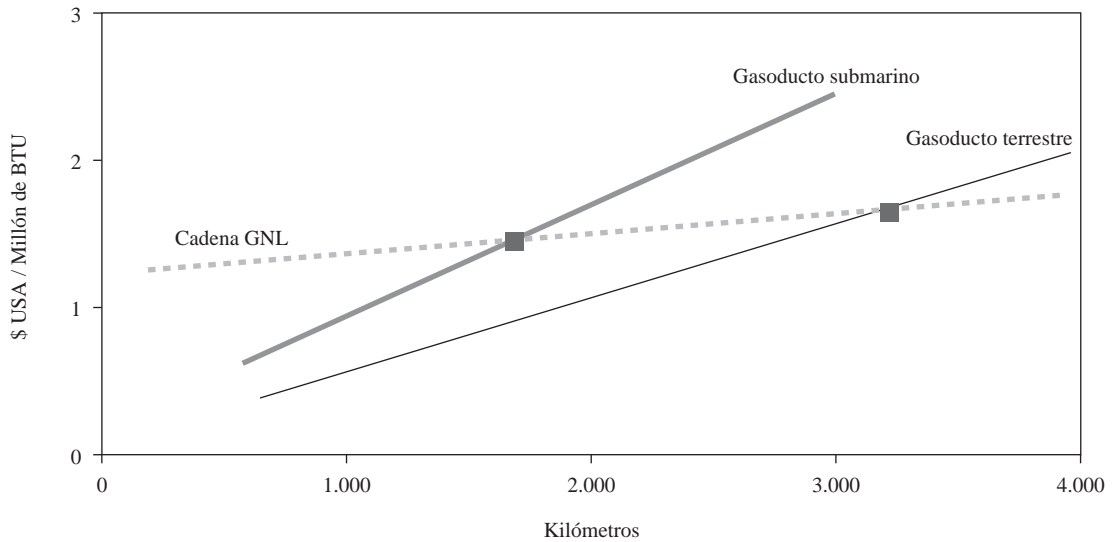
La licuefacción del gas natural permite almacenar y transportar por barco gas a presión atmosférica en forma líquida a  $-160^{\circ}\text{C}$ . Estos procesos suelen producir un  $\text{m}^3$  de gas líquido (que pesa menos de 500 kgs.) por  $600 \text{ m}^3$  de gas. Es decir, en estado líquido, a igualdad de volumen, el gas contiene unas 600 veces más energía que en estado gaseoso.

### Gráfico 9. Comercio internacional de gas (GN y GNL)



Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

### Gráfico 10. Costes del transporte del gas natural



A partir de unos 1.900 Kms. resulta más barato el transporte en barcos de GNL.

Fuente: Gas Natural S.A.

Aparte de esto, existen algunas plantas destinadas a cubrir puntas de demanda, en las que el gas se licúa en los periodos de menor demanda (habitualmente verano) y se gasifica en periodos de alta demanda (invierno).

En el mundo, el 75% del gas natural consumido es gas canalizado y el 25% es gas licuado. En la Tabla 2 (pág. 24), se pueden observar cuáles son las plantas de licuefacción operativas en el mundo a finales de 1998.

Obviamente, las capacidades de licuefacción han aumentado desde entonces (en Omán, en Qatar con Ras Laffan Gas, en Trinidad y Tobago, en Nigeria, en Malasia y en Indonesia) y lo seguirá en el futuro (en Egipto, en Venezuela, tal vez en Irán...).

En el caso del gas natural, los costes fijos son elevados en comparación con los variables o con los marginales (incrementar el gas transportado en una unidad).

A su vez, el almacenamiento del gas tiene gran interés en la medida en que

- incrementa la seguridad en el suministro, toda vez que, ante determinadas circunstancias imprevistas o de fuerza mayor en la cadena de suministro, puede garantizarse el abastecimiento al menos durante cierto tiempo;
- facilita el equilibrio estacional y diario de carga;
- podría ser un factor impulsor del desarrollo de transacciones, en la medida en que permite asegurar consumos no sólo de forma instantánea sino en el tiempo. Dicho en otras palabras, permite una mayor modulación de la demanda;
- puede contribuir a reducir la volatilidad de precios;
- finalmente, apoya la optimización del sistema gasista, debido a que incrementa la capacidad de transporte sin necesidad de construir nuevos gasoductos, y ayuda a optimizar el uso de las plantas de regasificación.

Las plantas de licuefacción y de regasificación tienen cierta capacidad de almacenamiento, y, por tanto, de regulación, pero habitualmente se buscan otros almacenamientos, que hay que preparar y controlar, normalmente ubicados en antiguos yacimientos o minas de sal abandonadas. Los almacenamientos permiten atender con eficacia la modulación de la demanda en cada momento, además de aportar seguridad en el suministro.

**Tabla 2. Plantas de licuefacción operativas**

Localización	País	Capacidad anual Mt/año	Fecha inicio	Propietario
Kenai	EE UU	1,3	1969	Philips Marathon
Arzew GL 4Z	Argelia	0,7	1964	Sonotrach
Arzew GL 1Z	Argelia	7,8	1978	Sonotrach
Arzew GL 2Z	Argelia	7,8	1981	Sonotrach
Arzew GL 1K1	Argelia	2,8	1972	Sonotrach
Arzew GL 1K2	Argelia	3,0	1981	Sonotrach
Marsa El Brega	Libia	1,3	1970	NOC
Das Island	Abu Dhabi	5,5	1977	AD GAS
Lumut	Brunei	6,6	1942	Brunei LNG
Bontang 1	Indonesia	5,2	1977	PTBADAK
Bontang 2	Indonesia	5,2	1983	PTBADAK
Bontang 3	Indonesia	2,6	1989	PTBADAK
Bontang (Tren F)	Indonesia	2,6	1993	PTBADAK
Arun 1	Indonesia	6,0	1978	PTARUM
Arun 2	Indonesia	4,0	1984	PTARUM
Arun 3	Indonesia	2,0	1986	PTARUM
Bintulu 1	Malasia	7,5	1983	MLNG1
Bintulu 2	Malasia	8,4	1995	MLNG2
Burrup	Australia	7,5	1989	NWS
	Qatar	4,5	1996	Qatar Gas

Fuente: World Gas Report.

## 1.5 Los contratos internacionales de gas

Históricamente los precios y las condiciones de compra-venta del gas natural en todo el mundo han reflejado la rígida estructura de este singular hidrocarburo, siendo, por tanto, un mercado tradicionalmente dominado por la oferta.

La relación comprador-vendedor ha venido siendo estrictamente bilateral y ha estado muy laboriosamente condicionada por ambas partes. El comprador, casi siempre, ha tenido escasas alternativas de suministro y una alta concentración de riesgo (asimetría de plazos y condiciones entre compromisos de compra y sus ventas a consumidores). Por otro lado, el vendedor tampoco tenía demasiadas alternativas de venta y también asumía altos riesgos en la recuperación de las (entonces) costosas inversiones para poner en marcha una planta de licuefacción con el correspondiente gasoducto asociado.

Como consecuencia de ello, las relaciones comerciales y contractuales estaban plagadas de numerosas cláusulas de salvaguardia por ambas partes, siendo dominantes las denomi-



nadas cláusulas *take or pay*, el aseguramiento del pago de unas cantidades mínimas anuales o plurianuales, al margen de que las cantidades efectivamente retiradas hubieran sido menores.

Hoy en día, las cláusulas *take or pay* son algo más flexibles, o, si se prefiere, el *take or pay* se refiere a periodos de tiempo bastante más largos que en el pasado, para lo que se utilizan medias móviles. Los términos habituales en este tipo de cláusulas son:

- *Annual Contract Quantity*: Cantidad nominal anual contratada. Es lo que a largo plazo se espera se retire como media anual.
- *Daily Contract Quantity (DCQ)*: Cantidad máxima diaria que el vendedor pone a disposición del comprador.
- *Annual Maximum Quantity*: Sería el DGQ multiplicado por los días del año en los que, bien el gasoducto, bien la planta de licuefacción, está disponible.
- *Annual Minimum Quantity*: La cantidad mínima contractual, es el compromiso realmente afectado por el *take or pay*. A veces esta cantidad puede considerarse como media móvil de los últimos n años.

Habitualmente la dureza del *take or pay* se diluye con alguna cláusula *make up*, que significa que el comprador tiene derecho a recuperar (sin coste para él) las cantidades afectadas por el *take or pay* durante un cierto tiempo, siempre que se respeten las cantidades máximas por retirar según el contrato.

Otra cláusula habitual es la denominada *carry forward*, que viene a ser la posibilidad de compensar cantidades tomadas por encima del nivel mínimo en años anteriores en los momentos en los que el comprador no está llegando a los niveles mínimos requeridos en el contrato.

Por otra parte, los contratos se establecían por plazos muy largos: 20 ó 30 años habitualmente, con el fin de asegurar la amortización de la inversión en las cadenas de GNL o gasoductos, instalaciones portuarias, buques metaneros y demás activos.

La justificación de las cláusulas *take or pay* y de los plazos contractuales tan largos puede encontrarse en evitar comportamientos oportunistas por parte de los agentes. En efecto, los contratos de aprovisionamiento también llevan por lo general una cláusula de “cambio de circunstancias”, por la que las partes acuerdan revisiones periódicas, habitualmente cada tres o cuatro años, de las fórmulas de actualización del precio en función de los cambios habidos en el mercado durante el periodo transcurrido desde la última revisión, fijándose también los mecanismos de arbitraje para el caso de no llegarse a un acuerdo.

Otras salvaguardias en los contratos (éstas por parte del comprador) suelen ser las cláusulas de exclusividad de venta, indexaciones de precios de diversos tipos, aseguramiento de suelos y techos de precios, y tramos de cantidades crecientes a precios decrecientes, entre otras.

En otras palabras, cuando antes vendedor y comprador se unían comercialmente casi de por vida, estas relaciones contractuales bilaterales estaban plagadas de las salvaguardias que proponían ambas partes: cláusulas *take or pay* junto a cláusulas de exclusividad en la venta, y normalmente indexación de los precios del gas al petróleo o a los productos petrolíferos.

Los contratos de suministro de gas incluyen por lo general fórmulas de actualización de precios o escaladores. Pero la necesidad de valorar el gas por parte de antiguos y nuevos ofertantes, el abaratamiento relativo de las inversiones y de los costes de transporte, la desregulación e introducción de competencia en los grandes mercados consumidores de gas están cambiando la orientación del mercado y las formas de comerciar y contratarlo.

Hay que destacar que en los últimos años han crecido notablemente el tendido de gasoductos y los trenes de licuefacción y plantas regasificadoras en todo el mundo, de forma que existe un comercio internacional de gas natural que progresa aceleradamente y que posibilita aumentos de producción y consumo casi en cualquier parte del mundo.

## 2. Descripción de los mercados mayoristas y minoristas de gas en España, la red básica y el gestor de la red

### 2.1 Características estructurales de la cadena de gas en España

**Carencia de oferta española de gas físico.** En España no tenemos ni reservas ni producción significativa de gas. Dependemos en casi el 100% de las importaciones, dependencia que es nula en los casos británico<sup>3</sup>, holandés o noruego y que es mucho menor en el caso de Irlanda (31%), Italia (67%) o Alemania (77%).

Somos un país que importa casi el 100% del gas que consume (Tabla 3), y con bastante dependencia (cerca del 57% en 2002) de un solo suministrador extranjero, Sonatrach de Argelia, a pesar de que a lo largo del tiempo hemos ido diversificando los países de los que nos aprovisionamos, tendencia que previsiblemente continuará.

**Tabla 3. Aprovisionamiento de gas a España en 2002**

	bcm	%
Nacional	0,5	2,3
Argelia (GN)	6,3	29,2
Argelia (GNL)	5,9	27,8
Libia (GNL)	0,6	3,0
Noruega (GN)	2,3	10,6
EAU + Qatar (GNL)	3,7	17,4
Nigeria (GNL)	1,6	7,5
Trinidad Tobago (GNL)	0,5	2,2
<b>Total</b>	<b>21,4</b>	<b>100,0</b>

Fuente: CNE.

<sup>3</sup> Reino Unido pronto será importador de gas, para lo que se están ya construyendo plantas de regasificación.

Hay que señalar que España, junto a Japón, es el país del mundo que tiene más diversificados los aprovisionamientos.

**Escasa capacidad de almacenamiento.** Están operativos el almacenamiento *off shore* de Gaviota, Vizcaya (6.639 Gwh de gas útil) y los almacenamientos de Serrablo, Huesca (Aurín y Jaca, 6.547 Gwh de gas útil). Existen planes para el acondicionamiento de formaciones geológicas en Santa Bárbara (Yela, Guadalajara), Reus (Tarragona) y Sariñena (Huesca), con previsión de comenzar a inyectar gas en 2005 y 2006. El resto de los almacenamientos son depósitos anejos a las plantas de regasificación. Aún así, la escasa capacidad de almacenamiento en España, apenas un 6% del consumo, constituye un punto débil de cierta importancia para el desarrollo del mercado gasista.

La Ley española obliga a mantener unas existencias mínimas de seguridad de 35 días de consumos firmes de gas. Los 2,1 bcm de almacenamiento español hoy vienen a equivaler a 30 días de consumo. Es posible, si se cumplen las previsiones de desarrollo de nuevos almacenamientos, que, a pesar del crecimiento previsto del consumo, se encuentre el equilibrio legal (los mencionados 35 días) sobre el año 2006, para llegar a cerca de 45 días en 2010.

**Concentración de la actividad de aprovisionamiento, que tiende a diluirse con el paso del tiempo.** Gas Natural aportó en el año 2002, para sus contratos de suministro en el mercado liberalizado, el 36% del gas natural que abastece el mercado nacional, que medido en unidades energéticas supone 232.988 GWh. en total. El origen de los aprovisionamientos de Gas Natural está bastante diversificado.

Es necesario señalar que Gas Natural también es el responsable del aprovisionamiento de gas natural a Enagas, empresa que dispone de una cuota de aprovisionamiento del 45% del mercado nacional que representan los clientes a tarifa. Por lo tanto, Gas Natural introduce en el sistema nacional el 81% del gas que abastece al mercado y que agrupa tanto a consumidores liberalizados como a consumidores a tarifa.

Dado el escaso tiempo transcurrido desde la aprobación de la Ley de Hidrocarburos, que nuevos agentes se hayan hecho con el 19% del aprovisionamiento total es reseñable.

Con datos de la CNE hasta el tercer trimestre de 2003, la desconcentración horizontal en el aprovisionamiento y la comercialización han continuado avanzando, de forma que:

- el mercado ha ido ganando terreno a la tarifa integral. A 30.09.03, el mercado suponía el 69% del consumo total de gas y la tarifa, consiguientemente, el 31%. Estas cifras del mercado de gas se comparan muy favorablemente con el mercado eléctrico, que sólo ocupaba (también a 30.09.03) el 29,5% del consumo (y, por tanto, los suministros a tarifa, el restante 70,5%);
- dentro del mercado liberalizado del gas, a 30.09.03, Gas Natural tenía una cuota de

comercialización del 56,9% (le seguían Iberdrola con el 12,2%, BP con el 11%, Cepsa con el 6,1%, Shell con el 4,1%, Endesa con el 3,5% y otros);

- en el suministro a tarifa, a 30.09.03, la cuota de comercialización de Gas Natural era del 77,1%, seguido de Naturcorp con el 16,5%, Endesa el 4,2% y otros.

Gas Natural realiza la actividad de distribución mediante la participación en distintas distribuidoras regionales. Las participaciones accionariales en las distribuidoras regionales otorgan a Gas Natural una cuota en la distribución que supera el 85% del total nacional.

Parte importante de esta dinámica de mercado se ha debido a la subasta del 25% del contrato de Gas Natural con Argelia por gasoducto, a la que nos referiremos más adelante, pero también a que son agentes activos importantes multinacionales petroleras con producción de gas.

**Imponente crecimiento de la demanda.** En 1985 el gas natural suponía el 3,1% de la energía primaria consumida en España. En 2002 ha supuesto el 14,5%.

Al gas como energía primaria y final se le augura un futuro esplendoroso en todo el mundo, Europa incluida. La AIE (World Energy Outlook) prevé para 2020 que 1/3 de la energía primaria en Europa será gas natural (actualmente representa el 24%), y que los crecimientos de la demanda hasta entonces estarán soportados, sobre todo, por la instalación de centrales eléctricas de ciclo combinado. En la UE, entre el 50 y el 60% de las nuevas inversiones en generación de electricidad actualmente son ciclos combinados de gas. En la década comprendida entre 1987 y 1997 la demanda mundial creció un 25,1%, en la OCDE un 36,6%, en la UE un 41,8% y en España un 311,1%.

Entre 1992 y 2002 el consumo de gas natural en España ha crecido a una tasa acumulativa del 12,3% anual, multiplicándose por 3 en ese período, frente al 3,5% anual de tasa de crecimiento en el conjunto de la UE. Los consumidores domésticos han pasado de 2.142.000 a 4.840.000. Se han duplicado los consumidores comerciales e industriales. La red de gasoductos ha pasado de los 18.000 a los 44.000 Kms.

La planificación de los sectores de electricidad y gas 2002-2011, aprobada por el Gobierno, prevé que se duplique la demanda de gas natural en ese período (un 8,5% de crecimiento anual), pasando de 21,1 bcm a 43,9 bcm. El gas natural pasaría de representar el 14,2 % del consumo de energía primaria en 2002 al 22,5% en 2011. Se prevé que la demanda de gas para uso doméstico y comercial se duplique en ese período, que la demanda de gas para consumos industriales se multiplique por 1,5, y que la demanda para la generación de electricidad llegue a alcanzar 1/3 del consumo total como resultado de que al final de esta década un 34% de la generación de electricidad se efectuará a partir del gas natural.

Dentro de estas buenas perspectivas de la demanda, particularmente para España, hay que señalar que los rápidos y sucesivos cambios en el calendario de elegibilidad favorecen sobremanera el desarrollo del mercado.

Hay que hacer mención a que la implementación de mecanismos para cumplir con el Protocolo de Kioto constituye una variable fundamental para elaborar proyecciones de consumo de gas, tanto en el mundo como en España.

En la medida en la que se desarrolle el comercio de emisiones en la UE y se implementen otros mecanismos que promuevan el ahorro de CO<sub>2</sub>, el gas natural continuará incrementando su participación en el conjunto de energías primarias.

## **2.2 Conformación de la organización de la industria gasista en España**

A pesar de que los orígenes del uso del gas en España se remontan a 1842, cuando se inaugura en Barcelona la primera fábrica de gas de hulla y parte de la red de distribución, el desarrollo del proceso de introducción del gas natural en la dieta energética española es tardío.

El desarrollo del gas natural en España presenta una serie de etapas claramente diferenciadas:

- 1969-1985. Inicio (tardío y problemático) de la gasificación (con Cataluña como excepción).
- 1985-1990. Rápida penetración del gas en consumos domésticos de grandes núcleos, y en algunas industrias.
- 1990-1994. Integración horizontal y vertical del sector. Continuación del desarrollo.
- 1994-2000. Madurez e integración gas-electricidad.

El 28 de diciembre de 1965 Catalana de Gas y Electricidad, junto a un grupo de bancos nacionales y Exxon, crea una sociedad denominada Gas Natural S.A., cuya finalidad era la importación de GNL procedente de los yacimientos que Exxon tenía en Libia. Tras intensas negociaciones, se firma en Nueva York un contrato de suministro de gas libio (GNL) para 1.000 millones de m<sup>3</sup> anuales durante 15 años prorrogables.

En mayo de 1966 Catalana de Gas y Electricidad recibe una concesión del Ministerio de Industria para recibir, regasificar, almacenar y distribuir gas en el área barcelonesa, tanto para consumidores industriales como domésticos.

En 1966 se firmó un primer acuerdo entre Sonatrach<sup>4</sup> (Argelia) y Catalana de Gas, por el que ésta última se comprometía a retirar 2.500 millones de m<sup>3</sup> anuales durante 15 años. Sin embargo, las negociaciones para acordar precios y transporte no llegaron a buen término, quedando, por tanto, este acuerdo sin efecto real. Por el contrario, ese mismo año, 1966, se firmó un acuerdo con Exxon para la compra de 1.100 millones de m<sup>3</sup> anuales de gas libio, con entregas a partir de 1968, acuerdo que sí fue operativo.

En 1969 la planta de regasificación de Barcelona, la primera en España, construida con el apoyo técnico de Exxon, estaba lista para funcionar. Sin embargo, debido a problemas técnicos surgidos en las operaciones de licuefacción en Libia, y a disensiones entre Exxon y el gobierno libio, los suministros a España no se regularizan hasta 1971<sup>5</sup>. No obstante, en 1966 se producen unas primeras compras de gas a Argelia, de tanteo (25 millones de m<sup>3</sup>) y durante 1967 se retoman las negociaciones con Sonatrach, a la vez que se volvían a producir unas compras de tanteo.

Estos son los inicios. A partir de los 70 la historia del aprovisionamiento a España se hace más compleja, siempre con Libia y Argelia como proveedores.

Durante 1971 se produjo un nuevo acercamiento español a Argelia como suministrador de gas natural. El drástico cambio político ocurrido entonces en Libia aconsejó este movimiento, toda vez que los nuevos dirigentes libios habían exigido una revisión al alza del precio de gas natural vendido a Exxon.

El 13 de febrero de 1972 se firmaron finalmente dos acuerdos sobre gas natural que (momentáneamente) daban fin a las largas negociaciones que venían manteniendo Sonatrach y Gas Natural desde 1966. Este contrato hacía de España el tercer cliente de Argelia, tras la compañía El Paso (EE UU) y Francia.

En cumplimiento del Decreto 623/72, de 23 de marzo, el Instituto Nacional de Industria (INI) constituye la Empresa Nacional del Gas S.A. (Enagas)<sup>6</sup>, que apenas realiza operaciones hasta después del inicio de la crisis energética.

Efectivamente, la crisis energética que se desencadena entre el cuarto trimestre de 1973 y el segundo trimestre de 1974 cambiará radicalmente el panorama. No obstante, aunque resultarán más costosas las compras energéticas libias y argelinas, el suministro quedará asegurado.

El 26 de julio de 1973 el Consejo de Ministros adopta los siguientes acuerdos:

---

<sup>4</sup> Société Nationale de Transport et de la Commercialisation des Hydrocarbures.

<sup>5</sup> Se recurrió mientras a suministros alternativos, como por ejemplo 40.000 m<sup>3</sup> procedentes de Alaska.

<sup>6</sup> Se constituye el 7 de noviembre de 1972 con un capital de 100 millones de ptas.

- a) autorizar a Enagas para que concierte con Sonatrach un suministro de 4.500 millones de m<sup>3</sup> anuales durante 20 años, a añadir a los entonces vigentes 1.200 millones de m<sup>3</sup> anuales de Gas Natural;
- b) autorizar a Enagas para que acometa en el plazo de 4 ó 5 años inversiones de hasta 12.000 millones de pesetas para tender redes de gas y regasificadoras en el País Vasco y la zona Centro-Valencia.

Por otra parte, en Diciembre de 1973 Enagas constituye con Sonatrach y Gaz de France la sociedad Segamo<sup>7</sup>.

Sonatrach y Enagas llegan en octubre de 1973 a un principio de acuerdo para la compra de gas, que en marzo de 1974 será renegociado, resultando un precio del gas muy superior. Se firma así el primer contrato entre Sonatrach y Enagas que fue aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 29 de marzo de 1974.

Con posterioridad a esta fecha tuvieron lugar una serie de acontecimientos que lo invalidaron (como la evolución internacional de precios). De este modo, fue necesaria la redacción de un nuevo contrato que englobara este frustrado acuerdo y el anterior en vigor y que contemplara un nuevo calendario y otros precios.

Este proceso culminó con el contrato firmado el 14 de agosto de 1975, con 23 años de vigencia, y que era efectivo a partir del 1 de enero de 1976, aunque se preveían entregas en 1975, dado que el contrato anterior en vigor obligaba a ello. El nuevo contrato incluía, entre otras cosas, precios CIF (revisados por fórmula polinómica), revisiones periódicas generales del precio de venta y el establecimiento de una cláusula *take or pay*.

Como consecuencia (o ante la inminencia) de la firma de este contrato, el Consejo de Ministros de fecha 26.7.73 autorizó el inicio de obras de infraestructura gasista por importe de 12.000 millones de ptas. (entre ellas dos plantas de regasificación y una red que conectara Cataluña, Valencia, País Vasco y Madrid).

El 30 de agosto de 1974 el Consejo de Ministros acordó que Enagas sería el único comprador de gas para España.

El 13.11.75, el BOE publica el Primer Plan de Gasificación, y Enagas recibe autorización para construir 880 kilómetros de gasoducto (presupuestado en 9.442 millones de pesetas).

A finales de 1975 Enagas compra la planta de regasificación de Barcelona a Gas Natural S.A. (por 2.200 millones de pesetas) y se subroga en el contrato de suministro con Libia.

---

<sup>7</sup> Sociedad de Estudios del Gasoducto del Mediterráneo Occidental.



Es importante señalar que los compromisos financieros asumidos por Enagas (inversiones y créditos a Argelia) no se correspondían con su situación económico-financiera y patrimonial (su capital social era de 100 millones de pesetas).

A partir de 1979 Enagas se ve incapaz de retirar las cantidades contractuales acordadas<sup>8</sup>, por lo que se pone en marcha el mecanismo de penalización previsto en la cláusula *take or pay*, en un entorno de subidas de precios energéticos generalizadas (y, por tanto, del gas). Todo ello da paso a un importante contencioso con Argelia, aunque es cierto que Enagas ya venía incumpliendo retiradas de gas desde 1976 (pero entonces Argelia tampoco tenía totalmente terminadas sus instalaciones).

Un hito más fue la firma, el 29 de noviembre de 1979, del denominado Avenant nº1 que, además de revisar (a la baja) los precios, logra retrasar de 1979 a 1982 la obligación de retirar 45.000 millones de termias anuales. En otras palabras, Sonatrach otorga tres años de gracia<sup>9</sup>.

Pero en los años 1980 y siguientes no se llegó a invertir lo previsto, razón por la que sería imposible realizar los consumos de gas previstos y comprometidos. Por ejemplo, en 1982 sólo se construyeron 85 kilómetros de tubería. A final de dicho ejercicio, en España sólo había 787 kilómetros de gasoductos.

Las diferencias entre el Avenant acordado entre España y Argelia y las cantidades efectivamente retiradas se sintetizan a continuación.

**Tabla 4. Millones de termias**

	1979	1980	1981	1982
Avenant 79	5.000	15.000	30.000	45.000
Cantidad retirada	6.022	11.800	13.279	13.269
Diferencia	+1.022	- 3.200	- 16.271	- 31.731

Fuente: Portillo (1998).

Una vez puestas en funcionamiento las líneas 4,5 y 6 de Skikda en 1981, y ante los importantes déficit de retiradas por parte española, la cláusula *take or pay* fue puesta en vigor por parte argelina. Este contencioso pasó por diversas circunstancias y momentos, afectando al conjunto de las relaciones comerciales y políticas entre ambos países, para

<sup>8</sup> En 1979 sólo había en servicio 69 kms de gasoducto.

<sup>9</sup> Las cantidades a retirar quedan fijadas como sigue: 1979, 5.000 millones de termias; 1980, 15.000 millones; 1981, 30.000 millones y 1982 ya los 45.000 millones previstos.

llegar finalmente a un arreglo, que por parte española necesariamente tenía que pasar por una reducción de las cantidades comprometidas, por una revisión a la baja de los precios y minimizar en lo posible la compensación a pagar.

Efectivamente, cuando a mediados de 1984 Argelia llega a la conclusión de que España lo que realmente pretende es una renegociación en toda regla del contrato de 1975, al que nos hemos ya referido, decide llevar a Enagas al Tribunal de Arbitraje de Ginebra ante el riesgo de que el resto de sus clientes buscasen también una renegociación de sus contratos<sup>10</sup>.

El 23 de febrero de 1985 los gobiernos español y argelino firmaron el Protocolo de Acuerdo entre España y Argelia para resolver las diferencias sobre el gas entre Sonatrach y Enagas.

Sintéticamente este acuerdo consistía en:

- retirada por ambas partes de demandas y sanciones;
- abono de 530 millones de dólares (USD) a Sonatrach;
- modificación de las condiciones de la deuda de Enagas con Sonatrach (que había dejado de pagar) y que ascendía a 136 millones de USD;
- prórroga del contrato hasta el 31.12.2004 (finalizaba el 31 de diciembre de 1998);
- cambios en la fórmula y en el precio;
- nuevo calendario de entregas;
- aparición de la cláusula de “no discriminación” frente a otros clientes europeos de Sonatrach.

Respecto a la relación con Libia, el 29.12.81 se firma un contrato de suministro entre Enagas y la compañía Brega International, debido a la decisión libia de nacionalizar (inicialmente el 51%) la planta de licuefacción propiedad de Exxon. Ello puso en gran parte las bases para el desarrollo posterior del consumo del gas natural en España, a la vez que se aceleraba el proceso de concentración empresarial, produciéndose una integración horizontal en la distribución y otra vertical entre aprovisionamiento, transporte y distribución.

A principios de los 90 comienzan los movimientos que van a desembocar en la estructura, previa a la liberalización, de casi agente único en el sector del gas natural. Efectiva-

---

<sup>10</sup> Las ventas (teóricas) de gas a España en ese tiempo eran el 7% del total de ventas de Sonatrach.

mente, la creación de la actual empresa Gas Natural S.A. comienza en 1990 cuando el INH y Catalana de Gas inician negociaciones para la creación de una empresa al 50% que agrupara la distribución mayorista y minorista en toda España, a imagen y semejanza de modelos existentes en otros países europeos, y en vista de los retos que implicaba el desarrollo normativo comunitario, todavía incipiente. El acuerdo encontró inicialmente grandes reticencias, dado que por entonces también estaba en marcha un proyecto de fusión de Aguas de Barcelona (Agbar) con Catalana de Gas.

Ante esta situación, las partes implicadas (Miner, INH, La Caixa<sup>11</sup>, Repsol, Catalana de Gas y Agbar) comenzaron a negociar dos posibles alternativas que permitieran conjugar los intereses en juego: el nacimiento de una empresa de gas, por un lado, y la creación de una gran empresa catalana de servicios públicos, por otro.

La primera propuesta (promovida por el Miner) consistía en crear un holding al 50% entre Repsol y La Caixa. La segunda alternativa (promovida por La Caixa) pretendía primero fusionar Catalana y Agbar, y que esta sociedad fusionada fuera la que participase al 50% con Repsol en dicho *holding*.

Tras múltiples consultas políticas, las partes se deciden por la primera alternativa: una sociedad gestora de comercialización y distribución de gas al 50% entre Repsol y La Caixa, con vocación de cotizar en Bolsa, sin que el *holding* llegara a tener nunca menos del 51% de las acciones. La sociedad comercializadora asumiría todas las participaciones gasistas que en aquel momento tenían Repsol, el INH, y la propia Catalana. Entre estas participaciones estaban Gas Madrid y otras 14 sociedades regionales participadas por Repsol Butano o por Catalana.

Finalmente se retomó una idea descartada en las conversaciones iniciales entre Miner, Repsol y La Caixa, que fue la fusión de Catalana y Gas Madrid, por absorción de la segunda por la primera, y la consiguiente creación de una nueva sociedad denominada Gas Natural SDG S.A.

El capital quedó distribuido en las siguientes proporciones:

- 30,3% Repsol,
- 25,5% La Caixa,
- 13,9% INH,
- resto en manos de pequeños accionistas.

---

<sup>11</sup> Tenía un 10% de Catalana de Gas.

Como es sabido, la fusión de Catalana y Agbar nunca se llevó a cabo. El último hecho a reseñar en este breve repaso de la conformación histórica del sector es la integración Enagas-Gas Natural S.A., operación iniciada a mediados de 1994 con la compra por parte de Gas Natural del 91% de Enagas, junto a una opción de compra de Enagas al INH del 91% de las acciones de Sagane, sociedad que se creó para residenciar en ella el gasoducto Magreb-Europa, con todos los riesgos que éste proyecto implicaba. Por ello se articuló, junto a todo lo anterior, un contrato de venta de Sagane a Enagas. La valoración de Enagas se estableció en aquel momento en 56.300 millones de ptas.

En marzo de 1997 la SEPI vendió al grupo Gas Natural el 9% del capital de Enagas que aún permanecía en su poder por 14.000 millones de ptas. El 91% restante ya había sido adquirido en junio de 1994 por 51.230 millones de ptas. De esta forma, y en dos veces, Gas Natural S.A. se hizo con el control de Enagas. Sagane también pasó a ser propiedad de Gas Natural S.A.

Este proceso de concentración en torno a Gas Natural S.A. también se ha producido en la distribución a consumidores, de forma que, excepto en Gas de Asturias y Gas de Aragón, el grupo Gas Natural está presente de forma directa o indirecta en la distribución de gas en toda España.

Esta es la situación estructural de partida en un proceso de liberalización que arranca tardíamente en España. Efectivamente, a mediados de los años 80, las cosas empiezan a cambiar inicialmente en el Reino Unido y los EE UU y más tarde en otros países. Una vez establecidas las redes, cuando el suministro ya alcanzaba a gran parte del consumo potencial, y en un entorno de tipos de interés a la baja, los gobiernos van abandonando la planificación, segmentan las fases del suministro y, en aquellas que no presentan características de monopolio natural, introducen mecanismos competitivos, de forma que la demanda vaya accediendo al mercado liberalizado de forma progresiva. En aquellas fases consideradas como monopolio natural se arbitran mecanismos de acceso de terceros a la red (ATR), habitualmente regulados por un código de red y unas tarifas de acceso aprobadas por el Gobierno o, en su caso, por una Agencia Reguladora Independiente.

Esto es a lo que apunta la Directiva 98/30/CE, de 22 de junio de 1998, sobre Mercado Interior del Gas (sustituida y derogada a partir del 1 de julio de 2004 por la Directiva 2003/55/CE, de 26 de junio, sobre Normas Comunes para el Mercado Interior del Gas Natural), relativa a normas comunes para el mercado interior de gas natural, y la Ley 34/1998 de 7 de octubre del sector de hidrocarburos, que vamos a examinar a continuación.

### **2.3 Regulación de la cadena de valor del gas en España**

La Ley 10/1987 del Gas, ya derogada por lo que no vamos a detenernos mucho, enmarcaba las actuaciones del agente casi único. No obstante, hay algunas cosas que establecía

dicha Ley que merece la pena recordar. Según Lasheras (1999), esta Ley “se aprobó por el Parlamento con una doble finalidad: ordenar el marco competencial entre municipios, Comunidades Autónomas y Administración del Estado y dar cobertura legal al sector del gas, hasta entonces sometido a las estipulaciones de un reglamento”.

La Ley del Gas se enmarca en el entorno de planificación energética de aquellos años y ratifica el carácter de servicio público e integrado de la totalidad del suministro. En su artículo 1 la Ley decía que “se declara servicio público el suministro de combustibles gaseosos por canalización, así como las actividades de producción, conducción y distribución relativas a dicho suministro”.

En su art. 2, y en la Disposición Final tercera, se desarrolla este planteamiento mediante un régimen de concesiones administrativas: “el ejercicio de las actividades a que hace referencia el Artículo primero podrá ser encomendado mediante concesión administrativa a entidades públicas o privadas de acuerdo con lo dispuesto en la presente Ley”.

Y más adelante determinaba que requerían concesión administrativa los siguientes servicios:

- suministro,
- regasificación,
- licuefacción,
- fabricación de gases,
- almacenamiento estratégico,
- transporte,
- distribución.

Por otra parte, consideraba el abastecimiento del mercado nacional como “servicio económico de interés general”, expresión posiblemente tomada del Artículo 90.2 del Tratado de Roma.

Enagas, en cuanto concesionaria de la red nacional de gasoductos, tenía encomendada la gestión del abastecimiento del mercado gasista nacional. Dicha gestión incluía la celebración de contratos de suministro internacionales (y nacionales, para la pequeña producción existente), el transporte (GN y GNL), la regasificación en territorio español y el transporte por la red básica de gasoductos hasta su entrega a las distribuidoras o, en ciertos casos, a grandes consumidores directamente.

La empresa distribuidora compraba a un precio fijado por el Gobierno y, a su vez, vendía el gas a los consumidores finales, también a un precio fijado por el Gobierno (tarifas del gas).

Respecto a las importaciones por gasoducto, el artículo 5 señalaba que “corresponderá al Ministerio de Industria y Energía el otorgamiento de las concesiones y autorizaciones de los proyectos de las instalaciones siguientes: red nacional de gasoductos, conexiones internacionales, establecimiento de plantas de regasificación de gas natural licuado susceptibles de alimentar la red nacional de gasoductos, y almacenamientos estratégicos de gas natural”.

Las economías de escala, alcance y experiencia que se generaban, podían posibilitar unos precios razonables para el consumidor final, precios que lógicamente eran regulados por el Gobierno. También el Gobierno planificaba el avance de las inversiones en paralelo a su compromiso regulatorio para la recuperación de éstas.

Por otra parte, en aquellos tiempos se consideraba que, dado que la totalidad del suministro presentaba características de monopolio natural, lo mejor era que la totalidad del servicio fuese prestado por una empresa pública, toda vez que el Gobierno, además de sensible al beneficio, también lo sería a los intereses de los usuarios.

Actualmente la regulación del gas en España está recogida por una amplia normativa, tanto comunitaria como nacional. Destacamos la Ley 34/98, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Esta ley tiene por objeto permitir que la libre iniciativa empresarial amplíe su campo de actuación en el sector del gas con el fin de que se establezca competencia en este mercado. Esto se concreta en la libertad de aprovisionamiento y de comercialización, reduciéndose las actividades monopolistas al transporte y la distribución.

Dadas las características del sector (inmadurez del mercado, mínima producción nacional, alta concentración empresarial, red básica poco interconectada, cláusulas *take or pay* en los contratos internacionales de aprovisionamiento), hasta 1996 no se plantea la introducción de mecanismos de mercado en el sector del gas natural. A partir de esa fecha, y previamente a la Ley de Hidrocarburos, en muy poco tiempo fueron publicados tres decretos liberalizadores, que sucesivamente quedaron derogados, sin haber tenido la mínima incidencia, ya que bajo su amparo no se produjeron transacciones de mercado (RD 1377/96, RD 2033/96 y RD 1914/97).

La Ley 34/1998 integra todos los hidrocarburos, a la vez que pretende liberalizar las relaciones económicas que se producen en sus diferentes fases. En la exposición de motivos de la Ley 34/1998 se explica que: “la presente Ley tiene por objeto renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos. Se pretende, por tanto, conseguir una regulación más abierta, en la que los poderes públicos salvaguarden los intereses generales a través de la propia normativa, limitando su intervención

directa en los mercados cuando existan situaciones de emergencia. Esta regulación debe permitir, además, que la libre iniciativa empresarial amplíe su campo de actuación y la introducción en nuestro ordenamiento jurídico de realidades técnicas y mercantiles socialmente asumidas, pero carentes, en este momento, del encaje legal adecuado”.

También la nueva Ley señala que “se suprime en el sector del gas la consideración de servicio público. Se considera que el conjunto de las actividades reguladas en esta Ley no requieren de la presencia y responsabilidad del Estado para su desarrollo. No obstante, se ha mantenido para todas ellas la consideración de actividades de interés general que ya recogía la Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de Ordenación del Sector Petrolero”.

La Ley define los siguientes sujetos que actúan en el sistema (art. 54):

- a) Transportistas: constituyen un subsistema de transporte cuando abastecen más del 3% del mercado. De momento, el único que existe es Enagas/Gas Natural S.A.
- b) Distribuidores: distribuyen gas a los puntos de consumo, además de construir la red de distribución y realizar la consiguiente operación y mantenimiento (O&M). El distribuidor vende a los consumidores a tarifa.
- c) Comercializadores: adquieren gas, acceden a las instalaciones de terceros y lo venden a consumidores cualificados. Se trata de una actividad no regulada, cuyo régimen económico vendrá determinado por las condiciones que libremente se pacten entre las partes (art. 60.2).

También la Ley define lo que es el sistema gasista (art. 59):

- d) Red básica: son los gasoductos de transporte primario a presión igual o superior a 60 bares, incluyendo las plantas de regasificación, los almacenamientos estratégicos y las conexiones con los yacimientos, almacenamientos, o red internacional.
- e) Red de distribución: son los gasoductos a presión inferior a 16 bares.
- f) Red de transporte secundario: (art. 66) son gasoductos con una presión entre 16 y 60 bares.
- g) Demás instalaciones complementarias.

La Ley, en su artículo 60.1, proclama la libre competencia entre los sujetos del sistema gasista, pero a continuación determina que hay cuatro actividades sometidas a regulación:

- regasificación,
- almacenamiento estratégico,

- transporte (art. 58a: “las instalaciones de los transportistas constituirán un subsistema de transporte cuando el abastecimiento a través de las mismas supere el 3% del consumo del mercado”),
- distribución.

En cambio, la comercialización no tiene el carácter de actividad regulada (art. 60.2), sino que “se ejercerá libremente en los términos previstos en la presente Ley y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes”.

Los sujetos que pueden comprar gas libremente en origen son:

- los transportistas, para su venta a distribuidores, los cuales, como ya se ha dicho, sólo pueden vender a consumidores a tarifa,
- los comercializadores, que pueden vender a consumidores cualificados o bien a otros comercializadores,
- los consumidores cualificados.

A la entrada en vigor de la Ley todas las concesiones de servicio público de gas por canalización quedaron extinguidas (Disposición Adicional sexta). Dichas concesiones fueron sustituidas por autorizaciones administrativas por tiempo indefinido. En la exposición de motivos de la Ley se deja claro que el servicio de gas ya no es un servicio público, pero se considera actividad de interés general. Para Ariño y Del Guayo (2000) “esta es la principal y más trascendente novedad de la Ley de Hidrocarburos en materia de gases combustibles por canalización”.

Esto trae consigo que el ejercicio de las actividades relacionadas con ese servicio público ya no esté sujeto a concesión administrativa previa. Así, la DA sexta de la Ley declara extinguidas las concesiones y suprime el derecho de reversión. Dichas concesiones “quedan sustituidas de pleno derecho por autorizaciones administrativas (...) que habilitan a su titular para el ejercicio de las actividades mediante las correspondientes instalaciones, que constituyeran el objeto de las concesiones extinguidas. (...) Las citadas autorizaciones lo serán por tiempo indefinido ...”.

La Ley en su art. 55 establece el régimen de autorización de instalaciones, que puede ser:

- autorización administrativa previa: para las plantas de regasificación o licuefacción, y para instalaciones de almacenamiento, transporte o distribución;
- libre instalación (salvo requisitos urbanísticos, de seguridad o medioambientales): para el caso de que el gas producido sea un subproducto para el consumo propio (no puien-



do suministrar gas a terceros), para instalaciones para un mismo bloque de viviendas o en el caso de que se construya una línea directa que une al consumidor cualificado con el sistema gasista.

La Ley prevé que la construcción y explotación de gasoductos objeto de la planificación obligatoria será por concurso público, de forma que se asegure la concurrencia.

Las autorizaciones de construcción a las que nos acabamos de referir en ningún caso serán concedidas en régimen de monopolio o contendrán derechos exclusivos (art. 67).

La comercialización (a consumidores cualificados) requiere autorización administrativa previa.

La competencia se articula de forma progresiva, toda vez que los consumidores van accediendo al mercado a lo largo de un periodo transitorio. En la actualidad, desde el 1 de enero de 2003, todos los consumidores disfrutan formalmente de tal ventaja.

El art. 60.3 establece con claridad que los consumidores cualificados “adquirirán el gas a los comercializadores”, zanjando, por tanto, la posibilidad de adquirir gas de los distribuidores, de los transportistas o de otros consumidores cualificados.

Los consumidores que no acceden al mercado tienen derecho a una tarifa fijada por el Gobierno. En general, las tarifas son únicas para todo el territorio nacional.

En el art. 60.3 también se deja claro que “para atender los consumos de tarifa que se realicen en el ámbito de su red, los distribuidores adquirirán gas a los transportistas”, zanjando cualquier otra posibilidad.

Se define un sistema objetivo de acceso de terceros a las instalaciones básicas (tarifas reguladas por el Gobierno en el caso del gas), y en qué casos el operador de la red básica puede denegar el acceso. Se podrá denegar el acceso a las instalaciones básicas:

- en caso de capacidad insuficiente,
- cuando el acceso a la red en ese momento impida cumplir las obligaciones de servicio público,
- cuando se presenten dificultades para cumplir con los compromisos *take or pay* de los contratos internacionales,
- previa conformidad de la CNE, cuando se altere el principio de reciprocidad. Es decir, en el caso en que un comercializador español no pueda vender gas en condiciones similares en el país del suministrador extranjero que pretende vender en España.

Cuando se produzcan tales denegaciones, deberán estar debidamente justificadas.

La seguridad de suministro está contemplada y tratada en la Ley. Así, los transportistas, comercializadores y consumidores cualificados deberán mantener existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de consumos firmes como mínimo (art. 98). El Miner podrá incrementar hasta 60 días estas reservas de seguridad, en función de las circunstancias y de la disponibilidad del sistema.

Los transportistas y comercializadores no podrán aprovisionarse en más de un 60% de un solo país (art. 99). Este porcentaje podrá ser modificado por el Miner (antes el Miner, ahora las competencias energéticas son del Ministerio de Economía).

La Ley define lo que en el gas son los costes permanentes del sistema, a saber:

- la parte correspondiente para financiar la Comisión Nacional de Energía (Disposición Adicional doce);
- el término de conexión y seguridad (durante 10 años y de aplicación sólo para la red básica). Este ha venido en llamarse el CTC del gas, y supone una compensación por inversiones no amortizadas en red, más bien recientes y de dudosa recuperación en un plazo razonable.

Esta Ley se ha desarrollado en los siguientes RD y Reglamentos:

- abril 1999: Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, mediante el cual se acelera el calendario para la obtención del nivel de consumo que confiere la cualidad de consumidor cualificado al usuario;
- octubre 1999: Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas liberalizadoras, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos;
- junio 2000: Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios;
- agosto 2001: Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que desarrolla el procedimiento de acceso de terceros a las instalaciones, determina un sistema de retribuciones de las actividades reguladas, fija la estructura de tarifas de venta de gas natural y de peajes de acceso a las instalaciones gasistas, y establece el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas de los sujetos que operan en el sistema.

Respecto al acceso a las redes y a los incentivos para la inversión en nuevas redes, el Real Decreto 949/2001 introdujo algunas novedades. Anteriormente el sistema de retribución

se basaba en las distancias y ahora se ha diseñado un sistema de tarifas, peajes y cánones basados en costes, que tratan de imputar a cada consumidor los costes efectivamente incurridos en relación a su consumo. No obstante, la imputación de dichos costes es un asunto complejo. En la distribución, el nuevo sistema establece un sistema de retribución, según el cual se fija una cantidad por empresa distribuidora que se revisa anualmente en función de la captación de nuevos clientes y consumos<sup>12</sup>. “Este sistema incentiva un mayor esfuerzo en la captación de nuevos clientes que permita ir saturando las redes ya existentes, aunque podría generar algunos problemas al no retribuir la mejora o el mantenimiento de la calidad del suministro. Al retribuir por cliente conectado, tampoco favorece la construcción de instalaciones de refuerzo ni el enganche de las redes de un distribuidor a otro”<sup>13</sup>. Para la fijación de las tarifas a los consumidores, se abandona completamente el sistema que tomaba para las de consumo industrial el coste de las energías alternativas para basarse en costes reales.

El RD 1434/2002, de 27 de diciembre, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro, y los procedimientos de autorización de las instalaciones de gas natural.

En síntesis, la Ley de Hidrocarburos ha creado dos circuitos económicos para el gas. Uno regulado, en el que los distribuidores venden a los consumidores a tarifa regulada, y otro de libre mercado, en el que los comercializadores compran libremente en el mercado (internacional), traen a España su gas, usan la red básica (y pagan una tarifa de ATR regulada por el Gobierno) y usan o revenden su gas.

El papel de Enagas sufre un cambio importante respecto de como lo trataba la Ley 10/1987, ya que pasa de ser un suministrador (o aprovisionador) universal, a ser un transportista más (eso sí, de momento muy grande e importante).

No sólo se liberaliza la compra internacional, sino que se abre la posibilidad de que cualquiera (que reúna condiciones de solvencia técnica y económica) pueda invertir en red básica. Pero, al mismo tiempo, la vigente Ley obliga a Enagas, a realizar “las adquisiciones de gas” necesarias para abastecer a los consumidores a tarifa, sin precisar mucho más tan delicada cuestión. Por tanto, cabe deducir que Enagas puede adquirir gas para los consumidores

---

<sup>12</sup> Orden Eco/1026/2002, de 10 de abril, por la que se modifica la Orden Eco/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Orden Eco/1027/2002, de 23 de abril, por la que se modifica la Orden Eco/302/2002, de 15 de febrero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores.

Orden Eco/1028/2002, de 29 de abril, por la que se modifica la Orden Eco/303/2002, de 15 de febrero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

<sup>13</sup> Faiña *et al.*, (2003)

a tarifa, bien a través de los actuales contratos (en vigor) con suministradores internacionales, bien firmando nuevos contrato o bien adquiriendo gas a otros comercializadores hipotéticamente presentes en el mercado español de gas.

La Ley 34/1998 presenta exigencias de separación jurídica en unos casos y contable en otros, pero deja abierta la posibilidad a que Enagas, como transportista, también pueda ser comprador internacional de gas, al menos para atender a los consumidores a tarifa.

En resumen, esta Ley opta por mantener la integración de la denominada red básica, la distribución y la venta (comercialización) a consumidores a tarifa en base a las siguientes consideraciones:

- la conveniencia de seguir teniendo un poder de negociación alto frente a vendedores internacionales;
- la necesidad de financiar con cierta holgura (la que pueda provenir de las economías de escala que se pudieran generar) las inversiones en red que en España están todavía por realizar;
- la existencia de contratos a largo plazo con cláusulas *take or pay*, que resultarían muy gravosas en caso de no proceder a retirar las cantidades mínimas acordadas.

Ariño y del Guayo (2000) son muy críticos con esta Ley: “... es un texto impreciso y vacilante. Carece de criterio claro en el dilema entre liberalización y seguridad de suministro y eso explica, quizá, que no estén todavía en vigor ninguno de los Reglamentos previstos en la Ley”.

En síntesis, el sistema actual (Gráfico 11) se basa en los siguientes pilares:

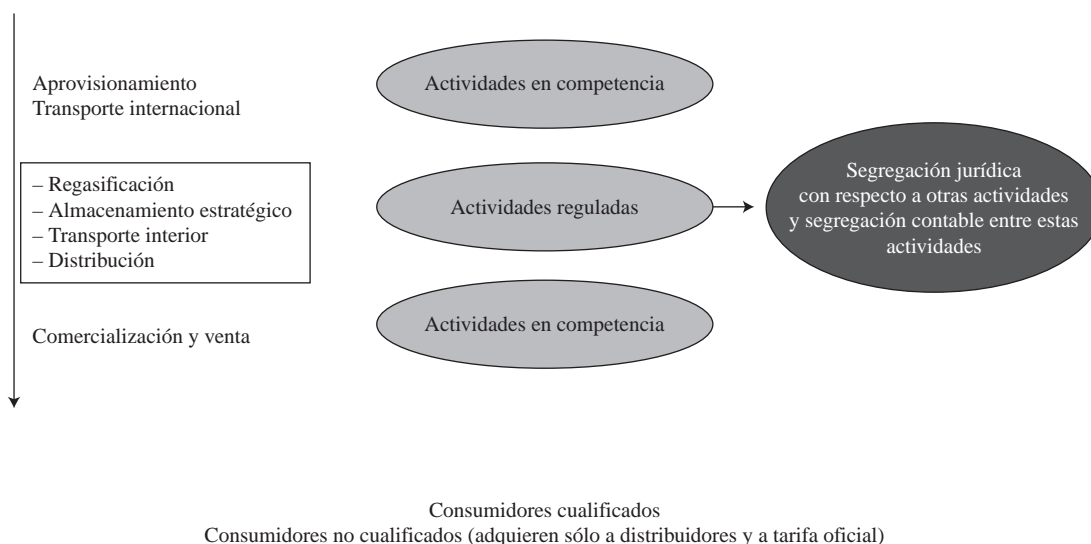
- segregación de actividades;
- gestor único del sistema gasista. Hasta el momento Enagas, además de ser el mayor transportista (pero no el único), es el gestor del sistema;
- planificación de la red;
- mercado bilateral y a plazo;
- sistema de ATR regulado;
- tarifas integrales con revisión trimestral.

El RD 949/2001 determina la estructura de las tarifas y peajes de ATR. La tarifa que paga el consumidor final que no haya optado por el mercado se revisa trimestralmente, en función de la evolución del coste de la materia prima, y se desglosa en los siguientes componentes:

- coste de la materia prima (CMP), que es el coste que los transportistas pagan por el gas con el que suministran a los consumidores a tarifa;
- coste de gestión de tales compra-ventas;
- coste medio de regasificación;
- peajes de almacenamiento, transporte y distribución;
- costes de la CNE y del gestor técnico del sistema;
- otros costes.

El CMP se define mediante cuatro fórmulas (que se aplican según se ahorme entre unos valores predeterminados el precio del barril spot de Brent). Estas fórmulas tienen un valor inicial (se supone que reflejan el coste del mix de contratos internacionales que

### Gráfico 11. Organización del ciclo de gas



Fuente: BP Statistical review of world energy 2003.

soportan el consumo de los consumidores a tarifa), más unos componentes que ponderan precios del petróleo y productos petrolíferos y la cotización euro/dólar (USD).

Si en la revisión trimestral el CMP ha variado (al alza o a la baja) más de un 2% respecto del valor anterior, la tarifa media se recalcula (el resto de componentes de la tarifa fuera del CMP no se modifica). Si la variación no alcanza tal 2%, no se modifica la tarifa.

La estructura de los peajes de transporte y distribución incluye básicamente dos términos: uno relativo a la reserva de capacidad y otro de conducción (que es función del nivel de presión al que suministra y del consumo anual).

El RD 949/2001 también determina el canon de almacenamiento.

Respecto de la retribución que perciben las instalaciones reguladas, en general está calculada en función de dos criterios: coste de la inversión (que incluye la anualidad correspondiente a la amortización y su coste financiero total) y costes de operación y mantenimiento (incluye también coste de estructura). Estos costes se actualizan anualmente.

En el caso de las plantas regasificadoras, a estos costes se les resta el coste variable equivalente al 75% de la capacidad nominal de la planta y se le suma ese mismo coste variable por la regasificación que realmente se efectúa en la planta.

## 3 Principios que se han de cumplir en un mercado de gas

### 3.1 Principios generales

Hay que señalar, con carácter previo, que la teoría no indica formas óptimas de regular y organizar el sector en cualquier lugar y circunstancia. La experiencia nos indica que en cada lugar se hacen su propio “traje a medida”, en parte aprendiendo de experiencias pioneras, en parte considerando las circunstancias y características estructurales de cada país o territorio.

La forma de competir en el mercado mayorista de gas natural viene condicionada por algunas particularidades.

- Relativas al producto: homogeneidad del gas. Almacenabilidad limitada y costosa. Dificultades para diferenciar el producto: competencia en precio.
- Por el lado de la demanda: baja elasticidad-precio y predictibilidad de la demanda.
- Por el lado de la oferta: oferentes con cartera de contratos de aprovisionamiento. Dificultades para transmitir a la demanda las rigideces contractuales. Altas barreras de acceso.

La calidad y diversidad de la cartera de contratos, muy condicionada por las economías de escala y el músculo financiero de las compañías, resultan fundamentales para tener éxito en este mercado.

### 3.2 La restricción comunitaria

El 21.07.98 el DOCE publicaba la Directiva 98/30/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior del Gas Natural.

Resumiendo su contenido, la Directiva trataba una serie de aspectos, de los que destacamos los siguientes:

- autorizaciones para la construcción o explotación de instalaciones;
- definición de “zonas emergentes” en las que se exceptuará la aplicación de algunas de las disposiciones de la Directiva;
- confidencialidad de la información recibida;
- no discriminación y transparencia en el acceso de los usuarios al transporte, almacenamiento, distribución e instalaciones en general de GNL;
- posibilidad de imponer la obligación de suministro y existencia de tarifas a consumidores finales;
- segregación contable de actividades;
- posibilidad de fijar un acceso de terceros a la red (ATR) negociado o regulado para las instalaciones básicas;
- condiciones objetivas y justificadas para la denegación de acceso a la red;
- resolución de conflictos en el ATR;
- consumidores cualificados para elegir suministrador,
- seguridad de suministro como obligación de servicio público.

La organización de un mercado de gas eficiente requiere una escala mínima de mercado y un nivel suficiente de interconexión. El desarrollo de un mercado requiere una cierta holgura de infraestructuras, a diferencia de los sistemas altamente planificados, en los que pudiera (desde un punto de vista teórico) darse un mayor aprovechamiento de la infraestructura.

Las ineficiencias económicas (que no técnicas) de estas holguras, deben ser más que compensadas por las eficiencias derivadas del mercado.

En concreto, parece que en Europa hay necesidad de incrementar:

- la interconexión internacional (regasificadoras y conexión de gasoductos), como condición necesaria aunque no suficiente para el desarrollo del mercado, así como para aumentar la seguridad del aprovisionamiento,
- el mallado de las redes en ciertas áreas especialmente.



Hasta ahora, por lo general, la interconexión se planificaba más bien para seguridad de los respectivos sistemas nacionales. Esto debe cambiar.

Las características del mercado del gas, la limitada interconexión con el resto de Europa y la imposibilidad de que las propuestas legislativas, medidas administrativas o sanciones, que el legislador o regulador español pudieran acometer para el cumplimiento de las obligaciones de servicio público, tengan efecto fuera de nuestro territorio aconsejan, por el momento, la consideración de la España peninsular como ámbito de mercado relevante, sin perjuicio de que en el futuro de forma voluntaria pudiera avanzarse en la integración supranacional de mercados del gas.

La Directiva 98/30/CE ha sido derogada y remplazada por la 2003/55/CE, de 26 de junio, que incorpora en parte y amplía las disposiciones de la Directiva anterior. Los aspectos más novedosos y reseñables son:

- apertura completa del mercado del gas el 1 de julio de 2007 (en esa fecha el suministro de gas a los consumidores domésticos quedará abierto a la competencia en toda Europa) y, por tanto, todos los usuarios podrán elegir suministrador;
- la apertura completa del mercado para los consumidores no domésticos tendrá lugar el 1 de julio de 2004;
- separación entre la gestión de la red y otras actividades gasistas, no sólo de las redes de transporte, sino también de las redes de distribución, pero se admite, con ciertas condiciones, que un mismo agente explote conjuntamente redes de transporte y distribución;
- segregación jurídica (antes era una mera separación contable) entre actividades reguladas y no reguladas. También se prevé la separación de la gestión de la red respecto de otras actividades distintas del transporte;
- impone obligaciones de explotación y mantenimiento de las redes de transporte, de almacenamiento o de GNL y de redes de distribución;
- prohíbe la discriminación entre usuarios o categorías de usuarios, y especialmente el trato de favor a empresas vinculadas;
- no pueden prohibirse los contratos de suministro de un cliente cualificado en la red de otro Estado miembro si el cliente está considerado como cualificado en los dos Estados;
- ATR regulado, que exige la publicación de las tarifas y de su metodología, que debe mantener un carácter no discriminatorio y las causas de denegación de acceso;
- nuevas medidas de protección de los consumidores de gas y, en particular, de los con-

sumidores domésticos. Consideración como obligaciones de servicio público la protección de los consumidores, la seguridad de aprovisionamiento, la protección del medio ambiente, la cohesión económica y social y la consecución de condiciones de competencia equivalentes en los Estados miembros.

Finalmente, en este punto, hay que mencionar el Reglamento 1228/2003 CE, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad que, además de ser un precedente notable para el gas, establece un mecanismo de tarificación transfronteriza en función de los costes reales de los tránsitos, y promueve la creación de un Organismo Regulador europeo (en el que estarán presentes la propia Comisión y los reguladores de los Estados Miembros), con la misión de supervisar los sistemas de compensaciones entre los operadores de los sistemas eléctricos y una metodología para resolver congestiones basada en mecanismos de mercado. También hay que reseñar la Decisión 1229/2003/CE, por la que se establecen orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por la que se deroga la Decisión nº 1254/96/CE.

### **3.3 Valoración preliminar del funcionamiento del mercado de gas en España**

La valoración del mercado del gas, que de alguna forma se inicia con la aprobación de la LH, experiencia de sólo cinco años hasta nuestros días, nos lleva a las siguientes conclusiones:

- **Escaso tiempo transcurrido para una valoración definitiva**

El tiempo transcurrido no es todavía suficiente como para establecer un juicio definitivo, pero el nivel competitivo hoy no se encuentra en el óptimo deseable. Aun así, desde 1998, o quizá mejor desde 2000, se han producido algunos avances que favorecen el desarrollo de un mercado competitivo de gas, si bien estos avances no han estado exentos de algunas dificultades. Efectivamente, todavía ha transcurrido poco tiempo, comparado por ejemplo con el sector eléctrico español.

Además, el Gobierno del PP no ha tenido demasiada prisa en desarrollar la normativa reglamentaria de la LH, por lo que (a diferencia del sector eléctrico) el inicio real de un mercado de gas en España puede fecharse aproximadamente en 2000, y, por tanto, el tiempo transcurrido es más escaso aún.

- **Se partía de un monopolio**

En todo caso, la situación de partida no era demasiado favorable para el buen funcionamiento de la competencia. Se partía de un monopolio absoluto de Gas Natural-Enagas (a

diferencia del sector eléctrico, en el que ya estaban establecidas varias empresas inicialmente).

- **Un mercado significativo**

Han aparecido nuevos agentes suministradores, que ocupan más del 40% del mercado liberalizado, y éste es ya un mercado relevante, mucho mayor que el de consumidores a tarifa.

Además, el consumo a tarifa cada vez supone una parte menor del consumo total de gas en España, cosa que no ocurre en la misma medida en el sector eléctrico. En 2003 el consumo de gas natural a tarifa se redujo hasta el 29%, y se estima que en 2005 apenas llegará al 20% del total.

- **Un mercado inmaduro**

El mercado de gas era inmaduro, en crecimiento (lo que es bueno para introducir competencia), y con una red en gran parte por tender (y las insuficiencias en redes son malas para la competencia).

- **En crecimiento**

El incremento en el tendido de redes gasistas en los últimos cinco años ha sido importante. La red de transporte casi se ha duplicado en estos cinco años (del orden de 3.000 a 6.000 kms.) y la longitud total de redes de distribución ha crecido de 24.000 kms. a 36.000. La demanda de gas ha pasado de algo más de 9 bcm en 1996 a más de 18 bcm en el 2002.

- **La serie de precios no es útil para valorar la experiencia**

No resulta practicable establecer un juicio sobre el avance competitivo del mercado basado sólo en series de precios, sino en la evolución de los márgenes precios-costes.

El problema es que no resulta sencillo conocer los costes del aprovisionamiento de gas, ya que los contratos no son públicos. Es cierto que la evolución del petróleo (o sus derivados) pudieran aproximarnos a tales costes, pero el margen de error podría ser importante. En todo caso, si se consultan datos de Eurostat, basados en una serie de consumidores-tipo de gas en todos los países de la UE, España, en una serie de cuatro o cinco años, tiene unos precios medios o medios-altos respecto a otros países. Ahora bien, conviene tener en cuenta las particularidades de nuestro aprovisionamiento, muy diversificado y muy equilibrado entre GN y GNL, lo que necesariamente ha de tener cierto reflejo en los costes y, por tanto, en los precios finales.

- **Otros aspectos que valorar: varios de ellos positivamente**

Con el tiempo se han diversificado los suministros y, con ello, ha aumentado la seguridad del sistema. De todas estas circunstancias se han seguido beneficios, sobre todo para los grandes consumidores que han disfrutado de varias ofertas competitivas.

Pero es verdad que la liberalización formal de todo el mercado, a partir del 1 de enero de 2003, consistente en el otorgamiento de la condición de cualificados a todos los consumidores y, por tanto, la libertad de elección de suministrador, no ha tenido el mismo éxito que tuvo dos años antes el mercado liberalizado de los grandes y medianos consumidores industriales. Esto se explica por que ha transcurrido poco tiempo, y por que la tarifa doméstica sigue estando muy ajustada y ofrece una relativa protección ante la volatilidad de los precios de mercado. Desde luego, el que una porción creciente del consumo de gas opte por el mercado sigue siendo una asignatura pendiente para el futuro.

Otros cambios habidos mejoran la eficiencia y la calidad del servicio y promueven una cultura empresarial que se ha orientado hacia un cliente que antes estaba “cautivo” y que ahora recibe ofertas multiproducto.

También hay que reseñar la reducción del tiempo de exclusividad de las autorizaciones (antes concesiones), la limitación de los periodos de pago del canon de conexión y la obligación impuesta a Gas Natural de desinvertir en Enagas.

- **La Directiva de gas no es causa de tensión**

También hay que señalar que España cumplía ya de antemano casi todas las exigencias que la nueva Directiva ha venido a establecer. Por tanto, es reseñable que no ha habido, ni habrá, problemas con la implementación de las normas comunitarias, lo que tampoco es difícil, dadas las resistencias y dificultades que se conocen en países tales como Alemania o Francia.

- **Las actuaciones de los reguladores han sido inconsistentes y arbitrarias**

Un handicap importante para un rápido y eficiente desarrollo competitivo de este mercado han sido los imprevisibles e inconsistentes pronunciamientos del regulador, a los que nos hemos referido y nos referiremos en puntos siguientes.

La convergencia de mercados energéticos, en coherencia con la tendencia detectada en gran parte de Europa donde se han promovido procesos de concentración empresarial, de tipo vertical, ha sido obstaculizada en España, sin que haya mediado justificación técnica o de defensa de la competencia convincente, lo que ha dejado una sospecha de arbitrariedad política. Algunos hechos significativos fueron el concurso-subasta para adjudicar el 25% del contrato de Argelia por gasoducto o la frustrada (por la CNE) OPA de Gas Natural sobre Iberdrola.

- **El núcleo de poder gasista se ha ido diluyendo**

La privatización de los monopolios públicos realizada por el PP se ha efectuado en general sin reestructuración sectorial, y el gas natural no ha sido excepción.

Los autores pensamos que, en general, la promoción de la competencia realizada por el PP ha resultado a todas luces insuficiente, fundamentalmente por falta de vocación política: se ha privatizado, pero no se ha liberalizado de forma eficiente. El Gobierno no resolvió el dilema de liberalizar (modelo anglosajón) o preservar “campeones nacionales” (modelo continental).

En general, la privatización ha mantenido posiciones dominantes de tipo privado, con gran capacidad para limitar las amenazas de la competencia. No obstante, en el caso particular del gas natural, la posición monopólica inicial se ha ido diluyendo con el tiempo. En este caso, el desarrollo regulatorio y las decisiones sobre las concentraciones propuestas (principalmente Gas Natural-Repsol y sobre todo Gas Natural-Iberdrola) han ido dirigidas a diluir el poder de mercado de Gas Natural, a un ritmo y con unos criterios diferentes de los aplicados para otros sectores u otras operaciones. Y todo ello, a pesar de que Gas Natural, tras la venta de acciones de Enagas (hoy no llega al 35%), es una empresa con gran liquidez y solvencia, y por ello va teniendo una presencia internacional importante (Argentina, Méjico, Brasil, Colombia, Puerto Rico, Italia, Grecia,...).

## 4. El papel de los grandes abastecedores físicos al mercado español

En el caso del gas natural, el mercado geográfico relevante es el mercado peninsular español en tanto que es el territorio donde las condiciones de competencia son homogéneas, dadas las limitaciones existentes en las infraestructuras de conexión del sistema gasista español.

Estas condiciones suponen algún tipo de barreras a la entrada de empresas.

Un mercado con escasas barreras de acceso a nuevos ofertantes y demandantes puede ser una vía de entrada fácil para el gas de empresas que potencialmente podrían vender más gas en España (Libia cuando finalicen las sanciones, Statoil de Noruega), para empresas que de momento no lo hacen y por proximidad pudieran hacerlo (Gaz de France, Gazprom, ENI,...), o para proyectos de GNL sin culminar (Arabia Saudí, Irán, Egipto,...).

Gazprom es la empresa líder en reservas probadas (32.600 bcm a finales de 1999), le siguen la iraní Nioc (25.000 bcm), la Qatar Gas (10.900 bcm), la saudita Aramco (5.800 bcm), Adnoc de Emiratos Árabes (5.600 bcm), la venezolana PDVSA (4.200 bcm) y Sonatrach de Argelia (4.100 bcm).

Este ranking de posesión de reservas contrasta fuertemente con el ranking empresarial de ventas anuales, que en 1999 era encabezado por Gazprom (545,5 bcm) seguido de Exxon Mobil (106,5 bcm), Shell (85 bcm), Sonatrach (78 bcm) y BP Amoco (63 bcm). Es decir, la proximidad a los grandes mercados y la posición aguas abajo en la cadena de valor se revelan como ventajas en este negocio. Todas estas empresas (y obviamente otras) podrían tener oportunidades en el aprovisionamiento del mercado español.

En la medida en la que aflore nueva oferta, si la dinámica del mercado fuese de precios marginales inferiores a precios medios (aunque también podría ocurrir lo contrario), las cláusulas *take or pay* de los contratos podrían entrar en crisis, es decir, ser puestas en tela de juicio por alguna de las partes. Lógicamente un comprador con compromisos a largo plazo no puede soportar que entre, de forma creciente, un gas marginal a precios bajos. Aunque, si ocurre lo contrario, el vendedor internacional se quejará de que pierde el coste de oportunidad.

Sonatrach, si es que presenta ventajas de coste (a priori tiene menores costes de transporte que otras alternativas) y si es que ahora oferta bajos precios de venta a España (lo que no se puede saber con certeza, ya que estos precios no son conocidos al tratarse de secreto comercial), podría con mayor facilidad incrementarlos hasta encontrarse con el precio de otros suministradores que ahora venden cantidades menores y con costes de transporte mayores que los suyos, aumentando así su renta.

Si esto llegase a ocurrir, paradójicamente la liberalización gasista se traduciría en mayores precios medios para los consumidores.

Respecto de la diversificación de suministros, podemos señalar que un minimercado de *swaps* entre agentes (sin transacciones físicas de gas, y sin formar precios, pero con algunas compensaciones pactadas entre agentes con el fin de cuadrar este requisito de seguridad en el suministro) podría ser una forma de desarrollar mercado salvando dicha restricción, aunque favorecería a aquellos agentes grandes que se provean de múltiples fuentes.

Los costes marginales de diversificar decrecen en función del volumen de gas importado, lo que supone una barrera de entrada a nuevos agentes con capacidad de compra y/o consumo limitados. Como solución al problema, la CNE propone que importadores y/o comercializadores por debajo de un umbral por determinar queden exentos de la obligación de diversificar, aunque también la CNE reconoce que “intrínsecamente el concepto de mercado spot es contrario a la diversificación”<sup>14</sup>.

La CNE también propone considerar “como elemento de flexibilización, la diversidad contractual de los aprovisionamientos del gas natural que proceden de un mismo país, puesto que, en la medida en que el gas proceda de diferentes compañías suministradoras, el riesgo de interrupción del suministro puede ser más bajo...”.

En cualquier caso, parece que la diversificación de los aprovisionamientos por razones de seguridad de aprovisionamiento constituye un freno, en cierta medida inevitable, para el desarrollo del mercado de gas.

---

<sup>14</sup> Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Cores.

## 5. Interacción con el mercado eléctrico peninsular

En los momentos en los que se escriben estas líneas los mercados no admiten de buen grado la diversificación de las grandes empresas energéticas hacia otros negocios energéticos. Pero hay dos excepciones reseñables: el *middlestream* gasista (entre las grandes empresas que exploran y explotan yacimientos y las gasistas) y la integración gas-electricidad.

La liberalización de los mercados del gas, en la medida en que hace más difíciles cláusulas de *take or pay*, de limitación de destino, o de cliente-suministrador preferente, impulsa la integración de la exploración y explotación de yacimientos con la comercialización de gas o con la generación de electricidad con gas, como vía para protegerse de una mayor volatilidad de precios.

Efectivamente, en casi todas las grandes compañías petroleras hay divisiones o secciones de *power and gas*, si bien su actividad no es lo agresiva que podría esperarse dados los enormes recursos que manejan.

Por otra parte, en poco tiempo, el precio marginal del gas podría pasar a ser fijado bien por consumidores finales con capacidad de variar a corto plazo su alternativa energética, bien por empresas eléctricas con margen de reserva y un *mix* de generación variado. En la medida en que esto ocurra de forma suficiente, se establecerá un arbitraje entre gas y electricidad que necesariamente integrará ambos mercados.

Estas tendencias, de no cambiar, pueden ser causa de modificación del mapa energético español. Un primer indicio es que las grandes compañías eléctricas españolas han entrado de lleno en el negocio gasista, especialmente Hidrocarburo, que se ha hecho con un 62% de Naturcorp, pero también Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa. Por su parte, Gas Natural es ya un agente generador y comercializador en el mercado eléctrico.

También hay que reseñar ciertos antecedentes, como cuando Repsol en 1999 trató (infructuosamente) de hacerse con el 100% de Gas Natural e Iberdrola (¿para fusionarlas posteriormente?) o a finales de 2000 cuando Gas Natural trató (sin éxito y con el apoyo de Repsol) de fusionarse con Iberdrola. O a finales de 2002, con la OPA de Gas Natural sobre Iberdrola, frustrada por la CNE. Todo ello refuerza y es expresión de la tendencia integradora a la que nos hemos referido.



Pero este tipo de aproximaciones también se producen fuera de España. Antecedentes similares son E.On-RuhrGas (Alemania), así como diversos casos en el Reino Unido, Bélgica y las iniciativas que han empezado a desarrollar las autoridades portuguesas (EDP-activos gasistas de Galp) y francesas (EDF-GDF) para crear grandes grupos energéticos con capacidad para competir en el exterior. Y en esa misma línea, ya en nuestras fronteras, deben entenderse también los acuerdos que mantienen Unión Fenosa y ENI.

Aunque la tendencia hacia este tipo de integración es imparable, y seguramente deseable, debemos fijarnos en qué medida están hoy integrados los mercados de gas y electricidad en España. Y la respuesta es ambivalente porque:

- diversos pronunciamientos del TDC y otras autoridades son tajantes en el sentido de que todavía estamos lejos de tal integración a efectos prácticos:

“Se trata pues de establecer cuál es el producto relevante, y sobre la sustituibilidad de la energía eléctrica cabe hacer las siguientes consideraciones. En primer lugar, se deberá distinguir entre la demanda de electricidad para fines industriales y la demanda de electricidad para consumo doméstico. En el caso de la demanda de electricidad con fines industriales, la sustituibilidad de la electricidad por el gas vendrá condicionada por el proceso industrial concreto de que se trate. (...) En otro tipo de industrias, su proceso de fabricación podría técnicamente ser realizado con cualquiera de los dos productos objeto de discusión, pero, en la mayoría, la elección de uno u otro medio de producción condiciona totalmente el equipo técnico necesario y, por tanto, la sustituibilidad entre los dos productos, una vez acometida la inversión en las instalaciones, desaparece; de tal manera que la variación en los precios deberá ser tal que compense los costes de cambio de instalación y genere incentivos al cambio. Asimismo, las posibilidades reales estarán en función de la disponibilidad de acceder a ambas fuentes de suministro. La infraestructura de gas natural no tiene un pleno desarrollo, de momento, en España, y por lo tanto, dependiendo de la zona en la que se ubique la industria en cuestión habrá o no sustituibilidad real. (...) El análisis de la demanda de electricidad para consumo doméstico nos lleva a segmentar dicha demanda en demanda para alumbrado, demanda para electrodomésticos y demanda para calefacción. La electricidad para alumbrado no puede ser, obviamente, sustituida por el gas natural. En el caso de electrodomésticos, sí bien es cierto que alguno de estos aparatos, como los frigoríficos, pueden diseñarse para que funcionen con gas, no resulta creíble que, ni a corto ni a medio plazo, el gas natural sea una alternativa seria para sustituir la energía eléctrica en estos casos. Por último, donde realmente el gas natural está ganando mercado es en su uso para calefacción, pero no porque esté siendo el sustituto de la energía eléctrica, sino porque está sustituyendo a otros tipos de gas, como el propano, butano o gas ciudad, el carbón y, especialmente, porque está generando su propia y nueva demanda: la calefacción. En efecto, la calefacción es un uso en el que nunca la electricidad ha tenido un peso fundamental.(...) En conclusión,

no hay razones fundadas que induzcan a plantearse seriamente la sustituibilidad del gas natural y de la energía eléctrica<sup>15</sup>.”

- pero, por otra parte, la comercialización conjunta de gas y electricidad en España se va abriendo paso.

El mercado de gas es un mercado, sobre todo, en origen, es decir, por el lado de la oferta. Siendo que el verdadero mercado de gas es exterior, no se puede aceptar que la integración de los mercados del gas y electricidad restrinjan la competencia en ninguno de los mercados de producto. Además, en la generación eléctrica española el abanico tecnológico es y será en los próximos años bastante amplio.

Las empresas eléctricas ya han entrado en el mercado de la distribución de gas natural, así como Gas Natural y Repsol YPF también han entrado en el mercado de la generación y comercialización de electricidad.

Tal tendencia integradora entre mercados nos lleva a que la apertura del mercado gasista sea paralela a la apertura del mercado eléctrico. La Exposición de Motivos de la LH dice lo siguiente al respecto: “Sobre la base de la homogeneidad ya aludida como criterio que preside esta norma, se pretende también que la homogeneidad se mantenga en el enfoque básico dado al sistema de gas natural, en relación con el sistema eléctrico.

En opinión de los autores, la integración vertical de ambos mercados, eléctrico y gasista, si se produce por la vía de la concentración deberá ser examinada en el caso particular que en cada momento se esté planteando.

Pero en términos generales tal integración vertical no parece mala, toda vez que:

- las compañías eléctricas actuales ostentan un monopolio sobre ciertas tecnologías de generación, principalmente la hidráulica, pero también la nuclear, que tendería a diluirse con la irrupción de Gas Natural en la generación eléctrica, sobre todo si se aprovechan esos procesos de integración vertical para avanzar hacia una estructura sectorial más equilibrada y desconcentrada en ambos sectores;
- las compañías eléctricas están directamente presentes en el negocio del aprovisionamiento de gas, y por otra parte algunas multinacionales (por ejemplo Shell con Esbi) están entrando directamente en el negocio eléctrico a través de tolling agreements (contratos en el que se vende el gas y simultáneamente se compra la electricidad producida) o de PPA (contratos de compra al generador de toda o parte de su energía producida). De esta forma, el generador eléctrico pasa a ser un mero “maquilador”, evitando el riesgo de precios de ambos mercados mayoristas, el de gas y el de electricidad.

---

<sup>15</sup> TDC (2000).

## 6. Lo que debe permanecer

### 6.1 Segregación del monopolio natural de las actividades en competencia

La literatura consultada es bastante unánime<sup>16</sup> en los siguientes puntos:

- la segregación vertical (*unbundling*) de las redes de transporte y distribución respecto a las actividades comerciales (aprovisionamiento y venta a consumidores u otros comercializadores) es condición necesaria, aunque no suficiente, para el desarrollo de un mercado gasista, para garantizar la neutralidad y la no discriminación entre agentes gasistas de la gestión de las redes.

Dicho en otras palabras, si algún competidor, aguas arriba o aguas abajo, tiene una posición de dominio en la red básica, la competencia puede verse alterada a su favor.

- las experiencias de lo que se denomina legal *unbundling*, como la segregación contable y/o la creación de “murallas chinas” entre las actividades, no funcionan.

Un *unbundling* radical es especialmente importante en caso de haberse optado por un sistema de ATR negociado, pero también es muy recomendable para sistemas de ATR regulado.

La versión inicial de la LH establecía una separación contable de actividades gasistas. El RDL 6/2000 estableció, además, que la sociedad que sea titular de alguna instalación de Red Básica sólo podrá dedicarse a esas actividades y debe llevar cuentas separadas de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte. Además, el Gestor Técnico del Sistema deberá llevar cuentas separadas de Enagas.

Parece razonable también que el sector gasista en su conjunto tenga un límite máximo, tanto en la participación accionarial como en su presencia en el Consejo de Administración de Enagas, especialmente para dotar de mayor neutralidad y credibilidad a las decisiones tomadas por el gestor del sistema.

---

<sup>16</sup> Por ejemplo Viscusi *et al.*, (1995), Smalenzee (1989) o Train (1995).

## 6.2 Responsabilidad del regulador en el aseguramiento de la cobertura de la demanda en cantidad y calidad

El suministro de gas no es sustituible a corto plazo para aquella industria que ha tomado una decisión de suministro energético y, por tanto, ha acometido unas inversiones. Además, hay procesos que son intensivos en el uso de gas, es decir, requieren gran cantidad de gas en relación con el coste total de producción. Por ejemplo, los fertilizantes, el frío industrial, la fabricación de cerámica y gres, de cemento, o de ladrillos son todos ellos procesos altamente intensivos en energía, y en gas en particular. Por tanto, la calidad y el precio del gas afectan de forma muy directa a su competitividad.

Pero, aparte del coste directo, hay efectos indirectos relativos al suministro que también afectan a la competitividad de la empresa industrial. En otras palabras, aunque el proceso de una determinada empresa no fuera muy sensible al *input* gasista, si éste no alcanza unos mínimos en calidad y precio, el entorno en el que tal empresa se aprovisiona, distribuye y vende se podría ver afectado negativamente frente al entorno de otros competidores.

Dicho esto, hay que señalar que la calidad y regularidad del suministro es todavía más importante en el caso eléctrico.

Por todo ello, disponer de un flujo energético (en nuestro caso de gas) estable, fiable y a precios competitivos es condición necesaria, aunque no suficiente, para la competitividad de la empresa industrial.

Estas y otras razones aconsejan que los poderes públicos garanticen un suministro estable y de calidad.

## 6.3 Asegurar la neutralidad de la red

La red debe estar segregada de los agentes ya que sus actuaciones en caso de congestión o en su expansión pueden afectar decisivamente al mercado.

La organización empresarial del transporte de gas en alta presión presenta dos alternativas extremas: el ISO (*independent system operator*) y el TSO (*transport system operator*).

Entendemos por TSO una entidad (con o sin ánimo de lucro) que:

- coordina la operación técnica de un sistema gasista, dadas unas normas de seguridad,
- ejecuta la operación,

- es propietaria de todos o gran parte de los activos que componen la red,
- planifica su mantenimiento.

Entendemos por ISO una entidad (con o sin ánimo de lucro) que sólo asume la función primera, es decir, coordina la operación técnica de un sistema gasista.

En el caso de España resulta difícil proceder a una ubicación exacta en uno de los dos modelos ya que, si bien se dan muchas características de TSO, hay que señalar que una parte de los activos de la red básica (algunas plantas regasificadoras y red asociada) no están en manos de Enagas, y su operación y mantenimiento tampoco.

El hecho de que en un país se haya optado por uno u otro modelo se ha derivado de los antecedentes históricos y de la estructura sectorial. En aquellos lugares en los que existían –antes de los procesos de cambio regulatorio– grandes compañías privadas que ofrecían un servicio verticalmente integrado ha resultado difícil crear un TSO, ya que estas compañías no estaban, por lo general, dispuestas a deshacerse de sus activos de transporte por motivos estratégicos. En estos casos se ha optado por un ISO. En cambio, en aquellos lugares en los que existía empresa única (normalmente pública) ha sido posible diseñar una estructura sectorial nueva y acorde con los nuevos tiempos. Por lo general, en estos casos se ha ido a un TSO.

Nuestro argumento principal a favor de un modelo TSO frente a la alternativa ISO se basa en las siguientes razones:

- el conocimiento de la propia red conlleva que esa red sea el mejor gestor del sistema posible;
- se evita la regulación específica, y sobre todo la creación de organismos que resuelvan conflictos o disfunciones;
- se generan economías de escala;
- se generan beneficios por una coordinación más eficaz;
- se minimizan los costes de transacción;
- la información fluye de forma más ágil y eficaz;
- desaparecen problemas asociados a la relación principal-agente, en la medida en que el contrato implícito entre principal y agente es más sencillo;
- el correcto funcionamiento competitivo del mercado eléctrico español demanda un gestor

del sistema neutral, pero con poder de negociación suficiente para no ser capturado por los grandes agentes.

## **6.4 Planificación obligatoria de redes e indicativa en las actividades en competencia**

La escasa capacidad de almacenamiento supone ya una seria limitación al desarrollo del mercado.

El desarrollo de la red es planificado, pero tal planificación no debe ni puede desarrollarse de espaldas al principal o anterior titular de la red, ya que es quien tiene una idea clara y sobre el terreno de las necesidades y alternativas.

Pero la planificación, y la consiguiente inversión en red, puede afectar de forma heterogénea a los agentes, lo que redundaría en nuestra percepción de que la responsabilidad de tal planificación no caiga en manos exclusivas del gestor de la red, que debe ser y parecer neutral en cualquier circunstancia.

Por otra parte, la forma de remunerar una red envía señales claras acerca de la necesidad (o no) de invertir en su desarrollo (que no en su planificación). Por lo tanto, existe riesgo de escasa o excesiva inversión, que en gran parte pudiera estar propiciado por una metodología o sistema de remuneración inadecuados.

La teoría demuestra la eficiencia de que la propiedad de los activos y la gestión de éstos (en el caso de una red, su operación, mantenimiento, reparación, extensión de vida útil, etc.) estén indisolublemente asociados.

Menos demostrada está la ventaja de que la propiedad de la red y la operación del sistema estén en las mismas manos, pero posiblemente el conocimiento de la red proporciona unas ventajas, principalmente de información y de experiencia, que hacen que la propia red sea el mejor gestor del sistema y se generen beneficios por una coordinación más eficaz (una gerencia común resuelve con más rapidez conflictos o disfunciones que potencialmente pudieran aparecer).

Existe la alternativa de subastar la inversión reconocida para calcular la retribución de una determinada inversión indicada por la planificación. Esta alternativa tiene la ventaja de la objetividad y de la posibilidad de concurrencia. A cambio, puede fomentar la multipropiedad de la red, además de estimular a los agentes a realizar dichas inversiones por debajo del coste, lo que les podría proporcionar ventajas ilícitas en el mercado.

## 6.5 Existencia de una tarifa de acceso a redes y de una tarifa integral con metodologías conocidas y transparentes

La teoría nos indica que hay tres grandes alternativas metodológicas en lo referente a su aplicación a usuarios de la red básica:

- tarifas en función de la distancia (Alemania, Francia, Austria, Bélgica);
- tarifas de entrada-salida (Reino Unido, Italia);
- tarifa postal (Finlandia, Suecia, Dinamarca, Irlanda, Holanda por debajo de 200 km; España por debajo de 500 km).

Las tarifas relacionadas con la distancia tienen la ventaja de reflejar los costes del transporte a largo plazo con cierta fidelidad para cada consumidor y desincentivan tendidos de red no eficientes, a la vez que suponen un estímulo a la competencia en los tendidos. El problema de estas tarifas es que los tráficos contractuales de gas no necesariamente coinciden con los tráficos físicos de gas en una red bastante mallada.

Por ello, la teoría indica que este tipo de tarifa es aconsejable en redes muy lineales, en las que contrato y movimiento físico de gas, en gran medida, coinciden. Por ejemplo, el gas que viene de Siberia al centro de Europa.

Las tarifas de entrada-salida también reflejan los costes del transporte a largo plazo con cierta fidelidad para cada consumidor y facilitan el establecimiento de sistemas de subasta para resolver cuellos de botella en la red. Son muy indicadas, por ejemplo, en *hubs*.

## 6.6 Avanzar en un tratamiento regulatorio cohesionado a nivel de la UE (conforme a las indicaciones de los sucesivos Foros de Gas de Madrid)

Se debe aumentar la conexión internacional de las redes de gas. España es un país bastante aislado (salvo de Portugal) y el carácter telescópico inverso de la red francesa no nos favorece.

Las redes, además, han de ser operables conjuntamente y, por tanto, se ha de avanzar en la armonización de cuestiones como los balances de gas de los distintos sistemas nacionales, la forma en la que toman y transmiten las medidas, los requisitos técnicos de redes—especialmente sus presiones—, la coordinación entre los diversos operadores de los sistemas y la resolución de las congestiones.

## **6.7 Salvaguardias en materia de seguridad y diversificación del aprovisionamiento**

Dado que los comercializadores están obligados a suministrar a los transportistas y éstos a los distribuidores de forma regular y continua y dado el escaso grado de autoabastecimiento español, éste es un punto importante.

El objetivo se logra mediante una regulación de las existencias mínimas (reservas) y de la diversificación geográfica y de rutas de suministro.

Afortunadamente la diversificación no es sólo una cuestión de Gas Natural sino del hecho de que otras compañías españolas ya lo practican: Endesa (contratos en Nigeria, Qatar y Argelia), Unión Fenosa (Egipto, Omán y ENI), Iberdrola (Nigeria, Argelia, Noruega, Trinidad y Tobago y ENI), Cepsa (Argelia) y Naturcorp (Trinidad y Tobago).



## 7. Propuestas de cambios

### 7.1 Desarrollo decidido de un mercado *spot* de ajustes de gas

El tipo de infraestructura de los gasoductos hace necesario mantener un equilibrio diario entre la oferta y la demanda globales. Este equilibrio puede lograrse por procedimientos de mercado, de forma que, además de facilitar y objetivar la operación diaria del sistema, los agentes tengan la oportunidad de conciliar sus compromisos a largo plazo con las circunstancias del día a día.

La principal opción consiste en centralizar y organizar el ajuste, o no hacerlo. Nuestra opinión es favorable a una organización centralizada del mercado de ajustes.

Se puede discutir si optar por una gestión conjunta del sistema (que ahora lleva Enagas) y de este mercado de ajustes o, como en el caso eléctrico, separada (REE y Omel). En este último caso, habría que debatir si debiera ser Omel o una nueva institución (organizada o en *over the counter*, OTC) quien llevara la gestión de tal mercado de ajustes.

Dadas las particularidades del mercado gasista, es posible que lo mejor fuera que Enagas también gestionara tal mercado de ajustes.

Cabe señalar que también existe la posibilidad de que el operador del sistema comunique desajustes a los agentes para que los resuelvan de forma bilateral o negociada con el propio operador del sistema, sin mediar un mercado abierto y transparente. Podría ser una organización del mercado tipo OTC, con pequeños intermediarios especializados.

En resumen, los autores optamos por la existencia de dos mercados, uno fuera de España (bilateral), y otro de ajustes dentro de España. Esta solución tiene como punto fuerte que la operativa está muy próxima al flujo físico de la mercancía que se comercia, que sigue con fidelidad el movimiento y la transacción física del producto. Por otra parte, en el mercado de ajustes, la negociación, cierre de operaciones y entrega física de la mercancía tienen lugar en un corto espacio temporal.

El mercado de ajustes a corto plazo no tiene por qué marcar precios parecidos al coste CIF medio en España, ya que pueden darse coyunturalmente circunstancias que hagan que, frecuentemente, los agentes estén cortos o largos de gas a corto plazo.

Es muy posible que este mercado de ajustes sea bastante volátil, especialmente en los primeros momentos en los que no hay series históricas, la experiencia de los agentes es limitada y los instrumentos financieros de cobertura de riesgo no estarán del todo afinados. No obstante, a largo plazo, los precios deben converger. Ocurriría algo parecido al mercado diario de electricidad *versus* los intradiarios y ajustes.

Es difícil saber cuál de los dos mercados (el *forward* de contratos internacionales y el mercado peninsular de ajustes) será el que en última instancia determine el precio.

En cualquier caso, la influencia será mutua, pero es importante que la credibilidad del mercado peninsular de ajustes sea elevada, para lo cual ningún agente debiera, por sí mismo, tener capacidad para fijar cantidades y/o precios, la red no debiera plantear excesivas restricciones y, llegado el caso, éstas debieran resolverse de forma transparente, previsible, y no ser fuente de ventaja para ningún agente.

## **7.2 Posibilidad de continuar con los denominados *gas release programs*, pero estableciendo metodologías transparentes de adjudicación**

Este tipo de adjudicaciones son medidas de “discriminación positiva” que tratan de dinamizar el mercado y pueden favorecer a aquellos pequeños y medianos comercializadores y/o consumidores con dificultades para obtener ofertas internacionales. Una posibilidad, que facilita estos programas, consiste en fijar un límite a la cuota de una sola empresa en los aprovisionamientos del mercado nacional o en la venta a consumidores finales.

Llama la atención que en el sector eléctrico no se ha planteado este tipo de medidas, tal vez porque el Gobierno consideraba aceptable el nivel competitivo en dicho mercado.

El precedente español es la fijación de un límite del 70% para abastecer el mercado nacional por parte de una sola empresa, y la subasta del 25% del aprovisionamiento por gasoducto con Argelia (1,4 bcm anuales) para los años 2001 (último trimestre), 2002 y 2003.

Pero asignar el 25% del contrato por gasoducto argelino a los comercializadores, que en su mayoría son las empresas eléctricas, no estimula la asunción de riesgos tanto en los mercados de origen como en los de destino. Por tanto, este tipo de medidas, si bien pueden ser eficaces en un primer momento, deben ser transitorias y no demasiado prolongadas.

En caso de llevarse a la práctica, previamente hay que definir a qué comprador nacional se le subastan parte de sus contratos y por qué. También hay que definir si el compromiso de los adjudicatarios de la subasta es por una cantidad y/o plazo, igual o no a la duración de los contratos internacionales.

En cualquier caso, este tipo de alternativa presenta algunos inconvenientes o indefiniciones que debemos señalar:

- posible discrecionalidad en la determinación de qué contratos y en qué parte se subastan;
- posible discrecionalidad acerca de la definición de qué agentes están cualificados para pujar por los contratos (¿pueden pujar agentes ajenos al mundo de la energía?, ¿puede pujar el comprador en origen? y ¿otros compradores en origen?);
- posible disminución de incentivos para realizar buenas compras internacionales, dependiendo de qué contratos se subasten y qué margen obtiene su titular;
- procedimientos de prorrateo o eliminación de ofertas en caso de que la oferta exceda la demanda (¿se adjudican sólo las ofertas a mayor precio?, ¿se prorratean e integran precios con los límites de las ofertas?);
- riesgo de incumplimiento comercial.

Como vemos, este tipo de procedimientos están habitualmente demasiado trufados de decisiones administrativas, presentan desincentivos en la compra internacional y se requiere, en todo caso, de una metodología que los objective.

En opinión de los autores, no parecen imprescindibles nuevos *gas release programs*, dada la evolución del mercado y la experiencia nacional e internacional de muchos de los agentes presentes en el mercado español. En otras palabras, que Shell, BP, Total... sean empresas beneficiarias de medidas de discriminación positiva resultaría chocante.

### 7.3 Mercado ibérico de gas

En la medida de lo posible, España no debe ser una isla gasista. En el apartado siguiente desarrollamos una idea para evitar esta situación. Pero en cualquier caso, al igual que ya se han dado pasos previos para integrar los mercados (que no los sistemas) eléctricos de España y Portugal, creemos que deben darse pasos similares para integrar ambos mercados gasistas, y, siendo el mercado de gas portugués todavía muy incipiente, esto debe suponer una cierta facilidad para el logro de tal objetivo. Un mercado de mayor

tamaño debe ser más líquido y, en la medida en la que incluya más oferentes y demandantes, debe ser más competitivo.

Ahora bien, un futuro mercado ibérico del gas está condicionado por la moratoria en la aplicación de las Directivas en el caso portugués, si bien también hay que señalar que ya se comparte una parte de la propiedad de la red básica portuguesa, que Portugal utiliza parte de las instalaciones españolas y que muchos aspectos operativos ya están armonizados.

## **7.4 Nueva orientación en el desarrollo de la infraestructura básica para lograr un *hub* español o peninsular**

Dado el fuerte crecimiento de la demanda en España, tanto el pasado como el previsto, en algún momento podrían aflorar ciertas limitaciones de la red, bien fueran locales o generales (cuellos de botella, que generarán restricciones técnicas). Esto se puede evitar si la planificación de la red no se realiza bajo el supuesto de España o la Península Ibérica como “isla energética”, sino como lugar de tránsito hacia Europa. La posición geográfica de España nos hace pensar en la posibilidad de entender el sistema más como zona de tránsito gasista que como isla energética.

La cercanía a algún tipo de nudo físico de gas (*hub*) facilita el desarrollo de un mercado (aunque no es condición suficiente), en la medida en la que confluyan fuentes alternativas de suministro, exista gas físico y capacidad de almacenarlo y gasoductos que permitan evacuar el gas hacia destinos alternativos. Estos *hubs* pueden ser reales o virtuales (como el *national balancing point* del Reino Unido). Los grandes *hubs* físicos europeos no están en España, sino que se localizan en Zeebrügge (costa belga), Eynatten (frontera belga-alemana), Emden (costa holandesa, muy cerca de Alemania) o en algunos otros puntos de la frontera checo-alemana o polaco-alemana.

Los precios que eventualmente se marquen en *hubs* próximos a España (entendamos proximidad tanto en su acepción física como en la medida en la que las redes y la regulación posibiliten razonablemente la llegada del gas a España) necesariamente influirán en el mercado español de gas, sea cual sea su diseño concreto.

## **7.5 Desarrollo de mercados financieros con activo subyacente de gas natural**

Uno de los retos del mercado gasista español es el desarrollo de futuros y opciones, pero esto no es posible sin que exista una señal *spot* creíble y generalmente aceptada.

La estandarización permitirá dotar de liquidez a estos mercados.

La utilización de mecanismos financieros novedosos en la compra-venta de gas presenta algunas ventajas que enumeramos a continuación:

- suministran información sobre la estructura temporal de precios del gas;
- facilitan la realización de estrategias de cobertura para gestionar riesgos;
- permiten comparar precios entre mercados;
- se puede hacer operaciones de arbitraje entre mercados.

## **7.6 Facilitar la integración con el mercado eléctrico y no obstruir tendencias integradoras de las empresas**

Con atención preferente a tres cuestiones: el impacto de las concentraciones sobre las actividades reguladas, el impacto sobre la competencia en cada uno de los mercados todavía poco integrados del gas y de la electricidad, y la oportunidad que pueden suponer estos procesos para contribuir a lograr una estructura sectorial más equilibrada y desconcentrada en ambos sectores.

Dado que existen múltiples reservas de gas en origen, lo que hace falta es que se constituyan en España y en Europa grandes operadores capaces de asumir riesgos de gas en los mercados de origen y destino.

La política seguida por el Gobierno ha sido errática desde el punto de vista industrial o, quizá, ha respondido a intereses de otro tipo.

Un hecho favorable fue la compra (parcial) de Naturcorp por Hidrocantábrico. La Comisión Europea publicó su decisión en la que manifestaba su no oposición y declaraba la operación “compatible con el Mercado Común y con el funcionamiento del Acuerdo Económico Europeo”<sup>17</sup>.

Pero un hecho muy desfavorable fue la resolución de la OPA de Gas Natural sobre Iberdrola.

---

<sup>17</sup> Decisión de la Comisión Europea, de 19 de junio de 2003, dictada en el Asunto Núm. COMP/3187 - Ente Vasco de la Energía/Hidrocantábrico/Naturcorp.

## **7.7 Segregación accionarial de la red básica y gestor del sistema ubicado en Enagas**

El Real Decreto Ley 6/2000 establece que Enagas será tal gestor, lo que nos merece una consideración positiva, aunque sólo sea por que se imposibilita la multiplicidad de gestores. También establece la segregación de Enagas del grupo Gas Natural, e impone la apertura del accionariado a todos los operadores.

La Ley 62/2003 de 30 de diciembre establece que ninguna persona física o jurídica podrá tener una participación en Enagas superior al 5% del capital social o derechos de voto en la entidad. Gas Natural dispone hasta el 30 de diciembre de 2006 para reducir su actual participación en Enagas del 34,999% hasta el 5%.

En nuestra opinión, Enagas, como gestor del sistema y principal transportista, debe ser totalmente independiente del resto de las compañías gasistas. La limitación del 5% debiera acompañarse de la plena incompatibilidad de vinculación de los miembros del Consejo de Administración de Enagas con los operadores del sector, incluidas las empresas eléctricas que utilizan el gas como energía primaria.

## **7.8 Interacción distribución-comercialización**

En principio, la actual segregación jurídica se nos antoja suficiente, si bien proponemos estudiar mecanismos de vigilancia y alerta que eviten posibles acciones verticales anti-competitivas.

## **7.9 Objetivar el procedimiento de adquisición de gas para consumidores a tarifa**

Abogamos por desarrollar, de forma objetiva y transparente, un aprovisionamiento centralizado de gas para consumidores a tarifa que busque minimizar el coste de la materia prima.

Por otro lado, la adquisición de gas para consumidores a tarifa puede tener efectos en la capacidad utilizada. Efectivamente, Gas Natural firmó en julio de 2001 un denominado contrato de deslizamiento con Enagas, por medio del cual recibiría la capacidad excedente de transporte de gas que se produjera debido al avance de consumidores y consumos que optan por el mercado y el consiguiente retroceso de consumos a tarifa. Este contrato fue examinado por las autoridades encargadas de la defensa de la competencia. El problema

parecía estar en que esto restaba capacidad de regasificación y posiblemente de transporte para otros agentes, en un momento (2001 y 2002) en el que se proyectaban escaseces en la capacidad para los años 2004 a 2006.

Gas Natural sostiene que ha ajustado la capacidad contratada a sus necesidades reales. Y Enagas comunicó a principios de 2003 que los demás operadores iban a reducir las capacidades reservadas en el sistema gasista entre un 20% y un 25%, debido a los retrasos en la construcción de las centrales de ciclo combinado, de manera que el problema mencionado parece haberse diluido. Según Enagas, el sistema contará en los próximos tres años (2004-2006) con un exceso promedio de capacidad del 10% o el 20%, con máximos de hasta el 30% o el 40% de la capacidad total.

Finalmente, el contrato de deslizamiento fue aceptado por la Dirección General de Política Energética y Minas en 2002.

## **7.10 Nueva metodología para resolver congestiones en el acceso a la red básica**

Hay que señalar que en España en la actualidad se publica, al menos en todos los puntos fronterizos de entrada y salida del sistema, el estado de la capacidad.

Ya hemos hecho referencia a que un cierto exceso de capacidad de la red básica es imprescindible para el buen funcionamiento del mercado. Pero es también fundamental la metodología para la resolución de cuellos de botella en la red.

En los mercados de capacidad de transporte de gas natural (en los EE UU) se negocia la compraventa de “derechos de reserva de capacidad para transportar gas a través de un determinado gasoducto”. Los titulares de los gasoductos son empresas privadas que organizan el mercado que pudiera surgir respecto a la contratación de la capacidad del gasoducto en cuestión. Cada uno de los gasoductos organiza su propio mercado con arreglo a los criterios que estima convenientes, estableciendo su propia regulación y normativa. No obstante, dicha regulación deberá someterse en todo caso a las normas de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC).

Cada uno de los Mercados de Capacidad de Transporte creados en torno a los gasoductos se subdivide, a su vez, en un Mercado Primario (Primary Market for Transportation), o de adjudicación mediante subasta de los derechos por parte de cada gasoducto, y en un Mercado Secundario (Secondary Market for Transportation) de reventa de tales derechos. Este Mercado Secundario se desarrolló a raíz de la promulgación de la Orden 636 del FERC de 1992, de 18 de mayo, en virtud de la cual los gasoductos debían permitir a los titulares de derechos de reserva de capacidad (*firm shipper*) subarrendar su capacidad

reservada, mediante una cesión total o parcial, con carácter temporal o definitivo, de tales derechos a un tercero (*replacement shipper*).

Dicha cesión no se efectúa de forma automática entre el cedente y el cesionario, sino por mediación del gasoducto: el titular de los derechos libera capacidad de la red que posteriormente es revendida por el gasoducto con arreglo a un procedimiento de subasta desarrollado a través de su sistema electrónico de contratación (Electronic Bulletin Board o EBB).

Los términos de la cesión, su duración, precio mínimo de salida en la subasta, volumen de capacidad reservada, lugar de entrada y salida de la red, condiciones resolutorias (por ejemplo, disminución de la temperatura a un nivel estipulado), condiciones o restricciones de capacidad (*recall rights*), son determinados por el cedente.

Los criterios de asignación del contrato en la subasta son el precio y la adecuación de la oferta a los términos y condiciones solicitados por el cedente para subarrendar su capacidad. Sólo podrán intervenir en el procedimiento de subasta aquellas entidades que hayan concluido un contrato con el gasoducto en cuestión.

En la medida en que los terceros interesados tengan interés en reservar capacidad de transporte, éstos pueden adquirir los derechos bien directamente del gasoducto o bien de otros transportistas con reserva de capacidad en ese mismo gasoducto. Para ello se ha introducido un elevado grado de competencia entre los agentes del Mercado Secundario y el propio gasoducto, que actúa en el Mercado Primario.

La verdad es que un sistema como el americano, no previsto en absoluto en la actual Ley de Hidrocarburos, sería posiblemente muy distorsionador de los usos y costumbres españoles. Dentro de otras diversas opciones que se pueden desarrollar, nos inclinamos por la denominada *market splitting*, que consiste en dar prioridad de paso al gas barato sobre el gas caro.

Lógicamente el operador del sistema no puede ni conocer el precio CIF de ninguna partida de gas (es secreto comercial), ni tampoco se puede fiar de una mera declaración del importador. Por tanto, cada importador debe declarar un precio de gas para resolver la restricción (si la hubiera), pero debe existir la posibilidad de que cualquier otro agente compre ese gas al precio declarado más un porcentaje (no muy grande) en concepto de gastos de gestión, para posteriormente tratar de pasarlo por la red básica, por supuesto también declarando un precio.

Como se observa, si un agente tiene prisa y declara el gas a un precio por debajo de su coste se arriesga a venderlo obligadamente con pérdidas. Pero, por otro lado, si se excede en el precio declarado, corre el riesgo de ser el último en “pasarle”.



Este sistema dinamiza el mercado de materia prima en la medida en que otorga posibilidades de compra-venta física adicional, revela “precios sombra” y, por tanto, aumenta para todos los agentes su información, siempre que (como debe ser) el procedimiento de solución de las restricciones sea lo más transparente posible.

Lógicamente habría que acotar detalles en este procedimiento, como por ejemplo el caso de solapamiento entre dos cargos, el plazo para optar por un cargo que trata de pasar a la red, el plazo de preaviso para los cargos que llegan, si los cargos para consumidores a tarifa tienen o no este trato, etc.

En cualquier caso, la tarifa que se paga sería la correspondiente al ATR.

### **7.11 Seguridad de aprovisionamiento.**

Es necesario avanzar en la integración de la seguridad de aprovisionamiento con el funcionamiento de un mercado competitivo. La CNE ya ha lanzado algunos grupos de trabajo a este respecto.

Ello implica el impulso a las inversiones en almacenamiento de gas, a la diversificación y flexibilidad de los aprovisionamientos, a los consumos interrumpibles y al desarrollo de mercados *spot*, así como a la aprobación de procedimientos para la gestión de emergencias.

Entendemos que, en la medida en la que se desarrollen inversiones, las salvaguardias regulatorias deben ir siendo crecientemente exigentes. Por ejemplo, aumentar el “almacenamiento estratégico”, actualmente cifrado en 35 días, y/o aumentar la exigencia en diversificación geográfica del aprovisionamiento.

### **7.12 Reorientar la CNE**

Es importante para España (y así esta ocurriendo también en otros países) la existencia y el buen funcionamiento de las que se vienen llamando Comisiones Reguladoras (regulen en mayor o menor medida), que por lo general son independientes y especializadas, con capacidad –al menos– de analizar, informar y opinar sobre el acontecer de sectores complejos, amén de poder arbitrar conflictos, mediar en situaciones de cierta complejidad técnica, e incluso –en una opción más atrevida– desarrollar la regulación, inspeccionar y sancionar.

Parece cada vez más imprescindible disponer de un cuerpo especializado (sin las grandes limitaciones que a veces impone la función pública), con un ciclo diferente al electoral que lo haga más independiente de las coyunturas políticas, y con una alta capacidad de

cálculo que le libere del apoyo técnico interesado que los agentes del sector han prestado históricamente a los políticos para la toma de decisiones.

Es importante velar para que estas Comisiones sean independientes, es decir, que no sean “capturadas” por sus regulados y que, en la medida de lo posible, guarden una cierta independencia de criterio respecto del poder político. Pero también es importante que estén controladas por el Parlamento y por el conjunto de los agentes que son objeto de su interés. Una de sus tareas más importantes es velar por la transparencia del proceso regulatorio y la máxima participación en su gestación.

Es importante que su composición conjugue preparación técnica y solidez política, con el fin de que pueda influir en el sector, en la Administración Energética y en la sociedad, más allá de lo que establezcan sus competencias. Es conveniente que su composición sea, además, expresión de la pluralidad social sobre la forma en que deben equilibrarse todos los intereses de su ámbito sectorial.

En España hay una sola Comisión para todas las energías, lo que es razonable, entre otros motivos, por economía de medios, coordinación más eficaz de actuaciones y creciente interrelación entre las distintas energías y sus mercados.

Dicho esto, los autores creemos que hay que reevaluar el papel jugado por la CNE. En nuestra valoración cabe señalar como positivo que se ha creado un cuerpo asesor (con cualificación y gran capacidad de cálculo) del Ministerio (que mantiene intacta su capacidad de iniciativa política y su responsabilidad sobre la política energética).

En el lado negativo, cabe señalar que esta Comisión ni es reguladora, ni es independiente. En efecto, la Ley de Hidrocarburos creó la Comisión Nacional de Energía y la define como “ente regulador de los mercados energéticos, teniendo por objeto velar por la competencia efectiva en los mismos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos mercados y de los consumidores”. Tan elevados objetivos e intenciones quedan drásticamente disminuidos desde el momento en que se enumeran detalladamente sus funciones, su capacidad para aprobar normas (sólo circulares interpretativas de normas del Ministerio), su capacidad inspectora y sancionadora (sólo puede elevar expedientes al Ministerio o a las CC AA), etc.

Por ello, los poderes de la CNE son menores incluso que los de la anterior Comisión (la CNSE), y sus funciones son más bien informativas, asesoras, propositivas... y escasamente legislativas o ejecutivas. Su papel co-regulatorio, como instrumento para impulsar la transparencia y la participación en el proceso regulatorio, ha quedado muy devaluado.

Su proceso de nombramiento no parece haber conseguido en todos los casos asegurar ni el conocimiento técnico, ni la solidez política, ni la independencia de criterio requeridos.

## Bibliografía

### Documentos básicos

- BP Amoco, Statistical Review of World Energy (ediciones anuales).
- CNE, Informes relativos al sector de gas natural, núms. 4/2001, 1/2002, 2/2002, 3/2002, 7/2002.
- Comunidades Europeas (1996), Los servicios de interés general para Europa. DOCE, 26 Septiembre. C-281/3.
- Comisión de las Comunidades Europeas (1988), El Mercado Interior de la Energía, COM (88) 238 final, 2 de mayo.
- Comisión Europea. Propuesta de Directiva sobre medidas para la seguridad de aprovisionamiento de gas natural, COM (2002), 488 final, de 11 de septiembre de 2002.
- International Energy Agency. Key World Energy Statistics (ediciones anuales).
- International Energy Agency. (1996), The IEA report on the energy policies of Spain.
- International Energy Agency. (2000), Regulatory reform in European gas. IEA/SLT (2000) 4.
- OECD & IEA. World Energy Outlook. (ediciones anuales).
- Oilgas, Enciclopedia Nacional del Petróleo, Petroquímica y Gas. Sede Técnica. (ediciones anuales).
- Oil and Gas Journal. (revista mensual).
- Libro Blanco de la Comisión Europea (1996), Una política energética para la Unión Europea, COM (95), 682 final.
- Directiva 98/30/CE, de 22 de junio, sobre Mercado Interior del Gas, sustituida y derogada a partir del 1 de julio de 2004 por la Directiva 2003/55/CE de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.
- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, BOE 8.10.98.
- Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, de medidas urgentes de liberalización e incremento de competencia (capítulo III).
- Real Decreto Ley 15/1999, de 1 de octubre, de medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos.

Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes para la intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios (Título I capítulo II)

Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas, y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.

Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro, y los procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Ministerio de Economía (2002), Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas. Desarrollo de las Redes de Transporte 2002-2011.

Sedigas, Informes anuales.

## Otra bibliografía

Álvarez Pelegry E. y Valvas, J. (2003), El gas natural. Del yacimiento al consumidor. CIE.

Ariño Ortiz, G. y del Guayo Castiella, I. (2000), La regulación de las actividades gasistas, *Documentación Administrativa*, nº 256, págs 95-144.

Atienza, L. y Quinto, J. de (2003), Regulación para la competencia en el sector eléctrico español. Fundación Alternativas, Documento de trabajo 10/2003.

Faiña, J.A. *et al.*, (2003), La liberalización del mercado del gas, ICE, nº 808, julio.

Lasheras, Miguel Ángel (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*. Ariel Economía.

Portillo, Juan María (1998), El papel del gas natural en las relaciones hispano-argelinas, Tesis Doctoral, Universidad Complutense de Madrid.

Smalenzee, Richard (1989), Good regulatory regimes, *RAND Journal of Economics*. Otoño.

Train, Kenneth E. (1995) Optimal regulation. The economic theory of natural monopoly, The MIT Press.

TDC (2000), Expediente de concentración económica C60/00 Endesa/ Iberdrola.

Viscusi, W.K, Vernon, J.M. y Harrington, J.E. (1995), Economics of regulation and antitrust, The MIT Press, 2ª edición.

## Índice de Tablas y Gráficos

### Tablas

Tabla 1. Emisiones estándar para diferentes tecnologías en generación eléctrica (grs/Kwh) .....	14
Tabla 2. Plantas de licuefacción operativas .....	24
Tabla 3. Aprovisionamiento de gas a España en 2002 .....	27
Tabla 4. Millones de termias .....	33

### Gráficos

Gráfico 1. Energías primarias y finales .....	15
Gráfico 2. Ratio Reservas/Producción gas natural .....	16
Gráfico 3. Ratio Reservas/Producción petróleo mundial .....	17
Gráfico 4. Distribución de las reservas mundiales de gas .....	17
Gráfico 5. Distribución de las reservas mundiales de petróleo .....	18
Gráfico 6. Producción mundial de gas natural .....	18
Gráfico 7. Consumo mundial de gas natural .....	19
Gráfico 8. Consumo per cápita de gas en el mundo .....	20
Gráfico 9. Comercio internacional de gas (GN y GNL) .....	22
Gráfico 10. Costes del transporte del gas natural .....	22
Gráfico 11. Organización del ciclo de gas .....	45

## Documentos de trabajo publicados

- 1/2003. **Servicios de atención a la infancia en España: estimación de la oferta actual y de las necesidades ante el horizonte 2010.** María José González López.
- 2/2003. **La formación profesional en España. Principales problemas y alternativas de progreso.** Francisco de Asís de Blas Aritio y Antonio Rueda Serón.
- 3/2003. **La Responsabilidad Social Corporativa y políticas públicas.** Alberto Lafuente Félez, Víctor Viñuales Edo, Ramón Pueyo Viñuales y Jesús Llaría Aparicio.
- 4/2003. **V Conferencia Ministerial de la OMC y los países en desarrollo.** Gonzalo Fanjul Suárez.
- 5/2003. **Nuevas orientaciones de política científica y tecnológica.** Alberto Lafuente Félez.
- 6/2003. **Repensando los servicios públicos en España.** Alberto Infante Campos.
- 7/2003. **La televisión pública en la era digital.** Alejandro Perales Albert.
- 8/2003. **El Consejo Audiovisual en España.** Ángel García Castillejo.
- 9/2003. **Una propuesta alternativa para la Coordinación del Sistema Nacional de Salud español.** Javier Rey del Castillo.
- 10/2003. **Regulación para la competencia en el sector eléctrico español.** Luis Atienza Serna y Javier de Quinto Romero.
- 11/2003. **El fracaso escolar en España.** Alvaro Marchesi Ullastres.
- 12/2003. **Estructura del sistema de Seguridad Social. Convergencia entre regímenes.** José Luis Tortuero Plaza y José Antonio Panizo Robles.
- 13/2003. **The Spanish Child Gap: Rationales, Diagnoses, and Proposals for Public Intervention.** Fabrizio Bernardi.
- 13\*/2003. **El déficit de natalidad en España: análisis y propuestas para la intervención pública.** Fabrizio Bernardi.
- 14/2003. **Nuevas fórmulas de gestión en las organizaciones sanitarias.** José Jesús Martín Martín.
- 15/2003. **Una propuesta de servicios comunitarios de atención a personas mayores.** Sebastián Sarasa Urdiola.
- 16/2003. **El Ministerio Fiscal. Consideraciones para su reforma.** Olga Fuentes Soriano.

- 17/2003. **Propuestas para una regulación del trabajo autónomo.** Jesús Cruz Villalón.
- 18/2003. **El Consejo General del Poder Judicial. Evaluación y propuestas.** Luis López Guerra.
- 19/2003. **Una propuesta de reforma de las prestaciones por desempleo.** Juan López Gandía.
- 20/2003. **La Transparencia Presupuestaria. Problemas y Soluciones.** Maurici Lucena Betriu.
- 21/2003. **Análisis y evaluación del gasto social en España.** Jorge Calero Martínez y Mercè Costa Cuberta.
- 22/2003. **La pérdida de talentos científicos en España.** Vicente E. Larraga Rodríguez de Vera.
- 23/2003. **La industria española y el Protocolo de Kioto.** Antonio J. Fernández Segura.
- 24/2003. **La modernización de los Presupuestos Generales del Estado.** Enrique Martínez Robles, Federico Montero Hita y Juan José Puerta Pascual.
- 25/2003. **Movilidad y transporte. Opciones políticas para la ciudad.** Carme Miralles-Guasch y Àngel Cebollada i Frontera
- 26/2003. **La salud laboral en España: propuestas para avanzar.** Fernando G. Benavides.
- 27/2003. **El papel del científico en la sociedad moderna.** Pere Puigdomènech Rosell.
- 28/2003. **Tribunal Constitucional y Poder Judicial.** Pablo Pérez Tremps.
- 29/2003. **La Audiencia Nacional: una visión crítica.** José María Asencio Mellado.
- 30/2003. **El control político de las misiones militares en el exterior.** Javier García Fernández.
- 31/2003. **La sanidad en el nuevo modelo de financiación autonómica.** Jesús Ruiz-Huerta Carbonell y Octavio Granado Martínez.
- 32/2003. **De una escuela de mínimos a una de óptimos: la exigencia de esfuerzo igual en la Enseñanza Básica.** Julio Carabaña Morales.
- 33/2003. **La difícil integración de los jóvenes en la edad adulta.** Pau Baizán Muñoz.
- 34/2003. **Políticas de lucha contra la pobreza y la exclusión social en España: una valoración con EspaSim.** Magda Mercader Prats.
- 35/2003. **El sector del automóvil en la España de 2010.** José Antonio Bueno Oliveros.
- 36/2003. **Publicidad e infancia.** Purificación Llaquet, M<sup>a</sup> Adela Moyano, María Guerrero, Cecilia de la Cueva, Ignacio de Diego.
- 37/2003. **Mujer y trabajo.** Carmen Sáez Lara
- 38/2003. **La inmigración extracomunitaria en la agricultura española.** Emma Martín Díaz

- 39/2003. **Telecomunicaciones I: Situación del Sector y Propuestas para un modelo estable.** José Roberto Ramírez Garrido y Juan Vega Esquerrá.
- 40/2003. **Telecomunicaciones II: Análisis económico del sector.** José Roberto Ramírez Garrido y Álvaro Escribano Sáez.
- 41/2003. **Telecomunicaciones III: Regulación e Impulso desde las Administraciones Públicas.** José Roberto Ramírez Garrido y Juan Vega Esquerrá.
- 42/2004. **La Renta Básica. Para una reforma del sistema fiscal y de protección social.** Luis Sanzo González y Rafael Pinilla Pallejà.
- 43/2004. **Nuevas formas de gestión. Las fundaciones sanitarias en Galicia.** Marciano Sánchez Bayle y Manuel Martín García.
- 44/2004. **Protección social de la dependencia en España.** Gregorio Rodríguez Cabrero.
- 45/2004. **Inmigración y políticas de integración social.** Miguel Pajares Alonso.
- 46/2004. **TV educativo-cultural en España. Bases para un cambio de modelo.** José Manuel Pérez Tornero.
- 47/2004. **Presente y futuro del sistema público de pensiones: Análisis y propuestas.** José Antonio Griñán Martínez.
- 48/2004. **Contratación temporal y costes de despido en España: Lecciones para el futuro desde la perspectiva del pasado.** Juan J. Dolado y Juan F. Jimeno.
- 49/2004. **Propuestas de investigación y desarrollo tecnológico en energías renovables.** Emilio Menéndez Pérez.
- 50/2004. **Propuestas de racionalización y financiación del gasto público en medicamentos.** Jaume Puig-Junoy y Josep Llop Talaverón.
- 51/2004. **Los derechos en la globalización y el derecho a la ciudad.** Jordi Borja.
- 52/2004. **Una propuesta para un comité de Bioética de España.** Marco-Antonio Broggi Trias.
- 53/2004. **Eficacia del gasto en algunas políticas activas en el mercado laboral español.** César Alonso-Borrego, Alfonso Arellano, Juan J. Dolado, Juan F. Jimeno.
- 54/2004. **Sistema de defensa de la competencia.** Luis Berenguer Fuster.





