

# «Tendencias recientes del sector del gas natural»

La pasada década se ha caracterizado por la existencia de un intenso debate internacional sobre los modelos de operación de sectores tradicionalmente monopolizados como la electricidad y el gas natural. La Comisión Europea está llevando a cabo un considerable esfuerzo con el objeto de crear un mercado interior de energía, cuyos primeros frutos han sido las Directivas con normas comunes para crear el mercado interior de la electricidad y el mercado interior del gas. Recientemente se ha presentado un proyecto de nueva Directiva que apuesta decididamente por eliminar barreras de entrada en estos sectores y crear un mercado donde sea posible la competencia entre los distintos agentes. En esta misma tendencia se está situando España, donde tras la aprobación de la Ley de Hidrocarburos se han producido nuevos cambios regulatorios con un espíritu marcadamente liberalizador y pro competencia. Sin embargo, tanto a nivel europeo como español, persisten diversos problemas estructurales que pueden ralentizar significativamente el ritmo propuesto por los diferentes legisladores. Ambas cuestiones se han descrito someramente en el presente artículo.

*Azken hamarkadaren ezaugamen artean, monopolio gisa operatu ohi diren elektrizitatea eta gas naturala bezalako sektoreek jarduteko izan behar duten ereduari buruz nazioartean piztu den eztabaida bizia aipatu behar da. Europar Batasuna ahalegin handia egiten ari da energiaren barne merkatu bat sortzeko eta ekimen horren lehen fruituak elektrizitatearen barne merkatua eta gasaren barne merkatua sortzeko zuzentaruak dira, arau komunak ematen dituztenak. Berriki, beste zuzentaru baten proiektua aurkeztu du, arlo horietan sartzeko oztopoak kentzea eta eragileek lehiatu ahal izango duten merkatu bat sortzea helburutzat hartu dituen. Espainia joera horretan kokatzen ari da eta Hidrokarburoen Legea onartu ondoren, bestelako arau aldaketak gauzatu dira, liberalizatzeko eta lehia sustatzeko helburu garbia dutelarik. Hala eta guztiz ere, European zein Spainian, legegileek proposatutako erritmoa nabarmen apaldu ditzaketen egiturazko hainbat arazo bere horretan daude oraindik. Bi gai horiek gaingiroki jorratu dira artikulu honetan.*

The past ten years have been characterised by an intense international debate on models of operation for traditionally monopolistic industries such as electricity and natural gas. The European commission is making a considerable effort to create an internal energy market, and the first fruit of that effort can be seen in the directives with common standards intended to create an internal market for electricity and gas. A new draft directive has recently been put forward which aims firmly to eliminate barriers to entry into these sectors and to create a market where competition between different players is possible. Spain is following this same tendency: with the approval of the Hydrocarbons Act regulatory changes have been introduced which are markedly liberalising and pro-competition. However at both the European and Spanish levels various structural problems persist which may make the rate of change significantly slower than proposed by legislators. Both these matters are discussed in outline in this article.

## ÍNDICE

1. Introducción
  2. La industria del gas en la Unión Europea
  3. El mercado único europeo
  4. El sector del gas en España
  5. Conclusiones
- Referencias bibliográficas

**Palabras clave:** Gas natural, liberalización, mercado único europeo.  
**Clasificación JEL:** L1, LA, L9

## INTRODUCCIÓN

El gas natural, en pleno proceso de expansión, constituye una alternativa energética capaz de cubrir eficazmente el crecimiento de la demanda de energía primaria en los próximos años. Su disponibilidad, la existencia de adecuadas tecnologías de extracción, transporte y aplicación y las ventajas medioambientales derivadas de su uso en relación con otros combustibles, han permitido que se le considere como una de las principales fuentes energéticas del futuro. De ahí, que el estudio de los mercados de gas, su funcionamiento y su regulación haya

ocupado y ocupe un lugar importante en el debate económico y político actual.

La Agencia Internacional de la Energía, en el informe sobre reformas regulatorias para el sector del gas en Europa<sup>1</sup>, comienza por destacar las ventajas asociadas a la liberalización de los mercados de gas, tomando como referencia las experiencias de Estados Unidos y de Reino Unido. Sostiene que con las reformas regulatorias y con la apertura de los mercados mediante el denominado Acceso de Terceros a la Red se han obtenido importantes ventajas para los consumidores. Como resultados se ha constatado un aumento de las posibilidades de elección de suministrador por parte de los consumidores y una reducción de precios. Estos beneficios se han conseguido haciendo

\* Mi agradecimiento a Raúl Yunta por sus comentarios y correcciones. Los errores y omisiones son sólo responsabilidad mía. Las opiniones expresadas en este artículo son exclusivamente del autor, sin que puedan ni deban ser atribuidas a la institución en la que el autor trabaja.

<sup>1</sup> "Regulatory Reform in European Gas", Febrero 2000. IEA/SLT (2009)4P

que los productores compitan entre sí, y compitan también con una multitud de comercializadores que han acabado con el monopolio del mercado. Los comercializadores, a pesar de que adquieren el gas a los propios productores, actúan como oferentes de gas que compiten en el mercado. En efecto, el hecho de comprar gas en un lugar y en un momento del tiempo, y de venderlo en otro lugar y momento a otros agentes, que a su vez pueden ser revendedores, hace que éstos operadores no sean meros intermediarios, sino que tienen el efecto de multiplicar el número de oferentes en el mercado. El hecho relevante que ha posibilitado la aparición de estos nuevos agentes en el mercado ha sido, sin duda, el Acceso de Terceros a la Red.

Asimismo, se destacan como factores que han incentivado la competencia, el número total de productores con bajos costes de explotación en EE.UU, y las presiones económicas que Reino Unido ha hecho para continuar con la producción de las plataformas del Mar del Norte, lo que ha llevado a que los productores tengan que vender su gas en un mercado altamente competitivo y volátil. Estos sistemas garantizan unos precios del gas bajos siempre que existe un exceso de oferta, sin embargo, en periodos de alta demanda (demandas pico) los precios tienden a tener picos. En estos sistemas, la forma de competir con otros combustibles ha cambiado y los precios de aquellos combustibles que pueden competir con el gas se convierten en precios de referencia para el precio del gas, especialmente en EE.UU.

Sin embargo, la realidad para la Unión Europea es que, con la excepción de Holanda y Gran Bretaña, la dependencia en cuanto al suministro de este combustible de terceros países es casi total. Además, si bien las reservas existentes en los países productores son muy elevadas, éstas se encuentran geográficamente muy poco diversificadas, lo que tradicionalmente se ha considerado un riesgo potencial en relación con el aprovisionamiento.

Esta preocupación por el suministro ha condicionado la estructura del sector en Europa Occidental, donde el modelo habitual de suministro de gas se ha organizado mediante estructuras basadas en monopolio, legales o de hecho, contratos de largo plazo y precios indexados con los precios del petróleo. En la mayoría de los países occidentales existe una empresa dominante que se ha desarrollado al amparo de un monopolio legal, a la cual se le ha concedido la explotación de la mayoría de las actividades encaminadas al suministro de gas natural a los consumidores. En algunos casos la comercialización al por menor se realiza por empresas distribuidoras locales, que suelen estar participadas por aquélla.

Con este modelo tradicional se ha conseguido, no obstante, el desarrollo de sistemas de suministro de gas seguros y maduros, aunque, a un elevado e ineficiente coste, especialmente en la distribución, algo que, dentro de un mundo globalizado puede suponer un lastre para las economías europeas.

En el caso español no puede decirse que el sector del gas esté maduro, a juzgar

por su posición relativa con respecto al resto de países de la Unión Europea (UE). Sin embargo, esto, que podría suponer una desventaja, puede transformarse en una oportunidad para desarrollar un mercado con una estructura competitiva y evitar incurrir en los extracostes a los que otras economías europeas se han de enfrentar.

Gran Bretaña, que optó en el pasado por operar también en régimen de monopolio en este sector a pesar de contar con producción propia, se encuentra en la actualidad con un mercado del gas liberalizado, aunque esta liberalización ha sido lenta y difícil.

El artículo se estructura como sigue. El epígrafe 2 contiene una breve descripción cuantitativa de los mercados de gas en varios países de la UE, ofreciendo una situación comparativa de España con los países de su entorno, con los que tendrá que competir en las próximas décadas. En el epígrafe 3 se da cuenta de los pasos llevados a cabo por la Comisión para la creación del mercado interior de la energía incluyendo las propuestas de la CE expresadas a través del proyecto de directiva elaborado por las mismas. El epígrafe 4 describe el proceso de liberalización llevado a cabo en España a través de los sucesivos cambios regulatorios. Por último se incluye un capítulo de conclusiones.

## **2. LA INDUSTRIA DEL GAS EN LA UNIÓN EUROPEA**

El desarrollo de la industria de gas natural en la UE presenta niveles muy

diferentes de unos Estados Miembros a otros. El consumo de gas natural en España representa un 12,8% de todo el consumo final de energía, frente al 38% de Holanda o el 36,6% de Reino Unido. Otros países como Portugal no habían comenzado a consumir gas natural en 1999. El mayor consumo de gas natural que presentan los países del entorno, con respecto a España, se traduce en que el peso del consumo de petróleo es mucho menor en estos países. Mientras que España presenta un 62,5% de consumo de petróleo en su balance final de energía, Francia presenta un 52,6%, Italia un 49,6%, Reino Unido un 40,7% y Alemania un 45,2%. Estos datos, mostrados en el Cuadro nº 1, ponen de manifiesto las diferencias en la estructura de consumo de energía final que aún existe entre España y los países de su entorno, con los que ha de conformar el mercado interior de la energía.

Estas diferencias en la estructura de consumo de energía final se mantienen en la estructura de consumo por tipos de consumidores. Como se ve en el Cuadro nº 2 en España el sector industrial consume el 77,3% de todo el gas, frente al 20,3% que consume el sector industrial en el Reino Unido, el 45,4% en Francia, o el 42,4% en Alemania. Por el contrario los consumidores domésticos en España son los que menos gas consumen, consecuencia directa de un menor desarrollo de la red de distribución de gas natural.

El desarrollo de las infraestructuras que muestra el Cuadro nº 3 marca de nuevo las diferencias que existen entre España y el resto de países de la UE. De

Cuadro nº 1. Consumo energético en la UE

	Alemania	Belgica	España	Holanda	Italia	Francia	RU	Irlanda	UE
<b>CONSUMO ENERGIA PRIMARIA (Tep)</b>									
Millones	339,0	56,7	119,3	73,0	172,8	252,3	229,6	13,5	1441,6
Per Cap	4,1	5,72	3,0	4,68	3,0	4,4	3,9	3,8	3,9
Per PIB	0,17	0,23	0,17	0,19	0,13	0,19	0,17	0,15	0,17
<b>CONSUMO ENERGIA FINAL (%)</b>									
Petróleo	45,2	52,0	62,6	35,2	49,6	52,6	40,7	61,4	47,8
Carbón	6,9	8,4	2,7	3,8	3,4	4,3	4,9	11,9	5,8
GN	23,4	24,3	12,8	38,0	29,2	18,6	36,6	10,9	22,8
Electr	18,3	15,3	17,8	14,5	16,8	18,5	17,8	15,8	18,5
Otros	6,2	0,0	4,1	8,6	1,0	6,0	0,0	0,0	5,1
<b>SUMINISTRO DE GAS NATURAL (PJ)</b>									
TOTAL	3.275	618,8	628,7	1.572,2	2.585	1.598,9	3.662,7	139,4	100%
Prod. Nacnal	770	0,0	24,2	2.476	665,8	69,3	3.913,0	51,3	55,8%
Import. UE	778	223,4	0	-1.097,3	109,3	202,1	-307,0	88,1	-0,3%
No UE	1.902	398,0	649	182,9	1.774,1	1.417,1	46,3	0	46,2%

Mtep=41,86PJ

Fuente: Elaboración propia según datos de Eurogas. Informe Anual 1999

Cuadro nº 2. Estructuras del consumo en la UE

	Alemania	Belgica	España	Holanda	Italia	Francia	RU	Irlanda	UE
<b>ESTRUCTURA DE VENTAS DE GAS NATURAL(%)</b>									
Residencial	32,4	24,6	14,0	24,8	30,1	37,0	34,9	13,1	30,2
Comercial	3,8	11,2	4,3	20,8	8,5	16,1	12,0	8,3	10,1
Industrial	42,4	38,9	77,3	39,6	40,7	45,4	20,3	26,3	37,7
Electric	7,8	25,3	4,4	14,5	19,3	—	30,2	49,3	17,1
Otros	13,6	0,0	—	2,2	1,4	1,5	2,5	3,0	4,9
<b>CONSUMO FINAL DE GN</b> (Número de clientes (000). Enero 2000)									
DOM	16.680	2.378	3.772	6.550	14.530	9.950	20.365	327	69.712
RESTO	720	90	73	—	920	500	336	12	2.665
TOTAL	17.400	2.468	3.845	—	15.450	10.450	20.701	339	78.927
<b>CONSUMO (PJ)</b>									
DOM	1.060	152,2	88,2	390,4	778,3	591,2	1.280	18,0	4.513,5
RESTO	2.215	466,6	540,5	1.181,7	1.806,7	1.007,7	1.187,8	119,6	10.416,6
TOTAL	3.275	618,8	628,7	1.572,1	2.585,0	2.585,0	2.467,8	137,6	14.903,1

Fuente: Elaboración propia según datos de Eurogas. Informe Anual 1999

las ocho plantas de regasificación que existen en la UE, tres están instaladas en España, dos en Francia, una en Bélgica, otra en Italia, y una más en Grecia, mientras que la longitud de los gasoductos es muy inferior a la de cualquier país, al igual que la red de distribución. Destaca asimismo la reducida capacidad de almacenamiento de las instalaciones en España, lo que supone una dificultad para el acceso de nuevos operadores y por tanto para el desarrollo de un mercado en competencia.

No obstante, atendiendo al Cuadro nº 4, la evolución de los indicadores de

consumo y de inversión muestran un desarrollo de la red y un incremento del tamaño del mercado muy elevado, excepto para las redes de distribución, lo que implicará un lento avance para los consumidores domésticos. El consumo industrial se ha incrementado en un 228% en la década de los noventa y el consumo doméstico-comercial un 222%. Las previsiones para los próximos años estiman un crecimiento anual del 6-7%, con lo que para el año 2010 el consumo sería de 30 bcm<sup>2</sup> y la estructura por tipos de consumidores habrá experimentado un cambio importante, tal y como se ve en el Cuadro nº 5.

Cuadro nº 3. Infraestructura. Enero 2000

	Alemania	Bélgica	España	Holanda	Italia	Francia	RU	Irlanda	UE
<b>GASODUCTOS (km)</b>									
Transporte Km	57.000	3.762	10.957	11.600	30.400	33.744	18.400	1.158	177.004
Distribución.Km	303.000	45.731	22.663	115.500	177.000(1)	153.744	265.000	6.434	1.138.128
<b>ALMACENAMIENTO (Mill. m<sup>3</sup>)</b>									
Número	39	3	2	3	8	15	7	0	—
Capacidad Max	18.353	675	1.000	2.000	15.100	10.200	3.459	—	—
Capac.Retirable m <sup>3</sup> /día	406	19	8	135	265	180	134	—	—
<b>REGASIFICACIÓN (nº de plantas)</b>									
OPERATIVAS	0	1	3		1	2	—	—	7(4)
PROYECTO	0	0	4(3)		1(2)	1	1	—	6
<b>INVERSIÓN EN TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN (1999)</b>									
Millones ECUS	2.800	193	759	343	1.760	816	938	168	8.255

Fuente: EUROGAS. Informe Anual 1999

(1) Proyecto de gasoducto entre Libia e Italia a través de Sicilia. (8 bcm/año). Año 2003/2004

(2) Propiedad privada. Año de funcionamiento 2003. Ciudad de Rodrigo. (Adriático) 4 bcm/año

(3) Bilbao está en construcción (capacidad 2,7 bcm/año y 350.000 m<sup>3</sup> de almacenamiento); Ferrol en proyecto y Palma de Mallorca en estudio. También en Sines (Portugal) se va a construir una nueva planta

<sup>2</sup> Según estimaciones de CEPISA, que podrían llegar a 37 bcm según el Informe Anual de SEDIGAS del año 2000.

Cuadro nº 4. Evolución del mercado de gas en España

		1992	1994	1996	1998	2000
Consumo (mill.te)	D-C	9.264 (1990)			23.155	29.893,4
	I	37.987 (1990)			110.803	124.710
Consumidores	D			2.931.813	3.425.582	4.121.818
	C			55.483	63.306	76.950
	I			3.239	3.772	4.617
Municipios con GN		360 (1990)	522	569	746	948
Km	B.P.	5.605	6.281	6.637	6.932	7.040
	M.P.	5.572	7.196	10.095	13.289	17.993
	A.P.	5.408	6.023	7.438	9.910	11.989(1)
Inversiones (Mill. Ptas)		45.093	62.603	104.186	102.175	160.881

(1) 1.700 km son de GAS EUSKADI y el resto de ENAGAS

Fuente: Elaboración propia según datos de SEDIGAS, Memoria Anual 2000

Cuadro nº 5. Previsiones de demanda de gas natural (PJ)

	1997	1998	1999	2000	%	2003	2005	2010	%
DOM/COM	76	92	112	120	19,4	136	152	192	16,0
Industrial	224	384	444	468	71,8	500	528	616	51,3
Centrales									
Termicas	68	24	24	40	6,1	144	180	360	30,0
Materias									
Primas	24	24	20	24	3,7	28	28	32	2,7
<b>Total</b>	<b>492</b>	<b>524</b>	<b>600</b>	<b>652</b>	<b>100</b>	<b>808</b>	<b>888</b>	<b>1200</b>	

Fuente: Estimación CEPISA. Mayo 2000. Jornadas IIR, 25 y 26 septiembre 2000. 1bcm= 40.PJ

El peso del incremento de gas natural será debido a la puesta en marcha de las nuevas centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, que absorberán cerca del 60% del incremento del consumo hasta el año 2010. Por el contrario, se mantiene muy estable la participación del consumo doméstico-comercial y muy por debajo de la de los demás países del entorno.

En cuanto al desarrollo de las estructuras vemos en el Cuadro nº 6 como los países con mercados de gas desarrollados continúan con un elevado ritmo de inversión. Alemania ha construido en los últimos dos años 20.000 km. de gaseoductos, siendo la mayor parte de ellos (18.000 km.) para la distribución; Francia ha construido 11.000 km. nuevos, de los que 9.000 km. son para distribución; Italia

ha desarrollado 7.000 Km. de tuberías de distribución y 1.100 km. para transporte; Reino Unido ha invertido en cerca de 10.000 nuevos km. de distribución. En el mismo periodo España ha creado 2.700 km. de tuberías para distribución y 3.800 km. para transporte.

También se encuentra en fase de proyecto la construcción de un gasoducto de 600 Km entre Libia e Italia, a través de Sicilia, y el aumento de conexión de Italia y Austria con un nuevo gasoducto, para adquirir gas de Rusia.

Por lo que respecta a España, se encuentra en construcción la planta de regasificación de gas natural licuado (GNL) de Bilbao, con participación del Ente Vasco de la Energía, BP, IBERDROLA y REPSOL, con capacidad de 2,7 bcm/año. Para el segundo semestre de 2001 está previsto iniciar la construcción de la planta de regasificación Mugardos (La Coruña) en la que participa ENDESA y UNION FENOSA, entre otros. Existe, además, un

acuerdo entre UNION FENOSA y EGYPCIAN GENERAL PETROLEUM CORPORATION para adquirir 4 bcm de GNL. Las plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva verán también incrementarse su capacidad con inversiones previstas hasta el 2004. A finales del año 2000 se ha creado una sociedad integrada por CEPESA, SONATRACH y otras empresas energéticas para analizar la viabilidad técnico-económica de la construcción de un gasoducto directo entre las costas de Argelia y España, que podría estar operativo en el año 2004. En conjunto, se estiman unas inversiones de unos 5.000 millones de euros en los próximos 5 años. Por lo que respecta al suministro de gas a través del gasoducto del Magreb se ha firmado un nuevo contrato entre GAS NATURAL y SONATRACH y BP propietarias al 50% de los yacimientos de In Salah (Argelia), para suministrar durante 20 años 3-5 bcm/año, mediante una conexión al gasoducto del Magreb.

**Cuadro nº 6. Evolución de las redes de transporte y distribución.**  
(Km. de tuberías)

	01.01.1998			01.01.2000		
	Total	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución
Alemania	340.000	55.000	285.000	360.000	57.000	303.000
Bélgica	199300	3.334	430.000	49.493	3.762	45.731
España	27.022	7.141	19.881	33.620	10.957	22.663
Holanda	121.889	11.389	110.500	56.723	5.123	51.600
Italia	199.300	29.300	170.000	207.400	30.400	177.000
Francia	176.500	32.500	144.000	187.608	33.744	153.864
UK	272.800	18.000	254.800	283.400	18.400	265.000
Irlanda	6.791	1.035	5.756	7.592	1.158	6.434

Fuente: EUROGAS. Informe Anual 1999



### 3. EL MERCADO ÚNICO EUROPEO

En 1992 la Comisión Europea (en adelante la Comisión) envió dos propuestas al Consejo con el objeto de establecer las normas comunes de funcionamiento para el mercado interior del gas y de la electricidad. Fruto de estas propuestas fue la aprobación de sendas directivas: la Directiva 96/92/EC del mercado interior de la electricidad, adoptada en 1996 y la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural adoptada el 22 de junio de 1998<sup>3</sup>. Esta entró en vigor el 10 de agosto de 1998, y debía estar totalmente transpuesta por los Estados Miembros el 10 de Agosto de 2000.

Con el objeto de profundizar en el análisis y el debate de los mercados interiores de electricidad y gas, se constituyó, tras la aprobación de la Directiva en 1998, el Foro Regulatorio de Electricidad de Florencia y en 1999 el Foro Europeo Regulatorio de Gas de Madrid, cuyos respectivos objetivos son actualizar y estudiar propuestas para la puesta en marcha y profundización de los mercados interiores de electricidad y de gas. Estos foros se reúnen dos veces al año con la participación de las autoridades regulatorias nacionales, los Estados Miembros, la Comisión Europea, los Operadores de los Sistemas de Transporte, los suministradores y comercializadores, los consumidores, los usuarios de las redes y los importadores/exportadores.

<sup>3</sup> DOCE L204 de 21 de julio de 1998

#### 3.1. Punto de Partida: La Directiva del Gas

La directiva establece normas comunes para el almacenamiento, transporte, distribución y suministro de gas natural. Desde la óptica de la competencia, el modelo que se deriva de esta norma se basa fundamentalmente en:

- Acceso libre al mercado mediante autorizaciones otorgadas con criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios.
- Acceso de terceros a la red.
- Separación contable de las actividades integradas.
- La libre elección de suministrador para los clientes cualificados.

Estos principios de liberalización del mercado de suministro de gas natural han de compatibilizarse con la garantía de la seguridad de suministro, la protección del consumidor y la protección del medio ambiente. Por ello, en la Directiva se contemplan cuestiones como la obligación de suministro, que puede ser impuesta por los Estados Miembros a sus compañías de gas. A cambio de ello, los Estados Miembros podrían denegar solicitudes de autorización para la construcción o explotación de instalaciones de gas natural, debidamente argumentadas e informando a la Comisión sobre tales denegaciones. También pueden preverse excepciones a la Directiva si la aplicación de alguna de sus disposiciones pudiera ocasionar a las empresas de gas dificultades económicas derivadas de las cláusulas *take or pay* que tienen sus contratos

de suministro con los productores de gas natural.

En primer lugar, al implementar el mecanismo de autorizaciones para el desarrollo de las actividades relacionadas con el mercado del gas, frente al método tradicional de otorgar concesiones, se facilita la entrada de nuevos operadores que contribuirán a un mayor y más rápido desarrollo del mercado de gas, al poner en marcha nuevos proyectos de infraestructuras. Se pone fin de esta manera a los derechos exclusivos nacionales y a los monopolios legales de suministro de gas.

El siguiente requisito para que exista competencia en este mercado está en que los consumidores puedan elegir libremente a sus suministradores. Para ello la Directiva introduce el concepto de cliente cualificado, que es aquel que alcanzando un nivel de consumo determinado puede ser suministrado por cualquier comercializador presente en el mercado o puede incluso contratar directamente su consumo con los productores de gas natural. En la Directiva se contemplan una apertura del mercado en tres fases y la intensidad de dicha apertura se mide en términos del consumo que realizan estos clientes cualificados<sup>4</sup>. La apertura

<sup>4</sup> - En la primera fase, a partir del 10 de agosto de 2000, todas las centrales de generación eléctrica mediante el consumo de gas y todos los consumidores con un consumo mayor de 25 millones de m<sup>3</sup> al año tendrían la categoría de cliente cualificado.

- La segunda fase comienza el 10 de agosto de 2003, y a partir de ese momento el umbral para ser cliente cualificado se reduce a 15 millones de m<sup>3</sup> al año.

- Por último, después del 10 de agosto de 2008 se incorporan a la categoría de cliente cualificado aquellos consumidores con un consumo superior a los 5 millones de m<sup>3</sup> al año.

del mercado en la primera, segunda y tercera fase han de suponer, al menos, el 20%, 28% y 33% respectivamente<sup>5</sup>.

Una vez que se ha creado un mercado con posibilidad de que existan varios oferentes y con posibilidad de que los consumidores, al menos una parte, puedan elegir, es imprescindible, en una industria de redes con características de monopolio natural, crear el denominado Acceso de Terceros a la Red (ATR). Esta figura permite que los clientes cualificados tengan acceso a los gasoductos y al resto de instalaciones necesarias, propiedad de un tercero, para poder transportar el gas que adquieran a un suministrador.

La Directiva permite que cada Estado Miembro decida cómo organizar el acceso, bien de manera regulada, bien de manera negociada, o una combinación de ambas. En el caso de optar por un acceso negociado se incluye la obligación de que las empresas de gas natural publiquen las principales condiciones de uso de la red. En el caso de acceso regulado se establecerán unas tarifas que se publicarán junto con las demás condiciones y obligaciones para la utilización de la red.

Por último, con el objeto de evitar subsidios cruzados entre las distintas actividades que falseen las condiciones de competencia en el mercado la Directiva establece que las empresas de gas

<sup>6</sup> En el caso de que algún país tenga una estructura de consumidores tal que el consumo de centrales eléctricas de gas más el consumo de aquellos con más de 25 millones de m<sup>3</sup> le suponga una apertura del mercado de más del 30%, podrá redefinir dos umbrales para que la apertura no supere el 30%.

integradas<sup>6</sup> llevarán a cabo una contabilidad interna separada para las actividades de conducción, distribución y almacenamiento de gas natural, y cuando proceda, cuentas consolidadas para sus actividades no relativas al gas. No obstante, en el caso de que un EM decida que el ATR se materialice mediante un acceso regulado sobre la base de una cuota única tanto para la conducción como para la distribución, entonces *"podrán combinarse las cuentas correspondientes a la conducción y a la distribución"*.

Otras cuestiones como la creación de agencias de regulación independiente, la creación de un Operador de Transporte Independiente o la separación jurídica de las distintas actividades, frecuentes en otros modelos de funcionamiento en industrias de redes, no fueron abordadas en la Directiva en vigor.

### 3.2. El trabajo en curso

Desde la aprobación de la Directiva la Comisión ha llevado a cabo numerosos trabajos e iniciativas para avanzar en la liberalización de los mercados de electricidad y gas. Así, la Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión en febrero de 2000 estimó que la apertura del mercado a partir de agosto podría ser aproximadamente el 80% y que la cuestión fundamental sobre la que se había que trabajar era la de garantizar la existencia

---

<sup>6</sup> Se definen como compañías integradas verticalmente aquellas que realicen al menos dos de las actividades siguientes: producción, conducción, distribución, suministro o almacenamiento de gas natural; y compañías integradas horizontalmente cuando realice al menos una de las actividades anteriores y otras actividades no relacionadas con el gas.

efectiva de un acceso no discriminatorio.

De igual forma se pronunció el Foro para la Regulación del Gas Europeo en su segunda reunión<sup>7</sup>, en la que todos los participantes subrayaron que la cuestión clave para la creación del mercado interior está en implementar mecanismos transparentes y no discriminatorios para el acceso a la red y para los servicios esenciales relacionados con el transporte que permitan un ATR efectivo. Se destacó además la importancia fundamental de crear las estructuras y mecanismos necesarios, a nivel de operadores de transporte, que garantizaran la confidencialidad y el uso no discriminatorio de información comercial.

Se propuso la creación de una nueva institución que agrupase a todos los responsables de la operación de las redes de transporte de gas en Europa con el objeto de que participe, en el contexto del Foro de Madrid, en los trabajos para profundizar en el mercado interior aportando información técnica, datos y cualquier otra cuestión, con respecto a los sistemas de transporte en Europa, a petición de la Comisión, los Reguladores Nacionales y los Estados Miembros (EM). Por ello, se creó el Gas Transmission Europe (GTE), representando a todos los responsables del transporte de gas en Europa.

En el tercer encuentro del Foro de Madrid de octubre de 2000 se insistió de nuevo en la importancia de un acceso a la red justo, transparente y no

---

<sup>7</sup> 11 y 12 de mayo de 2000.

discriminatorio, en el que se incluyesen todos los servicios e instalaciones esenciales, relativas al transporte, que permitiesen un ATR efectivo. Se destacó también los notables esfuerzos que aún habrá que hacer para asegurar tales condiciones de acceso. Con respecto a la separación de actividades se abogó por una mayor separación que la marcada por la Directiva, y más clara, de las funciones de operadores del sistema de transporte en las compañías integradas, para garantizar la creación de un mercado efectivamente en competencia y conseguir así un auténtico mercado interior.

Se recomendó homogeneizar los distintos enfoques existentes en las metodologías de tarifas, por sus efectos de distorsión en la competencia y por la posibilidad de generar barreras para los intercambios comunitarios, limitando así la creación del mercado interior. Se remarcó la importancia de fijar un precio de referencia. Asimismo, se declaró de primordial importancia el conocimiento de las capacidades disponibles para el transporte, por lo que se consideró que sería importante que GTE, sobre la base de la información que le aportasen sus miembros, elaborase antes de enero de 2001, un mapa detallado de la red europea de gasoductos, identificando mensualmente las capacidades físicas de diseño y las reales, así como los puntos de entrada y salida a la red, incluyendo las instalaciones de GNL. Mantener actualizada esta información con el fin de aportar un conocimiento exacto de las posibilidades reales de uso de la red a los clientes cualificados y a comercializadoras evitará que estos agentes se encuentren

en situaciones de discriminación, en cuanto a la información, con respecto a las empresas integradas. Además esta información sería utilísima para prever con tiempo los potenciales cuellos de botella de la red transeuropea e implementar las medidas oportunas para evitar contratiempos.

En la última reunión de este Foro, el 2 y el 3 de julio de 2001, se denuncia la persistencia de obstáculos significativos en el acceso para los clientes elegibles, comercializadores y otros nuevos agentes en el mercado, por lo que se reitera la importancia de implementar mecanismos justos, transparentes y no discriminatorios que permitan un ATR efectivo. Asimismo, se mostró la disconformidad con el incumplimiento de los requerimientos hechos a GTE en la tercera reunión del foro, al no haber hecho público el informe sobre las capacidades disponibles de la red europea y las puntas de entrada y salida a la misma. Este trabajo se considera esencial, dado que el conocimiento de las restricciones de capacidad es esencial para llevar a cabo de forma eficiente la construcción de nuevos gasoductos. La Comisión, por su parte, manifestó su intención de desarrollar un Plan de Infraestructura Europea, para analizar la situación de capacidad en Europa y poder prever e identificar los problemas de congestiones en la red. A esta propuesta EUROGAS y GTE manifestaron su disponibilidad a participar en el estudio, pero rechazaron cualquier implicación de planificación centralizada que pueda minar el proceso de toma de decisión de las empresas.

Por otra parte, en noviembre de 2000<sup>8</sup> la Comisión, a través del Libro Verde sobre abastecimiento energético puso de manifiesto la escasez de intercambios intracomunitarios que realmente se producen en el caso concreto del gas natural y anunció que, tras la realización del mercado interior del gas natural, a corto y medio plazo, se generarían cuellos de botella debido a una utilización más intensiva de la red, así como que aparecerían problemas de interconexión y de interoperabilidad. Por tanto se deben establecer como objetivos prioritarios identificar las necesidades de nuevas interconexiones, asignar las limitadas capacidades existentes y definir una tarifa adecuada para la financiación de las nuevas interconexiones. Se han de tener en cuenta además otras importantes cuestiones como la seguridad del abastecimiento, el desarrollo de las infraestructuras básicas, la protección del medio ambiente y el control y supervisión de tratos igualitarios y no discriminatorios para todos los agentes implicados en el mercado. Concluye el Libro Verde demandando una nueva forma de intervención por parte de los poderes públicos ya que la apertura de los mercados energéticos de los Quince previstos en las Directivas en vigor no son suficientes para crear un mercado único. Se insiste en las medidas siguientes para lograr una apertura total del mercado:

- Reforzar la separación entre productores y gestores de redes de transporte

<sup>8</sup> "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético" COM (2002)769 final. 29.11.2000

- Garantizar un acceso no discriminatorio de nuevos productores y distribuidores a las redes.
- Garantizar una tarificación de los intercambios transfronterizos a un coste mínimo.
- Precisar las obligaciones de servicio público.
- Generalizar el establecimiento de un regulador nacional independiente.

Por su parte, el Consejo de Ministros celebrado en Lisboa los días 23 y 24 de marzo de 2000 solicitó también medidas rápidas para completar el mercado interior del gas y de la electricidad. Como respuesta a esta demanda la Comisión presentó, basándose en todos los trabajos citados, el 13 de marzo de 2001, una Comunicación al Consejo y al Parlamento Europeo para sobre la consecución del mercado interior de energía, con la "propuesta para una Directiva del Consejo y del Parlamento Europeo para modificar las Directivas 96/92/EC y 98/30/EC con respecto a las normas comunes para el mercado interior de electricidad y gas natural"<sup>9</sup>.

### 3.2.1. **Situación de aplicación de la Directiva**

De la Comunicación mencionada antes, cabe destacar el análisis de los resultados en los EM de la implementación de la Directiva, y las propuestas de nuevas medidas. Con respecto al primer punto, el 10 de agosto de 2000 finalizaba el plazo

<sup>9</sup> Se presentan también una propuesta para la regulación de las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

de dos años que la Directiva había marcado a los Estados Miembros para transponer esta norma. Sólo Alemania, Francia y Luxemburgo han incumplido esta obligación formal.

Cerca del 80% del mercado del gas se considera que está abierto a la competencia, muy superior al 20% que la Directiva exigió como mínimo. La variable empleada para medir este grado de apertura es la energía que representan en cada EM los clientes con posibilidad de elegir suministrador, esto es, la energía consumida por los clientes cualificados con respecto al consumo total de cada EM y de la UE respectivamente, independientemente de que estos suministradores hayan o no podido ejercer de hecho ese derecho en base a las condiciones de suministro, acceso a las redes, tarifas, etc.

Los resultados del estudio, según se muestra en el Cuadro 7, para el año 2008 indican que la práctica totalidad del mercado estará abierto y que los niveles de apertura, para el año 2000 son elevados. Sin embargo, estos datos pueden diferir enormemente de la realidad puesto que hay que distinguir entre el mercado teórico de elegibilidad y el mercado real en el que hay competencia, esto es, aquellos mercados en los que todos los consumidores con posibilidad de elegir tienen opciones reales de elegir entre distintos suministradores. Que esto suceda no va a depender sólo de la elegibilidad legal sino de las características generales del mercado, en las que hay que incluir la existencia o no de competencia por el lado de la oferta, y el acceso sin

discriminaciones a la red de transporte incluyendo las instalaciones complementarias, como por ejemplo el almacenamiento, si fuese preciso. Asimismo es necesario eliminar los obstáculos existentes para el libre movimiento de gas y para la interoperabilidad de las redes.

En cuanto al ATR negociado o regulado contemplado en la Directiva, ocho países han optado por implementar un ATR regulado con tarifas públicas (Bélgica, España, Finlandia, Italia, Irlanda, Luxemburgo, Suecia y Reino Unido), tres países tendrán una combinación de ambas (Dinamarca, Francia y Holanda), Dinamarca y Holanda tendrán un ATR negociado para la red de transporte y ATR regulado para la red de distribución, dos países (Alemania y Austria) han optado por un sistema de ATR negociado y por último, Francia, probablemente optará por un ATR regulado con tarifas públicas estándar aprobadas por el regulador y dejando abierta la negociación a casos excepcionales que se justifiquen por la especificidad de las condiciones. Sin embargo ello, no es garantía por sí mismo para obtener un mercado competitivo del gas natural ni para asegurar que los consumidores se beneficiarán plenamente de la liberalización.

Con respecto a la separación de actividades, la Directiva establece que los EM deberán asegurarse de que las empresas integradas llevan contabilidades separadas de sus actividades y que no hacen un uso abusivo de la información comercialmente sensible (las denominadas murallas chinas). Varios EM (Austria, Bélgica, España, Italia, Irlanda, Holanda y

Reino Unido) están planteándose exigir a sus empresas una separación jurídica entre las actividades de comercialización y las de transporte, avanzando así más allá de lo estipulado en la Directiva. El resto de EM no se ha planteado pasar de los requisitos mínimos marcados por la Directiva.

Asimismo, la mayoría de los Estados Miembros han optado por publicar las condiciones estándar de acceso y las tarifas, aunque estas condiciones pueden conducir a distintos tipos de códigos o normas técnicas. Incluso los países que han optado por el acceso negociado harán

públicas las condiciones del acuerdo de forma general o con tarifas máximas.

La directiva en vigor obliga a los Estados Miembros a que éstos designen una "autoridad competente, que deberá ser independiente de las partes para la pronta solución de los conflictos relacionados con las negociaciones de que se trate". No parece que ninguno vaya a crear un regulador independiente para el gas, sino que las responsabilidades de regulación y resolución de conflictos se delegarán en los organismos de regulación energética ya existentes o en organismos conjuntos de gas y electricidad.

Cuadro nº 7. **Grado de apertura del mercado de gas en la UE** (medido en función de las normas comunes mínimas requeridas en la Directiva)

	CONSUMIDORES ELEGIBLES (% del consumo total)		ATR		SEPARACIÓN	
	2000	2008	Negociado	Regulado	Directiva	Mayor que la directiva
Austria	49,0	100 (4)	✓			✓
Bélgica	58,7	100		✓		✓
Dinamarca	30,0	43	✓	✓	✓	
Francia	20,0	33	✓	✓	✓	
Finlandia	90,0	90		✓	✓	
Alemania	100,0	100 (2)	✓		✓	
Grecia	0,0	33	—	—	—	—
Irlanda	75,0	100		✓		✓
Italia	96,0	100 (4)		✓		✓
Luxemburgo	51,1	83,4		✓	✓	
Holanda	45,0	100 (4)	✓	✓		✓
Portugal	0,0	33	—	—	—	—
España	72,0	100 (3)		✓		✓
suecia	47,0	100		✓	✓	
Reino Unido	100	100 (1)		✓		✓
EU-15	78,9	91,5	—	—	—	—
Mín Directiva	20%	33%				

(1) Abierto desde 1998

(2) Sujeto a que los demás EM liberalicen sus mercados

(3) Apertura el 1 de enero de 2003

(4) Apertura en el 2004

Fuente: Elaboración propia según datos de la Comisión

En países como Dinamarca, España y Suecia el Ministro responsable de las cuestiones energéticas va a seguir jugando un importante papel en la regulación del sistema.

El tema de obligación de suministro, ha sido previsto por la mayoría de los Estados Miembros, excepto Alemania y Suecia. Reino Unido recoge tales obligaciones en las licencias de operación.

Dada la importancia que la Comisión otorga al servicio público en el sector del gas está previsto que durante 2001 se elabore una Comunicación sobre estas cuestiones, tanto para el gas como para otros sectores.

A pesar de la implementación de ATR, para que se desarrolle un mercado en competencia y se obtengan resultados tangibles se debe, además, acompañar de tarifas y otras condiciones adecuadas y no discriminatorias y crear una red de gas europea. Sin la conjunción de ambas condiciones es poco probable que la introducción de competencia tenga éxito, y se confía en que el Foro de Madrid de Reguladores Europeos de Gas jugará un papel clave para garantizar un acceso no discriminatorio a la red europea de gasoductos y lograr el desarrollo de una competencia real.

Asimismo, la Comisión es consciente que en distintos foros se insiste en que sin una separación legal entre el transporte y el suministro (que incluya el sistema de operación) el acceso sin discriminación se dificulta notablemente y puede constituir además una fuente continua de abusos de los operadores con posición

dominante. Sin esta separación legal y sin los necesarios cambios estructurales en este sector se va a necesitar un conjunto de normas que regulen más estrictamente los comportamientos de cara a evitar estrategias y conductas discriminatorias.

### 3.3.2. *La propuesta de Directiva*

La propuesta que se ha presentado se estructura en torno a elementos cuantitativos (posibilidad de elección de los consumidores cualificados) y cualitativos (separación de actividades, acceso de terceros a la red, autoridades reguladoras, comercio con terceros países).

#### *Seguimiento y Control de Servicio Público*

Se obliga a los EM a notificar a la Comisión, cada dos años, las medidas llevadas a cabo para lograr las obligaciones de servicio público. Asimismo, la Comisión publicará, cada dos años, un informe sobre la efectividad de las mencionadas medidas adoptadas por los EM y cuando proceda realizará las recomendaciones que estime oportunas sobre las medidas necesarias a nivel nacional para conseguir unos altos niveles de servicio público.

#### *Consumidores cualificados*

Se propone una apertura total del mercado mediante el adelanto del calendario de elegibilidad, de tal manera que todos los consumidores industriales y comerciales sean considerados consumidores cualificados el 1 de enero de 2004 y el 1



de enero de 2005 se extienda a todos los consumidores, esto es, se incorporen los domésticos<sup>10</sup>.

#### *Creación de un Operador del Sistema de Transporte Independiente*

El transporte deberá ser realizado por una empresa que esté jurídicamente y funcionalmente separada de las actividades de generación y comercialización que lleven las matrices. Esto es, se pretende que exista un operador del sistema de transporte independiente. Para ello los Estados Miembros designarán a aquellas empresas que teniendo instalaciones de transporte, almacenando o de operación de gas natural, serán, durante un período de tiempo, los operadores del sistema, vigilando y dirigiendo todos los elementos de la red precisos para garantizar la seguridad del suministro, incluyendo la gestión de las interconexiones con otros sistemas.

A cada uno de estos operadores se les impone la obligación de mantener sus instalaciones de manera que se consiga una gestión eficiente y se respete el medio ambiente, se les prohíbe la discriminación entre usuarios de la red, especialmente aquella que favorezca a sus filiales y se les obliga a facilitar la suficiente información a los operadores del mercado de forma que se asegure la compatibilidad entre una gestión eficiente y una gestión segura.

A los operadores del sistema se les puede exigir un nivel mínimo de inversión

<sup>10</sup>En el caso eléctrico esta fecha se adelanta al 1 de enero de 2003.

para mantener y desarrollar el sistema, incluyendo la capacidad de interconexión.

Se les exigirá que sean independientes, al menos en su fórmula jurídica, organización y toma de decisiones de otras actividades no relacionadas con la operación del sistema, a no ser que sean totalmente independientes en términos de propiedad. Estos requerimientos mínimos en términos de separación funcional son:

- Los responsables de la gestión de transporte no pueden tener responsabilidades en otras funciones del grupo, ni directa ni indirectamente, relativas a la producción o generación y al suministro.
- Se ha de garantizar que los intereses personales de los gestores de la empresa de transporte sean tales que les capacitan para actuar de forma independiente.
- El operador del transporte deberá ejercer un control total sobre todos aquellos activos que resulten necesarios para operar, mantener y desarrollar la red.
- El operador de transporte deberá establecer un programa en el que se compromete a tomar las medidas que aseguren la exclusión de conductas discriminatorias. En dicho programa deberán especificar las obligaciones de los empleados para conseguir este objetivo. El Presidente o Consejero Delegado del grupo al que pertenezca el operador del sistema deberá nombrar un encargado de redactar dicho programa y supervisarlos. Este encargado deberá

elaborar un informe anualmente, que contemple las medidas tomadas y presentarlo a la autoridad nacional de regulación y publicarlo.

En audiencia pública organizada por la Comisión se abogó también por una separación jurídica para la distribución, de la misma manera que para el transporte, argumentando que el acceso no discriminado a la red de distribución es vital.

#### *Creación de un Operador del Sistema de Distribución*

La Comisión considera que la apertura del mercado va a necesitar que la figura del operador del sistema de distribución independiente sea tan importante como la del operador del sistema de transporte independiente. En un mercado competitivo el acceso a los almacenamientos de gas y a otras instalaciones esenciales juegan un papel fundamental, por lo que ha decidido, en su propuesta de modificación de Directiva reforzar la figura del ATR con respecto a la distribución y a la infraestructura de GNL y exigir la creación de operadores separados responsables del almacenamiento y actividades de GNL y aumentar la transparencia, aunque sin plantear de momento la separación jurídica. Así pues, se propone que para el año 2004 se establezcan para la distribución las mismas condiciones descritas para el transporte. No obstante los EM pueden introducir unos umbrales de mínimos para no exigir esta separación a pequeñas compañías locales de distribución.

Existen ya seis Estados Miembros que han optado por esta separación o están

en vías de hacerlo y también hay que señalar que diversas compañías integradas de gas están llevando a cabo planes de separación de la gestión y operación de las funciones de transporte de las funciones de suministro. Se considera que en la medida en que las potenciales entrantes en este sector perciban que realmente existe un acceso no discriminatorio a las redes, su potencialidad pasará a ser realidad y el mercado de gas se beneficiará de la entrada de nuevos operadores. Para las propias compañías integradas esta separación contribuirá a una mayor claridad en la contabilidad de costes que mejorará las señales para sus distintas actividades.

En el caso en el que el sistema de distribución no sea de propiedad totalmente independiente a otras actividades no relacionadas con él, entonces el operador del sistema de distribución deberá estar, al menos, separado jurídicamente de la organización y toma de decisiones en las actividades no relacionadas con él.

No se impide la operación conjunta del operador del sistema de transporte y distribución, siempre que esté separada jurídicamente de la organización y toma de decisiones de actividades no relacionadas con ella.

#### *Separación Contable*

La obligación de llevar contabilidades internas separadas en las empresas integradas se hace extensiva también a las actividades de GNL, esto es, a las actividades de licuefacción, regasificación, almacenamiento y descarga de GNL,

además de aplicarse también al transporte, distribución, suministro y almacenamiento.

Esta contabilidad interna implica llevar para cada actividad un balance y una cuenta de pérdidas y ganancias.

#### *Acceso de Terceros a Red Indiscriminado*

En el caso de acceso a los gasoductos el ATR será regulado y se mantiene la posibilidad de un ATR negociado o regulado para las instalaciones de regasificación y almacenamiento.

El acceso se negociará con el operador del sistema o con las empresas de gas natural. Los Estados Miembros deben solicitar a las empresas que hagan públicas las principales condiciones comerciales para hacer uso del sistema durante el primer año tras implementar la Directiva y posteriormente de forma anual.

Con el objeto de evitar desequilibrios en la apertura del gas natural sólo se podrá establecer un contrato con un consumidor elegible si éste es considerado como tal en los dos sistemas implicados.

En el caso de que la operación no se lleve a cabo por no cumplir con la condición anterior, la Comisión podrá obligar al suministrador a entregar el gas solicitado por el cliente cualificado si así lo solicita el Estado Miembro donde éste está localizado.

Se regula el ATR de forma que tanto para el transporte como para la distribución y para el GNL las tarifas respondan a los precios del mercado, se publiquen,

se apliquen objetivamente y no se discrimine entre usuarios. Con ello se pretende obtener la transparencia suficiente para evitar los subsidios cruzados y las distorsiones a la competencia.

Se garantiza también el acceso, cuando así se requiere, a las redes de otros operadores del sistema de transporte.

Propone la Comisión, que con el fin de hacer un seguimiento para comprobar que el acceso no discriminatorio de transporte, distribución, GNL, almacenamiento o de instalaciones secundarias, se está llevando a cabo sin problemas, se revisen las Directivas, remitiendo al Parlamento Europeo y al Consejo un informe sobre estas cuestiones al finalizar es segundo y cuarto año de vigor de la nueva Directiva, acompañado de nuevas propuestas si ello fuese necesario.

Para garantizar que existe realmente un acceso no discriminado tanto los Estados Miembros como las autoridades reguladoras nacionales deberán vigilar el comportamiento de las empresas con separación jurídica para asegurarse que la respuesta que éstas dan a las solicitudes de acceso no excede un período de tiempo razonable, siendo este período de dos semanas. Asimismo, no deberán solicitar de los peticionarios del acceso información sobre el origen de la energía, el destino de la misma o la ruta del transporte si no son estrictamente necesarios para garantizar la correcta operabilidad de la red.

Por lo que respecta a las autoridades nacionales de competencia, éstas sólo podrán actuar en los casos en que existan comportamientos anticompetitivos en

el mercado sin que tengan ninguna función ejecutiva ex-ante, ya que ésta se ha delegado a las autoridades regulatorias. Asimismo, las autoridades de competencia deberán jugar un importante papel en las cuestiones relacionadas con el comercio transfronterizo con el objeto de contribuir a crear un autentico mercado interior.

### *Creación de un Órgano Regulator Independiente*

Como última medida a destacar está la obligación de que todos los Estados Miembros establezcan autoridades regulatorias nacionales que deberán ser totalmente independientes de los intereses de la industria del gas, para que controle las cuestiones relativas a la seguridad del suministro, En concreto deberá hacer un seguimiento del equilibrio entre oferta y demanda en el mercado nacional, estimar el nivel de demanda esperada y la oferta disponible y el grado de competencia en el mercado. Anualmente publicará un informe con los resultados del análisis y con las medidas que se hayan llevado a cabo o las previstas y a la vez se enviará a la Comisión. Como mínimo deberán desempeñar las siguientes funciones:

- Establecer o autorizar las condiciones de acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución, así como las condiciones y las tarifas del acceso a las instalaciones de GNL.
- Definir las reglas para la operación y asignación de la capacidad de interconexión, de acuerdo con las

autoridades de las EM con las que tengan conexión.

- Fijar o aprobar los mecanismos para negociar las congestiones de capacidad en el sistema nacional de gas.
- Asegurar el cumplimiento de los mandatos de esta Directiva.

Los EM deberán crear mecanismos de regulación y control transparentes, eficientes y adecuados para evitar cualquier abuso de posición dominante y comportamientos predatorios.

Al segundo y cuarto año de entrada en vigor de esta Directiva la Comisión revisará su aplicación y enviará un informe al Consejo y al Parlamento Europeo que le permita a estos considerar, si así lo estima, la posibilidad de implementar nuevas medidas para mejorar el funcionamiento del mercado interior del gas natural. En concreto se deberá analizar el impacto que la separación de actividades y los requisitos para fijar tarifas contenidas en la Directiva han tenido sobre el éxito o no de asegurar un acceso justo y sin discriminaciones al sistema de gas de la Comunidad.

Ante la propuesta de la Directiva de la Comisión, adoptada el 13 de marzo, el Consejo Europeo de Estocolmo de 23 y 24 de marzo de 2001, no aprobó ninguna fecha concreta para la apertura de los mercados, tal y como marca la propuesta de Directiva<sup>11</sup>. La oposición principal procedió de Francia, con el apoyo de Alemania. La Comisión Europea planteó de nuevo

<sup>11</sup> El año 2005 según la propuesta de Directiva. España abogó por adelantar el calendario al 2003.

su propuesta al Consejo de Ministros en el mes de mayo. Tampoco el Consejo de Ministros de Energía de la UE aprobó el calendario que plantea la propuesta de Directiva, calendario que Francia rechaza por considerar que no garantiza las exigencias de un servicio público y universal.

Estos rechazos han motivado que la Comisión haya tomado en consideración la aplicación del artículo 86(3) del Tratado Constitutivo de la CE, en virtud del cual la Comisión "dirigirá" a los Estados Miembros directivas o decisiones apropiadas si ello fuese necesario para velar por el cumplimiento del art. 86<sup>12</sup>.

#### 4. LA INDUSTRIA DEL GAS EN ESPAÑA

##### 4.1. Antecedentes

El desarrollo del mercado del gas natural en España es muy reciente y ha provocado ciertos cambios en la estructura de este sector. El origen de estos cambios pueden encontrarse en los últimos Planes Energéticos Nacionales. El PEN 83 estableció como uno de sus objetivos prioritarios el incremento del consumo de gas natural, y el PEN 91 continuó en la misma dirección... *"tanto por razones de diversificación del aprovisionamiento energético como para reducir el impacto medioambiental de la producción y uso de la energía, disminuir los costes en la generación de electricidad, y ofrecer a los sectores consumidores una diversidad de energías comparables a la*

<sup>12</sup> La Comisión ha aprobado diferentes Directivas para el mercado de las Telecomunicaciones mediante la aplicación del citado artículo 86 (3).

*existente en el resto de UE". Con estos objetivos se acometieron una serie de operaciones durante la década de los años ochenta encaminadas a crear una estructura de mercado monopolista. Se realizó la concentración de las empresas de distribución en torno a GAS NATURAL SDG y la integración vertical en esta misma empresa de ENAGAS, que gestionaba las fases anteriores de aprovisionamiento (producción nacional e importación) y transporte primario, mediante concesión. Esta reorganización del sector, tal y como se llevó, siguió las directrices del PEN 91, en donde en el capítulo relativo al gas natural y con respecto a la reordenación del sector se manifiesta que: "La competitividad en este sector depende, en gran medida, del tamaño de las empresas y del grado de integración vertical alcanzado, como consencuencia de las características estructurales de su actividad... Todos estos factores indican la conveniencia de reordenar la estructura empresarial del sector hacia una mayor vertebración del aprovisionamiento, transporte, distribución y comercialización del gas... ...La finalización de este proceso producirá una confluencia de intereses entre las empresas del sector del gas que fortalecerá la capacidad de competencia del sector, tanto en el ámbito europeo, como en la concurrencia a proyectos de gasificación de países terceros...".*

Por otro lado, y coetáneamente a esta evolución del sector del gas en España, el debate europeo se estaba centrando en la creación de un mercado interior de la energía, tomando en consideración los puntos clave del debate internacional, que en materia de liberalización se basan

en cuales deben ser las medidas a tomar para introducir competencia en el sector, y conseguir pasar de un régimen de monopolio a un mercado que funcione bajo las leyes de la oferta y la demanda.

La primera cuestión que se plantea es el cambio de las legislaciones que amparan la existencia de un régimen de monopolio, y permitir así que otros agentes operen en los mismos mercados. Sin embargo, en los sectores de redes e instalaciones esenciales la incorporación real de nuevos operadores precisa no sólo que las nuevas regulaciones permitan el acceso legal a la infraestructura existente por parte de los potenciales competidores, sino medidas que prevengan además la creación de barreras de entrada por parte de las empresas ya instaladas. Se debaten así cuestiones como el acceso de terceros a la red; su conveniencia de que sea regulado o negociado; la desintegración vertical de las distintas actividades mediante la separación contable, la separación jurídica o incluso la separación de la propiedad; la creación de organismos reguladores específicos sectoriales para vigilar el cumplimiento de las normas y velar por el correcto funcionamiento del mercado; el acceso a la información relevante para todos los operadores sin discriminación; la fijación de tarifas y peajes de forma transparente y clara, etc.

En este contexto de debate sobre los mercados del gas, el Tribunal de Defensa de la Competencia elaboró, en diciembre de 1997, un Informe sobre la situación de este sector desde el punto de vista de la competencia. En el informe, tras estudiar

las medidas que se habían adoptado en el Real Decreto 2033/1996 y las que se proponían en el entonces anteproyecto de Ley de Hidrocarburos (para derogar la Ley 10/1987) el Tribunal emitió una serie de *propuestas* para incrementar la competencia en el mercado del gas natural.

Estas se pueden resumir en:

- Supresión de la declaración de Servicio Público y afirmación del principio de libre iniciativa privada en el sector.
- Facilitar el acceso de terceros a las infraestructuras existentes.
- Delimitación de clientes cualificados con criterios cuantitativos y cualitativos.
- Fijación de un acceso regulado, siendo un órgano independiente el que fije las tarifas o peajes.
- Mayor transparencia entre las distintas actividades. Separación jurídica.
- Existencia de un órgano independiente que garantice el cumplimiento de las obligaciones previstas en la nueva normativa y se coordine con las competencias propias de los órganos de Defensa de la Competencia.

#### 4.2. Marco regulatorio

En diciembre de 1997 se aprobó el *Real Decreto 1914/1997 por el que se establecen las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural*, así como los peajes

y cánones. En esta norma se opta por un sistema de acceso regulado que sustituye al acceso negociado del Real Decreto 2033/1996.

Con la aprobación de la *Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos* se produjeron importantes modificaciones tendentes a la introducción de competencia en este mercado, dando además cumplimiento a la Directiva 98/30/CE aprobada en el mes de junio. Se trata de una norma que implica un profundo cambio en el sistema de ordenación del sector, siendo la primera vez que se aborda en esta nueva regulación el reconocimiento de la "*libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades comprendidas en el mercado de productos derivados del petróleo y del suministro de gases combustibles por canalización, exceptuando las actividades de investigación y explotación que se desarrollaran bajo permisos y concesiones administrativas*". Esto es, para la mayoría de las actividades mercantiles relacionadas con el comercio y suministro de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, se sustituye el régimen concesional por el de autorización administrativa reglada, y la consideración de actividades de servicio público pasan a ser actividades de interés económico general que deberán ejercerse garantizando el suministro de los productos.

La supresión del régimen concesional va a permitir la existencia de más de un agente ofertando los mismos servicios en la misma zona.

Se definen como sujetos que actuarán en el sistema a los *transportistas*, titulares

de las instalaciones de regasificación de GNL, de transporte o de almacenamiento de GN; a los *distribuidores*, titulares de instalaciones de distribución que se encargan de situar el gas en los puntos de consumo, y a los *comercializadores*, sociedades que tienen por objeto la adquisición de gas para su venta a los *consumidores cualificados*<sup>13</sup> o a otros comercializadores. Para la creación de ésta última figura es imprescindible que exista el denominado *Acceso de Terceros a la Red*. Esto es, el comercializador, que no tiene porqué disponer de instalaciones de ningún tipo, debe poder usar la infraestructura existente para poder suministrar el gas a sus clientes al igual que el cliente cualificado.

Se mantiene la figura de un acceso regulado, adoptada en el *Real Decreto 1914/1997*, y se exige además la separación jurídica de la comercialización, contribuyendo así a una mayor transparencia y claridad en los precios cobrados a los distintos usuarios y evitando la posibilidad de que se apliquen subsidios cruzados entre clientes sujetos a tarifa, y sin posibilidad de elegir suministrador, y los clientes que pueden elegir suministrador y por tanto negociar sus precios.

La ley, no obstante, mantenía algunas cuestiones que podrían entorpecer la consecución de una competencia efectiva, como son:

- Los comercializadores sólo pueden suministrar gas natural a clientes

<sup>13</sup> Con los RD 2033/1996 y RD 1914/1997 se había introducido el concepto de acceso de terceros a las infraestructuras de gas natural, y se definían los sujetos con derecho de acceso, pero no el concepto de Consumidor Cualificado.

que tengan la denominación de cualificados.

- Los distribuidores deben suministrarse obligatoriamente de ENAGAS
- No se crea el Gestor del Sistema Independiente, que se contemplaba en el anteproyecto. El transporte y la gestión del sistema se le encomienda a ENAGAS, que a su vez participa en las tres fases de adquisición de gas y venta a los consumidores.
- Se mantiene el régimen concesional durante 15 años para distribución, ya que se impide otorgar nuevas autorizaciones en las zonas ya asignadas.

Un año después, en el *Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia*, se adoptaron una serie de cambios que contribuían significativamente a adelantar el calendario de liberalización del sector y que corregían, al menos en parte, las cuestiones menos aperturistas englobadas en los puntos anteriores. En efecto, se reducen los umbrales para ser considerado como clientes cualificados y poder elegir suministrador de 20 millones de m<sup>3</sup> a 10 millones de m<sup>3</sup>; en el año 2001 el requisito se reducía de 15 millones de m<sup>3</sup> a 5 millones de m<sup>3</sup>; en el año 2003 se reduce el requisito de 5 a 3 millones de m<sup>3</sup> y se preveía la libertad de elección para todos los consumidores el año 2008, en lugar del año 2013 como establecía la Ley. Además se reducía de 15 a 10 años el período en el que no se podrá otorgar una segunda licencia de distribución en la misma zona.

Un paso más se da en octubre de 1999, con la aprobación del *Real Decreto Ley 15/1999 de medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector*. Con respecto al gas natural la reforma consistió en agilizar la creación de la comercialización, para lo que se reguló que la Dirección General de la Energía podía autorizar, con carácter provisional, a aquellas personas jurídicas que solicitasen desarrollar la actividad de comercialización de gas natural en todo el territorio nacional o en más de una comunidad autónoma y acreditarasen la suficiente capacidad legal, técnica y económica, en tanto en cuanto no se llevase a cabo el desarrollo reglamentario previsto en la Ley.

Por último, en junio de 2000 se aprueba un nuevo *Real Decreto Ley 6/2000 de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (RDL 6/2000)* que introducía importantes medidas, no sólo en términos cuantitativos, al adelantar al año 2003 la apertura total, sino también en términos cualitativos para liberalizar el mercado del gas. Los cambios introducidos en esta nueva norma fueron:

- Creación de la figura del Gestor Técnico del Sistema (GTS) que será el responsable de la gestión técnica de la Red Básica y de las redes de transporte secundario.

El Gestor Técnico del Sistema será la entidad "ENAGAS, S.A.", y a partir de entonces se limita la participación accionarial de cualquier persona física o jurídica al 35%, lo que automáticamente



obliga a la desinversión de la empresa GAS NATURAL en ENAGAS.

- Se impone la separación jurídica de empresas que sean titulares de alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural (gasoductos, plantas de regasificación, almacenamientos estratégicos, conexiones de la red con yacimientos y conexiones internacionales con otros sistemas o yacimientos). Además deberán realizar contabilidades separadas de sus actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.
- En cuanto al calendario de liberalización, se avanza considerablemente de forma que a partir del 1 de enero de 2003 todos los clientes, independientemente de su consumo, tendrán la consideración de cualificado, y por tanto, pueden elegir suministrador y de igual forma, los comercializadores podrán suministrar a cualquier cliente.

El período de mantenimiento de exclusiva en la distribución se limita al año 2005, pudiendo a partir de entonces otorgarse segundas autorizaciones para redes de distribución sobre una misma zona.

- Se limita la posición de la empresa dominante en el mercado del gas. Así, se establece que a partir del 1 de enero de 2003 ninguna empresa, grupo de empresas en su conjunto, podrá aportar más del 70% del gas natural que se consume en España. Con respecto al contrato de aprovisionamiento de gas natural

procedente de Argelia y suministro a través del gasoducto de El Magreb, su titular deberá asignar el 75% del mismo a ENAGAS, S.A. con destino a los distribuidores para su venta a tarifa, y el 25% restante a los comercializadores para su venta a consumidores cualificados. La fecha tope para aprobar por OM el procedimiento de asignación se fijó el 31 de diciembre de 2000 y el tope máximo para cada comercializador será del 25%, aunque dependiendo de la posición relativa del mismo se le podría excluir. A partir del 1 de enero del año 2004 el gas procedente de este contrato se deberá aplicar con preferencia al suministro a tarifa.

- Se regula que la participación accionarial máxima que pueda tener cualquier empresa en el capital de ENAGAS, titular de la red de transporte y las plantas de regasificación, será del 35%.

Por último, la asignación del 25% del contrato con Argelia. El proyecto de esta norma fue presentado a la CNE el 9 de febrero de 2001 para que ésta emitiese su correspondiente informe preceptivo, que finalmente fue aprobado por su Consejo de Administración el 23 de febrero de 2001<sup>14</sup>.

El primer problema que suscita este retraso, tal y como pone de manifiesto la CNE en su informe, es la necesidad de garantizar que las cantidades anuales

<sup>14</sup> Informe 4/2001 sobre la propuesta de OM sobre la aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia de acuerdo con el artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio.

que el RDL 6/2000 disponía que fuesen puestas a disposición de los comercializadores se mantengan en su totalidad, aunque el plazo disponible sea el mismo. Esto supone que los comercializadores tendrán derecho a disponer de la cantidad total prevista (unos 50.000 millones de kWh), pero durante un menor tiempo.

El mantenimiento de las cantidades contrarresta los efectos negativos que el retraso ha podido ocasionar a los comercializadores aunque sólo en parte, ya que el gas no vendido a sus clientes cualificados durante el año 2001 sólo podrá ser comercializado si se consiguen nuevos clientes para los años 2002 y 2003, ya que los no suministrados en el año 2001 no van a aumentar su consumo. Por lo tanto, el mantenimiento de los derechos adquiridos por el RDL necesitaría alargar el plazo más allá del 1 de enero del año 2004 en una cuantía equivalente al tiempo transcurrido entre el 31 de diciembre del año 2000 y la entrada en vigor de la Orden Ministerial (OM). Sin embargo este cambio requiere una norma con rango de Ley, no pudiendo por tanto hacerse mediante una OM.

El Informe de la CNE también se pronuncia sobre la falta de transparencia en la fórmula propuesta para fijar el precio de venta de SAGANE por el gas natural entregado a las empresas comercializadoras adjudicatarias del consumo-subasta.

El informe contiene el voto particular de un vocal de la CNE, que apoyándose en un informe elaborado por la Dirección de Gas de la CNE, sostiene la inexistencia de margen para los comercializadores, ya que el precio resultante de la fórmula

propuesta en la OM prácticamente coincide con el precio de cesión a los distribuidores actualmente en vigor en la OM de tarifas.

Esta medida del RDL 6/2000 de establecer el reparto del 25% de la cantidad de gas del contrato con Argelia entre los comercializadores, fijando como fecha 117 máxima el 1 de enero de 2004, está directamente relacionada con la apertura total del mercado el 1 de enero de 2003 en la misma norma. Con ella se pretende facilitar a los comercializadores el acceso a gas competitivo durante tres años para contribuir a crear un mercado efectivo donde los clientes cualificados puedan elegir. Tras ese período, llamemos de transición, los comercializadores deberán ya suministrar a sus clientes con el producto derivado de sus propias gestiones en mercados internacionales.

La reducción de ese período implica un incumplimiento de la intencionalidad del RDL de facilitar la incorporación al mercado de nuevos operadores, por las razones antes expuestas.

#### **4.3. Proyecto de Real Decreto de Acceso de Terceros a la Red**

Se encuentra elaborado un proyecto de Real Decreto para regular el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establecer un sistema económico integrado del sector de gas natural, informado preceptivamente por la CNE. Las medidas propuestas en esta norma pueden ser agrupadas, desde un punto de vista de introducción de competencia, en torno a los siguientes grupos de objetivos:

1) Mecanismos que agilizan el acceso a la infraestructura existente

Se introduce el concepto de "ventanilla única", como manifiesta la CNE en su informe, lo que redundará en una reducción de los plazos para hacer efectivo el acceso al suprimir algunas gestiones burocráticas necesarias para implementarlo.

Se modifica el modelo de contrato de acceso, optando por un modelo de entrada/salida que simplifica el contrato.

Se posibilita la celebración legal de contratos con duración inferior a 2 años.

2) Mecanismos que aumentan la transparencia en la información.

Se le impone al GTS la obligación de "poner a disposición de los agentes del sistema la información no confidencial generada con la gestión técnica del sistema que se establece, tanto en lo relativo a la capacidad de las instalaciones, como en lo relativo a su utilización. También deberá informar, "con periodicidad anual o en los casos en que existan restricciones en el sistema, sobre la capacidad disponible en las instalaciones de transporte de la red básica y en particular en los puntos de acceso al sistema, así como respecto de reservas de capacidad de futuro contratadas en firme.

No obstante, sería positivo, siguiendo las recomendaciones de la CNE, y en línea con el Foro de Madrid, completar esta obligación con el derecho de los sujetos a acceder a la información de las infraestructuras existentes, planes

de red y capacidades contratadas y disponibles.

3) Ordenación de la retribución de las actividades reguladas

El RDL 6/2000 encomendaba al Gobierno la aprobación en el plazo de 6 meses de un "sistema económico integrado del sector del gas natural". Este sistema deberá comprender los métodos para calcular: los ingresos del sector, la remuneración de los agentes con instalaciones gasistas y la forma de reparto de los ingresos de éstas. Se establece además que para ello, se ha de modificar el sistema de cálculo en vigor, que se basa en las energías alternativas, por un sistema que se base en los costes.

En respuesta al RDL 6/2000 el proyecto de Real Decreto establece que serán los transportistas y distribuidores los agentes encargados de recaudar las tarifas, peajes y cánones que abonarán los usuarios de la red gasista.

Estas tarifas, peajes y cánones serán máximos y únicos para todo el territorio nacional, y serán aprobadas por el Ministerio de Economía.

En cuanto a como se asignará esta recaudación se plantea mediante el procedimiento de liquidaciones. Se les otorga a los titulares de instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento el derecho al reconocimiento de una retribución por la realización de su actividad. Están sujetos a liquidación todas las actividades reguladas excepto las actividades de regasificación. Los ingresos para estas

últimas serán los que se deriven de los contratos firmados por cada instalación.

Para la regasificación GNL se determinará una retribución según un coste estándar idéntico para todas las instalaciones teniendo en cuenta los costes de inversión y los de operación y mantenimiento. Para el transporte se determinará un coste para cada instalación teniendo en cuenta los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento, la disponibilidad y utilización de las instalaciones y otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad de transporte.

Para la distribución se determinará una retribución para cada empresa con una parte fija y otra variable en función de la utilización de la instalación.

Para retribuir las actividades antes detalladas se determinarán las tarifas, peajes y cánones según los criterios de:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.
- Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
- Retribuir los costes de explotación de manera que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad, que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

- No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluirlo del mismo.

#### 4.4. Observaciones

Desde el punto de vista de competencia el contenido del proyecto de Real Decreto supone importantes avances ya que agiliza el acceso de terceros a la red, cuestión fundamental para permitir que exista competencia en las ofertas de gas a los consumidores y además se imponen obligaciones de información al GTS que van a aumentar la transparencia en la información, reduciendo por tanto los problemas de información asimétrica que constituyen, de hecho, una barrera de acceso a la red para los potenciales competidores de las empresas ya instaladas. No obstante podrían mejorarse estos objetivos con las propuestas que la CNE plantea en su informe.

Por el contrario, el planteamiento para la gestión económica del sistema puede ocasionar distorsiones en el comportamiento competitivo y eficiente de los agentes. En principio, el reconocimiento del derecho a ser retribuidas con un mismo coste estándar todas las instalaciones de regasificación podría conducir a que algunas fuesen preceptoras de ingresos extras y otras no viesen cubiertos sus costes, ya que la heterogeneidad de las instalaciones conlleva a una igual heterogeneidad de costes. Por otra parte, si se cumplen los criterios de "asegurar la recuperación de las inversiones" y "permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros", entonces el coste estándar que se calcule debería ser tal que

garantizase que la instalación más costosa recibe los ingresos suficientes para su amortización y su retribución, y por tanto otras instalaciones de menor coste se verían beneficiadas con una remuneración superior a la que obtendría en un mercado en competencia, esto es, tendrán beneficios extraordinarios, todo ello si la retribución a estas instalaciones entrasen en el sistema de liquidación. Sin embargo, los ingresos por esta actividad serán los que se deriven de los contratos firmados por la instalación, y en este caso el coste estándar único sólo servirá como indicador para calcular los peajes. Como estos peajes son máximos, sí se calculan para cubrir los costes de la instalación más costosa, las demás podrán ofertar peajes más bajos y por tanto estarán en mejores condiciones para competir. Si los peajes quedan por debajo del coste de la instalación más cara, ésta directamente queda fuera del mercado.

Por otro lado, la coexistencia de los principios de libertad de instalación basados en el régimen de autorización junto con los principios de fijación de peajes que aseguren la recuperación y rentabilidad de las inversiones pueden incentivar un desarrollo de instalaciones muy diferente de la asignación que correspondería tanto a la de un mercado en competencia como a la de un sistema optimizado conjuntamente. En el primero el precio de un mercado libre sería el que transmitiría la información para una asignación eficiente de recursos. En el segundo, si se opta por un desarrollo planificado entonces debería ser un sistema concurrencial de ofertas el único que se encargase de fijar los precios. Sin

embargo, en el proyecto de RD se regula que las "instalaciones de transporte autorizado de forma directa con posterioridad a la entrada en vigor del presente RD" se retribuirán calculando sus costes de igual manera que para las instalaciones ya operativas. Esto supone una discriminación con respecto a las instalaciones procedentes del régimen concurrencial lo que puede distorsionar gravemente las condiciones de competencia en el mercado en el que unos y otros tendrán que competir.

Además, el sistema de reconocimiento de costes y reparto sobre un sistema de liquidaciones, típico de sectores que requieren grandes inversiones, con largos períodos de amortización y por tanto, sometidos a incertidumbre sobre la recuperación de las inversiones, tiene el problema de que se puede incentivar la instalación de nueva infraestructura por criterios diferentes a los del mercado. De hecho, se desconoce la capacidad real de la infraestructura existente, de si ésta es suficiente para la demanda de gas natural, de si el mercado español necesita las nuevas plantas de regasificación, que están en proyecto, de si sería más eficiente instalar nuevas líneas de gasoductos y aumentar la interconexión... etc. En ausencia de información exacta y pública para todos los agentes sobre las necesidades reales, y más eficientes, de nueva infraestructura gasista, los peajes fijados exclusivamente con criterios de asegurar la rentabilidad de las inversiones tendrá importantes consecuencias sobre la liberalización efectiva de este mercado, si los peajes no son los adecuados el margen para competir en comercialización se

reduce, y sólo las empresas integradas verticalmente podrán mantenerse en el mercado.

## 5. CONCLUSIONES

Los mercados del gas en Europa han experimentado notables cambios regulatorios en los últimos años, todos ellos con el objeto de liberalizar este sector y de incentivar y facilitar la instalación de nuevos operadores que compitan con los operadores ya instalados y en la mayoría de los casos antiguos monopolios. La propuesta de Directiva realizada para la Comisión supone una liberalización práctica de los mercados y un adelanto del calendario muy significativo. Se refuerza la figura del Acceso de Terceros a la Red, con un diseño regulatorio encaminado a asegurar un acceso transparente, ágil y no discriminatorio. No obstante, la separación de actividades se propone en términos jurídicos, de modo que el propietario de la red puede también desarrollar actividades de producción, aprovisionamiento, distribución y comercialización, aunque mediante sociedades separadas. Una separación total de la propiedad de la red requeriría regulaciones de acceso menos intervencionistas, toda vez que su propietario tendría como incentivo único maximizar el uso de su red y optimizarlo de la forma más eficiente. La ausencia de intereses en otras fases del negocio desincentiva el uso de la red como barrera de entrada, lo contrario de lo que sucede en un modelo donde el propietario y operador de la red debe permitir el acceso a sus infraestructuras a los agentes con los que ha de competir

en las demás actividades. Recientemente la CNE ha recibido quejas sobre ENAGAS, titular de las redes de transporte y plantas de regasificación, por obstaculizar el suministro de gas a las próximas centrales de ciclo combinado, actividad en la que la empresa matriz, GAS NATURAL, comenzará a operar de forma inminente.

El Real Decreto Ley 6/2000 ha llevado a cabo la mayor parte de las medidas de liberalización contenidas en la propuesta de Directiva, yendo en algunos casos aún más rápido, tal y como sucede con el calendario de elegibilidad. También impone límites a la participación en el mercado de la empresa dominante, como es la prohibición de tener una cuota superior al 70% del mercado a partir de 2003. En cuanto a la separación de actividades la regulación española tampoco exige la separación de propiedad aunque pone limitaciones. Así, la participación de cualquier persona física o jurídica en ENAGAS, no podrá superar el 35% del capital social o de los derechos de voto de la entidad.

A pesar de los cambios regulatorios implementados, que facilitarán la instalación de nuevos operadores y posibilitarán la existencia de cierto grado de competencia, persiste aún una estructura de mercado que no acompaña el espíritu liberalizador de las normas en vigor. Existen muy pocos oferentes y el gas más competitivo, el de Argelia, está y estará concentrado en un único oferente, GAS NATURAL, ya que el segundo yacimiento que se va a poner en explotación para conectarlo al gasoducto del Magreb va a suministrar también a GAS NATURAL, según el contrato

recientemente firmado por ésta y por BP y SONATRACH, propietarios del gas. La red de transporte de distribución está poco desarrollada, lo que dificulta la entrada de nuevos operadores. Las funciones de regulación permanecen en el Ministerio de Economía y no en un organismo de regulación independiente como propone el proyecto de Directiva. Persisten fuertes elementos de integración vertical, que pueden distorsionar el acceso libre e indiscriminado a la red. La duración de dos años para los

contratos de acceso es excesiva y entorpece el desarrollo de mercados spot en gas natural. Por último señalar que la fijación de peajes de acceso sin un conocimiento exacto de las capacidades del sistema, de las necesidades futuras y con el principio prioritario de recuperar inversiones y obtener una remuneración suficiente puede enviar señales al mercado que no sean las compatibles con un desarrollo de las infraestructuras que favorezcan la competencia en este mercado.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AIE (2000): Regulatory Reforms in European Gas
- Brattle Group, (2000), "Methodologies for Establishing National And Cross-Border Systems Of Pricing Of Access To The Gas System In Europe". [www.brattle.com/pub.html](http://www.brattle.com/pub.html)
- CNE (2001): Informe 4/2001 sobre la propuesta de OM sobre aplicación de Gas natural procedente del contrato de Argelia de acuerdo con el artículo 15 de RDL 6/2000 de 23 de junio. [www.cne.es/pdf/cne46\\_01.pdf](http://www.cne.es/pdf/cne46_01.pdf)
- CNE (2001), "Informe 8/2001 sobre el proyecto de RD 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", [www.cne.es/pdf/cne67\\_01.pdf](http://www.cne.es/pdf/cne67_01.pdf)
- Comisión Europea (2000), "Libro verde: hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético", COM(2000)769 final [www.europa.eu.int/comm/energy\\_transport/doc-principal/pubfinal\\_es.pdf](http://www.europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-principal/pubfinal_es.pdf)
- Commission of the European Communities (2001), "Communication from the Commission to the council and the European Parliament. Completing the internal energy market", [www.europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/library/communication\\_es\\_acte.pdf](http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/internal-market/library/communication_es_acte.pdf)
- Commission of the European Communities (2001), "Commission staff working paper. Completing the internal energy market". SEC(2001)438. [www.europa.eu.int/comm/energy/library/438/pdf](http://www.europa.eu.int/comm/energy/library/438/pdf)
- European Commission (2000), "State of implementation of the EU Gas Directive (98/30/EC) An overview", Directorate General for Energy and Transport, European Commission. [www.europa.eu.int/comm/energy/en/gas\\_single\\_market/gas98\\_30.pdf](http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/gas_single_market/gas98_30.pdf)
- Madrid Forum (2000) 2nd Meeting [www.europa.eu.int/comm/energy/en/gas\\_single\\_market/conclusions-madrid2.pdf](http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/gas_single_market/conclusions-madrid2.pdf)
- Madrid Forum (2000) 3rd Meeting [www.europa.eu.int/comm/energy/en/gas\\_single\\_market/madrid3/madrid3.html](http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/gas_single_market/madrid3/madrid3.html)
- Madrid Forum (2000) 4th Meeting [www.europa.eu.int/comm/energy/en/gas\\_single\\_market/madrid3/madrid.html](http://www.europa.eu.int/comm/energy/en/gas_single_market/madrid3/madrid.html)
- Ley 34/1998 de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos. BOE de 8 de octubre de 1998
- Orden Ministerial de 29 de junio de 2001 sobre aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia. BOE de 6 de julio de 2001
- QUINTO ROMERO, J. (2001): "En busca de un mercado competitivo de Gas Natural en España" Comares Editorial
- Real Decreto Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos. BOE de 2 de octubre de 1999.
- Real Decreto Ley 6/1999 de 16 de abril de Medidas Urgentes de Liberalización. BOE de 28 de abril de 1999.
- Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. BOE de 24 de junio de 2000.