

## Resumen

A pesar del importante papel que juega el gas natural en la matriz energética española e ibérica, no existe actualmente un mercado mayorista de gas natural, líquido y con precios transparentes. Con independencia de la coexistencia con los contratos a largo plazo, y en línea a lo que viene sucediendo en el resto de Europa, es necesario que se desarrolle un mercado mayorista ibérico de gas natural, entendido como un conjunto de mercados con distintos horizontes de negociación (balance, futuros, a plazo). Las señales de precios transparentes y líquidas fomentarán la competencia en los mercados mayorista y minorista.

*Palabras clave:* mercado de gas natural, competencia, liquidez, transparencia, mercado ibérico.

## Abstract

Despite the important role of natural gas in the Spanish and Iberian energy mix, currently there is no natural gas wholesale market with liquid and transparent prices. Regardless of the coexistence with long-term contracts it is necessary to develop an Iberian natural gas wholesale market in line with the existing developments in the rest of Europe. The natural gas wholesale market should be composed by a set of sub-markets with different trading horizons (balancing, spot, futures and forwards). The existence of transparent and liquid price signals will promote competition in wholesale and retail markets.

*Key words:* natural gas market, competition, liquidity, transparency, Iberian market.

*JEL classification:* G18, L43, L94, L95.

# TRANSPARENCIA Y SEÑALES DE PRECIOS EN EL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL (\*)

María Jesús MARTÍN MARTÍNEZ  
Pablo VILLAPLANA CONDE

*Comisión Nacional de Energía*

## I. INTRODUCCIÓN

**E**L gas natural es una fuente de energía no renovable con un papel relevante en la matriz energética de España. En 2011, el gas natural supuso un 22,3 por 100 del consumo de energía primaria en España, situándose solo por detrás del petróleo (45,3 por 100) y por delante de la energía nuclear (11,5 por 100), las energías renovables (11,3 por 100) y el carbón (10 por 100) (véase Sedi-gas, 2011).

El gas natural se utiliza como fuente de energía en los sectores doméstico-comercial e industrial, así como para la generación de electricidad, fundamentalmente como combustible para ciclos combinados. En 2011, el sector doméstico-comercial supuso un 14,1 por 100 de la demanda de gas natural, mientras que el sector industrial y el sector eléctrico supusieron un 54,7 y un 29,5 por 100, respectivamente. La elevada interrelación entre los mercados de gas natural y de electricidad se explica por el relativamente elevado peso del sector eléctrico en la demanda de gas natural. En relación al aprovisionamiento de gas natural, casi el 100 por 100 de la demanda de gas natural en España se satisface mediante importaciones, bien en forma de gas natural a través de los gasoductos o bien en forma de Gas Natural Licuado (GNL) a través de las plantas de regasificación existentes en España. En 2011, el 65 por

100 de los aprovisionamientos de gas se produjeron en forma de GNL. A lo largo de 2011 el mercado español se abasteció de un conjunto de trece países, siendo Argelia (con una cuota del 38 por 100), Nigeria (19 por 100) y Catar (13 por 100) los tres principales países suministradores.

Un aspecto clave pendiente en el desarrollo del sistema gasista español es la existencia de un mercado mayorista de gas natural, transparente y líquido. A pesar de la relevancia que tiene el gas natural en España, la importante interrelación entre el mercado de gas natural y el mercado eléctrico, así como el elevado grado de diversificación geográfico de los aprovisionamientos y la capacidad de participar en el creciente mercado de Gas Natural Licuado (GNL) internacional, no se ha desarrollado un mercado mayorista líquido y transparente en España (o en la península Ibérica), siendo de hecho uno de los pocos países de Europa occidental que no cuenta con un mercado mayorista de gas natural con señales de precios propias. Si bien, tradicionalmente, el aprovisionamiento de gas natural en Europa se ha producido a través de contratos de largo plazo, en el resto de países europeos se ha registrado una tendencia creciente en el desarrollo de mercados de gas natural.

La introducción de mercados de gas natural es compatible con la existencia de contratos a largo

plazo, y de hecho, en parte a través del desarrollo de los mercados mayoristas de gas natural, los agentes han podido optimizar comercialmente sus posiciones. La Comisión Europea viene impulsando la creación de los mercados de gas natural, tanto de corto plazo (mercados de balance) como para el desarrollo de precios a diferentes horizontes temporales (superior al día y hasta 2-3 años). En consecuencia, una asignatura pendiente en el caso español es el desarrollo de un mercado mayorista de gas natural transparente y líquido, más allá del existente mecanismo de intercambios MS-ATR que, aunque permite ajustar físicamente las posiciones a los agentes que operan actualmente en España, no proporciona referencias de precios.

El resto del artículo se organiza de la siguiente forma. En la sección II se analizan, tanto desde una perspectiva teórica como en términos de la regulación europea energética, las consecuencias y ventajas derivadas de la existencia de mercados mayoristas que provean de señales de precios objetivas, transparentes, líquidas y competitivas. En la sección III se describe brevemente la evolución de los mercados mayoristas de gas europeos, y la coexistencia de contratos de aprovisionamiento de largo plazo con mercados mayoristas con negociación de contratos al contado y a plazo. En la sección IV, debido a la relación intrínseca entre la electricidad y el gas natural, especialmente acusada en España, se analiza comparativamente la evolución seguida en ambos sectores respecto a la transparencia en precios mayoristas y la introducción de mecanismos de mercado, en cuanto a que son factores que favorecen la competencia de los mercados de electricidad y gas natural en España. Si bien el gas natural tiene características específicas (por

ejemplo, es una materia prima almacenable) que lo diferencian de la electricidad, la evolución reciente de los mercados de contado (*spot*) y a plazo (organizados y no organizados) de energía eléctrica en España puede aportar algunas experiencias relevantes que potencialmente pudieran ser válidas para la creación del mercado de gas natural. La sección V plantea algunos de los retos a los que se enfrenta el desarrollo del mercado mayorista de gas natural en España. Por último, la sección VI recoge las principales conclusiones del artículo.

## II. SEÑALES DE PRECIOS, TRANSPARENCIA Y COMPETENCIA

El desarrollo de mercados competitivos requiere, entre otros factores, la existencia de un número relativamente elevado de agentes. Para que nuevos agentes estén dispuestos a participar en un mercado es necesario que exista un nivel adecuado de transparencia, que permita a los participantes en dicho mercado analizar la evolución general de la demanda y la oferta, así como evaluar los factores que inciden en la formación de los precios. Asimismo, la participación de un elevado número de agentes heterogéneos es una fuente de liquidez en cualquier mercado. Por tanto, la existencia de un nivel adecuado de transparencia fomenta la participación de nuevos agentes en un mercado, lo que redundará, a su vez, en el desarrollo de la competencia y la liquidez de los mercados.

### 1. Mecanismos de mercado, transparencia y competencia

La existencia de un nivel de transparencia adecuado es un ele-

mento fundamental para el desarrollo de mercados competitivos. Cuando hablamos de transparencia en los mercados normalmente cabe diferenciar entre: *a*) la transparencia asociada a información sobre variables relacionadas con los fundamentales y la situación general de oferta y demanda del mercado en cuestión (transparencia pre-negociación), y *b*) la transparencia asociada a información sobre transacciones que se han realizado en el mercado (transparencia post-negociación).

La transparencia es un elemento clave para el desarrollo de mercados competitivos y especialmente para fomentar la entrada de nuevos agentes. En este sentido, tal y como apuntan Hooper *et al.* (2009), un aspecto crítico de la transparencia es que mitiga las asimetrías de información que pueden existir entre un agente dominante y un nuevo entrante o un agente de menor tamaño. Una mayor transparencia que reduzca las asimetrías informativas sobre la situación de la demanda, la oferta y el sistema de transporte, o sobre la liquidez real del mercado, supone una menor barrera a la entrada y deberá traducirse en una mayor confianza en el mercado, especialmente por parte de nuevos agentes, que incide, a su vez, en una mayor participación en el mercado y menores primas de riesgo, lo que redundará en el desarrollo de la liquidez del mercado y una mayor competencia en el mismo por la mayor entrada de nuevos agentes. Por tanto, transparencia, competencia y liquidez de un mercado son aspectos interrelacionados, de forma que la introducción de mejoras en cualquiera de ellos incide en los demás.

La existencia de un nivel adecuado de transparencia es un

elemento clave para el buen funcionamiento de los mercados mayoristas de gas natural y, en particular, para que los usuarios de la red y los participantes en el mercado puedan tomar sus decisiones en condiciones de igualdad. Tal y como señala el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento y el Consejo sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, es necesario «un acceso homogéneo a la información relativa al estado físico y a la eficiencia a la red, de manera que todos los participantes en el mercado puedan evaluar la situación general de la oferta y la demanda, y determinar cuáles son los motivos que explican los movimientos de los precios mayoristas [...]».

Entre otras razones, es necesario un elevado nivel de transparencia sobre el estado del sistema y el conjunto de información de mercado para: a) proveer a todos los usuarios de la red y los agentes que participan en el mercado un nivel mínimo de información para que estos puedan realizar sus actividades; b) reducir asimetrías de información, a efectos de mitigar las barreras de entrada a nuevos agentes y fomentar el desarrollo de la competencia; c) asegurar un acceso efectivo a la red de transporte de gas; d) fomentar las transacciones entre diferentes mercados geográficos, y e) permitir la supervisión del mercado y facilitar la toma de decisiones por parte de los reguladores energéticos y las autoridades de supervisión (véanse ACER, 2012; Hooper *et al.*, 2009).

La propia Comisión Europea destaca el objetivo de transparencia en los mercados energéticos como elemento esencial para el desarrollo competitivo de un mercado interior de gas y electricidad. En este sentido, la Directiva

2009/73/CE, en su considerando 36, señala que «el mercado interior del gas natural padece una falta de liquidez y transparencia que obstaculiza la asignación eficiente de recursos, la atenuación del riesgo y la entrada de nuevos operadores [...]».

La transparencia en la formación de precios de los mercados energéticos mayoristas fomenta la entrada de nuevos agentes, en tanto el precio resultante sea creíble. La disponibilidad de mecanismos de mercado mayorista líquidos, con precios públicos y transparentes facilita la contratación y cobertura de riesgos de los comercializadores y, en última instancia, de los consumidores, contribuyendo a su vez al desarrollo del mercado minorista.

Los mecanismos de mercados mayoristas líquidos y transparentes de electricidad y de gas natural son demandados en España y en el ámbito ibérico por diversos agentes, debido a que se dan las condiciones necesarias para su introducción, a la elevada interacción entre ambos mercados, así como a la utilidad de disponer de mecanismos de contratación y coberturas de riesgo que proporcionen referencias de mercado autóctonas en el caso del gas natural. Adicionalmente, la estructura vigente de los mercados de electricidad y gas natural en España muestra una segmentación de agentes. Por una parte, los generadores/aprovisionadores verticalmente integrados en comercialización disponen de una cobertura natural de riesgo derivada de la tenencia de una cartera de clientes en el mercado minorista. Por otra, los agentes entrantes no integrados deben buscar coberturas a través de los mercados tanto *spot* como a plazo, a un coste y adaptados a la flexibilidad contractual, liqui-

dez y plazos ofrecida por dichos mecanismos.

Los mercados *spot* y a plazo pueden proporcionar también al regulador referencias de precios con los que comparar los resultados de las subastas reguladas de energía, tales como CESUR y de Tarifa de Último Recurso (TUR) de gas, que configuran, respectivamente, el precio de electricidad y gas natural de determinados consumidores a precio final regulado (acogidos a la TUR), o de aquellos otros cuyos precios están vinculados directamente a la TUR.

Por todo ello se hace necesario disponer, en particular en el sector gasista, de mercados mayoristas transparentes y líquidos que proporcionen precios configurados de forma creíble y competitiva, y que sean representativos del coste de gas en España y en la península Ibérica.

## 2. Importancia de la transparencia para una supervisión efectiva e integrada de la competencia de los mercados eléctricos y gasista

Tal y como se ha señalado, la credibilidad en el proceso de formación de precios en cualquier mercado mayorista para los agentes, especialmente los de menor tamaño y nuevos entrantes, es esencial para el propio desarrollo del mercado. La integridad y transparencia de los mercados requiere, además de un adecuado nivel de transparencia, una supervisión efectiva por parte del regulador. Se hace necesario garantizar una supervisión efectiva de dichos mecanismos de contratación, al objeto de evitar posibles abusos de mercado, así como de identificar posibles ba-

rreras al desarrollo de la liquidez por sus implicaciones sobre la entrada de nuevos agentes.

La regulación europea considera que la transparencia y la capacidad de supervisión del regulador es una herramienta importante en el desarrollo de la liquidez de los mercados. En este sentido, la Directiva 2009/73/CE, en su considerando 36, señala que «[...] es preciso reforzar la confianza en el mercado, su liquidez y el número de agentes presentes en el mismo, por lo cual debe incrementarse la supervisión reguladora de las empresas activas en el suministro de gas». De hecho, la Directiva reconoce que, dado que el gas natural se importa desde terceros países mediante contratos a largo plazo, debe tenerse en cuenta la existencia de «ciertas rigideces estructurales derivadas de la contratación de los proveedores, los contratos a largo plazo o la falta de liquidez en fases posteriores. Por tanto, es necesario una mayor transparencia, también en la formación de precios».

Asimismo, el Reglamento (CE) 715/2009 señala, en su considerando 26, que «[...] para potenciar la confianza en el mercado, es preciso que quienes participan en él estén convencidos de que los comportamientos abusivos pueden ser sancionados de forma efectiva, proporcionada y disuasiva. Debe concederse a las autoridades competentes competencias para investigar de manera efectiva las acusaciones de abuso del mercado. Para ello, es necesario que las autoridades competentes tengan acceso a los datos que facilitan información sobre las decisiones operacionales de las empresas de suministro».

Por tanto, una supervisión adecuada de los mercados ener-

géticos es un elemento que puede ayudar a reforzar la competencia en el sector, debido a que mitiga la probabilidad de manipulación de mercado, lo que influye positivamente en la confianza sobre el propio mercado de los nuevos entrantes, especialmente para aquellos de menor tamaño. Para ello es necesario que el responsable de la supervisión de dichos mercados tenga atribuidas funciones para efectuar investigaciones sobre el funcionamiento de los distintos segmentos del mercado mayorista y de las distintas formas de contratación, por ejemplo en mercados organizados y no organizados (contratación bilateral), en segmentos del mercado mayorista *spot* y a plazo, en contratos con liquidación física y financiera, así como tener capacidad de decisión sobre las medidas necesarias y proporcionadas para promover la competencia efectiva y asegurar el adecuado funcionamiento del mercado.

El reciente Reglamento (UE) n.º 1227/2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT en adelante), supone un esfuerzo añadido de la regulación para fomentar la transparencia e integridad de los mercados, estableciendo definiciones de lo que se entiende por manipulación de mercado y uso de información privilegiada, prohibiendo explícitamente dichas actuaciones y estableciendo mecanismos legales para la supervisión efectiva de los mercados.

En este sentido REMIT reconoce que «los mercados mayoristas de la energía abarcan tanto los mercados de productos básicos como los de productos derivados», señalando asimismo que «la formación de precios en ambos sectores [mercados de

energía y mercados financieros] está interconectada». Asimismo, REMIT señala que los mercados mayoristas de energía abarcan diferentes mecanismos de negociación que «incluyen entre otros los mercados regulados, las plataformas multilaterales de negociación y las operaciones de mercados no organizados (*over the counter* u OTC) y los contratos bilaterales, directos o a través de intermediarios». Por todo ello, es necesario establecer canales de cooperación entre reguladores energéticos y financieros para la supervisión y la obtención de datos, dado que «un control eficaz del mercado requiere un acceso periódico y oportuno al listado de las operaciones, así como a datos estructurales sobre la capacidad y la utilización de instalaciones de producción, almacenamiento, consumo o transporte de electricidad o gas natural».

En España, la función de supervisión y las facultades para perseguir este objetivo se han atribuido a la CNE en la Ley del Sector de Hidrocarburos, en la redacción dada en el Real Decreto Ley 13/2012 de transposición de las Directivas europeas en materia energética.

Con respecto al acceso a la información necesaria para la supervisión de los mercados energéticos, la Ley del Sector de Hidrocarburos recoge la obligación de las Directivas relativa a que los comercializadores tengan a disposición del Ministerio, la CNE, la CNC y la Comisión Europea a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y gas y los derivados relacionados con la electricidad y el gas suscritos con los clientes mayoristas y los ges-

tores de redes de transporte, así como con los gestores de almacenamientos y de redes de GNL.

Cabe señalar que REMIT prevé la creación de un repositorio central europeo de información sobre transacciones mayoristas (físicas y financieras), bajo la supervisión de la Agencia de Cooperación de Reguladores Energéticos (ACER) y en colaboración con los reguladores nacionales.

Asimismo, teniendo en cuenta el significativo avance de la negociación OTC financiera sobre electricidad y en ausencia de información pública completa sobre las transacciones OTC, se ha precisado una supervisión coordinada del mercado OTC eléctrico español entre el regulador energético (la CNE) y el regulador financiero (la CNMV), al recaer la supervisión de estos productos financieros en el ámbito de actuación del regulador financiero. La experiencia reciente de colaboración entre CNE y CNMV en el mercado a plazo de electricidad, mediante la firma de protocolos («memorandos») de cooperación e intercambio de información, así como entre estos y los homólogos portugueses (supervisión en el ámbito del mercado ibérico de electricidad, MIBEL) suponen experiencias de cooperación relativamente novedosas en el entorno europeo.

La supervisión coordinada entre el regulador energético y financiero del proceso de formación de precios en los mercados mayoristas de energía es asimismo relevante para la supervisión del proceso de formación de precios en los mercados minoristas. En el ámbito del sector eléctrico, el mercado OTC eléctrico, puramente financiero, está contribuyendo a la formación de los precios de los contratos a plazo de

electricidad trasladados a todos los consumidores. La conexión entre precios mayoristas y minoristas es relativamente evidente en el caso de la formación del término del coste de la energía en las Tarifas de Último Recurso (TUR) de electricidad en España. Concretamente, los precios de electricidad del mercado de futuros (gestionado por el operador del mercado ibérico OMIP) o del mercado OTC influyen en la formación de los precios en las subastas CESUR, utilizadas en el cálculo de la TUR de electricidad.

Asimismo, la liquidez y los precios de los mercados mayoristas a plazo también afectan a las condiciones de cobertura disponibles para los nuevos competidores en el mercado minorista que no tengan una estructura verticalmente integrada entre generación y comercialización, por lo que la liquidez del mercado mayorista a plazo (especialmente en los segmentos de la curva a plazo con vencimiento más lejano, por ejemplo contratos anuales a 1 o 2 años vista) influye en el nivel de competencia y en el proceso de formación de precios minoristas de electricidad en España (véase CNE, 2012a, 2012b y 2012c). En esta misma línea puede consultarse el informe del regulador británico (OFGEM, 2012), en el que señala: «Hemos encontrado que los consumidores tienen riesgos derivados de la baja liquidez del mercado mayorista, que puede estar actuando como una potencial barrera a la entrada reduciendo por ello la efectividad de la competencia» (p. 1), señalando asimismo que «si los comercializadores no pueden acceder a los productos que necesitan en los mercados mayoristas, o no tienen confianza en los precios de los mercados mayoristas, es difícil que puedan gestionar de manera efectiva los riesgos. [...] Si estos

productos [de largo plazo] son ilíquidos, los agentes independientes están más expuestos a los movimientos de precios. Para un comercializador, esto podría afectar a su capacidad para ofrecer contratos competitivos a sus clientes» (p. 4).

Adicionalmente, debido a la relación directa entre el suministro de gas y la generación de la tecnología marginal en electricidad (el precio del gas incide en la formación del precio del mercado mayorista de electricidad del MIBEL), se hace necesaria una supervisión integrada en ambos mercados. No solo en relación a la información de ofertas en mercados organizados, sino también sobre la información de los contratos bilaterales intragrupo de generación y de aprovisionamiento de gas a efectos de la supervisión del funcionamiento de las centrales de ciclo combinado.

Por último, con el fin de favorecer la formación transparente y creíble de los precios mayoristas, evitando que constituyan una barrera a la entrada para nuevos agentes, se precisa realizar la supervisión de los contratos bilaterales físicos (de gas y electricidad), en particular cuando se trata de contratos intragrupo entre generadores y comercializadores.

### III. DESARROLLO DE MERCADOS DE GAS NATURAL EN EUROPA

Tradicionalmente las relaciones contractuales entre aprovisionadores de gas natural y comercializadores (importadores) se han basado en contratos de largo plazo, con duraciones entre 15 y 30 años, con precios generalmente indicados a los precios del petróleo y/o a los precios de productos derivados del petróleo,

con cláusulas relativamente restrictivas de garantía de consumo (cláusulas *take or pay*) y que pueden incluir asimismo cláusulas de destino y fórmulas de revisión del precio del contrato (*price re-openers*) que pueden ejercerse cada 3-4 años. Las cláusulas *take or pay* suponen que el comprador está obligado a comprar un nivel mínimo preestablecido de gas natural con independencia de que requiera su entrega o no, y obliga al productor a entregar dicha cantidad. Uno de los argumentos clásicos sobre la existencia de cláusulas *take or pay* es que estas cláusulas reparten el riesgo, de forma que el comprador asume el riesgo de volumen y el vendedor asume el riesgo de precio (Neuhoff y Von Hirschhausen, 2005).

Reino Unido es el ejemplo paradigmático de desarrollo de un mercado mayorista (*hub*) de gas natural, en el que se negocian contratos con diferentes vencimientos con entrega (si son contratos físicos) o liquidación (en el caso de contratos financieros o de liquidación por diferencias) con un punto virtual (National Balance Point, NBP). De hecho, NBP, creado en 1996, es el mercado europeo de gas natural con mayor liquidez, con una ratio entre volumen de negociación y demanda física que se sitúa en los últimos años entre 10 y 15. Para un análisis detallado de la creación y evolución de la negociación en el mercado NBP, véase Heather (2010).

El desarrollo de los mercados de gas natural en Europa continental se ha acelerado desde el año 2003. Así, tal y como señala Heather (2012), existe una combinación de factores que han incidido en el incremento de la negociación y en el propio desarrollo de nuevos mercados de gas

natural. Entre dichos factores se destacan: a) el impulso al desarrollo de los mercados de gas natural desde la perspectiva de la regulación y la política energética europea, como mecanismos para fomentar la competencia y el desarrollo de un mercado único europeo; b) el importante incremento en la capacidad de licuefacción (por ejemplo, por parte de Catar) y de regasificación, y el consiguiente incremento del volumen de negociación en el mercado internacional de GNL, y c) el efecto de la crisis económica y la caída de la demanda de gas natural, que ha supuesto a su vez un impulso a las necesidades de gestionar las carteras de aprovisionamiento con contratos más flexibles y de menor plazo. Así, entre los principales mercados de gas natural europeos cabe señalar el mercado TTF (*Title Transfer Facility*) creado en Holanda en 2003, el desarrollo de *hubs* de tránsito —en la terminología de Heather (2012)—, que son *hubs* físicos como Zeebrugge en Bélgica (creado en el año 2000) o CEGH (*Central European Gas Hub*) situado en Austria y que inició su actividad en 2005, o los mercados más recientes y que se encuentran en transición como los *hubs* alemanes de Gaspool (creado en 2009) o NetConnect (que inició su actividad en 2011 como fusión de dos *hubs*: Thyssengas y NCG), así como los *hubs* franceses PEG (*Points d'Échange de Gaz*: PEG Nord, PEG Sud y PEG TIGF) y el *hub* italiano PSV (*Punto di Scambio Virtuali*).

Si bien un análisis de las características de estos *hubs* y de la evolución de la negociación excede el objetivo del presente artículo (para un análisis detallado véanse Heather, 2012; Stern y Rogers, 2011), se concluye que los principales mercados europeos de nuestro entorno han desarrolla-

do, con mayor o menor éxito, mercados de gas natural donde los agentes pueden ajustar comercial y físicamente sus posiciones para horizontes de corto y medio plazo. A la vista de estos ejemplos cabe concluir que el desarrollo de un mercado de gas natural en España es un elemento pendiente en el avance de la liberalización del sector del gas natural.

Finalmente, cabe señalar que la creación del modelo europeo de gas (*European Gas Target Model*) y, en particular, la reciente publicación de las Directrices Marco de balance en la red de transporte (véase ACER, 2011), basadas en lo establecido en el artículo 21 del Reglamento 715/2009, y el posterior desarrollo y publicación del correspondiente Código de Red, deben ser un impulso, en una fase inicial, para la creación del mercado de balance de gas natural en España, que permita evolucionar hacia diversas formas de negociación (a corto plazo y medio plazo, contratación organizada o no organizada tanto bilateral como mediante intermediarios, y física o financiera) que supongan la aparición de señales de precios de gas natural transparentes y líquidas en España.

#### IV. COMPARATIVA DE TRANSPARENCIA EN PRECIOS Y EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL EN ESPAÑA

Teniendo en cuenta la relación entre ambos mercados —de electricidad y de gas natural—, a continuación se comparan los mecanismos de mercado mayoristas desarrollados en España en cuanto a resultados sobre transparencia de precios y liquidez,

debido a su impacto directo sobre la evolución de la competencia en el propio mercado mayorista y en el mercado minorista.

### 1. Evolución comparada de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural

Tal y como se ha señalado anteriormente, la demanda de gas natural en España se compone de demanda doméstico-comercial, industrial y para la generación eléctrica. El elevado peso relativo de la tecnología de ciclos combinados en el *mix* eléctrico supone, tanto en el caso español como también en otros mercados europeos, que exista una relación intrínseca entre los mercados mayoristas de electricidad y de gas natural, debido a que el ciclo combinado de gas es la principal tecnología marginal de producción eléctrica en España. A su vez, la demanda de gas natural para la generación eléctrica (el suministro de gas a la generación eléctrica representó, en términos de energía, un 30 por 100 en 2011 y un 34 por 100 en 2010) está influenciada, entre otros factores, por la alta penetración de las energías renovables en la producción de electricidad para cumplir con los objetivos medioambientales europeos, y por el apoyo de los ciclos combinados a la integración de las energías renovables intermitentes en el *mix* de generación eléctrica.

Es común en ambos sectores el impacto de la crisis económica actual, traducido en una intensa caída de la demanda eléctrica y de gas natural. Adicionalmente, una característica compartida, a diferencia de otros países del entorno europeo, es el elevado margen de cobertura de la demanda existente (1).

Desde el inicio de la liberalización se han registrado condiciones que favorecen el desarrollo de la competencia en los mercados mayoristas de gas y de electricidad, destacando los avances regulatorios, la entrada de nuevos competidores y la reducción de la concentración, en particular en el mercado eléctrico.

La estructura del mercado de *generación eléctrica* ha evolucionado hacia una menor concentración horizontal, actualmente inferior a la de muchos países del entorno europeo, debido a la entrada de nuevos generadores de régimen especial y de ciclos combinados de gas. Por otra parte, es destacable que desde el inicio de la liberalización se cuenta con un mecanismo de mercado autóctono, en el que el precio del mercado diario (*spot*) de la electricidad se determina en el mercado mayorista ibérico (MIBEL). Asimismo, especialmente a partir del año 2007, la contratación a plazo ha ido aumentando su volumen de negociación, permitiendo la aparición de señales de precios a plazo líquidas (si bien a horizontes inferiores a los 2 años), a la vez que ha iniciado su actividad el mercado de futuros gestionado por OMIP.

El *sistema gasista* español cuenta con unas condiciones de acceso a las infraestructuras relativamente favorables respecto a otros países europeos, especialmente en términos de capacidad disponible para contratar en plantas de regasificación, gasoductos e interconexiones, así como por el derecho a la utilización de un almacenamiento operativo implícito en los peajes de redes. No obstante, dicho sector cuenta con una estructura concentrada en el mercado primario, con una cuota del principal proveedor en torno al 45 por 100 del mercado,

que se mantiene estable a lo largo del tiempo.

A esta evolución de la estructura de mercado primario se añade la falta de un mercado secundario líquido que muestre precios transparentes para comercializadores y consumidores a diferentes horizontes.

El precio del gas se determina en un ámbito internacional en el que influyen factores como la indexación tradicional al precio del petróleo y las condiciones de demanda y oferta de varias áreas geográficas, así como las condiciones del mercado secundario en España. Los contratos de importación son en más del 70 por 100 contratos bilaterales a largo plazo de duración superior a 10 años (véase CNE, 2012a). Cabe señalar que se está registrando generalizadamente un desacoplamiento entre los contratos bilaterales a largo plazo indexados a derivados del petróleo y los precios de corto plazo de gas natural registrados en mercados internacionales. Este desacoplamiento resulta más evidente en aquellos mercados europeos donde se han desarrollado mercados líquidos con precios transparentes.

Por último, respecto al grado de integración vertical de los agentes incumbentes, es común en ambos sectores la elevada cuota conjunta de los grupos empresariales establecidos verticalmente integrados en comercialización. En particular, la cuota ascendió al 82 por 100 en 2011 en el mercado de aprovisionamiento de gas natural (situándose hasta el 67 por 100 en el mercado secundario), y al 70 por 100 en el mercado de generación eléctrica (66 por 100 en el ámbito MIBEL). Como se ha indicado anteriormente, la integración vertical proporciona una cobertura

natural de riesgo derivada de la tenencia de una cartera de clientes en el mercado minorista. Los agentes entrantes, en muchos casos, tienen que buscar tanto clientes como coberturas a través de los mercados (*spot* y a plazo), lo que conlleva costes y menos flexibilidad relativa que si dispusieran de posiciones de venta en el mercado minorista. Más aún, los comercializadores y los consumidores de gas natural no cuentan con mecanismos de contratación de energía a partir de precios públicos y transparentes formados en el mercado español.

A continuación se comparan los mecanismos de negociación y determinación de precios en ambos sectores por su incidencia en la transparencia en los mercados.

## 2. Determinación de precios y transparencia en el sistema eléctrico

El sistema eléctrico cuenta desde 1998 con un mercado diario gestionado por OMIE, cuyo precio se determina mediante un mecanismo de subasta uniforme. El precio del mercado diario representa la principal referencia tanto para la fijación de los precios en contratos bilaterales físicos y financieros, como para el mercado de futuros, para productos *base* con subyacente del contrato *spot* base de OMIE. No obstante, cada vez más la programación del mercado diario diverge de la programación real final, debido a que los mercados posteriores a la casación del mercado diario (mercados intradiarios) han incrementado su importancia (2).

En cuanto a transacciones físicas, la energía vendida en el mercado *spot* ascendió al 70 por 100 en 2011 y el restante 30 por 100 co-

respondió a contratos bilaterales físicos. Los agentes entrantes venden la mayoría de su energía en el mercado *spot* y los incumbentes realizan contratos bilaterales físicos, principalmente intragrupo con sus filiales de comercialización. Obtienen así una cobertura de riesgo implícita frente a las fluctuaciones del precio *spot* para dichas centrales durante el plazo deseado.

Adicionalmente, es relevante la contratación a plazo mayoritariamente de tipo financiero. En el MIBEL, como en el resto de mercados europeos, la contratación a plazo puede realizarse tanto en el mercado organizado de futuros, gestionado por OMIP, como en el mercado no organizado (*over the counter*, OTC). En este último, las partes, normalmente a través de agencias de intermediación, negocian contratos a plazo con liquidación financiera. Aunque el mercado OTC con subyacente del precio *spot* OMIE no proporciona precios públicos, las agencias de intermediación comunican diariamente a los agentes que participan en el mercado las transacciones intermediadas y las cotizaciones de cierre.

Por último, desde junio de 2007 se celebran las subastas CESUR, que son un mecanismo de contratación a plazo, establecido por la regulación, para la determinación del precio de la energía que se incorpora en la Tarifa de Último Recurso. En las subastas CESUR, supervisadas por la CNE, se configura el precio del producto a plazo mayorista subastado, que se traslada automáticamente para la determinación del término del coste de la energía para los consumidores acogidos a la Tarifa de Último Recurso (3).

Los comercializadores de último recurso (CUR) adquieren con-

tratos al precio de equilibrio de la subasta CESUR, que se liquida por diferencias con el subyacente del contrato que es el precio *spot*. Esto es, si el precio *spot* de OMIE es superior al precio de las subastas CESUR, el vendedor en la subasta pagará al CUR la diferencia de precios y viceversa. A su vez, el consumidor de electricidad que es suministrado por un CUR abona a partir de su precio final, que es la TUR, el precio de energía registrado en las subastas CESUR.

En las subastas CESUR no se subasta la totalidad de energía solicitada por el CUR para el suministro de sus consumidores acogidos a TUR. Por la energía no adquirida en las subastas CESUR, el CUR puede buscar cobertura adicional a partir de operaciones intragrupo, si bien dicha situación se ha corregido parcialmente con el mecanismo de cobertura establecido en el RD 302/2011, de 4 de marzo, que establece la adquisición obligatoria por los CUR, y venta forzosa por las instalaciones de régimen especial a tarifa, de productos con liquidación por diferencias entre precios CESUR y precios en el mercado diario. Mediante dicho mecanismo se reduce el riesgo de los CUR debido a que adquieren toda la energía solicitada para las subastas CESUR al mismo precio de la subasta, siempre que la energía casada del régimen especial sea superior a la demanda TUR del CUR no subastada en CESUR.

## 3. Determinación de precios y transparencia en el sistema gasista

El sistema gasista español tiene una dependencia casi total del exterior, cubriendo las importaciones más del 99 por 100 de la demanda nacional, y una gran parte de esta en forma de gas natural licuado (GNL). Es relevante en el



caso español la alta diversificación tanto de puntos de entrada (seis plantas de regasificación de GNL y seis conexiones internacionales de gas natural, cuya capacidad conjunta sobrepasa el 52 por 100 de la punta de 2011), de las fuentes de suministro (en 2011 el mercado español se abasteció de trece países), así como la disponibilidad de almacenamiento respecto al consumo anual, en porcentajes similares a la media europea, una vez que esté disponible en su totalidad la capacidad de almacenamiento de Castor y Yela.

La negociación en el mercado primario se basa, fundamentalmente, en contratos bilaterales confidenciales de largo plazo con cláusulas de compra mínima obligatoria (cláusulas *take or pay*) y precios indexados a la evolución de los precios de los productos petrolíferos, aun cuando en los últimos años el volumen de contratos de corto plazo se ha incrementado de forma significativa, especialmente con el desarrollo del mercado internacional de GNL, lo que a su vez supone un incentivo al desarrollo de *hubs* (entendido como sinónimo de mercado mayorista) de gas natural líquidos.

Debido a que las importaciones en el mercado primario se realizan principalmente a través de contratos bilaterales confidenciales de largo plazo, no hay transparencia en precios, sino diversas referencias indicativas del coste que están soportando los aprovisionadores de gas en España, tales como precios de gas canalizado y del GNL importado, declarados en la frontera española, el precio del Brent y los precios de gas en los mercados *spot* y a plazo europeos.

Adicionalmente, desde 2006 existe una plataforma informática

(denominada MS-ATR) desarrollada por ENAGAS de intercambios bilaterales en la que no se revelan precios. Dicho mercado secundario incorpora los intercambios que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista español entre importadores de gas en origen y comercializadores, para ajustar sus posiciones de corto plazo de compra y venta para hacer frente al suministro de los consumidores finales en España. Se trata de un mecanismo no organizado, en el que una gran parte de estos intercambios se producen por razones operativas de optimización y gestión de existencias y de balance de gas en el sistema. En él se realiza un elevado conjunto de intercambios de gas tanto en número de operaciones como de volumen de energía (por ejemplo, en 2011 el volumen intercambiado fue un 44 por 100 superior a la demanda del sistema gasista en dicho año), y los principales puntos de intercambios son las plantas de regasificación (4).

Por último, se cuenta con mecanismos de subastas reguladas, supervisadas por la CNE, para la determinación del precio del gas en la adquisición obligatoria de gas de operación (autoconsumo) y gas talón (nivel mínimo de llenado de los gasoductos, de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneos) por parte de los transportistas, así como para la fijación de la TUR y la adquisición parcial de gas por las CUR.

En relación a las subastas de gas celebradas recientemente, entre mayo y junio de 2012 (5), se observa que las referencias de precios a plazo «sintéticas» para productos equivalentes a los subastados, obtenidas a partir de precios en mercados a plazo europeos, en concreto a partir de las referencias de precios del mer-

cado británico (NBP), alemán (NCG) y holandés (TTF), se han situado por debajo de los precios de equilibrio de dichas subastas (ver cuadro n.º 1). Concretamente los precios de equilibrio de las tres subastas mencionadas, celebradas entre mayo y junio de 2012, se han situado en el rango 30,75-33,50 €/MWh (6), lo que supone un 27 por 100 de media superior a las referencias de precios europeas consideradas el día previo a la subasta.

Más aún, desde mediados de 2010 los precios de equilibrio de las citadas subastas han sido superiores a las referencias de los mercados mayoristas (*hubs*) europeos.

Asimismo, tal y como se observa en el gráfico 1, los precios de las subastas se situaron en niveles similares a los del índice de precios *spot* de GNL en el sudoeste de Europa (GNL SWE) publicado por revistas especializadas del sector.

En resumen, se observa un desacoplamiento entre los «precios sintéticos» obtenidos en los mercados mayoristas de gas europeos y los precios de equilibrio de las subastas del sistema gasista español, especialmente con los precios de equilibrio de las subastas TUR de gas, que sirven como referencia para la actualización de las tarifas de último recurso (para el cálculo del coste de la materia prima, de acuerdo a la metodología recogida en la Orden ITC/1660/2009, en la redacción dada por la Orden ITC/1506/2010). La inexistencia de un mercado de gas natural en España que proporcione señales de precios dificulta el análisis de los precios de equilibrio resultantes de las subastas de gas. Este hecho es de especial relevancia en el caso de las subastas TUR de

CUADRO N.º 1

**DIFERENCIA ENTRE LOS PRECIOS DE EQUILIBRIO EN SUBASTAS (TUR DE GAS, GAS DE OPERACIÓN Y GAS COLCHÓN) Y LAS COTIZACIONES A PLAZO EN MERCADOS EUROPEOS (NBP, TTF Y EEX) PARA PRODUCTOS SINTÉTICOS EQUIVALENTES (EN PORCENTAJE SOBRE EL PRECIO DE CADA MERCADO) EL DÍA ANTERIOR A LA CELEBRACIÓN DE CADA SUBASTA**

SUBASTAS TUR GAS NATURAL				
Fecha	Producto subastado	Diferencia respecto NBP (en porcentaje)	Diferencia respecto TTF (en porcentaje)	Diferencia respecto EEX (en porcentaje)
16 junio 2009	Gas de Base .....	<b>-8,4</b>	<b>-7,7</b>	<b>-9,5</b>
	Gas de Invierno ..	<b>-9,4</b>	<b>-3,2</b>	<b>-7,9</b>
16 junio 2010	Gas de Base .....	5,3	2,5	2,4
	Gas de Invierno ..	2,0	4,7	4,6
26 octubre 2010	Gas de Base .....	14,2	12,7	10,1
14 junio 2011	Gas de Base .....	13,5	12,2	12,9
	Gas de Invierno ..	2,1	6,9	7,3
25 octubre 2011	Gas de Base .....	12,3	13,8	13,0
19 junio 2012	Gas de Base .....	35,7	36,0	34,5
	Gas de Invierno ..	9,8	16,5	16,0
SUBASTAS GAS OPERACIÓN Y TALÓN, Y GAS COLCHÓN (AASS)				
Fecha	Producto subastado	Diferencia respecto NBP (en porcentaje)	Diferencia respecto TTF (en porcentaje)	Diferencia respecto EEX (en porcentaje)
29 mayo 2007	Gas Operación y Talón .....	7,7	8,5	—
12 junio 2008	Gas Operación y Talón .....	<b>-21,9</b>	<b>-17,3</b>	<b>-18,2</b>
28 mayo 2009	Gas Operación y Talón .....	<b>-12,9</b>	<b>-10,9</b>	<b>-14,6</b>
25 mayo 2010	Gas Operación y Talón .....	3,0	1,9	3,6
24 mayo 2011	Gas Operación .....	2,9	2,6	2,2
29 mayo 2012	Gas Operación .....	21,8	23,5	25,5
6 junio 2012	Gas colchón (nuevo) AASS) .....	37,6	35,9	34,4

Fuentes: Entidad administradora de las subastas, ICE, Platts, EEX y BCE.

gas, en las que se establece claramente una conexión entre precios mayoristas y precios minoristas para el suministro de último recurso y ofertas de comercializadoras ligadas a la TUR.

De hecho, tal y como muestra el gráfico 2, se observa una importante influencia de los precios

del GNL en el noreste de Asia sobre los precios del GNL en el sudoeste de Europa.

La mayor influencia de los precios de GNL asiáticos sobre los índices de precios de GNL del Mediterráneo ha sido un factor clave en el resultado de las subastas, en concreto en la aparición

de unos precios de adquisición de gas natural en las subastas reguladas españolas muy superior a los precios existentes en el resto de mercados europeos.

En consecuencia, la no existencia en España de un mercado mayorista de gas natural (*hub*) con precios transparentes y liquidez (al margen del mercado de corto plazo de intercambios físicos sin precios del MS-ATR), supone que la única referencia directa de precios a plazo de gas natural sea la obtenida en dichas subastas. A efectos de interpretar adecuadamente dichos resultados por el supervisor y por los agentes se hace necesario disponer de una curva de precios, a plazo de gas natural en España. Es decir, de referencias de precios de mercado transparentes y autóctonas, que se configuren a través de mecanismos de mercado con la suficiente liquidez.

## V. RETOS PENDIENTES

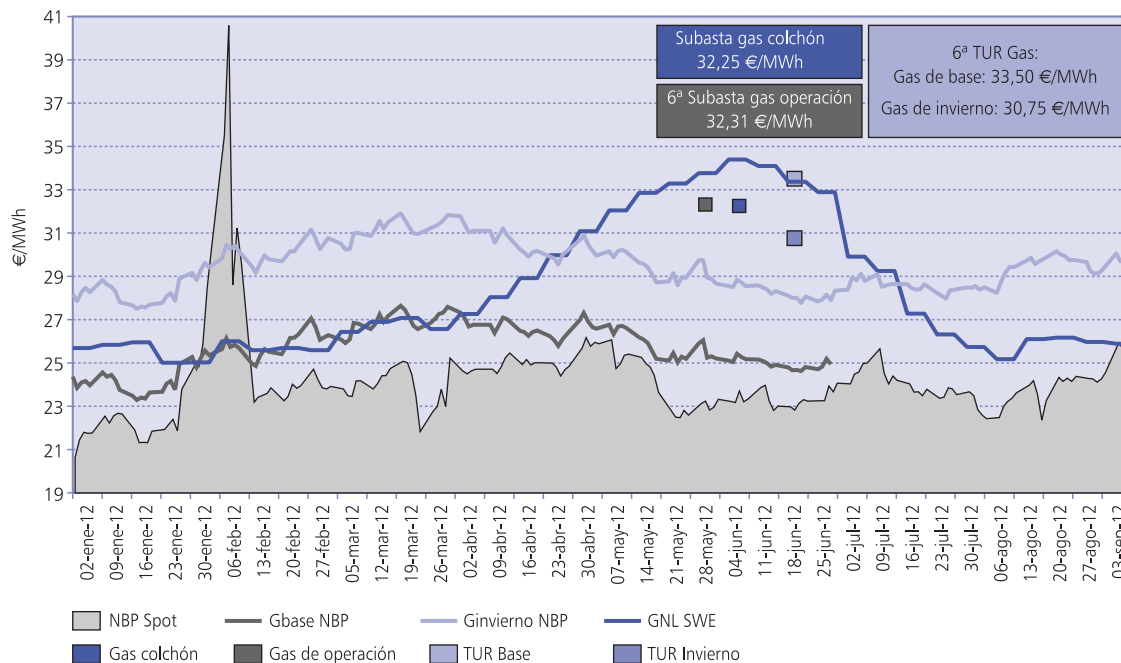
### 1. A nivel europeo: Desarrollo de mecanismos de mercado y en particular en el balance de gas

La creación del Modelo Europeo de Gas (*Gas Target Model*) tiene como objetivo el alcance en 2014 de un mercado europeo de gas basado en zonas de balance, al menos de ámbito nacional, con mercados organizados, interconectados a través de sistemas de peajes de entrada y salida de contratación independiente.

En consonancia con la transposición del tercer paquete legislativo europeo sobre energía, se deberá desarrollar a nivel europeo la implementación de mecanismos de mercado en la asignación de capacidad y gestión de con-

GRÁFICO 1

**EVOLUCIÓN DE PRECIOS (€/MWh) DE GAS NATURAL EN EL MERCADO NBP (PRECIO SPOT Y PRECIOS «SINTÉTICOS») Y GNL EN EL SUDOESTE DE EUROPA (SWE)\***  
**(Precio de equilibrio de la sexta subasta de gas de operación, de la subasta de gas colchón y de la sexta TUR de gas. Periodo 2 de enero-6 de septiembre de 2012)**



Nota: (\*) Precio de referencia spot GNL de las plantas de Italia, España y Portugal (South West Europe, SWE) con capacidad de carga/descarga de buques de 135.000 m<sup>3</sup>. 12 Gbase NBP se obtiene valorando el producto gas de base subastado en la 6ª TUR de gas (con entrega en el segundo semestre de 2012) al precio de los futuros correspondientes en NBP. Ginvierno NBP corresponde a valorar el producto gas de invierno con cotizaciones de contratos correspondientes en NBP. Fuentes: ICE, Platts, Powernext, World Gas Intelligence, EEX y BCE.

gestiones, que envíen señales económicas para el uso eficiente de la capacidad, así como sistemas de balance que contribuyan al fomento de la competencia.

Determinados mecanismos que surgen como consecuencia del Reglamento 715/2009 se aprobarán como códigos de red europeos y serán de obligada aplicación para los países miembros. Entre estos, se cita el código de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad (*Capacity Allocation Mechanisms*), el código del sistema de resolución de congestiones y restricciones basados en merca-

do (*Congestion Management Procedure, CMP*), el código de las tarifas en la red de transporte y el código de los mecanismos de balance de gas basados en mecanismos de mercado.

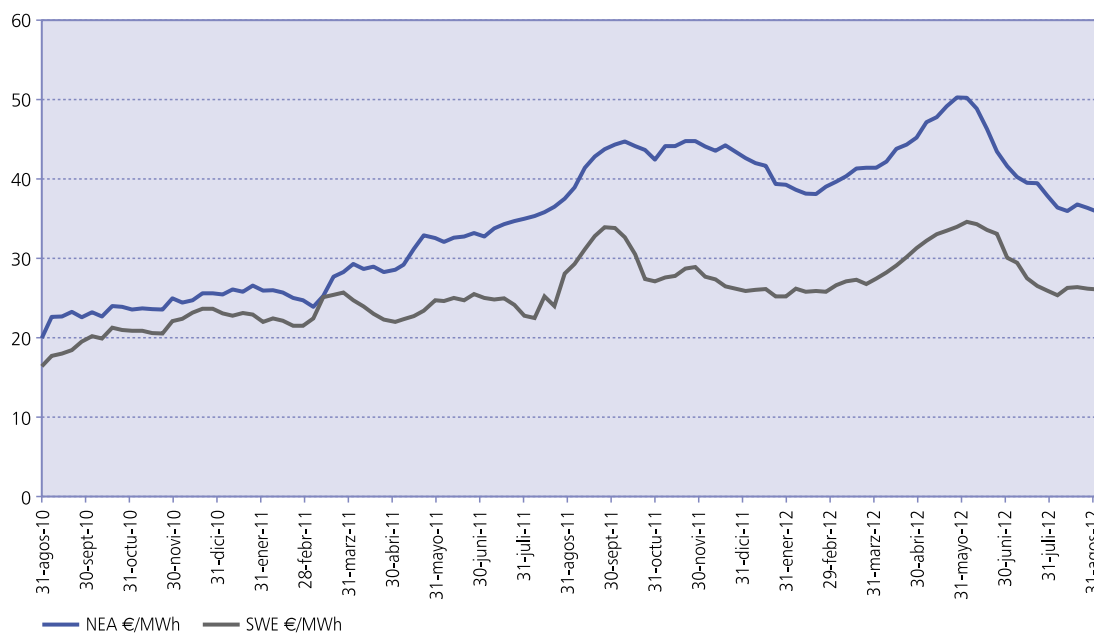
El objetivo de este último código de red (7) es el de responsabilizar de su balance a los propios usuarios del sistema, limitando la actuación de los operadores de la red de transporte solo a aquellas situaciones donde se ponga en riesgo la integridad de la red en su conjunto. Por otra parte, se pretende que las penalizaciones para aquellos usuarios que al final del día de gas estén en desbalance

sean reflejo de los costes incurridos por el gestor para mantenerse balanceado, lo que introducirá incentivos a que el propio usuario sea quien equilibre su posición. Asimismo, es destacable que la compra-venta de gas en el mercado a corto plazo (*hub*) será la base para que los usuarios y, cuando sea necesario, los operadores de la red equilibren sus entradas y salidas de la red de gasoductos.

## 2. A nivel ibérico: Desarrollo del mercado mayorista de gas natural

Como ya se ha indicado, el desarrollo de mercados o *hubs* de gas

GRÁFICO 2  
**EVOLUCIÓN DEL PRECIO SPOT DE GNL EN EL NORESTE DE ASIA Y EN EL SUDOESTE DE EUROPA\***  
 (Precios en €/MWh. Periodo agosto de 2010-agosto de 2012)



Nota: (\*) NEA (North-East Asia): precio de referencia spot de GNL en el noreste de Asia; SWE (South-West Europe): precio de referencia spot GNL de las plantas de Italia, España y Portugal.

Fuentes: World Gas Intelligence y BCE.

es uno de los puntos centrales del modelo objetivo de mercado europeo de gas (*Gas Target Model*).

En el mercado español y en la península Ibérica se dan los requisitos para la puesta en marcha de un *hub* gasista (entendido como sinónimo de mercado mayorista de gas natural), tales como la existencia de un número suficiente de participantes (más de quince grupos empresariales en el mercado de comercialización), la contribución de diferentes fuentes de aprovisionamiento (se importa de más de diez países distintos), un tamaño de mercado superior a 34 bcm (en torno a 40 bcm en ámbito ibérico) y una capacidad necesaria en infraestructuras de interconexión, gasoductos y almacenamientos.

En línea con otros países europeos donde se ha desarrollado el mercado mayorista líquido y con precios transparentes, tanto los agentes del sector como el regulador energético demandan la creación de un mercado de balance organizado de gas natural, como principal elemento pendiente para impulsar la liberalización del sector gasista y que a su vez permitirá el desarrollo de otros segmentos del mercado mayorista de gas natural.

Por una parte, el desarrollo de un mercado de gas secundario líquido y creíble aportará flexibilidad en la contratación de gas y posibilidades de cobertura a precios públicos, lo que favorecerá la competencia en los mercados mayorista y minorista, especial-

mente para los nuevos comercializadores entrantes y consumidores industriales que se enfrentan a la volatilidad del precio de gas, que se fija a partir de referencias al petróleo y sus derivados. Por otra parte, la necesidad de un mercado de gas con referencias de precio propias se refuerza ante los resultados de las subastas reguladas de gas natural celebradas durante 2012, en las que el precio resultante debería compararse con referencias de un mercado autóctono, y no solo con las de otros mercados internacionales, a efectos de identificar cuál es el coste del gas natural en España y en la península Ibérica que se traslada al consumidor final.

Como línea de avance, la CNE propuso al Ministerio de Indus-

tria, Energía y Turismo, en abril de 2010, una hoja de ruta para el desarrollo del mercado organizado *spot* (véase CNE, 2010), que fue actualizada en el «Informe sobre el sector energético español de marzo de 2012» (véase CNE, 2012a). Entre otras medidas necesarias para la creación de un mercado organizado se señala la propia designación del operador del mercado y la elaboración y aprobación de las reglas de funcionamiento del mercado. Entre los temas de desarrollo se pone de manifiesto la relevancia de introducir inicialmente medidas de liquidez del mercado, la supervisión del mismo, la capacitación tanto de agentes (por ejemplo, la posibilidad de fomentar o desarrollar la existencia de creadores de mercado) como de mecanismos de mercado (balance del sistema y compras de gas de operación, etcétera), la contratación separada de capacidad de entrada y de salida y, en consonancia, la aplicación de tarifas de transporte de entrada-salida, la estandarización de contratos de acceso, la limitación del análisis de viabilidad zonal al estrictamente necesario para garantizar la factibilidad técnica de la operación del sistema, así como la mejora de información, plazos y procedimientos de asignación de gas para adelantar el balance de gas de dos días a un día ( $n+2$  a  $n+1$ ). El desarrollo de este mercado vendrá influido con la implementación de códigos de red europeos derivados del Reglamento 715/2009, ya mencionados anteriormente.

Se plantean retos importantes en el diseño concreto del mercado español, teniendo en cuenta que se parte de una elevada concentración en el mercado de aprovisionamiento y que existe una segmentación de submercados por planta de regasificación. Esta segmentación reduce su li-

quidez y el número de agentes que compiten directamente para los intercambios de GNL en las diferentes plantas de regasificación. Debido a la existencia de un punto de balance por cada planta, se reducen las posibles contrapartes a los agentes con capacidad reservada en la misma.

En consecuencia, es relevante un diseño del mercado que responda a las necesidades de los agentes, que sea líquido y que sea supervisable por el regulador energético. La transparencia y credibilidad de dicho mecanismo es esencial para que se incentive la participación de todo tipo de agentes en el mercado (8).

## VI. CONCLUSIONES

Desde la regulación europea se impulsa tanto la transparencia, integración y supervisión de los mercados mayoristas de gas natural, como el desarrollo en sí de mecanismos de mercado para la asignación de capacidad, gestión de congestiones y sistemas de balance, de cara a la creación de un modelo europeo de gas. La Comisión Europea viene impulsando el desarrollo de los mercados de gas natural, tanto de corto plazo (mercados de balance) como para el desarrollo de precios a diferentes horizontes temporales (superior al día y hasta 2-3 años).

En distintos países europeos existe una tendencia creciente en el desarrollo de mercados de gas natural. Sin embargo, en España, el gas natural, a pesar de tener un papel esencial en la matriz energética española, no ha evolucionado hacia un modelo de mercado con precios transparentes y líquido.

Teniendo en cuenta la intrínseca relación entre el mercado eléctrico y gasista, en términos

comparativos, el sector eléctrico ha evolucionado desde su liberalización hacia mecanismos de mercado con precios transparentes (*spot*, futuros y a plazo), mientras que en el caso del gas natural únicamente se dispone de información de precios obtenidos en subastas reguladas. El resto de referencias de precios se corresponden con información indirecta de otros mercados internacionales de gas o del *Brent* y derivados. En términos de resultados sobre la evolución de mercado, comparativamente, el mercado mayorista eléctrico ha registrado una entrada de agentes y una reducción de la concentración de mercado a lo largo del tiempo, mientras que la concentración de mercado gasista es superior y estable.

En este artículo se subraya, en primer lugar, que se dan las condiciones necesarias para el desarrollo de un mercado mayorista de gas natural, transparente y líquido y, por otra parte, que dicho desarrollo es necesario para fomentar la competencia de los mercados mayorista y minorista, tanto por la información que aporte a nuevos agentes, lo que cubrirá necesidades e incentivará su participación, como por la información que aporte para la supervisión de mercados. Es relevante la participación de los agentes en el diseño del mercado organizado de corto plazo (mercado de balance), la adaptación del mismo a las características específicas del mercado ibérico, la introducción de medidas que fomenten la liquidez del mercado mayorista en todas sus vertientes, así como la consideración de los mecanismos de supervisión necesarios.

## NOTAS

(\*) Las opiniones y análisis que aparecen en el artículo son únicamente responsabilidad de los autores y no representan ni vinculan a la Comisión Nacional de Energía.

<p>(1) Como se señala en el <i>Informe de la CNE sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad 2008-2010. Avance 2011</i>, en 2011 se registró un 161 por 100 de capacidad de emisión conjunta de regasificación, gasoductos y almacenamientos de gas natural respecto a la demanda punta de gas natural y un 133 por 100 de la capacidad de potencia disponible e interconexiones internacionales respecto de la demanda punta de electricidad.</p> <p>(2) Diferentes tecnologías acuden a los mercados intradiarios para completar su programa, debido tanto a la penetración de las energías renovables intermitentes en el mercado, que provoca una mayor programación de servicios de ajuste por tratarse de ofertas basadas en tecnologías no gestionables, como a la aparición del mecanismo de restricciones por garantía de suministro en 2011.</p> <p>(3) Los clientes con derecho a acogerse a tarifa de último recurso en el sector eléctrico son aquellos cuya potencia contratada no supera los 10 kW, y en el sector gasista, aquellos cuyo consumo anual no supera los 50.000 kWh.</p> <p>(4) En 2011 se realizó el 85 por 100 de los intercambios en el mercado secundario de gas OTC a través de la plataforma informática MS-ATR del GTS, en las plantas de regasificación. Debido a que existe un punto de equilibrio por cada planta, el déficit o exceso de gas en una planta el agente puede solucionarlo mediante operaciones de adquisición/recepción o entrega/cesión de gas solo con otros agentes que tengan capacidad contratada en la misma planta.</p> <p>(5) Sexta subasta de gas de operación, celebrada el 29 de mayo de 2012; subasta de gas colchón, celebrada el 6 de junio de 2012; sexta subasta TUR de gas para la fijación de la tarifa de último recurso, celebrada el 19 de junio de 2012.</p> <p>(6) Precio del producto gas de invierno de la sexta subasta TUR de gas 30,75 €/MWh, y 33,50 €/MWh para el producto gas de base de dicha subasta; 32,25 €/MWh el precio de equilibrio de la subasta de gas colchón y 32,31 €/MWh el de la sexta subasta de gas de operación.</p> <p>(7) El código europeo de balance afecta exclusivamente a la red de gasoductos, si bien la interrelación de su operación con el resto de instalaciones podría justificar la exten-</p>	<p>sión de este modelo de balance a todo el sistema gasista.</p> <p>(8) La CE, en su Comunicación del Mercado Interior de la Energía, de 15 de noviembre de 2012, señala que la implementación de la hoja de ruta publicada por la CNE en abril de 2010, para desarrollar los mercados de Portugal y España, con el objetivo de mejorar la transparencia y competencia en el mercado mayorista, debería desarrollarse sin demora (<a href="http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc20121121_iem_sw_d_0368_part2_en.pdf">http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc20121121_iem_sw_d_0368_part2_en.pdf</a>)</p> <p><b>BIBLIOGRAFÍA</b></p> <p>ACER (2011), «Framework Guidelines on gas balancing in transmission systems», octubre.</p> <p>— (2012), «Transparency monitoring. Compliance with requirements from Chapter 3, Annex I, of Regulation 715/2009», Foro de Madrid, marzo.</p> <p>— CE (2012), «Communication: Making the Internal Energy Market Work» [COM2012/663].</p> <p>CNE (2010), «Principios generales y hoja de ruta para el desarrollo de un mercado de gas organizado en España». Disponible en: <a href="http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne50_10.pdf">http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne50_10.pdf</a>.</p> <p>— (2012a), «Informe sobre el sector energético español». Disponible en: <a href="http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&amp;id=3026&amp;id_nodo=32">http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&amp;id=3026&amp;id_nodo=32</a>.</p> <p>— (2012b), «Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010. Avance 2011». Disponible en: <a href="http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&amp;id=3165&amp;id_nodo=32">http://www.cne.es/cne/Publicaciones?accion=3&amp;id=3165&amp;id_nodo=32</a>.</p> <p>— (2012c), «Informe sobre el mercado minorista de electricidad». Disponible en: <a href="http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id_nodo=344&amp;accion=1&amp;soloUltimo=si&amp;slidCat=23&amp;keyword=&amp;auditoria=F">http://www.cne.es/cne/Publicaciones?id_nodo=344&amp;accion=1&amp;soloUltimo=si&amp;slidCat=23&amp;keyword=&amp;auditoria=F</a>.</p> <p>HEATHER, P. (2010), «The evolution and functioning of the traded gas market in Britain», <i>Oxford Institute for Energy Studies</i>, NG 44, agosto.</p>	<p>— (2012), «Continental european gas hubs: are they fit for purpose?», <i>Oxford Institute for Energy Studies</i>, NG 44, junio.</p> <p>HONORÉ, H. (2010), «European natural gas demand, supply and pricing in continental Europe», <i>Oxford Institute for Energy Studies</i>, Oxford.</p> <p>— (2011), «The Spanish gas market: demand trends post recession and consequences for the industry», <i>Oxford Institute for Energy Studies</i>, NG 55, julio.</p> <p>HOOPER, L.; TWOMEY, P., y NEWBERY, D. (2009), «Transparency and confidentiality in competitive electricity markets», editado por National Association of Regulatory Utility Commissioners. Disponible en: <a href="http://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNADQ695.pdf">http://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNADQ695.pdf</a>.</p> <p>NEUHOFF, K., y VON HIRSCHHAUSE, C. (2005), «Long-term vs. Short-term contracts: a European perspective on natural gas contracts», Electricity Policy Research Group Working Paper 05/05, University of Cambridge.</p> <p>OFGEM (2012), «Retail Market Review: intervention to enhance liquidity in the GB power market», febrero.</p> <p>POYRY (2010), «The benefits of increased transparency in European wholesale electricity markets». Disponible en: <a href="http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/ImpactOfTransparencyReport_Poyry_2010.pdf">http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/ImpactOfTransparencyReport_Poyry_2010.pdf</a>.</p> <p>REGLAMENTO (CE) n.º 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, julio 2009.</p> <p>REGLAMENTO (UE) n.º 1227/2011, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía, octubre 2011.</p> <p>SEDIGAS (2011), «Informe anual 2011». Disponible en <a href="http://www.sedigas.es">www.sedigas.es</a>.</p> <p>STERN, J., y ROGERS, H. (2011), «The transition to hub-based gas pricing in continental Europe», <i>Oxford Institute for Energy Studies</i>, NG 49, marzo.</p>
--	---	--