

Antonio Erias Rey*

EL MERCADO ORGANIZADO DE GAS EN ESPAÑA: FUNDAMENTOS Y DESARROLLO

De acuerdo con el modelo europeo de mercado de gas, el sistema gasista español reúne las características necesarias para consolidar un hub (entendido como mercado mayorista). Sin embargo, hasta la puesta en marcha del Mercado Organizado de Gas (MIBGAS), nuestro país adolecía de la posibilidad de desarrollar un mercado mayorista transparente y líquido. Este artículo repasa los fundamentos conceptuales y regulatorios de MIBGAS, y analiza hasta qué punto su señal de precios puede considerarse representativa del contrato spot del mercado mayorista de gas español. Por último, se incluyen algunas reflexiones acerca del desarrollo futuro de MIBGAS.

Palabras clave: factores de la oferta y la demanda, liquidez, señal de precios, regulación.

Clasificación JEL: G18, L11, Q32.

1. Fundamentos y justificación del Mercado Organizado de Gas (MIBGAS)

Desde que en mayo de 1825 se perforase en Fredonia, Nueva York, el primer pozo de gas natural con fines comerciales (Lash y Lash, 2014), hasta nuestros días, el gas natural ha logrado conformar un mercado propio (independiente del petróleo), estructurado en función de la oferta y de la demanda, con tres polos principales de negociación: Europa, EE UU y Asia-Pacífico. Este mercado, punto de encuentro entre productores de gas y consumidores, negoció

en 2015 1.042 bcm con dos países, EE UU y Rusia, dominando tanto la producción como el consumo de gas natural¹.

En este contexto, España, con una demanda en 2016 de 321 TWh (2,1 por 100 superior al año anterior), seis regasificadoras (siendo el país con mayor capacidad de regasificación de Europa), un aprovisionamiento de, al menos, ocho fuentes de

¹ De acuerdo al último informe de BP (2016), el gas natural es el único combustible fósil con un crecimiento continuo en los próximos 20 años; su bajo impacto medioambiental (comparado con el carbón y el petróleo), así como su función de respaldo para las tecnologías renovables, hace que el futuro del gas natural a medio y largo plazo sea prometedor. No obstante, habida cuenta del creciente rechazo social hacia las fuentes de energía fósiles, para mantener su competitividad a partir de 2030, el sector gasista deberá haber resuelto los problemas derivados de sus emisiones de CO₂ (STERN, 2017).

* Catedrático de Economía Aplicada. Universidad de La Coruña. Presidente de MIBGAS

suministro distintas en 2016 (40 por 100 GNL²) y un mercado secundario *over the counter* (OTC por sus siglas en inglés, a medida de las partes), que supuso el 118 por 100 de la demanda, dispone de un sistema gasista que reúne las condiciones necesarias, de acuerdo al modelo de mercado mayorista europeo (ACER, 2015), para constituir un *hub* de gas, entendido como mercado mayorista. Sin embargo, la ausencia de precios transparentes y la falta de un mercado organizado de plazo (hasta la creación del Mercado Organizado de Gas –MIBGAS) resta credibilidad al propio mercado mayorista, desincentivando la participación de nuevos agentes, en especial los de menor tamaño y, por tanto, limitando el desarrollo del mercado.

En su ruta para alcanzar el estatus de *hub* líquido, el mercado mayorista español de gas ha ido creciendo y madurando de forma lenta, pero progresiva desde que la Ley 10/1987³, en su Artículo 1, declarase «servicio público» el suministro de combustibles gaseosos por canalización. Así, una vez dados los primeros pasos y cumplidos los principales hitos en el proceso de liberalización del mercado (creación del gestor técnico del sistema, apertura del mercado y libertad de elección del comercializador), en 2008, y con el fin de culminar el citado proceso, se publica la propuesta conjunta de los reguladores energéticos español y portugués para desarrollar un mercado ibérico de gas integrado, siendo la piedra angular de dicha propuesta la creación de un Mercado Organizado de Gas de corto plazo, MIBGAS (CNE y ERSE, 2008).

A partir de 2008, y pese al descenso en el consumo de gas natural (el 17 por 100, entre 2008 y 2011), el mercado mayorista de gas español continúa su

desarrollo⁴, siempre sobre la base de transacciones bilaterales entre comercializadores, produciéndose la entrada de numerosos nuevos agentes y *traders*.

En paralelo a este proceso, y con el fin de construir un mercado interior de la energía en el territorio de la Unión Europea, entre 2012 y 2014 se aprueban diversos códigos de red europeos, de aplicación directa en cada Estado miembro, entre los que se incluyen los correspondientes a procedimientos de gestión de congestiones, de mecanismos de asignación de capacidad, de balance del gas en las redes de transporte y de normas de interoperabilidad y de intercambio de datos⁵. Es precisamente este acervo regulatorio europeo (que encuentra su fundamento en los «tres paquetes legislativos» de la energía, desarrollados por las instituciones de la Unión Europea entre 1998 y 2009)⁶, el que ha hecho posible crear el contexto necesario para la aparición del Mercado Organizado de Gas en España; en este entorno, cabe destacar el mencionado modelo de mercado mayorista de gas desarrollado por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), Gas Target Model (GTM), como hoja de ruta que marca el camino a

⁴ Dos fueron los principales catalizadores del desarrollo del mercado mayorista de gas en España durante esta época: el primero, el sobreabastecimiento de GNL, debido al descenso de la demanda a partir de 2008, que provoca, por parte de las comercializadoras, la búsqueda de instrumentos de flexibilidad dentro del sistema, impulsando de esta manera el mercado de gas; y el segundo, los cambios regulatorios promovidos en el seno de la Unión Europea con el objetivo de alcanzar un mercado interior de energía.

⁵ Queda pendiente de aprobación el correspondiente a la armonización de las estructuras tarifarias, de aplicación completa en mayo de 2019, que a buen seguro contribuirá eficazmente a eliminar las barreras de carácter financiero que dificultan el acoplamiento de los mercados, sobre todo, del sur de Europa (ENTSOG, 2015).

⁶ Dichos paquetes (cuyo objetivo es armonizar y liberalizar el mercado interior de la energía de la Unión Europea) abordan medidas para el acceso al mercado, la transparencia y la regulación, la protección de los consumidores, el apoyo a la interconexión y los niveles de suministro adecuados. En febrero de 2011, el Consejo de Europa abordó el objetivo de culminar dicho mercado antes de 2014 y establecer interconexiones que permitieran poner fin a toda situación de aislamiento de un Estado miembro respecto a las redes europeas de gas y electricidad antes de 2015. Para más información sobre la legislación de la Unión Europea con relación al mercado interior de la energía, véase: http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/es/displayFtu.html?ftuld=FTU_5.7.2.html

² Una de las particularidades del sistema gasista español en comparación con Europa, con una cuota del 20 por 100 en relación al aprovisionamiento mediante GNL.

³ Ley 10/1987, de 15 de mayo, BOE núm. 144, de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos.

seguir en el proceso de la creación del mercado interior de energía en lo respectivo al gas natural, y que afirma que serán los *hubs* nacionales y sus señales de precio los que jugaran un papel destacado en la libre circulación del gas través de Europa, dando lugar a un mercado interior movido, exclusivamente, por gradientes económicos que reflejen su valor y su demanda.

Consecuentemente, a lo largo del año 2015 y en 2016, se aprobaron en España varias normas de distinto rango que configuran el marco regulatorio del Mercado Organizado de Gas, como paso natural en la evolución del mercado mayorista hacia la consolidación de un *hub* líquido en nuestro país⁷.

Así, la creación de MIBGAS ha permitido que nuestro sistema gasista —acostumbrado, como se ha comentado, a transacciones bilaterales OTC entre comercializadores, con o sin intermediación, donde cuatro comercializadoras dominan más del 40 por 100 de las transacciones (es decir, un mercado de pocos con muchos)— disponga de una señal de precios de

corto plazo que, una vez afianzada en la liquidez del mercado, beneficiará a todos los participantes del mismo⁸. Puede afirmarse, por tanto, que el desarrollo de un *hub* gasista líquido favorecerá la generación de señales de precio eficientes en el mercado de gas, tanto para los ajustes de muy corto plazo de las carteras de comercializadores de gas (desbalances) como para horizontes de medio plazo que encajen en las preferencias contractuales de los consumidores finales. Además, facilitará la cobertura de riesgos (derivada de la volatilidad característica de los mercados de gas) y la gestión logística de los operadores que utilizan las infraestructuras de GNL, fomentando su demanda (Fernández y Pérez, 2014).

2. Un modelo para explicar la formación del precio *spot* en MIBGAS

Los desarrollos regulatorios⁹ dirigidos a abrir el mercado y favorecer las relaciones comerciales entre los participantes de un sistema gasista han dado lugar a un proceso de liberalización cuyo fruto, debido a las diferencias de madurez de las infraestructuras de gas, así como de los distintos perfiles de aprovisionamiento y de la demanda entre las regiones del mundo, varía significativamente entre dichas

⁷ Especialmente reseñables: la Ley 8/2015, de 21 de mayo, BOE núm. 122, que actualiza la Ley 34/1998 (Ley de Hidrocarburos) y establece la figura del Mercado Organizado de Gas, designando a MIBGAS, S.A. como operador del mismo; el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, BOE núm. 261, que desarrolla la regulación de detalle del Mercado Organizado de Gas y renueva el sistema de acceso de terceros a las instalaciones de gas natural; la Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), de 22 de julio, BOE núm. 185, por la que se define un nuevo mecanismo de balance en la red de transporte de gas en línea con el código de red europeo; dos Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía orientadas a fomentar la liquidez en el Mercado Organizado de Gas: la Resolución de 23 de diciembre de 2015, BOE núm. 312, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación (el cual se hace efectivo a partir del 14 de enero de 2016); y la Resolución de 6 de junio de 2016, BOE núm. 141, en la que se contempla el procedimiento de adquisición de gas colchón (entre el 21 de junio y el 31 de octubre de 2016) y de gas talón (efectiva desde el 1 de julio hasta el 30 de septiembre) en el Mercado Organizado y se incorpora, en «Otras disposiciones», la figura de los agentes creadores de mercado (*market makers*); por último, de acuerdo con las funciones atribuidas al Operador del Mercado en el Artículo 21 del Real Decreto 984/2015, la Resolución de 2 de agosto de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía, BOE núm. 188, facilita a MIBGAS llevar a cabo las labores de gestor de garantías del sistema de gas natural. Esta figura permite racionalizar la gestión de las garantías asociadas a los procesos de contratación de capacidad en las infraestructuras, los desbalances en los distintos puntos de balance del sistema y las garantías asociadas a la participación de los agentes en el Mercado Organizado de Gas.

⁸ Según el regulador británico (OFGEM, 2012), un mercado mayorista no líquido tiene riesgos derivados para el consumidor minorista actuando como barrera de entrada y reduciendo, en consecuencia, la efectividad de la competencia. Asimismo, si los comercializadores no pueden acceder a los productos que necesitan en los mercados mayoristas, o no tienen confianza en las señales de precio, es difícil que estos puedan realizar una gestión efectiva del riesgo y, por tanto, manifiesten interés por participar en dicho mercado. Por su parte, la transparencia que proporciona un mercado organizado 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 (véase Nota 21).

⁹ El gas natural, a pesar de que resulta más difícil de comercializar que los otros dos combustibles fósiles (carbón y petróleo), es una *commodity*. La razón de esa mayor dificultad para su comercialización radica en el hecho de que el gas natural (GN) fluye, mayoritariamente, confinado en tuberías que conforman una infraestructura de transporte y distribución muy costosa de replicar. En Europa, esta vía de aprovisionamiento representa aproximadamente el 80 por 100 del total, quedando el 20 por 100 restante en forma de gas natural licuado (GNL).

regiones e incluso dentro de las mismas (como en el caso de Europa).

Siguiendo la estela del proceso de liberalización desarrollado en Europa entre 1998 y 2009¹⁰, explicitado a través de «tres paquetes legislativos», se crean los *hubs* —replicando lo ocurrido en 1988 en EE UU con la aparición del Henry hub, y en Reino Unido, en 1996, con la creación del National Balancing Point (NBP)— cuyo éxito dependerá de su capacidad para alcanzar volúmenes de negociación relevantes y sostenidos en el tiempo, así como para generar una señal de precios suficientemente conocida y ampliamente aceptada como indicador fiable y representativo del equilibrio entre la oferta y la demanda de gas, tanto en contratos a corto plazo (*spot*) como a largo plazo, futuros y derivados (Álvarez, Figuerola, López, Martín y Sarrado, 2013).

Un mercado *spot* líquido generará una señal de precio de referencia sobre el valor de la energía en el corto plazo, la cual recogerá la influencia derivada de los principales factores que afectan a la oferta y la demanda de gas natural, induciendo decisiones eficientes de consumo y de producción tanto en el corto como en el largo plazo. De esta manera contribuirá a incrementar la competencia dentro del propio sistema gasista y, subsecuentemente, la competitividad, sobre todo de los sectores productivos más intensivos en consumo de gas¹¹.

Contrastada la reiterada afirmación de que los precios mayoristas del gas en Europa están ya dominados

por una combinación de precios del *hub* y de los aplicables en los contratos de suministro a largo plazo (todavía indexados al precio del petróleo y/o a sus derivados), los estudios y análisis especializados más recientes indican que los precios del contrato *spot* (en referencia al producto *day ahead*¹²) están determinados predominantemente por los fundamentales de la oferta y de la demanda que, en el corto plazo, es muy inelástica dando lugar a la consiguiente volatilidad¹³.

Para los productores y los comercializadores de gas en todo el mundo, las dinámicas de precio de esta fuente de energía primaria, así como su volatilidad son decisivas tanto a la hora de adoptar decisiones finales de inversión en infraestructuras, como en la gestión del riesgo de sus posiciones en el mercado a través de coberturas financieras¹⁴. De ahí que resulte necesario disponer de herramientas, suficientemente contrastadas, que nos faciliten contar con una respuesta fiable a la pregunta quizás más relevante que tanto comerciantes (*traders*) como participantes en el sistema gasista se plantean: ¿cuáles son los factores (*drivers*) que determinan el precio *spot* del gas natural?

Los factores determinantes del precio *spot* del gas natural

En el contexto tradicional de mercado, basado en contratos a largo plazo, su lógica responde a determinados fundamentales de carácter económico (coste

¹⁰ Los «tres paquetes legislativos» de la energía introdujeron dos cambios decisivos en las estructuras de los mercados mayoristas de gas europeos que sustentaron el proceso de liberalización del sector: *i) Third Party Access (TPA)*, centrado en permitir y facilitar el acceso de terceros a las infraestructuras de almacenamiento, transmisión y distribución; y *ii) Unbundling*, que supone la ruptura de las estructuras (verticalmente) integradas de las compañías, mediante la separación legal de las actividades de producción y suministro de las correspondientes al transporte y distribución.

¹¹ El gas supone más del 30 por 100 del gasto total energético en España (Instituto Nacional de Estadística, 2015). Por su parte, los industriales españoles consumen más del 62 por 100 del gas nacional; sin embargo, han llegado a pagar por este recurso natural entre el 20 y el 25 por 100 más que sus competidores europeos (Gas Industrial, 2016). Transparencia, competencia y liquidez de un mercado son aspectos interrelacionados, de forma que la incorporación de mejoras en cualquiera de ellos incide sobre los demás (véase Nota 21).

¹² *Day ahead*: gas cuya entrega física se realiza al día siguiente de su compra en el mercado.

¹³ La inelasticidad de la demanda en el corto plazo provoca que, para una determinada cantidad de gas a consumir en función de los fundamentales de la demanda (temperatura, etc.), el rango de precio de casación con la oferta varíe considerablemente provocando una alta volatilidad.

¹⁴ El aumento de las tensiones geopolíticas en las regiones productoras de combustibles fósiles y en los países limítrofes con estas, así como el incremento sistemático del flujo de capital, de *traders* y fondos de inversión hacia mercados financieros que utilizan como subyacente gas natural, petróleo y/o carbón han sido (y todavía son) dos factores concurrentes que han determinado el aumento de los precios de la energía, así como de su volatilidad en las dos últimas décadas. De hecho, la idea de utilizar derivados en los mercados energéticos no es nueva (JAMES, 2008).

de desarrollo de la infraestructura y suministro entre los más representativos) y de mercado (por ejemplo, competencia entre combustibles y entre suministradores). En consecuencia, los fundamentales del precio del gas natural son agregados en torno al precio del petróleo, que funciona como una variable *proxy* adecuada (Stern y Rogers, 2013). Así, desde la perspectiva de los exportadores: *i*) el desarrollo del mercado de gas era similar al del petróleo; y *ii*) muchos exportadores de gas lo eran también de petróleo. Por su parte, según los importadores: *i*) el gas natural estaba reemplazando, como combustible, tanto al petróleo como a sus derivados; y *ii*) el nivel de los precios del gas se fijaba por debajo de los del petróleo, y se indexaba a este con el fin de prevenir que los clientes finales volvieran a utilizar petróleo en detrimento del consumo de gas. De esta manera, el carácter de la indexación al petróleo impedía que sobre el mercado se cerniese cualquier sospecha de manipulación de precios por parte de los exportadores o de los importadores.

Esta ha sido la lógica durante décadas y muy especialmente a partir de 1990, seguida por la mayoría de los países. Puede afirmarse, por tanto, que en los últimos 20 años los precios internacionales del gas no han reflejado los fundamentales de oferta y demanda propios del mercado de gas natural, sino los del petróleo.

Sin embargo, desde 2008, sobre todo en los países de la OCDE importadores de gas, se vienen registrando tensiones en los precios que ponen de manifiesto la caída imparable de un modelo de negocio, basado en alcanzar el máximo nivel del precio para este recurso energético. Así, a medida que:

— El gas natural adquiriría más peso en los balances de energía (composición de la demanda, del *mix* de generación...), llegando a desarrollar su propio mercado en vez de sustituir al petróleo y a sus derivados.

— El precio del petróleo aumentaba rápidamente, sobre todo, a partir de 2006, alcanzando niveles inesperados.

— La falta de flexibilidad para adaptar los contratos de suministro a largo plazo a los nuevos fundamentales y, subsecuentemente, la falta de competitividad del gas cuyo precio aparecía indexado al del petróleo.

— El superávit en el suministro de GNL.

— Y, como consecuencia de la liberalización de los mercados, la progresión registrada en la indexación de los precios del gas a los *hubs*..., el modelo de negocio ya no se sustenta en el nivel del precio del gas, sino que el tema estratégico pasa a ser la formación del precio y con ello su capacidad para reflejar la lógica del mercado.

Ya no se trata de reducir precios para incrementar la competencia dentro del sector (como solución de corto plazo) sino de que estos reflejen auténticamente la dinámica del mercado, para lo que resulta imprescindible que en el mecanismo tradicional de formación del precio mayorista del gas natural la indexación al petróleo, en caso de estar presente, tenga una relevancia mínima.

No obstante, ha de tenerse en cuenta que en este nuevo escenario y a pesar de que la indexación contractual al precio del petróleo ya no encuentra justificación desde la nueva estrategia de mercado: *i*) en la formación del precio del gas, el precio del petróleo seguirá siendo relevante aunque de manera indirecta; *ii*) los precios que registre el *hub* no tienen por qué ser, sistemáticamente, inferiores a los que se den en los contratos a largo plazo indexados al petróleo¹⁵; *iii*) y que el hecho de referenciarse al precio de un *hub* no lleva implícito la desaparición de los contratos (de suministro) a largo plazo.

En este sentido, análisis recientes indican que los precios *spot* (con relación al contrato del producto *day*

¹⁵ La coincidencia del aumento del precio del petróleo y una débil demanda de gas daría lugar a un diferencial de precios de los contratos de largo plazo en relación con los precios fijados en las transacciones de los *hubs*, dando lugar a que el precio del suministro a través de los *hubs* europeos fuera más competitivo y a que, subsecuentemente, se produjera: un incremento de los volúmenes de gas negociados en dichos *hubs*; y un aumento del porcentaje de la indexación *spot* (mecanismo *gas-to-gas*) en los contratos a largo plazo (Funseam, 2013).

ahead) están determinados predominantemente por los fundamentales del mercado: es decir, los factores determinantes de la oferta y de la demanda (US Energy Information Administration, 2016). La base de los trabajos de investigación realizados al efecto tiene de común denominador el hecho de analizar el desarrollo de los precios *spot*, y dentro de estos el correspondiente al producto *day ahead* (al referirse al producto más líquido negociado en los *hubs* europeos, así como en MIBGAS), en mercados considerados maduros.

En la búsqueda de esta respuesta para la formación del precio del gas, los investigadores han seguido diferentes enfoques: desde la cointegración a largo plazo entre los precios del gas y del petróleo (Villar y Joutz, 2006) al efecto de los *shocks* de temperatura, almacenamiento y suministro en el precio *spot* del gas (Nick y Thoenes, 2014) utilizando un modelo vectorial estructural autorregresivo (SVAR).

En cualquier caso, más allá del enfoque empleado, parece existir un consenso generalizado acerca de los (seis) factores que afectan al precio del gas natural, si bien el peso de los mismos variará dependiendo de la estructura del mercado mayorista que se considere, así como en función del orden de prelación en el uso del gas por los distintos sectores económicos (Avis, 2016):

- En el lado de la oferta, como norma general: una elevación de la oferta o en el suministro presionaría los precios a la baja; o si el comportamiento de aquella es el inverso, esta circunstancia empujaría los precios al alza.

- Suministro: se trata, quizás, del factor más determinante en la formación del precio del gas. El hecho de que el sistema se encuentre largo de gas (es decir, abastecido suficientemente), presionaría los precios a la baja. De este modo, las interrupciones de suministro pueden tener un profundo impacto en los precios de los *hubs*. En este sentido, la «renta de los recursos» (teoría de agotamiento de los recursos de Hotelling, 1931), es otro factor a tener en cuenta

en relación al precio del gas; por tanto, es de esperar, que cuanto mayor sea la renta del recurso (es decir, que aumente la tasa de interés por dicho recurso), más elevado será su precio (Faber y Proops, 1993).

- Importaciones: sobre todo cuando el mercado es manifiestamente dependiente de las importaciones de gas natural (como es el caso español, con una producción doméstica inferior al 0,3 por 100 de la demanda nacional), el precio está muy condicionado por el del gas importado. En este sentido, la posibilidad de disfrutar de un suministro flexible, capaz de atender los picos de demanda, contribuirá a mantener un nivel de precio bajo en el gas.

- Nivel de las existencias de gas: la teoría, con relación al almacenamiento de gas, indica que «el nivel de los inventarios afecta al *spread* (diferencial) entre los precios *spot* y futuros del gas». De esta manera, la función estratégica de los almacenamientos es promover la fiabilidad del suministro de gas como una medida para estabilizar la volatilidad en el precio que, a buen seguro, podría producirse como resultado de la estacionalidad de la demanda y/o interrupciones imprevistas en el suministro (Cartea y Williams, 2008).

- En el lado de la demanda, como norma general: el aumento de la demanda tiende a empujar los precios al alza, mientras que un decrecimiento en la misma los presionaría, bajándolos.

- Crecimiento económico: la fortaleza de la economía influye de manera considerable en la dinámica de los mercados de gas natural. Así, en períodos de crecimiento económico (particularmente en los mercados industrial y comercial), el subsecuente incremento de la demanda de bienes y servicios provocaría un mayor uso del gas en el sector convencional (doméstico/comercial e industrial); y, con ello, tendería a producirse un aumento del precio del gas. Por el contrario, una economía débil o en decrecimiento presionaría el precio del gas a la baja. Por su parte, la elevación y la disminución del precio empujarían reduciendo o aumentando la demanda de gas,

respectivamente. También es necesario considerar la reciente presencia de esta fuente de energía primaria en la generación de electricidad¹⁶ (otro de los insumos característicos del sector industrial)¹⁷. Con relación a lo anterior, puede afirmarse que a medida que crece el número de sectores de la economía que demandan un mayor uso del gas natural, así como su actividad (ligada al crecimiento de la economía), el precio de este recurso aumenta invariablemente.

— Condiciones climatológicas (estacionalidad): el gas natural es la principal fuente de calefacción y, como tal, la demanda que de este recurso hagan los usuarios residenciales y comerciales será inelástica dando lugar a un patrón estacional en el precio del gas: más caro en otoño/invierno; más barato en primavera/verano. Así, las situaciones de *shock* climático (por ejemplo, olas de frío) que se produzcan, repercutirán de manera intensa sobre el precio del gas empujándolo al alza habida cuenta de que, en la mayoría de estas situaciones, el suministro regular no es capaz de reaccionar adecuadamente, en el corto plazo, para cubrir dichos picos de demanda.

— Precio de los combustibles de sustitución: la utilización de los recursos naturales por parte de las compañías que conforman el sector de grandes consumidores de energía (sector eléctrico, industria pesada, papeleras, etc.) cambia, regularmente, en función de los precios de dichos recursos. Así, cuando el coste de otros combustibles alternativos/de sustitución cae, la demanda de gas natural por parte de esos grandes consumidores podría disminuir y, por tanto, también lo haría el precio de este recurso; y viceversa: cuando el coste de esos combustibles sube con relación al precio del gas, el cambio a gas incrementaría su

demanda y, de manera inducida, su precio¹⁸ (Stern y Rogers, 2013).

Teniendo en cuenta lo anterior, puede afirmarse que, en un escenario liberalizado y global, donde la estrategia a largo plazo pasa por definir el mecanismo de formación del precio del gas más adecuado a las leyes del mercado imperantes en cada zona (no tanto por el empeño en que su precio baje), y en el que ya no se encuentran evidencias de una estrecha relación entre los precios *spot* del gas natural, el petróleo y el carbón, el precio del gas ha encontrado sus propios fundamentales¹⁹. El conjunto de estos fundamentales conforma un sistema de relaciones de causalidad complejo, cuyo epicentro es el precio *spot* del gas.

En el caso específico de España, en la definición del citado sistema ha de tenerse en cuenta que: *i)* nuestro país es más dependiente del GNL²⁰ que cualquier

¹⁸ El factor limitante para que esta estrategia pueda materializarse se encuentra en la capacidad tecnológica de estos grandes consumidores de gas para intercambiar el combustible utilizado en sus procesos productivos. Con respecto al petróleo, hay que tener en cuenta que la conmutación, a corto plazo, apenas es relevante en Europa Occidental, habida cuenta de que dicho combustible fósil prácticamente ha desaparecido en la mayoría de los sectores de energía. No obstante, aunque la dinámica de oferta y demanda de gas difiera, y a pesar de la falta de sustitución a corto plazo, el precio del petróleo influye en el precio del gas si este último está indexado al del primero.

¹⁹ La efectividad que tengan las políticas europeas de integración de mercados gasistas será decisiva para el desarrollo de la liquidez de los *hubs* y, subsecuentemente, extender la competencia *gas-to-gas* frente a la indexación al petróleo. Con ello, podrá asegurarse un mecanismo de formación del precio transparente que se ajuste a las variaciones en la oferta y en la demanda de gas, en vez de mantenerse sustancialmente rígido sometido a la inflexibilidad de las cláusulas *take-or-pay* de los contratos (de suministro) a largo plazo.

²⁰ Según la IEA (2016), el volumen de gas sobrecontratado en España se situaba en 15 bcm, en 2013, permaneciendo a niveles similares desde entonces: es decir, casi la mitad del consumo de gas actual; una situación que plantea el dilema de cómo gestionar eficientemente esta situación de sobreabastecimiento. De acuerdo con los datos de importación de gas registrados entre 2008 y 2015, parece que los gestores del sistema gasista español han optado por maximizar las importaciones de GN (que aumentaron en 8 bcm debido, principalmente, a la apertura del MEDGAZ, aunque también se incrementó el suministro a través de la interconexión con Francia) y reducir las de GNL; así, desde 2013, las importaciones de gas por tubo superan cada año las de GNL. MEDGAZ es la compañía para el diseño, construcción y operación del gasoducto submarino Argelia-Europa, vía España, el primero a más de 2.000 metros de profundidad en el Mediterráneo. Con una capacidad inicial de 8.000 millones de metros cúbicos (8 bcm) al año, transporta gas natural (desde 2011) directamente desde Beni Saf, en la costa argelina, hasta Almería.

¹⁶ Hay que tener en cuenta que el gas actúa normalmente como tecnología marginal, marcando el precio de la electricidad.

¹⁷ La presencia de gas en el *mix* eléctrico se verá reducida por el aumento de la capacidad de generación mediante energías renovables habida cuenta de que, al tener costes marginales muy bajos, disfrutaron de una mejor posición que las centrales térmicas de gas natural en el orden de mérito.

otro Estado europeo (el volumen de GNL importado por España representó, en 2016, el 42 por 100 del suministro total, mientras que dicho valor medio se sitúa en el entorno del 20 por 100 en Europa); *ii*) la crisis económica redujo, entre 2009 y 2013, de manera muy considerable los consumos de energía eléctrica y de gas natural; *iii*) el elevado desarrollo de las energías renovables, muy superior al de los demás Estados miembros de la UE, actuó en detrimento del uso de las centrales térmicas (y, en particular, de las de ciclos combinados) y, por tanto, sobre la participación del gas en el *mix* de generación; no obstante, los acontecimientos ocurridos en enero de 2017 con el precio de la electricidad, y a pesar de que la participación del gas en el *mix* de generación es considerablemente inferior a la que registran los demás países de la UE, la formación del precio del megavatio eléctrico hace que, en situaciones de picos de demanda, sea el precio *spot* del gas el que fije el marginal eléctrico; en consecuencia, ambos precios (eléctrico y gas) están interrelacionados; *iv*) entre 2011 y 2014, una legislación que favorecía el consumo del carbón nacional con el consecuente deterioro del consumo de gas para generación eléctrica; y *v*) habida cuenta de que, por término medio, el 80 por 100 de la demanda de gas en España procede del sector convencional (residencial/comercial e industrial), la estacionalidad de la misma (sobre todo, en lo que se refiere a la influencia de los *shocks* de temperatura) jugará también un papel relevante en la formación del precio *spot* del gas en nuestro país.

En un intento de visualizar esta complejidad, en el Esquema 1 se muestra un sistema que trata de fijar las relaciones de causalidad existentes entre las diferentes variables (valor de la demanda, total y desagregada; *mix* de generación y precio *spot* de la unidad de energía eléctrica; precios de los combustibles de sustitución —mercados internacionales de *commodities*—; precios del contrato *spot* en los mercados de gas europeos y, particularmente, en el *hub* TRS-Francia Sur; nivel de almacenamiento del sistema gasista; *mix* de

cobertura de la demanda; cantidad de gas exportado; y por su posible influencia, aunque puntualmente, las operaciones realizadas por el gestor técnico del sistema en MIBGAS) que intervienen en la formación del precio *spot* en el Mercado Organizado de Gas español.

3. Los primeros resultados ¿Está reflejando MIBGAS los precios *spot* del mercado mayorista de gas natural en España?

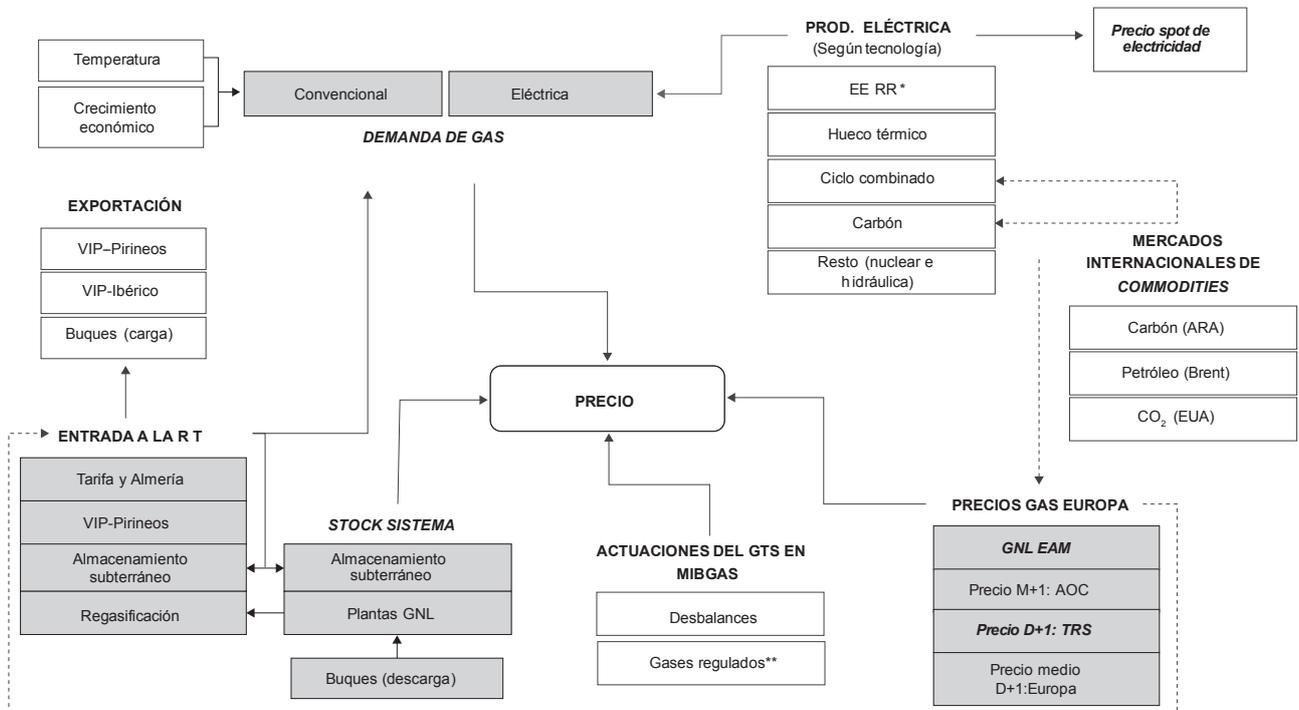
Desde el inicio de sus operaciones, la evolución del volumen intercambiado en la plataforma de MIBGAS ha ido creciendo gradualmente hasta alcanzar en 2016 un total de 6.566,1 GWh (equivalentes al 2,04 por 100 de la demanda total nacional en dicho año), cifra similar a la registrada en otros mercados organizados *spot* (por ejemplo, el austriaco) en sus primeros años de funcionamiento. Del volumen total transaccionado en dicho año, el 50,1 por 100 corresponde a la negociación continua, mientras que el resto se materializó a través de subastas. Por otro lado, el número de agentes dados de alta en MIBGAS se situaba en 44 a finales de 2016, entre los que se encuentran los más relevantes del sistema gasista español²¹.

Con relación a los productos cuya titularidad se intercambió en MIBGAS, en 2016, el 75,3 por 100 del volumen negociado corresponde a los productos MIBGAS intradiario (35,2 por 100) y MIBGAS D+1 (40,1 por 100), afianzando el carácter *spot* de MIBGAS y su reconocimiento como instrumento de ajuste para los participantes del mercado. Por su parte, el producto MIBGAS mes siguiente, con un carácter más enfocado al suministro y a la mitigación del riesgo de precio fue el tercer producto más negociado, con una cuota del 15,3 por 100 del total.

²¹ 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 (MARTÍN y VILLAPLANA, 2012).

ESQUEMA 1

REPRESENTACIÓN SISTÉMICA DE LA FORMACIÓN DEL PRECIO SPOT DEL GAS EN EL MERCADO ORGANIZADO DE GAS (MIBGAS)



NOTAS: Factores determinantes del precio *spot* en MIBGAS. **AaBb**: «variables principales» (en cursiva, negrilla y en mayúsculas o minúsculas) para analizar la representatividad de la señal de precio *spot* que proporciona MIBGAS.
FUENTE: Elaboración propia.

En general, los resultados obtenidos en el primer año de operación de MIBGAS pueden considerarse satisfactorios, siempre teniendo en cuenta que todavía debe recorrerse mucho camino aún hasta alcanzar un nivel de actividad y liquidez en línea con los objetivos cuantitativos marcados por ACER en su definición del *Gas Target Model*.

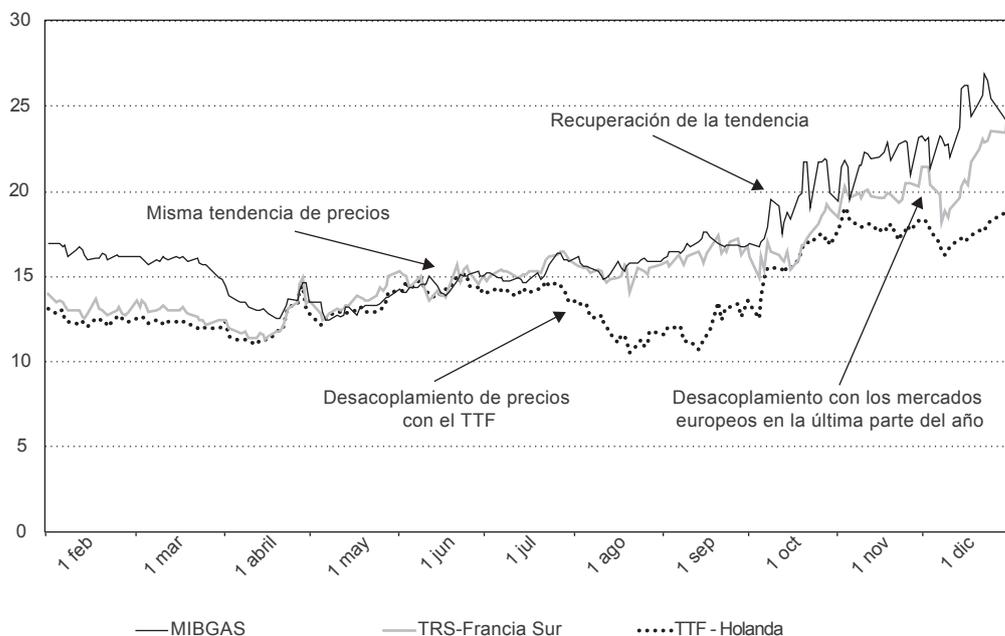
La representatividad de la señal de precios

Tomando en consideración la evolución satisfactoria que ha mostrado la liquidez de MIBGAS en su primer año de operación, cabe ahora preguntarse si el sistema

gasista español dispone ya de una señal de precios de corto plazo de gas natural consistente, y cada vez más creíble. Aunque se trata de una pregunta siempre difícil de responder, y desde la prudencia que aconseja en el caso particular de MIBGAS dado su carácter incipiente, la evolución del precio (Gráficos 1 y 2) del contrato MIBGAS D+1 (el producto *spot* más representativo del mercado), en 2016, así como en los dos primeros meses de 2017 (con un mes de enero especialmente complejo), permite avanzar una respuesta positiva con cierto margen de confianza. No obstante, para dar una contestación más sólida a la pregunta anterior, será necesario estudiar la correlación que, en base al

GRÁFICO 1

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PRODUCTO DIARIO D+1 EN MIBGAS Y EN LOS MERCADOS EUROPEOS TRS Y TTF (FEBRERO 2016 - DICIEMBRE 2016)



NOTA: Con el fin de poder establecer comparaciones entre los diferentes mercados europeos y en aras de la homogeneidad, los datos que se muestran en la figura no incluyen fines de semana y festivos.
FUENTE: MIBGAS; ICE; PEGAS. Elaboración propia.

planteamiento sistémico realizado (Gráfico 1), muestre el precio del contrato MIBGAS D+1 frente a las variables seleccionadas.

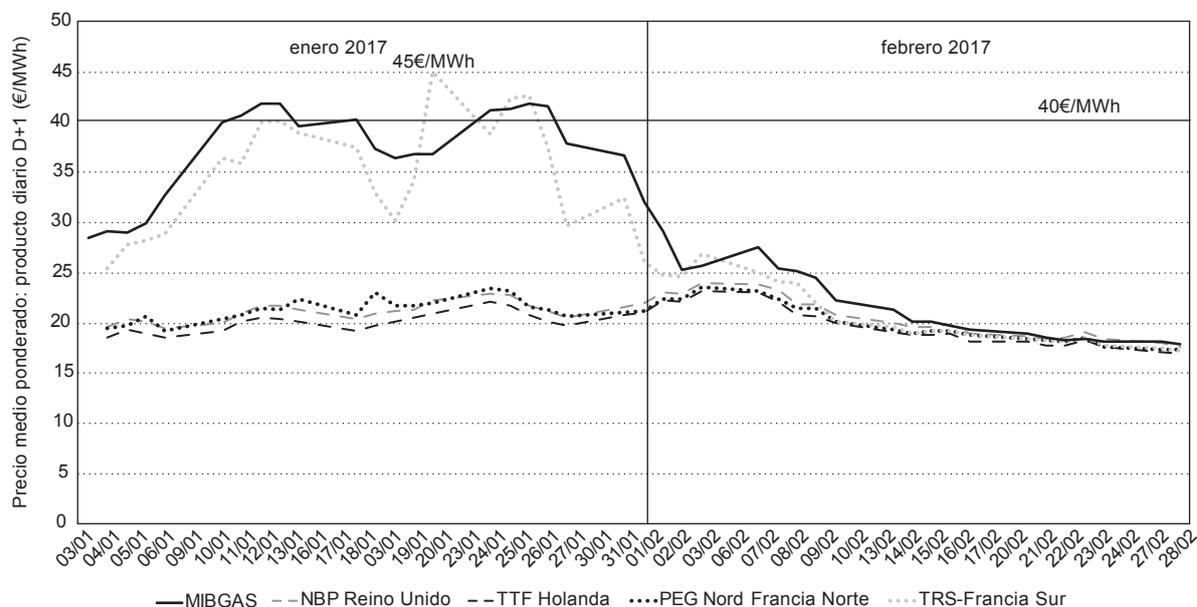
De acuerdo con el Gráfico 1, el precio *spot* de MIBGAS mantiene una tendencia similar al TTF en la primera mitad del año (si bien durante el primer trimestre registra un *premium* en torno a los 3 euros por MWh de media), cuando existe convergencia entre los mercados europeos. La revisión trimestral de los contratos a largo plazo (indexados mayoritariamente al petróleo) y el cambio de valor de los peajes estacionales (regasificación e interconexión) son factores concurrentes para explicar dicho acoplamiento de los precios. Por el contrario, el desacoplamiento entre el precio *spot* de MIBGAS y su homólogo del TTF se hace especialmente significativo durante el tercer

trimestre del año, registrando variaciones de precios contrarias que dan lugar a valores del *spread* que llegan a superar los 6 euros por MWh. Sin embargo, en este periodo de desacoplamiento, el Mercado Organizado de Gas español ha seguido la senda del TRS por sus posibilidades directas de arbitraje, reflejando un comportamiento lógico entre mercados adyacentes.

Enero (Gráfico 2) ha sido un mes caracterizado por la escalada de precios del contrato *spot* tanto en MIBGAS (que llegó a cotizar a 43 euros por MWh el día 22) como en el mercado del sur de Francia (que durante el citado mes ha cortado la curva correspondiente a MIBGAS en más de una ocasión), que se han mantenido muy acoplados aunque registrando precios *spot* muy superiores a los de sus pares europeos.

GRÁFICO 2

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PRODUCTO DIARIO D+1 EN MIBGAS Y EN LOS MERCADOS EUROPEOS TTF, PEG NORD, TRS Y NBP (ENERO 2017 - FEBRERO 2017)



NOTA: Con el fin de poder establecer comparaciones entre los diferentes mercados europeos y en aras de la homogeneidad, los datos que se muestran en la figura no incluyen fines de semana y festivos.

FUENTE: MIBGAS; ICE; PEGAS. Elaboración propia.

Esta situación de precios inusualmente elevados podría obedecer al mecanismo de mercado que representa MIBGAS, reaccionando con incrementos en los contratos *spot* en función de la evolución de los fundamentales de la oferta y de la demanda. De modo que bajo unas condiciones de «tormenta perfecta»: ola de frío, interrupción de la generación eléctrica por una parte significativa del parque nuclear francés, un sistema corto de gas (que debía atender una demanda superior a la prevista en el escenario más desfavorable) y la subida considerable de los precios de corto plazo en el mercado adyacente francés, la señal de precios del producto MIBGAS D+1 ha evolucionado como cabía esperar: al alza.

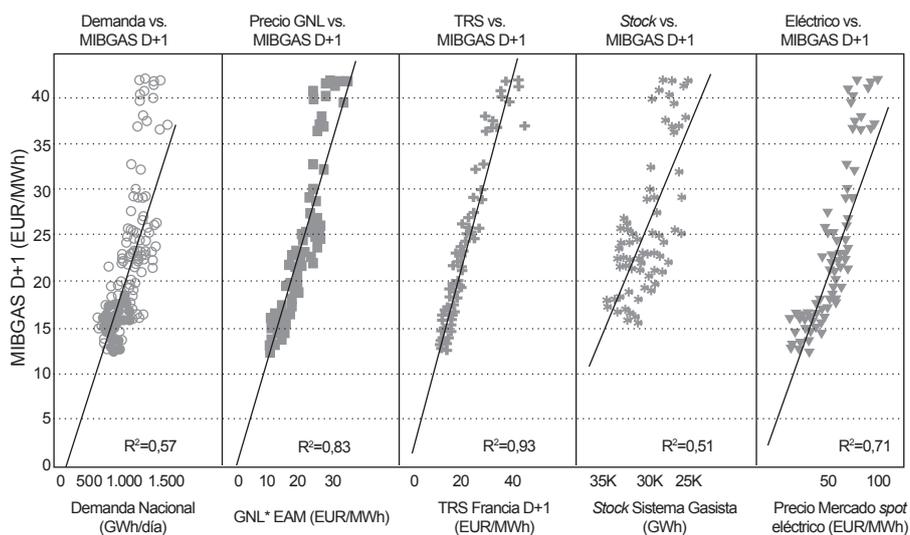
Por el contrario, en febrero (Gráfico 2), una vez corregidas las tensiones entre la oferta y la demanda y

eliminados, o cuanto menos suavizados, los factores que provocaron dichas tensiones, el precio *spot* de MIBGAS ha vuelto a la senda decreciente, acoplándose con los de sus pares europeos y cerrando febrero con el contrato MIBGAS D+1 a 17,9 euros por MWh.

Teniendo en cuenta la variación del precio de producto MIBGAS D+1: *i*) respondiendo, por un lado, a la evolución del precio *spot* en los mercados gasistas de referencia (TTF) en momentos de convergencia de los mercados europeos y, por otro lado, a la lógica del acoplamiento de mercados adyacentes (TRS) en momentos de divergencia; y *ii*) reflejando las tensiones entre la oferta y la demanda ocasionadas por eventos fuera de lo esperado, podría afirmarse, aunque todavía con prudencia, que la señal de precios *spot* emitida por MIBGAS se comporta de manera similar a las de otros

GRÁFICO 3

REPRESENTACIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE CORRELACIÓN ENTRE EL PRECIO DEL CONTRATO MIBGAS D+1 Y LAS VARIABLES PRINCIPALES, DETERMINANTES DE SU FORMACIÓN



NOTA: GNL*EAM. Corresponde al valor *spot* del mercado GNL FOB (*Free On Board*) procedente de países como España, Holanda, Noruega, Bélgica, Francia, Nigeria y Argelia, y entregado a las principales regiones consumidoras de gas (Sudáfrica y Asia-Pacífico). Por su parte, el cálculo del coeficiente de correlación lineal se ha realizado excluyendo los datos correspondientes a fines de semana.
FUENTE: MIBGAS; Enagás; PEGAS; OMIE. Elaboración propia.

mercados de referencia europeos, aunque con divergencias coyunturales que pueden explicarse por variaciones en los fundamentales del mercado español diferentes de las registradas en los otros mercados, y por tanto estaría consiguiendo reflejar adecuadamente el precio *spot* representativo del gas en el mercado mayorista español.

No obstante, validar esta conclusión exige un estudio más profundo basado en el análisis de correlación (Gráfico 3) entre el precio *spot* de MIBGAS y las variables principales del sistema que modelan la formación de dicho precio (Esquema 1).

Según puede apreciarse en el Gráfico 3, el precio del contrato MIBGAS D+1 muestra una correlación (valor del coeficiente de correlación lineal: R²) alta, directa, con respecto al precio *spot* del GNL, habida cuenta de

la elevada dependencia que tiene el sistema gasista español de las importaciones de este producto; también exhibe, como así lo ha explicitado con claridad el comportamiento del precio en enero de 2017, una correlación directa muy elevada (la más alta entre las variables analizadas) con respecto al precio *spot* registrado en el *hub* del sur de Francia (TRS) reflejando, de esta manera, el comportamiento esperado entre mercados adyacentes; por último, el nivel de correlación (R²=0,71) con el precio *spot* eléctrico confirma la interrelación entre ambas variables, añadiendo certeza al modelo sistémico planteado en el Esquema 1. Por su parte, la correlación media (valor de R² entre 0,50 y 0,60) que presenta el precio del producto MIBGAS D+1 frente a dos de las variables *a priori* más influyentes (demanda y nivel de *stock* del sistema gasista) sobre el precio *spot*

del gas, parece anunciar un comportamiento adecuado de este precio —aumentando al incrementarse la demanda y con la disminución del gas almacenado—, si bien todavía queda margen de fiabilidad en la respuesta, a medida que mejore la liquidez de este producto.

En consecuencia, y siempre desde la prudencia que exige el hecho de no disponer de un histórico suficientemente representativo para reforzar las conclusiones anteriores, podría inferirse que el mercado está teniendo un desarrollo muy positivo, explicitando un funcionamiento satisfactorio y por tanto, a pesar de que los volúmenes negociados aún puedan crecer, MIBGAS está permitiendo contar con un precio *spot* para el gas en el mercado mayorista español.

4. Algunas reflexiones sobre su desarrollo

Habida cuenta de que hoy día existen muchos *hubs* en Europa, que disipan la posibilidad de que un grupo de productores controle todas las áreas de mercado, dando lugar a una única señal de precio; a diferencia de lo que ocurre en el caso del petróleo, con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), desde las instituciones (públicas: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, MINETAD, y privadas: asociaciones de grandes consumidores —Gas-Industrial—, etc.), así como por parte de los expertos, se viene madurando la idea de que España, por su posición geoestratégica, su alta capacidad de regasificación y los avances alcanzados con respecto a la seguridad de suministro, dispone de los elementos necesarios para conformar un *hub* de gas suficientemente líquido como para generar una señal de precios de referencia para el sur de Europa y para convertirse en un polo clave en la entrada de gas a Europa desde África (GN argelino, a través del MEDGAZ) y el Océano Atlántico (GNL, procedente de EE UU, Canadá, etc.)²².

En la consolidación del mencionado *hub*, el Mercado Organizado de Gas (*exchange*) juega un papel de máxima relevancia toda vez que, en lo que respecta a su horizonte de corto plazo, generará señales de precios creíbles capaces de reunir toda la influencia de los fundamentales (estacionalidad, precio de aprovisionamiento del GNL, acoplamiento con los mercados del norte de Europa, etc.) que afectan a la oferta y a la demanda; y, desde una perspectiva de plazo, permitirá a los agentes realizar sus coberturas, reduciendo así el riesgo derivado de la negociación en este tipo de mercados (volátiles), mediante la adquisición de futuros con entrega física que utilicen el gas como subyacente, así como encontrar una fuente de aprovisionamiento en el propio mercado.

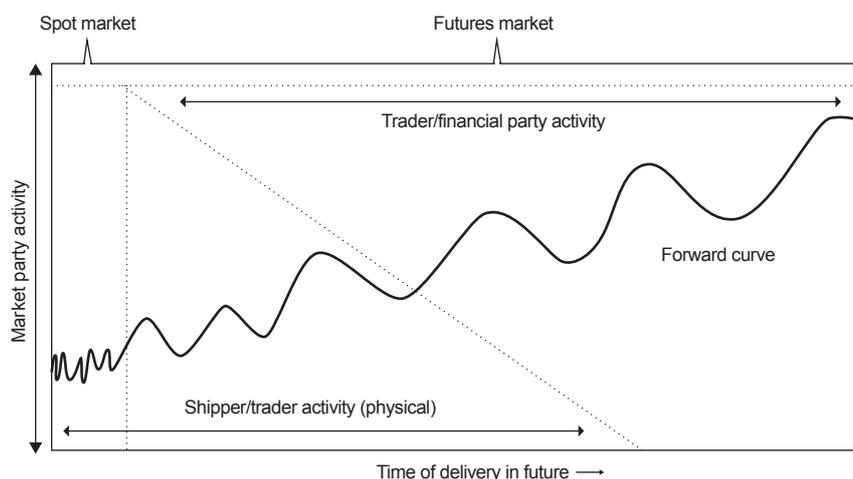
Estos dos vectores (*spot* y futuros) conforman las líneas de crecimiento, y por tanto configuran la ruta hacia la liquidez de los mercados organizados de gas natural; una ruta que según los expertos lleva tiempo recorrer (entre 10 y 15 años), dada su complejidad no exenta de la necesidad de apoyo por parte de todos los intervinientes en el sistema gasista (Heather, 2015). En esta misma línea se posiciona ACER al identificar como un reto esencial para alcanzar un mercado mayorista que funcione adecuadamente el desarrollo de liquidez en los productos a plazo (de futuros). Así, de conformidad con el artículo 14.2 del RD 984/2015, de 30 de octubre, en su Orden ETU/1997/2016 (artículo 11), de 23 de diciembre²³, el MINETAD ofrece pistas sobre la dirección estratégica que para su crecimiento y desarrollo ha de seguir MIBGAS, al habilitarlo para negociar nuevos productos que fomenten la liquidez. Entre ellos, a los mencionados servicios de balance promovidos por el gestor técnico del sistema, se unen:

— Con el fin de desarrollar un mercado a plazo (futuros), productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el punto virtual de balance del sistema

²² Según un estudio elaborado por la Agencia Platts, la capacidad ociosa de GNL para los años 2016 y 2017 ascenderá, en Europa, a 18 bcm, de los que la mitad (9 bcm) pueden acabar en España.

²³ Orden ETU/1997/2016, de 23 de diciembre, BOE nº 314, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017.

GRÁFICO 4

ACTIVIDAD DE LOS COMERCIALIZADORES (*SHIPPERS*) Y DE LOS AGENTES (*TRADERS*) EN LOS MERCADOS *SPOT* Y DE FUTUROS


FUENTE: OCDE/AIE (2013).

con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción. Un mercado organizado a plazo, líquido y que funcione adecuadamente, actuará como impulsor de la liquidez en todos los productos a plazo (derivados y opciones)²⁴.

En este sentido, aún sin pretender realizar un análisis exhaustivo, conviene destacar algunos aspectos que justifican la relación directa entre productos de más plazo (futuros) y la liquidez del mercado. Quizás una de las ventajas más evidentes que tiene el hecho de poder negociar este tipo de productos en un mercado organizado es la versatilidad de sus participantes que, bajo esta situación, podrá incluir a agentes financieros que utilicen la volatilidad de los precios para especular (es decir,

comprarán riesgo para obtener ganancias); asimismo, los propios comercializadores (*shippers*) podrán disponer de productos no financieros, liquidados en cámara de compensación, con el horizonte de entrega lo suficientemente lejano como para reducir el riesgo inherente a las transacciones de los mercados con entrega física.

— Otra ventaja a tener en cuenta es la posibilidad de que los agentes entrantes no integrados deben buscar coberturas a través de los mercados tanto *spot* como a plazo, a un coste razonable y adaptarlos a la flexibilidad contractual, liquidez y plazos ofrecidos por dichos mecanismos (Martín y Villaplana, 2012).

Según puede apreciarse en el Gráfico 4, entre el mercado *spot* (utilizado por los comercializadores para ajustar sus desbalances diarios) y el mercado financiero de futuros (*forward*), empleado por los *traders* para especular, existe una zona de transición (intermedia) en la que tanto *shippers* como *traders* interactúan desde un punto de vista simbiótico (International Energy Agency, 2013).

²⁴ Para completar el diseño del Mercado Organizado, con el fin de cubrir las necesidades de los agentes (más allá de las correspondientes a la necesidad de balancearse), resulta imprescindible que este ofrezca contratos más allá del *spot*. Entre los productos de mayor horizonte a priorizar, de acuerdo con la experiencia de otros mercados, destacan el «mes siguiente» y los «trimestres».

Por su parte, la amplitud temporal de dicha zona intermedia, en el caso del Mercado Organizado de Gas en España, está fijada por la mencionada Ley 8/2015, de 21 de mayo, y se corresponde actualmente con el plazo de entrega del producto *Month ahead* (mes siguiente).

En base a lo anterior y teniendo en cuenta que la entrada de *traders* en el mercado tiende a incrementar su competencia y, por ende, su nivel de profundidad (al mostrarse mucho más activos que los comercializadores), resulta fácil concluir que la negociación de productos a plazo (futuros) redundará posiblemente en la mejora sustancial de la liquidez del mercado.

Más allá de su efecto sobre la liquidez del mercado, la posibilidad de negociación de estos futuros en un mercado organizado ofrece determinadas ventajas adicionales, entre las que destacan: su contribución decisiva a la liberalización efectiva del sector gasista; y la posibilidad de que los consumidores directos obtengan su suministro de gas de forma diversificada, atendiendo exclusivamente a fuerzas del mercado²⁵.

— Otro factor importante para la liquidez sería la desvinculación de la TUR al Brent, indexándola al precio de referencia que proporcione MIBGAS. En Italia, ya se realizó este proceso (indexando el precio de dicha tarifa al TTF), que se confirmó como muy positivo para el mercado (PSV).

— Y, para fomentar la utilización de las infraestructuras de GNL y una mayor integración con el gas natural en el sistema español, productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de plantas de regasificación o agrupación de ellas (desarrollando, por ejemplo, el concepto de «planta única virtual»), y de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos.

Adicionalmente, una vez realizadas las pertinentes transformaciones en el mercado, a través de los procesos regulatorios apuntados, habría que acometer las reformas del sistema gasista necesarias para la gestión del aspecto físico del mercado y, con ello, hacer viable con total plenitud el proceso de liberalización. Entre dichas reformas, quizás la más influyente sea la que tiene que ver con el desarrollo de infraestructuras relevantes para el mercado y, muy especialmente, la interconexión de la Península Ibérica con el centro de Europa a través del VIP (Virtual Interconnecting Point) Pirineos²⁶.

Referencias bibliográficas

[1] AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (2015). *Gas Target Model*, Lubliana.

[2] ÁLVAREZ, E.; FIGUEROLA, S.; LÓPEZ, D.; MARTÍN, I. y SARRADO, LI. (2013). *El desarrollo de los hubs gasistas europeos: factores clave del éxito e implicaciones para el sistema gasista español*. Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad) - Boston Consulting Group.

[3] ARANZADI, C y LÓPEZ, C. (2014). *Tecnología, economía y regulación en el sector energético*. Madrid: Academia Europea de Ciencias y Artes.

[4] AVIS, P. (2016). *What Drives European Natural Gas Prices?* Energy Analyst. Recuperado 23 de marzo de 2017, de <http://energyanalyst.co.uk/what-drives-european-natural-gas-prices/>

[5] CARTEA, A. y WILLIAMS, T. (2008). «UK Gas Markets: The Market Price of Risk and Applications to Multiple Interruptible Supply Contracts». *Energy Economics*, vol. 30, nº 3, mayo, pp. 829-846.

[6] COMISIÓN NACIONAL DE LA ENERGÍA Y ENTIDAD REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS (2008). *Modelo de organización y principios de funcionamiento del MIBGAS*, Madrid: CNE y ERSE.

²⁵ Que los grandes consumidores (consumidores directos) puedan encontrar acomodo para su suministro de gas en el mercado organizado, en vez de estar sujetos a un determinado suministrador mediante un contrato bilateral (en el que, durante su negociación, no ha existido la posibilidad de disponer de una señal de precio externa, transparente), hará posible reducir sus costes fijos de producción (y con ello, incrementar su competitividad), lo cual puede dar lugar a un círculo virtuoso que acelera la liquidez del mercado.

²⁶ Esta nueva interconexión, incorporada en el año 2013 a la lista de Proyectos de Interés Común de la Unión Europea —con una inversión aproximada de 470.000.000 de euros y que en base a la intencionalidad política mostrada por los Gobiernos de España, Portugal y Francia tendría que estar plenamente operativa en 2020—, permitirá incrementar de forma significativa la capacidad entre España y Francia (desde los 7,2 bcm/año actuales hasta los 14,3 bcm/año, en el sentido Sur-Norte). La Comisión Europea ha concedido fondos de 5.600.000 de euros para llevar a cabo estudios para el desarrollo del proyecto. De esta cantidad, 1.500.000 de euros del Plan Juncker de Inversiones los recibirá Enagás, encargado del trazado de 104 km del lado español; y 4.150.000 de euros están asignados al operador francés (TIGF) que construirá los 120 km restantes.

- [7] ENTSOG (2015). *Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas*. Network Code for Resubmission, Bruselas.
- [8] FABER, M. y PROOPS, J. (1993). *Evolution, Time, Production and the Environment*. Berlín: Springer.
- [9] FERNÁNDEZ, J. y PÉREZ, G. (2014). *Oportunidades para el sistema gasista ibérico*. Recuperado 23 de marzo de 2017, de <http://cateconómica.com/Articulo/Oportunidades-para-el-sistema-gasista-ibérico>
- [10] FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL (2013). *Perspectiva de hubs de gas natural en Europa y su desarrollo en España*, Madrid. Funseam.
- [11] GAS INDUSTRIAL (2016). *Competitividad industrial y precios del gas en España*, Madrid.
- [12] HEATHER, P. (2015). *The Evolution of European Traded Gas Hubs*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- [13] HOTELLING, H. (1931). «The Economics of Exhaustive Resources». *The Journal of Political Economy*, vol. 39, nº 2, abril, pp. 137-175.
- [14] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013). *Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia. Obstacles and Opportunities*, París. IEA.
- [15] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2016). *Global Gas Security Review. How Flexible are LNG Markets in Practice?* París. IEA.
- [16] JAMES, T. (2008). *Energy Markets. Price Risk Management and Trading*. Singapur: John Wiley & Sons.
- [17] LASHERAS, M. A. y FERNÁNDEZ, J. (2012). *Nuevas tendencias en mercados energéticos: los mercados mayoristas de gas natural: una referencia a la realidad europea*. Madrid: Funseam.
- [18] LASH, G. y LASH, E. (2014). *Early History of Natural Gas Industry*. American Association of Petroleum Geologists.
- [19] MARTÍN, M. J. y VILLAPLANA, P. (2012). «Transparencia y señales de precios en el sistema gasista español». *Papeles de Economía Española*, nº 134, pp. 168-181, Madrid.
- [20] NICK, S. y THOENES, S. (2014). «What Drives Natural Gas Prices?. A Structural VAR Approach». *Energy Economics*, vol. 45, C, pp. 517-527.
- [21] OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (2012). *Retail Market Review: Intervention to Enhance Liquidity in the GN Power Market*, Londres. OFGEM.
- [22] PETROVICH, B. (2016). *Do We Have Aligned and Reliable Gas Exchange Prices in Europe?* The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- [23] STERN, J. (2017). *The Future of Gas in Decarbonising European Energy Markets: The Need for a New Approach*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- [24] STERN, J. y ROGERS, H. (2013). *The Pricing Internationally Traded Gas: The Search for New Fundamentals*. The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.
- [25] VILLAR, J. y JOUTZ, F. (2006). *The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices*. The Energy Information Administration, Office of Oil and Gas.