

# INTRODUCCIÓN

*Antonio Erias Rey\**

La dinámica que viene exhibiendo el comercio mundial de gas natural desde la década de los ochenta pone de manifiesto el peso de esta fuente de energía primaria en la economía y, de manera adyacente, su influencia en los objetivos de sostenibilidad planteados, a través de distintos instrumentos, en el marco de la lucha contra el cambio climático.

Así lo refleja el hecho de que entre 1995 y 2015 el consumo mundial de este recurso energético se incrementase a un ritmo interanual del 2,5 por 100 y que dicho crecimiento se haya estimado en un 1,6 por 100, entre 2015 y 2035 (BP, 2017). En este entorno de aumento del consumo, los mercados mayoristas de gas natural (cada vez más integrados), gracias a las expectativas de seguridad de un suministro suficiente de gas natural licuado (GNL) y reflejando precios del gas que, frente a la tradicional indexación al petróleo, responden a la competencia entre dichos mercados, trasladan una sensación de tranquilidad con relación a su capacidad de reacción para ajustarse ante posibles *shocks* de oferta y demanda, sin colocar a los mercados regionales, y/o nacionales, en situaciones inaceptables de estrés (OCDE/AIE, 2016). Es evidente, por tanto, que el desarrollo (tanto regional como nacional) de los mercados de gas resulta fundamental para garantizar la seguridad de suministro a nivel global. Y, si se consideran estas tendencias de consumo y de garantía de suministro en un contexto más amplio (con el fin de tener en cuenta los compromisos medioambientales adquiridos en un mundo posCOP21), no resulta exagerado afirmar que el gas natural ha de jugar un papel muy relevante en la transición hacia una economía descarbonizada.

Las ventajas anteriores son tan evidentes que los países, a través de los procesos de liberalización sectorial (basados en los desarrollos regulatorios correspondientes), han fomentado la creación de *hubs* de gas en sus territorios: el primero de ellos, de carácter «físico», en EE UU (Henry Hub), ya en 1988, seguido del británico National Balancing Point (NBP), típicamente «virtual», en 1996.

De manera muy particular, en la Unión Europea (UE) se ha definido todo un acervo regulatorio (explicitado a través de tres paquetes legislativos complementarios, entre 1996 y 2009), basado en los principios de: *unbundling* y *third party access*, con el fin de construir un mercado interior de la energía, en el convencimiento de que el mismo ha de influir muy positivamente en incrementar la competencia del sector así como en aumentar la

---

\* Catedrático de Universidad. Presidente del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS).

competitividad de la economía y, subsecuentemente, proporcionar ventajas a los consumidores finales; y, para ello, es imprescindible que el sistema gasista de la UE esté dotado de la capacidad de interconexión suficiente, así como que los Estados miembros dispongan de estructuras de mercado nacionales (basadas en *hubs*) adecuadas.

Los esfuerzos que se están llevando a cabo en Europa, tanto a nivel de país como regional, ya están dando sus frutos como así lo refleja el hecho de que la liquidez, en los *hubs* europeos, continúe su crecimiento sistemático a buen ritmo: entre 2008 y 2016, el volumen de gas negociado en dichos *hubs* se ha incrementado el 400 por 100 dando lugar a que, en la actualidad, se negocien, de media, 120 TWh/día de gas en Europa fomentándose, con ello, la competencia entre mercados (*gas-to-gas competition*). De hecho, la presencia, cada vez más relevante, de la citada competencia ha provocado que, en Europa, la indexación del precio del gas al petróleo se haya reducido desde el 80-85 por 100 en 2005 hasta el 30 por 100 en 2015, aunque en el sur del continente la misma alcance todavía cotas en torno al 70 por 100 (IGU, 2016).

Por su parte, todos los indicadores de desarrollo de los mercados mayoristas de gas coinciden en señalar al *hub* holandés Title Transfer Facility (TTF) y al británico NBP como los únicos con liquidez en toda la curva; una realidad que los convierte en referentes para la formación del precio del gas en Europa (y muy específicamente al TTF con relación al continente, donde la negociación de *spreads* entre dicho mercado y el resto de *hubs* continentales aumenta sistemáticamente explicitando la posición dominante del TTF), dando lugar a que la correlación de los precios en los *hubs* del centro y noroeste de Europa sea, cada vez, más alta.

Una situación que se espera continúe, al menos, en los próximos cinco años. En ese período, se espera, además: *i*) que el desarrollo de nuevas infraestructuras gasistas facilite la convergencia de precios entre la Península Ibérica y los mercados del centro y noroeste de Europa; y *ii*) que el GNL procedente de la cuenca atlántica continúe siendo el principal motor de la liquidez de los *hubs* europeos.

Con relación al GNL, es de resaltar el hecho de que, desde 2015, el comercio de este combustible, con abundante oferta (está previsto que la capacidad de producción aumente un 33 por 100 entre 2017 y 2020 debido, fundamentalmente, al incremento de las exportaciones desde Australia y EE UU que, particularmente, ofrecen mucha flexibilidad a los *off-takers*), ha provocado un cambio en la situación del mercado transformándolo en uno «de compradores». En este sentido, España, donde los cargamentos *spot* suponen entre el 15 y el 20 por 100 del total de GNL importado, ha pasado de ser un suministrador en el margen de GNL a un foco de demanda, en dicho margen.

España, a pesar de haber sido uno de los primeros países en liberalizar el sector (de hecho, el proceso de liberalización del sector se inicia en 1987 con la Ley 10/1987, de 15 de mayo, sobre disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos) y de que su sistema gasista (sobre todo, con respecto al GNL, al disponer de una capacidad de regasificación tal que representa el 33,2 por 100 de la total en Europa) cumplía prácticamente todos los parámetros definidos por

el Gas Target Model para poder conformar un *hub* de gas, no ha impulsado de manera explícita la creación de esta estructura de mercado mayorista hasta el año 2015, con la publicación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, avanzándose definitivamente en la reforma iniciada con el RD-Ley 8/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Un impulso que, habida cuenta de las ventajas ya comentadas —y que particularmente para España (y, por extensión, la Península Ibérica) suponen un paso decisivo para abandonar, también en el gas, su condición de isla energética, a lo que está ayudando también la exposición del sistema gasista español al mercado de GNL—, está siendo decididamente apoyado desde las instituciones que dibujan el ecosistema del gas natural en nuestro país.

Todo lo anterior unido, particularmente para España: *i)* al hecho de que el Mercado Organizado de Gas español (creado formalmente al amparo del Artículo 65 bis de la mencionada Ley 8/2015) lleva operando más de un año; *ii)* al probable incremento de la demanda; *iii)* a la entrada de nuevos *traders*, caso de mantenerse el nivel de crecimiento de los volúmenes negociados en el punto virtual de balance (PVB); *iv)* a la irrupción de GNL indexado al Henry Hub y el aumento de las entregas de GNL *spot* en combinación con un cambio en la cartera de los contratos de aprovisionamiento correspondientes, con menor duración, más flexibilidad y sin indexación al petróleo; *v)* a la mayor capacidad del VIP Pirineos; *vi)* a la reforma del régimen de peajes, tanto en las regasificadoras como en las interconexiones; y *vii)* a la posible correlación, en un futuro, entre el precio del PVB y del GNL (que daría lugar a coberturas en el mercado español atractivas para los *traders* globales de GNL), son razones suficientes como para que *Información Comercial Española, Revista de Economía* preste atención en este número al nuevo modelo de mercado de gas natural en España.

Este monográfico abre con una reflexión, por parte de **Álvaro Nadal Belda**, ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital del Gobierno de España, sobre el papel que desempeña el gas como recurso energético, destacando la contribución de esta tecnología a la seguridad de suministro así como su papel como una fuente de energía primaria relevante en la transición hacia una economía baja en carbono.

Seguidamente, teniendo en cuenta que en la construcción y consolidación de un *hub* de gas la existencia de un mercado organizado (MIBGAS) es imprescindible, **Antonio Erias Rey**, presidente de MIBGAS, desgrana los fundamentos y el nivel de desarrollo que en su casi año y medio de actividad ha alcanzado dicho mercado organizado. En su colaboración, además de repasar los fundamentos conceptuales y regulatorios de MIBGAS, el autor plantea una respuesta a la pregunta de hasta qué punto la señal de precios que proporciona MIBGAS puede considerarse representativa del contrato *spot* del mercado mayorista de gas español. Por último, ofrece una reflexión sobre las posibles vías de desarrollo de este mercado.

**Eloy Álvarez Pelegry**, a continuación, con el fin de poder contextualizar la nueva situación española y evitar una visión subjetiva y parcial de aquella, define los conceptos y examina los parámetros que caracterizan los mercados mayoristas de gas en Europa.

Para ello: *i)* revisa el concepto europeo de mercado de gas; *ii)* define y/o tipifica los conceptos de *hub*, *over-the-counter* (OTC) y *exchange*; *iii)* con el fin de situar su importancia relativa, examina los mercados mayoristas de gas europeos más relevantes; *iv)* estudia el nivel de desarrollo de los mercados organizados más característicos de Europa; y, *v)* finalmente, establece algunas conclusiones y reflexiones respecto a los elementos relevantes para el desarrollo de estos mercados.

Dado el papel protagonista del gestor técnico del sistema (GTS) en el desarrollo de los mercados mayoristas de gas y en la construcción de un mercado interior de gas en la UE, **Diego Vela Llanes** revisa la contribución del GTS español en el mercado, y muy particularmente en su vertiente organizada (MIBGAS). Este sistema gasista ha ido consolidándose sistemáticamente de la mano de una legislación propia en consonancia con el marco europeo y su desarrollo nacional: concretamente, la Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) relativa al balance de la red; el Real Decreto 984/2015 por el que se regula el mercado organizado de gas; y, particularmente, la armonización de la estructura tarifaria de transporte de gas en Europa (Reglamento UE 2017/460, de 16 de marzo). Esta normativa ha supuesto un punto de inflexión en la operativa implementada en nuestro país contribuyendo, decisivamente, al desarrollo de MIBGAS, asunto que se ha convertido en un instrumento fundamental para la gestión del balance de los participantes en el sistema gasista español, así como para las acciones de balance del gestor técnico del sistema.

**Sergio López Pérez** aborda, a continuación, un análisis sobre la posibilidad de que España (y, por extensión, la Península Ibérica) pueda llegar a convertirse en un *hub* de GNL. De alcanzarse este objetivo, que podría resultar estratégico para la política energética de nuestro país, se lograría la consolidación del mercado tanto en la vertiente mayorista como en la seguridad de suministro, proporcionando todo ello una mayor flexibilidad al mercado organizado.

**Rocío Prieto González** analiza en su colaboración el mercado minorista de gas en España, no solo con relación a su fundamento, características y evolución, sino también en lo que se refiere a las relaciones de aquel con el mercado mayorista.

Debido a que las fronteras que históricamente separaban el mercado OTC de los mercados organizados se están difuminando de manera imparable, en el artículo siguiente, **Jorge Fernández Gómez** analiza la situación actual de los mercados organizados a plazo de gas natural en Europa. Tras revisar la situación del mercado de gas en España y las oportunidades que brinda para la creación de un mercado organizado a plazo de gas natural en nuestro país, el autor concluye enfatizando la función que seguirán teniendo los mercados organizados a plazo como herramientas necesarias para promover visibilidad en los precios destacando, asimismo, el papel de los mercados de futuros como elementos complementarios de las plataformas OTC.

En el último artículo del monográfico, el profesor **Jesús Ángel Dopico Castro** y **Antonio Erias Rodríguez** se centran en analizar cuáles serían las posibles implicaciones

que existen entre la política energética y climática en la UE; particularmente, se refieren a la elección de tecnologías (*switching*) de generación eléctrica (entre el carbón y el gas natural) y el mercado de derechos de emisión europeo (EU ETS). Formulan como hipótesis razonable que el precio del CO<sub>2</sub> pueda constituir una señal básica en el proceso de evaluación y decisión sobre el *switching* de tecnologías con elevadas intensidades en emisiones, frente a otras más limpias. Por ello, reconocen como imprescindible que la señal de precio ha de tener suficiente nivel para estimular esta sustitución de combustibles. Estas circunstancias les lleva a concluir a los autores la necesidad de plantear nuevas reformas en el diseño y en la implementación de la actual agenda climática europea.