PRESENTACIÓN

Álvaro Nadal Belda
Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital

El gas natural como actor de la política energética en Europa: tendencias de producción y consumo. Su papel de transición en una economía baja en carbono

Durante la última década el sector del gas natural ha vivido una transformación global, que aún continúa, en la que los roles de productor y consumidor han cambiado geográficamente, abriendo nuevas vías y mercados para el aprovisionamiento de este producto. También ha cambiado el propio papel del gas natural en el *mix* energético global, tanto por los nuevos usos que ofrece el gas como por el papel fundamental que este combustible está llamado a desempeñar ante los desafíos que presentan el cambio climático y el calentamiento global.

El nuevo escenario energético y gasista mundial. Nuevos productores. En primer lugar, y referido a la oferta de gas natural, destaca el incremento sustancial de las reservas, especialmente, aunque no exclusivamente, en el caso de Estados Unidos. La explotación de hidrocarburos no convencionales en EE UU ha supuesto una revolución que ya está teniendo consecuencias en todo el panorama energético mundial. En concreto, el país ya es el primer productor mundial de gas a través de medios no convencionales y se ha convertido en exportador neto de gas natural licuado (GNL), con las consecuencias que ello tiene para el comercio y los precios del gas, y que trataremos a continuación.

Pero Estados Unidos no será la única fuente de crecimiento de la oferta futura de gas natural. Las previsiones sobre el incremento de producción para la próxima década incluyen tanto a los productores tradicionales, Rusia y Oriente Medio, como a nuevos actores incluyendo a China, Australia y a partir de 2020, África Oriental.

Demanda. Por el lado de la demanda mundial de gas, Asia es la gran protagonista, siendo China quien acapara los mayores crecimientos en consumo de gas según las últimas previsiones, seguida de India.

En el caso de China, aunque se prevé un incremento apreciable de la producción local de gas para los próximos años, este no será capaz de absorber el crecimiento previsto de la demanda local, motivado en gran parte por los problemas de calidad del aire, así como por la voluntad de diversificación de sus fuentes energéticas de aprovisionamiento por parte de las autoridades chinas.

Este crecimiento de la demanda asiática se traducirá también en un incremento del papel del GNL en el comercio global de gas natural. A día de hoy, Asia ya acapara el 75 por 100 de la demanda de GNL mundial y los estudios de prospectiva coinciden al estimar que, en los próximos 20 años, los mayores crecimientos en la demanda de GNL vendrán de Asia.

Gas natural licuado. El papel del GNL en el *mix* energético global es otra de las grandes transformaciones que está experimentando el sector del gas natural. En los últimos diez años se ha duplicado el volumen global de suministros de GNL y se prevé que en los próximos diez años el volumen de suministros vuelva a doblarse otra vez sobre los valores actuales. Además, el comercio mundial de GNL crece siete veces más rápido que el comercio de gas natural por tubería y para 2035 se espera que suponga más del 50 por 100 del comercio global de gas natural, frente al 32 por 100 actual.

La importancia de este crecimiento para el comercio mundial de gas radica en que, al contrario que el gas transportado por tubería, los barcos de GNL pueden ser redirigidos a diferentes partes del globo en respuesta a variaciones regionales en la oferta y la demanda. Esto provoca una integración cada vez mayor de los mercados regionales del gas, así como que los precios de los contratos de suministro de gas a largo plazo cada vez estén más ligados a los precios *spot* del GNL.

Una de las grandes ventajas de Europa, y de España, en este escenario es disponer ya de unas infraestructuras que le permitirán absorber la disponibilidad creciente de GNL en el mercado mundial. Pero antes de analizar el papel de Europa en el futuro del gas natural vamos a centrarnos en el factor más disruptivo para la utilización de gas natural en el futuro: la lucha contra el cambio climático.

La lucha contra el cambio climático y el gas natural. La reciente Conferencia del Clima de París (COP21) ha situado a la comunidad internacional ante un reto histórico, cuya culminación dependerá en gran medida de un cambio en el *mix* energético mundial. La COP21 confirmó la necesidad de una transición global hacia una economía con bajas emisiones de carbono. Los niveles de emisiones globales planteados en la conferencia solo serán alcanzables a través de un muy notable incremento de la capacidad de generación eléctrica de origen renovable.

El gas natural como tecnología de respaldo. El problema de este gran incremento en la capacidad de generación de origen renovable es que mientras no se produzcan avances significativos en las tecnologías de almacenamiento de electricidad, avances que a día de hoy no parecen cercanos, toda esta capacidad de generación renovable necesitará de tecnologías flexibles de generación que actúen como respaldo de la energía renovable, ya que la mayor parte de las tecnologías de generación renovable son intermitentes y no gestionables por su propia naturaleza. Adicionalmente, este respaldo para la completa y adecuada integración de la energía generada por las tecnologías renovables en el sistema eléctrico será necesario sobre todo en países poco interconectados eléctricamente, como es el caso de España.

Ante este objetivo de actuar como respaldo de las renovables, la generación de energía eléctrica a partir del gas natural en centrales de ciclo combinado ofrece ventajas singulares respecto a otras fuentes de energía. La disponibilidad y flexibilidad que aportan los ciclos combinados facilita su integración en sistemas eléctricos con un alto grado de penetración de renovables. Y desde un punto de vista medioambiental cabe señalar que una central de ciclo combinado de gas natural reduce a la mitad las emisiones de dióxido de carbono y en un 80 por 100 las emisiones de óxidos de nitrógeno respecto a una central térmica tradicional de carbón y casi en un 100 por 100 las de óxidos de azufre, aunque no debemos olvidar los mayores costes de la generación con gas natural frente al carbón, al menos a los precios actuales de ambas materias primas.

La necesidad de pagos por capacidad. Con estos antecedentes, el gas natural es sin duda uno de los pilares sobre los que pivotará la transformación energética de cara a cumplir los objetivos climáticos de 2030, jugando un papel fundamental como respaldo a la generación con renovables. Sin embargo, este papel del gas natural también tiene sus riesgos, ya que al aumentar la penetración de las renovables, las horas de funcionamiento de las centrales térmicas irán disminuyendo, debiendo funcionar a costes cada vez mayores en aquellas situaciones en las que las fuentes de energía renovables no sean capaces de cubrir la demanda total.

Teóricamente, si estos precios en los momentos de escasez de energía de origen renovable fuesen lo suficientemente altos podrían llegar a cubrirse los costes de funcionamiento y amortización de las centrales de ciclo combinado. Esto es lo que se conoce como mercados *energy only*.

Pero en mercados eléctricos poco interconectados, como es el caso de España, la compensación de la totalidad de los costes de instalación y funcionamiento de las centrales de ciclo combinado, exclusivamente a través de los precios de la energía, puede llevar a una situación en la que no exista capacidad de generación alternativa suficiente en aquellos momentos en los que las energías renovables solo puedan producir una pequeña fracción de la energía que permite su capacidad instalada total.

La solución más adecuada ante esta situación es habilitar mecanismos de compensación como los «pagos por capacidad» para que las centrales de ciclo combinado puedan estar disponibles en aquellos momentos en los que la capacidad de generación renovable, intermitente por su propia naturaleza, no sea capaz de cubrir la demanda.

El gas natural en el sector del transporte terrestre. El papel del gas natural en la reducción de emisiones de efecto invernadero no se limita a la generación de energía eléctrica. Aunque cuantitativamente menor en comparación con la generación eléctrica, cabe reseñar el papel del gas natural en el sector del transporte, uno de los ámbitos en los que está siendo más difícil la reducción de emisiones de dióxido de carbono.

El crecimiento del nivel de conciencia y preocupación en Europa en cuanto a las emisiones de partículas contaminantes y de calidad del aire, especialmente en áreas urbanas, también puede contribuir a la incorporación del gas natural al transporte terrestre como una alternativa limpia al gasóleo y gasolina.

Los vehículos impulsados por gas natural no emiten partículas sólidas en suspensión, ni dióxido de azufre, plomo o metales pesados. Tomando como ejemplo el gasóleo, las emisiones de monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno se reducen a menos de la mitad. Además, se trata de una tecnología que ya está disponible, que tiene un coste razonable, y que puede suponer un gran avance en los objetivos de reducción de emisiones de dióxido de carbono en el transporte.

En este sentido hay que destacar que la Directiva 2014/94/UE, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, aboga por la neutralidad tecnológica entre los diferentes combustibles alternativos incluyendo estos a la electricidad, el hidrógeno, los biocarburantes, el gas licuado del petróleo y, por supuesto, el gas natural.

Sector transporte marítimo. El uso del gas natural en el transporte no se limita al sector de la automoción. La necesidad de reducir las emisiones en la navegación marítima posiciona al gas natural, y en concreto al GNL, como una alternativa clara al fuelóleo. Además, la existencia en los puertos de infraestructuras de descarga y almacenamiento de GNL hace más sencillo el desarrollo del GNL como combustible de navegación.

En la actualidad ya existen ejemplos de políticas en las cuales los combustibles contaminantes se sustituyen por GNL en el sector marítimo, como el proyecto «Core LNGas Hive» para apoyar el desarrollo de una infraestructura de GNL para el transporte marítimo y operaciones portuarias a lo largo de las costas española y portuguesa.

El gas natural en la política energética europea. Ya hemos visto que el gas natural está llamado a jugar un papel fundamental en la política energética europea. Pero no podemos olvidar, en cuanto a la demanda de gas en Europa, el importante peso que representa el suministro de gas ruso (alrededor del 30 por 100). Y que, a su vez, aproximadamente la mitad de ese gas llega por gasoducto a través de Ucrania. Los conflictos geopolíticos vividos en el pasado ponen de manifiesto la necesidad de diversificar las fuentes de aprovisionamiento de gas y de impulsar un auténtico mercado europeo interior de gas.

Seguridad de suministro en Europa. Ante el probable incremento en la demanda de gas a futuro y la caída en la producción de gas europeo, el gas natural será uno de los elementos sobre los cuales se debe articular la seguridad del suministro, ya que, según hemos visto, el incremento de las renovables obligará a tener una energía de respaldo y este papel recaerá, dadas sus características medioambientales, fundamentalmente en el gas natural.

Tanto para la seguridad de suministro como para la competitividad, la diversificación de fuentes de suministro es esencial. Afortunadamente, Europa tiene un importante potencial para mejorar estos dos aspectos, gracias al desarrollo del mercado global del GNL, que hemos visto anteriormente.

De esta forma, la estrategia de almacenamiento de gas y GNL de Europa debería ser más una cuestión de establecer nuevos suministros que de construir nuevas infraestructuras, optimizando las ya existentes y garantizando un nivel de interconexión suficiente en los casos de mercados aislados como el español.

Mercado europeo del gas. Esta diversificación de las fuentes de aprovisionamiento y el desarrollo de un mercado interior europeo del gas no solo permitirán garantizar la seguridad del suministro, sino que también permitirán precios competitivos del gas para los europeos, garantizando cierta protección ante las dificultades de suministro de un único proveedor.

Europa ya está avanzando, en este sentido, hacia la integración en un mercado europeo gasista único aunque, al igual que sucede en el mercado eléctrico, los avances en esta área se concentran en las regiones centrales del continente mientras en la periferia la situación no es tan positiva.

En concreto, en el noroeste de Europa (PEG Norte, TTF, NBP) se observa un alto grado de correlación de precios entre los países, lo cual es un indicador claro de mercados bien interconectados y que funcionan correctamente. Sin embargo, en los nuevos proyectos de nodos de gas existentes en el sur del continente (MIBGAS en la Península Ibérica, PSV en Italia o PEG Sur en el sur de Francia), los precios evolucionan de forma relativamente independiente de los precios de los mercados del norte, y puntualmente se producen divergencias de precio muy importantes respecto a estos mercados.

Cabe destacar, en cualquier caso, que la existencia de mercados organizados en el sur de Europa, como MIBGAS, capaces de enviar señales de precio para sus áreas de referencia, supone un avance fundamental para el desarrollo del mercado interior del gas natural en Europa y han de jugar un papel principal en el establecimiento de este mercado interior, aumentando la competencia efectiva y la transparencia en sus áreas de referencia

España en la estrategia europea del gas. En este contexto de los mercados gasistas internacionales, es obligada una reflexión a futuro sobre ¿cuál es el posicionamiento del sistema gasista español? ¿cuál debe ser su papel en el futuro?

Fortalezas. En este análisis hay que partir de las singularidades del sistema gasista español:

— Nuestra posición geográfica es estratégica, en especial como punto de entrada a Europa y conexión con otros mercados como América.

— Contamos con el suministro más diversificado de toda la Unión Europea, ya que recibimos gas de 11 orígenes distintos, siendo Argelia nuestro primer suministrador. Además, contamos con dos sistemas de abastecimiento bien desarrollados: mediante gasoducto y por vía marítima (gas natural licuado). Las importaciones de GNL (por barco) suponen más del 40 por 100 del gas que llega a España, mientras que, para nuestros socios europeos, la dependencia de las importaciones por gasoducto es mucho mayor.

— Nuestras infraestructuras energéticas y de transporte, incluyendo las portuarias, constituyen en el momento actual una fortaleza estratégica. Actualmente, España es el país europeo con mayor capacidad de regasificación, con seis plantas operativas que suponen más del 35 por 100 de la capacidad de almacenamiento de GNL en Europa. Cuenta por tanto con una amplia experiencia en la logística del GNL (almacenamiento, carga y descarga de buques, carga de cisternas, y *know-how* industrial asociado) que nos

puede convertir en referentes mundiales. Además, se está desarrollando un importante esfuerzo inversor para aumentar la capacidad de suministro de GNL en puertos.

— Contamos además con un mercado organizado en la Península Ibérica que genera una señal de precio, y que sin duda aumenta la competencia efectiva en el mercado ibérico, así como su transparencia y liquidez.

En este sentido, en España el gas es un actor principal por la diversidad del origen de suministro y por las magníficas infraestructuras de las que dispone el sistema gasista. España debe, por tanto, jugar un importante papel en el abastecimiento de gas a Europa. Como *hub* de entrada de gas a Europa es clave para mejorar la seguridad de suministro y diversificación del abastecimiento europeo, incrementando los beneficios del mercado único en términos de precios y seguridad, y aumentando el poder negociador de Europa frente a terceros países productores.

El papel de las interconexiones. Sin embargo, la falta de interconexiones gasísticas suficientes entre la Península Ibérica y el resto de Europa continental limita enormemente la capacidad de España para exportar al resto de Europa. Esta situación es análoga a la que sufre el sector eléctrico español, que en la práctica funciona de forma prácticamente independiente al resto de Europa.

La falta de interconexiones no solamente dificulta que el mercado del gas natural en la Península Ibérica sea todo lo líquido y transparente que sería deseable, a pesar del gran avance que ha supuesto la creación de MIBGAS, sino que también está creando problemas para el desarrollo de la regulación europea en materia energética. Hay que tener en cuenta que la tendencia en la normativa que se viene elaborando desde Bruselas es asumir la existencia de un mercado europeo único, o al menos la presencia de varios mercados regionales interconectados, cuando la realidad es muy diferente, y la situación del mercado gasístico en la Península Ibérica es prácticamente independiente de la situación del mercado en el norte de Francia. Esto puede crear problemas a la hora de aplicar las futuras regulaciones comunitarias, especialmente si la normativa europea asume la existencia de zonas de mercado que no dispongan de interconexiones internas lo suficientemente desarrolladas.

Porque el bajo grado de interconexiones entre Estados miembros no solo afecta a la competitividad del gas natural en nuestro país; como ya hemos visto, también perjudica a la seguridad de suministro en el conjunto de Europa. La escasa capacidad de una serie de interconexiones clave impide que, en la actualidad, ante problemas en alguna de las principales fuentes de suministro del continente los países afectados puedan recibir gas de fuentes alternativas. En concreto, una interconexión mayor entre la Península Ibérica y el resto de Europa permitiría, ante eventuales dificultades en el suministro de gas procedente de Rusia, mantener el suministro en Europa Oriental utilizando la capacidad de regasificación de GNL de nuestro país para abastecer al mercado europeo.

Hay que señalar que los proyectos planificados actualmente para conectar el gas entre España y Francia no solo ayudarán a España a acceder a los centros de GNL del norte de Europa, lo cual debería a cambio mejorar la liquidez del mercado español, sino que

también deberían a medio/largo plazo permitir desarrollar una importante capacidad para importar desde España al resto de Europa, aumentando las fuentes de suministro del continente[1].

Para que este aumento sea realmente efectivo, la capacidad de interconexión no debería limitarse a la frontera entre España y Francia, sino también extenderse a la propia Francia, que en la actualidad está dividida en dos mercados prácticamente independientes y con dinámicas muy dispares.

Por último, cabe indicar que una mayor capacidad de interconexión física para el intercambio de gas natural de España con Francia, y también dentro de la propia Francia, impactará positivamente en el precio de la electricidad de ambos países, muy ligado a los precios del gas. Esto es especialmente cierto en situaciones de contingencia, como la vivida este invierno pasado, en la que el grado de importaciones y exportaciones ha sido muy alto, y en la que un mercado lo suficientemente líquido puede contribuir a evitar incrementos muy bruscos de los precios del gas.

Conclusión. El gas natural está llamado a tener un papel protagonista en la transición en Europa hacia un sector de la energía descarbonizado.

Si Europa quiere que el aprovisionamiento de este gas se produzca en condiciones competitivas y garantizando la seguridad de suministro, debe aprovechar la oportunidad que le ofrece el desarrollo del mercado global de GNL para aumentar sus fuentes de suministro y desarrollar un auténtico mercado interior del gas natural. El desarrollo de interconexiones gasísticas suficientes es clave en este contexto.

---

[1] AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (2016). *World Energy Outlook 2016, IEA,* París, y BRITISH PETROLEUM (2017). *BP Energy Outlook 2017,* Londres.

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_2 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.