

Tendencias emergentes en los mercados de gas natural licuado: Perspectivas de un operador de infraestructuras

Marcelino Oreja Arburúa

CEO de ENAGÁS

Introducción

En 2015 ha continuado la caída iniciada en el último trimestre de 2014 en los precios de las principales *commodities*, agravada por la desaceleración de la economía mundial, sobre todo en los países emergentes, con un descenso especialmente acusado de los precios del crudo y del gas natural. El fin del "superciclo" que han vivido todas las *commodities* en la última década se debe a la normalización en la demanda de las mismas por parte de China. Pero en el caso del petróleo y del gas natural existe un factor diferencial, inédito hasta la fecha que lleva a pensar que no estamos ante un ciclo más, sino ante un nuevo escenario de mercado, producto de un cambio sustancial en los fundamentales de la industria. Se trata de la llegada masiva

al mercado de la producción no convencional (*shale*), concretamente en EE.UU., como consecuencia de la aplicación de las nuevas técnicas extractivas que han convertido estos recursos en prácticamente ilimitados.

Este *shock* positivo en la curva de oferta derivado de la "revolución del *shale*" ha afectado sobre todo a los mercados gasistas, y en concreto, a los mercados de Gas Natural Licuado (GNL)¹. Ciertamente el incremento en la producción de *light tight oil* (petróleo de formaciones compactas) de los EE.UU que ha venido a añadir 4 mbd en el mercado internacional de petróleo (alrededor de un 4,5% del suministro total de petróleo²) ha modificado la formación de precio en el margen en un mercado ya global. Pero el extraordinario aumento en la producción de gas no

convencional (*shale gas, tight gas y coalbed methane*), que ya representa cerca del 20% del total y se espera que supere el 60% de la producción incremental hasta 2040³, ha transformado la estructura de la oferta mundial de gas, y por ende de la industria gasista. Con una estructura de costes mucho más flexible, la industria de gas no convencional es capaz de poner en el mercado volúmenes significativos a muy corto plazo y por tanto sin necesidad de las rígidas estructuras contractuales a largo plazo tradicionales en la industria. Esta nueva disponibilidad de gas en Australia y Norteamérica ha permitido a su vez, en dos sucesivas oleadas de inversión, una enorme expansión en la capacidad de licuefacción, que puede transformar la fisonomía del comercio internacional de gas y en particular del mercado de GNL.

¹ El Gas Natural Licuado (GNL) es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida, permitiendo 'conectar' orígenes y destinos que no se pueden conectar o es inviable hacerlo vía gasoducto. El GNL introduce mayor flexibilidad en el comercio del gas natural en la medida en que permite conectar varios orígenes y destinos evitando las rigideces de la conexión 'punto a punto' del suministro por gasoducto. Actualmente, el GNL suministra alrededor del 10% de la demanda anual global, siendo el suministro de GNL la fuente de suministro de gas que más rápido ha crecido en los últimos años, con una tasa media anual del 6,3% desde el año 2000.

² Si se tiene en cuenta el resto de producción no convencional (extra-pesados y arenas bituminosas) el porcentaje total de producción no convencional en el total del suministro mundial del crudo ascendería a algo más de un 8%. A futuro, no se espera que el *tight oil* incremente de manera significativa su peso porcentual sobre el suministro total (<5% a 2040), y el total de la producción no convencional de petróleo podría situarse en alrededor del 14%. Fuente: AIEWEO 2015

³ La producción de gas no convencional supone alrededor del 18% y se espera que supere el 30% en 2040. Fuente: AIEWEO 2015

Así, mientras en el caso del crudo existe cierto consenso entre los analistas en que la oferta y la demanda empezarán a equilibrarse previsiblemente hacia finales de este año o a lo largo del año próximo, en el caso del gas el panorama es bien distinto.

Si bien el precio del crudo afecta directamente al precio del gas por la indexación de algunos contratos de suministro (especialmente en la cuenca Asiática), no es el único ni el principal factor. Es más, cada vez tiene menos sentido económico esa indexación entre gas y petróleo, en la medida en que dejen de ser combustibles sustitutivos en sus usos finales⁴. El factor principal que afectará a los precios del gas en los próximos años será el exceso de capacidad de producción que se espera se mantenga hasta principios de la próxima década, como consecuencia de la entrada en operación a lo largo de los próximos años de esa segunda oleada de capacidad de licuefacción actualmente en construcción, que aumentará la capacidad existente hoy día en más de un 45%, lo que podría inundar el mercado de GNL a precios competitivos. Por otra parte, este GNL tendrá que competir en algunos de los mercados principales como Europa o China con gas suministrado por gasoducto desde distintos orígenes, lo que presionará a la baja los precios. Cabe señalar que la competitividad relativa del suministro por gasoducto, derivada en parte de la reducción del coste de las materias primas como el acero, ha mejorado sustancialmente. Por último pero no menos importante, la abundancia de fuentes de suministro de gas competitivas se enfrenta a un entorno de incertidumbre sobre la evolución de la demanda en los principales mercados, especialmente en Asia.

Este entorno de mercado complica la inversión en nuevos proyectos de suministro,

y el coste se convierte en un factor clave. Pero también abre una gran oportunidad para que el consumo de gas se asiente sobre una base más segura gracias a la creciente liquidez y opcionalidad derivada de la abundancia en el suministro.

La industria gasista debe aprovechar esta oportunidad para profundizar en el desarrollo de un mercado más interconectado, eficiente, transparente y competitivo, en el que el papel del GNL será crucial para el crecimiento del sector a largo plazo. Para ello, se requerirá una cierta adaptación por parte de la industria (ya lo está haciendo) impulsando modelos de negocio y estructuras contractuales más flexibles, soportadas también en nuevas soluciones tecnológicas de menor escala, más modulares y menos intensivas en capital, involucrándose al mismo tiempo de manera más proactiva en la creación de nuevos mercados y sectores de demanda.

En este artículo, se ofrece la visión de un desarrollador y operador de infraestructuras líder a nivel internacional, sobre las oportunidades que ofrece el nuevo entorno de mercado en concreto para el sector del GNL y las tendencias emergentes que empiezan a observarse y que se espera se consoliden en los próximos años.

Contexto global actual y perspectivas de mercado en el corto-plazo

En el año 2015 se ha consolidado un entorno de bajos precios en el mercado global del GNL, incrementándose en 7.5 Mtpa el volumen de GNL transado, e incorporándose cuatro nuevos países importadores (Egipto, Jordania, Pakistán y Polonia) y tres nuevas plantas de licuefacción (QCLNG y

GLNG en Australia, y Donggi-Senoro en Indonesia) a la cadena global de suministro.

Asimismo, en el pasado año, el mercado global de GNL ha visto cómo se estrechaban de manera significativa los diferenciales de precios entre los principales mercados regionales, situación derivada principalmente de una drástica reducción de los precios en el mercado asiático impulsada por el efecto de indexación a los precios del crudo, por una demanda menor de la esperada y por un crecimiento importante de la oferta en el Pacífico.

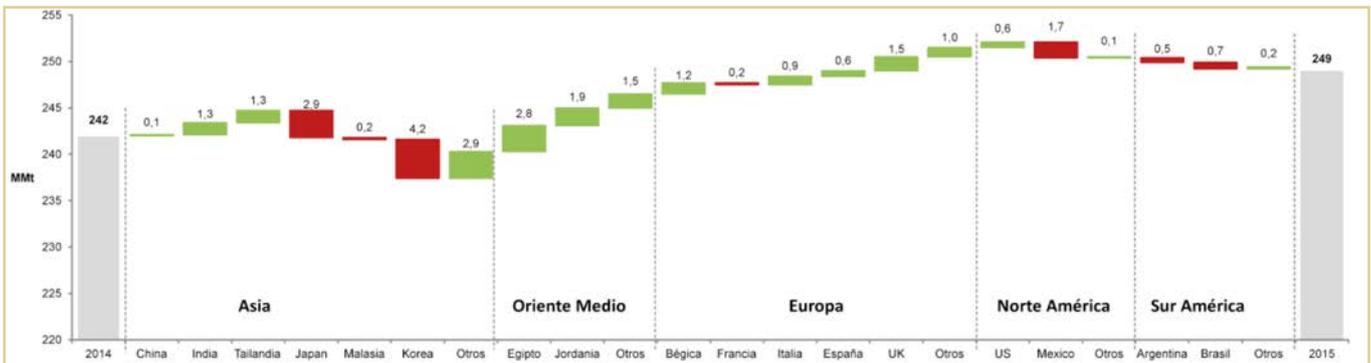
Esta convergencia de precios entre los distintos mercados ha resultado en una acusada reducción de las re-exportaciones, la primera en seis años, que ha afectado principalmente a España, líder absoluto de esta actividad.

En el momento actual se vislumbran una serie de elementos que hacen prever el mantenimiento de los bajos precios del gas en los próximos años:

- La puesta en operación de una segunda oleada de nueva capacidad de licuefacción durante los próximos 5 años (141,5 Mtpa), principalmente desde EE.UU y Australia, que aumentará en más de un 45% la capacidad existente. Esta nueva capacidad, ya en construcción, introducirá presión adicional a la baja en los precios, dificultando su recuperación.
- La incertidumbre sobre la evolución de la demanda, particularmente en Asia, a pesar de los bajos niveles de precio, que no han sido capaces de momento de revertir una desaceleración (o caída, depende del país) de la demanda que se inició ya en 2014.

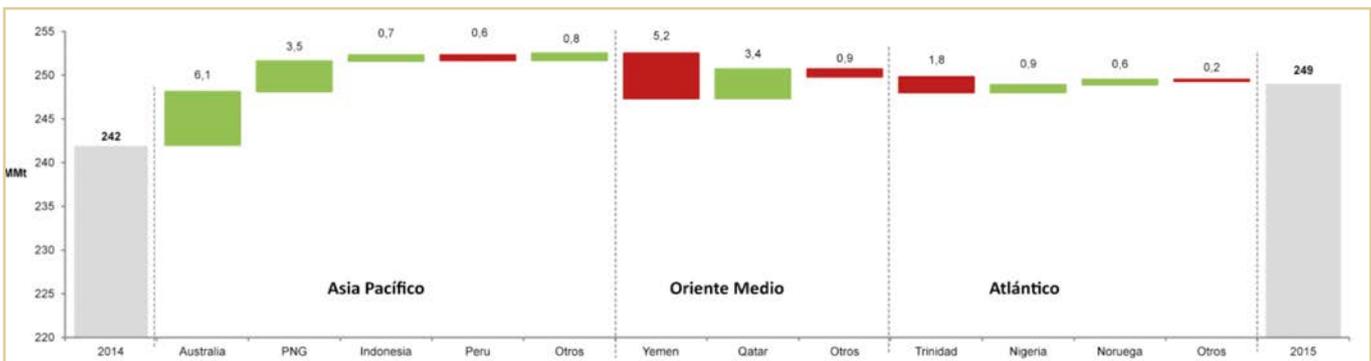
⁴ A medida que se electrifica la economía, el uso del petróleo se confina a los sectores transporte y petroquímico. En generación eléctrica el petróleo es hoy día un combustible residual que pierde peso de forma continuada, ya que el gas presenta claras ventajas en términos de eficiencia técnico-económica para su uso en turbinas de ciclo combinado.

Figura 1. Cambios 2015 vs 2014 en importaciones de GNL



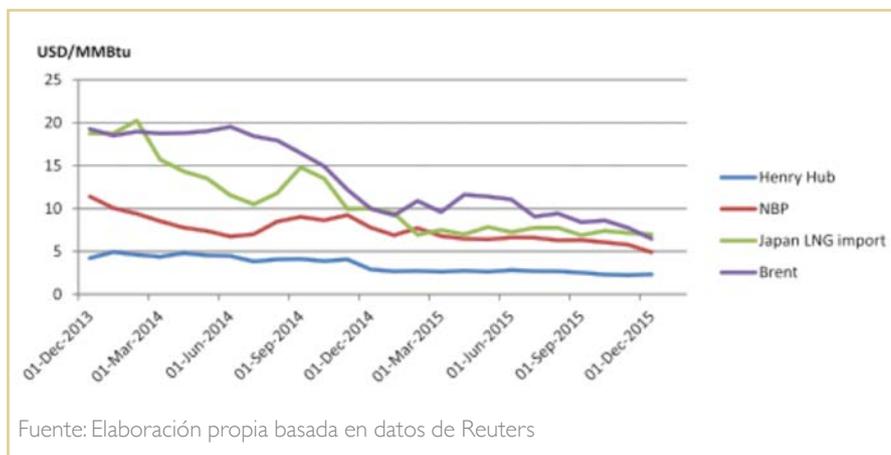
Fuente: Elaboración propia basada en datos de IHS, Reuters y plantas

Figura 2. Cambios 2015 vs 2014 en exportaciones de GNL



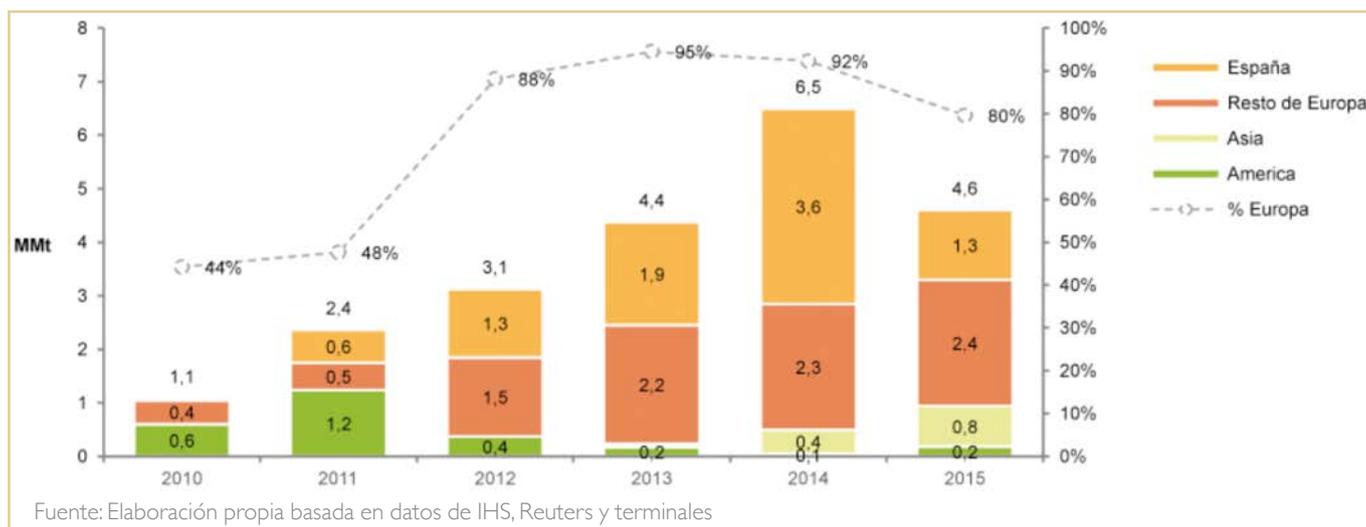
Fuente: Elaboración propia basada en datos de IHS, Reuters y terminales

Figura 3. Evolución de precios de gas y Brent 2014-2015



Fuente: Elaboración propia basada en datos de Reuters

- En China, tercer importador mundial de GNL, la principal incertidumbre a futuro es de naturaleza macroeconómica, en un contexto en el que China está girando hacia una estructura de crecimiento más orientada a servicios y menos intensiva en energía, y con unas tasas de crecimiento más moderadas.
- En el caso de Japón, primer importador de GNL mundial, la principal variable será el ritmo al que se produzca la previsible re-entrada en operación de su parque nuclear.
- Por último, en la mayor parte de la región, incluido no sólo China y Japón, sino también otros grandes consumidores como Corea, y mercados de gran potencial como la India, se está libran-

Figura 4. Evolución de re-exportaciones

do una batalla entre el carbón y el gas natural en el sector eléctrico, que determinará en buena medida la evolución de la demanda de gas en este sector.

- Por último, la situación en el mercado de petróleo, en el que se espera también se mantenga el sobre-abastecimiento actual y bajos precios, que a su vez impactarán en los del GNL por virtud de su indexación en los contratos de aprovisionamiento, fundamentalmente en el mercado asiático, a los precios del crudo.

Por el lado de la oferta, este entorno de mercado dificulta la toma de nuevas decisiones de inversión en capacidad de producción, y la mayoría de proyectos actualmente planificados no iniciarán su construcción en los próximos años. Por otra parte, la incertidumbre de demanda y bajos precios sostenidos favorece aquellos modelos de negocio y soluciones tecnológicas más flexibles y menos intensivas en capital, en toda la cadena de valor, los cuales deben permitir la apertura de nuevos nichos de demanda, tanto a nivel regional como sectorial, y en suma abrir el mercado para el GNL.

Para el consumo, las implicaciones de este entorno de 'mercado de compradores' son indudablemente positivas. En este sentido, es importante recordar en primer lugar cómo el mercado global del GNL ha incrementado su relevancia en los últimos años, siendo el suministro de GNL la fuente de suministro de gas que más rápido ha crecido, con una tasa media anual del 6,3% desde el año 2000. Hoy, el GNL representa alrededor del 33% (dato 2014) del comercio mundial de gas, y el número de países importadores ha pasado de 15 a 34 en los últimos 10 años, con el número de países exportadores pasando de 13 a 17 en el mismo periodo.

La evolución que se viene experimentando en los mercados de GNL hacia mercados más diversificados, líquidos e interconectados resulta de vital importancia a la hora de introducir mayor competencia y eficiencia en los mercados gasistas, aspectos clave para el crecimiento de la demanda a largo plazo. Los nuevos suministros de GNL procedentes de EE.UU, Australia, Canadá, África, Asia Pacífico o Rusia proporcionarán aún mayores opciones a los países importadores, reforzando al mismo tiempo su seguridad de suministro.

En este contexto, se espera que Europa actúe como el mercado de balance que absorberá los excedentes del mercado del GNL global, lo que supone una oportunidad en términos de seguridad energética, diversificación de suministros y competitividad. La Comisión acaba de publicar el 16 de febrero su nuevo *Energy Security Package* en el que incluye una nueva estrategia europea para el GNL y el almacenamiento, definiendo una serie de acciones con objeto de aprovechar al máximo las nuevas dinámicas en el mercado global de GNL, como analizaremos más adelante.

El futuro del gas en la *mix* energético no dependerá únicamente de la evolución de los fundamentales del mercado, sino que estará también condicionado por las políticas y regulaciones en materia de sostenibilidad ambiental. Y en este ámbito, es necesario resaltar la importancia del reciente Acuerdo de París en el marco de la COP21, que supone un hito histórico que sienta las bases para una acción internacional más coordinada de lucha efectiva contra el cambio climático.

Entre las soluciones para alcanzar los objetivos del acuerdo, se requerirá incorporar en

un papel relevante al gas natural, que deberá contribuir a la rápida sustitución de los combustibles fósiles intensivos en carbono y en otros agentes contaminantes, y facilitará a través de su flexibilidad y eficiencia una penetración de las energías renovables creciente y sostenible desde un punto de vista de seguridad, económico y ambiental. El modelo energético del futuro debe estar fundamentado en una efectiva y flexible coordinación de las renovables y el gas natural.

Ahora bien, en ausencia de una señal de precio del CO₂ relevante, que el Acuerdo de París no recoge, las ventajas medioambientales del gas natural sobre el resto de combustibles fósiles no llevarán *per se* a un desplazamiento relevante de éstos por aquel, porque los *economics* no son del todo favorables. A pesar de la caída reciente de los precios del gas, el carbón sigue siendo más competitivo en gran parte de las regiones, tras haber experimentado su precio más de cinco años de caída continua, sin signos robustos de recuperación a día de hoy. Por otro lado, el desplome en el precio del crudo ha cerrado el *gap* de competitividad que se ha abierto para el gas en el pasado reciente en sectores como el transporte.

Es esta falta de políticas y regulaciones ambientales suficientemente ambiciosas, y el contexto de precios de las distintas fuentes de suministro energético, lo que ha llevado por ejemplo a la AIE a revisar a la baja sus perspectivas de largo plazo de crecimiento de la demanda de gas. Si bien la AIE sigue considerando al gas natural como el combustible fósil que mayor crecimiento experimentará en los próximos años, en los últimos tres años ha ido rebajando sus perspectivas de crecimiento para 2030 hasta en 400 bcm, cifra cercana al total de la demanda europea de gas, o equivalente a cerca de tres veces la demanda de gas de Japón.

Así, el sector no debe caer en la complacencia a la que podría invitar un entorno de mercado favorable para el incremento de la demanda y unas ventajas ambientales que favorecen al gas natural en medio del creciente '*momentum*' político entorno a la lucha contra el cambio climático y la contaminación local.

El futuro para el gas no está exento de retos, y la industria gasista necesita adoptar una actitud proactiva, adaptándose a un entorno de mercado más incierto y competitivo, promoviendo de manera decidida nuevos mercados y la creación de demanda en nuevos sectores a partir de un enfoque creciente en la reducción de costes y el incremento de la flexibilidad de sus negocios y sus soluciones tecnológicas. A ello me referiré a continuación.

Los costes de las infraestructuras como aspecto clave de la cadena de valor

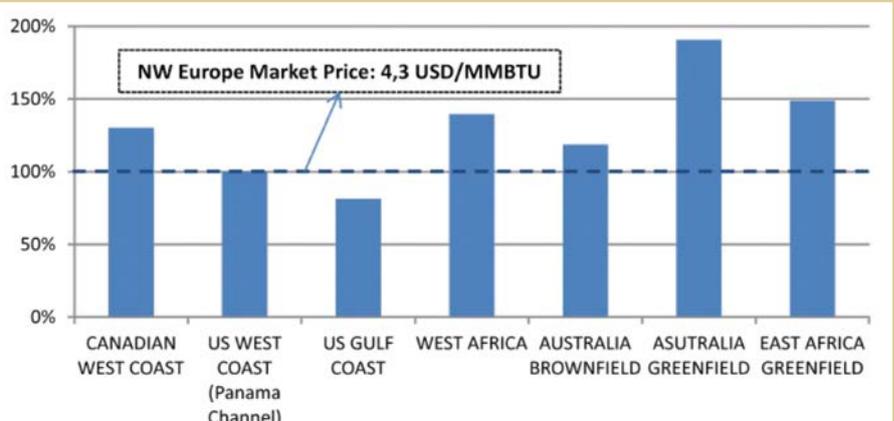
Uno de los principales retos de la industria en los próximos años está relacionado con la cre-

ciente relevancia del coste de infraestructuras gasistas en el entorno actual de bajos precios, convirtiéndose en un factor clave de la competitividad de los proyectos y crítico para determinar la viabilidad de los mismos.

Así, para nuevos proyectos de suministro de GNL, desde distintos orígenes hasta los principales mercados de Asia y Europa, el peso del coste de infraestructuras (licuefacción y regasificación) sobre los costes totales de la cadena de suministro puede variar entre un 30% y un 75% aproximadamente⁵.

Si comparamos estos costes de infraestructuras con el precio actual del mercado de destino, el peso es incluso mayor. Así por ejemplo, el precio del mercado del Noroeste Europeo no sería suficiente a día de hoy ni siquiera para cubrir los costes de infraestructura de la mayor parte de los nuevos proyectos de suministro de GNL, salvo en el caso de los proyectos de la costa del Golfo en EE.UU, donde los costes de infraestructura suponen alrededor de un 80% del precio actual del mercado NBP.

Figura 5. Porcentaje que suponen los costes de infraestructuras (licuefacción + regasificación) frente al precio del mercado⁶ para la entrega de GNL desde distintos orígenes al mercado del Noroeste de Europa



Fuente: Elaboración propia basada en datos de NBP, Reuters, IHS y KPMG

⁵ De manera adicional, los costes del transporte marítimo entre una planta de licuefacción y una terminal de regasificación podrían suponer, dependiendo del trayecto, entre un 5 y un 30% del coste total.

⁶ Precio del NBP a 3 de febrero de 2016: 4,3 USD/MMBTU

Por tanto, el impacto de ganancias de eficiencia en la industria que repercutan en unos menores costes en el desarrollo de infraestructuras puede ser significativo. Por ejemplo, para suministros desde la costa del Golfo en EE.UU al Noroeste de Europa, una reducción del 10% del coste de infraestructuras en el contexto actual de precios (4,3 USD/MMBTU) se traduciría en un incremento del margen (entre el precio y los costes de dichas infraestructuras) de casi el 45%, cuando esta misma reducción de costes hace apenas dos años, con el precio del gas en este mercado llegando a tocar los 11 USD/MMBTU en enero de 2014, supondría una mejora en el mencionado margen de tan sólo el 5%.

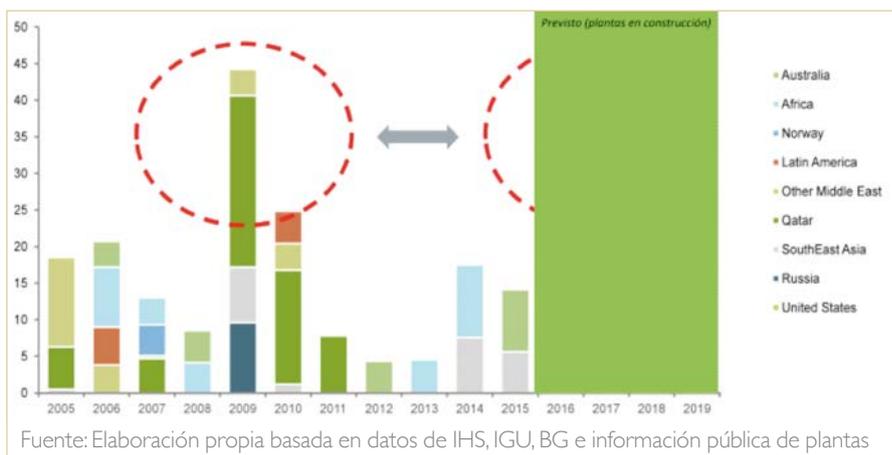
Este aspecto se hace aún más crítico en el desarrollo del GNL para soluciones de "small scale" o las destinadas a su uso como combustible, donde el peso de las infraestructuras es más relevante tanto como coste directo como en comparación con la cadena de suministro del combustible a desplazar.

Como conclusión, para que el GNL tenga precios competitivos frente a otros combustibles alternativos, lo que resulta crucial para asegurar el futuro a largo plazo de nuestra industria, los desarrolladores y operadores de infraestructuras debemos realizar un esfuerzo significativo para reducir los costes totales de suministro. De lo contrario, acabarán apareciendo cuellos de botella y restricciones de capacidad en infraestructuras que podrían dificultar la creación mercados globales de GNL más eficientes.

Una segunda oleada de nueva capacidad de licuefacción en busca de nueva demanda

Deteniéndonos ahora en el lado de la producción, el mercado presenta actualmente un claro panorama de sobre-abastecimiento, que probablemente se mantendrá hasta

Figura 6. Entrada de nueva capacidad (Mtpa) de licuefacción por año



después de 2020 como consecuencia de la segunda oleada de nueva capacidad de licuefacción que entrará en funcionamiento en los próximos años.

La consolidación de un 'mercado de compradores' en los próximos años implicará que los mismos exigirán una creciente flexibilidad contractual que les permita beneficiarse de la liquidez del mercado en el corto plazo y de las posibilidades de adaptación a la demanda y diversificación de suministros a medio y largo plazo, siendo probablemente menos proclives a la firma de contratos tradicionales de aprovisionamiento a largo plazo, para evitar los riesgos y rigideces propias de las restricciones tradicionales *Take-or-Pay*.

La capacidad de adaptación de la industria a estas nuevas condiciones exigidas por los compradores, dependerá de su propia estructura de costes. En este sentido, uno de los mayores retos a la hora de re-balancear los mercados de GNL, en un entorno de desaceleración del crecimiento de la demanda en Asia y fuerte competitividad del carbón, resulta de la elevada inelasticidad de la mayor parte del suministro de GNL de los próximos años, que continuará produciendo en carga

base en la mayor parte de situaciones de mercado, debido a que los costes de capital y fijos, que suponen una parte muy relevante del coste total, son costes hundidos.

No obstante lo anterior, es importante señalar que una parte de los nuevos proyectos actualmente en construcción tiene un perfil de costes diferente al tradicional, que les otorga una mayor capacidad de respuesta a los cambios en el precio de mercado. Así, los proyectos de licuefacción ligados a la producción de *Coalbed Methane* (CBM) en Australia requieren de continuas perforaciones para operar, teniendo por tanto la oferta de estas plantas un alto componente de costes variables. Del mismo modo, para los proyectos de EE.UU, los precios de gas domésticos son un *input* de costes relevante, que también es variable. La consecuencia de esta diferente estructura de costes respecto a la tradicional, es que la utilización de las plantas podría empezar a ajustarse a la baja a precios más elevados en la medida en que los costes variables evitados superen al precio de mercado. Mientras que en el actual nivel de precios estas plantas vinculadas a la producción de gas no convencional en EE.UU y Australia, producirían aún pro-

bablemente en carga base, es posible que su utilización caiga si la situación de sobre-suministro empeora y sigue presionando los precios a la baja.

Por otro lado, los proyectos que ya están en construcción finalizarán la misma independientemente del entorno de precios, pero los proyectos que aún no han tomado la decisión final de inversión (FID) necesitan precios de suministro que les permitan recuperar todos sus costes para salir adelante, por encima de los niveles actuales.

La lógica reacción de la industria *upstream* de *oil & gas* a los bajos precios del crudo ha tendido hacia la reducción de costes y de nuevas inversiones, centrándose éstas en activos clave con rápidos retornos.

Por su naturaleza intensiva en capital y largos periodos de construcción, los proyectos de licuefacción se han convertido en objetivos fáciles para recortar los planes de inversión y muchos de ellos experimentarán retrasos e incluso cancelaciones, preparando el terreno para un mercado de GNL más equilibrado en la próxima década.

En la práctica, el contexto general de precios de las distintas *commodities* está influyendo la competitividad de los distintos proyectos. Así por ejemplo, los proyectos con modelos de negocio ligados al *Henry Hub* se enfrentan a un panorama más complicado en el entorno actual de precios del crudo, que cuando atrajeron el interés de muchos agentes asiáticos entre 2012 y la primera mitad de 2014. Y este entorno podría generar nuevas tendencias de contratación, como apuntan algunas transacciones recientes de GNL de EE.UU. indexado a referencias de precios europeos.

La industria tiene que ser capaz de adaptarse a la nueva situación, bien centrándose

en la minimización de costes y en el incremento de su flexibilidad, bien integrando agentes con mayor capacidad financiera para levantar proyectos sin (o con menor volumen de) contratos de suministro cerrados a largo plazo.

De manera adicional, es importante señalar otra tendencia creciente en el mercado, consistente en una mayor integración vertical con demanda *downstream* (por ejemplo, soluciones *gas-to-power* con promotores involucrados en la propiedad de distintos activos a lo largo de la cadena, incluida la generación eléctrica en base a gas), y que permite por tanto anclar la demanda necesaria para facilitar la financiación del proyecto, asumiendo no obstante parte de la gestión de los riesgos de este eslabón de la cadena.

En resumen, en el nuevo entorno de mercado, las futuras inversiones en el sector del GNL dependerán de la capacidad de la industria de evolucionar hacia modelos de negocio más flexibles.

Potencial de creación de nueva demanda en nuevos países importadores

Centrándonos ahora en lado de la demanda, el re-equilibrio de los mercados de GNL requerirá crear nueva demanda más allá de los mercados habituales o tradicionales, añadiendo nuevos países importadores al mercado.

El mercado del GNL se ha ido transformando paulatinamente en un mercado cada vez más diversificado e interconectado, con

Figura 7. Distribución de la capacidad de importación/regasificación de GNL en función del riesgo soberano del país correspondiente

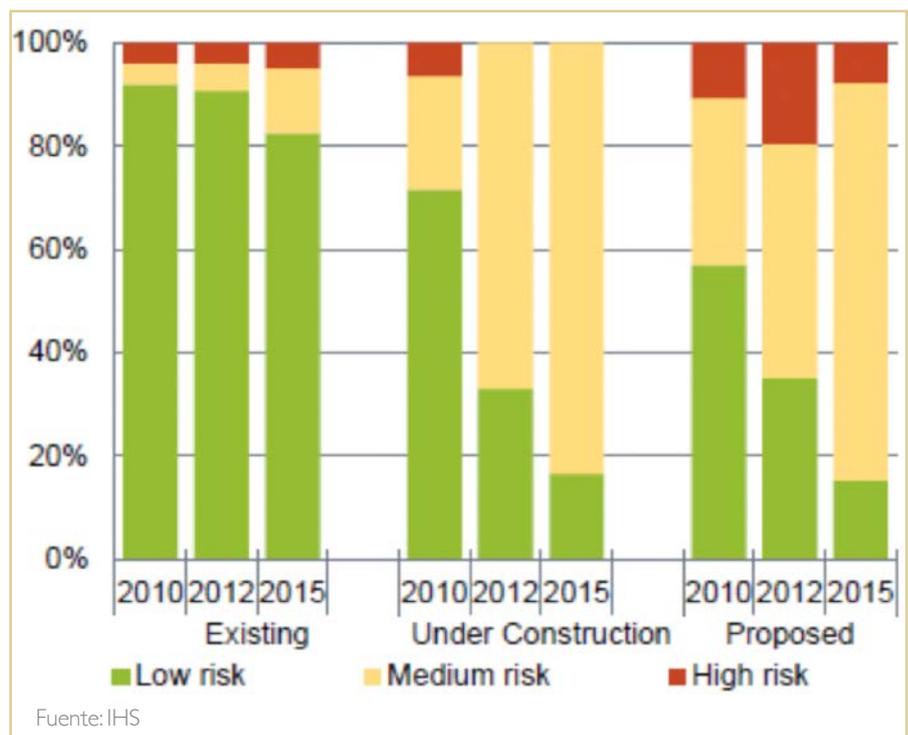


Figura 8. Evolución de número de terminales existentes de importación de GNL por tipología; Evolución del porcentaje que supone el número de terminales offshore y small scale respecto al número total de terminales; Evolución de este mismo porcentaje pero sólo considerando las terminales que convierten a un país en nuevo importador



el número de países exportadores e importadores creciendo un 31% y un 127% respectivamente en los últimos 10 años. Aun así, todavía existe un potencial de demanda relevante esperando acceder al mercado en regiones como Latinoamérica o África con urgentes necesidades de nueva capacidad de generación y elevados precios de electricidad, donde las soluciones “gas-to-power” están soportadas por un racional de mercado robusto, y también en algunos países exportadores del Sudeste Asiático con producción en declino y perspectivas de pasar a ser importadores netos en el corto-plazo.

Estos nuevos mercados implican normalmente un nivel de riesgo más elevado debido a aspectos tales como la incertidumbre de demanda a largo plazo o la calidad crediticia de los potenciales *off-takers*, entre otros.

Frente a estos mayores riesgos, el despliegue de soluciones flotantes (FSRU/FSU), más modulares y de menor escala, está emergiendo como tendencia creciente. Estas soluciones ejercen de cobertura sobre algunos de estos riesgos, permitiendo una implantación más rápida, menos intensiva en capital⁷ y con menor impacto en las comunidades locales y en el medioambiente. Las soluciones flotantes proporcionan al mismo tiempo flexibilidad para desplazarse a otros mercados si la demanda finalmente no se consolida o en caso de incapacidad de pago por parte de los *off-takers*. Los datos de mercado evidencian estas tendencias.

Así pues, la flexibilidad de estas tecnologías ofrece claras ventajas bajo condiciones de elevada incertidumbre de demanda y volatilidad de precios. Permiten asimismo una potencial transformación posterior hacia

soluciones *on-shore* más tradicionales una vez la demanda se consolida, con el objeto de reducir costes operativos aprovechando las economías de escala, pudiendo también reutilizar el mismo activo flotante para abrir un nuevo mercado.

En cualquier caso, si bien una parte de la demanda incremental a medio plazo se originará desde países que a día de hoy no consumen GNL, los consumidores actuales seguirán suponiendo la mayor parte del consumo incremental (Asia y Europa).

Potencial de creación de nueva demanda en nuevos sectores: *bunkering*

Otra fuente de demanda adicional de GNL de creciente importancia es el sector transporte, destacando como oportunidad más

⁷ El hecho de que se puedan construir en “astillero” y luego ser desplazadas hace que sean muy competitivas cuando la unidad tiene destino un país con poca infraestructura/especialización en construcción.

palpable la del sector de transporte marítimo.

Existe un enorme potencial a medio y largo plazo de demanda de GNL por sustitución de otros combustibles. Regulaciones medioambientales y un entorno favorable de precios relativos en el pasado reciente, soportaron un rol creciente, aunque incipiente, del GNL en el sector transporte.

Sin embargo, este es un sector muy sensible al precio y la competitividad relativa del GNL ha empeorado sustancialmente con la caída de los precios del crudo. Los precios relativos constituyen hoy por hoy la principal variable para la demanda de combustibles en el sector transporte. Para que el uso de GNL termine de despegar en este sector es necesario la implantación de regulaciones medioambientales y estándares de eficiencia más exigentes.

Bajo este punto de vista, el sector del transporte marítimo es el que mayores oportunidades presenta para una mayor penetración del GNL a corto y medio plazo, debido principalmente al elevado nivel de emisiones de SO_x de este sector en la actualidad y los beneficios que podría aportar una sustitución por GNL de los combustibles marítimos actuales:

- El transporte marítimo supone apenas el 2.7% de las emisiones globales de CO_2 , pero causa más del 14% de las emisiones de SO_x y entre el 18-30% de las emisiones de NO_x . La sustitución de los combustibles marítimos actuales por GNL podría eliminar casi por completo las emisiones de SO_x , reduciendo entre

un 20% y 25% las del CO_2 , un 90% las de NO_x y un 99% las de partículas.

- La Organización Marítima Internacional está empujando de forma decidida para aprovechar este potencial. La limitación global del 3.5% en el contenido de sulfuro de los combustibles marítimos, efectiva desde enero de 2012, está previsto que se reduzca al 0.5% desde Enero de 2020. Dentro de las denominadas Áreas de Control de Emisiones (ECA por sus siglas en inglés), el límite de contenido en azufre se redujo al 0.1% desde el 1% previo, desde 1 de enero de 2015.

Para poner en perspectiva la magnitud del sector de transporte marítimo, a efectos orientativos se puede señalar de manera aproximada, que de media, un ferry navegando de manera continua durante un año, consume el mismo combustible que 10.000 coches durante ese mismo periodo de tiempo.

En este entorno, el uso del GNL como combustible marítimo se está expandiendo rápidamente, con 134 buques suministrados por GNL en operación o en construcción a principios de 2015. Como en cualquier sector emergente, la evolución de la demanda es incierta, pero el potencial es elevado: las estimaciones se mueven en un rango amplio, con estimaciones más moderadas como las de la AIE de 31 bcma en 2040, y otras más optimistas que apuntan a 50 bcma⁸.

En 2020, expertos de la industria (DNV-GI) esperan alrededor de 1000 nuevos buques con motores de gas natural, esto es, alrededor de un 10-15% de los nuevos barcos.

Adicionalmente, alrededor de 600-700 barcos podrían reformarse para que pudieran consumir GNL. Más allá de 2020, se estima que alrededor del 30% de los barcos que se construyan anualmente, podrían ser suministrados por GNL.

En cualquier caso, el uso del GNL en transporte marítimo no está tampoco exento de retos:

- Los actuales bajos precios del crudo no favorecen el uso del GNL.
- La cadena logística de GNL (criogénica) enfrenta problemas de competitividad para la sustitución de las actuales cadenas logísticas de fueles y gasoils no criogénicas y más amortizadas.
- Existe una suerte de dilema "chicken-and-egg" que dificulta el desarrollo de la infraestructura adecuada en ausencia de prospectivas claras de demanda.

Para superar estos retos, la industria necesita actuar de manera decidida en dos frentes:

- Una cooperación más estrecha entre todos los agentes de la industria y las instituciones a lo largo de toda la cadena de valor para promover mecanismos y modelos de cooperación que permitan mitigar los riesgos comerciales, alinear intereses de negocio y mover proyectos relacionados tanto con oferta como con demanda de forma paralela⁹.
- Regulaciones ambientales y de estandarización más efectivas.

⁸ Fuente: Oxford Institute for Energy Studies: "The Impact of Lower Gas and Oil Prices on Global Gas and LNG Markets", Howard Rodgers, Julio 2015..

⁹ Un ejemplo de dicha cooperación entre agentes industriales es el proyecto Core LNGas Hlve, formado por más de 42 socios y liderado por Enagás dentro del programa CEF-T de la Comisión Europea.

El papel emergente de nuevos agentes importadores en el mercado chino

A nivel global, y a pesar de las dificultades actuales en los mercados de gas, se espera que la demanda de GNL se incremente de manera muy significativa a medio y largo plazo, especialmente en la región de Asia-Pacífico. La materialización de estas perspectivas dependerá en gran medida de la evolución del consumo de gas en China.

China se ha convertido en el tercer importador de GNL en la última década (iniciando sus importaciones en 2006), con la demanda de gas incrementándose a tasas del 16% anual que superaban las tasas de "sólo" el 11% anual de crecimiento de la producción doméstica.

A pesar de ello, la participación del gas en la matriz de energía primaria de China es tan sólo del 5%. Además, la reciente desaceleración de las tasas de crecimiento del PIB y los cambios estructurales de su economía están derivando en un menor crecimiento de la demanda y una menor utilización de la capacidad de importación existente.

Cierto es que el carbón continúa siendo una fuente de suministro energético muy competitiva en China, incluso en el entorno actual de bajos precios del GNL. Pero China ha tomado ya importantes medidas para mitigar los crecientes problemas de contaminación local en sus ciudades y para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con el sector energético, incluyendo mercados subregionales de derechos de emisión. Esto debiera abrir una ventana de oportunidad para una mayor penetración de gas en la matriz energética, y facilitará la fuerte expansión que están experimentando las renovables en generación eléctrica. Un mayor impulso por

parte de las autoridades locales, no tanto de las autoridades nacionales, resultaría determinante para que el gas jugara un papel incluso más protagonista.

Otro elemento relevante en el mercado chino tiene que ver con la reforma que está impulsando el Gobierno para incrementar la competencia y eficiencia en la industria energética, dentro de un marco más amplio de reformas de las empresas estatales. Esta reforma pretende atraer inversores privados e incluye políticas específicas para incrementar la demanda de gas. En este sentido, la reducción a finales de 2015 de los precios regulados de gas para la industria es un paso importante.

Dentro del mercado de gas chino, existe un potencial de crecimiento de demanda especialmente relevante para el GNL en la región costera, donde existen unos drivers robustos:

- La demanda de gas es mayor en estas áreas costeras, densamente pobladas, con elevadas tasas de urbanización y con regulaciones ambientales más estrictas.
- Altas necesidades de importación de GNL, sin perjuicio del futuro desarrollo de los recursos domésticos no convencionales, con resultados hasta el momento decepcionantes.

En este entorno de mercado están emergiendo con fuerza nuevos agentes al lado de las tres grandes empresas nacionales (*National Oil Companies* o NOCs), que esperan ganar cuotas de mercado significativas en los principales centros de consumo gas de la región costera y que pueden convertirse en dinamizadores del mercado chino, y por ende, global. Estos agentes están llevando a cabo una intensa actividad de promoción y

desarrollo de nuevas terminales de regasificación con el objeto de asegurar su acceso a fuentes de suministro internacionales, ante las dificultades de acceder a la capacidad existente en terminales de regasificación en operación propiedad de las tres NOCs. Actualmente, China está desarrollando el 31% de la capacidad de regasificación que se encuentra en construcción o planificación a nivel mundial, y alrededor de un 33% de la misma está siendo desarrollada por nuevos agentes distintos de las tres NOC.

Dado que estos nuevos entrantes carecen de experiencia previa, tanto en el desarrollo y la operación de terminales de regasificación, como en aprovisionamiento de GNL en el mercado internacional, necesitarán encontrar fórmulas de cooperación con agentes internacionales y asegurar fuentes fiables de suministro para desarrollar una base sólida de clientes *downstream*. A las compañías internacionales del sector que buscan involucrarse de manera más proactiva en la creación de nuevos focos de demanda, o el impulso de un crecimiento más robusto en sus mercados tradicionales, se les ofrece una oportunidad única para abrirse a estos nuevos agentes y buscar soluciones conjuntas que contribuyan al desarrollo de un mercado de gas más competitivo y dinámico en China.

Europa: prioridad de diversificación de suministros y rol de balance del mercado global

¿Cuál es el papel de Europa, principal región importadora de gas a nivel mundial, y uno de los mercados tradicionales de GNL, en este entorno de mercado?

De forma resumida, y como ya se ha adelantado, Europa será previsiblemente la región de balance que absorberá (al menos en parte) los excedentes globales de GNL.

Y esta conclusión está soportada por los siguientes aspectos:

- La demanda de gas en Europa se ha incrementado un 7% en 2015, después de experimentar una caída continuada entre 2010-2014. Se vislumbran palancas adicionales para un potencial crecimiento a corto plazo especialmente en el sector eléctrico, si bien continúa en niveles bajos y con presiones por ambos lados (carbón y renovables), lastrada en parte por un bajo precio del CO₂.
- La producción doméstica está decreciendo, acelerada por las limitaciones impuestas a la producción en *Groningen*, lo que sitúa a Europa en una creciente dependencia de las importaciones de gas.
- Por último, Europa dispone además de mercados profundos y líquidos de gas, de una elevada capacidad de infraestructuras infrutilizadas, especialmente en terminales de regasificación de GNL, y de algunos suministros por gasoducto con condiciones contractuales relativamente flexibles. Con una capacidad de regasificación en la Unión Europea de 193,6 bcma a finales de 2015, sus importaciones de GNL se estima que se situaron en 41,9 bcma, lo que implicó un ratio de utilización medio de alrededor del 21,6%.

Así pues, estos elementos deberían permitir a Europa aprovechar los excedentes actuales y previstos para los próximos años en el mercado global de GNL, y cubrir sus necesidades crecientes de importación diversificando al mismo tiempo un suministro muy dependiente de algunos orígenes como Rusia, que suministra alrededor del 40% de las importaciones de gas de la Unión Europea, siendo

además la única alternativa de suministro en seis países de la Unión. El papel de Europa como mercado de balance incrementará la presión sobre la estrategia de exportación de Rusia, con las consiguientes implicaciones sobre precio y demanda de gas en Europa. Y aquí es necesario recordar la ventaja competitiva del gas ruso, que con más de 100 bcma de capacidad disponible no aprovechada aún, con costes variables de corto plazo por debajo de los 3.5 USD/MMBtu, dificultan el racional puramente comercial del GNL en gran parte de Europa.

En este sentido se dirigen los esfuerzos de la Comisión, que acaba de publicar el día 16 de febrero su *Energy Security Package* en desarrollo de la Estrategia Europea para la Unión Energética. Uno de los objetivos principales de la Unión Energética es precisamente completar la integración de mercados y la diversificación del suministro externo para reducir la elevada dependencia de Europa de algunos suministradores como Rusia. Y este nuevo *Energy Security Package* incluye, entre otros elementos, una Comunicación de la Comisión sobre una nueva estrategia europea para el GNL y el almacenamiento que resalta la oportunidad que supone para la Unión Europea la expansión del suministro global de GNL prevista para los próximos, en términos tanto de seguridad y diversificación de suministros, como de competitividad. Para poder aprovechar todo el potencial de esta oportunidad la Comisión define una serie de acciones para alcanzar tres objetivos complementarios:

- Asegurar que se desarrolla la infraestructura necesaria para completar el mercado interior permitiendo a los Estados miembros beneficiarse del acceso a los mercados internacionales de GNL.

- Completar el mercado interior del gas para que envíe las señales de precios adecuadas.
- Cooperar con socios internacionales para promover mercados globales de GNL liberalizados, líquidos y transparentes.

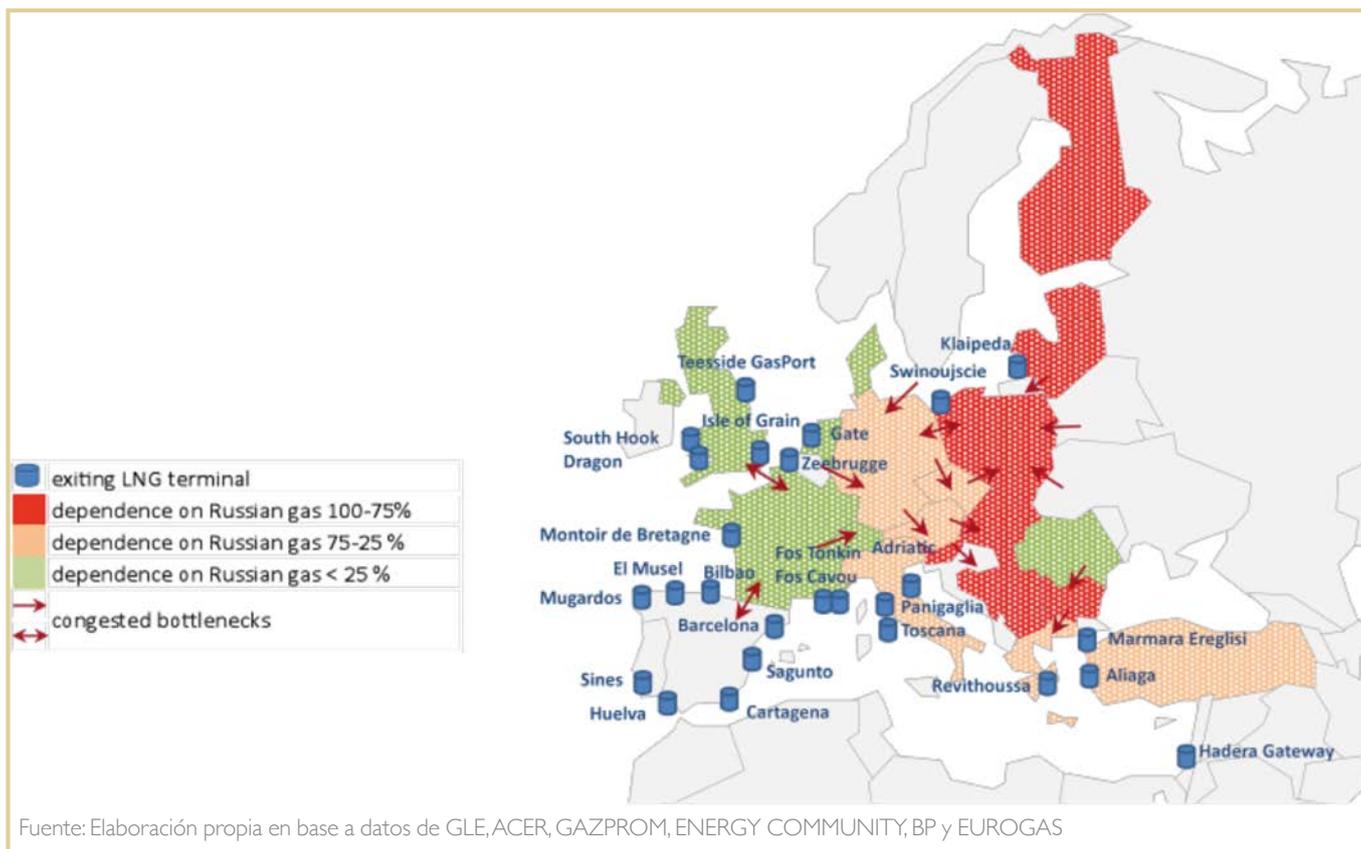
Al mismo tiempo, la Comisión destaca como el GNL puede contribuir a la consecución del objetivo de sostenibilidad de la UE, reduciendo impactos medioambientales, en especial, en el sector transporte, y también a través de soluciones "*small-scale*" para suministrar calor y electricidad a consumidores de áreas no conectadas a la red gasista.

Como consecuencia de todas estas dinámicas, se van a modificar los flujos tradicionales de entrada de gas en Europa. Y la plena integración permitirá que dicho gas fluya sin restricciones dentro del mercado interior europeo. Ello requiere desarrollar nuevas infraestructuras gasistas, a pesar de la infrutilización de las infraestructuras existentes, tanto para la importación cercana a puntos clave en regiones vulnerables, como para la mejor integración de mercados, soportadas por un racional robusto de diversificación regional y de un decidido apoyo político que permita superar las barreras comerciales que enfrentan estos proyectos, en muchos casos redundantes, derivadas de una situación de débil demanda y de elevada competitividad en costes del gas ruso.

Un claro ejemplo de infraestructuras adicionales clave necesarias es precisamente el caso de MIDCAT. España cuenta con 67,1 bcma de capacidad de importación¹⁰ a través de terminales de GNL, que vienen experimentando ratios de utilización de al-

¹⁰ Capacidad de regasificación, incluyendo la planta de El Musel. Adicionalmente existiría una capacidad de cisternas de 2,2 bcma, lo que lleva la capacidad máxima de importación a 69,4 bcma.

Figura 9. Situación en Europa de principales infraestructuras de importación de GNL, congestiones en interconexiones y mercados en función de su dependencia del suministro de gas ruso



rededor del 20%, y que suponen alrededor de un tercio de la capacidad de importación de GNL de la Unión Europea. Sin embargo, tan sólo una pequeña porción de esta capa-

cidad puede ser aprovechada canalizándose por gasoducto hacia Europa a través de los Pirineos. MIDCAT permitiría doblar la capacidad de exportación desde la Península

Ibérica hacia el resto de Europa incrementando el valor de las terminales españolas para el resto de Europa en términos de diversificación de suministro.

Conclusión

La enorme cantidad de nueva capacidad de producción de GNL disponible en el mercado en los próximos años augura un entorno de bajos precios en el futuro cercano.

Consecuentemente, los nuevos proyectos de GNL, especialmente en el ámbito *upstream*-licuefacción, se enfrentan a una situación complicada para salir adelante en los próximos años.

Esta situación de sobre-abastecimiento en el mercado del GNL no ha sido resultado de una decisión estratégica consciente y puede resultar por tanto en una pérdida de valor relevante para algunos inversores. Pero este entorno de mercado abre la puerta también a una oportunidad única para que la industria global del gas profundice en el desarrollo de un mercado de GNL más interconectado, eficiente, transparente y competitivo, que es, sin duda, la mejor herramienta para soportar un crecimiento robusto del sector a largo plazo.

La estructura de precios de los nuevos contratos de GNL está moviéndose hacia modelos más flexibles, emergiendo una amplia variedad de estructuras contractuales. Así, recientemente se han observado transacciones de GNL de EE.UU indexado a *hubs* europeos, o transacciones de GNL de orígenes distintos a EE.UU, en Asia, indexados a Henry Hub. La aparición de estructuras de contratación y precios más diversificados es un elemento positivo y apunta a una creciente flexibilidad y madurez del mercado.

Las condiciones del *trading* de gas en Asia están mejorando de manera continua, tanto en términos de liquidez como de transparencia en precios. Mercados *spot* más maduros pueden proporcionar una plataforma robusta para el desarrollo de mercados futuros en la región.

Mientras tanto, la industria a lo largo de toda la cadena de valor, debe adaptarse de manera ágil a este nuevo entorno, contribuyendo activamente a la creación de nuevos nichos de demanda.

Y los Gobiernos deberán asumir su responsabilidad de manera más efectiva, incrementando sus esfuerzos en los próximos años para apoyar el desarrollo y refuerzo de sus infraestructuras gasistas, no sólo físicas sino también regulatorias, para aprovechar todas las ventajas que ofrece este combustible limpio, seguro, flexible y competitivo. ■