



INFORME ANUAL DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS 2017



Informe anual del
Mercado Organizado de Gas
2017

Informe anual del Mercado Organizado de Gas (2017)
Enero 2018

Edición: MIBGAS S.A.
Alfonso XI, 6. 28014 Madrid.
www.MIBGAS.es
Maquetación: Óbice Comunicación, S.L.
Imprime: Agencia Gráfica.
ISBN: 978-84-697-8977-3
Depósito legal: C 131-2018

© MIBGAS S.A. 2018. Todos los derechos reservados.

I am pleased to present the second Annual Report on the evolution of the Organized Gas Market (MIBGAS) in Spain, which, as on the previous occasion, has the primary objective of serving as a source to help all stakeholders (researchers, market analysts, price reporting agencies, institutions, companies in the sector and the general public) understand how this market evolves in our country. Additionally, on the MIBGAS website (www.mibgas.es) you may access most of the market data that were used to elaborate the report.

For MIBGAS, 2017 can be considered a year of consolidation. After a trial run, during which the evolution of MIBGAS was largely reliant on the implementation of (regulatory) measures to promote liquidity, last year it was less dependent on them, as a result of agents voluntarily searching for this market, either as an alternative source of short-term supplies, or as a means to manage their imbalances, aware that it's becoming easier to find a counterparty for their offers. Consequently, in 2017, MIBGAS significantly increased its liquidity and narrowed the gap towards its ultimate goal: to become the reference spot market for all agents who operate in the Iberian wholesale gas market.

This year's Annual Report analyzes the progress of MIBGAS within a very complex scenario in which the price of the MIBGAS D+1 contract has been deeply strained by shocks in supply and demand fundamentals. However, as noted in the report, the price of this product (the most representative one of MIBGAS' spot nature) has responded adequately to these shocks, which is why it can now be considered a reference for the short-term wholesale gas market in Spain.

The growth in liquidity has been an essential factor for buffering and mitigating the impact of such shocks on MIBGAS prices. In this sense, the consolidation of the voluntary market maker function, as defined by Article 20 of Royal Decree 984/2015 of 30 October, must be stressed.

Additionally, it must be pointed out that the Regulatory Oversight Board of the Spanish energy regulator, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), recommended in a report dated on 12 September 2017 to *“approve the establishment of mandatory market making duties for dominant operators in the natural gas sector”*. Following this recommendation, the State Secretariat for Energy published in a **Resolution dated 14 November 2017** the agreement reached in Spain's Council of

Ministers whereby the dominant operators in the natural gas sector are obliged to post purchase and sale offers in the MIBGAS platform, thus developing and putting into practice the liquidity-fostering tool included in Additional Clause 34 of Law 34/1998, of the Hydrocarbons Sector.

Once MIBGAS' spot nature was consolidated and the path towards liquidity was paved, it was still necessary to complete its exchange dimension by offering agents the chance to also negotiate term products with the possibility of clearing and settling those transactions in a clearinghouse.

To this end, in compliance with article 14 of RD 984/2015 dated October 30th and Order ETU/1997/2016 dated December 23rd, we've set up MIBGAS Derivatives (to enable trading in the Organized Market of gas title-transfer products delivered at the system's PVB with a delivery horizon longer than the last day of the month following negotiation, as well as that of LNG products with delivery in the storage tanks of regasification facilities and natural gas products with delivery in the underground storage facilities) and we have also signed a cooperation agreement with OMIClear.

I am aware that the same factors which have put pressure on prices in certain periods of 2017 will continue to do so in 2018, as long as the Organized Market doesn't reach its maximum level of liquidity; liquidity which, without a doubt, we expect will be strengthened in 2018, both by the implementation of Government regulatory measures and by the positive effect stemming from the circular relationship between MIBGAS spot and MIBGAS Derivatives.

Pursuing our commitment towards continuous improvement in obtaining and processing information related to gas markets, I hope that our 2017 report fulfills its purpose: to provide transparent and accurate information, data and analysis so that it becomes an essential reference for understanding the Organized Market for natural gas in Spain.

Antonio Erias Rey

President of MIBGAS

É com muito prazer que apresento o segundo Relatório anual sobre a evolução do Mercado Organizado do Gás (MIBGAS) em Espanha que, como na ocasião anterior, tem como objetivo principal o de ser uma fonte em que todos os interessados (investigadores, analistas de mercado, *price reporting agencies*, instituições, empresas do setor e público em geral) possam conhecer como evoluiu este mercado em Espanha. Por outro lado, é possível, através do link do sítio MIBGAS (www.mibgas.es), aceder à maioria dos dados do mercado utilizados para preparar o presente relatório.

O ano de 2017 pode ser considerado o ano da consolidação do MIBGAS. Após um período inicial, em que a evolução do MIBGAS esteve em boa parte subordinada à implementação de medidas legislativas para promover a sua liquidez, o ano que agora termina demonstrou uma menor dependência em relação a estas, como consequência da afluência voluntária dos agentes ao mercado, conscientes de que é cada vez mais fácil encontrar nele uma contraparte para as ofertas efetuadas, seja como alternativa de abastecimento no curto prazo, seja para efetuarem ações de balanceamento. Em 2017 o MIBGAS aumentou de modo considerável a sua liquidez, reduzindo significativamente a distância que o separa do seu objetivo final: tornar-se no mercado spot de referência para todos os agentes que operam no mercado ibérico grossista do gás.

No Relatório anual deste ano analisa-se o progresso do MIBGAS dentro de um cenário muito complexo, no qual o preço do contrato MIBGAS D+1 esteve submetido a fortes pressões devido a variações na oferta e na procura. No entanto, como se constata no relatório, o preço deste produto (o mais importante na oferta spot do MIBGAS) respondeu adequadamente a esses choques, razão pela qual pode já ser considerado representativo do mercado grossista de curto prazo do gás em Espanha.

Para reduzir o impacto que tais choques exercem sobre o sinal de preço spot oferecido pelo MIBGAS tornou-se imprescindível aumentar a liquidez do mercado. A esse respeito, e na sequência do artigo 20º do Decreto Real 984/2015, de 30 de outubro, importa em 2017 destacar a consolidação da função de criador de mercado voluntário.

Por outro lado, e tendo em conta a recomendação incluída no Relatório sobre o funcionamento do mercado grossista de gás aprovado pelo Conselho de Supervisão Regulatória da Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia na sua sessão de 12 de setembro de 2017, no qual se propõe "*aprovar a instituição de obrigações de criador de mercado para os*

operadores dominantes no setor do gás natural", a Secretaría de Estado de Energía, por **Portaria (Resolución) de 14 de novembro de 2017**, publicou a Resolução do Conselho de Ministros de 10 de novembro de 2017, a qual determina a obrigação de os operadores dominantes do setor do gás natural apresentarem ofertas de compra e venda o que vem, por consequência, impor de facto a realização das funções de criador de mercado a estes operadores, em conformidade com a disposição adicional 34ª da Ley 34/1998, de 7 de outubro, do Setor dos Hidrocarbonetos.

Consolidada a oferta *spot* do MIBGAS e desbravado o caminho para atingir a sua liquidez, faltava ainda completar a sua dimensão *exchange*, oferecendo aos agentes a oportunidade de nele negociar também os seus produtos de futuros, bem como a possibilidade de compensar e liquidar na câmara de compensação as transações efetuadas.

Com esta finalidade, e de acordo com o artigo 14º do Decreto Real 984/2015 de 30 de outubro e com a Orden ETU/1997/2016, de 23 de dezembro, foi criada a MIBGAS Derivatives (para permitir a negociação no Mercado Organizado de produtos de transferência de titularidade do gás entregue no PVB do sistema com um horizonte temporal superior ao do último dia do mês seguinte ao da negociação, bem como de produtos de GNL nos tanques das instalações de regaseificação e de gás natural nas armazenagens subterrâneas) e formalizou-se um acordo de cooperação com a OMIClear.

Estou ciente de que os mesmos fatores que pressionaram os preços em certos períodos de 2017 continuarão a fazê-lo em 2018, enquanto o Mercado Organizado não atingir o seu nível máximo de liquidez; liquidez essa que, sem dúvida, esperamos se fortalecerá em 2018, quer através das medidas legislativas implementadas pelo Governo quer pelo efeito positivo decorrente da relação de complementaridade entre o MIBGAS Spot e a Derivatives.

Face ao nosso compromisso de procurar uma contínua melhoria na recolha e tratamento da informação sobre os mercados do gás, espero que o Relatório 2017 tenha cumprido o seu objetivo: o de fornecer, de uma forma transparente e precisa, a informação, os dados e as análises que permitam convertê-lo numa publicação de consulta obrigatória para o conhecimento do Mercado Organizado do Gás natural em Espanha.

Antonio Erias Rey
Presidente MIBGAS

Me complace presentar el segundo Informe anual sobre la evolución del Mercado Organizado de Gas (MIBGAS) en España que, como en el año anterior, persigue como objetivo servir de fuente de información de referencia para todos los interesados (investigadores, analistas de mercados, *price reporting agencies*, instituciones, empresas del sector y público en general) en conocer cómo evoluciona dicho mercado en nuestro país. De forma complementaria, a través del siguiente enlace a la página web de MIBGAS (www.mibgas.es) se accede a la mayoría de los datos del mercado utilizados para la elaboración de este informe.

El año 2017 puede considerarse el año de la consolidación de MIBGAS. Tras un periodo de rodaje, en el que la evolución de MIBGAS estuvo supeditada en buena parte a la implementación de medidas (regulatorias) de fomento de la liquidez, en 2017 se ha puesto de manifiesto su menor dependencia de las mismas como consecuencia de la búsqueda voluntaria que de este mercado han realizado los agentes, bien como alternativa de aprovisionamiento en el corto plazo, bien como medio donde poder cubrir sus desbalances, conscientes de que cada vez resulta más sencillo encontrar contraparte para las ofertas realizadas. De esta forma, en 2017 MIBGAS incrementó considerablemente su liquidez acortando de manera muy significativa la distancia que le separa de su fin último: convertirse en el centro de mercado spot de referencia para todos los agentes que operan en el mercado mayorista ibérico de gas.

En el Informe anual de este año se analiza el progreso de MIBGAS dentro de un escenario muy complejo en el que el precio del contrato MIBGAS D+1 ha estado fuertemente tensionado por shocks en los fundamentales de la oferta y de la demanda. No obstante, como así se constata en el informe, el precio de este producto (el más significativo del carácter *spot* de MIBGAS) ha respondido de manera adecuada a dichos shocks por lo que puede ya considerarse representativo del mercado mayorista de gas de corto plazo en España.

En la reducción del impacto que dichos shocks ejercen sobre la señal de precios spot que ofrece MIBGAS, ha resultado imprescindible el incremento de su liquidez. En este sentido, cabe destacar en 2017, en desarrollo del artículo 20 del Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, la consolidación de la función de creador de mercado voluntario.

Por otra parte, teniendo en cuenta la recomendación incluida en el Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su sesión de 12 de septiembre de 2017, en la que se pro-

pone “aprobar el establecimiento de obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes en el sector del gas natural”, la Secretaría de Estado de Energía publica, mediante **Resolución del 14 de noviembre de 2017**, el Acuerdo del Consejo de Ministros (de 10 de noviembre de 2017) por el que se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural imponiéndose, en consecuencia, la realización de las funciones de creador de mercado a dichos operadores de conformidad con la disposición adicional trigésima cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Consolidado el carácter *spot* de MIBGAS y allanado el camino hacia su liquidez, quedaba pendiente completar su dimensión *exchange* ofreciendo a los agentes la oportunidad de negociar también en su plataforma productos a plazo y con posibilidad de compensar y liquidar las transacciones realizadas en Cámara de Compensación.

Con este fin, al amparo del artículo 14 del RD 984/2015 de 30 de octubre y de la Orden ETU/1997/2016 de 23 de diciembre, hemos creado MIBGAS Derivatives (para habilitar la negociación en el Mercado Organizado de productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el PVB del sistema con un horizonte temporal superior al último día del mes siguiente de negociación, así como productos de GNL en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos) y se ha formalizado un acuerdo de cooperación con OMIClear.

Soy consciente de que los mismos factores que han tensionado los precios en determinados periodos de 2017 continuarán haciéndolo en 2018, en tanto el Mercado Organizado no alcance su máximo nivel de liquidez; una liquidez que, sin duda, esperamos se verá fortalecida en 2018 tanto por las medidas regulatorias implementadas por el Gobierno como por el efecto positivo derivado de la relación circular entre MIBGAS Spot y Derivatives.

Comprometidos con nuestro compromiso de mejora continua en la obtención y tratamiento de la información sobre los mercados de gas, espero que el Informe 2017 haya cumplido su propósito: proporcionar de forma transparente y precisa la información, los datos y su análisis que permitan convertirlo en la publicación de consulta obligada para el conocimiento del Mercado Organizado de Gas natural en España.

Antonio Eras Rey
Presidente MIBGAS

Índice

RESUMEN	15
MIBGAS EN 2017	17
INTRODUCCIÓN	25
1. DESARROLLO REGULATORIO Y CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS	29
1.1. Desarrollo regulatorio	29
1.2. Objetivo europeo: el mercado interior de la energía	38
1.3. El Gas Target Model (GTM) y los códigos de red	42
1.4. Actualización y revisión del Gas Target Model	45
1.5. Situación actual de los hubs gasistas en Europa	47
2. ATRIBUCIONES DEL MERCADO DE GAS	53
2.1. MIBGAS como operador del Mercado Organizado de Gas	54
2.2. MIBGAS como Gestor de Garantías	63
3. MIBGAS DERIVATIVES	69
3.1. Desarrollo regulatorio	69
3.2. Objetivo	70
3.3. Segmentos de Mercado	71
3.4. Cámara de Compensación	71
4. EL GAS COMO ENERGÍA DE TRANSICIÓN	73
5. CONTEXTO INTERNACIONAL	81
5.1. El mercado global de gas natural	81
5.2. El mercado de gas natural en la Unión Europea	96
6. EL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA	109
6.1. Principales características del sistema gasista español	109
6.2. La demanda de gas natural	110

6.3. La oferta de gas natural	114
6.4. El mercado mayorista de gas natural en España en 2017	121
7. LIQUIDEZ DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS	133
7.1. Introducción	133
7.2. Número de agentes activos en el Mercado	136
7.3. Volúmenes negociados en MIBGAS	138
7.4. Órdenes registradas y transacciones ejecutadas	148
7.5. Medidas de fomento de la liquidez	153
7.6. Monitorización de la liquidez	156
8. DINÁMICA DEL PRECIO SPOT EN MIBGAS EN 2017	165
8.1. Introducción	165
8.2. Evolución de los precios en MIBGAS	169
8.3. Precios en MIBGAS y en los mercados europeos	181
8.4. Precio <i>spot</i> del gas natural y del gas natural licuado en los mercados internacionales	195
9. REPRESENTATIVIDAD DE LA SEÑAL DE PRECIOS	201
9.1. Introducción	201
9.2. Formación del precio <i>spot</i> en el Mercado Organizado de Gas	202
9.3. Dinámica de la señal de precios: fundamentales de la oferta	206
9.4. Dinámica de la señal de precios: fundamentales de la demanda	218
ANEXO I: PRINCIPALES HUBS EUROPEOS	227
ANEXO II: UNIDADES Y ABREVIATURAS	228
ANEXO III: BIBLIOGRAFÍA	232
ANEXO IV: LISTADO DE GRÁFICOS, TABLAS, IMÁGENES, ESQUEMAS Y FIGURAS	237

Summary

In a year in which European natural gas hubs have increased their degree of integration, MIBGAS has forged steadily ahead along the path of liquidity, asserting itself as a spot market and providing a price signal which can now be considered to represent the reality of the short-term wholesale natural gas market in Spain.

This is made clear, on the one hand, by the fact that in 2017 MIBGAS doubled its traded volume with respect to 2016, reaching 13,376 GWh (or 3.8% of the total national demand for natural gas). And, on the other hand, by confirming that the price of its most representative product (MIBGAS D+1) has reacted to changes in supply and demand fundamentals as expected in a mature market, according to economic theory.

As happened in 2016, this has been mainly due to the regulatory measures to promote liquidity deployed in 2017 (especially those related to an effective implementation of the Balancing Circular of October 1st, 2016), although the true turning point has to do with the noteworthy growth (over 200% with regard to 2016) of the volumes negotiated in MIBGAS corresponding to transactions between traders (which already represent 77.5% of total transactions). This fact is also reflected in the substantial increase in the number of agents registered in the market by the end of 2017 (65 agents), compared to the previous year (45 in December 2016).

Consequently, the values of the variables that make up MIBGAS's Aggregate Liquidity Index, and the index itself, show a clear improvement with respect to 2016 for both the MIBGAS D+1 and MIBGAS M+1 products, although these values are still far from those featured by Europe's two reference trading hubs (TTF and NBP).

In Europe, natural gas prices remained stable and near 2016 levels thanks to a context of oversupply in the global natural gas market due to, on the one hand, the slowdown in the recovery of global demand and, on the other hand, to the growth in natural gas production.

In 2017 the price of MIBGAS D+1 was put under pressure by the spot price for power in Spain, such tension being driven by the share of natural gas in the electricity generation "mix", by the peaks in conventional natural gas demand and by the upward trend (particularly in the last months of the year) of the price of LNG in Asia. Thus, the MIBGAS D+1 contract started the year with closing values above 30€/MWh, followed by a trough period between March and August (when the price ranged between 15€ and 19€/MWh) and ending the year with an average price in the month of December of around 26€/MWh. The price volatility of MIBGAS D+1 remained relatively stable for most of the year, its annualized value ranging between 30% and 50%, with specific periods of maximum volatility (reaching over 120%) mainly due to the variability of power generation by natural gas-fueled units.

Likewise, the behavior of the price of the MIBGAS D+1 product reinforces the hypothesis about the strong link between its evolution and how the prices of the TRS and TTF D+1 products evolve throughout the year. Under normal supply and demand conditions, the prices at MIBGAS and TRS are strongly correlated with those in the rest of Europe (TTF). Alternatively, when the Spanish gas market features demand peaks and/or when both the Spanish system and southern France's system need to be supplied with LNG, then the D+1 prices at MIBGAS and TRS are quite aligned, although decoupled from prices in northwest European hubs (TTF and NBP).

Resumo

Num ano em que os *hubs* europeus mantêm o objetivo de alcançar a integração, o MIBGAS continuou a avançar, de modo sustentado, no caminho da liquidez, consolidando-se como mercado *spot* (à vista) e fornecendo um sinal de preços que pode já ser considerado como representativo da realidade do mercado grossista de gás natural no curto prazo em Espanha.

Tal é demonstrado pelo facto de, em 2017, o MIBGAS ter duplicado o volume de gás negociado em 2016, atingindo 13,376 GWh (ou seja, 3,8% da procura total espanhola de gás natural). E, por outro lado, o preço do seu produto mais representativo (MIBGAS D+1) ter respondido, na maior parte dos casos, às variações na oferta e na procura como, de acordo com a teoria económica, seria de prever num mercado maduro.

Tal como em 2016, para esta realidade contribuíram as medidas legislativas implementadas em 2017, destinadas a promover a liquidez (em especial, a partir de 1 de outubro de 2016, a relacionada com a implementação efetiva da Circular de Balance), embora o verdadeiro ponto de viragem tenha sido o considerável crescimento (mais de 200% relativamente a 2016) ocorrido no volume negociado no MIBGAS, correspondente a transações entre comercializadores (que representam já 77,5% do total negociado). Tal facto deve-se também ao aumento substancial ocorrido no número de agentes registados no mercado no final de 2017 (65 agentes), quando comparado com o ano anterior (45 a dezembro de 2016).

Por consequência, os valores das variáveis que influenciam o Índice Agregado de Liquidez e o próprio índice mostram uma clara melhoria em relação a 2016, tanto para o produto MIBGAS D+1 como para o MIBGAS M+1, embora esses valores divirjam ainda dos registados pelos dois *hubs* de referência da Europa (TTF e NBP).

No contexto europeu, os preços do gás natural permaneceram bastante estáveis e aos níveis de 2016, graças à situação de excesso de oferta registada no mercado internacional do gás como consequência, por um lado, da desaceleração da recuperação da procura global e, por outro, da expansão da produção deste combustível.

O preço do MIBGAS D+1 esteve submetido a fortes pressões em 2017 devido ao preço *spot* da eletricidade em Espanha, em função do peso que o gás natural teve no mix da geração de eletricidade, dos picos da procura convencional e da tendência altista (em particular nos últimos meses do ano) do preço do GNL na Ásia. O produto MIBGAS D+1 iniciou assim o ano com preços acima dos 30€/MWh para, após um período entre março e agosto (em que o preço oscilou num intervalo entre os 15€ e 19€/MWh), fechar com um preço médio de cerca de 26€/MWh em dezembro. Como tal, a volatilidade do preço MIBGAS D+1 manteve-se relativamente estável durante quase todo o ano, oscilando num intervalo entre os 30% e 50%, com períodos pontuais de volatilidade máxima (atingindo mais de 120%) devida, fundamentalmente, à variabilidade da geração de eletricidade a partir do gás natural.

Do mesmo modo, o comportamento do preço do produto MIBGAS D+1 reforçou a hipótese da sua forte correlação com a evolução desse preço no TRS e no TTF durante muitos momentos do ano, dependendo de as condições de oferta e procura serem aquelas que foram inicialmente previstas –caso em que o MIBGAS e o TRS estão fortemente correlacionados entre si e com o resto da Europa (TTF)– ou existam condições de mercado caracterizadas por "picos" de procura no sistema espanhol do gás e/ou em que tanto o sistema espanhol como o do sul de França necessitem ser abastecidos com GNL –situação em que, exceto momentos específicos, o MIBGAS e o TRS se apresentam bastante alinhados entre si, embora não o estejam com os outros *hubs* do noroeste da Europa (TTF e NBP)–.

Resumen

En un año en el que los *hubs* europeos mantienen el pulso de la integración, MIBGAS ha continuado avanzando con paso firme por la senda de la liquidez, consolidándose como mercado *spot* y proporcionando una señal de precios que puede ya considerarse representativa de la realidad del mercado mayorista de gas natural en España en el corto plazo.

Así lo demuestra, por un lado, el hecho de que en 2017, con respecto a 2016, MIBGAS haya multiplicado por dos el volumen de gas negociado, alcanzando los 13.376 GWh (es decir, el 3,8% de la demanda total nacional de gas natural). Y, por otro lado, el que el precio de su producto más representativo (el MIBGAS D+1) haya respondido, la mayor parte del tiempo, a las variaciones en los fundamentales de la oferta y de la demanda como era de prever, de acuerdo con la teoría económica, en un mercado maduro.

A esta realidad han contribuido, como ocurrió en 2016, las medidas regulatorias sobre fomento de la liquidez desplegadas en 2017 (sobre todo la relativa a la implementación efectiva de la Circular de Balance, a partir del 1 de octubre de 2016), aunque el verdadero punto de inflexión ha sido en el considerable crecimiento (más del 200%), con relación a 2016, que han experimentado los volúmenes negociados en MIBGAS correspondientes a transacciones entre comercializadores (que ya representan el 77,5% del total transaccionado). Así mismo, debe destacarse el sustancial incremento que ha registrado el número de agentes dados de alta al cierre de 2017 (65 agentes), respecto de un año antes (45 en diciembre de 2016).

Consecuentemente, los valores de las variables que conforman el Índice Agregado de Liquidez, y el propio índice, muestran tanto para el producto MIBGAS D+1 como MIBGAS M+1 una clara mejora con respecto a 2016, si bien todavía dichos valores se apartan de los alcanzados en los dos *hubs* de referencia en Europa (TTF y NBP).

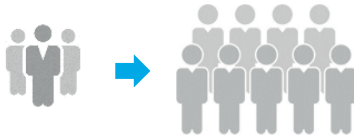
En el contexto europeo, los precios del gas han permanecido bastante estables y en los niveles de 2016 gracias a la situación de sobreabastecimiento que ha registrado el mercado internacional de gas consecuencia, por un lado, de la desaceleración en la recuperación de la demanda global y, por otro lado, de la expansión de la producción de este combustible fósil.

Por su parte, el precio del MIBGAS D+1 estuvo fuertemente tensionado por el precio *spot* eléctrico en España, dependiendo del protagonismo que adquiriese el gas natural en el “mix” de generación eléctrica, por los picos de demanda convencional y con la tendencia alcista (particularmente, en los últimos meses del año) del precio del GNL en Asia. Así, el contrato MIBGAS D+1 comenzaba el año con valores por encima de los 30 €/MWh para cerrarlo, tras un periodo valle entre los meses de marzo y agosto (en el que el precio se movió en un corredor comprendido entre 15 y 19 €/MWh), con un precio promedio en el mes de diciembre situado en el entorno de los 26 €/MWh. Por otro lado, la volatilidad del precio MIBGAS D+1 se mantuvo relativamente estable casi todo el año en una banda comprendida entre el 30% y el 50%, con periodos puntuales de máxima volatilidad (llegando a superar el 120%) debidos, fundamentalmente, a la variabilidad de la generación eléctrica mediante gas natural.

Así mismo, el comportamiento del precio del producto Diario D+1 en MIBGAS refuerza la hipótesis acerca de su fuerte vinculación con la evolución de este precio en TRS y TTF, por un lado, y con el precio *spot* del GNL, por otro durante muchos momentos del año, dependiendo de que las condiciones de la oferta y de la demanda sean normales –en cuyo caso, MIBGAS y TRS están fuertemente correlacionados entre sí y con el resto de Europa (TTF)–, o se den condiciones de mercado caracterizadas por “picos” de demanda en el sistema gasista español y/o por situaciones en las que tanto el sistema español como el del sur de Francia necesiten aprovisionarse de GNL –en estos casos, salvo momentos puntuales, MIBGAS y TRS están bastante alineados aunque desacoplados con los demás *hubs* del noroeste de Europa (TTF y NBP)–.

MIBGAS en 2017

NÚMERO DE AGENTES



65 agentes
dados de alta

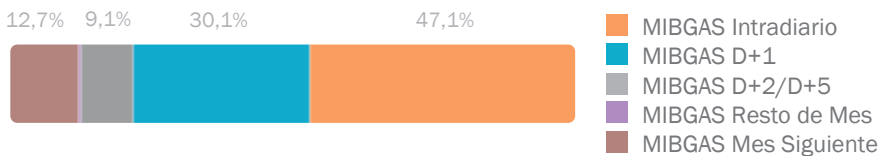
VOLUMEN NEGOCIADO

13.376 GWh

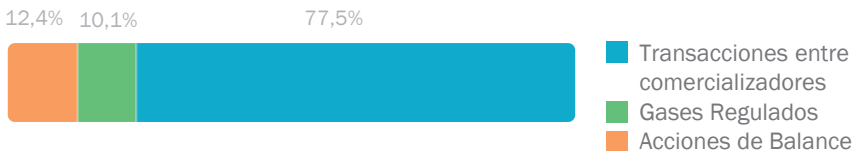
3,8% Demanda total nacional

6,5% Tasa de crecimiento medio mensual

POR TIPO DE PRODUCTO



POR TIPO DE NEGOCIACIÓN



TRANSACCIONES REALIZADAS

27.005 transacciones

Introduction

MIBGAS (acronym for Mercado Ibérico del Gas / Iberian Gas Market) started its activity on December 16th, 2015 under law 8/2015, dated May 21st, and a subsequent regulatory development (Royal Decree 984/2015 dated October 30th), together with a Resolution dated December 4th, 2015, from the State Secretariat for Energy, on Market Rules, the Contract of Adherence and Market Resolutions. Thus began a transformation process from a wholesale gas market model based on bilateral transactions (OTC), non-transparent and with clear restrictions for access, towards one with an Organized Market (exchange: spot and futures) that uses the Gas Target Model (GTM) as a building tool. Compared to the former, in addition to providing transparency and lower entry barriers, both from the supply and the demand sides, the new market model also: improves efficiency, provides flexibility to the agents' gas portfolios, facilitates the balancing of the system to both agents and the System Technical Manager, further secures supply by bringing it closer to demand and, finally, offers arbitrage opportunities through international trading.

It is safe to say that the creation and start-up of MIBGAS improves competition in that segment of the natural gas value-chain that is closest to consumers (wholesale and retail markets), reinforcing market stability and having a clearly favorable impact on the sector, both at the macro and microeconomic levels. Therefore, a high level of liquidity in MIBGAS will bring transparency (providing a reliable and credible price signal), efficiency, and competition to the Spanish wholesale gas market, which will lead to higher efficiency overall in the country's energy system, ultimately to the advantage of consumers.

On the other hand, our energy market is relevant in the European context, given that natural gas represents around 20% of primary

energy consumption in Spain, which places our country, according to the volume of natural gas consumption, in sixth place within the European Union (EU), after Germany, the UK, Italy, France, and the Netherlands.

Therefore, considering the importance of natural gas in the Spanish energy system and its unquestionable role as transitional energy leading to a decarbonized economy model, it is essential that the Spanish gas wholesale market operates efficiently, an objective towards which MIBGAS contributes transparency, efficiency, and competition.

Hence, having stated the main regulatory milestones that have stimulated the growth of MIBGAS in 2017 and having examined its legal foundations, the characteristics of MIBGAS and its attributions, as well as having reviewed the international (at a global and EU scale) and national contexts of the natural gas market and verified its role as transitional energy, this report focuses on analyzing the evolution of liquidity in the Organized Gas Market, on the factors conditioning the dynamics of the price signal it provides and, finally, on that signal's representativeness.

Likewise, considering that for an Organized Market to fully meet its expectations (thus closing a virtuous circle in which liquidity attracts liquidity) it ought to provide agents with means (market products and counterparty credit tools) to manage the risk resulting from operating in a volatile market, this document has dedicated a specific section to presenting MIBGAS Derivatives: a new actor in the Spanish Organized Market that covers the negotiation of forward (futures) products delivered at the PVB, as well as LNG products delivered in the storage tanks of regasification plants and natural gas delivered in underground storage facilities.

Specifically, in relation to the first annual report (corresponding to 2016), this edition has incorporated a number of differential elements and new sections in order to: (1) highlight the new attributions of MIBGAS, particularly as System Guarantees Manager; (2) highlight the role of gas in the transition towards a decarbonized economy; (3) expand the information related to the Spanish wholesale gas market, dedicating a specific section to the OTC market; and (4) add thoroughness to the analysis of the evolution of MIBGAS.

Regarding this last point, Section 7 of the report covers the analysis of liquidity and depth in the MIBGAS platform through a study of the evolution of variables such as: the number of agents registered in the Organized Market and their level of activity; the traded volumes of gas, both in absolute value and in relation to the total national demand for this fossil fuel; and the number of registered orders and executed transactions. This section also includes a review of the impact of related 2017 regulatory measures on the liquidity of MIBGAS; and it incorporates information on how the MIBGAS Aggregate Liquidity Index has evolved, which is particularly relevant since it allows to accurately assess the degree of maturity of the Organized Gas Market.

In the following section, related to MIBGAS spot price dynamics, the evolution of the price of the MIBGAS D+1 product and its volatility are analyzed under (fundamental) supply and demand factors, putting its variation into context with regard to certain European reference hubs (TRS and TTF, among others) to assess the level of convergence of the price of the MIBGAS D+1 product and D+1 prices in other European markets. The study is finally supplemented, on the one hand, by an analysis of the degree of representativeness of the MIBGAS prices, based on the evolution of the "bid-ask spread" of the most relevant products in this market and a comparison of prices provided by MIBGAS with regard to those in the OTC market (especially the front-month product delivered at the PVB). On the other hand, the study also includes an overview of the evolution of natural gas and liquefied natural gas (LNG) prices in international markets, taking into account the effect of LNG trading on natural gas prices.

The report concludes with a section dedicated to examining the representativeness of the price signal provided by the Organized Market, particularly with regards to the product MIBGAS D+1, as an indicator of the spot price in the Spanish wholesale gas market. This analysis, compared to the previous year's, is now more precise and cut down, thanks to the availability of a broader history of data at MIBGAS which has allowed us to determine, in considerable depth, whether the evolution of the D+1 price responds to variations in supply and demand fundamentals according to economic theory predictions.

Introdução

Com a Lei 8/2015 de 21 de maio e o subsequente desenvolvimento legislativo (Decreto Real 984/2015 de 30 de outubro), em conjunto com a Portaria da Secretaría de Estado de Energía de 4 de dezembro de 2015 relativa ao Regulamento (Reglas) do Mercado, Contrato de Adesão e Resoluções do Mercado, iniciava-se a atividade do Mercado Ibérico do Gás (MIBGAS) a 16 de dezembro de 2015. Começava assim o processo de mudança de um modelo de mercado grossista do gás baseado em transações bilaterais (OTC), opaco e com evidentes restrições ao acesso, para o de um Mercado Organizado (*exchange: spot* e futuros) que usa como paradigma o *Gas Target Model* (GTM) o qual, em comparação com o primeiro, para além de proporcionar uma maior transparência e reduzir as barreiras à entrada, tanto do lado da oferta como do lado da procura, melhora a eficiência, dá flexibilidade à carteira do gás dos agentes, facilita a manutenção do equilíbrio do sistema (balanceamento) quer aos agentes quer ao Gestor Técnico do Sistema (GTS), aumenta a segurança do abastecimento, aproximando a oferta da procura e, finalmente, oferece oportunidades de arbitragem através de *trading* internacional.

Pode-se portanto afirmar que a criação e o arranque do funcionamento do MIBGAS veio incrementar a concorrência na cadeia de valor do gás mais próxima dos consumidores –os mercados (grossista e de retalho)– reforçando a sua estabilidade e tornando mais evidentes os impactos favoráveis (micro e macroeconómicos) sobre o setor. Portanto, um alto nível de liquidez no MIBGAS trará transparência (proporcionando um sinal de preços fiável e reputado), eficiência e concorrência ao mercado grossista espanhol do gás, o que resultará num incremento da eficiência do sistema energético do país favorecendo, em última instância, os consumidores.

Dado que o gás natural representa cerca de 20% do consumo energético primário em Espanha o que, de acordo com o volume de gás natural consumido, coloca este país em sexto lugar dentro da União Europeia (UE), depois da Alemanha, Reino Unido, Itália, França e Holanda, este é claramente um mercado de energia muito relevante.

Tendo em consideração o peso do gás natural no sistema energético espanhol e o seu papel inquestionável como energia de transição para um modelo de economia sem carbono, é essencial que o mercado grossista espanhol do gás opere eficientemente para o que é condição necessária, dada a transparência, eficiência e competência que incorpora, a concertação do MIBGAS.

Daí que, uma vez apresentados os principais pontos da legislação que estimularam o crescimento do MIBGAS em 2017; revistas bases legais, as características do MIBGAS e as suas atribuições; bem como tendo analisado o contexto internacional (mundial e da União Europeia) e nacional do mercado do gás natural e verificado o papel deste combustível como energia de transição, este relatório se tenha focado em analisar a evolução da liquidez do Mercado Organizado do Gás, os fatores que têm condicionado a dinâmica do sinal de preços que fornece e, por último, a representatividade deste sinal.

Se, para poder cumprir plenamente as suas expectativas, encerrando um círculo virtuoso em que liquidez atrai liquidez, o Mercado Organizado deve colocar à disposição dos agentes as ferramentas (de mercado, de contraparte, etc.) para a gestão do risco resultante da operação num mercado volátil, foi por outro lado necessário lançar a MIBGAS Derivatives, a nova face do Mercado Organizado do Gás espanhol, que gere a negociação de produtos a prazo (futuros) entregues no PVB, bem como de produtos GNL nas unidades de regaseificação e de gás natural nas armazenagens subterrâneas, questão a que o presente documento dedicou uma secção específica.

Concretamente, nesta edição incorporaram-se, em relação ao primeiro relatório anual (correspondente a 2016), determinados elementos e novas seções para: (1) destacar as novas atribuições do MIBGAS, em particular como Gestor de Garantias; (2) salientar o papel do gás na

transição para uma economia sem carbono; (3) ampliar as informações relacionadas com o mercado grossista espanhol do gás, dedicando uma secção específica ao mercado OTC; e (4) incrementar o rigor das análises realizadas sobre a evolução do MIBGAS. Quanto a este último ponto:

A secção 7 do relatório abrange a análise da liquidez e da profundidade do MIBGAS, através do estudo da evolução de variáveis tais como o número de agentes registados no Mercado Organizado e o seu nível de atividade, os volumes de gás negociados, tanto em valor absoluto quanto em relação à procura espanhola total do gás, e o número de pedidos registados e de transações efetuadas. Esta secção termina com uma análise do impacto que as medidas legislativas, que nesse sentido foram publicadas em 2017, tiveram sobre a liquidez do MIBGAS. É também particularmente relevante a informação sobre a evolução do Índice Agregado de Liquidez apresentada nesta secção, uma vez que este permite avaliar com precisão o grau de maturidade do MIBGAS.

Na secção seguinte, dedicada à dinâmica do preço *spot* no MIBGAS, são analisadas de modo particular a evolução do preço do produto MIBGAS D+1 e a sua volatilidade a partir dos fatores determinantes (ou fundamentos) da oferta e da procura, contextualizando a sua variação em relação à variação deste produto em *hubs* de referência europeus (TRS e TTF entre outros) para avaliar o nível de convergência do seu preço no MIBGAS com o dos mercados europeus. Por último, este estudo é complementado, por um lado, pela análise do grau de representatividade do preço no MIBGAS partindo do mercado e da evolução do "*bid-ask spread*" dos produtos neste mais relevantes e da comparação dos preços MIBGAS com os correspondentes no mercado OTC (em particular, o relativo ao produto Mês Seguinte com entrega no PVB) e, por outro, com uma visão sobre a evolução dos preços do gás natural e do gás natural liquefeito (GNL) nos mercados internacionais, levando em consideração o efeito que o *trading* de GNL tem nos preços do gás.

O relatório termina com uma secção dedicada ao estudo da representatividade do sinal de preços que o Mercado Organizado

proporciona, em particular no que diz respeito ao produto MIBGAS D+1, como indicador do preço *spot* no mercado grossista do gás em Espanha. Em relação ao ano anterior esta análise conseguiu ser mais precisa e ajustada graças à disponibilidade no MIBGAS de um histórico de dados de maior dimensão, que permitiu determinar, já com um grau de profundidade certamente representativo, se a evolução do preço do referido produto responde às variações da oferta e da procura de acordo com o previsto pela teoria económica.

Introducción

Mediante la Ley 8/2015 de 21 de mayo y su desarrollo reglamentario (Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre), junto con la Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, sobre las Reglas del Mercado, Contrato de Adhesión y Resoluciones de Mercado, se iniciaba, el 16 de diciembre de 2015, la actividad del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS).

De esta forma, comenzaba el proceso de transformación de un modelo de mercado mayorista de gas basado en transacciones bilaterales (OTC), opacas y con evidentes restricciones de acceso, hacia otro con un Mercado Organizado (*exchange*: *spot* y futuros) que utiliza como punto de partida el *Gas Target Model* (GTM).

Frente al primero, además de proporcionar transparencia y disminuir las barreras de entrada, tanto desde el lado de la oferta como de la demanda, el nuevo modelo mejora la eficiencia, dota de flexibilidad a la cartera de gas de los agentes, facilita a los agentes y al Gestor Técnico del Sistema (GTS) el mantenimiento equilibrado (balance) del sistema, incrementa la seguridad de suministro acercando la oferta a la demanda y, por último, ofrece oportunidades de arbitraje mediante *trading* internacional.

Puede afirmarse, en consecuencia, que la creación y puesta en funcionamiento de MIBGAS incorpora competencia en la fase de la cadena de valor del gas más próxima a los consumidores: los mercados (mayorista y minorista), reforzando su estabilidad y haciendo que resulten más evidentes los impactos favorables (macroeconómicos y microeconómicos) sobre el sector. Por tanto, un elevado nivel de liquidez en MIBGAS traerá transparencia (proporcionando una señal de precios fiable y reputada), y competencia al mercado mayorista de gas español, lo que redundará

en un incremento de la eficiencia del sistema energético del país favoreciendo, en última instancia, a los consumidores.

Un mercado energético muy relevante, por otro lado, dado que el gas natural representa alrededor del 20% del consumo de energía primaria en España, lo que sitúa a nuestro país, de acuerdo con el volumen de gas natural consumido, en el sexto lugar dentro de la Unión Europea (UE) tras Alemania, Reino Unido, Italia, Francia y Holanda.

Considerando, por tanto, el peso de gas natural en el sistema energético español y su papel como energía de transición hacia un modelo de economía descarbonizada, resulta imprescindible que el mercado mayorista de gas español funcione de manera eficiente, para lo que es condición necesaria el concierto de MIBGAS.

Una vez expuestos los principales hitos regulatorios que estimulan el crecimiento de MIBGAS en 2017, repasados los fundamentos jurídicos, las características de MIBGAS y sus atribuciones, así como revisado el contexto internacional y nacional del mercado del gas natural y constatado el papel de este combustible como energía de transición, el presente informe se ha centrado en analizar la evolución de la liquidez del Mercado Organizado de Gas, los factores que han condicionado la dinámica de la señal de precios que proporciona y, por último, la representatividad de dicha señal.

Así mismo, teniendo en cuenta que para poder cumplir plenamente sus expectativas, cerrando un círculo virtuoso en el que liquidez atrae a liquidez, el Mercado Organizado ha de poner a disposición de los agentes herramientas (de mercado, de contrapartida, etc.) para la gestión del riesgo resultante de operar en un mercado volátil, en este documento se ha dedicado un apartado específico a presentar MIBGAS Derivatives: la nueva cara del Mercado Organizado español que cubre la negociación de los productos a plazo (futuros) entregados en el PVB, así como productos de GNL en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.

De manera específica, con relación al primer informe anual (correspondiente a 2016), en esta edición se han incorporado nuevos apartados

con el fin de: (1) destacar las nuevas atribuciones de MIBGAS, particularmente como Gestor de Garantías; (2) resaltar el papel del gas en la transición hacia una economía descarbonizada; (3) ampliar la información relativa al mercado mayorista de gas español, dedicando un apartado específico al mercado OTC; y (4) añadir rigor a los análisis realizados sobre la evolución de MIBGAS.

El capítulo 7 del informe abarca el análisis de la liquidez y profundidad de MIBGAS a través del estudio de la evolución de variables como el número de agentes dados de alta en el Mercado Organizado y su grado de actividad, los volúmenes de gas negociados, tanto en valor absoluto como con relación a la demanda total nacional de este combustible fósil y el número de órdenes registradas y de transacciones ejecutadas. Este epígrafe se completa con un repaso al impacto sobre la liquidez de MIBGAS de las medidas regulatorias adoptadas al respecto en 2017. Es de particular relevancia, así mismo, la información sobre la evolución del Índice Agregado de Liquidez que se incorpora en este apartado, toda vez que el mismo permite obtener una visión clara sobre el grado de madurez de MIBGAS.

En el apartado que le sigue, correspondiente a la dinámica del precio *spot* en MIBGAS, se analiza de manera particular la evolución del precio del producto MIBGAS D+1 y su volatilidad a partir de los factores determinantes (o fundamentales) de la oferta y de la demanda, contextualizando su variación con la correspondiente a este contrato en determinados *hubs* europeos de referencia (TRS y TTF, entre otros). Se complementa finalmente este estudio, por un lado, con el análisis del grado de representatividad del precio en MIBGAS, partiendo de la evolución del “*bid-ask spread*” de los productos más relevantes de este mercado y de la comparación de los precios que proporciona MIBGAS con los correspondientes en el mercado OTC (en particular, el relativo al producto Mes Siguiente con entrega en el PVB), y, por otro lado, con una visión sobre la evolución de los precios del gas natural y del gas natural licuado (GNL) en los mercados internacionales, habida cuenta del efecto que sobre los precios del gas tiene el *trading* de GNL.

El informe concluye con una sección dedicado al estudio de la representatividad de la señal de precios que proporciona el Mercado Organizado, y particularmente el producto MIBGAS D+1, como indicador del precio *spot* en el mercado mayorista de gas en España. Este análisis, con relación al del año anterior, ha podido precisarse y ajustarse mucho más al disponerse de un histórico más amplio de datos en MIBGAS que han permitido determinar, con mayor grado de exactitud, si la evolución del precio de dicho producto responde a las variaciones en los fundamentales de la oferta y de la demanda de acuerdo con las predicciones de la teoría económica.

1. Desarrollo regulatorio y características del Mercado Organizado de Gas

1.1. DESARROLLO REGULATORIO

Para comprender las claves del desarrollo del Mercado Organizado de Gas en España es necesario, previamente, referirse al marco europeo, toda vez que el citado marco es la causa-raíz que ha provocado las transformaciones estructurales de los mercados de gas en Europa. Unas transformaciones a las que el mercado mayorista secundario gasista español se ha sumado con cierto retraso, y que se han explicitado a través de la publicación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, en cuyo artículo 65.bis se crea el Mercado Organizado de Gas.

El origen de las mencionadas transformaciones tiene que ver con dos cambios estructurales en los mercados gasistas: el denominado TPA (*Third Party Access*), centrado en permitir y facilitar el acceso de terceros a las infraestructuras de almacenamiento, transmisión y distribución; y el *Unbundling*, que supone la ruptura de las estructuras (verticalmente) integradas de las compañías mediante la separación legal de las actividades de producción y suministro de las correspondientes a transporte y distribución, apoyados en el acervo legislativo desarrollado por la Unión Europea (UE) entre 1998 y 2009 (es decir, en los conocidos tres paquetes legislativos sobre energía). Dichos cambios obedecen a la necesidad de responder a los riesgos que de manera permanente planean sobre los mercados de gas en la Unión Europea y, especialmente, a la situación de desequilibrio entre la demanda y una oferta basada en importaciones, que solo cubre el 27% de aquella y tiene a Noruega y Rusia como principales proveedores (Eurostat, 2017).

Para corregir esta situación, y sobre la base de las dos transformaciones estructurales anteriores, la Unión Europea promueve la visión de un mercado interior de la energía que cree oportunidades de negocio y fomente el comercio transfronterizo de forma transparente, con el fin de

conseguir mejoras de la eficiencia, precios competitivos, un aumento de la calidad del servicio y que, sobre todo, contribuya a la seguridad del suministro, así como a la sostenibilidad energética.

En esta misma línea, la Comisión Europea publicó, el 30 de noviembre de 2016, el paquete denominado “Energía limpia para todos los europeos”, con el que se pretende acelerar la transición energética y la creación de empleo, comprometiéndose a reducir las emisiones de CO₂ en al menos un 40% antes de 2030, modernizando la economía de la UE. Dicho paquete se enfoca principalmente en: (1) priorizar la eficiencia energética, cuyo objetivo se ha fijado en un 30%; (2) convertir a la UE en líder mundial de energías renovables; y (3) ofrecer un trato justo a los consumidores. Posteriormente, el Parlamento Europeo establece el Reglamento (UE) 2017/1938, de 25 de octubre, sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 994/2010; objetivos que, en términos comparativos, están mucho más avanzados en el sector eléctrico que en el del gas natural.

Consecuentemente, de manera específica para el gas natural, la estrategia europea plantea como objetivo primigenio el que dicho gas circule por todo el territorio de la Unión con libertad, movido exclusivamente por las fuerzas de la oferta y de la demanda.

La finalidad última de esta estrategia, más allá de contribuir a la consolidación efectiva de la liberalización del sector, ha sido la creación de los *hubs* como estructuras nacionales de mercado alineadas con la visión que del mercado interior de la energía tienen los reguladores europeos; una visión, explicitada en su modelo de mercado (el llamado *Gas Target Model*), que interpreta el requisito de un mercado mayorista transparente, como *“la creación, a través de mercados organizados y plataformas de brókeres, de un mercado spot líquido, así como de un mercado a más largo plazo y de derivados (futuros y opciones) que permita la gestión del riesgo”*.

En otras palabras, los mercados secundarios mayoristas de gas, para cumplir con sus expectativas, habrán de conformar una estructura compuesta de un mercado no organizado (OTC) y de otro organizado (*exchange*: spot y futuros) que, frente al primero:

- » Proporcione transparencia.
- » Disminuya las barreras de entrada, tanto en el lado de la oferta como de la demanda.
- » Mejore la eficiencia, al facilitar los intercambios de gas entre operadores con posiciones contrapuestas (cortas/largas).
- » Dote de flexibilidad a la cartera de gas de los agentes.
- » Facilite, a los agentes y al Gestor Técnico del Sistema (GTS), el mantenimiento equilibrado (balance) del sistema.
- » Provea, mediante los mercados de futuros, una herramienta para la gestión del riesgo intrínseco (por ejemplo, riesgo de mercado y riesgo de contrapartida) de operar en mercados volátiles como el de gas natural.
- » Mejore la seguridad de suministro, acercando la oferta a la demanda.
- » Y, finalmente, ofrezca oportunidades de arbitraje, mediante *trading* internacional, que favorezca el desarrollo de mercados supranacionales y contribuya, de esta manera, a la creación del mercado interior de la energía.

En relación con este último atributo, relativo a la integración de los mercados de gas que operen bajo este modelo, una de sus principales ventajas derivadas es la convergencia en los precios de suministro del gas como consecuencia directa del arbitraje entre *hubs* líquidos; una convergencia que explicitará mayores o menores diferencias en dichos precios en función del resultado de la combinación de distintos factores; entre otros: el tipo de contrato de suministro, la propia fuente de aprovisionamiento, el nivel de competencia y de liquidez que muestre el sistema gasista del país receptor, las infraestructuras físicas de interconexión y los peajes regulados por uso de dicha interconexión.

Y en este recorrido hacia la integración de *hubs* líquidos una de las claves del éxito radica en la eficacia de la legislación, tanto nacional como de ámbito comunitario, para eliminar las barreras físicas y no físicas que impidan dicha integración.

Por ello, para construir un Mercado Organizado de Gas en España, que alcance las máximas cotas de liquidez, ha sido necesario que, tanto desde el Gobierno como por parte del Regulador, se desarrollen toda una panoplia de instrumentos legislativos y herramientas de carácter regulatorio y normativo.

Con relación al desarrollo del citado Mercado Organizado y a la mejora de su liquidez, cabe destacar los siguientes hitos regulatorios promovidos en 2017:

- » **Orden ETU/1977/2016**, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017, cuyo artículo 11 habilita a MIBGAS a negociar nuevos productos con horizonte temporal más allá del último día del Mes Siguiente a la fecha de negociación, productos de gas natural licuado (GNL) y servicios de balance. Este hito ha sido fundamental para la creación de **MIBGAS Derivatives¹** y, de esta manera, poder completar la curva de productos de gas negociados en el Mercado Organizado.
- » **Resolución de 20 de enero del 2017**, de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, por la que se aprueba la adjudicación del servicio de “**Creador de Mercado**”² voluntario (en el Mercado Organizado de Gas Natural) a “*Gunvor International B.V. Amsterdam, Geneva Branch*” durante el primer semestre del año 2017. Posteriormente, la **Resolución de 30 de junio de 2017**, acredita la adjudicación

1. Con relación a la viabilidad de crear **MIBGAS Derivatives**, el artículo 11 de la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, habilita a MIBGAS a negociar nuevos productos: (1) productos de transferencia de titularidad de gas entregados en el PVB con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción; (2) productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de plantas de regasificación o agrupación de ellas, y de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos; y (3) servicios de balance promovidos por el Gestor Técnico del Sistema. Debe señalarse, así mismo, que los dos primeros productos se encuentran fuera del sistema regulado por lo que no recibirían retribución por parte del sistema gasista.

2. La participación de los “**Creadores de Mercado**” (**Market Maker**) voluntarios es un hecho habitual en los mercados energéticos, sobre todo en sus inicios, ya que permite que haya siempre ofertas (de compra y venta) disponibles del producto en el que prestan servicio (aquellos en los que se busca incrementar su liquidez), a precios razonables y con un spread bajo, lo que facilita considerablemente la negociación.

de este servicio, durante el segundo semestre de 2017, a “AXPO IBERIA S.L”. Finalmente, la Resolución de 26 de diciembre de 2017 asigna a “Engie España S.L.U.” este servicio durante el primer semestre de 2018.

- » Tomando en consideración la Recomendación 1 incluida en el “Informe sobre el Funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado (MIBGAS). 2016”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en su sesión del 12 de septiembre de 2017, la Secretaría de Estado de Energía publica, mediante **Resolución del 14 de noviembre de 2017**, el Acuerdo del Consejo de Ministros (de 10 de noviembre de 2017) por el que se determina la “obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural”.

Por su parte, en el marco de la Unión Europea (UE), resulta de relevancia la propuesta de nuevo Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo al mercado interior de la electricidad. Dicho Reglamento tiene como objeto revisar la actual configuración del mercado de la electricidad³ (Reglamento (CE) n.º 714/2009 de 13 de julio de 2009) basado en el “Tercer paquete energético” adoptado en 2009 y que permitió mejorar la liquidez de los mercados de electricidad e incrementar el comercio transfronterizo de esta fuente de energía primaria.

Esta nueva propuesta responde a la necesidad de cumplir con las obligaciones impuestas en el Acuerdo de París (COP21) sobre el clima que, junto a la creciente presencia de la electricidad generada a partir de fuentes

3. Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (DO L 211 de 14.8.2009, p. 55; en lo sucesivo: «la Directiva sobre electricidad»). Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1228/2003 (DO L 211 de 14.8.2009, p. 15; en lo sucesivo: «el Reglamento sobre electricidad»). Reglamento (CE) n.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (DO L 211 de 14.8.2009, p. 1; en lo sucesivo: «el Reglamento de ACER»).

renovables, hace necesario disponer de una mayor flexibilidad para la explotación de las redes y consecuentemente, adaptar las normas que rigen el mercado eléctrico habida cuenta de una producción más variable y descentralizada, mayor independencia entre los Estados miembros y el desarrollo de nuevas tecnologías en beneficio de los consumidores (baterías, *Smart Grids*, etc.).

Con relación a las emisiones de dióxido de carbono en la generación eléctrica, el artículo 23 del borrador especifica particularmente en su apartado 4:

4. *La capacidad de generación para la que se haya tomado una decisión final de inversión después del [OP: entrada en vigor] **únicamente podrá participar en un mecanismo de capacidad si sus emisiones están por debajo de 550 g de CO₂ /KWh**. La capacidad de generación que emita 550 g de CO₂ /kWh o más no se comprometerá en mecanismos de capacidad cinco años después de la entrada en vigor del presente Reglamento.*

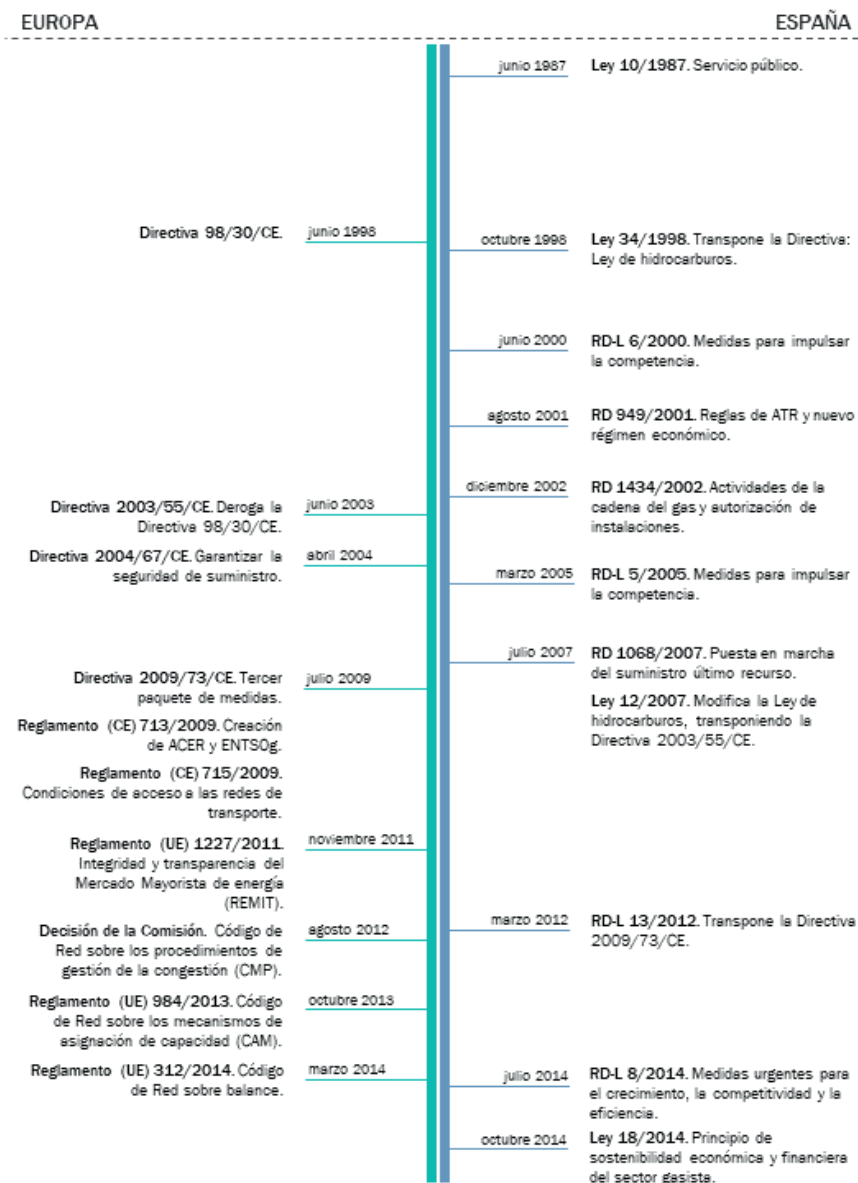
De aplicarse tal cual, gran parte de las centrales convencionales (que utilizan combustibles fósiles) quedarían excluidas de los mecanismos de capacidad en el mercado eléctrico y, consecuentemente, tendrían que cerrar; una situación que redundaría en una mayor presencia de gas natural como combustible de generación durante el periodo de transición hacia una “economía de cero emisiones”.

Así mismo, 2017 cierra (en España) con el debate sobre la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética que está preparando el Gobierno y cuyo borrador se presentará en el primer trimestre de 2018. El Gobierno de España, trasladando a texto legal el compromiso del Presidente del Gobierno con los objetivos recogidos en el mencionado Acuerdo de París, redacta el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética con el fin de establecer un marco normativo –con rango de Ley, por primera vez en nuestro país– que recoja los objetivos a medio y largo plazos de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y proporcione un respaldo sólido a la subsecuente planificación energética.

Con el fin de ilustrar todo este acervo regulatorio, en la Figura 1 se citan los instrumentos regulatorios más destacados, tanto a nivel europeo como en España:

Las iniciativas de diferente índole regulatoria comentadas convergen en el objetivo primigenio de la construcción de MIBGAS: “La creación del Mercado Organizado de Gas Natural y la modificación del sistema de acceso de terceros a la red son aspectos de gran relevancia, necesarios para la evolución del mercado gasista español, dotándolo de mayor transparencia y objetividad, buscando la armonización europea y la equiparación con el resto de los países de la UE donde existen este tipo de mercados secundarios, cuya finalidad es reflejar una señal de precios transparentes y una mayor penetración de agentes en el Mercado y, por tanto, incrementar la competencia en el sector”(CNMC, 2016).

Figura 1: Cronología de los hitos más destacables del proceso regulatorio referente a la construcción del mercado interior de la energía (en la UE) y de MIBGAS.



1. Desarrollo regulatorio y características del Mercado Organizado de Gas

Reglamento (UE) 2015/703. Código de Red relativo a interoperabilidad e intercambio de datos.	abril 2015	mayo 2015	Ley 8/2015. Modifica la Ley 34/1998: Art. 65 bis, Art. 65 ter.
		julio 2015	Circular (CNMC) 2/2015. Normas de balance en la red de transporte.
		octubre 2015	RD 984/2015. Mercado Organizado de Gas y acceso a terceros (Título II y III).
		diciembre 2015	Resolución de la SEE. Contrato de adhesión y resoluciones del Mercado.
Paquete de medidas sobre seguridad energética de la Comisión Europea.	febrero 2016		Resolución de la SEE. Adquisición del gas de operación.
		junio 2016	Resolución de la SEE. Adquisición de gas colchón y talón. <i>Market Makers</i> .
		agosto 2016	Resolución de la SEE. Gestión de Garantías del Sistema.
Paquete de medidas "Energía limpia para todos los europeos" de la Comisión Europea ⁴ .	noviembre 2016	octubre 2016	Aplicación del Código de Red de Balance.
		enero 2017	Resolución de la DGPEM. Adjudicación de servicio de <i>Market Maker</i> voluntario a "Gunvor International B.V. Amsterdam, Geneva Branch" durante el primer semestre de 2017.
COM (2016) 864 final. Relativo al mercado interior de la electricidad: Art. 23.4 relativo a los pagos por capacidad, en función a las emisiones de CO ₂ .	febrero 2017		
Reglamento (UE) 2017/460. Código de Red sobre la armonización de las estructuras tarifarias.	marzo 2017	marzo 2017	Resolución de la DGPEM. Adquisición gas operación, colchón y talón.
		junio 2017	Resolución de la DGPEM. Adjudicación de servicio de <i>Market Maker</i> voluntario a "AXPO IBERIA S.L." durante el segundo semestre de 2017.
Reglamento (UE) 2017/1938. Garantizar la seguridad de suministro, derogando el Reglamento (UE) 994/2010.	octubre 2017	noviembre 2017	Resolución de la SEE. Obligación de actuar como <i>Market Maker</i> obligatorio a los operadores dominantes del Mercado.
		diciembre 2017	Resolución de la DGPEM. Adjudicación de servicio de <i>Market Maker</i> voluntario a "ENGIE ESPAÑA S.L.U." durante el primer semestre de 2018.
		2018	Ley de Cambio Climático y Transición Energética*

Fuente: Comisión Europea y BOE. Elaboración propia.

* Se espera que el proyecto de Ley inicie el debate parlamentario durante el primer trimestre de 2018.

4. Que abarca cuestiones y medidas tan diversas como una nueva directiva de electricidad, una nueva directiva sobre eficiencia energética, una nueva directiva sobre el rendimiento energético de los edificios, normativa sobre ecodiseño, una nueva directiva sobre energías renovables, un nuevo reglamento sobre gobernanza y otras acciones relacionadas con precios y costes de la energía, financiación de proyectos, innovación en materia de energía o estrategia sobre el transporte.

1.2. OBJETIVO EUROPEO: EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

1.2.1. Introducción

El desarrollo de los mercados mayoristas de gas natural en la Unión Europea en los últimos años se ha orientado, desde el punto de vista regulatorio y normativo, hacia la consecución de un mercado interior de energía en Europa: objetivo del legislador europeo desde que en los años 90 se iniciara el proceso de liberalización de los mercados de energía en Europa.

El modelo de mercado de gas adoptado en los Estados miembros se basa en el llamado “*Gas Target Model*”. El *Gas Target Model* postula la creación de un conjunto de áreas “entrada-salida” (infraestructuras de transporte de gas que suelen estar circunscritas a los distintos mercados nacionales) a las que se accede mediante un esquema de tarifas “entrada-salida” y sobre las que se definen puntos virtuales de negociación (*hubs*) que se utilizarán como puntos de entrega en la negociación del gas introducido en la zona “entrada-salida”. Las zonas de mercado definidas por los *hubs* y las áreas “entrada-salida” estarán interconectadas de tal manera que se fomenten los intercambios entre sistemas gasistas y el gas fluya hacia los sistemas en los que su valoración económica sea mayor.

La normativa europea desarrolla mecanismos de balance de corto plazo de las entradas y salidas de las áreas “entrada-salida” basados en precios de mercado, lo que incentiva la negociación de productos de muy corto plazo (productos de ajuste) en cada zona de mercado.

Este diseño de mercado, muy distinto del que se impuso en Estados Unidos en los años 90 y en la primera década de este siglo, basado en una competencia dinámica en el mercado de capacidad de transporte en los grandes gasoductos interestatales y en la creación de *hubs* principalmente físicos (como el Henry Hub), ha facilitado el desarrollo de los mercados mayoristas de gas en Europa, que han registrado un crecimiento espectacular en los volúmenes negociados en los últimos años.

1.2.2. Marco regulatorio

El origen del llamado mercado interior de la energía (Comisión Europea, 2017b) se encuentra en el artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE), que establece que:

“...1. [E]n el marco del establecimiento o del funcionamiento del mercado interior y atendiendo a la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente, la política energética de la Unión tendrá por objetivo, con un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros: a) garantizar el funcionamiento del mercado de la energía; b) garantizar la seguridad del abastecimiento energético en la Unión; c) fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético así como el desarrollo de energías nuevas y renovables; y d) fomentar la interconexión de las redes energéticas...”

Con el objetivo de avanzar en el proceso de creación del mercado interior de energía, se han adoptado desde 1996 y hasta la fecha tres conjuntos de medidas legislativas conocidos como “paquetes de energía” (Figura 1):

- » El primer paquete legislativo, que sentó las bases del proceso de liberalización del sector energético en la UE, incluyó la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural. Estas directivas, como ya se ha comentado, sentaron las bases del proceso de liberalización, separando las actividades en competencia de las actividades reguladas y definiendo un esquema de acceso libre y no discriminatorio a las redes.
- » El segundo “paquete de energía” (Directiva 2003/54/CE y Directiva 2003/55/CE, que derogaban, respectivamente, la Directiva 96/62/CE y la Directiva 98/30/CE) avanzó en el proceso de liberalización del mercado interior de la energía, estableciendo un calendario que implantaba de manera gradual la libertad de elección de proveedor de energía para los consumidores finales de energía⁵, además de reforzar el libre acceso a las redes y otras infraestructuras, la seguridad del suministro y la protección a los consumidores de energía.

5. Los consumidores industriales podrían elegir libremente a su proveedor de gas y electricidad a partir del 1 de julio de 2004 y los consumidores domésticos desde del 1 de julio de 2007.

- » El “Tercer Paquete de Energía”, aprobado en abril de 2009, incluyó la Directiva sobre la electricidad 2009/72/CE y la Directiva sobre el gas 2009/73/CE⁶, que derogaban las directivas anteriores, actualizando el marco legislativo y regulatorio básico vigente en los mercados de electricidad y gas natural en la Unión Europea y basado en principios de: (a) separación de las actividades de producción y suministro de las asociadas al funcionamiento de las redes, (b) supervisión regulatoria a través de organismos reguladores nacionales independientes, (c) protección de los consumidores, especialmente los vulnerables, (d) acceso regulado de terceros a las instalaciones de almacenamiento de gas y de gas natural licuado (GNL) y (e) cooperación regional para incrementar la seguridad energética.

En febrero de 2011, el Consejo Europeo confirmó el compromiso de la Unión Europea de alcanzar un mercado interior de la energía y marcó 2014 como la fecha límite para completarlo.

1.2.3. El Tercer Paquete de Energía y las Iniciativas Regionales

Además de las mencionadas dos Directivas de la electricidad y el gas natural, el Tercer Paquete de Energía incluyó tres Reglamentos (que, por tanto, son de aplicación inmediata, sin requerir trasposición a la legislación de los Estados miembros) con gran impacto sobre el desarrollo del mercado interior de la energía en los últimos años:

- » El Reglamento (CE) nº 713/2009, crea la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) como órgano de supervisión con funciones consultivas.
- » El Reglamento (CE) nº 714/2009 (“Reglamento de la electricidad”), relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se derogó el Reglamento (CE) nº 1228/2003, crea la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E), entidad encargada, junto con

6. *El marco legislativo de la Unión Europea relativo al mercado interior de la energía se complementa con dos directivas: (a) la Directiva 2008/92/CE sobre transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad, y (b) la Directiva 2005/89/CE sobre seguridad de suministro de electricidad.*

ACER, de desarrollar reglas y códigos técnicos relativos al acceso a las redes, su operación y los intercambios de información, así como las normas y procedimientos de seguridad y de emergencia.

- » El Reglamento (CE) nº 715/2009 (“Reglamento del gas”), relativo a las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se derogó el Reglamento (CE) nº 1775/2005, crea a su vez la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (ENTSO-G).

Otros dos reglamentos y una decisión completan el actual marco regulatorio del mercado interior de energía: el Reglamento (CE) nº 1227/2011 sobre integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT); el Reglamento (UE) nº 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas; y la Decisión 1364/2006/CE sobre proyectos de interés común y proyectos prioritarios en redes de transporte, a los que se podrán aplicar las ayudas económicas previstas en el Reglamento (CE) nº 2236/95 sobre normas generales para la concesión de ayudas financieras en el ámbito de las redes transeuropeas.

Por otro lado, con el objetivo de conseguir la plena implementación del Tercer Paquete y de los códigos de red y avanzar en la creación del mercado interior de energía, ERGEG⁷ puso en marcha en 2006 las llamadas Iniciativas Regionales (IR) de Gas –IR Noroeste, IR Sur e IR Sur-Sureste–, que agrupan a reguladores, operadores de infraestructuras, operadores de mercado, agentes participantes en el mercado y consumidores con el objetivo de desarrollar planes de trabajo regionales y hojas de ruta entre regiones, dirigidas a la integración de los mercados mayoristas de gas, en cooperación con ENTOSG y bajo la coordinación y supervisión del regulador europeo ACER. Cada año, ACER publica un informe anual sobre el estado de las IR, describiendo los proyectos concluidos y en marcha, así como recomendaciones para el futuro.

7. *European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG): Grupo de Reguladores Europeos de Electricidad y Gas; institución europea precursora de ACER.*

1.3. EL GAS TARGET MODEL (GTM) Y LOS CÓDIGOS DE RED

1.3.1. El Gas Target Model

En la 18ª reunión del Foro de Madrid⁸, que tuvo lugar en septiembre de 2010, los reguladores de energía europeos recibieron el mandato de diseñar un modelo para los mercados de gas europeos (el “Gas Target Model” o GTM) que sirviera como base para avanzar en la creación del mercado interior de gas.

Tras un proceso de consulta y discusión que duró varios meses, el Consejo de Reguladores de Energía Europeos (CEER) publicó el documento “CEER Vision for a European Gas Target Model. Conclusions Paper” en diciembre de 2011, en el que describía el modelo que proponían.

Dicho documento indicaba, en la página 5 que: “...[E]n su propuesta, los reguladores ven un mercado europeo de gas natural competitivo como una combinación de zonas de “entrada-salida” con hubs virtuales. Su visión sugiere que el desarrollo de la competencia debería basarse en el desarrollo de hubs líquidos en toda Europa en los que el gas natural pueda ser negociado (estos hubs pueden ser nacionales o bien supranacionales). La integración de los mercados debería alcanzarse a través de un uso eficiente de las infraestructuras, que permita a los participantes en el mercado mover gas libremente entre áreas de mercado y responder a las señales de precios de tal manera que el gas natural fluya hacia donde más se valore...”.

Un modelo (GTM) que, a su vez, se basaba en tres principios:

- 1. Facilitar la creación y el desarrollo de mercados mayoristas que funcionen adecuadamente**, estructurados en torno a zonas de “entrada-salida” en las que la contratación de la capacidad de entrada se realizará de forma separada de la contratación de capacidad de salida y en las que se garantizará que cualquier cantidad de gas que se introduzca en dicha zona podrá, al menos comercialmente, entregarse en cualquier punto de salida de la misma. La definición de *hubs*

8. Iniciativa de la Comisión Europea con el objetivo de debatir cuestiones relacionadas con el mercado interior de la energía. El Foro se reúne una vez al año en Madrid y es organizado conjuntamente por el regulador energético español y por la Comisión Europea.

(puntos virtuales de negociación) asociados a dichas zonas “entrada-salida” y la puesta en marcha esquemas de balance basados en precios de mercado facilitaría la generación de liquidez en los *hubs*.

2. **Interconectar mercados adyacentes**, desarrollando las infraestructuras físicas necesarias para fomentar el comercio transfronterizo (de *Hub* a *Hub*) de tal manera que todos los participantes en los mercados tengan acceso a la capacidad de interconexión, que la capacidad contratada y no utilizada se ofrezca de nuevo al mercado y que ésta se utilice de tal manera que los flujos de gas vayan de aquellas áreas con precios más bajos a áreas con precios más altos del gas natural. Para resolver las congestiones contractuales, debían desarrollarse mecanismos para asignar la capacidad disponible de una manera eficiente.
3. **Garantizar la seguridad del suministro y un nivel adecuado de inversiones** a través de señales de mercado provenientes de *hubs* líquidos, junto con otras medidas que favorezcan la contratación a largo plazo de capacidad en un entorno de mercado competitivo. Además, deberían desarrollarse procedimientos estandarizados para fomentar inversiones en nueva capacidad que permita resolver congestiones.

De acuerdo con el GTM, los reguladores energéticos debían evaluar el nivel de liquidez y el funcionamiento del mercado mayorista antes de finalizar el año 2012, utilizando una serie de indicadores de referencia que, en visión de ACER, serían determinantes del buen funcionamiento del mercado. En caso de considerarse necesario, los reguladores nacionales deberían adoptar medidas, incluso conjuntas entre sistemas adyacentes, para incrementar la liquidez en los *hubs*⁹.

9. Entre estas medidas podrían incluirse: esquemas de fomento de la liquidez mediante la imposición a las empresas con posición dominante en el mercado de poner gas a disposición del mercado (“gas release programs”); mejoras de la eficiencia en los flujos de gas a través de las interconexiones; e incrementar el tamaño de las zonas “entrada-salida” mediante la fusión de dichas zonas o, en un estadio intermedio, definiendo áreas de comercio (“trading regions” con una única zona “entrada-salida”, unión de las zonas que la conformaran, un único Hub virtual y zonas de balance separadas).

Además, los reguladores nacionales debían analizar si medidas como la asignación implícita de capacidad (es decir, asociada a los resultados de los mercados *spot*) entre sistemas gasistas adyacentes incrementaría la eficiencia en el uso de las interconexiones y la liquidez de los mercados mayoristas.

1.3.2. Los códigos de red

En el contexto descrito anteriormente, ACER, ENTSO-E y ENTSO-G han estado trabajando a lo largo de los últimos años en el desarrollo y la aprobación de una serie de códigos de red europeos vinculantes para regular todos los aspectos relacionados con el comercio transfronterizo de gas y electricidad. En el caso del gas natural, se han aprobado hasta la fecha los siguientes códigos de red (todos ellos plenamente efectivos desde su aprobación, al tratarse de reglamentos de la UE):

- » Procedimientos de Gestión de la Congestión (CMP), aprobado mediante la Decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012.
- » Mecanismos de Asignación de Capacidad (CAM), aprobado mediante el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013.
- » Balance de Gas en Redes de Transporte, aprobado mediante el Reglamento (UE) nº 312/2014 de la Comisión de 26 de marzo de 2014.
- » Interoperabilidad e Intercambio de Datos, aprobado mediante el Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión de 30 de abril de 2015.
- » Armonización de estructuras tarifarias, aprobado mediante el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017.

1.4. ACTUALIZACIÓN Y REVISIÓN DEL GAS TARGET MODEL

En enero de 2015, ACER publicó una versión actualizada del documento de diciembre de 2011 que sentaba las bases del *Gas Target Model*.

La visión general del mercado interior de gas en Europa no cambió. ACER mantiene el objetivo de desarrollar un “mercado europeo de gas competitivo, conformado por zonas de “entrada-salida” con puntos virtuales de negociación líquidos, en el que la integración del mercado se garantice mediante un nivel adecuado de infraestructuras, que se utilicen de manera eficiente y que permitan que el gas fluya libremente entre áreas de mercado hacia aquellos lugares donde sea más valorado por los participantes en el mercado” (ACER, 2015).

Esta vez, sin embargo, el regulador energético europeo tuvo en cuenta en su nueva visión el análisis de algunos factores que no se habían tenido en cuenta explícitamente en la anterior visión, como la creciente incertidumbre sobre la evolución de la oferta y la demanda de gas, la necesidad de garantizar el suministro energético, la complementariedad entre el gas natural y las energías renovables o los cambios en la cadena de valor del gas natural (nuevos usos en el sector del transporte, formas alternativas de distribución, como los gasoductos virtuales, o nuevas tecnologías, como la tecnología “*power-to-gas*”), incluyendo una serie de recomendaciones y medidas para incorporarlos de forma adecuada en la visión renovada del mercado europeo del gas (ACER, 2015).

El documento de ACER de enero de 2015 incluyó un conjunto de indicadores que permiten valorar el grado de desarrollo de los mercados mayoristas de gas y, en concreto: (1) determinar si éstos cubren las necesidades de los agentes que participan en ellos¹⁰; y (2) si funcionan de una manera saludable (competitiva, con resiliencia y con un nivel elevado de garantías de suministro)¹¹.

10. *Los indicadores que utiliza ACER para medir este concepto son: (1) los volúmenes registrados en los libros de órdenes de los agentes; (2) el bid-ask spread o diferencia de precios entre las ofertas de compra y las ofertas de venta; (3) la sensibilidad de los precios de las ofertas de compra y venta; y (4) el número de transacciones.*

11. *Para medir el nivel de “salud competitiva” de un mercado mayorista de gas en el marco dentro del Gas Target Model, ACER utiliza las tres métricas siguientes: (1) el índice Herfindahl-Hirschman (HHI), que mide la concentración del mercado desde el lado de la oferta, estableciendo un umbral de referencia de 2.000; (2) la diversidad de fuentes de aprovisionamiento en el sistema gasista, estableciendo un valor de referencia mínimo de 3; y (3) el índice de oferta residual (RSI), con un valor de referencia de 110%.*

La primera valoración de ACER del funcionamiento de los *hubs* gasistas en Europa bajo los criterios de evaluación del *Gas Target Model* no resultó positiva. Utilizando datos correspondientes al año 2013, ACER concluyó que, en términos de liquidez, sólo los *hubs* NBP y TTF cubrían las necesidades de los agentes participantes en el mercado. La diferencia en los productos a plazo era muy significativa en relación con el resto de *hubs*, sin que ninguno alcanzara los valores mínimos de las métricas propuestos por ACER. En el caso de los productos *spot*, ACER señalaba que los resultados en los *hubs* alemanes NCG y Gaspool se situaban más cerca de los de los *hubs* NBP y TTF.

Desde la publicación de la revisión del GTM en 2015, ACER ha publicado varios informes anuales de seguimiento y monitorización del mercado mayorista de gas en la Unión Europea para cumplir con las obligaciones impuestas por el reglamento REMIT.

Por otro lado, en diversos documentos recientes, ACER ha identificado y analizado las condiciones que contribuyen a un desarrollo efectivo de un punto virtual y, por ende, a un desarrollo de un mercado mayorista de gas que funcione correctamente. Entre ellas, ACER destaca las siguientes: (1) independencia entre el operador del punto virtual de negociación (o “*Hub*”) y la empresa incumbente; (2) facilitar el acceso al punto virtual de negociación mediante, entre otras medidas, poder contratar capacidad de transporte sin costes asociados; (3) que no se exija una licencia de *trading* para operar en el punto virtual; (4) que puedan enviarse notificaciones de cesión y adquisición de gas a lo largo de todo el día de gas y con “*lead times*” no muy extensos (entre 30 minutos y 2 horas, como máximo); (5) que se celebren reuniones periódicas con los operadores, así como consultas públicas sobre cambios en las Reglas de Mercado; y (6) que la información esté disponible en inglés.

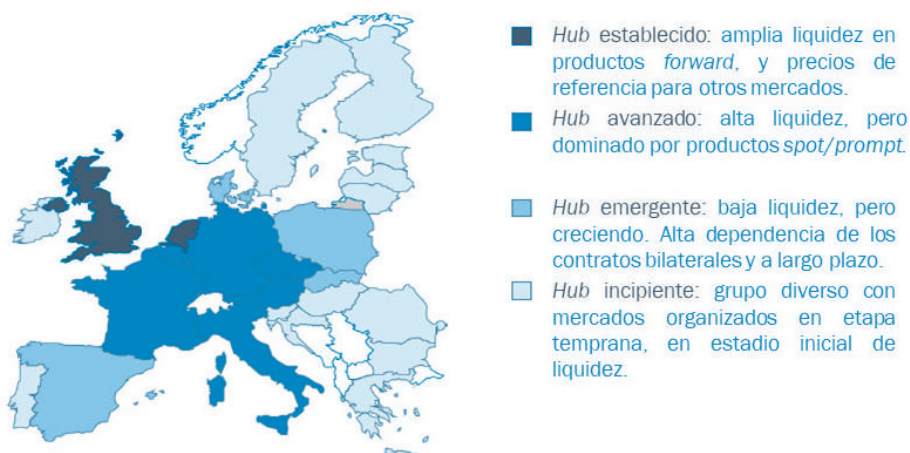
1.5. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS HUBS GASISTAS EN EUROPA

1.5.1. Evaluación del funcionamiento de los hubs gasistas en 2017

La evolución de los indicadores desarrollados por ACER para evaluar si los mercados mayoristas de gas responden a las necesidades de los agentes y cuál es su nivel de “salud” competitiva sugiere un avance claro en el desarrollo de los hubs gasistas en la Unión Europea.

En el último informe de supervisión de los mercados mayoristas de gas (ACER, 2017b), ACER vuelve a evaluar el estado de desarrollo (en 2016) de los hubs gasistas en Europa, clasificándolos en cuatro categorías: (1) hubs establecidos (NBP y TTF), con gran liquidez en productos de contado y a plazo y precios que sirven como referencia en el resto del continente; (2) facilitar el acceso al punto virtual de negociación mediante, entre otras medidas, poder contratar capacidad de transporte sin costes asociados; (3) hubs emergentes (España, Dinamarca, República Checa y Polonia), con baja liquidez y gran influencia de los contratos a largo plazo; y (4) hubs incipientes e ilíquidos (Portugal y los hubs en Escandinavia y el Este de Europa), en los que las instituciones y la regulación básica están aún en fase de formación

Figura 2: Nivel de desarrollo de los mercados europeos (2016).



Fuente: ACER (2017b).

Esta categorización de los *hubs* gasistas por parte de ACER coincide en esencia con la que realizan otros estudios recientes que desarrollan metodologías similares para evaluar el funcionamiento de los *hubs* gasistas. Heather y Petrovich (2017) utilizan diversos indicadores de la actividad de mercado para asignar a cada *Hub* una puntuación entre 0 y 15. EFET (2016), por su parte, identifica 20 características regulatorias, de mercado e institucionales, que debería reunir un *Hub* maduro y desarrollado, puntuando cada *Hub* en función de su grado de cumplimiento. Los resultados de ambos estudios, resumidos en la Tabla 1, identifican claramente a TTF y NBP como los *hubs* más desarrollados de Europa, seguidos de un segundo grupo que incluye a los *hubs* alemanes, franceses, austriaco, belga e italiano, con distintas calificaciones y en el que destacan los *hubs* alemanes, con características ya muy cercanas a las de NBP y TTF. En un tercer escalón de madurez, con mucha menos liquidez, se sitúan *hubs* emergentes y aún en construcción como el checo o el español (el *Hub* francés TRS podría también encuadrarse en este tercer grupo).

Tabla 1: Indicadores de desarrollo de los *hubs* gasistas europeos (2016).

<i>Hub</i>	Número de agentes activos	Número de productos negociados	Volumen negociado (TWh)	Índice de negociación ICIS	Tasa de rotación (T4-16)	Puntuación Heather y Petrovich (sobre 15)	Puntuación EFET (sobre 20)
TTF	>40	53	22.230	20	57,1	15	20
NBP	>40	47	20.045	19	22,1	15	19,5
NCG	30	29	2.080	16	4,0	10	19
Gaspool	30	23	1.110	15	2,5	9	19
PSV	18	23	885	15	1,2	7	15
ZTP ZEE	15	17	780	10	4,1	7	ZTP 18 ZEE 17
PEG Nord	15	18	550	14	1,7	7	18,5*
VTP	15	14	530	10	5,7	7	13,5
VOB	<10	6	105	8	1,1	5	9
TRS	<10	13	100	7	0,6	5	18,5*
PVB	<10	9	30	0	0,1	5	13,5

* = Total para Francia.

Fuente: Heather y Petrovich (2017) y EFET (2016). Elaboración propia.

En esta misma línea, ACER (2017a) presenta los resultados de un estudio sobre las barreras a la negociación de productos de gas en los mercados mayoristas de la Unión Europea, utilizando información proveniente de una encuesta y entrevistas a 56 productores, comercializadores, *traders* y consumidores industriales de gas natural.

El estudio confirma que los agentes que participan en los mercados mayoristas de gas identifican la existencia de barreras significativas al desarrollo de la negociación y de la liquidez, como el nivel de las tarifas de transporte (especialmente para productos de corto plazo), la falta de transparencia sobre la metodología de cálculo de las tarifas, la falta de armonización de los productos de capacidad entre sistemas adyacentes, el poco uso del inglés por parte de los reguladores, los gestores de redes y otras autoridades administrativas o la existencia de contratos de largo plazo y el efecto de la concentración de capacidad (“*capacity hoarding*”), así como mecanismos ineficientes de conversión de productos “empaquetados” de capacidad en productos “separados”.

Además de estas barreras a la negociación en mercados mayoristas, los participantes en la encuesta identifican otras barreras relevantes, como las obligaciones de información (adicionales a las de REMIT) que imponen las autoridades regulatorias nacionales o, en los países del Este de Europa, especialmente, la falta de apoyo político a la creación de *hubs* virtuales, la falta de procedimientos de balance basados en mecanismos de mercado, niveles insuficientes de capacidad de interconexión y falta de flexibilidad en los productos de capacidad; y en todos los *hubs*, los exigentes requerimientos de garantías financieras para acceder a los puntos virtuales de negociación y para participar en los mercados organizados, en el mercado OTC, en las plataformas de balance y en las plataformas de capacidad.

La conclusión del regulador europeo es que deben atacarse, de manera prioritaria y especialmente en los *hubs* ilíquidos y emergentes, aquellas barreras que dificultan la entrada en los mercados, por ser las que más impacto tienen en el funcionamiento del mercado mayorista. Entre estas barreras se incluyen: un apoyo político limitado a la implementación del Tercer Paquete; la ausencia de un punto virtual de negociación (*Hub*) o de un sistema “entrada-salida”; la existencia de precios regulados para

consumidores finales; dificultades en la contratación de capacidad en las infraestructuras; o una implementación insuficiente de los códigos de red.

En un segundo escalón se instalan otras barreras al desarrollo de los *hubs* como la falta de transparencia en la fijación de peajes y tarifas de transporte, las relativas a la operación del sistema o al funcionamiento de las plataformas de mercado, un nivel insuficiente de cooperación entre reguladores y gestores de red en sistemas adyacentes, así como la falta de armonización en la normativa de sistemas vecinos.

1.5.2. El futuro del Gas Target Model

Pese al avance significativo en la implementación del Tercer Paquete, de los códigos de red y del *Gas Target Model*, persisten dudas en el legislador europeo sobre la bondad del modelo de mercado elegido, debido a los relativamente pobres resultados (anteriormente comentados) en términos de liquidez alcanzados en la mayor parte de los mercados nacionales y a diversos problemas que dificultan y limitan el crecimiento de la mencionada liquidez en los *hubs* gasistas.

En este contexto, la Dirección General de Energía de la Comisión Europea (DG ENER) lanzó a mediados de 2016 un concurso público para elaborar un estudio con el nombre “*Quo Vadis EU Gas Market Regulatory Framework - Study on a Gas Market Design for Europe*”. El estudio, adjudicado a la consultora EY y que debía concluirse en 2017, tiene por objeto analizar el marco regulatorio actual del sector del gas natural y el funcionamiento del mercado y proponer, una vez realizado un análisis coste-beneficio, los cambios regulatorios que deberían llevarse a cabo en el mismo para mejorar el bienestar social en la Unión Europea.

En el documento de discusión que presentó a la DG ENER previo a la adjudicación del informe, EY identificaba entre los principales problemas del mercado gasista europeo en la actualidad: (1) la existencia de contratos a largo plazo de capacidad en infraestructuras clave (como almacenamientos o interconexiones); (2) la imposición de tarifas de acceso en determinados mercados elevadas y que desincentivan la negociación; y (3) un esquema de tarifas “entrada-salida” en las interconexiones que

da lugar a precios regulados ineficientes. Como solución, Ernst & Young (EY) sugiere en su visión del mercado interior de gas un esquema de peajes en los puntos de entrada y salida del sistema gasista europeo que elimine las tarifas en las interconexiones¹².

Aunque en el corto y medio plazo resulta probable que los esfuerzos de las autoridades reguladoras se centren en la implementación plena y el desarrollo completo del *Gas Target Model*, el debate que ha iniciado la Comisión Europea podría tener implicaciones de calado en el diseño y funcionamiento de los mercados mayoristas de gas en el futuro, en caso de resultar en una reformulación profunda del modelo de mercado basado en *hubs* asociados a un sistema “entrada-salida” de acuerdo con algunas de las propuestas descritas en los documentos de discusión enviados a la Comisión Europea en respuesta a la consulta “*Quo Vadis*”.

12. *De acuerdo con la solución planteada por la consultora: las tarifas de uso de la interconexión reflejarían únicamente el coste marginal del transporte y, en su caso, la renta de congestión que surgiera en las subastas de asignación de los productos de capacidad. Además, debería desarrollarse un esquema alternativo para la recuperación de los costes de las interconexiones que, probablemente, incluiría un esquema de compensación entre gestores de redes (EY, 2017).*

2. Atribuciones del Mercado de Gas

El 21 de mayo de 2015, se publicaba la Ley 8/2015 donde se nombraba a MIBGAS S.A. como Operador del Mercado Organizado de Gas siguiendo los criterios establecidos en el artículo 65 bis de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos.

Como se indica en el preámbulo de la Ley 8/2015: *“Mediante la presente Ley se constituye un Mercado Mayorista Organizado y se designa al Operador del Mercado Organizado de Gas. Este Mercado, cuando esté completamente desarrollado reflejará una señal de precios transparente, facilitará la entrada de nuevos comercializadores dinamizadores del Mercado y, por tanto, incrementará la competencia en el sector. La regulación que se incluye en la presente Ley pretende la integración en el Mercado Organizado de Gas de la actividad desarrollada en toda la Península Ibérica, tanto la parte española como la portuguesa”*.

De esta manera, en su artículo 65 bis. Mercado Organizado de Gas, se define a este Mercado como: *“el integrado por transacciones de compra y venta de gas natural en el Punto Virtual de Balance del sistema de transporte y distribución¹³, mediante la contratación a corto plazo con entrega física de gas¹⁴. La contratación a corto plazo incluirá al menos, productos con un horizonte de entrega hasta el último día del Mes Siguiente”*.

13. *Por contraposición a un sistema físico donde las transacciones se realizan en un punto concreto de la red, el Punto Virtual de Balance (PVB) se da en un sistema en el que toda la red de transporte se entiende como un nodo único donde se realizan las transacciones, independientemente del lugar físico donde se inyecte o extraiga el gas. En este sentido, el PVB es en gran medida similar a lo que ocurre en el mercado eléctrico donde la electricidad se entiende entregada “en la red de transporte”.*

14. *Por entrega física se entiende toda transacción que se realiza mediante el cambio de titularidad de un gas que ya existe físicamente en el sistema, por contraposición a una liquidación financiera, propia de productos futuros y opciones (derivados), donde no se produce entrega física del gas.*

Asimismo, de acuerdo con las funciones atribuidas al Operador del Mercado (MIBGAS S.A.) en el artículo 21 del Real Decreto 984/2015, la Resolución de 2 de agosto, de la Secretaría de Estado de Energía, permite al citado Operador llevar a cabo las labores de Gestor de Garantías del sistema de gas natural. Por tanto, MIBGAS actúa como **Operador de Mercado** y **Gestor de Garantías**, contando para cada caso con funciones totalmente separadas, representadas en la Figura 3.

Figura 3: Funciones de MIBGAS S.A. como Operador de Mercado y como Gestor de Garantías.



Fuente: MIBGAS.

2.1. MIBGAS COMO OPERADOR DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS

En el Mercado Organizado de Gas se realizan las transacciones de compra y venta (intercambios en la titularidad) de esta materia prima, con entrega física en el Punto Virtual de Balance (PVB); dichas transacciones se llevan a cabo a través de la negociación de productos normalizados entre agentes que comprarán o venderán gas en función de sus necesidades, compromisos y estrategias comerciales, en un proceso transparente, libre y voluntario.

2.1.1. Participantes en el Mercado

Los sujetos que pueden actuar en el Mercado son los comercializadores y consumidores directos, el Gestor Técnico del Sistema (GTS/GTG), los transportistas y distribuidores, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) y cualquier sujeto que realice operaciones de compra o de venta de gas con el resto de participantes del Mercado sin acceder a instalaciones de terceros (*traders*), con las limitaciones incluidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

2.1.2. Alta de agentes

Tal y como se establece en las Reglas del Mercado Organizado de Gas, agente es aquella persona jurídica que, habiendo adquirido la condición de Sujeto Habilitado, firmado el Contrato de Adhesión y cumplido con los requisitos establecidos en dichas Reglas, está facultado para negociar en el Mercado.

Para adquirir la condición de agente en el Mercado, los candidatos deben cumplir los siguientes requisitos:

- » Haber adquirido previamente la condición de Sujeto Habilitado, en el sistema español, en el portugués o en ambos. Los agentes que hayan adquirido la condición de Sujeto Habilitado exclusivamente en el sistema español o portugués, sólo podrán negociar productos con entrega en el sistema español o portugués respectivamente. En la actualidad, no es posible la negociación en el sistema portugués.
- » Haber adquirido previamente la condición de Usuario de Cuenta de Garantías en el Gestor de Garantías y disponer de garantías suficientes en la Cuenta de Asignación del Mercado, según se desarrolla en las correspondientes Resoluciones de Mercado.
- » Haber comunicado al Operador del Mercado toda la información necesaria para los procesos de facturación, así como de cobros y pagos.
- » Haberse adherido expresamente a las Reglas del Mercado mediante la firma del correspondiente Contrato de Adhesión.
- » Realizar las pruebas de calificación técnica requeridas, según se establece en la Guía de Acceso al Mercado Organizado de Gas.
- » Y presentar la documentación exigida por el Operador del Mercado.

En el Esquema 1 se muestran los pasos que han de seguirse para lograr el alta como agente en el Mercado Organizado:

Esquema 1: Procedimiento de alta como agente en el Mercado Organizado.



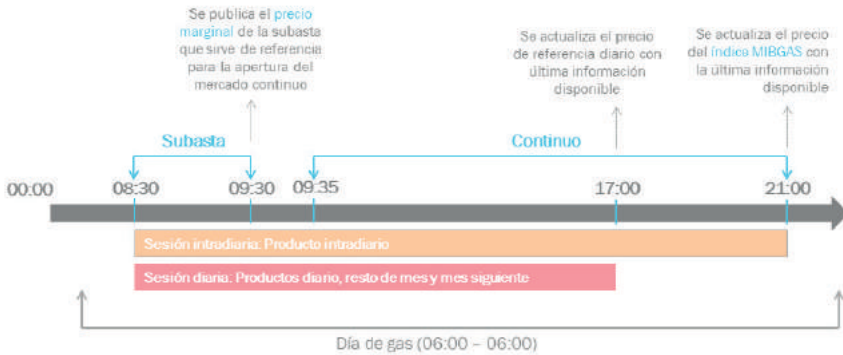
Fuente: MIBGAS.

2.1.3. Sesiones y tipos de negociación

En el Mercado Organizado se llevan a cabo dos sesiones de negociación: (1) sesión Diaria, donde se realizan las transacciones de producto Diario, Resto de Mes y Mes Siguierte; y (2) la sesión Intradiaria, donde se negocia exclusivamente el producto Intradiario.

A su vez, el Mercado funciona con dos tipos de negociación: subasta y mercado continuo (Esquema 2). En ambas negociaciones se pueden adquirir todos los productos, si bien el intervalo de negociación es diferente durante el Día de gas¹⁵. Así, la sesión Diaria comprende desde las 08:30 a las 09:30 en la subasta, y desde las 09:35 hasta las 17:00 en el mercado continuo; por su parte, la sesión de negociación Intradiaria comprende: en subasta, desde las 08:30 a 09:30; y en mercado continuo, comienza a las 09:35 y finaliza a las 21:00, permitiendo a los agentes disponer de tiempo suficiente para netear sus carteras de negociación.

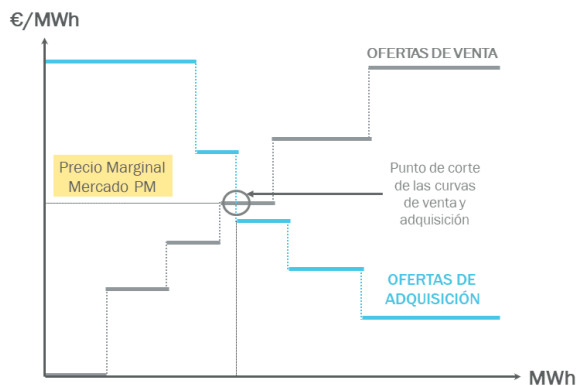
¹⁵. Día de gas: periodo de entrega de gas vigente para el sistema gasista.

Esquema 2: Eje temporal de los tipos de negociación (subasta y mercado continuo).


Fuente: MIBGAS.

Subasta

En la subasta, que tiene lugar entre las 08:30 y 09:30 horas de la mañana, los agentes pueden enviar ofertas de compra y de venta para los productos listados en ese momento. Alcanzada la hora de cierre (09:30), el Operador del Mercado procede a integrar todas las ofertas de compra y de venta recibidas conformando, de esta manera, las respectivas curvas agregadas de compra y de venta para cada producto, publicando el precio marginal resultante (Figura 4).

Figura 4: Formación del precio marginal de la subasta.


Fuente: MIBGAS.

Dicho precio se corresponde con el punto de corte de ambas curvas (agregadas) y será de aplicación para todas las ofertas casadas en la subasta. Todas las ofertas de venta a precio inferior a dicho marginal resultan casadas y desde el punto de vista de las ofertas de compra, serán aquellas cuyo precio sea superior al marginal las que conseguirán realizar la casación. Así mismo, se publicará inmediatamente en la página web de MIBGAS. Existe, en todo caso, la posibilidad de que las ofertas (de venta o de compra) que no hayan resultado casadas en su totalidad puedan continuar en la plataforma de negociación permaneciendo en el libro de ofertas del mercado continuo hasta que así lo estime conveniente su agente o bien, hasta que case.

Mercado continuo

Por su parte, en el mercado continuo, que se desarrolla desde las 09:35 hasta las 21:00 horas de un mismo día de negociación, las ofertas de compra y venta se registran y casan con las ofertas más competitivas existentes en sentido contrario. Cada casación efectuada da lugar a una transacción firme que será registrada, comunicada al Gestor Técnico del Sistema y liquidada por el Operador del Mercado.

La casación de una oferta en mercado continuo, si esta es competitiva, puede realizarse de forma inmediata con las ya existentes de ese producto en el Libro de Ofertas. Las ofertas se procesan por orden de llegada, de forma que el precio resultante de la transacción será el de la oferta preexistente.

Asimismo, para garantizar la transparencia de la plataforma de negociación, las ofertas introducidas en el Libro de Ofertas serán visibles para todos los agentes exceptuando los datos considerados confidenciales (nombre del agente, tipo de oferta insertada...). Las ofertas, a su vez, podrán ser de seis tipos, según sean simples o tengan condiciones (Tabla 2). De esta manera, una oferta, en ausencia de condiciones, podrá casarse parcialmente dando lugar a varias Transacciones con precios diferenciados.

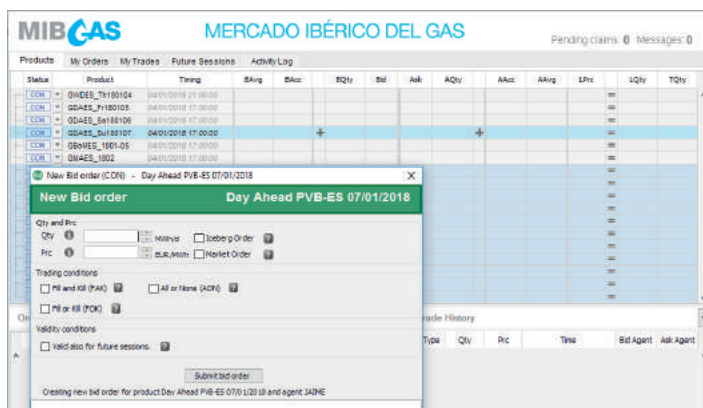
Tabla 2: Tipo de ofertas en el mercado continuo y sus características.

NOMBRE	PRECIO	CANTIDAD	PARTE OCULTA	CASACIÓN INMEDIATA OBLIGATORIA	CASACIÓN PARCIAL	CANTIDAD NO CASADA	ADMITEN CANCELACIÓN
Simple	Sí	Sí	No	No	Sí	Permanece en el Libro de ofertas	Sí
Market Order	No	Sí	No	Sí	Sí	Eliminada	No
Fill & Kill	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Eliminada	No
Fill or Kill	Sí	Sí	No	Sí	No	Eliminada	No
Iceberg	Sí	Total Reducida	Sí	No	Sí	Permanece en el Libro de ofertas	Sí
AoN	Sí	Sí	No	No	No	Permanece en el Libro de ofertas	Sí

Fuente: MIBGAS.

2.1.4. Operativa del Mercado

Los agentes, que dispondrán de una o varias Carteras de Negociación, podrán enviar ofertas a los distintos productos listados en la plataforma de *trading*, seleccionando el producto de su interés, así como el tipo de oferta que desean introducir (*bid order* en el caso de compra; y *ask order* en el caso de venta). Para ello, la plataforma pone a disposición de los agentes una plantilla que se abrirá, una vez realizada la mencionada selección, permitiéndoles adjuntar los detalles de su oferta según los productos listados anteriormente.

Imagen 1: Oferta de compra en la plataforma de *trading*.


Fuente: MIBGAS.

Para insertar una oferta en la plataforma de *trading* deberá disponerse del Límite Operativo correspondiente; es decir, de la cuantía de garantías necesaria para cubrir el valor de las nuevas ofertas que realice el agente en el Mercado.

2.1.5. Productos listados

En el Mercado Organizado de Gas se negocian los siguientes productos con entrega en el PVB:

- » Intradiario (*Within Day*): gas con entrega en el mismo día.
- » Diario (*Day-ahead*): gas para la entrega en los días siguientes.
- » Resto de Mes (*Balance of Month*): gas con entrega en el mes actual, para los días que restan del mes.
- » Mes Siguiente (*Month-ahead*): gas con entrega en el mes siguiente.

2.1.6. Publicación de información

MIBGAS publica diariamente información en su página web (www.mibgas.es) sobre la operativa diaria del Mercado (Imagen 2). En primer lugar, se muestra el Índice y el Volumen MIBGAS-ES. Este índice recoge las transacciones de los productos Diarios e Intradiarios con entrega en un mismo día de gas, en el Punto Virtual de Balance español (PVB-ES).

Imagen 2: Resultados diarios publicados en la web MIBGAS S.A.

RESULTADOS DEL MERCADO							
Resumen Resultados Mercado (€/MWh, MWh) - 12/12/2017							
Índices y volúmenes							
Día de entrega	11-12	10-12	%	11-11	%		
Índice MIBGAS-ES	26,68	27,36	-2,49	23,21	14,95		
Volumen MIBGAS-ES	73,015	38,254	90,87	34,479	111,77		
PVB-ES							
Productos	Intradiario		Diario			Resto de mes	Mes siguiente
	12-12	12-12	13-12	14-12	15-12	Diciembre	Enero
Precio Referencia Diario	-	27,36	28,13	28,37	-	-	-
Precio Subasta Diario	27,79	27,47	28,00	27,50	-	-	-
Precio Último Diario	-	27,30	27,80	28,50	-	-	-
Precio Máximo Diario	-	27,50	30,00	28,50	-	-	-
Precio Mínimo Diario	-	27,10	27,80	27,50	-	-	-
Dif. Precio C-V (%)	-	2,39	4,07	3,63	12,55	-	4,19
Volumen Neg. Diario	-	17,631,00	13,574,00	6,675,00	0,00	0,00	0,00

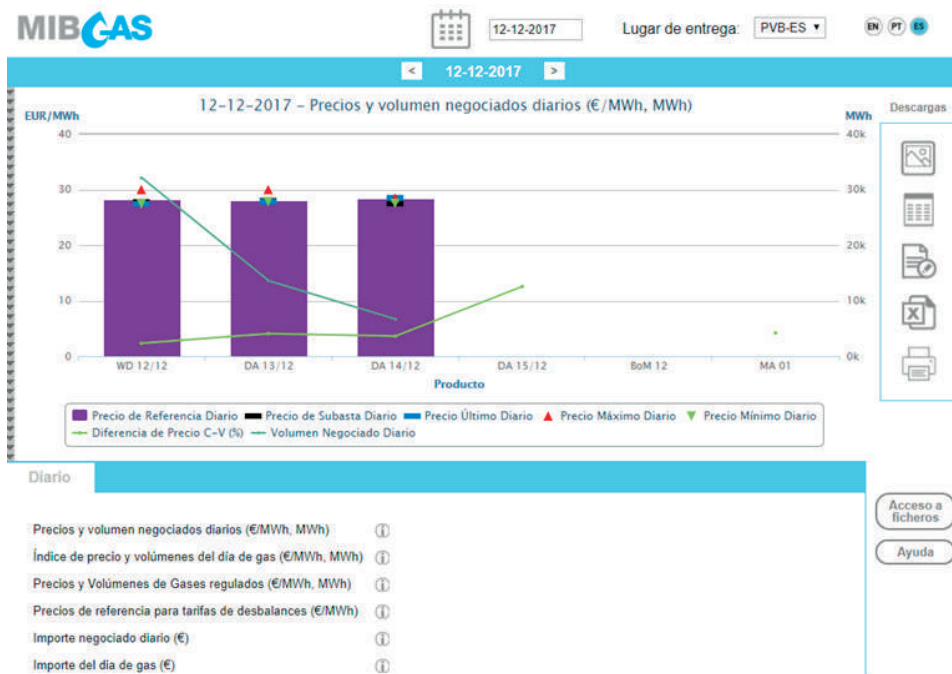
Fuente: MIBGAS.

Por su parte, el Volumen MIBGAS-ES engloba el volumen de los productos Diarios e Intradiarios entregados en un mismo día, en el citado PVB.

Adicionalmente se muestra para los distintos productos:

- » Precio de Referencia Diario (€/MWh).
- » Precio de Subasta Diario (€/MWh).
- » Precio Último Diario (€/MWh).
- » Precio Máximo Diario (€/MWh).
- » Precio Mínimo Diario (€/MWh).
- » Diferencia de Precio Compra (C) – Venta (V), en tanto por ciento.
- » Volumen Negociado Diario (MWh).

Imagen 3: Representación gráfica de los resultados diarios (precios y volúmenes) publicados en la web MIBGAS S.A.



Fuente: MIBGAS.

En cuanto al detalle de la operativa diaria, MIBGAS publica de manera gráfica los resultados del Mercado, especificando (Imagen 3): el índice de precio y volúmenes del día de gas (€/MWh, MWh); los precios y volúmenes de gases regulados (€/MWh, MWh); los precios de referencia para tarifas de desbalances (€/MWh)¹⁶; el importe negociado diario (€); y el importe del día de gas (€).

Asimismo, resulta destacable el interés creciente de las agencias de información más relevantes sobre los mercados gasistas (*Price Reporting Agencies*: PRAs), por incluir en sus informes periódicos los precios que registra el Mercado Organizado de Gas en España. En la actualidad, dichos precios ya aparecen publicados en la plataforma de información y contratación Thompson Reuters-EIKON, en el *European Gas Daily* de Platts, así como en MONTEL.

2.1.7. Colaboración con organismos supervisores

MIBGAS ofrece también los servicios de envío de información (reporte) en el ámbito REMIT (Reglamento (UE) nº 1227/2011, de 8 de diciembre de 2011, y Reglamento nº 1348/2014 de 17 de diciembre de 2014, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del Mercado Mayorista de la Energía) acerca de las operaciones que se realicen en dicho Mercado, al contar con la autorización de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) para ser *Registered Reporting Mechanism* (RRM).

Esta normativa de obligado cumplimiento, que entró en vigor el 7 de octubre de 2015, tiene como objetivo velar por la transparencia y buenas prácticas tanto en los mercados energéticos como en las operaciones que en ellos se realizan.

16. Complementariamente, la Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-18 "Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el Gestor Técnico del Sistema", determina la publicación en la página web del Operador del Mercado de los comunicados del Gestor Técnico del Sistema (GTS) en relación con sus necesidades de realizar ofertas de compra-venta de gas para acciones de balance.

El servicio integral de reporte REMIT que ofrece MIBGAS a sus agentes incluye:

- » Comunicar a ACER diariamente la información en los formatos requeridos, dando constancia a los agentes de que su información ha sido remitida.
- » Cumplir los procedimientos técnicos exigidos por ACER sobre seguridad de envío, confidencialidad y plazos de *reporting*.
- » Adaptación a cambios de regulación y mejoras tecnológicas.
- » Interlocución con ACER.

2.2. MIBGAS COMO GESTOR DE GARANTÍAS

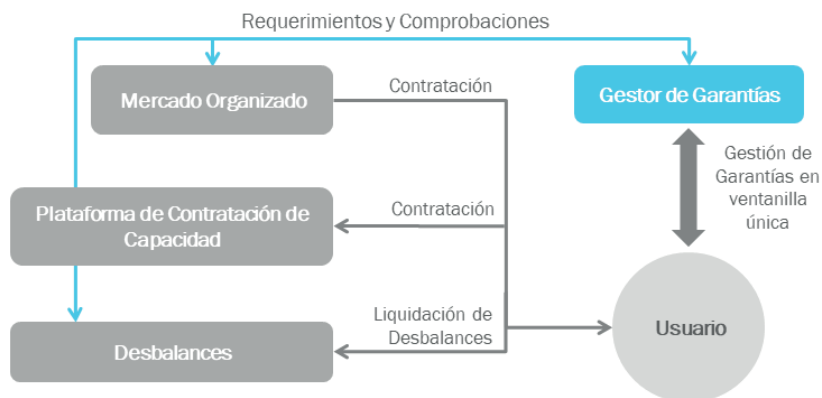
Bajo el marco regulatorio del RD 984/2015, desde el día 1 de octubre de 2016 es función de MIBGAS realizar la gestión centralizada de las garantías: (1) para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado; (2) para la participación en el Mercado Organizado de Gas; y (3) para la liquidación de desbalances, tanto en el Punto Virtual de Balance como en plantas de regasificación.

La gestión de las garantías es una pieza fundamental en el comercio del gas natural dentro del PVB, por lo que la comunicación entre el Gestor de Garantías, el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Sistema debe ser continua para asegurar el funcionamiento adecuado de todo el sistema gasista. La correcta gestión de las garantías permite al Sistema contar con el respaldo económico necesario para hacer frente a posibles impagos por parte de un agente. De esta forma, operar en el Mercado Organizado garantiza que todas y cada una de las transacciones llevadas a cabo van a ser liquidadas en los plazos previstos, por parte del comprador, de acuerdo con las Garantías establecidas (Esquema 3).

Por tanto, tendrán que darse de alta como Usuarios de Cuenta de Garantías en el Gestor de Garantías:

- » Los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista.
- » Los agentes del Mercado Organizado de Gas.
- » Los Sujetos Habilitados por el Gestor Técnico del Sistema.

Esquema 3: Gestión de las Garantías.



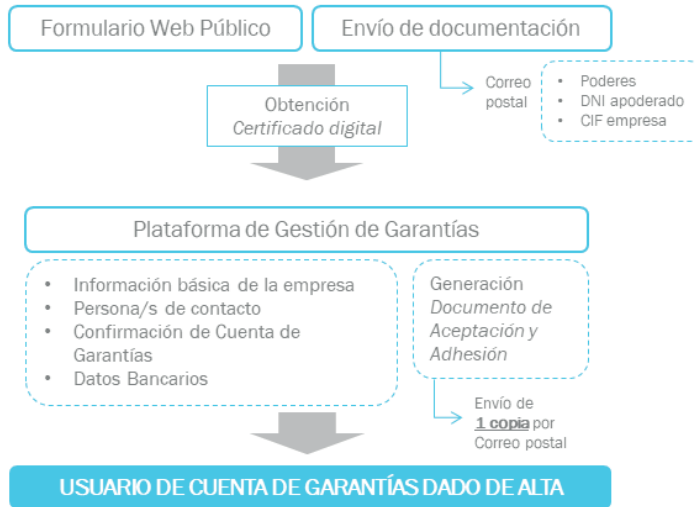
Fuente: MIBGAS.

2.2.1. Usuario de Cuenta de Garantías

Para adquirir la condición de Usuario de Cuenta de Garantías (“darse de alta”), se deberán cumplir los siguientes requisitos (Esquema 4):

- » Estar adherido expresamente a las normas y condiciones de funcionamiento, mediante la suscripción del correspondiente Documento de Aceptación y Adhesión a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.
- » Haber cumplimentado los diferentes datos operativos asociados a su participación en el sistema gasista, así como toda la información necesaria para los procesos de formalización y asignación de garantías.

Esquema 4: Procedimiento de alta como Usuario de Cuenta de Garantías.



Fuente: MIBGAS.

2.2.2. Funcionamiento

Cuenta de Asignación de Actividades

Cada Usuario de Cuenta de Garantías está asociado a una única Cuenta de Garantías, en la cual se registrarán las garantías formalizadas necesarias para su participación en las siguientes Actividades:

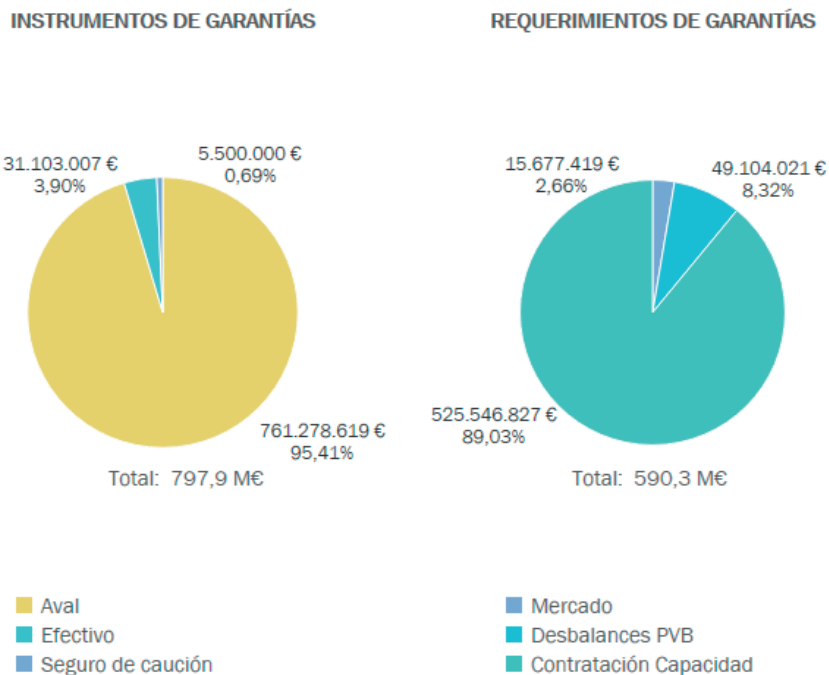
- » Cuenta de Asignación de Capacidad.
- » Cuenta de Asignación de Desbalance en PVB.
- » Cuenta de Asignación de Desbalance en Planta Regasificación.
- » Cuenta de Asignación del Mercado.

El Usuario de una Cuenta de Garantías deberá solicitar el alta, baja o modificación de garantías, así como la modificación de los importes de garantías asignados a las Cuentas de Asignación de cada una de las actividades, a través de la Plataforma del Gestor de Garantías. Para cada Cuenta de Asignación se deberá tener suficiente Saldo Operativo Disponible, de forma que se cumplan los requerimientos de garantías co-

municados por el responsable de la actividad. Dichas solicitudes serán verificadas, aceptadas o denegadas por el Gestor de Garantías pudiendo realizar previamente consultas a los operadores de las plantas de regasificación, al Gestor Técnico del Sistema o al Operador del Mercado. La confirmación de la aceptación de las solicitudes se realizará a través de la Plataforma de Gestión de Garantías.

Con el fin de ofrecer una aproximación a la dimensión económica de esta actividad, en la Figura 5 se muestran los importes, y su distribución, correspondientes a los instrumentos de garantías formalizadas (vigentes en el Gestor de Garantías) y a los requerimientos de garantías vigentes (para cada Actividad) registradas el 12 de diciembre de 2017.

Figura 5: Importe y distribución de los instrumentos y requerimientos de garantías (12/12/2017).



Fuente: MIBGAS.

Instrumentos para la formalización de las garantías

La formalización de garantías deberá realizarse mediante el uso de los siguientes instrumentos:

- » Depósito en efectivo.
- » Aval bancario.
- » Línea de crédito y sus autorizaciones.
- » Certificado de Seguro de Caucción.

La disponibilidad de diferentes modalidades permite al Usuario facilitar y agilizar la formalización de las garantías.

Límite Operativo

El Límite Operativo (LO) en cada momento se corresponde con la cuantía de garantías disponibles para cubrir el valor de las nuevas ofertas del agente en el Mercado; es decir, si un Usuario no cumple con las garantías del Mercado Organizado mínimas para la transacción que quiere llevar a cabo, este movimiento será anulado de inmediato. Por tanto, el Usuario deberá aumentar el saldo en su Cuenta de Asignación del Mercado y superar, de esta forma, el Límite Operativo.

Procedimiento de ejecución de garantías ante incumplimientos de pago

En caso de que el GTS o el Operador del Mercado soliciten al Gestor de Garantías la ejecución de garantías, la misma se realizará por el importe necesario para cubrir la cantidad total solicitada, de acuerdo con el siguiente orden de prelación:

- » El importe de la garantía correspondiente al identificativo del Requerimiento que consta en la solicitud de ejecución.
- » El importe del Saldo Operativo Disponible de la actividad asociada al incumplimiento.
- » El excedente de la Cuenta de Garantías.
- » El importe del Saldo Operativo Disponible en otras actividades.

3. MIBGAS Derivatives

3.1. DESARROLLO REGULATORIO

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, dispone en su artículo 14 que:

“...previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar los siguientes productos relativos a la cadena de suministro de gas:

b) Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

d) Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los Almacенamientos Subterráneos.”

Más adelante, como ya se ha comentado, la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017, habilita a MIBGAS S.A. para la negociación en el Mercado Organizado de Gas de productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el PVB del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción, así como productos de GNL en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.

Figura 6: Marco normativo correspondiente a la creación de MIBGAS Derivatives S.A.

Fuente: MIBGAS.

La negociación de estos nuevos productos, al escapar del amparo retributivo provisional de los productos regulados (objeto de la negociación actualmente en MIBGAS S.A.), ha inspirado la creación de MIBGAS Derivatives S.A.

El marco normativo que fundamenta la creación de MIBGAS Derivatives, se completa con sus “Reglas de Mercado” las cuales esta previsto que serán efectivas a lo largo del primer trimestre de 2018 (Figura 6).

3.2. OBJETIVO

Los productos negociados en MIBGAS Derivatives complementarán la cartera actual de productos de transferencia de titularidad de gas natural ofrecidos por el Mercado Organizado de Gas, con separación entre los actuales regulados (mercado *spot* y *prompt*) y plazo (mercado de futuros). Además, incorporarán: los productos en los tanques de regasificación, así como los de gas natural en los almacenamientos subterráneos. De esta manera, al completar la “curva” en el Mercado Organizado: (1) se fomenta y refuerza su desarrollo; y (2) se ofrece a los agentes que ya operen en MIBGAS la posibilidad de negociar (en el Mercado Organizado) un abanico de productos más amplio (incluyendo GNL y los almacenamientos subterráneos) cuya titularidad, hasta el momento, solo podía intercambiarse en el mercado OTC.

3.3. SEGMENTOS DE MERCADO

Dentro de MIBGAS Derivatives se distinguen dos segmentos de mercado, en función del plazo de entrega de los productos negociados:

- » MIBGAS Derivatives Spot: Mercado Organizado de productos de transferencia de titularidad de gas natural en puntos virtuales de redes de transporte y en los almacenamientos subterráneos básicos, así como GNL en los tanques de plantas de regasificación con un horizonte temporal de hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.
- » MIBGAS Derivatives Plazo: Mercado Organizado de productos de transferencia de titularidad de gas natural en puntos virtuales de redes de transporte y en los almacenamientos subterráneos básicos, así como de GNL en los tanques de plantas de regasificación con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

3.4. CÁMARA DE COMPENSACIÓN

MIBGAS Derivatives y OMIClear han formalizado un acuerdo de cooperación, de manera que esta última (como Entidad de Contrapartida Central) será la responsable de prestar los servicios de compensación y liquidación de las transacciones realizadas en el segmento MIBGAS Derivatives Plazo.

4. El gas como energía de transición

Las pruebas, cada vez más evidentes, que confirman el cambio climático son reflejo del hecho de que, sobre todo en la segunda mitad del siglo XX, el crecimiento de la economía mundial se ha realizado entrando en colisión con la naturaleza. La causa-raíz de esta situación hay que buscarla en los combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo, determinantes de las emisiones de CO₂: gas de efecto invernadero –GEI– y, por tanto, uno de los mayores responsables del cambio climático) que han supuesto, y todavía continúan siendo, los pilares sobre los que se construye la economía moderna (Flavin, 2008).

De mantenerse el patrón de crecimiento económico actual, muchos de los modelos climáticos pronostican que, entre 2030 y 2060, los niveles de GEI en la atmósfera se multiplicarían por dos (con respecto a los existentes en la época preindustrial) elevando, en consecuencia, la temperatura media del Planeta entre 2°C y 5°C (a lo que algunos estudios conceden un 20% de probabilidad).

Si se cumplen estos pronósticos, las consecuencias (económicas, sociales y medioambientales) serían devastadoras, si bien las mismas impactarían en mucho mayor grado sobre los países menos desarrollados que son, paradójicamente, los que menos han tenido que ver en la causalidad del fenómeno. En cualquier caso, la tozudez con la que la realidad se empeña en mostrar esas consecuencias da lugar a que el cambio climático ocupe una posición preferente entre los factores determinantes que podrían hacer descarrilar la economía mundial (por ejemplo, Alan Greenspan en su libro *“The Age of Turbulence”*, con relación a la economía de los Estados Unidos, posiciona al cambio climático entre los primeros cinco dichos factores).

No obstante, el cambio climático es un problema todavía abordable y gestionable, de ahí que la falta de premura y de rotundidad en la

respuesta redunde cada día en más cambio climático, en la disminución de la posibilidad de, al menos, estabilizarlo y, subsecuentemente, en un incremento de la factura de mitigación de sus consecuencias.

En este sentido, en 2015, después de tres décadas de negociaciones, la comunidad internacional ha tomado consciencia de la necesidad de actuar sin más dilación. Así lo testimonia el texto del artículo 2 del Acuerdo alcanzado en la vigésimo primera Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21) por el cual los firmantes del Acuerdo se comprometían a limitar a 2°C, en el horizonte 2050, el incremento de la temperatura media del Globo (con relación a los niveles de la era preindustrial), así como a realizar esfuerzos para tratar de reducir el citado aumento a 1,5°C.

Dicho compromiso implica estabilizar, en el año 2050, las emisiones de GEI dentro de una franja comprendida entre 450 y 550 ppm de CO_{2e} o, lo que es lo mismo, mantener las emisiones de CO₂ en lo que resta de siglo XXI por debajo de 1.000 Gt –Gigatoneladas– (según el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático: IPCC, entre 1870 y 2011, las emisiones de CO₂ acumularon 1.900 Gt). Y para ello las emisiones de GEI han de ser, como mínimo, un 25% inferior a los niveles actuales (Debarre, Fulop y Lajoie, 2016). Particularmente en Europa, dicho objetivo se ha redefinido explicitándose a través del compromiso de reducir las emisiones de GEI, en 2050, entre un 80% y un 95% con respecto a los valores de 1990 lo que supondría, en España, limitar estas emisiones a un corredor comprendido entre 14 y 88 MtCO₂ (Deloitte, 2016).

Con independencia de su definición, se trata de un objetivo que, a efectos prácticos, ha de materializarse en un escenario de “Cero emisiones” procedentes de los combustibles fósiles en 2050. Así se deduce de las proyecciones (1990-2035) de Kaya (Meteo 469, 2017) sobre la evolución de los cuatro factores (población, renta per cápita, intensidad energética, intensidad de carbono) concurrentes en las emisiones globales de CO₂, al mostrar cómo: el aumento de la renta per cápita y de la población –a pesar de la disminución de la intensidad energética, contrarrestada por el hecho de que la intensidad de carbono permanece prácticamente estable– da lugar a un incremento en las emisiones de CO₂.

Resulta evidente, por tanto, que de estos cuatro factores el único que puede hacerse cero y, de esta manera, lograr que las emisiones de CO₂ sean nulas con la vista puesta en el horizonte de 2050, es el relativo a la intensidad de carbono (es decir, que el porcentaje de energía útil procedente de combustibles fósiles sea muy bajo o nulo). Y para ello, resulta imprescindible introducir cambios drásticos en el modelo energético actual de tal manera que pueda responder, con eficiencia, eficacia y persistencia, a los requerimientos de una descarbonización del sector eléctrico, la electrificación de la demanda energética, la utilización masiva de energías renovables y el aumento de eficiencia energética (Ferrando, 2015).

Sin embargo, habida cuenta de que son muy pocos los países (y aún en estos casos, con ciertas reservas) que, consecuencia de los cambios tecnológicos así como de los introducidos en sus estructuras económicas, han hecho realidad el desacoplamiento entre crecimiento económico y emisiones de GEI (Rubio, 2005), la materialización de un escenario de “Cero emisiones” requiere (Deloitte, 2016): por un lado, metas intermedias (fijadas, generalmente, alrededor del horizonte 2030); y, por otro lado, no prescindir, durante dicho periodo de transición, de aquellas tecnologías clave para el crecimiento económico (como es el caso de los combustibles fósiles).

De los citados cuatro inductores de la transformación del actual modelo energético, el que presenta un horizonte de desarrollo más extenso es el correspondiente a la electrificación de la demanda energética, reemplazando las actuales fuentes de energía primaria utilizadas en los diferentes sectores por electricidad. En España, en 2012, el porcentaje total de electrificación (Ferrando, 2015) se situaba en el 25%, registrando niveles ciertamente bajos en el sector transporte (donde en carretera es prácticamente inexistente) y, dentro del residencial, en el de calefacción, agua corriente sanitaria (ACS) y cocina.

No es de extrañar, en consecuencia, que se encuentren estudios y análisis que pronostiquen crecimientos de la demanda eléctrica en nuestro país de hasta un 44%, en 2030, con lo que esta fuente de energía primaria vería incrementada considerablemente su participación en todos

los sectores (KPMG, 2016): +72% en el residencial; +19% en el terciario (sector servicios); +38% en el industrial; y, sobre todo, en el de transportes (+160%).

Por su parte, el otro vector de transformación, la generación eléctrica, debe persistir en su proceso de descarbonización sobre la base de continuar impulsando la penetración de las energías renovables más competitivas, así como de las tecnologías “limpias”, en el “mix” de generación. En este sentido, los objetivos fundamentales del marco de clima y energía de la Unión Europea para 2030 (Comisión Europea, 2017c) fijan, como vinculante, al menos un 27% de cuota de energías renovables en el “mix” de energía primaria.

De hecho, la generación eléctrica es la actividad que más renovables ha incorporado tal y como se afirma en los correspondientes informes anuales publicados por *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21, 2017): (1) la capacidad renovable instalada globalmente a finales de 2015 permitía ya abastecer un 23,7% de la demanda eléctrica; y (2) en 2016, por tercer año consecutivo, debido a la disminución en el consumo de carbón, al incremento de la capacidad renovable instalada (+9%, con relación a la existente en 2015) y a las mejoras registradas en eficiencia energética, las emisiones de CO₂ procedentes de los combustibles fósiles y del sector industrial permanecieron estables a pesar del crecimiento (+3%) de la economía global y de la demanda energética.

En ambos casos (electrificación de la demanda energética y generación eléctrica), hasta que las fuentes de energía “verdes” ocupen el lugar que en la actualidad llenan las energías convencionales (nuclear y fósiles), tanto las estimaciones de las instituciones internacionales (Agencia Internacional de la Energía –IEA–, y Administración para la Información sobre Energía de los Estados Unidos –EIA–, entre otras) como los modelos predictivos y los análisis de las empresas de consultoría más reputadas anuncian para el gas natural un futuro muy alentador.

Así: (1) la EIA afirma que el único “combustible limpio” llamado a establecer récords de consumo es el gas natural; (2) para la IEA, en el escenario más exigente desde la perspectiva medio ambiental

(Escenario 450), los combustibles fósiles registrarían una “tasa compuesta de crecimiento anual (CAGR)”, hasta el 2030, del 0,5% (Debarre, Fulop y Lajoie, 2016); (3) de acuerdo con los modelos de “penetración de mercado” (Hefner, 2002), entre el año 2000 y el 2050 el petróleo y el carbón, así como la energía nuclear, reducirán considerablemente su porcentaje de penetración en el “mix” de energía primaria mundial, siendo ocupados dichos espacios por el gas natural (que podría alcanzar una cuota de penetración cercana al 80%, en torno al año 2075), las energías renovables (principalmente, solar) y por el hidrógeno, como vector energético; y (4) así mismo, la consultora Accenture (Debarre, Fulop y Lajoie, 2016) afirma que el gas natural es el único combustible fósil que incrementa, en el marco del Escenario 450, su consumo (+1.991 Mtp: millones de toneladas equivalentes de petróleo) entre 2013 y 2030.

En síntesis, durante el referido periodo de transición, la demanda de gas natural se vería incrementada, fundamentalmente, por los siguientes inductores:

- » En el sector transporte, como combustible de propulsión, contribuyendo de manera muy considerable a mejorar la calidad del aire (con relación a los combustibles tradicionales, como gasolina y gasóleo, el gas natural reduce en más de un 85% las emisiones de óxidos de nitrógeno, en un 25% las de CO₂ y prácticamente al 100% las de micropartículas en suspensión).
- » En el sector de generación eléctrica (Dopico y Erias, 2017), por su posición ventajosa frente al carbón (las centrales térmicas de ciclo combinado, CTCC, con relación a las convencionales, reducen las emisiones de CO₂ entre un 40% y un 45%), la mejora del *spark spread*¹⁷ vs. *dark spread*¹⁸ y el incremento del hueco entre demanda eléctrica y generación renovable.

17. *Spark spread: diferencia entre el precio de generación eléctrica y el coste del gas natural necesario para producir esa electricidad.*

18. *Dark spread: diferencia entre el precio de generación eléctrica y el coste del carbón necesario para producir esa electricidad.*

- » Y en el sector residencial, habida cuenta de la baja penetración, por su eficiencia en calderas y electrodomésticos donde podrían registrarse hasta un 55% menos de emisiones de GEI en el primer caso, y reducciones en el consumo energético entre el 35% y el 60% para el segundo.

No obstante, a pesar del incuestionable papel que está llamado a jugar el gas natural en la transición hacia el comentado escenario de “Cero emisiones”, ha de tenerse en cuenta que las empresas del sector, para mantener y/o incrementar su *market share* dentro del mercado de la energía, deberán transformar, así mismo, sus modelos de negocio con el fin de conseguir un gas natural descarbonizado en toda su cadena de valor. La cuestión es ¿hacia dónde ha de dirigirse la estrategia para conseguir que el gas natural continúe jugando un papel de relevancia, más allá de 2030, dentro de un escenario descarbonizado?

Una respuesta comúnmente aceptada, suficientemente fundamentada y relacionada exclusivamente con los combustibles fósiles, se encuentra en el orden de prelación que hace la IEA sobre las áreas tecnológicas con mayor potencial de reducción de CO₂ para el horizonte 2050. En dicho *ranking*, la IEA otorga un potencial de reducción del 13% a las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS).

En esa misma línea abogan, entre otros, J. Stern (2017a) y A. Skarbek (2015) al calificar dicha tecnología como la “más interesante”, habida cuenta del papel tan importante que puede jugar transformando los procesos en el sector industrial, incluyendo los de minería y producción de petróleo. De ahí que surjan iniciativas globales, como la denominada “Proyectos para una descarbonización profunda” (DDPP), desplegada por la Red de Naciones Unidas para Soluciones de Desarrollo Sostenible (SDSN), con el fin de analizar sistemáticamente cómo los países que registran las mayores emisiones de CO₂ podrían conseguir descarbonizar su economía, en 2050, en el supuesto de que la tecnología CCS se encontrase disponible a gran escala y fuese comercialmente viable entre 2025 y 2030.

Por tanto, resulta evidente que para abordar con garantías el cumplimiento de los objetivos climáticos, el sector energético ha de transformarse hacia un modelo más limpio y verde (Alfaya, Muñoz y López, 2017). Y en dicha travesía hacia el valor cero de la intensidad de carbono, de acuerdo con los resultados y conclusiones de los estudios y análisis realizados por diferentes instituciones (públicas y privadas), parece suficientemente probado el hecho de que los combustibles fósiles seguirán conformando el pilar del crecimiento económico, sobre todo en los países más pobres.

En este sentido, en 2050, en base al Escenario 450 de la Agencia Internacional de la Energía, considerando que la probabilidad de que la temperatura media del Planeta se eleve 2°C sea del 50%, la presencia de los combustibles fósiles en el “mix” global de energía primaria representaría el 62,3% del total. Y, dentro de estos, el gas natural es el que exhibirá el mayor ratio de crecimiento (según los modelos de “penetración de mercado” comentados, en torno al año 2075, el gas natural podría alcanzar una cuota de penetración cercana al 80%). Por su parte, en España, las estimaciones realizadas llegan a pronosticar, en el año 2030, aumentos en el consumo de gas natural que oscilan entre el 27% y el 33% dependiendo de lo ambiciosas que sean las hipótesis de reducción de GEI planteadas para dicho horizonte temporal (KPMG, 2016).

La razón subyacente de este optimismo, más allá del valor ciertamente considerable de su relación R/P (es decir, “Reservas/Producción”) que garantiza la seguridad de suministro para satisfacer la demanda en el medio y largo plazos, es ante todo termodinámica¹⁹: el gas natural es el combustible fósil con mayor energía de combustión por unidad de peso. Resulta palmario, en consecuencia, que en la transición hacia un escenario de “Cero emisiones” no podrá prescindirse de los combustibles

19. *La combustión de gas natural genera la mitad de CO₂ que el carbón y un 30% menos que la gasolina; también produce dos veces menos emisiones de NO_x que el carbón (las cuales se pueden minimizar todavía más mediante “reducción catalítica”), y las emisiones de SO₂ son 150 veces inferiores a las del gas-oil, entre 70 y 1.500 veces menor que las del carbón y 2.500 veces menos que las correspondientes al fueloil; además, no produce micro partículas en suspensión (PM₁₀ y PM_{2,5}).*

fósiles y, mucho menos, del gas natural, aunque resultará decisiva su descarbonización, a lo largo de toda la cadena de valor.

Será, por tanto, la combinación de tecnologías dirigidas a la descarbonización del gas natural y energías renovables, junto con las decisiones políticas que estimulen su desarrollo y posterior implementación, la que permita obtener una solución integral “coste-efectiva” que proporcione un “mix” de energía primaria acorde con los actuales requisitos de sostenibilidad, competitividad y seguridad de suministro.

5. Contexto internacional

5.1. EL MERCADO GLOBAL DE GAS NATURAL

5.1.1. El papel del gas natural en el “mix” energético global

El gas natural está llamado a jugar un papel de especial relevancia en el contexto energético internacional en los próximos años y en las próximas décadas. En la actualidad, el gas natural supone un 24% de la energía primaria consumida en el mundo (BP, 2017)²⁰. De acuerdo con las previsiones más recientes de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), en el corto plazo se espera que el consumo global crezca un 1,6% anual hasta 2022 (IEA, 2017a), mientras que, en el largo plazo, el gas natural mantendrá su cuota de cobertura en el consumo de energía final, con un crecimiento anual estimado del 1,4% hasta 2040 (EIA, 2017).

La importancia del gas natural se ha visto reforzada en los últimos tiempos por tres cambios disruptivos en el contexto energético mundial: (1) una mayor concienciación medioambiental en todo el Planeta, plasmada recientemente en los acuerdos alcanzados en la COP21 (Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático de Naciones Unidas, celebrada en París en noviembre y diciembre de 2015), fruto de la cual el gas natural, cuyos niveles de contaminación son significativamente menores que los de otros combustibles fósiles como el carbón y el petróleo, se posiciona como la fuente convencional de energía que facilitará la transición hacia una economía descarbonizada y basada en el consumo de energía renovable, al menos hasta 2040²¹; (2) el desarrollo del mercado de gas

20. *El gas natural se sitúa en tercera posición entre todas las fuentes de energía, por detrás del petróleo (33%) y del carbón (29%).*

21. *La mayoría de los análisis a medio y largo plazo dan por hecho que el gas natural es el único combustible que permitiría sustituir de una manera eficiente al petróleo y al carbón en las próximas décadas. Más allá de 2040, sin embargo, existe una gran incertidumbre sobre el papel que podría jugar el gas natural en el “mix” energético global. Ver una discusión reciente sobre los retos a los que se enfrenta el gas natural y sobre posibles estrategias a largo plazo (Stern, 2017b).*

natural licuado (GNL), que permite que el gas natural sea una fuente de suministro flexible, diversificada y segura en zonas geográficas sin producción propia, favoreciendo además una mayor integración de los distintos mercados regionales²²; y (3) el desarrollo de nuevas técnicas de extracción de gas natural que permiten aumentar significativamente la oferta en muchos lugares del mundo (*shale gas*, hidratos de metano, etc.).

El escenario de referencia de evolución de la economía global que maneja la Agencia Internacional de la Energía (Escenario de Nuevas Políticas²³) asume un crecimiento medio anual del PIB global del 3,4% anual hasta 2040, lo que, acompañado por un aumento de la población de más del 20% en el periodo 2016 - 2040 dará lugar a un consumo total de energía un 30% superior en 2040 al registrado en la actualidad (IEA, 2017b). En este periodo, las energías renovables y el gas natural cubrirán un 85% del incremento total en la demanda de energía, lo que supone un cambio drástico en la distribución del “mix” de energía primaria en relación con décadas precedentes.

5.1.2. Reservas, producción y demanda de gas natural

El origen de las reservas probadas de gas natural no está distribuido uniformemente entre las distintas regiones geográficas (Gráfico 1). De acuerdo con las últimas estadísticas disponibles, Oriente Medio posee las mayores reservas probadas (79,4 tcm, el 43% del total mundial), seguida de Europa y Eurasia (30% del total mundial). Por países, Irán dispone de las mayores reservas probadas (33,5 tcm, un 18% del total).

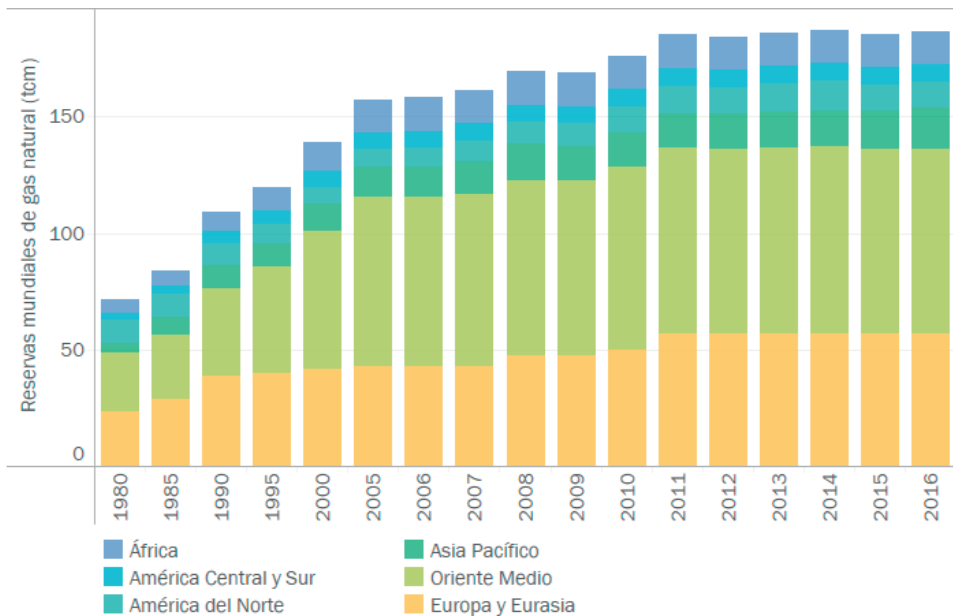
Las reservas probadas totales de gas natural se incrementaron, con respecto a 2015, un 0,6% en el año 2016. En los últimos 10 años, dichas reservas aumentaron 22 bcm (BP, 2017), gracias a las nuevas técnicas

22. Pueden identificarse tres mercados regionales de gas natural en el Planeta (el americano, el europeo y el asiático) que tienden a integrarse cada vez más como consecuencia de la irrupción del GNL procedente de países que tradicionalmente no han jugado un papel relevante en el comercio internacional de gas natural (sobre todo, los EE.UU. y Australia).

23. Este escenario toma como punto de partida las políticas energéticas vigentes en la actualidad e incorpora los cambios anunciados en las mismas.

de extracción y exploración, lo que ha permitido mantener una relación entre reservas probadas y producción (ratio R/P)²⁴ prácticamente estable entre 1980 y 2016.

Gráfico 1: Evolución de las reservas probadas de gas natural (1980 – 2016).



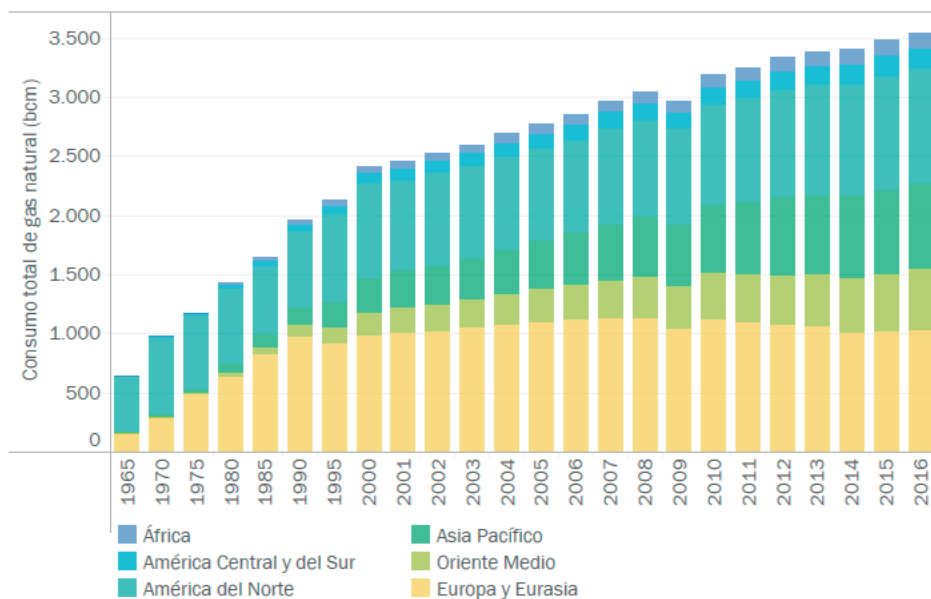
Fuente: BP (2017). Elaboración propia.

Por su parte, la producción mundial de gas natural se acrecentó en 2016 un 0,3% (+21 bcm) respecto del año anterior, alcanzando un total de 3.552 bcm, lo que supone el crecimiento de menor cuantía de los últimos años (sin considerar el periodo de la crisis financiera reciente). En este sentido, cabe destacar en 2016 la disminución de la producción en América del Norte (-21 bcm), compensada por el fuerte crecimiento de la producción en Australia (+19 bcm) e Irán (+13 bcm) (BP, 2017).

²⁴ La relación R/P es el cociente entre las reservas probadas al final de un año y la producción en dicho año. El valor de esta relación equivale al tiempo (en años) que durarían dichas reservas, en caso de mantenerse la producción anual al ritmo actual.

El consumo mundial de gas natural (Gráfico 2) creció, con respecto a 2015, en 63 bcm en 2016 (+1,5%): un ritmo más lento que el promedio de los últimos 10 años (+2,3%). Pese a este leve incremento, el consumo de la UE aumentó significativamente en 30 bcm (+7,1%), el crecimiento más rápido desde 2010. Por otra parte, tanto Oriente Medio (+19 bcm, +3,5%) como China (+16 bcm, +7,7%) registraron fuertes aumentos, impulsados por las mejoras en la infraestructura y la disponibilidad de gas, mientras que, a *contrario sensu*, las mayores caídas se registraron en Rusia (-12 bcm ó -3,3%) y Brasil (-5 bcm ó -12,5%) (BP, 2017).

Gráfico 2: Evolución del consumo mundial de gas natural por regiones (1965 – 2016).



Fuente: BP (2017). Elaboración propia.

Como se comentó anteriormente, según las proyecciones de la IEA (IEA, 2017a), en los próximos cinco años el consumo global de gas crecerá más rápido que el de petróleo y el de carbón, a una tasa del 1,6% anual, estimulado por precios relativamente bajos, amplia disponibilidad de oferta y por su contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La demanda de gas natural aumentará en China, India, el Sur de Asia y en algunos países de Oriente Medio y África. En EE.UU. aumentará también el consumo de gas en ese periodo, aunque de forma moderada, especialmente en el sector industrial. Por el contrario, en Europa el consumo se mantendrá probablemente estable en los próximos años, mientras que las previsiones en Japón y Corea del Sur son bajistas en el mismo periodo.

A más largo plazo y según el Escenario de Nuevas Políticas de la IEA, el gas natural se convertirá en el segundo combustible fósil más utilizado en 2040 en el “mix” global de energía primaria, por detrás del petróleo, alcanzando la cuarta parte del total. En dicho escenario, el 80% del aumento de la demanda de gas natural se concentra en China, India y otros países del Sudeste Asiático (IEA, 2017b)²⁵.

5.1.3. El mercado global de gas natural

Los mercados regionales de gas natural

El mercado global de gas natural está estructurado en la actualidad en tres grandes regiones o mercados regionales (EE.UU., Europa y Asia), a diferencia del mercado de petróleo, que puede considerarse un mercado global único e integrado.

El comportamiento de los precios en cada región depende de las condiciones de oferta y demanda de gas natural en cada uno de los mercados

²⁵. En otros escenarios desarrollados por la IEA, como el escenario de “Desarrollo Sostenible”, que asume que se aplicarán políticas que permitan alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible de las Naciones Unidas en línea con el Acuerdo de París de diciembre de 2015 (fuerte crecimiento de la capacidad fotovoltaica, duplicación de la eficiencia energética, casi 900 millones de coches eléctricos en 2040, etc.), el consumo de gas natural aumentaría casi un 20% en 2030, manteniéndose en ese nivel hasta el 2040. Se observa, por tanto, que los distintos escenarios que plantea la IEA coinciden en la previsión de la continuidad en el crecimiento de la demanda global de gas natural.

que la conforman, dadas las diferencias estructurales (en la capacidad de producción de gas natural, en los patrones de consumo para generación de electricidad, etc.) y de carácter coyuntural (como así pudo constatarse tras el shock de demanda derivado del accidente nuclear en Fukushima, Japón, en 2011) que muestran.

En conjunto, el mercado global de gas natural y GNL superó los 700 bcm en 2016, de los cuales aproximadamente 425 bcm se negociaron vía gasoducto y 275 bcm vía cargamentos de GNL (IEA, 2017b).

El *trading* de GNL entre regiones permite a las empresas gasistas realizar arbitrajes entre los distintos mercados, cuyos precios tienden a converger a medio plazo (exceptuando los costes de transporte de GNL). En los próximos años, se espera un crecimiento importante en el consumo de gas en regiones como Oriente Medio, África o Latinoamérica, lo que podría dar lugar a cambios en la dinámica del comercio internacional en el mercado global de gas.

El mercado europeo de gas natural puede considerarse un mercado relativamente maduro. En el largo plazo, se espera un descenso en el consumo (de hasta 200 Mtep en el periodo 2016-2040), impulsado por el crecimiento en la eficiencia energética y la penetración de las energías renovables en un contexto de transición energética hacia una economía con menores emisiones de CO₂. En la actualidad, el mercado europeo recibe flujos a través de gasoducto principalmente desde Rusia (que exporta a la Unión Europea más del 40% del gas que consume), Noruega (que cubre el 33% del consumo total) y el Norte de África (a través de España e Italia). El peso de las importaciones de GNL (desde Argelia, Catar, Sudamérica y EE.UU.²⁶) se situó en el segundo trimestre de 2017 en el 16% (Comisión Europea, 2017a). Aunque en 2016 las importaciones europeas de GNL representaron el 52% del volumen total de gas importado en el mundo, las últimas estimaciones de la IEA sugieren que en 2040 esta cifra caerá hasta el 35% del total global (IEA, 2017b).

26. En el segundo trimestre de 2017 algunos cargamentos de GNL procedente de EE.UU. llegaron al Norte de Europa por primera vez (Holanda, Polonia y el Reino Unido) (Comisión Europea, 2017).

El mercado asiático, por otro lado, está muy influenciado por la evolución del consumo en China, India, el Sudeste Asiático y Japón. A corto plazo, Japón es el país que más GNL importa (el 32% del total global en 2016). A medio y largo plazo (horizonte 2040), sin embargo, se espera que el consumo permanezca más o menos constante o caiga en Japón, mientras que aumentará significativamente en India (+1.005 Mtep en 2016 - 2040), China (+790 Mtep) y el Sudeste asiático (+420 Mtep)²⁷, en gran medida impulsado por la transición que han iniciado estos países hacia sistemas energéticos menos contaminantes, sustituyendo el uso de carbón por gas natural en la industria y en la generación de energía eléctrica.

Finalmente, el mercado de gas natural en los EE.UU. está caracterizado en la actualidad por un equilibrio entre la oferta y la demanda local. Con una creciente producción doméstica de gas²⁸ y petróleo, apoyada en técnicas no convencionales de extracción (especialmente, fractura hidráulica o *fracking*), EE.UU. es ya un exportador neto de gas natural (y lo será de petróleo en unos años), lo que contribuirá a consolidar un mercado global de gas más integrado, flexible y líquido: hacia mediados de la década de los años 20 se convertirá en el mayor exportador de GNL del mundo.

El mercado de gas natural licuado

Todas las previsiones indican que el rápido crecimiento experimentado por el mercado de GNL en los últimos años²⁹ (Martén y Vázquez, 2017), con un significativo incremento en el número de países importadores y

27. *El crecimiento interanual de la demanda de GNL en China alcanzó casi el 50% en los primeros diez meses de 2017. Las previsiones de analistas (Platts, etc.) indican que en 2018 China se convertirá en el segundo mayor importador de GNL del mundo con 50 millones de toneladas, adelantando a Corea del Sur (40 millones). Por su parte, el mercado asiático se abastece en la actualidad de importaciones de GNL desde Oriente Medio (Catar, EAU y Omán), Australia y el Sudeste Asiático (Malasia e Indonesia, principalmente) y Rusia.*

28. *EE.UU. es el mayor productor de gas natural del mundo en la actualidad.*

29. *En el periodo 1990-2006, la demanda de GNL aumentó a una tasa anualizada del 6%, frente a la tasa de crecimiento del 2,3% del gas natural. Tras cuatro años, entre 2011 y 2015, de cierta debilidad en el crecimiento de la demanda de GNL, debido a precios elevados y a restricciones de oferta, en 2016 volvió a crecer con fuerza la demanda, apoyada en el espectacular crecimiento en la oferta (Australia, EE.UU. y otros).*

exportadores³⁰, se mantendrá en el futuro cercano apoyado por el crecimiento esperado en la capacidad de licuefacción (+160 bcm, en el periodo 2017 – 2022) y en las instalaciones flotantes de almacenamiento y regasificación (IEA, 2017a).

En la actualidad, existe incertidumbre sobre la duración de la situación de exceso de oferta que ha caracterizado este mercado en los últimos años. Pese al incremento de la demanda global en 2016 y 2017 y las previsiones para los próximos años de aumento del consumo de gas en Asia, Oriente Medio y África, el crecimiento de la oferta en lugares como Australia o EE.UU. y el potencial incremento de la producción del principal exportador en la actualidad, Catar, podría prolongar la situación de exceso de oferta y, de esta manera, poner un techo al crecimiento de los precios del gas natural.

El comercio internacional de GNL alcanzó 242 millones de toneladas en los primeros diez meses de 2017 (+10,3% respecto del mismo periodo del año anterior). De esta cantidad, el 58% se entregó en el Noroeste de Asia (incluyendo Japón, Corea del Sur y China), lo que supuso un incremento del 12,8% respecto del mismo periodo de 2016 (Thomson Reuters). De acuerdo con las últimas estimaciones, China incrementó sus importaciones de GNL un 40% en relación con 2016 (Timera Energy, 2017), gracias al fuerte apoyo y a la implementación efectiva de nuevas políticas de sustitución de carbón por gas natural en distintos sectores de consumo.

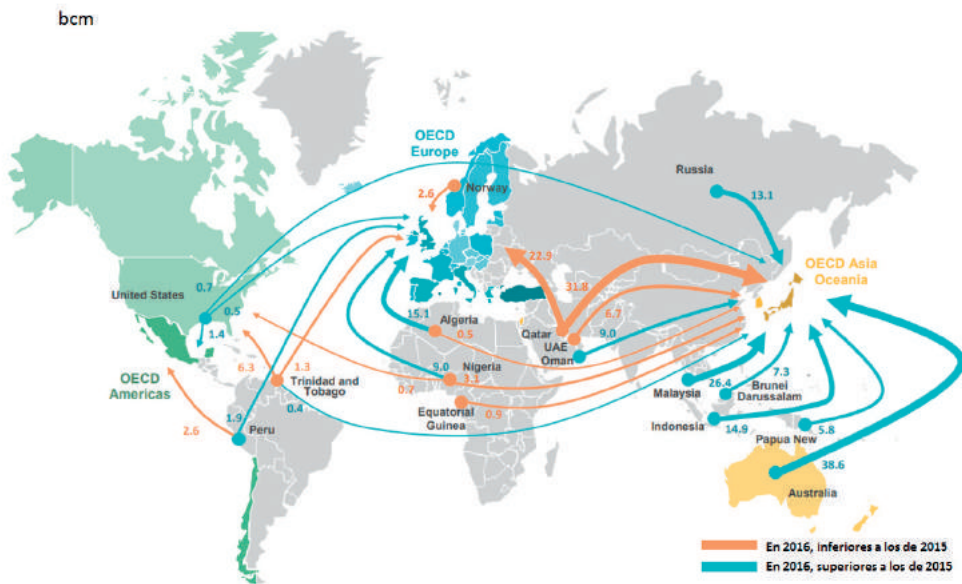
Por otra parte, el mercado de GNL de pequeña escala (*small-scale LNG*) también ha dado pasos hacia delante en 2017, estimándose una tasa de crecimiento anual en torno al 3% que podría hacer crecer este mercado desde unos 260 millones de toneladas en 2016 hasta los 300 millones en 2021 (Markets and Markets, 2017). En los últimos tiempos se han ido posicionando en este mercado grandes compañías energéticas (Shell, Engie, ENI o Gazprom, entre las más relevantes), uniéndose a las grandes petroleras (Exxon Mobil, BP, Total o Chevron) en un intento

30. El número de países importadores de GNL aumentó desde 15, en 2005, hasta 39 en 2017.

de fomentar la penetración de este combustible en usos alternativos de menor escala (como en la industria química o en el sector del transporte, tanto marino como por carretera).

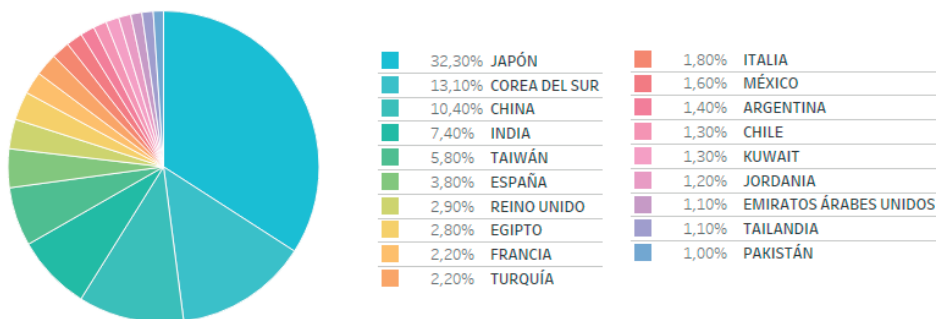
Las previsiones más recientes de la IEA (IEA, 2017b) indican que el GNL cubrirá el 90% del crecimiento proyectado en el comercio global de gas natural hasta 2040, rompiendo definitivamente las restricciones geográficas asociadas al comercio tradicional vía gasoducto y favoreciendo, en consecuencia, una mayor integración entre los distintos mercados regionales y contribuyendo a la seguridad de suministro global (particularmente la europea) al diversificar las fuentes de aprovisionamiento (Figura 7). Consecuentemente, el peso del GNL en el comercio global de gas natural aumentaría desde el 39% en 2016 hasta el 59% en 2040.

Figura 7: Flujos comerciales de GNL en la OCDE (2016).



Fuente: IEA (2017c).

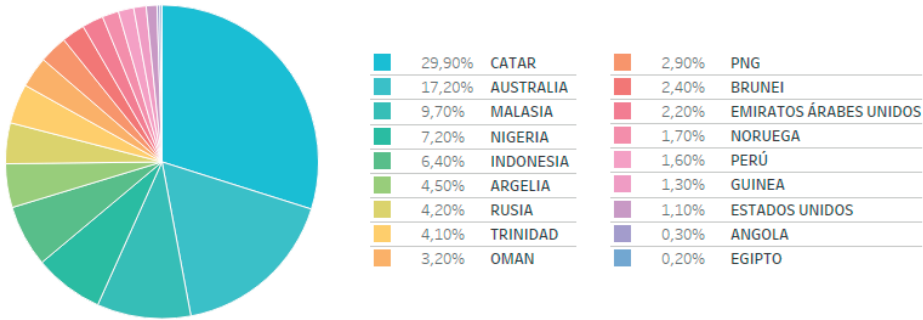
Nota: los flujos de menos de 400 millones de m³ no aparecen representados en el mapa.

Gráfico 3: Cuota de las importaciones de GNL (%) por países (2016).


Fuente: IGU (2017b). Elaboración propia.

En el lado de la demanda (Gráfico 3), los principales importadores de GNL son Japón (32% del total importado en 2016), Corea del Sur (13%), China (10%), India (7%) y Taiwán (6%). En los próximos años se espera un fuerte crecimiento de la demanda en China, que podría pasar de 26 millones de toneladas importadas en 2016 a más de 60 millones en 2020. Una parte muy relevante de este crecimiento se debe a la demanda de consumidores industriales que reciben el GNL en camiones cisterna. La demanda de GNL crecerá significativamente también en India, Pakistán y Bangladesh.

Por otra parte, en el lado de la oferta (Gráfico 4) destaca la concentración de casi el 60% de las exportaciones en tres países: Catar (29,9% del total en 2016, que compensó con la demanda en Oriente Medio y África los menores volúmenes exportados a Japón), Australia (17,2%) y Malasia (9,7%). En los próximos años, tanto Australia como EE.UU. incrementarán de forma significativa su cuota de exportación en el mercado global, con la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones de licuefacción y gracias al desarrollo de la producción de gas no convencional, respectivamente. Catar, por su parte, reaccionó al incremento en la producción en Australia y EE.UU. con el anuncio, en julio de 2017, de su intención de aumentar su producción anual en un 30%, hasta 100 millones de toneladas/año, en el periodo 2017 - 2024.

Gráfico 4: Cuota de las exportaciones de GNL (%) por países (2016).


Fuente: IGU (2017b). Elaboración propia.

Nuevas formas de contratación del gas natural licuado

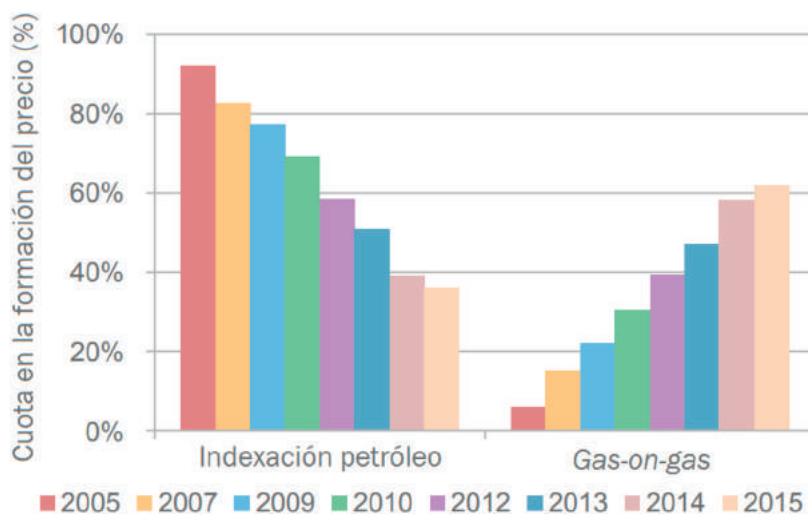
La influencia creciente del GNL en el comercio internacional de gas natural está condicionando los modelos de contrato de suministro a largo plazo de gas natural (Gráfico 5), gracias a la flexibilidad que ofrece la creciente diversificación de sus fuentes de producción y a la entrada en el mercado de nueva producción de GNL (sobre todo en Australia y EE.UU.) no sujeta a contratos con cláusulas de destino.

En los últimos años hemos asistido a un cambio, gradual pero imparable, en la forma de contratación del gas natural hacia un modelo basado en contratos de corto plazo con mayor flexibilidad en el suministro y precios indexados a los propios de mercado del gas natural (mecanismo *gas-on-gas*). Por el contrario, los contratos tradicionales tenían duraciones entre 15 y 25 años, con cláusulas *take-or-pay*, con relativamente poca flexibilidad en los volúmenes y con precios indexados al precio del petróleo y de sus derivados, principalmente.

En los últimos años, sin embargo, la creación de *hubs* líquidos en distintos lugares de Europa, el desarrollo del mercado global de GNL y la aparición de nuevos países productores y exportadores de GNL, así como la situación de exceso de oferta en el mercado global de gas, han dado

lugar a la renegociación de contratos de largo plazo, por un lado, y a la firma de nuevos contratos de suministro, por otro, con menor duración, mayor flexibilidad (en las nominaciones de los volúmenes y en el destino del gas suministrado, por ejemplo) y precios ligados a los precios de los *hubs* (indexación *gas-on-gas*; ver Gráfico 5).

Gráfico 5: Evolución a nivel mundial de los mecanismos de formación del precio del gas natural (2005 – 2016).



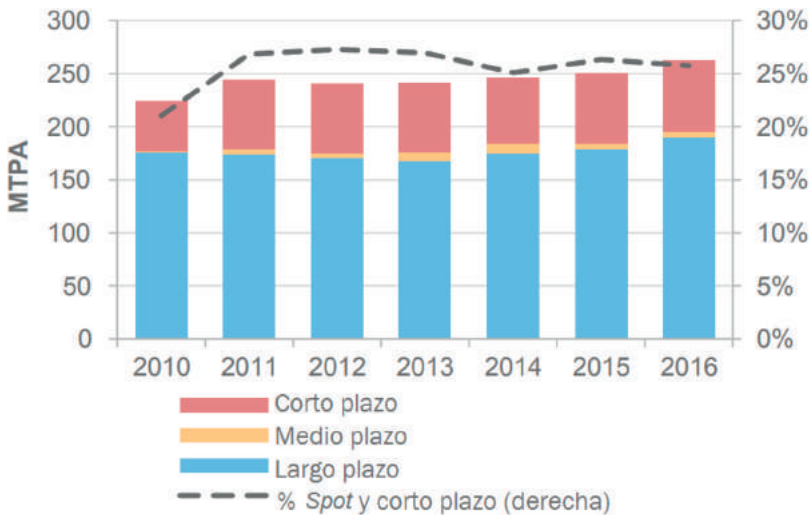
Fuente: IGU (2017b).

Complementariamente, según se ha comentado, los contratos de aprovisionamiento de gas han ido incorporando mayor flexibilidad en los últimos años. En el Gráfico 6 puede observarse cómo la cuota de contratos *spot* y de corto plazo³¹ dentro del total de contratos se ha mantenido en un nivel en torno al 25% en los últimos años, tras crecer significativamente en los años anteriores a 2011 (Rogers, 2017). En los próximos años, esta proporción tenderá a aumentar al entrar en producción nuevas instalaciones de exportación de GNL en EE.UU., entre 2018 y 2020.

31. Los contratos *spot* son aquellos con un horizonte de entrega inferior a un año, mientras que los contratos de “corto plazo” tienen horizontes de entrega entre 1 y 4 años.

El aumento en el número de destinos del GNL exportado, consecuencia también del mayor número de contratos *spot* y de corto plazo, generalmente sin cláusulas de destino³², es otro de los factores que incrementa la flexibilidad de las carteras de contratos de los *traders* globales de gas.

Gráfico 6: Distribución de los contratos a corto, medio y largo plazo en el mercado internacional de gas natural (2010 – 2016).



Fuente: IGU (2017b).

Tanto la posibilidad de firmar contratos de suministro de GNL *spot* y de corto plazo como la capacidad de realizar las entregas de GNL en distintas ubicaciones, incrementan la capacidad de arbitraje de los *traders* entre los distintos mercados regionales, redirigiendo cargamentos de GNL, en el muy corto plazo, a aquellos destinos en los que la demanda es mayor debido a factores coyunturales o estacionales (tales como incrementos de la demanda en invierno en Asia, o en verano en Europa).

32. El GNL que exporta EE.UU. no está sujeto a cláusulas de destino. Además, la autoridad de defensa de la competencia en Japón declaró anticompetitivas en julio de 2017 algunas de las cláusulas de destino en los contratos de GNL. Esta visión que se está extendiendo por otros países asiáticos.

Evolución esperada del mercado global de gas natural en 2018 (Banco Mundial, 2017)

Pese al incremento en la demanda de GNL en Asia (especialmente en China y, en menor medida, en India) y también en el continente europeo (en los últimos meses), los mercados continuarán estando bien abastecidos en 2018 gracias al incremento esperado en la producción global (Knutsson y Frimann-Dahl, 2017)³³ y en la capacidad de licuefacción (29 millones de toneladas, la mayor parte en Australia y EE.UU.).

Todo esto permitirá a los compradores (*buyer's market*) mantener una posición negociadora cómoda, buscando suministros de gas natural y GNL apoyados en contratos de relativa corta duración y con precios estrechamente ligados a las condiciones *spot* en el mercado³⁴.

De acuerdo con las últimas previsiones del Banco Mundial, los precios podían incrementarse en 2018 de forma moderada en EE.UU. (+3%), mientras que en Europa y en Asia su evolución continuará estando muy influenciada por los movimientos del precio del petróleo.

En el corto plazo, Asia continúa demandando GNL de cara al invierno 2017/2018 en un contexto caracterizado por la política de incentivos a sustituir carbón por gas natural en China y por restricciones de oferta consecuencia de las paradas por mantenimiento, así como de los retrasos en la puesta en marcha de instalaciones de licuefacción en Australia.

A lo largo de 2018, no obstante, se prevé que Australia incremente su capacidad de licuefacción en unos 17 millones de toneladas (Mt) por año, con lo que podría alcanzar casi 90 Mt/año, superando a Catar (77 Mt/año en 2017) como primer exportador de GNL en el mundo (Knutsson y Frimann-Dahl, 2017). En Japón, por otro lado, aumentará la demanda (bajo contrato) de GNL en unos 4 Mt/año, pero es probable que una parte significativa del GNL importado se reexporte hacia

33. *Estos autores contemplan un incremento en la producción de 16 millones de toneladas asociadas a proyectos que iban a comenzar a operar en 2017 y cuya fecha de entrada en funcionamiento se retrasó.*

34. *A medio plazo, la sustitución de contratos de largo plazo por contratos de menor duración (entre 5 y 15 años) puede suponer que se retrasen o cancelen algunos proyectos de inversión en nueva capacidad de licuefacción.*

otros mercados, dada la tendencia descendente de la demanda en este país.

En Europa, en el corto plazo existe un riesgo de tensión en el mercado gasista asociado al crecimiento de la demanda invernal, a los relativamente bajos niveles de almacenamiento al inicio del invierno, a los elevados precios de la energía en general y a la incertidumbre sobre la disponibilidad del parque nuclear francés. A lo largo de 2018 se espera que caiga la producción en el Norte de Europa (caída que será cubierta por importaciones de gas ruso y GNL) y se incremente la capacidad de regasificación en 5 bcm/año, frente a los 227 bcm/año que aportan las 32 terminales de GNL operativas a finales de 2017 (GIE, 2017). La demanda en Europa se mantendría en los niveles observados en 2017 (Eurogas, 2017b)³⁵, compensando con su incremento para generación de electricidad la paulatina caída en el consumo convencional de gas natural, debido a la mejora en la eficiencia energética (Mackenzie, 2017).

Por otro lado, en Estados Unidos, el invierno 2017/2018 comienza con un nivel adecuado de aprovisionamientos y gas almacenado de cara a los primeros meses del año. Se espera un crecimiento de la demanda en 2018 apoyado en el consumo de sectores industriales (químico, fertilizantes, etc.), así como en el incremento de exportaciones de gas natural a México y de GNL al resto del mundo. Consecuentemente, la capacidad de licuefacción se incrementará en casi 7 Mt/año (Knutsen y Frimann-Dahl, 2017).

Globalmente, la capacidad de regasificación total se incrementará en 2018 en unos 41 millones de toneladas. De esta capacidad, 17 millones de toneladas corresponderá a terminales terrestres en China, India, Japón, Singapur y Grecia, mientras que 24 millones de toneladas corresponderán a nuevos proyectos de terminales flotantes de almacenamiento y regasificación (FRSU) en India, Pakistán, Costa de Marfil y

35. Eurogas estima que la demanda de gas natural en Europa se situará en unos 490 bcm (+6% respecto del año anterior).

Rusia, iniciados en respuesta a la creciente demanda de GNL asociada a los precios relativamente bajos de esta fuente de energía (Knutsson y Frimann-Dahl, 2017).

Como conclusión, la previsible situación de abundante oferta para 2018 presionará probablemente los precios a la baja para atraer demanda en los periodos valle: por ejemplo, para sustituir el carbón o el petróleo en Asia, o el carbón por gas natural en la producción de energía eléctrica en Europa. El incremento en la flexibilidad de los nuevos contratos de aprovisionamiento desde EE.UU. o Australia también ejercerá presión para que converjan los precios de los distintos mercados regionales con mayor rapidez (una vez superados los shocks de oferta o demanda en alguno de estos mercados).

5.2. EL MERCADO DE GAS NATURAL EN LA UNIÓN EUROPEA

5.2.1. Demanda de gas natural

Con una cuota de consumo de energía final de aproximadamente un 20%³⁶ (Eurostat, 2017), el gas natural juega un papel fundamental en el "mix" energético del continente europeo. Pese a que, en términos relativos, el peso del gas natural en el consumo de energía final ha caído ligeramente en los últimos años, aunque en menor medida que el de los otros combustibles fósiles (carbón y petróleo), el gas natural está adquiriendo sistémicamente una mayor relevancia en el contexto actual de transición hacia una matriz energética con menores emisiones de GEI.

La estructura del consumo de gas natural muestra tres usos principales de este combustible en la Unión Europea: uso residencial y comercial (41% del total de ventas de gas natural en 2014); industrial (33%); y generación de electricidad (23%) (Eurogas, 2016).

36. *La cuota de gas natural en la matriz de consumo de energía primaria aumentó de forma gradual desde, aproximadamente, un 18% en 1990 hasta un 25% en 2010 para posteriormente decrecer hasta situarse en el entorno del 22% en 2015 (último dato publicado por la Comisión Europea).*

Complementariamente, el transporte y otros usos del gas natural supusieron el 0,4%³⁷ y el 3% de las ventas totales en 2014, respectivamente (ACER, 2017b).

En 2016, el consumo de gas natural alcanzó 4.978 TWh en la Unión Europea (Gráfico 7), lo que supuso un incremento del 7,1% respecto de 2015 y el segundo año de crecimiento consecutivo tras cuatro años de caídas en el consumo como consecuencia de la crisis financiera.

Los datos disponibles para 2017 en el momento de elaborar este informe muestran un incremento interanual en el consumo de gas natural en la Unión Europea del 5% en el primer trimestre y del 11% en el segundo trimestre del año, marcando el sexto trimestre consecutivo con incrementos interanuales en el consumo (Comisión Europea, 2017a). Este crecimiento se apoyó en el aumento de la generación de energía eléctrica a partir de gas natural (por sustitución gradual de la producción de las centrales de carbón), la recuperación de la economía en el continente, un comienzo de año especialmente frío (con el consiguiente aumento de la demanda para calefacción) y un incremento en el uso del gas natural en el sector del transporte.

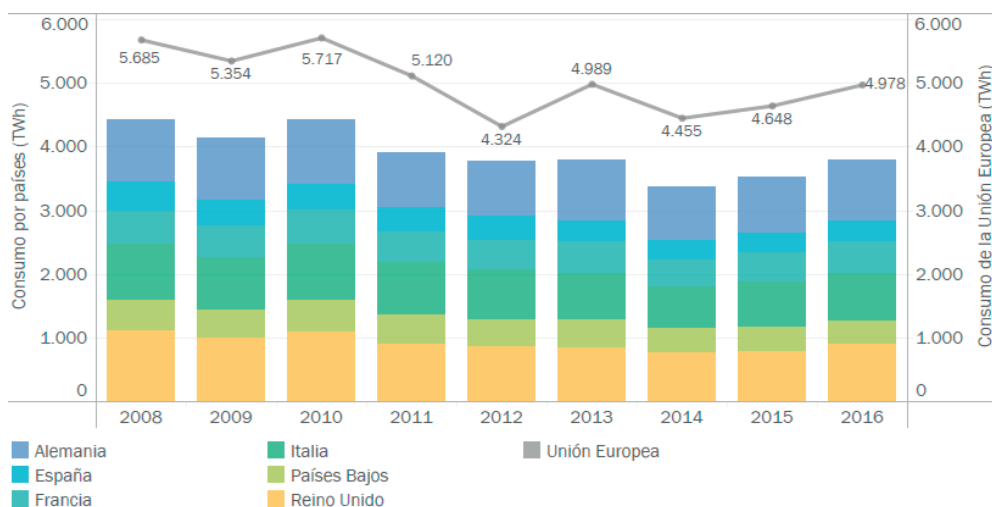
Las previsiones de cierre de 2017 sugieren que la demanda de gas natural en Europa se situará al final del año en unos 490 bcm ó 5.280 TWh, lo que supondría un incremento respecto del año anterior del 5,9%³⁸ (Eurogas, 2017b). Este crecimiento se apoya, tanto a nivel continental como sobre todo en el Sur de Europa, de forma muy significativa, en la creciente demanda de gas natural para generación de energía eléctrica y en la sustitución del carbón por gas natural en este y otros usos, impulsada por la tendencia al alza de los precios del carbón durante la segunda mitad del año, las paradas no programadas del

37. A finales de 2016 había 1,3 millones de vehículos propulsados por gas natural (el 98%, vehículos ligeros), lo que supone un consumo anual de unos 3,5 bcm. Los países de la UE con mayor penetración del gas natural en el sector de la automoción y el transporte ligero eran Italia (2,4% del total) y Bulgaria (2,0%).

38. Las estimaciones de Eurogas se basan en encuestas a los miembros de la asociación, quienes representan el 84% del total del mercado de gas en la Unión Europea. Esta estimación de Eurogas es consistente con la estimación del 6% realizada por Timera Energy (Timera Energy, 2017).

parque nuclear francés al comienzo del año y las extraordinariamente secas condiciones meteorológicas en la Península Ibérica que han motivado un incremento significativo en la producción de los ciclos combinados de gas natural.

Gráfico 7: Evolución del consumo de gas natural en la Unión Europea (2008 – 2016).



Fuente: Eurostat (2017). Elaboración propia.

Por otra parte, las previsiones más recientes sobre la evolución de la demanda de gas en Europa en los próximos años indican que esta probablemente permanecerá estable hasta 2022, con un crecimiento limitado del consumo de gas para generación de energía eléctrica debido a la expansión de las tecnologías renovables (pese al cierre progresivo de instalaciones de carbón) y del consumo industrial, fruto de una mejora considerable en la eficiencia energética y del previsible lento crecimiento de la producción industrial europea (IEA, 2017a).

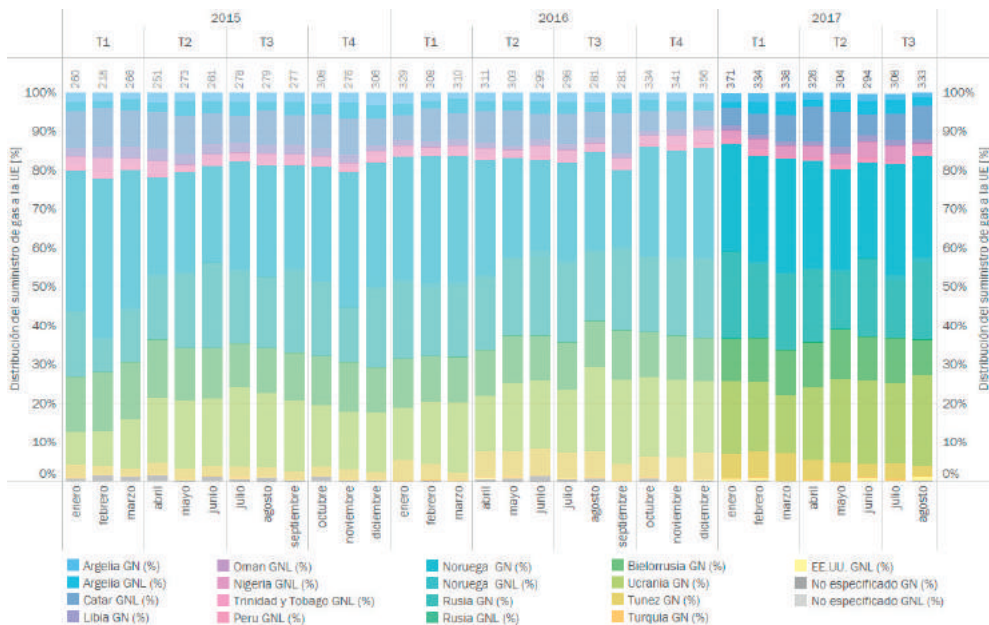
5.2.2. Estructura del suministro de gas natural y producción de gas natural

Por el lado de la oferta, el suministro de gas a la Unión Europea (8.417 TWh, en 2016) depende mayoritariamente de las importaciones de gas natural y GNL, dado que la producción doméstica apenas alcanza para

cubrir el 27% de la demanda (Eurostat, 2017). Este escenario da lugar a que, de los 10 países con mayor dependencia de importaciones de gas natural en el mundo, cinco sean europeos: Alemania, Reino Unido, Italia, Francia y España. Por otro lado, aproximadamente el 90% de los suministros llegan a la Unión Europea vía gasoducto, mientras que el 10% restante se refiere a entregas de GNL (Eurogas, 2017a).

Este entorno de elevada dependencia de las importaciones, que genera riesgos sobre la seguridad de abastecimiento, se agrava como consecuencia de la escasa diversificación de los suministros: Rusia (40% del suministro, ya sea mediante exportaciones directas o a través de terceros países como Bielorrusia o Ucrania), Noruega (28%), Catar (7%) y Argelia (5%) son los principales suministradores de gas a la Unión Europea (Gráfico 8).

Gráfico 8: Distribución del suministro de gas natural (GN, GNL) a la Unión Europea por país de origen (2015 – agosto 2017).



Fuente: Eurostat (2017). Elaboración propia.

Nota: la cifra situada en la parte superior de cada barra corresponde al valor de las importaciones (total, en TWh) de gas en la Unión Europea.

De acuerdo con los últimos datos publicados por la Comisión Europea (Comisión Europea, 2017a), la producción de gas natural cayó en la UE un 3% en 2016, mientras que en la primera mitad del año 2017 aumentó un 2%, espoleada por el incremento en el consumo, pese al gradual agotamiento de los yacimientos británicos del mar del Norte³⁹ y a las restricciones adicionales impuestas por el Gobierno holandés sobre la producción en Gröninge a partir de octubre de 2017⁴⁰.

5.2.3. Importaciones de gas natural

En línea con el crecimiento del consumo, las importaciones de gas natural aumentaron en 2016 (+5,64%), alcanzando los 7.082,7 TWh. En particular, el aprovisionamiento de gas a través de gasoducto procedente de Rusia volvió a incrementarse (después de la caída sufrida entre 2013 y 2014, a consecuencia de la disputa de Ucrania), mientras que el suministro de GNL, procedente en su mayoría de Libia y Catar, descendió debido a las reexportaciones de este combustible al mercado asiático.

En la primera mitad de 2017 aumentaron también las importaciones a buen ritmo (con tasas de crecimiento interanuales de +10% y +8% en el primer y segundo trimestre, respectivamente), impulsadas, al igual que la producción, por el incremento en el consumo de gas natural y la fuerte demanda para inyección en los almacenamientos subterráneos (Comisión Europea, 2017a). Destacaron, especialmente, el aumento de las importaciones de gas ruso (+13% en el segundo trimestre del año respecto del mismo periodo del año anterior y en niveles cercanos a los máximos históricos) y el auge de las importaciones de GNL.

A pesar de la estrategia desplegada por los productores para mantener la cuota de gas natural canalizado en el mercado europeo (revisión de la duración de los contratos, mayor flexibilidad, indexación de los precios a

39. En junio de 2017, la UK Oil & Gas Authority publicó un plan cuyo objetivo es maximizar la recuperación de gas de los yacimientos más meridionales del mar del Norte, de donde se cree que podrían extraerse hasta 100 bcm.

40. En abril de 2017, el Gobierno holandés decidió recortar la producción de Gröninge un 10% sobre la producción prevista a partir de octubre de 2017 para minimizar el riesgo de temblores asociados a las extracciones de gas natural, reduciendo la producción anual desde 24 bcm/año hasta 21,6 bcm/año.

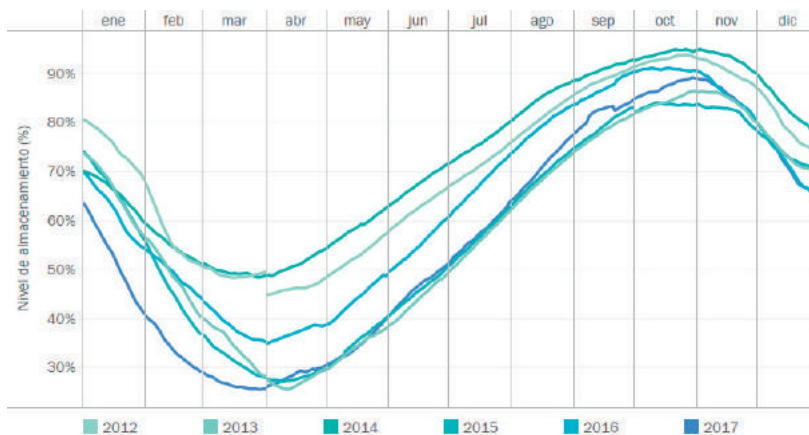
precios de los *hubs*, etc.), las previsiones apuntan hacia que su participación respecto del total de las importaciones irá disminuyendo progresivamente como consecuencia del papel protagonista que está adquiriendo el GNL dentro de la estrategia energética de la Unión Europea⁴¹.

A más largo plazo, la Agencia Internacional de la Energía estima que las importaciones de GNL de la Unión Europea alcanzarán aproximadamente un 22% del total de importaciones en 2020 y en torno al 30% del total, a partir de 2030 en adelante (Eurogas, 2017a).

5.2.4. Almacenamientos

La elevada demanda de gas natural y las restricciones de oferta durante el invierno 2016 – 2017 dieron lugar a altas tasas de extracción de los almacenamientos de gas natural en la Unión Europea durante el primer trimestre del año, lo que llevó al nivel de almacenamiento a valores

Gráfico 9: Nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos en Europa (2012 – 2017).



Fuente: GIE (base de datos AGSI+). Elaboración propia.

41. En febrero de 2016, habida cuenta del papel creciente que está jugando (y está llamado a jugar) el gas natural en la competitividad de la economía de la UE, la Comisión Europea presentó un paquete de medidas entre las que, además de establecer un reglamento sobre la seguridad de suministro del gas y vigilar que los acuerdos intergubernamentales de los Estados miembros con terceros países sean más transparentes, se incluye una estrategia específica sobre GNL y su almacenamiento (Resolución de 25 de octubre de 2016, del Parlamento Europeo, sobre la estrategia de la UE en relación con el GNL y el almacenamiento de gas).

cercanos al 25% del total en marzo y a momentos puntuales en enero y febrero en los que el nivel de existencias se situó hasta 10 puntos por debajo del rango de valores de los últimos 5 años (Gráfico 9).

A partir de abril y hasta el final de agosto, aumentaron las existencias almacenadas de gas natural hasta alcanzar casi el 80% de llenado al final del verano (nivel equivalente al menor valor registrado en los 5 años precedentes) y el 89% al término de la temporada de inyección (a finales de octubre). Desde entonces, la fuerte demanda de gas en la última parte del año ha dado lugar a niveles elevados de extracción de gas de los almacenamientos subterráneos; así, el 17 de diciembre, justo antes del comienzo del invierno, las existencias de gas natural se situaban en Europa en el 70,4%: el valor más bajo de los últimos 7 años, por debajo del registrado en la misma fecha de 2016 (70,9%).

La novedad más importante en relación con los almacenamientos subterráneos en la Unión Europea fue el anuncio realizado el 20 de junio por la compañía Centrica confirmando que dejaría de operar el almacenamiento británico de Rough, el más importante del Reino Unido, por haber alcanzado este el final de su vida útil⁴².

5.2.5. Desarrollo de los *hubs* gasistas en 2017

Consolidación del mercado en 2017

En general, puede considerarse que 2017 fue un año en el que el mercado de gas europeo continuó avanzando por la senda de la consolidación de la liquidez y de la integración entre los distintos mercados gasistas europeos (Heather y Petrovich, 2017). Por su parte, la plena implementación de los códigos de red europeos ha permitido también avanzar en la armonización de los sistemas normativos (y de las Reglas de Mercado) de los distintos Estados miembros.

Pese a estos avances, se observa aún una separación, en su funcionamiento, entre los mercados del Norte de Europa (Región Noroeste) y Europa

42. Centrica anunció también que extraería el gas colchón recuperable, que estimaba en unos 5,2 bcm, para inyectarlo en la red.

central, por un lado, y los mercados de Europa meridional (Península Ibérica, TRS y PSV), por otro, fruto de las peculiaridades de los “mix” de aprovisionamiento de los distintos sistemas gasistas, de los niveles de interconexión entre sistemas adyacentes y de la falta de armonización de los sistemas tarifarios, especialmente en lo que se refiere a los peajes de interconexión transfronteriza entre los distintos países.

En la Región Noroeste de Europa (NWE) –que, tomando como punto de referencia el TTF, englobaría a los mercados de Francia, Holanda, Bélgica y Alemania– existe un elevado nivel de competencia entre las distintas fuentes de oferta (gas ruso, gas noruego, producción de Gröningen, gas del mar del Norte y GNL). Todas estas fuentes de suministro ofrecen gas al mercado bien a través de entregas *spot* o bien a través de contratos con cláusulas de flexibilidad y de indexación a los precios de los *hubs*. Los *hubs* de la región NWE están caracterizados por un nivel elevado de sofisticación (en desarrollo normativo, en productos y servicios para los *traders* y en procedimientos de negociación, liquidación y compensación de contratos), con un gran número de participantes activos en el mercado mayorista y liquidez en todos los nodos de la curva de precios, lo que permite gestionar los riesgos de mercado de una manera activa.

El resultado de todo ello es un elevado nivel de convergencia de precios entre los distintos *hubs* del Norte y el Centro de Europa (ver el apartado 8.3.1. sobre la evolución de los precios del gas natural en Europa) y un contexto de mercado que favorece el desarrollo de la liquidez. Así, hemos asistido en los últimos años a un espectacular desarrollo del volumen negociado en el *Hub* holandés TTF (pese a la caída en el volumen negociado en 2017 –ver el siguiente apartado “Desarrollo de la liquidez”–) que lo ha convertido desde hace ya unos años en el *Hub* de referencia en Europa, junto con el *Hub* británico NBP, para la formación de precios en los mercados minoristas en casi todos los mercados europeos continentales, así como en el mercado global de GNL.

En los mercados del Sur de Europa (Península Ibérica, Sur de Francia e Italia), la situación es distinta, en parte debido al diferente “mix” de aprovisionamiento, con un mayor peso del GNL en estos tres mercados (especialmente en TRS y, sobre todo, en la Península Ibérica) y una

mayor dependencia de las importaciones de gas natural, con precios indexados al precio del petróleo, desde el Norte de África, en los casos español e italiano. Pese a ello, la liquidez ha ido aumentando gradualmente en Italia, hasta alcanzar volúmenes agregados por encima de 800 TWh/año, mientras que se ha mantenido en niveles bajos tanto en TRS⁴³ como en el *Hub* español PVB.

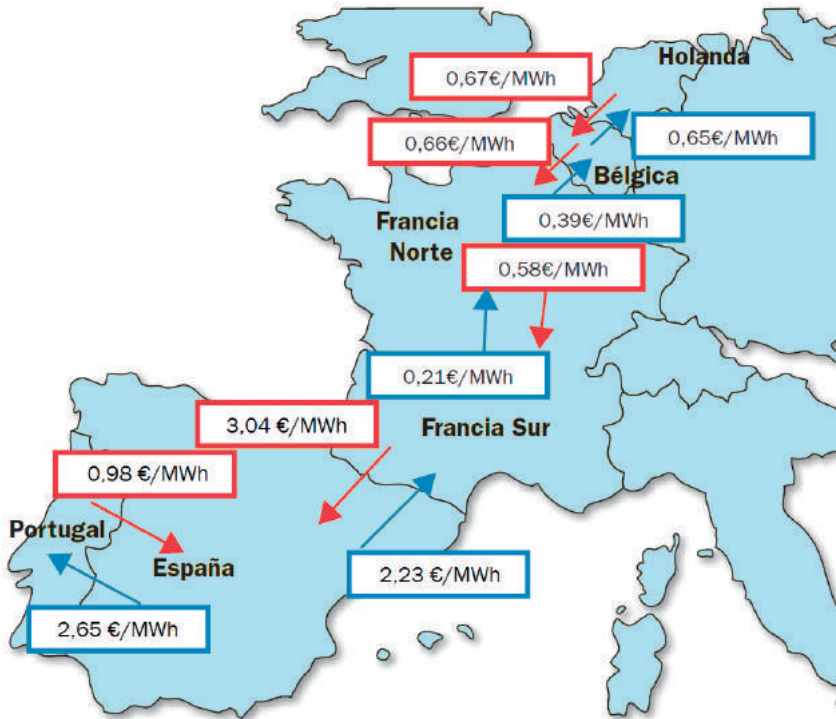
Algunas de las barreras al desarrollo de la liquidez y a la integración de estos mercados mayoristas con el resto de mercados desarrollados del Norte de Europa son físicas (limitada interconexión con PEG Nord, en el caso de TRS; con TRS, en el caso del PVB español; y con el mercado austriaco, en el caso del *Hub* italiano PSV).

Otra de las barreras al desarrollo del comercio transfronterizo más señaladas por los propios agentes participantes en el mercado es la existencia de tarifas de transporte (y peajes de interconexión) que desincentivan el *trading* entre sistemas gasistas⁴⁴ (Figura 8) (ACER, 2017). Debido a la falta de armonización entre los precios regulados de los distintos países, aparecen situaciones de “*pancaking*” o “doble tarificación”, lo que incrementa significativamente los costes de transacción asociados al comercio transfronterizo. Por otra parte, la escasa disponibilidad de productos de capacidad de corto plazo competitivos es también una de las principales barreras al desarrollo de los mercados identificadas por los participantes en los mercados mayoristas de gas.

43. Los hubs PEG Nord y TRS se integrarán, el 1 de noviembre de 2018, en una única zona de balance para el conjunto de Francia (CRE, 2017).

44. En el caso español, además, resultan también relevantes las diferencias entre los peajes de almacenamiento y de regasificación de GNL, así como los correspondientes a otras terminales de GNL en el Norte de Europa.

Figura 8: Peajes de interconexión entre mercados de gas europeos.



Fuente: PRISMA. Elaboración propia.

Nota: los precios en las interconexiones del VIP Pirineos y del VIP Ibérico que se muestran en la figura corresponden a los peajes de importación y exportación diarios del mes de noviembre de 2017; por su parte el resto de peajes europeos se refieren al mismo mes pero de 2016.

Desarrollo de la liquidez

De acuerdo con datos que publica la plataforma de mercado Trayport (Trayport, 2017), en 2017 se negociaron 44.658 TWh en los mercados europeos de gas (tanto en plataformas de mercado organizado como en plataformas OTC), frente a 46.547 TWh en 2016 (Tabla 3). Esto supone una caída en torno al 4,1% en relación con el año anterior, significativamente inferior a la fuerte disminución registrada en el volumen negociado en los mercados europeos de electricidad en dicho periodo (-15,6%, desde 13.995 TWh hasta 11.810 TWh). En parte, el descenso en el volumen negociado se debe a la bajada registrada en la liquidez del mercado (especialmente en el *Hub* holandés TTF) durante los meses de verano, en línea con la fuerte disminución de la volatilidad *spot*, asociada a una situación de mercado caracterizada por un elevado nivel de disponibilidad de gas.

Tabla 3: Volumen negociado en distintos *hubs* gasistas europeos (2016 – 2017).

	Enero - Noviembre (2016) (TWh)	Enero - Noviembre (2017) (TWh)	Variación (%)
NBP	17.640	16.579	-6,0%
TTF	20.540	19.650	-4,3%
NCG	1.882	1.581	-16,0%
Gaspool	1.038	1.030	-0,7%
PEG Nord+TRS	601	601	0,1%
PSV	819	854	4,3%
VTP	496	488	-1,6%
ZEE	699	477	-31,8%
Total Europa continental (sin la Federación Rusa)	25.937	24.673	-4,9%
Total Europa	43.577	41.336	-5,1%
OTC	27.567	24.430	-11,4%
Mercados Organizados	13.301	14.173	+6,6%
OTC compensado	2.709	2.733	+0,9%

Fuente: Trayport (2017). Elaboración propia.

En los mercados gasistas de Europa continental, la mayor parte de la negociación en 2017 fue bilateral (59,7%), frente a un 6,6% negociado OTC y compensado en una entidad de contrapartida central (Cámara de Compensación), y un 33,8% negociado en mercados organizados. Respecto al año anterior, destaca el incremento en el peso de la negociación en mercados organizados en detrimento de la negociación OTC.

Por *hubs*, destacan los descensos en términos relativos en NetConnect Germany (-17%) y el *Hub* virtual belga (-31,8%). El *Hub* británico (NBP) anotó una caída, también, de cierta consideración (-4%). Por el contrario, aumentó la negociación en el *Hub* italiano (+4%) y se mantuvo prácticamente en el mismo nivel en el conjunto de los *hubs* franceses (PEG Nord y TRS).

6. El mercado de gas natural en España

6.1. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL

6.1.1. Tamaño del mercado y principales infraestructuras

El sistema gasista español es uno de los más importantes de la Unión Europea, situándose en sexto lugar según el volumen de gas natural consumido, tras Alemania, Reino Unido, Italia, Francia y Holanda (Eurostat, 2017)⁴⁵.

La principal característica del sistema gasista español es la ausencia de producción propia significativa, por lo que prácticamente la totalidad del gas que se consume en España se importa de otros países. La producción autóctona (0,7 TWh, en 2016) apenas cubre el 0,21% de la demanda total nacional de gas natural (Enagás, 2016). Por otro lado, la capacidad de almacenamiento subterráneo de nuestro sistema puede considerarse limitada: 60 TWh (17% de la demanda total anual).

La capacidad de importación (Enagás, 2017a, 2017b, 2017c y 2017e) a través de Francia (165 GWh/d en invierno), Argelia (713 GWh/d) y Portugal (80 GWh/d) se sitúa, en conjunto, en el 54% de la demanda punta diaria invernal (1.772 GWh, el 5 de diciembre de 2017). La interconexión con Francia, que aporta flexibilidad en el muy corto plazo en los momentos de mayor tensión en el sistema gasista español, supone el 9,31% de la punta de demanda diaria. Pese a la limitada capacidad de almacenamiento y de interconexión con sistemas adyacentes, el conjunto de infraestructuras gasistas existentes (Figura 9) dota al sistema gasista español de mucha flexibilidad.

⁴⁵. Consumo bruto peninsular en 2016.

En consonancia con la diversificación de las infraestructuras del sistema gasista español, en 2016, el 58% del aprovisionamiento total del sistema se realizó en forma de gas natural y el 42% restante como GNL. Por su parte, en 2017, el gas natural y el GNL supusieron el 53% y el 47% del total de aprovisionamientos, respectivamente.

Figura 9: Infraestructuras del sistema gasista español.



Fuente: Enagás (2017).

Nota: el sistema gasista español cuenta con 6 regasificadoras operativas, 4 almacenamientos subterráneos y 6 puntos de interconexión, siendo el cuarto país en el mundo (IGU, 2017) y el primero de Europa por su nivel de regasificación contando con una capacidad diaria nominal de 1.986 GWh/d en el año 2016 (Enagás, 2017a).

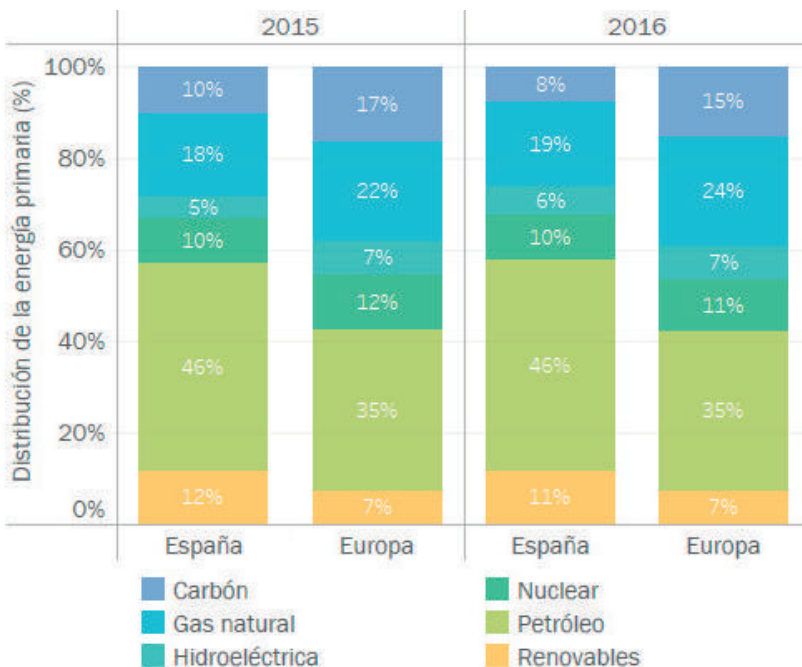
6.2. LA DEMANDA DE GAS NATURAL

El gas natural supone aproximadamente un 20% del consumo de energía primaria en España (Gráfico 10) y continúa siendo la segunda fuente de energía (primaria) en nuestro país, después del petróleo. En 2016

el consumo de energía primaria (1.570 TWh) se mantuvo estable con respecto al año anterior (BP, 2017). Dicha situación, unida al incremento del PIB (+3,3% en 2016) y, en particular, de la actividad industrial⁴⁶, refleja una mejora en la intensidad energética del país.

Como puede observarse en el Gráfico 10, en Europa, al igual que en España, en 2016 se registra, sobre todo, una disminución de la presencia del carbón (y en menor medida, de la energía nuclear) en el “mix” de energía primaria, cubriendo el gas natural dicho hueco e incrementando su peso en dicho “mix” en dos puntos porcentuales (del 22% en 2015 al 24% en 2016).

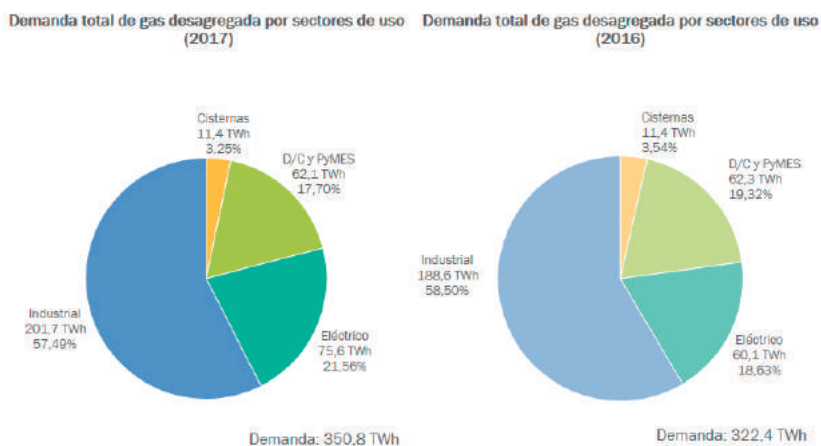
Gráfico 10: “Mix” de energía primaria en España y en la Unión Europea (2015 – 2016).



Fuente: BP (2017). Elaboración propia.

46. El Índice de Producción Industrial (IPI), corregido de efectos estacionales y de calendario, aumentó un 2,0% en 2016. En los diez primeros meses de 2017, dicho índice creció un 4,1% con respecto al mismo mes de 2016. Fuente: INE (2017).

Gráfico 11: Distribución de la demanda de gas natural en España por sectores de uso (2016 – 2017).



Fuente: Enagás (2017d). Elaboración propia.

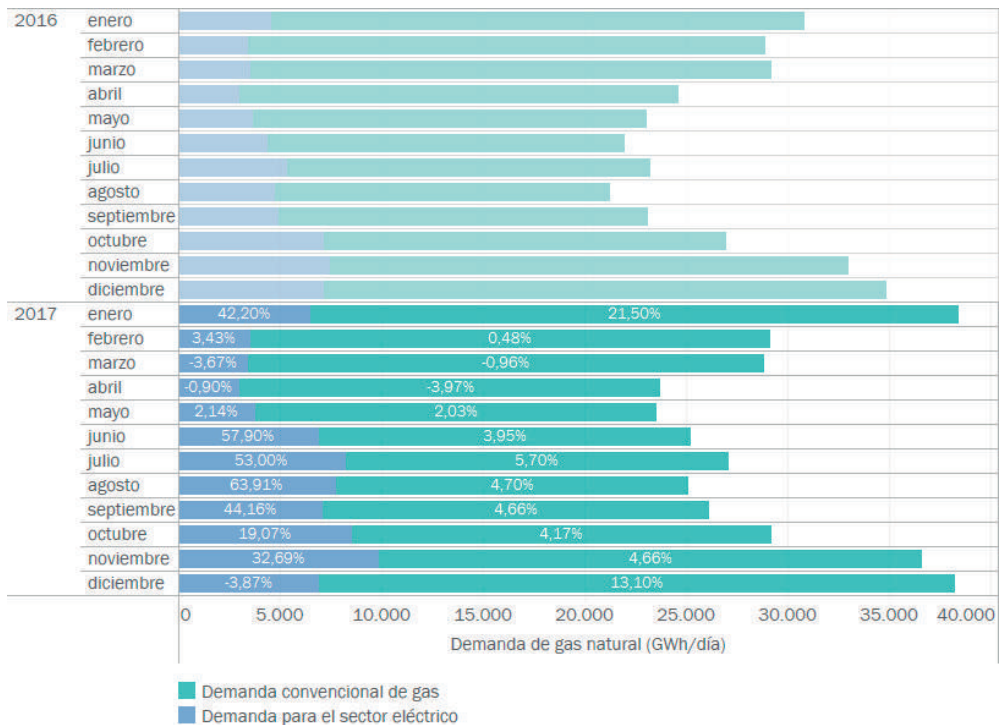
Con respecto a la distribución de la demanda por sectores de uso (Gráfico 11), el 57,49% corresponde al sector industrial, muy sensible a la actividad económica. Complementariamente, la demanda de gas natural para uso doméstico/comercial (el 17,7% de la demanda total nacional) y para generación eléctrica mediante ciclos combinados (alrededor del 22% del total) conforman una estructura que refleja, por un lado, el papel del gas como fuente de calor (cogeneración) en el sector industrial más intensivo (cerámica, acero, etc.) y, por otro lado, la todavía modesta penetración del gas natural en el sector doméstico/comercial⁴⁷, así como su función de respaldo al parque de generación renovable.

Probablemente el cambio más significativo en la demanda de gas en 2017 respecto del año 2016 (Gráfico 11 y Gráfico 12) se refiere al incremento de la demanda de gas natural para la generación de energía eléctrica (+25,8%).

⁴⁷. De acuerdo con los últimos datos publicados al respecto por la CNMC (https://www.cnmc.es/sites/default/files/1854209_0.pdf), entre enero y junio de 2017 el volumen de ventas a consumidores finales alcanzó 173.373 GWh, lo que representa un crecimiento del 5,8% con respecto al mismo periodo de 2016. Por su parte, el número de estos clientes de gas superaba los 7.710.000, correspondientes a un incremento interanual en torno a 100.000 clientes.

Las condiciones meteorológicas durante la parte final del otoño y el incremento en la producción de los ciclos combinados de gas, debido fundamentalmente a la relativamente elevada demanda de electricidad y la baja hidráulicidad (2017 ha sido un año excepcionalmente seco), han sido los principales inductores del tirón de la demanda⁴⁸.

Gráfico 12: Evolución de la demanda mensual de gas natural y tasa de crecimiento interanual (2016 – 2017).



Fuente: Enagás (2017e). Elaboración propia.

48. En este contexto, el día 5 de diciembre se alcanzó el valor más alto del consumo de gas natural en España (1.772 GWh) de los últimos 6 años, debido al auge de la demanda industrial y la demanda del sector doméstico-comercial, así como a las mayores entregas de gas natural para la generación de energía eléctrica. La demanda convencional llegó a 1.142 GWh, por las bajas temperaturas y el empuje del consumo industrial, mientras que la demanda del sector eléctrico registró 629,7 GWh, como consecuencia de una demanda elevada de electricidad, baja producción eólica e hidráulica y la indisponibilidad de una central nuclear (dicho valor corresponde al más alto registrado desde enero de 2010, cuando la demanda del sector eléctrico alcanzó 681,1 GWh) (Enagás, 2017e).

6.3. LA OFERTA DE GAS NATURAL

En 2017, las importaciones de gas natural (GN y GNL) alcanzaron en España 390 TWh, un 7% más que en 2016, consecuencia del incremento considerable (+20,16%) registrado en las entradas de GNL (Tabla 4).

Tabla 4: Indicadores básicos del sistema gasista español (2016 – 2017).

Concepto (TWh)	2017	2016	Variación (%)
Demanda total nacional	350,91	321,46	9,16%
Salidas netas por conexiones internacionales	30,91	42,88	-27,92%
Carga de buques	1,23	1,38	-10,87%
Total salidas	391,47	372,23	5,17%
Entradas de GN	205,87	211,12	-2,49%
Entradas de GNL	184,09	153,21	20,16%
Volumen inyectado en AA.SS. (01/04 al 31/10)	8,42	6,51	29,34%

Fuente: Enagás (2017a y 2017d). Elaboración propia.

Como se analizó en la sección 6.1., el sistema gasista español posee un alto grado de diversificación en el aprovisionamiento de gas natural⁴⁹ y de flexibilidad, gracias al conjunto de infraestructuras de almacenamiento (fundamentalmente de GNL y, en menor medida, de gas natural) y a la interconexión con el resto de mercados continentales a través de Francia (VIP Pirineos).

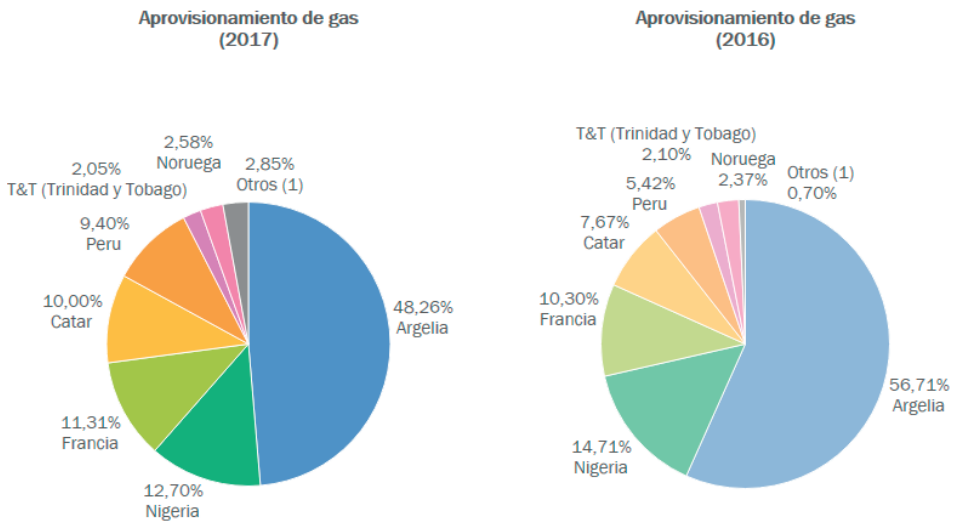
En 2017, el volumen de GNL descargado en los puertos españoles (184,1 TWh) se vio incrementado en un 20,2% respecto de 2016 (Tabla 4). El nivel medio de llenado de los tanques en las plantas de regasificación se situó alrededor del 43% en 2017. Por otra parte, en los almacenamientos subterráneos (otra de las infraestructuras que contribuyen a

⁴⁹ El Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, regula las obligaciones relativas a las existencias mínimas de seguridad y a la diversificación de los abastecimientos de gas natural. Con la aprobación de este Real Decreto, la diversificación del aprovisionamiento de gas natural en España se ha visto sustancialmente reforzada al impedirse a las comercializadoras cuya cuota de importación supere el 7% del total obtener más de un 50% de sus suministros de un mismo proveedor.

dotar de flexibilidad al sistema gasista español) se contabilizaron 8.139 GWh almacenados durante el periodo de inyección (del 1 de abril al 31 de octubre): un incremento del 29,3% con relación a 2016.

En 2017, España recibió gas natural procedente de más de 10 países (Gráfico 13), siendo Argelia el suministrador más relevante. En relación con 2016 y en términos relativos, se observa un menor peso de las importaciones de gas procedente del país norteafricano en el conjunto de aprovisionamientos y un incremento destacable en la posición relativa de Perú y Catar. Además, destaca en 2017 la inclusión de nuevos suministradores en el conjunto de países exportadores a España: entre ellos, Estados Unidos⁵⁰.

Gráfico 13: Distribución del suministro de gas natural a España, desagregado por país de origen (2016 – 2017).



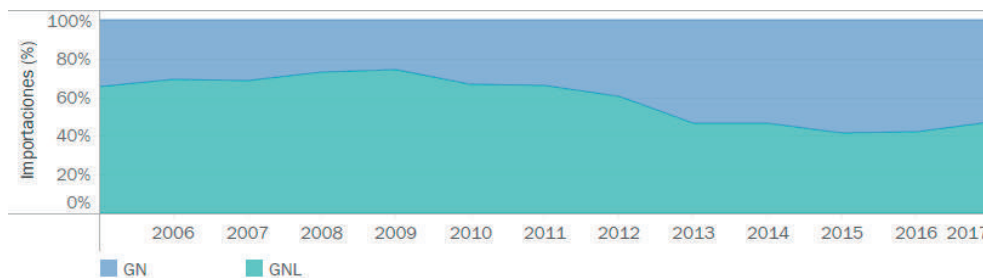
(1) Otros: Omán, Estados Unidos, Angola, Portugal, Países Bajos y producción nacional.

Fuente: Enagás (2017e). Elaboración propia.

50. En 2017 se registró la descarga de 8.543 GWh procedentes de los EE.UU. (Enagás, 2017d).

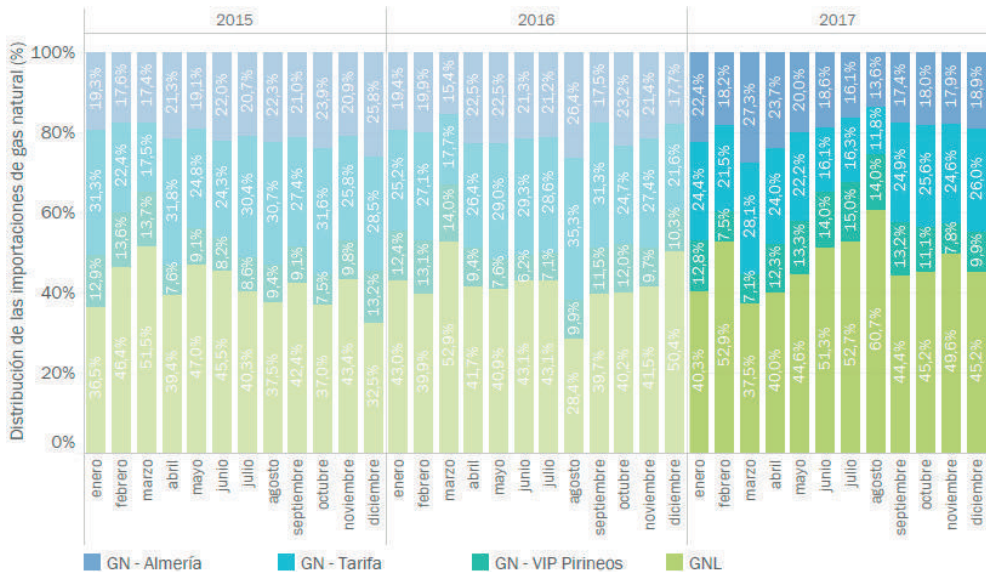
Una de las peculiaridades del sistema gasista español, en comparación con otros sistemas gasistas en Europa, es la apuesta por el GNL como fuente de aprovisionamiento de gas natural; una apuesta que está motivada, entre otros factores, por nuestra situación geográfica. Así, mientras que el suministro en Europa se realiza mayoritariamente a través de gasoducto, en España ha sido tradicionalmente el GNL la principal fuente de aprovisionamiento. Desde el año 2013, sin embargo, y tras el incremento en los flujos que llegan a nuestro país desde Argelia por la puesta en marcha del gasoducto Medgaz, el suministro de gas natural tiene más peso relativo, mientras que las importaciones de GNL han ido cayendo, aunque en 2017 repuntaron hasta alcanzar el 47% del total (Gráfico 14).

Gráfico 14: Suministro de GN y GNL al sistema gasista español (2005 – 2017).



Fuente: CNMC (2017a) y Enagás (2017d). Elaboración propia.

En consonancia con lo expuesto anteriormente, el Gráfico 15 muestra cómo las importaciones procedentes de Argelia, a través de las conexiones de Tarifa y Almería (Medgaz), conformaron el núcleo principal de los aprovisionamientos del sistema gasista español en 2017.

Gráfico 15: Distribución del aprovisionamiento de GNL y GN al sistema gasista español, por punto de entrada (2015 – 2017).


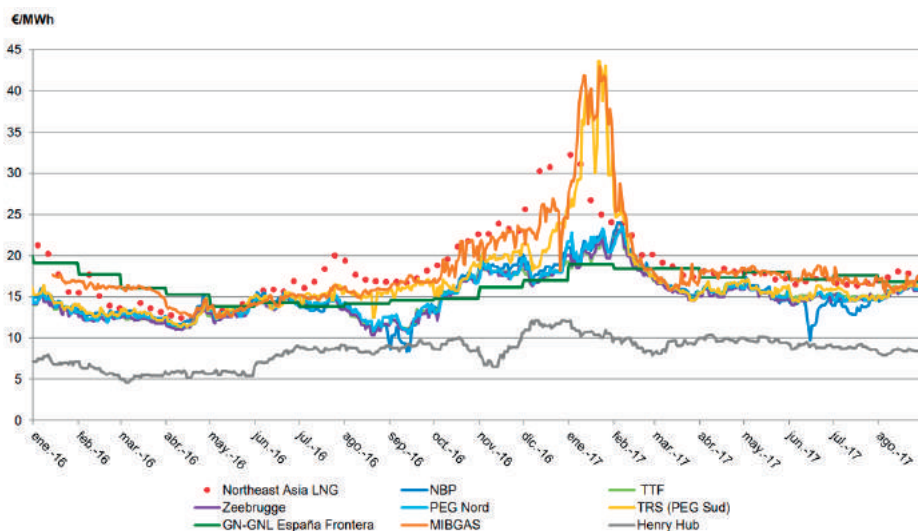
Fuente: Enagás (2017e). Elaboración propia.

En algunos meses, sin embargo, por ejemplo febrero y los meses de verano (junio, julio y agosto), el suministro de GNL aumentó hasta superar el 50% del total, apoyado en precios competitivos de las entregas DES⁵¹ respecto de los precios (indexados al petróleo) del gas procedente de Argelia (Gráfico 16).

A *contrario sensu*, a partir de septiembre se produjo un cambio en el patrón de aprovisionamiento respecto de los meses anteriores, aumentando significativamente los de gas natural. Este cambio se debió al incremento en el precio spot del GNL en Asia y a la mayor competitividad del gas procedente del Norte de África, pese al incremento en el precio del petróleo Brent.

51. DES (Delivered Ex Ship): El vendedor asume todos los costes y riesgos inherentes de llevar la mercancía al puerto de destino (previamente acordado) hasta el momento de la entrega en dicho puerto, produciéndose la transmisión (del vendedor al comprador) de los citados costes y riesgos en el propio buque.

Gráfico 16: Evolución del precio de las importaciones de gas natural y GNL en la frontera, del precio de MIBGAS y de otros precios de referencia (2016 – agosto 2017).



Fuente: CNMC (2017a).

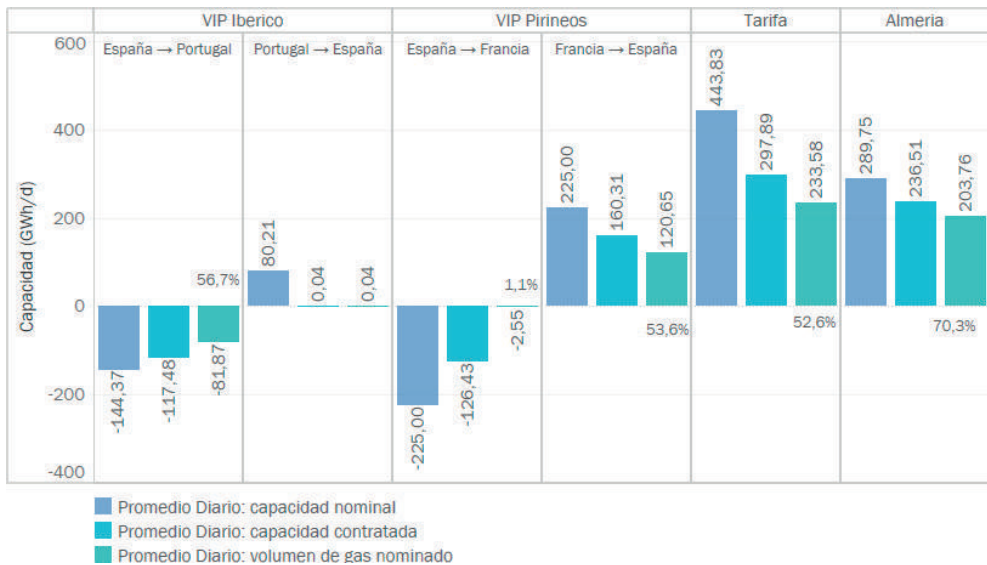
El patrón de aprovisionamiento del sistema gasista español difiere sustancialmente del que registran los mercados del Noroeste de Europa. Así, mientras que el aprovisionamiento de esos mercados dispone de una oferta competitiva (con precios de los contratos de aprovisionamiento de gas noruego y ruso prácticamente en su totalidad ya indexados a los precios de los *hubs*), en España la dependencia del GNL (cuyos precios DES y FOB⁵² en el sistema español tienden a reflejar el precio *netback*⁵³ del mercado asiático) y el compromiso a largo plazo adquirido con Argelia (que liga el precio del gas importado al del petróleo), inducen unos precios de abastecimiento por lo general superiores a los de la región del Noroeste de Europa.

52. *FOB (Free on Board): El comprador ha de soportar todos los costes y riesgos inherentes a transportar la mercancía al puerto de destino desde el momento de embarque, en el puerto de origen.*

53. *Netback: Costes originados por el transporte desde el país de origen y la distribución en el país receptor que son deducidos del precio medio del producto en el mercado de destino.*

Por último, el nivel de utilización de las distintas interconexiones por gasoducto (Gráfico 17) evidencia el distinto papel que cada uno de estos puntos juega en el sistema gasista español. Mientras que la interconexión con Portugal (VIP Ibérico) es claramente un punto de exportación, trasvasando al país vecino una parte del gas natural procedente de Argelia, el VIP Pirineos es un punto claramente de importación cuya utilización depende de las condiciones del mercado; en concreto, del valor del *spread* de precios con la zona de balance TRS. Por su parte, las dos interconexiones con el Norte de África (con puntos de entrada en Tarifa y Almería) son exclusivamente vías de aprovisionamiento, ofreciendo, por tanto, una flexibilidad limitada en las entregas de gas.

Gráfico 17: Valores promedio diario de la capacidad nominal, capacidad contratada y volumen de gas nominado en las infraestructuras de interconexión de España (2017).



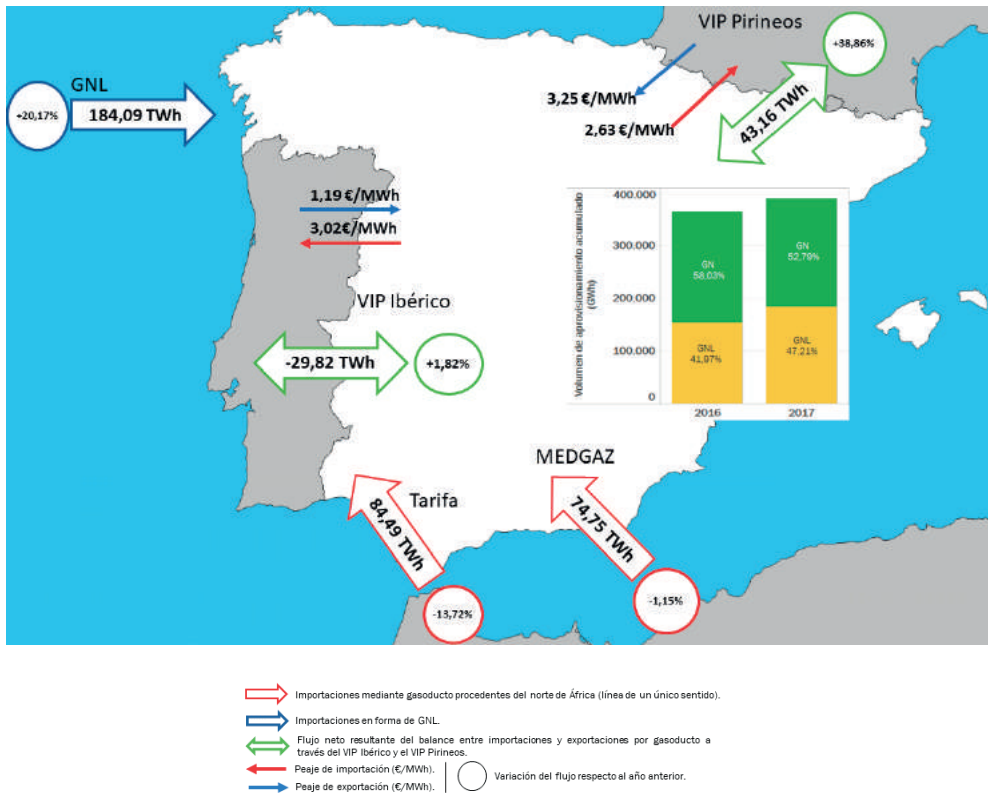
Fuente: Enagás (2017e). Elaboración propia.

El Gráfico 17 sugiere que la utilización de las infraestructuras de interconexión por gasoducto del sistema gasista español no refleja situaciones endémicas de congestión. Así, en 2017:

- » El VIP Pirineos, sentido Francia a España, tuvo un factor de utilización (promedio diario) del 53,6%, mientras que en sentido inverso no llegó al 1,1%.
- » El VIP Ibérico, pese a que la interconexión permite el intercambio de gas desde Portugal a España, nunca registró flujos en este sentido en el periodo de tiempo considerado; en el sentido contrario, desde España hacia Portugal, la interconexión exhibió un nivel de utilización (promedio diario) del 56,7%.
- » Las dos interconexiones con África, por último, han registrado niveles medios de utilización del 52,6%, en el caso de la de Tarifa, y del 70,3% para la de Almería.

A modo de resumen, en la Figura 10 se presenta la información anterior comparando la situación registrada en 2017 con la correspondiente a 2016, completada con el importe de los peajes de interconexión.

Figura 10: Aprovisionamientos en el sistema gasista español, desagregados por tipo (gas natural y GNL) y por punto de interconexión, e importe de los peajes de interconexión por gasoducto (2016 – 2017).



Fuente: Enagás (2017e). Elaboración propia.

Nota: peajes diarios de importación/exportación correspondientes al mes de diciembre de 2017.

6.4. EL MERCADO MAYORISTA DE GAS NATURAL EN ESPAÑA EN 2017

6.4.1. Estructura del mercado

En la actualidad, la estructura del mercado mayorista de gas natural en España está conformada por tres grandes grupos de participantes en el mercado: (a) grandes empresas energéticas, con posición en los mercados español y portugués, y presencia en toda la cadena del gas (*upstream*, *midstream* y *downstream*); (b) pequeños comercializadores con

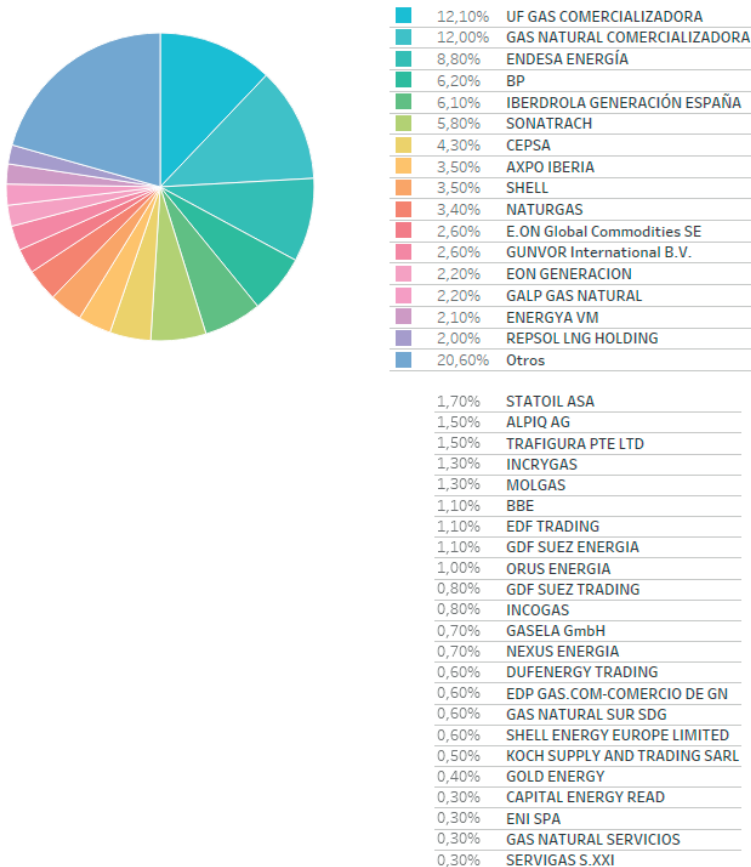
carteras de clientes en España y Portugal, que entraron recientemente en el mercado y, por lo general, sin contratos de aprovisionamiento fuera de la Península Ibérica; y (c) *traders* europeos de tamaño mediano y grande que operan en varios mercados europeos, así como en el mercado global de GNL, con una modesta posición *downstream*, o bien sin cartera de clientes ni en España ni en Portugal.

Aunque hay más de 160 empresas habilitadas como comercializadores de gas natural en la actualidad⁵⁴, únicamente unas 35-40 empresas operan en el mercado mayorista de gas natural en España y menos de 15 pueden considerarse realmente activas (realizando operaciones de compraventa prácticamente a diario con horizontes de entrega superiores a un día).

El mercado mayorista de gas en España puede considerarse relativamente concentrado, aunque los índices de concentración han ido reduciéndose en los últimos años gracias a la entrada de un gran número de pequeños comercializadores en el mercado. Según datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC, 2017a), la cuota del conjunto de notificaciones de adquisición de gas enviadas al GTS a través de la plataforma MS-ATR de las tres (cinco) empresas con mayor volumen de notificaciones de adquisición de gas se situó en el 32,9% (45,2%) en el periodo entre enero y octubre de 2016 (Gráfico 18).

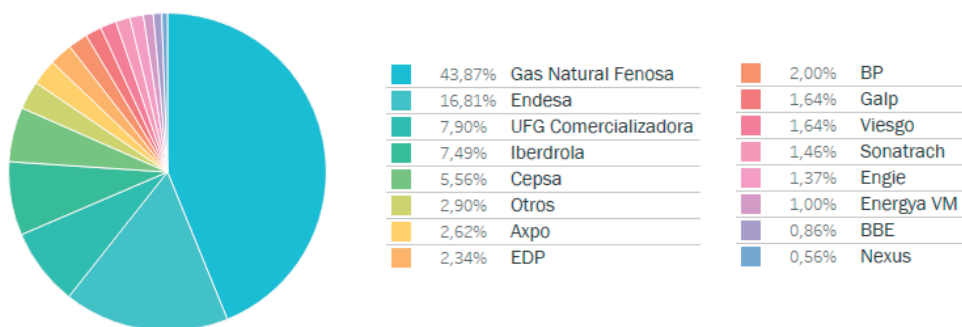
54. Consultar el Registro de Comercializadores de Gas Natural en España en <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-gas#listados>.

6. El mercado de gas natural en España

Gráfico 18: Cuotas en las notificaciones de adquisición enviadas al GTS (octubre 2016).


Fuente: MIBGAS y Enagás. Elaboración propia.

Por otro lado, no existen datos públicos disponibles sobre el nivel de concentración en el lado vendedor del mercado mayorista, aunque la información relativa al segmento minorista permite estimar el probable nivel de concentración en las ventas mayoristas. De acuerdo con datos publicados por CNMC (Gráfico 19), las cuotas de venta en el mercado minorista de los tres (cinco) principales comercializadores se situaron en 2016 en el 68,58% (81,63%).

Gráfico 19: Cuotas de venta en el mercado minorista de gas natural (2016).


Fuente: CNMC (2017a). Elaboración propia.

6.4.2. El mercado OTC en España

Cambios normativos de 2015: El nuevo mecanismo de balance

Los cambios normativos llevados a cabo en 2015⁵⁵ parecen haber tenido una incidencia positiva en la consolidación de la liquidez en el mercado mayorista de gas natural en España, aunque el crecimiento del mercado OTC durante 2016 y la primera mitad de 2017 continuó siendo bastante modesto, de acuerdo con la información disponible.

Hasta octubre de 2016 el mecanismo de balance era poco incentivador del *trading* de corto plazo, al poder acceder los comercializadores a una cierta capacidad de almacenamiento en la red de transporte de forma gratuita, lo que abarataba los desvíos entre entradas y salidas de la red⁵⁶.

55. Las principales normas aprobadas en 2015 que redefinieron el marco regulatorio del mercado mayorista de gas en España, son: (a) Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos; (b) Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural; y (c) Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

56. A principios del año 2016 se redujo el almacenamiento operativo comercial en la red de transporte a 0,25 días equivalentes de la capacidad contratada –desde un valor de 0,5 días– aunque, simultáneamente, se redujo el coste del desbalance al 5% de la media de los precios medios de corto plazo en los hubs NBP y Henry Hub.

A partir del 1 de octubre de 2016, sin embargo, comenzó a aplicarse el Código de Red de Balance, estableciendo un mecanismo de balance diario con penalizaciones basadas en precios de mercado y sin flexibilidad de almacenamiento operativo.

Una de las primeras consecuencias de la actualización del esquema de balance es que las empresas que operan en el mercado mayorista tienen incentivos económicos más fuertes a realizar ajustes de corto plazo en el mercado con el objeto de evitar posibles penalizaciones o minimizar los costes logísticos de ajustar las carteras⁵⁷. Esto tiene un efecto positivo sobre el intercambio de productos de muy corto plazo (compraventas de gas con entrega en el mismo día o al día siguiente, y swaps de gas en el PVB en el muy corto plazo).

El incremento en la actividad en torno a productos de muy corto plazo ha impulsado el desarrollo de la liquidez en el Mercado Organizado de Gas y también, al menos en una fase inicial, en las plataformas de brókers OTC que operan en España (4 en la actualidad), en las que traders ibéricos y del resto de Europa pueden realizar arbitrajes con productos similares en otros mercados.

El tamaño del “traded market” en España

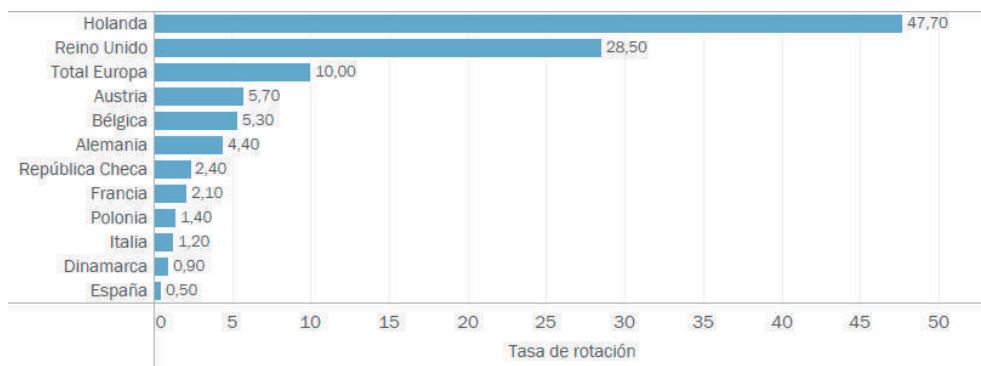
El volumen que se negocia en el conjunto del mercado mayorista de gas en España es relativamente modesto en comparación con otros mercados de nuestro entorno. Aunque existen algunas cifras públicamente disponibles sobre transferencias de titularidad de gas natural en el sistema gasista español, no existen indicadores directos del volumen negociado en el mercado OTC⁵⁸; puede, sin embargo, estimarse el tamaño del “traded market” en España utilizando información proveniente de distintas fuentes.

57. Además de la compraventa de contratos de gas en el muy corto plazo, las empresas pueden ajustar sus posiciones en el PVB modificando las entradas y salidas de la red de transporte (cambiando las nominaciones de regasificación de GNL o de importación de gas natural a través de gasoducto, inyectando o extrayendo gas desde los almacenamientos subterráneos e, incluso, modificando, si existe la flexibilidad, las nominaciones de consumo).

58. La CNMC ha publicado en el pasado estadísticas en el “Informe de Supervisión del Mercado Mayorista” sobre volúmenes registrados por los participantes en el mercado en su sistema informático a través de la herramienta MS-ATR (329,67 TWh en el periodo entre enero y agosto de 2017). Sin embargo, estos datos no distinguen entre gas negociado en el mercado mayorista y gas entregado dentro de un contrato de largo plazo. Además, tampoco se contabilizan de forma adecuada los swaps o permutas de gas que llevan a cabo los comercializadores en el sistema gasista español y que no pueden considerarse compras independientes de gas.

De acuerdo con los datos publicados por la empresa de estudios de mercado Prospex Research (Gráfico 20), la tasa de rotación del consumo de gas natural en España era igual a 0,5 en 2015. Utilizando como referencia la estimación de demanda de CORES para 2015, 314,2 TWh, el tamaño del “*traded market*” en España se habría situado en 2015 en el entorno de unos 150 TWh/año. Así mismo, los datos de Prospex indican que el mercado español registraba en 2015 un 50% y un 25% de la liquidez de los mercados italiano y francés, respectivamente.

Gráfico 20: Tasas de rotación en el mercado mayorista de gas en Europa (2015).

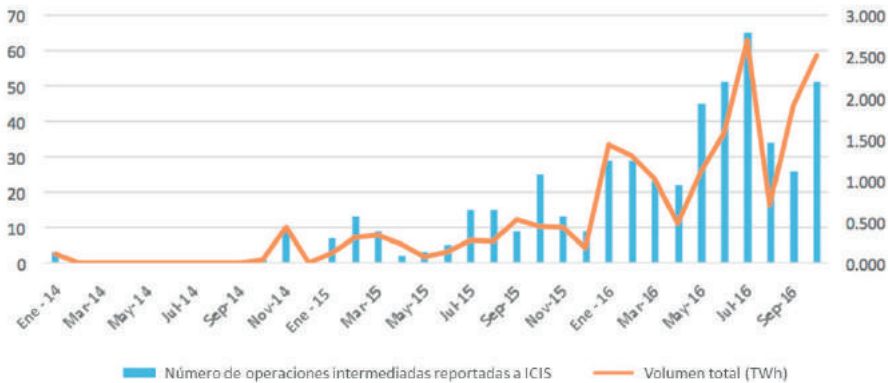


Fuente: Smedley, M. (2016). *Elaboración propia*.

Más recientemente, la empresa de servicios de información de mercado ICIS anunciaba que las cifras de volumen OTC negociado notificadas en su plataforma de registro en el último trimestre de 2016 (9,96 TWh) y el primer trimestre del año 2017 (8,88 TWh) implicaban un crecimiento significativo de la actividad en productos de la curva (contratos trimestrales y con entrega en el año 2018) respecto de los volúmenes correspondientes al año anterior (ICIS, 2017 y Songer, R. 2017).

La CNMC estima que el volumen negociado a través de intermediarios en España en 2016 de contratos de compraventa con entrega en el PVB fue de 52,5 TWh, utilizando datos proporcionados por los brókers en activo en el mercado español (CNMC, 2017b). En la primera mitad de 2017, el volumen OTC negociado a través de brókers se situó en 41,1 TWh (+86% respecto del mismo periodo del año anterior).

Gráfico 21: Evolución del número de operaciones (eje izqdo.) y del volumen OTC (TWh, eje dcho.) notificado a ICIS España (2014 – 2016).



Fuente: Songer, R. (2017). Elaboración propia.

Todas estas estimaciones sugieren que en la actualidad el tamaño actual del “traded market” o volumen OTC efectivamente negociado en la Península Ibérica podría situarse en unos 100 – 125 TWh⁵⁹. Esto colocaría la tasa de rotación de la demanda física (número de veces que se intercambia en el mercado cada MWh consumido) en torno a 0,30 – 0,40; valor consistente con la tasa de rotación estimada en los mercados francés o italiano en los primeros años de andadura de sus respectivos *hubs*.

Evolución de los precios OTC del gas natural en el PVB

Hasta finales del año 2015, con la puesta en marcha del Mercado Organizado MIBGAS (16/12/2015), no han existido referencias explícitas de precios de mercado del gas natural en España salvo las publicadas por entidades especializadas en la difusión de precios e información de mercado (Platts, ICIS, Argus, etc.)⁶⁰, o estimaciones de precios basadas en el valor de las importaciones declarado ante las autoridades aduaneras⁶¹.

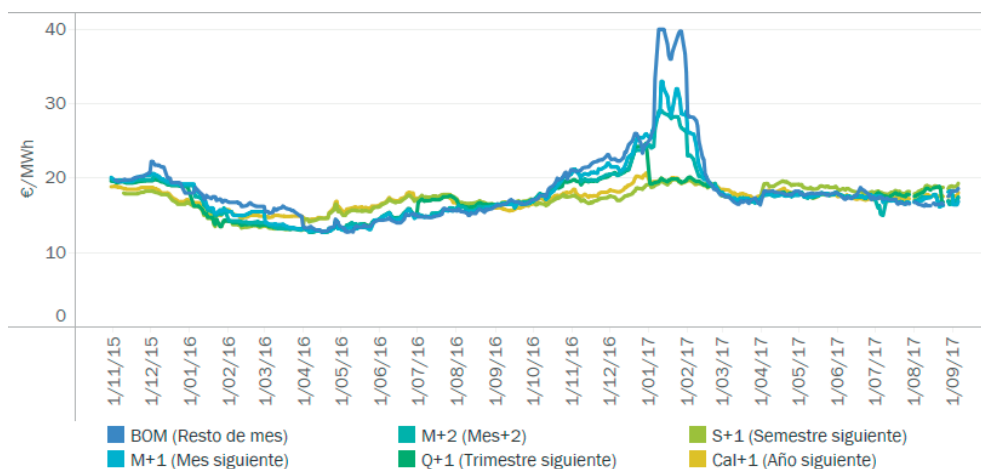
⁵⁹. Estas estimaciones son consistentes con las realizadas por el bróker Iberian Gas Hub.

⁶⁰. La empresa especializada ICIS (antes ICIS Heren) comenzó a publicar un indicador del precio del contrato con entrega en el mes siguiente en el AOC en diciembre de 2012. Desde marzo de 2016 publican diariamente indicaciones de precios en el PVB para los productos M+1, M+2; Q+1; Q+2 y año siguiente.

⁶¹. El regulador energético CNMC publica cada mes estimaciones del coste del gas importado basadas en datos de aduanas.

Los precios OTC del gas natural en el PVB internalizan, además de las condiciones de oferta y demanda en el corto y medio plazo en la red de transporte española, el balance de oferta y demanda en el mercado global de GNL, que determina el coste de oportunidad del GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación, así como la disponibilidad de flexibilidad en la interconexión con Francia y en los suministros desde Argelia (Gráfico 22).

Gráfico 22: Evolución de los precios de productos OTC con entrega en el PVB (octubre 2015 – septiembre 2017).



Fuente: Iberian Gas Hub. Elaboración propia.

El precio marginal del gas natural en el *Hub* español PVB suele reflejar: (a) el precio del GNL en las plantas de regasificación, teniendo en cuenta el coste marginal de la regasificación⁶²; (b) el precio (indexado al petróleo) de las nominaciones de volúmenes adicionales de gas en los contratos de aprovisionamiento de gas argelino; o (c) el precio del gas natural en la zona de balance del Sur de Francia (TRS), con un ajuste adicional por el coste de la capacidad de transporte hasta el sistema gasista en España.

62. Habitualmente, el precio en el PVB suele ser superior al precio del GNL en los tanques de las plantas de regasificación. Sin embargo, en determinados momentos, la escasez de GNL en el mercado global por fuerte demanda en Asia, Latinoamérica y otros lugares ha elevado el coste de oportunidad del GNL hasta invertir la relación de precios con el PVB, incorporando una prima que representaba la posibilidad de arbitraje con esos mercados.

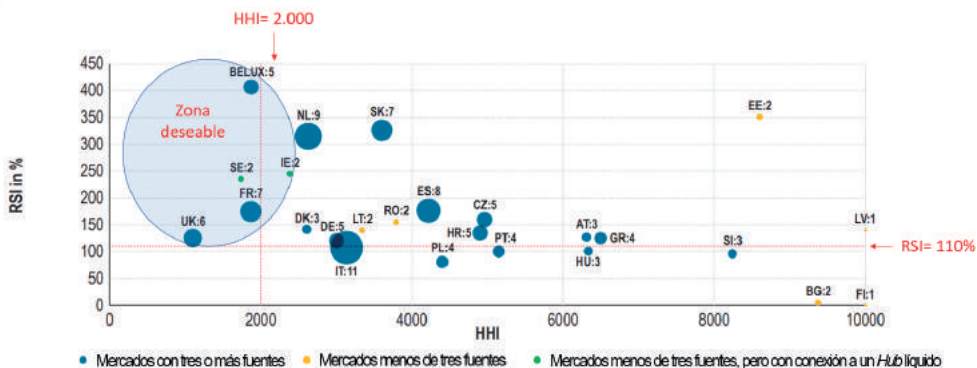
En una situación con abundancia de oferta de gas, como la actual, exceptuando momentos de tensión en el mercado por incrementos puntuales en la demanda de gas, son los precios de los *hubs* europeos (generalmente por debajo de los precios de los contratos indexados al petróleo) los que suelen determinar el comportamiento de los precios en el mercado mayorista de gas en España, con fuertes desviaciones en momentos de escasez de oferta entre los precios de los contratos con entrega en el corto plazo (BOM, M+1, M+2), que se ven muy influenciados por el coste de oportunidad del gas marginal en el sistema gasista español, y los contratos con entrega en horizontes más lejanos, cuyos precios tienden a estar en línea con el coste de los *hubs* europeos (especialmente TTF), como ocurrió a principios del año 2017.

6.4.3. Valoración del desarrollo del *Hub* gasista en España

Pese a la creciente actividad en el mercado mayorista español a lo largo de 2016 y la progresiva consolidación del marco normativo desarrollado en 2015 así como del Mercado Organizado de Gas, el regulador europeo ACER continúa catalogando al *Hub* español PVB como “*Hub* emergente”⁶³.

Los datos que presenta ACER (ACER, 2017c) indican que el mercado mayorista de gas español superaba a finales de 2016 el test del número de fuentes de aprovisionamiento (8, valor que ha aumentado a 10 en 2017) y el test de la oferta residual (177%). Sin embargo, en términos de la concentración del mercado, se encuentra aún alejado de los valores registrados en los *hubs* más líquidos y desarrollados en la Unión Europea (Reino Unido, Francia, Suecia, Benelux y Holanda), con un índice HHI de 4.215 en 2016 (Gráfico 23).

63. De acuerdo con ACER, los *hubs* emergentes están caracterizados por una liquidez creciente, desde un punto de partida muy bajo, que se beneficia de una mayor integración del mercado con los de su entorno e intervenciones regulatorias, basándose la actividad mayorista en contratos a largo plazo y negociación bilateral entre agentes.

Gráfico 23: Nivel de salud de los mercados mayoristas de gas europeos (2016).


Fuente: ACER (2017b).

Nota: para la definición de las métricas utilizadas por el GTM con el fin de determinar el nivel de salud de un mercado mayorista de gas, ver la Nota 1.1 de este informe.

El Hub español también adolece de una liquidez muy limitada en la mayor parte de los productos de la curva y de valores muy bajos para los otros indicadores de evaluación del funcionamiento del mercado mayorista que define ACER. Así, a finales de 2016, ya sea medida en términos de la profundidad del mercado (volúmenes disponibles en el lado de la demanda y de la oferta) para productos *Day-ahead* y M+1, o con horizonte de entrega más largo; o de la comparación entre el *spread* de precios *Day-ahead* en las interconexiones relevantes (en este caso en sentido TRS a PVB) y los peajes correspondientes de interconexión, el Hub PVB se encuentra entre los menos desarrollados de nuestro entorno. Pese a ello, con respecto al Mercado Organizado, la mayor parte de los indicadores de liquidez tienden a mejorar en 2017 en relación con 2016, como muestra el análisis realizado en la sección 7.6.6. (“Índice Agregado de Liquidez”).

Probablemente uno de los principales problemas del mercado mayorista ibérico hoy es que existe un acceso limitado (para los comercializadores más pequeños y los nuevos entrantes) a mecanismos de flexibilidad que les permitan gestionar adecuadamente los riesgos de mercado y de contrapartida.

Otros factores que introducen rigideces en la dinámica del mercado mayorista son la limitada capacidad de interconexión con los mercados continentales, que genera un riesgo de desacoplamiento del mercado ibérico en momentos de escasez de oferta (problema que padece también el mercado del Sur de Francia, TRS), y la ausencia de servicios de almacenamiento de gas económicos (debido a costes logísticos relativamente elevados) que favorezcan los arbitrajes temporales o geográficos en un mercado como el ibérico, en el que una parte muy relevante del aprovisionamiento se produce mediante entregas discretas de gas a través de las descargas de GNL.

A corto plazo, la entrada en el mercado ibérico de entidades de contrapartida central (Cámaras de Compensación) ofrecerá opciones alternativas a los agentes para la gestión del riesgo de contrapartida (registro en cámara de contratos OTC y negociación de futuros sobre gas con entrega en el PVB). Por su parte, la consolidación del Mercado Organizado tanto de corto plazo⁶⁴ como a plazo, favorecerá la entrada de nuevos *traders* y comercializadores en el mercado, contribuyendo de esta manera a incrementar su nivel de transparencia, eficiencia y competencia.

64. *La entrada en funcionamiento de un Mercado Organizado a plazo (MIBGAS Derivatives), que negocie contratos de futuros con entrega en el PVB, está prevista en enero de 2018.*

7. Liquidez del Mercado Organizado de Gas

7.1. INTRODUCCIÓN

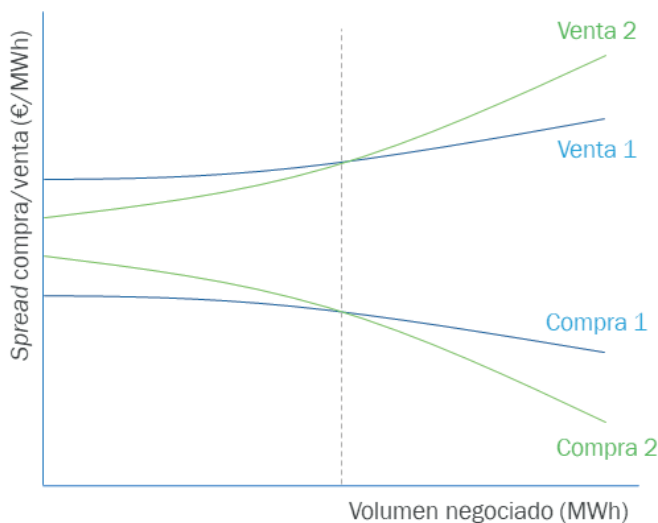
La liquidez de los productos negociados en el Mercado Organizado es seguramente el pilar básico sobre el que construir una plataforma de mercado que funcione adecuadamente, ya que, cuando un mercado es líquido, es probable que su funcionamiento refleje una situación competitiva. De ahí que alcanzar el máximo nivel posible de liquidez en MIBGAS resulte crítico para que el Mercado Organizado de Gas pueda cumplir, con solvencia, las tareas encomendadas en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, y satisfacer las necesidades de los agentes que participan en el mismo, ofreciendo alternativas de aprovisionamiento, en el corto plazo (*spot*) y a medio plazo, así como herramientas de flexibilidad y cobertura del riesgo de mercado.

Se dice que el mercado de un determinado producto es líquido cuando un participante puede deshacer rápidamente una posición compradora (corta) o vendedora (larga) sin que se altere significativamente el precio de equilibrio en el mercado. El concepto de liquidez es multidimensional y está relacionado con variables como: (a) la diferencia de precios de compra y venta de un producto (*spread bid-ask*); (b) la profundidad del mercado o volumen en MWh ofertado y demandado (que puede medirse por producto y por horizonte temporal); (c) la inmediatez con la que pueden realizarse operaciones en el mercado; y (d) la resiliencia o capacidad del mercado para mantener condiciones de oferta y demanda similares (medidas según el *spread bid-ask* o el volumen ofrecido) a medida que se van produciendo transacciones.

A modo de ejemplo, en la Figura 11 se representan dos situaciones de mercado que ilustran el concepto de liquidez. En azul, se observa un *spread bid-ask* que no crece de forma significativa al aumentar el volumen negociado, por lo que refleja una situación con cierta profundidad

de mercado (volumen disponible) y una probabilidad de cerrar transacciones que no depende demasiado del volumen. En verde se muestra un escenario con una profundidad de mercado similar, aunque el *spread bid-ask*, más estrecho en un primer tramo de negociación, se hace más amplio que el anterior a partir de un determinado volumen negociado. El primer escenario de mercado probablemente daría lugar a menos transacciones para volúmenes menores; sin embargo, la liquidez mostraría en este escenario mayor resiliencia que en el segundo.

Figura 11: *Spread bid-ask*, resiliencia de la liquidez y profundidad del mercado.



Fuente: *Elaboración propia.*

MIBGAS, consciente de la dificultad que encierra el objetivo de dotar de liquidez al Mercado Organizado de Gas, trabaja desde el inicio de su actividad (diciembre de 2015), con el objetivo de incrementar el atractivo del propio mercado para todos los participantes en el mercado mayorista de gas natural en España y la facilidad de uso de la plataforma de *trading*, adaptando –en la medida que lo permite la regulación– los productos, el calendario, así como los procesos de negociación, contratación y liquidación a las necesidades de los agentes y de los potenciales clientes.

Por tanto, alcanzar un nivel de liquidez adecuado en MIBGAS es un objetivo primordial para conseguir un desarrollo adecuado del mercado mayorista de gas en España porque, además de facilitar el crecimiento del mercado a plazo, garantiza una transición suave de precios hacia un nuevo entorno de mercado *gas-to-gas*⁶⁵. En definitiva, un Mercado Organizado maduro permitirá a los agentes operar sin fricciones, con menores costes y de manera más ágil.

Esta sección analiza la evolución de la liquidez y profundidad del Mercado Organizado en la plataforma MIBGAS, revisando variables como el número de agentes activos, los volúmenes negociados, el número de órdenes de compra y venta y el número de transacciones realizadas, incluyendo los volúmenes correspondientes.

El análisis se completa contextualizando los indicadores anteriores en el marco del *Gas Target Model* (GTM), con el fin de poder evaluar la mejora del funcionamiento de MIBGAS según algunas de las métricas definidas, al efecto, por el organismo regulador europeo (ACER, 2017b): (1) profundidad del Mercado; (2) sensibilidad del precio de las ofertas de compra y venta; (3) número de transacciones; y (4) diferencia entre los precios de las ofertas de compra y venta, o *bid-ask spread*. La utilización de estos indicadores complementarios hace posible comparar la situación actual de MIBGAS con la de los principales *hubs* de gas europeos.

Los valores que muestran las variables empleadas confirman que en 2017 MIBGAS dio un paso adelante significativo en la consolidación de la liquidez en su plataforma de negociación y en la construcción de un centro de mercado *spot* de referencia para todos los agentes que operan en el mercado mayorista ibérico de gas natural.

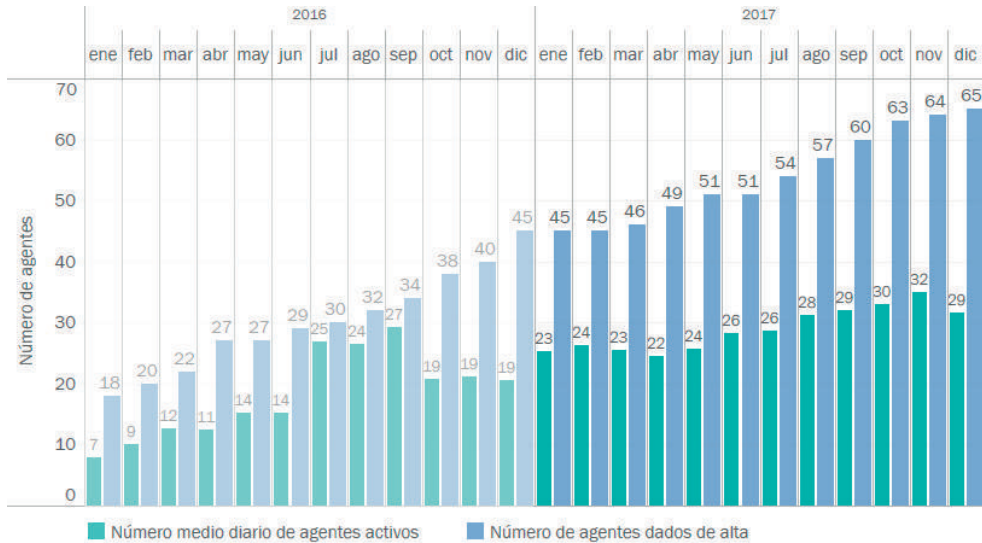
65. El término “*gas-to-gas*” se refiere a un proceso de formación de precios basado en la interacción entre la oferta y la demanda de gas natural, en contraposición con otras vías para la formación de precios del gas natural, como la indexación a los precios del petróleo y/o de sus derivados.

Así lo confirman: (1) el crecimiento sostenido del número de agentes dados de alta en el Mercado y su nivel de actividad en la plataforma de negociación; (2) el sustancial incremento de los volúmenes negociados, tanto los volúmenes acumulados mensual y anual como los desagregados por productos; (3) la predominancia de las transacciones realizadas entre agentes frente a las correspondientes a la negociación derivada de la regulación (acciones de balance y gases de operación, colchón y talón); (4) el considerable aumento del número de órdenes de compra y venta, así como en la profundidad de las transacciones; y (5) la mejora del Índice Agregado de Liquidez, si bien su valor dista todavía del que registran los mercados europeos de referencia considerados (TRS, PEG Nord, NBP y TTF). En este sentido, por tanto, cabe esperar en los próximos años una mejora continuada de los indicadores relativos a la profundidad del Mercado, a la diferencia entre los precios de las ofertas de compra y venta, al volumen ofrecido al Mercado y su sensibilidad al precio o al número de transacciones.

7.2. NÚMERO DE AGENTES ACTIVOS EN EL MERCADO

Se trata de una variable cuya relación con la liquidez es evidente: cuanto mayor es el número de agentes operando en MIBGAS, mayor es el crecimiento potencial en su liquidez. Como refleja el Gráfico 24, desde su creación, MIBGAS muestra un crecimiento sostenido tanto en el número de agentes dados de alta en la plataforma MIBGAS como en el número de agentes activos en el Mercado.

Gráfico 24: Evolución mensual del número de agentes dados de alta en MIBGAS y del número de agentes activos en el Mercado (2016 – 2017).



Fuente: MIBGAS.

Nota: se considera agente activo todo aquel que haya operado en el Mercado al menos una vez al día durante el mes en consideración.

En concreto, al cierre de año, MIBGAS cuenta con 65 agentes dados de alta, lo que supone una tasa de crecimiento mensual compuesta del 5,86% durante el periodo comprendido entre enero de 2016 (primer mes completo de operación) y diciembre de 2017. Asimismo, durante 2017 el número medio de agentes activos cada mes se situó en 26 (un 52,94% más que en 2016).

El crecimiento apreciable y sostenido que registra MIBGAS en el número de agentes dados de alta en la plataforma y en su actividad es fiel reflejo de la creciente disposición que muestran los intervinientes en el sistema gasista español a participar “activamente” en el Mercado Organizado de Gas, lo que a su vez sugiere que la plataforma MIBGAS ofrece a los agentes del Mercado facilidad de acceso al mismo y procedimientos operativos sencillos.

7.3. VOLÚMENES NEGOCIADOS EN MIBGAS

7.3.1. Evolución del volumen mensual

Otro indicador inmediato de liquidez en un mercado es el volumen negociado en él. Cuanto mayor sea el volumen negociado, más numerosas serán, en teoría, las oportunidades comerciales que encontrarán los agentes para optimizar las posiciones de sus carteras, por lo que este indicador está relacionado directamente con el grado de desarrollo y madurez del Mercado Organizado de Gas.

Cuando se analiza esta variable conviene tener en cuenta, también, la evolución de la demanda de gas natural durante el periodo de análisis: si la variación de los volúmenes negociados (en valor absoluto) permite deducir cómo se está desarrollando la amplitud del Mercado, su valor en relación con la demanda no sólo informa acerca de la influencia que tiene ésta sobre el volumen de gas negociado en MIBGAS (y, como se verá más adelante, sobre la relación que tiene con el precio del gas), sino que ofrece una aproximación al número de veces que cada molécula de gas cambia de titular en el Mercado Organizado de Gas hasta que se produce la entrega del gas objeto de los contratos (o tasa de rotación)⁶⁶.

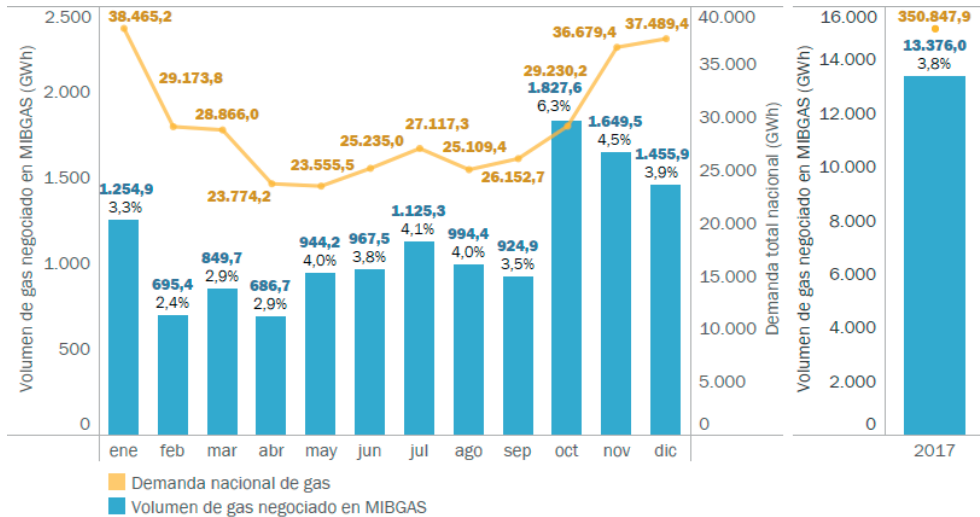
El Gráfico 25 muestra cómo en 2017 el volumen total mensual negociado en MIBGAS respondió, en gran medida, a la estacionalidad de la demanda (creciendo cuando esta crecía y al contrario cuando disminuía).

En términos absolutos, 2017 cerró con un volumen total de gas negociado de 13.376 GWh (registrándose en el mes de octubre el valor mensual más alto del año, con 1.827,6 GWh, y en el mes de abril el más bajo del año, con 686,7 GWh). Dicho valor (acumulado) es equivalente al 3,8% de la demanda total nacional en 2017 frente al 2,04% registrado

66. Dado que el tamaño del mercado gasista, medido en términos del consumo total, debería estar relacionado positivamente con el nivel de negociación, medido en términos de energía, suele utilizarse la tasa de rotación de la energía (o churn rate) como un indicador complementario que permite valorar el nivel de liquidez de un mercado y compararlo con el de otros mercados con tamaños distintos.

en 2016 (cuando se negociaron 6.566 GWh). Por otra parte, en 2017 el volumen mensual negociado en MIBGAS registró una tasa media de crecimiento intermensual del 6,51%⁶⁷.

Gráfico 25: Evolución de la demanda total nacional de gas natural, del volumen de gas negociado en MIBGAS y porcentaje de dicha demanda cubierto por MIBGAS (2017).



Fuente: Enagás (2017e) y MIBGAS. Elaboración propia.

7.3.2. Volumen negociado en MIBGAS en términos relativos

Aunque, como se ha comentado, no se publican aún cifras transparentes y contrastadas sobre el volumen total negociado con entrega en el Hub PVB, existen algunos indicadores relacionados con el tamaño del mercado de gas natural en España que permiten valorar, en términos relativos, la evolución del volumen negociado en MIBGAS.

67. Principalmente, los meses de octubre (1.827,6 GWh) y noviembre (1.649,5 GWh) registran volúmenes de gas negociados en MIBGAS muy por encima del promedio calculado sin tener en cuenta el volumen negociado en enero (inusualmente elevado como consecuencia del aumento que experimentó la demanda al coincidir temperaturas medias diarias por debajo de lo esperado y un elevado consumo eléctrico que no podía satisfacerse con energías renovables, ni con importaciones desde Francia).

Entre enero y agosto de 2017 (último dato disponible, de acuerdo con la información publicada por la CNMC), el volumen total negociado en MIBGAS se situó en el 4,99% del volumen total de las transferencias de titularidad notificadas en el PVB al GTS. Este valor es superior al registrado en el mismo periodo de 2016 (2,40%), aunque inferior al correspondiente al último cuatrimestre de 2016 (5,96%) periodo en el que se registró un valor récord en el mes de octubre (8,66%) posiblemente como consecuencia de la aplicación efectiva, a partir del 1 de octubre, de la Circular de Balance⁶⁸.

Tabla 5: Volumen mensual de transferencias de titularidad de gas natural en el PVB notificadas al GTS y volumen negociado en MIBGAS (2016 – agosto 2017).

		Volumen notificado al GTS en el PVB (MWh)	Volumen negociado MIBGAS (MWh)	Volumen mensual negociado en MIBGAS respecto al volumen notificado al GTS en el PVB (%)
2016	enero	15.036.398	61.881	0,41%
	febrero	10.713.262	91.645	0,86%
	marzo	14.078.342	105.798	0,75%
	abril	12.085.701	97.918	0,81%
	mayo	10.694.100	184.694	1,73%
	junio	11.653.680	577.499	4,96%
	julio	12.912.314	648.105	5,02%
	agosto	14.643.306	675.303	4,61%
	septiembre	16.522.200	872.048	5,28%
	octubre	15.048.795	1.303.223	8,66%
	noviembre	17.474.526	938.780	5,37%
	diciembre	20.180.635	1.009.196	5,00%
2017	enero	25.136.288	1.254.936	4,99%
	febrero	20.338.304	695.422	3,42%
	marzo	18.131.175	849.689	4,69%
	abril	15.796.701	686.690	4,35%
	mayo	15.847.903	944.223	5,96%
	junio	16.094.791	967.455	6,01%
	julio	20.500.948	1.125.284	5,49%
	agosto	18.793.435	994.428	5,29%

Fuente: CNMC (2017a) y MIBGAS. Elaboración propia.

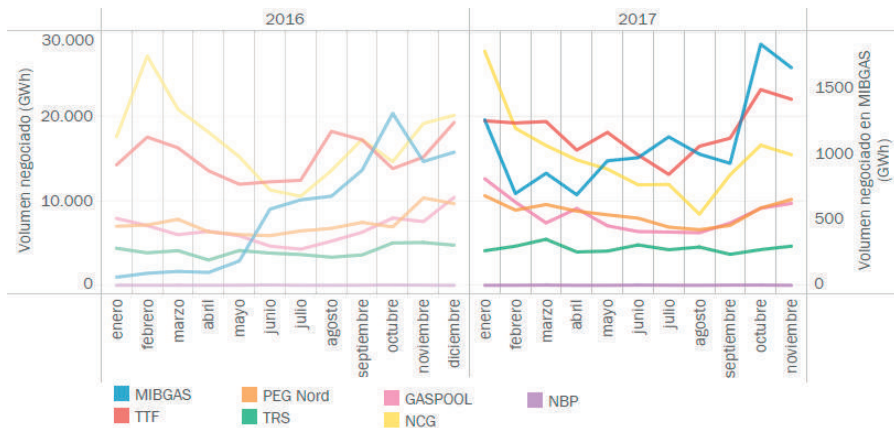
68. Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, en aplicación del Reglamento (UE) N° 312/2014 de la Comisión Europea.

Una cuota del mercado *spot* respecto del conjunto del mercado en el entorno del 4,5%⁶⁹ tiene el mismo orden de magnitud que las cifras registradas en los primeros años de existencia de otros *hubs* europeos que comenzaron su andadura mucho antes que MIBGAS (por ejemplo: 4% en Alemania, 5% en Austria y 7% en Italia).

7.3.3. Comparación con otros mercados

Resulta también destacable el hecho de que, en relación con 2016, MIBGAS es el mercado europeo, entre los analizados, que registra el mayor crecimiento en términos relativos en el volumen de gas negociado en 2017 (Gráfico 26 y Tabla 6).

Gráfico 26: Variación del volumen de gas negociado en MIBGAS y en la plataforma PEGAS (2016 – noviembre 2017).



Fuente: PEGAS y MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: los datos, exceptuando los correspondientes a MIBGAS, que se muestran en el gráfico corresponden a la negociación de productos *spot* (Diario e Intradía) en la plataforma PEGAS. Dichos valores pueden considerarse representativos de los volúmenes *spot* en el mercado organizado en los hubs Gaspool y NCG alemanes, y de TRS y PEG Nord en Francia. En los casos de los hubs TTF y NBP, hay otras plataformas de mercado organizado, además de PEGAS, donde se negocian productos *spot* con entrega en esos hubs.

69. El volumen realmente negociado en el mercado es en la actualidad inferior al volumen de las transferencias de titularidad en el PVB notificadas al Gestor Técnico del Sistema, ya que esta cifra incluye las entregas en contratos de suministro a largo plazo a través de las interconexiones y contabiliza doblemente la energía intercambiada en los swaps (préstamos con devolución) que se negocian en el mercado mayorista de gas natural en España. Por esta razón, la proporción real del volumen negociado en MIBGAS sobre el volumen total del “traded market” en España es mayor que la obtenida a partir de los valores que muestra la Tabla 5.

Así, el volumen negociado en MIBGAS entre enero y noviembre de 2017 (Tabla 6) se ha visto incrementado de manera considerable (114,51%). Los productos *spot* negociados, durante el mismo periodo, en PEGAS con entrega tanto en el *Hub* alemán Gaspool como en los dos franceses (TRS y PEG Nord) registran, también, crecimiento en el volumen negociado, aunque más moderado: 31,65%, 9,83% y 20,47% respectivamente. Por otra parte, el volumen *spot* negociado en PEGAS con entrega en el otro *Hub* alemán (NCG) muestra una disminución del 8,93%.

Tabla 6: Volumen de gas negociado entre enero y noviembre en la plataforma PEGAS con entrega en distintos *hubs* y en la plataforma MIBGAS (2016 – 2017).

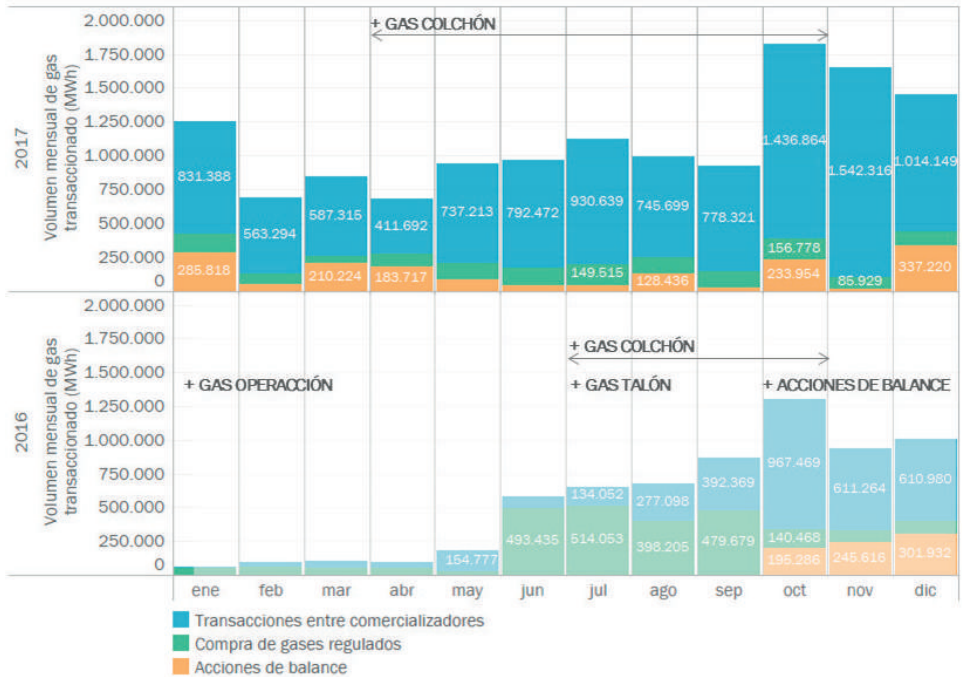
	Volumen negociado (GWh)		Crecimiento anual (%)
	2016	2017	2017
GASPOOL	69.456	91.441	31,65%
MIBGAS	5.557	11.920	114,51%
NBP	196	154	-21,18%
NCG	186.101	169.489	-8,93%
PEG Nord	78.365	94.409	20,47%
TRS	44.108	48.446	9,83%
TTF	163.358	200.583	22,79%

Fuente: PEGAS y MIBGAS. Elaboración propia.

7.3.4. Volumen por tipo de producto

2017, a diferencia de 2016, ha sido un año en el que se ha constatado una cierta ruptura de la dependencia de la liquidez del Mercado Organizado de Gas de la implementación de medidas regulatorias de fomento de la liquidez, como la compra de gases regulados (gas de operación, talón y colchón) a través de la plataforma MIBGAS (Gráfico 27).

Gráfico 27: Evolución del volumen mensual de gas negociado en MIBGAS desagregado por transacciones entre comercializadores, compra de gases regulados y acciones de balance (2016 – 2017).

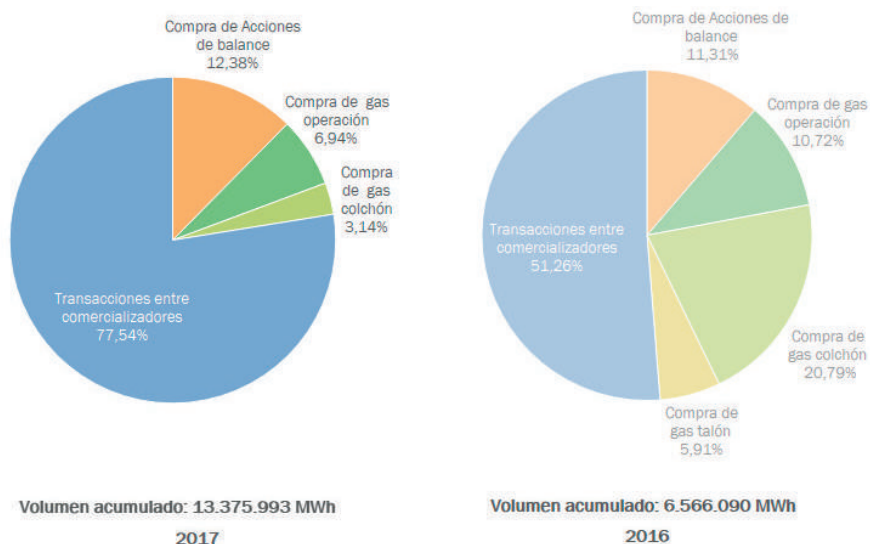


Fuente: MIBGAS.

Como puede observarse en el Gráfico 27, en 2017 se consolida el predominio de los volúmenes negociados en MIBGAS correspondientes a transacciones entre comercializadores. Un hecho que constata, como ya se ha comentado, que el Mercado Organizado de Gas español continúa recorriendo la ruta hacia un estadio de mayor madurez.

En 2017, el volumen promedio mensual correspondiente a dichas transacciones se situó en 864.280 MWh (es decir, más del 75% del total de gas negociado mensualmente en la plataforma MIBGAS), frente a 138.040 MWh negociados en acciones de balance y 112.346 MWh en gases regulados.

Gráfico 28: Volumen total acumulado de gas negociado en MIBGAS desagregado por transacciones entre comercializadores, compra de gases regulados y acciones de balance (2016 – 2017).



Fuente: MIBGAS.

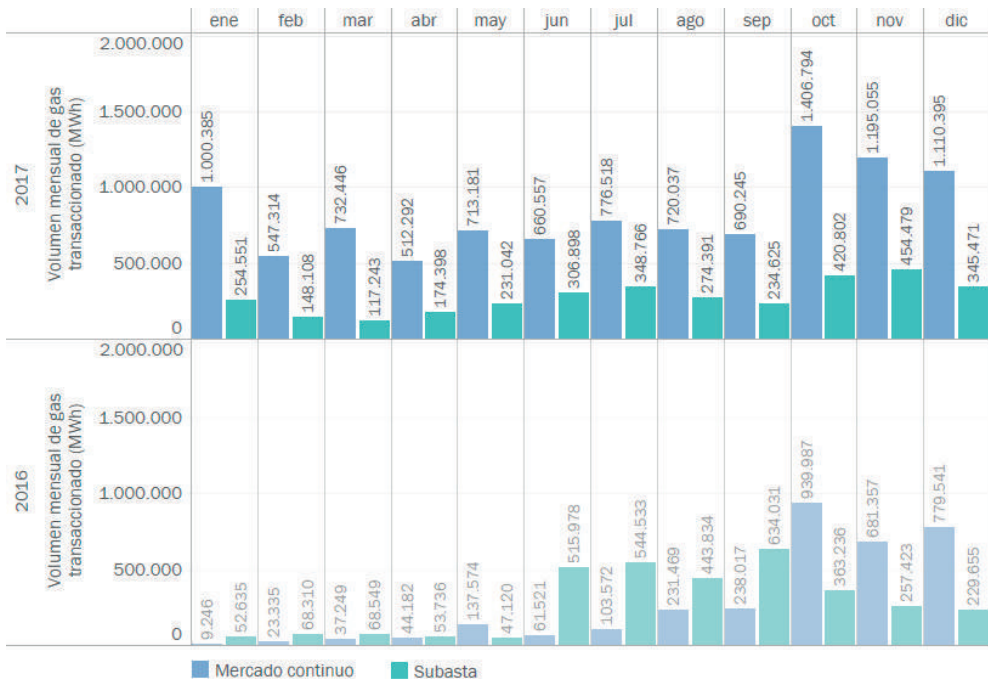
Considerando los valores anuales acumulados (Gráfico 28), puede observarse cómo en 2017 el volumen de gas negociado entre comercializadores (10.371 GWh) creció sustancialmente en comparación con 2016 (3.366 GWh), cubriendo, sobre todo, el hueco que dejan la compra de gas colchón y talón⁷⁰ e incrementando su peso dentro del volumen total negociado en MIBGAS (el 77,54% del volumen total negociado en 2017, frente al 51,26% en 2016).

70. La Resolución de 15 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el volumen de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado de gasoductos y almacenamientos subterráneos básicos para el período desde marzo de 2017 a febrero de 2018, fijaba las cantidades correspondientes al gas colchón y talón en 420,36 GWh, frente a los 1.753 GWh precisados para el periodo de marzo de 2016 a febrero de 2017.

7.3.5. Volumen por tipo de negociación

Por su parte, la distribución del volumen negociado en MIBGAS por tipo de negociación (Gráfico 29 y Gráfico 30) pone de manifiesto el aumento de liquidez registrado tanto en el mercado continuo como en las subastas.

Gráfico 29: Evolución del volumen mensual de gas negociado en MIBGAS desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (2016 – 2017).



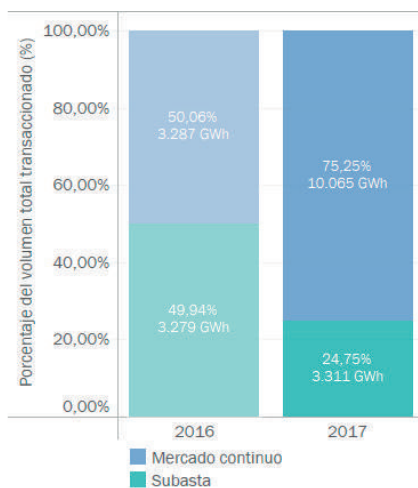
Fuente: MIBGAS.

Recogiendo la tendencia iniciada en octubre de 2016 (coincidiendo con la entrada en vigor de la mencionada Circular de Balance y una vez finalizado el periodo de negociación del gas talón y colchón, que se lleva a cabo en subastas), 2017 exhibe, mes a mes, el predominio de la negociación en el mercado continuo (con 838.768 MWh, de media, negociados mensualmente) frente a la subasta (promedio mensual 275.898 MWh).

Por su parte, el incremento que muestra entre junio y agosto de 2017 el volumen de gas negociado en subastas corresponde a la negociación del gas colchón, que se realiza obligatoriamente mediante este tipo de negociación.

El Gráfico 30 pone de manifiesto, por un lado, el aumento de liquidez que registran tanto la subasta (crecimiento discreto) como el mercado continuo, con un incremento del volumen negociado en cada tipo de negociación del 0,98% y del 206,21% con relación a 2016, respectivamente; y, por otro lado, el predominio de los volúmenes negociados en el mercado continuo (que representa el 75,25%), frente al 24,75% negociado en las subastas, que consolidan su papel como mecanismo de fijación del precio de apertura para las sesiones del mercado continuo.

Gráfico 30: Distribución, por tipo de negociación, del volumen total transaccionado en MIBGAS (2016 – 2017).



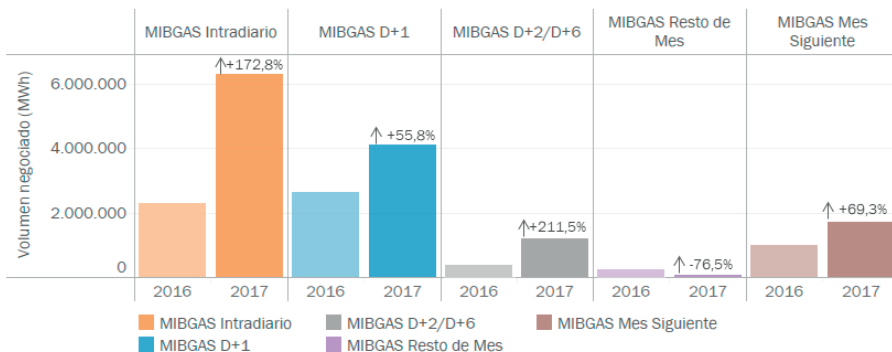
Fuente: MIBGAS.

El mayor peso con respecto a 2016 de la negociación en el mercado continuo, tanto en términos relativos como en valor absoluto (Gráfico 30), refleja la creciente confianza de los agentes en la plataforma MIBGAS para gestionar y optimizar sus carteras en el corto plazo.

7.3.6. Volumen por producto negociado

Finalmente, la distribución por productos del volumen de gas negociado en la plataforma MIBGAS (Gráfico 31 y Gráfico 32) confirma: (1) el aumento de la liquidez en todos los productos del Mercado Organizado; (2) el significativo incremento en el volumen negociado del producto MIBGAS Intradiario con respecto a 2016, que pasa a ser el producto más negociado en el Mercado; y (3) el carácter eminentemente *spot* de la negociación en la plataforma MIBGAS.

Gráfico 31: Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por productos (2016 – 2017).

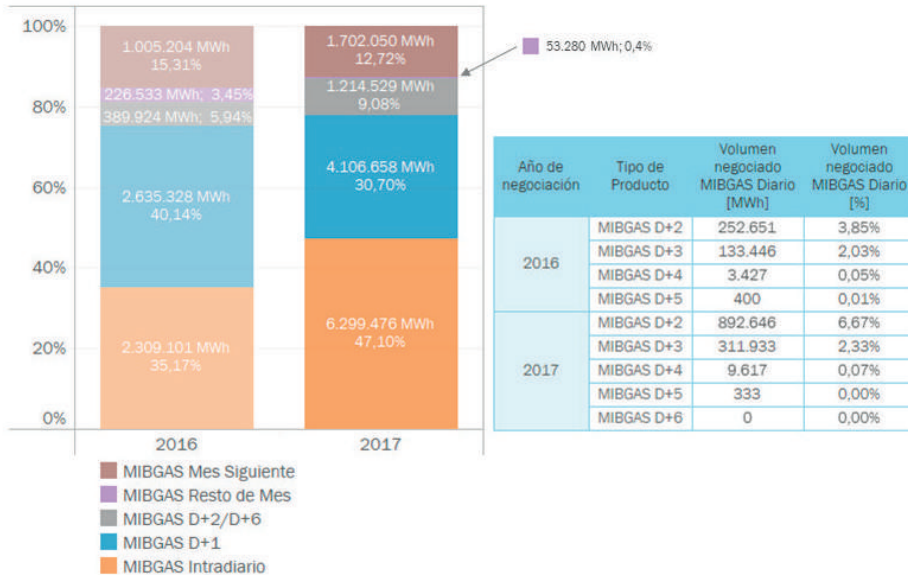


Fuente: MIBGAS.

Los datos expuestos en el Gráfico 32 confirman el aumento de liquidez que registran todos los productos negociados en MIBGAS, incluso en los productos de más plazo, a excepción del producto MIBGAS Resto de Mes.

Así, con respecto a 2016, en 2017 el producto MIBGAS Intradiario incrementó su volumen negociado en 3.990,4 GWh (un 172,8%); el producto MIBGAS D+1, en 1.471,3 GWh (un 55,8%); los productos de fin de semana/festivos (MIBGAS D+2/D+5) en 824,6 GWh (un 211,5%); y, por último, el producto MIBGAS Mes Siguiente, aumentó en 696.846 MWh (un 69,3%). A *contrario sensu*, el volumen negociado del producto MIBGAS Resto de Mes disminuyó en 173,25 GWh (un 76,50%).

Gráfico 32: Distribución, por productos, del volumen total negociado en MIBGAS (2016 – 2017).



Fuente: MIBGAS.

Por otra parte (Gráfico 32), los datos anuales (acumulados) correspondientes a 2017 confirman la creciente relevancia, en comparación con 2016, del producto MIBGAS Intradiario que, con 6.299,5 GWh negociados en 2017, pasa a ser el producto con mayor volumen intercambiado en la plataforma MIBGAS (de hecho, representa el 47,10% del total negociado en la plataforma MIBGAS). Además, se ratifica el carácter *spot* del Mercado Organizado, representando la suma del volumen negociado del MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1 (10.406 GWh) el 78% del total.

7.4. ÓRDENES REGISTRADAS Y TRANSACCIONES EJECUTADAS

7.4.1. Ofertas de compra y venta registradas

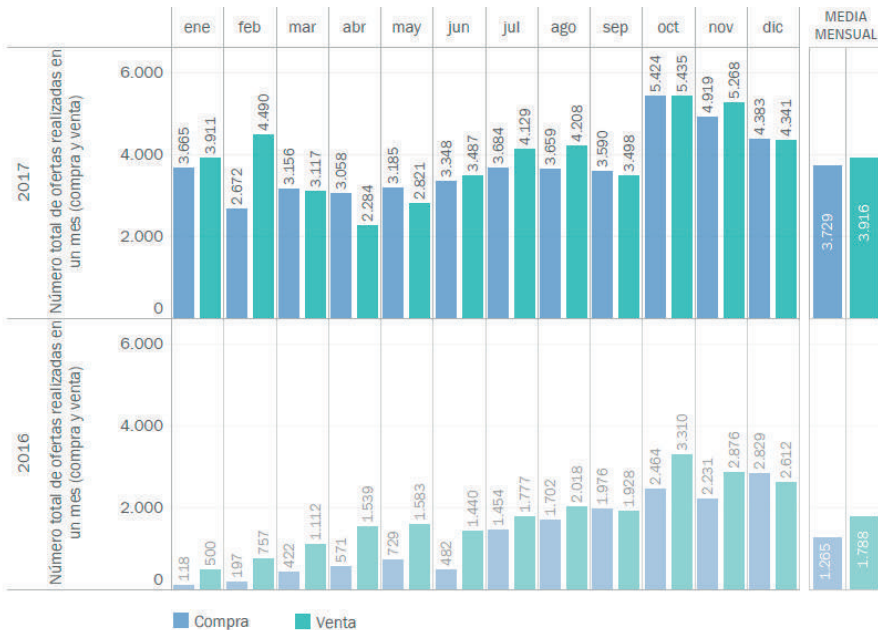
El número de órdenes de compra y venta registradas en el Mercado es otro indicador de la liquidez del mismo. Refleja, por un lado, la existencia de agentes dispuestos a operar, aunque sea a precios distintos de los que están cruzando en cada momento durante la sesión de negociación,

y, por otro, la profundidad del Mercado o su capacidad para absorber volúmenes significativos de un producto sin que esto impacte de manera notable en el precio.

La valoración de la liquidez en el Mercado debe tener en cuenta, por tanto, el volumen ofertado tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda en cada escalón de precios. En este informe, se han utilizado como variables “proxy” para medir la profundidad de MIBGAS los siguientes indicadores: el número de ofertas (órdenes) de compra y venta, el porcentaje de estas que dan lugar a transacciones y el número de transacciones.

Respecto del número de ofertas de compra y venta (Gráfico 33) destaca el incremento considerable de la actividad en la plataforma MIBGAS en 2017, en comparación con 2016. Resulta así mismo especialmente reseñable el carácter ligeramente vendedor de la actividad registrada en la plataforma MIBGAS durante 2017.

Gráfico 33: Número total de órdenes, desagregadas en ofertas de compra y de venta, registradas mensualmente en MIBGAS (2016 – 2017).

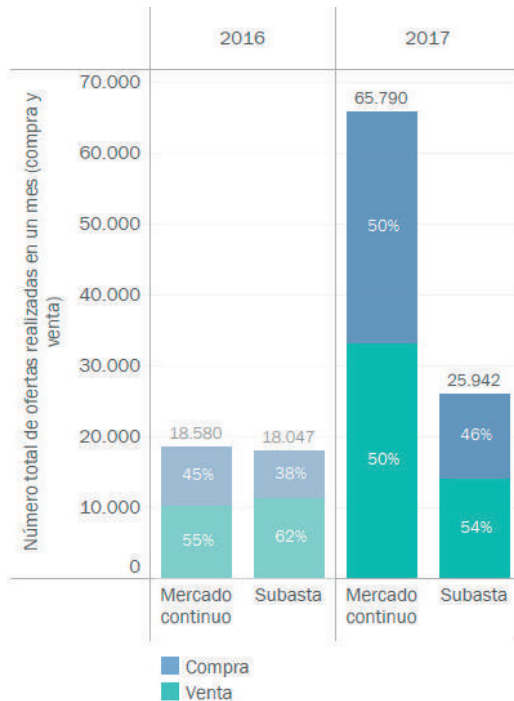


Fuente: MIBGAS.

En 2017, el número medio de ofertas de compra registradas al mes fue 2 veces superior al correspondiente en 2016, mientras que el número de ofertas de venta fue 1,2 superior al registrado el año anterior.

Por otro lado, analizando el número de ofertas registradas en cada tipo de negociación (Gráfico 34) se observa que en 2017, respecto del año anterior: (1) se incrementó el peso de las ofertas de compra tanto en el mercado continuo como en las subastas; (2) aumentó considerablemente el número de órdenes registradas en el mercado continuo (pasando de 18.580 en 2016 a 65.790 en 2017); y (3) se redujo notablemente, para ambos tipos de negociación, la distancia entre el número de ofertas de venta y de compra registradas en la plataforma MIBGAS, si bien continúan prevaleciendo (consideradas en su conjunto) ligeramente las de venta.

Gráfico 34: Número total de ofertas registradas en MIBGAS, desagregadas en compra y venta, por tipo de negociación (2016 – 2017).



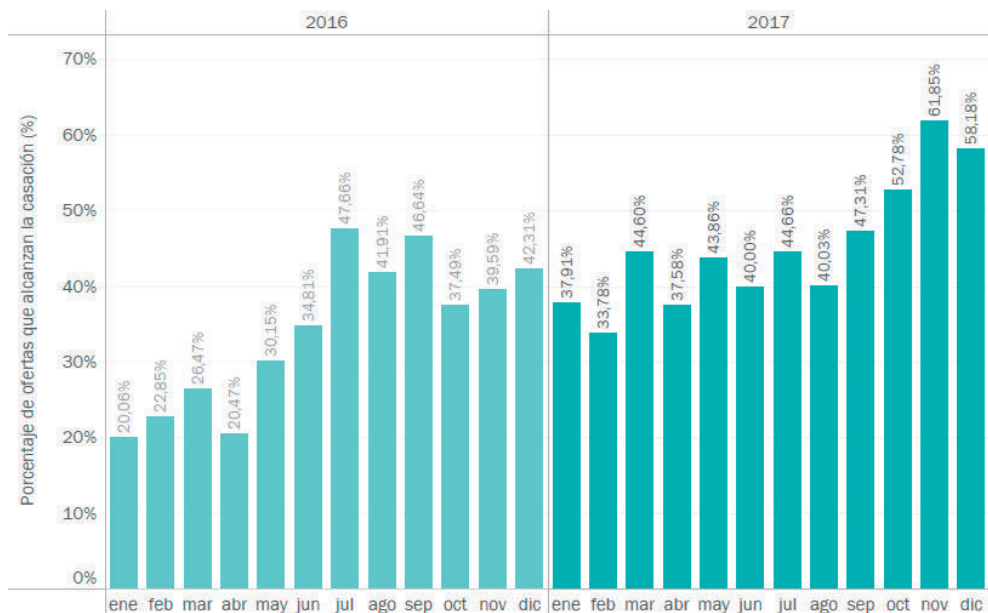
Fuente: MIBGAS.

El mayor equilibrio entre el número de ofertas de compra y de venta registradas es de especial relevancia en las subastas, ya que contribuye a mejorar la representatividad del precio marginal resultante de las mismas, utilizado como referencia por los agentes de cara a la posterior sesión de negociación en el mercado continuo.

7.4.2. Porcentaje de ofertas casadas

En 2017 el porcentaje de órdenes de compra y venta casadas en la plataforma MIBGAS (Gráfico 35) respecto de las ofertas registradas se situó, en media, alrededor del 45%. Este porcentaje aumentó a partir de julio de 2016 (con un 47,66% de ofertas que llegaron a ser casadas), cuando comenzaron a implementarse las medidas regulatorias de fomento de la liquidez (negociación en MIBGAS de elevados volúmenes de gas colchón y talón).

Gráfico 35: Número total de ofertas registradas en MIBGAS, desagregadas en compra y venta, por tipo de negociación (2016 – 2017).



Fuente: MIBGAS.

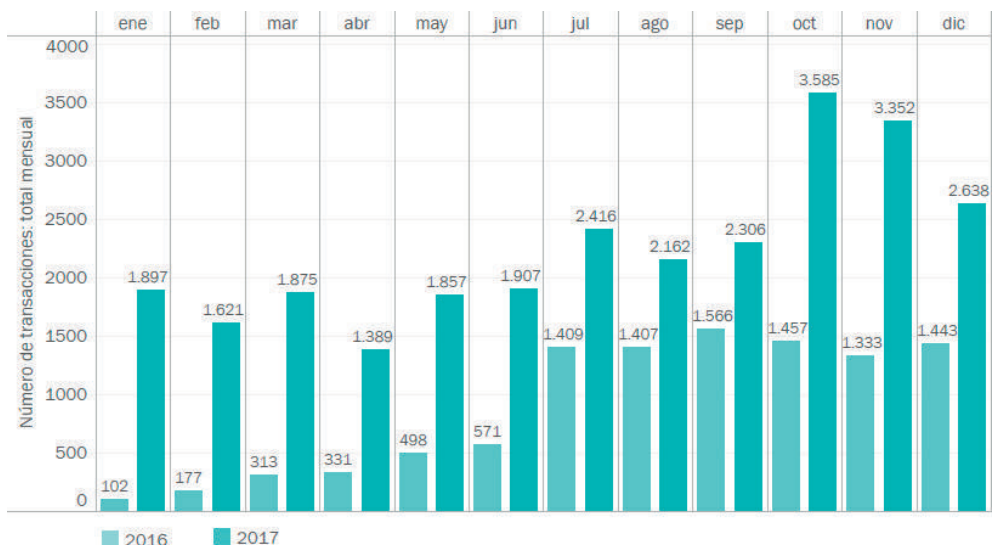
Puede afirmarse, en consecuencia, que durante 2017 el Mercado ha continuado incrementando su atractivo para los agentes, al aumentar la probabilidad de que las órdenes introducidas en la plataforma de negociación den lugar a transacciones.

7.4.3. Número de transacciones

En línea con el incremento en el número de ofertas de compra y venta registradas en la plataforma MIBGAS y con la mayor probabilidad de casación de las mismas, en 2017 aumentó el número de transacciones realizadas mensualmente en la plataforma MIBGAS hasta alcanzar las 2.250 en promedio (Gráfico 36), lo que supone un incremento del 154,5% respecto de 2016.

La evolución del número de transacciones que muestra el Gráfico 36 refleja el aumento sostenido de la actividad en la plataforma MIBGAS y de la liquidez del Mercado Organizado de Gas desde enero de 2016.

Gráfico 36: Número de transacciones realizadas mensualmente en MIBGAS (2016 – 2017).

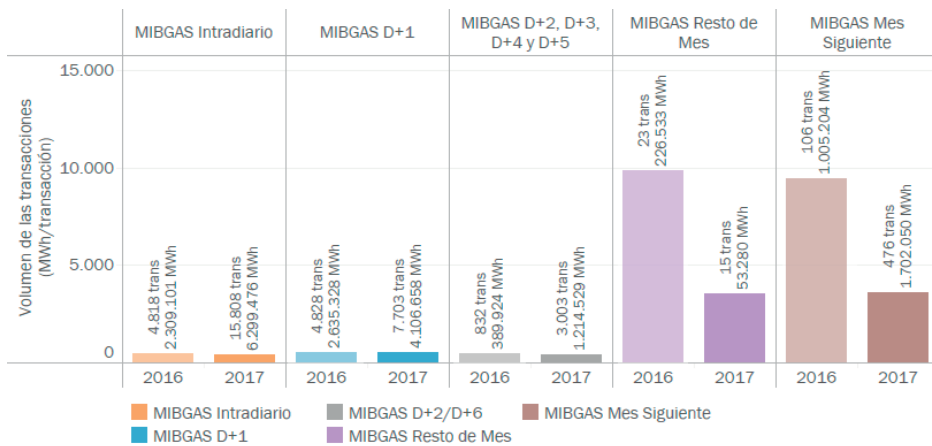


Fuente: MIBGAS.

7.4.4. Volumen de gas asociado a las transacciones

A pesar del incremento considerable de la actividad en la plataforma de MIBGAS, en 2017 se ha constatado una disminución (más acusada en los productos *prompt*: MIBGAS Resto de Mes y MIBGAS Mes Siguiente) del volumen de gas asociado a las transacciones realizadas de cada producto: -16,9% para el MIBGAS Intradiario; -2,38% en el MIBGAS D+1; -13,86% para el conjunto de los productos de fin de semana y festivos (MIBGAS D+2/D+5); -63,94% en el caso del MIBGAS Resto de Mes; y -62,29% para el MIBGAS Mes Siguiente.

Gráfico 37: Volumen de gas asociado a las transacciones realizadas durante un año en MIBGAS y número de estas desagregado por tipo de producto (2016 – 2017).



Fuente: MIBGAS.

7.5. MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ

Al analizar la evolución de la liquidez de MIBGAS en 2017 deben tenerse en cuenta las medidas de fomento de liquidez implementadas en 2017 y las diferencias respecto de las medidas desplegadas en 2016. De esta manera podrá determinarse la influencia (creciente o decreciente) de este tipo de intervención en el Mercado y, consecuentemente, hasta qué punto el incremento de la liquidez del Mercado Organizado está supeditado a las mismas.

En este sentido, el año 2017 se caracterizó por la continuidad en las medidas adoptadas en 2016 y por la aplicación de dos nuevas medidas de fomento de la liquidez: la prestación del servicio de “Creación de Mercado” y la realización de acciones de balance en la plataforma MIBGAS por parte del Gestor Técnico del Sistema.

Al margen de la actividad de “Creación de Mercado”, en 2017 se implementaron las siguientes medidas de fomento de la liquidez en MIBGAS:

- » La **compra del gas de operación**⁷¹, que se lleva a cabo diariamente en la subasta de apertura del producto Diario desde el 14 de enero de 2016. En 2017, el volumen total asociado a las compras de gas de operación fue de 928 GWh, lo que supone un cambio del 31,8% respecto de 2016.
- » La **compra de gas colchón**⁷² para el almacenamiento de Yela por un volumen de 420 GWh, entre los meses de abril y octubre de 2017. Dicho volumen es inferior (-69,23%) al registrado en 2016 (1.365 GWh) lo que se ha visto reflejado, tanto en términos absolutos como relativos, en el peso del volumen registrado en las subastas respecto del volumen total en el Mercado Organizado. En 2017, no se registraron compras de gas talón⁷³ en la plataforma de MIBGAS.

71. *Gas de operación: Gas natural consumido para el funcionamiento de los equipos e instalaciones de Enagás (turbocompresores de EC, equipos y sistemas de almacenamiento subterráneo, calderas, antorchas y vaporizadores de combustión sumergida).*

72. *Gas colchón: Volumen de gas natural contenido en el almacenamiento subterráneo que es necesario para poder extraer el gas natural útil a la presión de diseño del gaseoducto. La compra de este gas se realiza en la subasta de apertura de los productos MIBGAS D+1, MIBGAS Resto de Mes y MIBGAS M+1; y, se regula mediante la disposición correspondiente incluida en la Resolución de 15 de marzo de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD).*

73. *Gas talón: En el caso de la red de transporte, se refiere al nivel mínimo operativo de las redes de transporte del sistema gasista. Esta cantidad corresponderá al nivel mínimo de llenado de los gaseoductos de transporte (en GWh), traducida en días de utilización. La compra de este gas se realiza en la subasta de apertura de los productos MIBGAS Intradía y MIBGAS D+1; y se regula mediante la disposición correspondiente incluida en la Resolución de 15 de marzo de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD).*

- » La realización de **acciones de balance**⁷⁴ por parte del Gestor Técnico del Sistema, por un volumen total de 1.656 GWh en 2017 (1.106 GWh de compra y 550 GWh de venta) supuso un incremento sustancial respecto de 2016 (cuando se registró un total de 743 GWh, en el último trimestre del año). No obstante, esta medida de fomento de liquidez mantuvo en 2017, con respecto al año anterior, un impacto similar sobre el volumen total de gas negociado en la plataforma MIBGAS (alrededor del 11,8%).

De manera agrupada (Gráfico 28), todas estas medidas aportaron al volumen negociado en MIBGAS 3.005 GWh (el 22,46% sobre el total) durante 2017. Esta cantidad es significativamente inferior a la correspondiente en el año 2016 (3.198 GWh, equivalentes al 48,7% del total). En consecuencia, tanto el menor volumen ligado a estas medidas de fomento de la liquidez como su decreciente peso relativo respecto del total refuerzan la conclusión de que el aumento en el volumen negociado en MIBGAS en 2017 no puede justificarse por la aplicación de medidas regulatorias dirigidas al fomento de la liquidez.

Complementariamente, en el primer y el cuarto trimestre de 2017 MIBGAS realizó dos convocatorias para la prestación del servicio de “Creación de Mercado” (*market making*) durante el segundo semestre de 2017 y el primer semestre de 2018, respectivamente. El servicio de “Creación de Mercado” se centró en los productos MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1, resultando la adjudicación de dicho servicio a favor de “AXPO IBERIA S.L.” y de “Engie España S.L.U.”⁷⁵.

Los “Creadores de Mercado” (*Market Makers*) registran ofertas de compra y venta para un producto dentro de una horquilla de precios que se

⁷⁴. Las acciones de balance se realizan en virtud de lo establecido en la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC consecuencia de la implementación del Reglamento nº 312/2014 de la Comisión, aprobado el 26 de marzo de 2014, por el que se establece un Código de Red sobre el balance de gas en las redes de transporte.

⁷⁵. Los detalles correspondientes a la adjudicación de las dos convocatorias de “Creadores de mercado”, pueden encontrarse en las resoluciones pertinentes de la Dirección General de Política Energética y Minas del MINETAD: Resolución de 30 de junio de 2017; y Resolución de 26 de diciembre de 2017.

convierte en referencia para los agentes que negocian dicho producto. En plataformas de mercado en fase de formación y crecimiento, como MIBGAS, su actividad resulta clave para la generación de amplitud y profundidad en el mercado; en definitiva, de liquidez. Al distribuir en el mercado *spreads* entre los precios de compra y de venta competitivos, contribuyen al “descubrimiento de precios” por parte de los agentes e incrementan la probabilidad de que se lleven a cabo transacciones, fomentando, por tanto, el crecimiento de la liquidez en el mercado.

7.6. MONITORIZACIÓN DE LA LIQUIDEZ

7.6.1. Introducción

Con el objetivo de determinar el grado de madurez alcanzado por MIBGAS en su segundo año de actividad y poder compararlo con el correspondiente a 2016, así como con el de otros *hubs* europeos de referencia, se ha construido un Índice Agregado de Liquidez (para los productos MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1) a partir de las métricas definidas por ACER, en el *Gas Target Model* (GTM). Este índice permite valorar si un mercado satisface las necesidades y expectativas de los participantes en el mismo (Tabla 7).

Tabla 7: Valores umbrales de las métricas definidas en el *Gas Target Model* relativas al atractivo de un mercado para los agentes que participan en el mismo.

		VALORES UMBRALES PRODUCTOS <i>Spot</i>	VALORES UMBRALES PRODUCTOS <i>Prompt</i>
MÉTRICA 1	Profundidad de las ofertas de compra (M1C) o venta (M1V)	≥ 2.000 MW en cada lado del mercado (oferta y demanda)	≥ 470 en cada lado del mercado (oferta y demanda)
MÉTRICA 2	Diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta (M2)	≤ 0,4 % de la oferta de compra (<i>bid</i>) más alta	≤ 0,2 % de la oferta de compra (<i>bid</i>) más alta
MÉTRICA 3	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra (M3C) y venta (M3V)	≤ 0,02 % de la distancia entre el precio medio para 120 MW en cada lado del mercado y la mejor oferta de compra/venta	≤ 0,01 % de la distancia entre el precio medio para 120 MW en cada lado del mercado y la mejor oferta de compra/venta
MÉTRICA 4	Número de transacciones diarias (M4)	≥ 420 transacciones diarias	≥ 160 transacciones diarias

Fuente: ACER (2015). Elaboración propia

7.6.2. Profundidad de las ofertas de compra o venta

La profundidad de las ofertas de compra y venta, medida como el volumen disponible en cada lado del mercado en un momento dado, permite evaluar hasta qué punto los agentes del mercado pueden comprar y vender gas cuando lo necesitan e implementar distintas estrategias (ajustes de corto plazo, coberturas de riesgos) de manera eficiente. Una mayor profundidad incrementa la probabilidad de que los costes asociados a dichas estrategias sean menores, y que el impacto de una transacción determinada sobre el precio del mercado sea también bajo.

Los datos que muestra la Tabla 8 confirman la mejora que ha experimentado la profundidad del Mercado MIBGAS en 2017, en comparación con 2016, en todos los productos negociados. A pesar de ello, los valores registrados de profundidad se encuentran aún alejados de los umbrales especificados en la metodología de ACER (Tabla 8).

Tabla 8: Profundidad de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2017).

PRODUCTO	2016		2017	
	Profundidad de las ofertas de compra (MWh)	Profundidad de las ofertas de venta (MWh)	Profundidad de las ofertas de compra (MWh)	Profundidad de las ofertas de venta (MWh)
MIBGAS Intradiario	83	97	125	137
MIBGAS D+1	44	94	108	125
MIBGAS M+1	5	0	11	17

Fuente: MIBGAS.

7.6.3. Diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta

La diferencia (*spread*) entre los precios de las ofertas de compra y venta permite valorar la eficiencia del mercado, toda vez que un menor *spread* entre las ofertas de compra y de venta supone una mayor facilidad para casar dichas ofertas y, por consiguiente, una mayor probabilidad de que aumenten el número de transacciones y la liquidez en general en el mercado.

Cuanto menor sea el *spread bid-ask* para un determinado producto, menores son los costes de transacción en el mercado, especialmente para volúmenes grandes, lo que ofrece un apoyo adicional a los agentes que disponen de menos flexibilidad para competir en el mercado (básicamente, nuevos entrantes y comercializadores de menor tamaño).

Los resultados obtenidos (Tabla 9) muestran, también para esta métrica, una mejora apreciable de los resultados en MIBGAS en 2017, en comparación con 2016, para los tres productos considerados. La reducción del *spread bid-ask* es más apreciable en el producto MIBGAS Intradiario (-17,9%). Al igual que en el caso de la métrica anterior, los valores actuales de MIBGAS se encuentran aún alejados de los niveles deseables definidos en el GTM.

Tabla 9: Diferencia de precio (*spread*) entre las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2017).

	2016	2017
PRODUCTO	Diferencia de precio entre ofertas de compra y de venta (%)	Diferencia de precio entre ofertas de compra y de venta (%)
MIBGAS Intradiario	2,8	2,3
MIBGAS D+1	3,7	3,4
MIBGAS M+1	4,1	3,4

Fuente: MIBGAS

7.6.4. Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra y venta

Esta métrica evalúa la diferencia entre el precio medio de las ofertas de compra (o venta) para un determinado volumen (120 MW) y el precio más alto de compra (o el más bajo de venta) disponible en el Mercado. Se trata, por tanto, de un indicador del grado de dificultad que encuentran las órdenes de compra o venta registradas en MIBGAS para resultar casadas y, por tanto, del nivel de liquidez del Mercado. Una menor sensibilidad en los precios de oferta y demanda implica menores costes adicionales al comprar o vender grandes volúmenes de gas y, al igual que en el caso de *spreads bid-ask* reducidos, facilita que los agentes

que disponen de menos flexibilidad encuentren menores barreras para competir en el Mercado.

Como puede observarse en la Tabla 10, los valores de esta métrica no variaron significativamente en 2017 con respecto a 2016, mostrando una ligera mejora en la sensibilidad de los precios de las ofertas de venta y un cierto empeoramiento en el caso de las ofertas de compra para los productos MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1. En cualquier caso, los valores actuales registrados en la plataforma MIBGAS se encuentran alejados de los umbrales marcados por el GTM.

Tabla 10: Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2017).

PRODUCTO	2016		2017	
	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra (%)	Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta (%)	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra (%)	Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta (%)
MIBGAS Intradiario	0,8	1,0	1,1	1,0
MIBGAS D+1	0,8	1,3	1,2	1,0
MIBGAS M+1	2,3	1,3	-	1,2

Fuente: MIBGAS.

7.6.5. Número de transacciones diarias

El número de transacciones diarias es un indicador directo de (mayor o menor) liquidez en el mercado. Un volumen razonable de transacciones ofrece a los participantes en el mercado garantías de que los precios del mercado son transparentes y representativos del valor de la energía para cada producto negociado.

Los datos de la Tabla 11 indican una clara mejora en la evolución de esta métrica en 2017, en lo que respecta a los dos productos *spot*: MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1. Aun así, los valores registrados en MIBGAS están muy por debajo de los valores mínimos especificados por el GTM (420 y 160 transacciones por día, respectivamente).

Tabla 11: Número de transacciones diarias correspondientes a los productos MIBGAS Intradía, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2017).

	2016	2017
PRODUCTO	Número de transacciones diarias	Número de transacciones diarias
MIBGAS Intradía	9	37
MIBGAS D+1	9	17
MIBGAS M+1	0	0

Fuente: MIBGAS.

Nota: los valores mostrados en la Tabla 11 se corresponden con la mediana del número de transacciones diarias; por lo tanto, el valor 0 correspondiente al número de transacciones del producto MIBGAS M+1 es indicativo de que más de la mitad de los días de mercado no se han registrado transacciones para dicho producto.

7.6.6. Índice Agregado de Liquidez

El Índice Agregado de Liquidez que construimos pondera de forma equivalente las distintas métricas que propone ACER. Cada métrica aporta al Índice Agregado de Liquidez un valor entre 0 y 1, prorrateado entre los siguientes valores extremos de cada métrica, que coinciden con los valores mínimo y máximo registrados en los *hubs* europeos de referencia (TTF y NBP):

1. M1C (Profundidad de las ofertas de compra)
 - Producto *spot* (D+1): adopta el valor 0 si es igual a 0 MW y el valor 1 si es mayor o igual que 1.500 MW.
 - Producto *prompt* (M+1): adopta el valor 0 si es igual a 0 MW y el valor 1 si es mayor o igual que 470 MW.
2. M1V (Profundidad de las ofertas de venta)
 - Producto *spot* (D+1): adopta el valor 0 si es igual a 0 MW y el valor 1 si es mayor o igual que 1.800 MW.
 - Producto *prompt* (M+1): adopta el valor 0 si es igual a 0 MW y el valor 1 si es mayor o igual que 470 MW.

3. M2 (Diferencia de precio entre las ofertas de compra y de venta)
 - Producto *spot* (D+1): adopta el valor 0 si es mayor o igual al 4,00% y el valor 1 si es menor o igual del 0,63%.
 - Producto *prompt* (M+1): adopta el valor 0 si es mayor o igual al 5,00% y el valor 1 si es menor o igual del 1,13%.
4. M3C (Sensibilidad del precio de las ofertas de compra)
 - Producto *spot* (D+1): adopta el valor 0 si es mayor o igual al 0,05% y el valor 1 si es menor o igual del 0,02%.
 - Producto *prompt* (M+1): adopta el valor 0 si es mayor o igual al 0,05% y el valor 1 si es menor o igual del 0,01%.
5. M3V (Sensibilidad del precio de las ofertas de venta)
 - Producto *spot* (D+1): adopta el valor 0 si es mayor o igual al 0,05% y el valor 1 si es menor o igual del 0,02%.
 - Producto *prompt* (M+1): adopta el valor 0 si es mayor o igual al 0,05% y el valor 1 si es menor o igual del 0,01%.
6. M4 (Número de transacciones diarias)
 - Producto *spot* (D+1): adopta el valor 0 si es igual a 0 y el valor 1 si es mayor o igual que 420 transacciones.
 - Producto *prompt* (M+1): adopta el valor 0 si es igual a 0 y el valor 1 si es mayor o igual que 160 transacciones.

La Tabla 12 y la Tabla 13 recogen, para los productos Diario D+1 y Mes Siguiente (M+1), respectivamente, el valor del Índice Agregado de Liquidez en MIBGAS (años 2016 y 2017), así como en los *hubs* franceses (PEG Nord y TRS) y de referencia en el Norte de Europa (TTF y NBP) en el año 2015.

Tabla 12: Valor del Índice Agregado de Liquidez correspondiente al producto Diario D+1 en MIBGAS, TRS, PEG Nord, TTF y NBP.

Métrica (GTM-2015): ATRACTIVO DEL MERCADO	Valor umbral (GTM - 2015)	Intervalo de valores del índice	PRODUCTO Spot (M+1)											
			MIBGAS 2016		MIBGAS 2017		TRS 2015		PEG 2015		NBP 2015		TTF 2015	
			Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice
Métrica M1C - Profundidad de las ofertas de compra	≥ 2.000 MW	0: = 0 MW 1: ≥ 1.500 MW	44	0,03	108	0,072	300	0,2	600	0,4	1500	1	1200	0,8
Métrica M1V - Profundidad de las ofertas de venta	≥ 2.000 MW	0: = 0 MW 1: ≥ 1.800 MW	94	0,05	125	0,07	300	0,17	600	0,33	1800	1	1200	0,67
Métrica M2 - Diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta	≤ 0,4%	0: ≥ 4,00% 1: ≤ 0,63%	3,70%	0,09	3,40%	0,18	1,33%	0,79	0,88%	0,93	N.A.	N.A.	0,63%	1
Métrica M3C - Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra	≤ 0,02%	0: ≥ 0,05% 1: ≤ 0,02%	0,80%	0	1,20%	0	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Métrica M3V - Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta	≤ 0,02%	0: ≥ 0,05% 1: ≤ 0,02%	1,30%	0	1,0%	0	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Métrica M4 - Número de transacciones diarias	≥ 420	0: = 0 transacciones 1: ≥ 420 transacciones	9	0,02	17	0,04	150	0,36	350	0,83	750	1	1300	1
PUNTUACIÓN DEL ÍNDICE /SOBRE				0,19 /6		0,36 /6		1,52 /4		2,49 /4		3,00 /3		3,47 /3

Fuente: ACER y MIBGAS. Elaboración propia.

Los valores correspondientes del Índice Agregado de Liquidez para el producto Diario D+1 que muestra la Tabla 12 ponen de manifiesto la mejora que ha experimentado la liquidez de la plataforma MIBGAS en 2017 (valor agregado: 0,36) respecto de 2016 (valor agregado: 0,19). Se trata, en cualquier caso, de registros todavía alejados de los observados en los cuatro mercados europeos que se utilizan como referencias. Así mismo, la Tabla 12 confirma el liderazgo de los hubs TTF y NBP en términos de la liquidez agregada del producto D+1.

De manera específica, para el producto D+1 la métrica que muestra el valor más elevado del índice en todos los mercados considerados es la “diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta”. Por el contrario, la que presenta el valor más bajo varía según el mercado: en MIBGAS, el “número de transacciones diarias”; en TRS, la “profundidad de las ofertas de compra”; en PEG Nord y TTF, la “profundidad de las ofertas de venta”.

Tabla 13: Valor del Índice Agregado de Liquidez correspondiente al producto Mes Siguiente en MIBGAS, TRS, PEG Nord, TTF y NBP.

Métrica (GTM-2015): ATRACTIVO DEL MERCADO	Valor um- bral (GTM -2015)	Intervalo de valores del índice	PRODUCTO Spot (M+1)											
			MIBGAS 2016		MIBGAS 2017		TRS 2015		PEG 2015		NBP 2015		TTF 2015	
			Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice	Valor de la métrica	Valor del índice
Métrica M1C - Profundidad de las ofertas de compra	≥ 470 MW	0: = 0 MW 1: ≥ 470 MW	5	0,01	11	0,02	75	0,16	300	0,64	2400	1	1800	1
Métrica M1V - Profundidad de las ofertas de venta	≥ 470 MW	0: = 0 MW 1: ≥ 470 MW	0	0,00	17	0,04	75	0,16	300	0,64	2775	1	1500	1
Métrica M2 - Diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta	≤ 0,2%	0: ≥ 5,00% 1: ≤ 1,13%	4,10%	0,23	3,40%	0,41	2,25%	0,71	1,13%	1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Métrica M3C - Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra	≤ 0,01%	0: ≥ 0,05% 1: ≤ 0,01%	2,30%	0	-	0	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Métrica M3V - Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta	≤ 0,01%	0: ≥ 0,05% 1: ≤ 0,01%	1,30%	0	1,2%	0	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Métrica M4 - Número de transacciones diarias	≥ 160	0: = 0 transacciones 1: ≥ 160 transacciones	0	0	0	0	25	0,16	25	0,16	1300	1	1300	1
PUNTAJACIÓN DEL ÍNDICE /SOBRE				0,24 /6		0,47 /6		1,19 /4		2,44 /4		3,00 /3		3,00 /3

Fuente: ACER y MIBGAS. Elaboración propia.

El Índice Agregado de Liquidez para el producto Mes Siguiente (Tabla 13), por otro lado, replican los resultados anteriores, aunque con valores para MIBGAS, tanto en 2016 como en 2017, ligeramente superiores a los del producto Diario D+1. La Tabla 13 confirma también el liderazgo de los *hubs* TTF y NBP con relación a la liquidez del producto M+1.

En el caso del producto Mes Siguiente (M+1), la métrica que muestra el valor más alto del índice en todos los mercados considerados vuelve a ser la “diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta” o *spread bid-ask*. Por el contrario, la métrica que presenta el valor más bajo es, en MIBGAS, TRS y PEG Nord, el “número de transacciones diarias”.

8. Dinámica del precio *spot* en MIBGAS en 2017

8.1. INTRODUCCIÓN

Durante gran parte del año 2017, como consecuencia de la ralentización que ha experimentado la recuperación de la demanda de gas natural a nivel global y la expansión de la producción por el lado de la oferta, se mantuvo una situación de sobreabastecimiento en el mercado internacional de gas natural. En el último trimestre del año, sin embargo, el incremento de la demanda de gas natural en Asia, ligado a factores estacionales, y en Europa, por un mayor consumo para generación de electricidad, dio lugar a una cierta escasez de oferta en el mercado global de GNL.

El papel protagonista del GNL en el “mix” de aprovisionamiento global continúa afianzándose, gracias a la flexibilidad que introduce este combustible en las estrategias de suministro de los *traders* y a la expansión de la oferta. Se mantiene, además, la tendencia de cambio hacia contratos preferentemente indexados a los precios de los *hubs* y con horizontes temporales de menor duración que los tradicionales (a largo plazo) de gas natural y GNL.

En este contexto internacional, el mercado de gas natural en Europa continental se ha caracterizado, durante el primer semestre de 2017 por un nivel elevado (y creciente) de importaciones de gas con tasas de crecimiento interanuales de +10% y +8% en el primer y segundo trimestre, respectivamente (Murray, D., 2017).

Destaca el incremento significativo en las importaciones de gas argelino (gracias a la nueva planta de compresión de Hass R'Mel, así como a la explotación de los campos del Suroeste de Argelia), cuyo suministro ha demostrado una elevada capacidad de adaptación al entorno de mercado, al reducirse los flujos en verano como respuesta a las señales de precio y al aumento de la demanda doméstica en el país norteafricano.

Aumentaron también las exportaciones de gas ruso al continente hasta niveles récord, con casi 194 bcm en 2017 (+8% respecto de 2016) lo que constituye un máximo histórico (Reuters, 2018b); y se mantuvieron los flujos de importación a través de gasoducto desde Noruega (116 bcm, +7% respecto de 2016 y también un máximo histórico), gracias a los volúmenes adicionales exportados vía Polarled y a los procedentes de Troll (Reuters, 2018a). Por otra parte, se produjo un notable aumento de las importaciones europeas de GNL, lideradas por España, Italia y Turquía⁷⁶.

Todo ello dibuja un escenario de intensa competencia entre los oferentes de gas natural y GNL, lo que, unido a los mencionados cambios en los términos contractuales (en 2016, el 66% del volumen total correspondiente a contratos de importación de gas estaba indexado a los precios de los *hubs*, frente al 15% en 2005) (IGU, 2017c) y a una demanda prácticamente sin variación en relación con 2016, ha contribuido a que los precios de referencia del gas en Europa, a pesar del incremento registrado en el precio del Brent (aproximadamente un 20% en el conjunto de 2017)⁷⁷, se mantengan en niveles similares a los registrados en 2016.

Esta situación, de elevada disponibilidad y relativa abundancia de gas, probablemente se mantendrá hasta aproximadamente 2023, cuando los Fundamentales de la oferta –con suministros de gas natural cada vez más flexibles– y de la demanda –que, en el caso particular del GNL, proporciona señales de crecimiento sostenido, sobre todo en la región de Asia– deberían fomentar la recuperación del precio del gas en los mercados internacionales hasta alcanzar, en 2035, los niveles registrados en 2010 (IGU, 2017a).

Asimismo, en 2017 se ha vuelto a confirmar el nivel de integración de los *hubs* de la región del Noroeste de Europa, que en la práctica funcionan ya como una sola zona de mercado. Dicha integración, que queda reflejada en el valor reducido del *spread* entre los precios del gas natural

76. Entre enero y noviembre de 2017, Europa importó 36,5 millones de toneladas de GNL: un 13% más que en el mismo periodo del año anterior (ICIS, 2017b).

77. El precio del contrato “Front-month” Brent aumentó desde unos 55 \$/barril a principios de enero hasta unos 66,5 \$/barril al final del año (Financial Times, 2018).

en estos mercados adyacentes, se ha visto favorecida, entre otros factores, por:

- » La armonización de los peajes de interconexión (que oscilan, según datos de 2015, entre los 0,40 €/MWh/d de la interconexión entre Francia y Bélgica y los 1,35 €/MWh/d de la correspondiente entre Holanda y Alemania), resultando en valores reducidos en comparación con los de otros puntos de interconexión dentro de Europa⁷⁸.
- » Las inversiones en infraestructuras de interconexión (ENTSOG, 2017), que han permitido incrementar los flujos transfronterizos entre países adyacentes dentro de la Región Noroeste.

Este escenario de integración contrasta con la realidad del mercado mayorista español (e ibérico) de gas natural. Pueden identificarse tres barreras al desarrollo del Mercado Ibérico⁷⁹: una de naturaleza física, consecuencia de la limitada capacidad de interconexión con el Sur de Francia⁸⁰; y dos de ámbito regulatorio y de mercado, que tienen que ver con el importe de los peajes de interconexión Francia-España (como ya se ha comentado, más altos que los correspondientes a la Región Noroeste de Europa) y con un “mix” de aprovisionamiento⁸¹ que no contribuye a estimular la competencia entre oferentes de gas natural.

78. Por ejemplo, entre España y Francia: 2,79 €/MWh/día para el peaje de importación; y 2,43 €/MWh/d para el de exportación, de media en 2017. Datos correspondientes a los valores medios de las tarifas de compra de capacidad diaria, según lo publicado en la “Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017”, por Enagás GTS; y en “Deliberation of the French Regulatory Commission of Energy of 15 December 2016 forming a decision on the tariff for the use of GRTgaz and TIGF natural gas transmission networks”, por los gestores de red franceses.

79. En el informe publicado por ACER/CEER “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016” se identifican, en los hubs emergentes, cinco barreras al buen funcionamiento del mercado: (1) peajes de interconexión demasiado altos y/o poco transparentes; (2) un volumen elevado de capacidad reservada a largo plazo e ineficacia en la gestión de las congestiones; (3) insuficiente transparencia regulatoria; (4) falta de competencia en los productos de corto plazo; y (5) unos requisitos administrativos y de información regulatoria estrictos para los participantes en el mercado mayorista.

80. Este hecho se ha hecho evidente en periodos y situaciones de picos de demanda (por ejemplo, en enero y octubre de 2017), cuando se ha disparado el spread de precios del contrato Diario D+1 entre MIBGAS y el Hub holandés TTF.

81. El peso del GNL en el “mix” de aprovisionamiento del sistema gasista español es muy elevado en comparación con el resto de mercados gasistas continentales.

Estas barreras pueden explicar en gran medida por qué se mantienen, de forma estructural, diferencias de precios entre MIBGAS y los *hubs* de referencia en el Norte de Europa (en 2017, el valor medio del *spread* D+1 entre MIBGAS y TTF fue de 3,44 €/MWh).

Mientras que en la Región Noroeste (tomando como punto de referencia el *Hub* TTF) existe una elevada competencia en la oferta entre el gas ruso, el noruego, la producción autóctona (Gröningen) y el gas procedente de los yacimientos del Mar del Norte, todas ellas fuentes de suministro con contratos de suministro flexibles y precios indexados al *Hub* de destino, en España, el aprovisionamiento del sistema gasista –exceptuando el volumen de gas que entra por la interconexión con Francia (por término medio, el 10% del total)– se realiza mayoritariamente desde Argelia (gas natural y GNL a través de contratos de largo plazo, con relativamente poca flexibilidad y con precios indexados al petróleo) o mediante GNL, cuyos precios de entrega para Europa están fuertemente ligados a los del mercado asiático.

En este contexto, los precios del gas natural en España y, por tanto, los precios de los productos negociados en MIBGAS, muestran una alta sensibilidad a la situación de disponibilidad del GNL en momentos de alta demanda o cuando se producen problemas en el suministro desde Argelia o tensiones por el lado de la oferta en los mercados continentales. Para atraer volúmenes adicionales de GNL, al igual que ocurre en el *Hub* del Sur de Francia TRS, los precios deben aumentar para ofrecer *netbacks* suficientemente elevados que hagan económicas las descargas en España.

En los siguientes apartados se describe la evolución que han seguido en 2017 los precios de los productos de MIBGAS, analizándose, de manera específica, la evolución del precio del producto Diario D+1 en MIBGAS y comparándola con la correspondiente en diversos *hubs* europeos. También se examinan el grado de madurez de los productos más representativos (MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1) y los avances conseguidos en el Mercado Organizado de Gas a lo largo de 2017 respecto de 2016.

8.2. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN MIBGAS

8.2.1. Introducción

En términos generales, los precios de todos los productos negociados en MIBGAS (Tabla 14) mostraron durante el año 2017 un patrón de evolución similar. Así, en enero se mantuvo la tendencia al alza que iniciaron los precios al principio del verano de 2016, para retornar a valores más moderados en el segundo y tercer trimestre del año. A lo largo del último trimestre de 2017 los precios volvieron a retomar una tendencia alcista, reflejando la mayor demanda de gas ligada al comienzo de la estación fría del año. Por su parte, los máximos y mínimos mensuales coincidieron con los periodos de mayor y menor demanda, como cabía esperar. En enero de 2017 se registraron los precios medios ponderados más altos de cada producto en el año, destacando, particularmente, los correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario (36,45 €/MWh) y MIBGAS D+1 (37,01 €/MWh).

En agosto, como era de esperar, dada la menor demanda estacional de gas natural en el sector convencional (industrial y doméstico/comercial), se anotaron los precios medios ponderados más bajos en todos los contratos, entre los 16,49 €/MWh de los productos característicos del fin de semana (D+2/D+5) y los 16,67 €/MWh del producto Intradiario.

Tabla 14: Valor medio ponderado de cada producto negociado en MIBGAS (2016 – 2017).

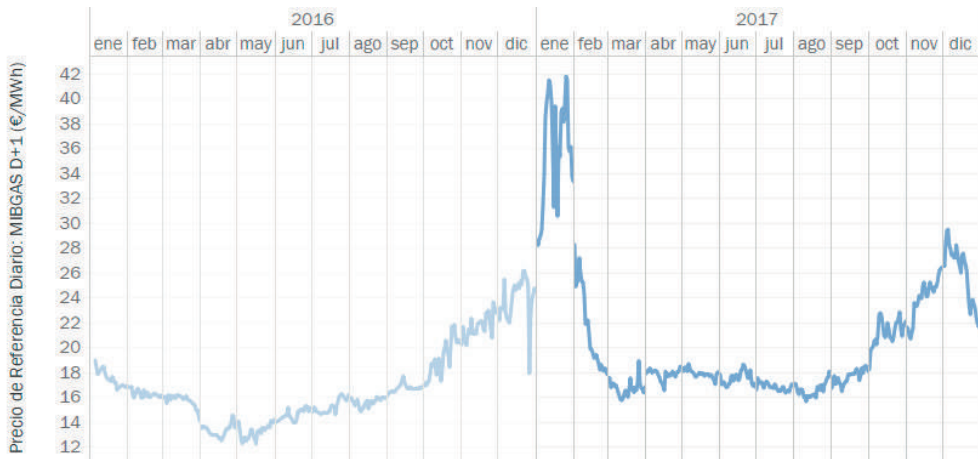
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2016	MIBGAS Intradiario	17,61	16,26	15,83	13,39	13,38	14,65	15,40	15,69	16,81	19,43	21,87	24,06
	MIBGAS D+1	17,35	16,32	15,84	13,39	13,31	14,69	15,33	15,67	16,84	19,31	22,02	24,11
	MIBGAS D+2/D+5		16,24	15,68	13,35	12,97	14,30	14,93	15,45	16,58	18,95	21,30	23,99
	MIBGAS Resto de Mes							15,01	15,70	17,00	17,54	20,80	25,99
	MIBGAS Mes Siguiente					13,23	14,77	15,30	15,80	16,62	18,29	21,04	23,07
2017	MIBGAS Intradiario	36,45	21,28	16,79	17,92	18,00	17,59	16,83	16,67	17,63	21,11	24,04	25,91
	MIBGAS D+1	37,01	21,75	16,80	18,02	18,04	17,65	16,92	16,63	17,73	21,21	24,05	26,16
	MIBGAS D+2/D+5	33,78	21,60	16,34	17,61	17,68	17,44	16,69	16,49	17,56	21,06	23,82	25,63
	MIBGAS Resto de Mes		28,00	17,50	17,88	17,70	18,30		16,25	17,97	19,30		25,70
	MIBGAS Mes Siguiente	29,11	20,57	17,17	17,88	17,88	17,59	17,19	17,68	18,82	23,10	24,71	27,00

Fuente: MIBGAS.

8.2.2. Evolución del precio MIBGAS D+1

El precio del producto MIBGAS D+1, el producto *spot* más representativo entre los negociados en la plataforma MIBGAS, ha experimentado una elevada volatilidad en distintos periodos del año 2017, ligada estrechamente a la variabilidad en el uso de las centrales térmicas de ciclo combinado (Gráfico 38).

Gráfico 38: Evolución del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 (2016 – 2017).



Fuente: MIBGAS.

El primer trimestre del año comenzó con precios *spot* del gas natural muy elevados en España, con valores por encima de los 30 €/MWh desde el inicio del mes de enero. Los precios del gas natural con entrega en el día siguiente (D+1) experimentaron una tendencia alcista en la plataforma MIBGAS durante todo el mes de diciembre de 2016 y gran parte del mes de enero de 2017, divergiendo de forma significativa de los precios observados en otros mercados europeos, excepto el *Hub* del Sur de Francia (TRS).

Este incremento del precio *spot* estuvo motivado por el aumento de la demanda de gas en España a consecuencia de las temperaturas invernales y el mayor consumo para generación de electricidad; y por la situación de escasez energética en Francia, especialmente en la zona TRS,

acentuada por las olas de frío, las paradas no programadas de varias centrales nucleares y por restricciones en el aprovisionamiento de gas natural licuado (GNL). Además, la demanda de GNL *spot* en Asia generó presión al alza sobre los precios de corto plazo en el PVB al incrementar el coste de oportunidad del GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación españolas.

Desde el inicio del mes de febrero, sin embargo, el precio del producto D+1 en MIBGAS experimentó una fuerte caída, al normalizarse la situación del mercado de gas en TRS y gracias a temperaturas relativamente benignas en España en febrero (+0,7°C en media respecto de febrero de 2016). Esta situación llevó a que los precios iniciaran un proceso de convergencia con los precios del gas natural en el continente, proceso que se aceleró en la primera mitad del mes de marzo, con la excepción de incrementos de precios en días puntuales⁸².

En el segundo trimestre del año, el precio del producto MIBGAS D+1 se movió en torno a una estrecha banda de aproximadamente 1,5 €/MWh y con tendencia totalmente plana, influenciada por una acusada caída de la demanda de gas (en el entorno del 30% respecto del trimestre anterior) y por niveles de oferta abundantes.

Desde los últimos días de mayo se produjo un gradual incremento en la producción de los ciclos combinados, impulsado por la relativamente baja generación eólica e hidráulica. Sin embargo, pese a la tendencia ascendente en la producción de los ciclos combinados –que registró una gran volatilidad– y a alcanzarse el 21 de junio el valor más alto en época estival desde 2011 en la demanda diaria de gas natural para generación de electricidad (465 GWh), el precio *spot* del gas en España se mantuvo

82. En los últimos diez días del mes de marzo volvió a ampliarse la brecha entre el precio diario en MIBGAS y los precios en el resto del continente, alcanzándose *spreads* de 2 €/MWh algunos días respecto de TRS. Mientras los precios en los *hubs* europeos cayeron significativamente debido a la meteorología benigna y al exceso de oferta, en España la producción de los ciclos combinados se mantuvo relativamente constante y registró algunos picos.

en los niveles registrados en las semanas precedentes. En junio, la correlación entre el Índice MIBGAS⁸³ y la producción diaria de los ciclos combinados se situó en 0,89⁸⁴.

El precio del producto MIBGAS D+1 evolucionó en el tercer trimestre del año con tendencia ligeramente descendente en julio y en la primera mitad de agosto, influenciada por una situación suficiente disponibilidad de oferta y demanda relativamente moderada (excepto picos puntuales), y una tendencia claramente ascendente desde mediados de agosto en línea con el comportamiento del precio *spot* de gas natural en todos los *hubs* de Europa continental, empujado por unos precios energéticos claramente al alza.

La tendencia descendente en julio y los primeros días de agosto, apoyada por el descenso de la producción de los ciclos combinados y por temperaturas relativamente moderadas, llevó al precio D+1 a tocar suelo el 11 de agosto (15,50 €/MWh). A partir de ese día, el precio MIBGAS D+1 inició una escalada hasta alcanzar 19 €/MWh a finales de septiembre, reproduciendo el perfil de producción de los ciclos combinados de gas. Este crecimiento se vio impulsado por los mayores niveles de generación eléctrica a partir de gas natural (consecuencia del descenso de las reservas hidráulicas y de la escasez en las precipitaciones) y por la tendencia alcista de los precios *spot* en todos los *hubs* europeos, siguiendo la inercia de las semanas precedentes.

El cuarto trimestre del año se inició con una acusada tendencia al alza de los precios durante el mes de octubre motivada, una vez más, por el creciente protagonismo del gas natural en el “mix” de generación de electricidad en España a medida que iban reduciéndose las reservas

83. El Índice MIBGAS es el precio promedio ponderado de todas las transacciones realizadas para un mismo día de gas de los productos Diario (MIBGAS D+1) e Intradía con entrega en el PVB-ES.

84. Los datos sugieren que en determinados momentos en los que la producción de los ciclos combinados supera determinados niveles (por ejemplo, en junio de 2017), la variabilidad en el consumo de gas para el sector eléctrico es probablemente el inductor más relevante de las variaciones en el precio diario de MIBGAS. En general, sin embargo, es la variabilidad de la demanda total de gas (convencional más sector eléctrico) la que determina en gran medida la variabilidad del precio diario en MIBGAS.

hidráulicas⁸⁵, dando lugar al aumento en la participación de las tecnologías fósiles (carbón y gas natural) en dicho “mix” de generación. Otros factores determinantes en la escalada de los precios fueron el incremento generalizado de los precios de la energía y la gran incertidumbre asociada a la disponibilidad del parque nuclear francés⁸⁶. En este contexto, el precio del contrato MIBGAS D+1 alcanzó 22,56 €/MWh a finales de octubre (3,79 €/MWh por encima del cierre de septiembre).

La fuerte presión sobre el precio *spot* del gas natural en España se mantuvo durante todo el mes de noviembre, alcanzando el producto MIBGAS D+1 un precio de 26,99 €/MWh el día 30 de ese mes. Actuaron como principales soportes del precio MIBGAS D+1, el fuerte incremento en la demanda de gas en España (tanto convencional como para generación de electricidad –en los últimos días de noviembre se alcanzaron los valores máximos anuales de la producción de electricidad por ciclos combinados–), los precios de la electricidad en España y en Francia, así como el elevado precio del GNL en Asia. Consecuentemente, la variación del precio D+1 siguió de cerca la evolución de la producción de los ciclos combinados (el precio *spot* eléctrico alcanzó, a finales del mes de noviembre, los 69,50 €/MWh), en un contexto de: (1) mayor generación de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, debido a las bajas reservas hidráulicas y a las indisponibilidades nucleares (Ascó 2, Cofrentes); y (2) precios de la electricidad relativamente elevados en Francia.

Por otra parte, mientras que en noviembre el precio MIBGAS D+1 se movió en niveles cercanos a los del producto D+1 en TRS, con un diferencial de precios MIBGAS-TRS que fluctuó en una banda entre -2 €/MWh y +2 €/MWh casi todo el mes, aumentó significativamente el *spread* D+1 con el *Hub* TTF, manteniéndose por encima de 4 €/MWh casi todo el mes y llegando a superar los 6 €/MWh en momentos puntuales.

85. El año 2017 fue un año excepcionalmente seco. Las reservas hidráulicas con fines hidroeléctricos cayeron de forma continuada desde febrero (con un 44,2% de llenado, en valor medio mensual) hasta finales de octubre (27,7%), situándose a lo largo de todo el año cerca de los valores mínimos históricos, según datos de REE.

86. Durante el verano, el regulador nuclear francés ASN obligó a EDF a revisar algunos componentes fabricados por Areva en todas sus centrales nucleares. Esto dio lugar a un gran número de paradas programadas en el otoño. Las dudas sobre su duración y los retrasos en algunas reconexiones generaron una gran incertidumbre sobre la disponibilidad de los reactores nucleares durante el periodo invernal.

Por último, el mes de diciembre se inició con un incremento significativo en los precios del gas natural y de la electricidad en España, apoyados por el fuerte crecimiento de la demanda de gas⁸⁷, el empuje de los precios en el mercado eléctrico en Europa Occidental⁸⁸ y en la presión alcista ejercida por los precios del GNL en Asia. A partir de la segunda semana, sin embargo, el precio MIBGAS D+1 cayó de forma gradual hasta el final del mes, en línea con la disminución en el precio eléctrico y con la moderación de la demanda, llegando a situarse por debajo de 22 €/MWh el día 31 de diciembre.

8.2.3. Volatilidad del precio MIBGAS D+1

La volatilidad del precio MIBGAS D+1 se comportó de manera relativamente estable durante casi todo el año 2017 (Gráfico 39), oscilando el valor anualizado en una banda entre el 30% y el 50% la mayor parte de los meses. En los meses invernales (enero y febrero, por un lado; y octubre, noviembre y diciembre por otro lado), sin embargo, el precio MIBGAS D+1 fue significativamente más volátil debido fundamentalmente a la mencionada variabilidad de la generación de energía eléctrica a partir de gas natural.

El año 2017 comenzó con un nivel de variabilidad del precio MIBGAS D+1 elevado. La volatilidad anualizada de los precios D+1 en MIBGAS experimentó una tendencia alcista desde, prácticamente, la primera semana de enero, desacoplándose de la dinámica observada en los precios de los *hubs* del Norte de Europa. Alcanzó un valor máximo anual en torno al 130% (en valor anualizado) a mediados de febrero, coincidiendo con la situación de elevada demanda debido a las temperaturas invernales y a la escasez de suministros de gas y GNL en el Sur de Europa. Una vez comenzaron a normalizarse la oferta y la demanda al aumentar

87. El día 4 de diciembre la demanda de gas natural alcanzó 1.670 GWh en España (1.107 GWh de consumo convencional y 509 GWh de consumo del sector eléctrico), como consecuencia de las bajas temperaturas en la Península Ibérica y la escasa producción hidroeléctrica.

88. El precio del contrato M+1 aumentó en el PVB hasta casi 28,50 €/MWh en la primera semana del mes, marcando el máximo desde principios del año, mientras que el precio spot MIBGAS D+1 alcanzó los 30 €/MWh el 5 de diciembre. El contrato Cal-18 PVB llegó a marcar un *spread* con su equivalente en el TTF de 3 €/MWh. En el mercado eléctrico, el precio medio diario de la electricidad superó los 76,5 €/MWh el día 4 de diciembre, en un entorno de precios muy elevados en Francia (91 €/MWh), Bélgica (92,6 €/MWh), Italia (89 €/MWh) y Suiza (87,5 €/MWh).

Durante el resto del verano y pese a registrar una tendencia ligeramente descendente, la volatilidad del precio MIBGAS D+1 se mantuvo en la zona alta de la banda de valores observados en el resto de mercados de nuestro entorno, excepto NBP, registrando valores anualizados dentro de un corredor comprendido entre el 35% y el 45% en julio y agosto. A finales de agosto volvió a aumentar la volatilidad hasta el 50%. Esta situación se mantuvo durante la primera mitad de septiembre, para posteriormente converger a los niveles de volatilidad observados en el continente. Todos estos cambios en los niveles de volatilidad pueden explicarse, en gran medida, por la variabilidad del consumo de gas para la generación de energía eléctrica debido, como viene comentándose, a la incertidumbre sobre la producción de las energías renovables no gestionables y a las bajas reservas hidráulicas.

El último trimestre del año comenzó con un fuerte aumento de la volatilidad del precio MIBGAS D+1 a lo largo del mes de octubre, alcanzando un valor anualizado del 80% al final del mes, en un contexto de tendencia al alza del precio *spot* del gas natural y de un creciente protagonismo del gas natural en el “mix” de generación. La volatilidad (anualizada) se mantuvo estable en noviembre y diciembre en una banda entre el 70% y el 80%.

8.2.4. Grado de representatividad del precio en MIBGAS

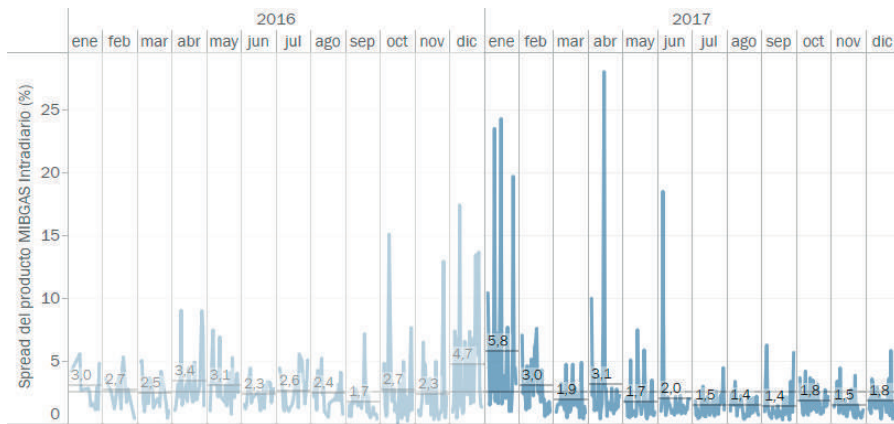
Evolución del *bid-ask spread* de los productos MIBGAS

Con el objetivo de evaluar el grado de representatividad de las señales de precio *spot* que proporciona MIBGAS se analiza, a continuación, el *spread* diario entre las ofertas de compra y de venta de los distintos productos⁸⁹, ya que su valor está directamente relacionado con la liquidez del Mercado y sirve como indicador de la madurez del mismo: un menor *spread* entre las ofertas de compra y venta incrementa la probabilidad de casación de las mismas y, por tanto, la liquidez del Mercado.

⁸⁹. El *spread* diario entre las ofertas de compra y de venta se calcula como la diferencia entre el precio medio ponderado de compra y el precio medio ponderado de venta de cada día para cada producto, expresada como porcentaje del precio medio ponderado de compra.

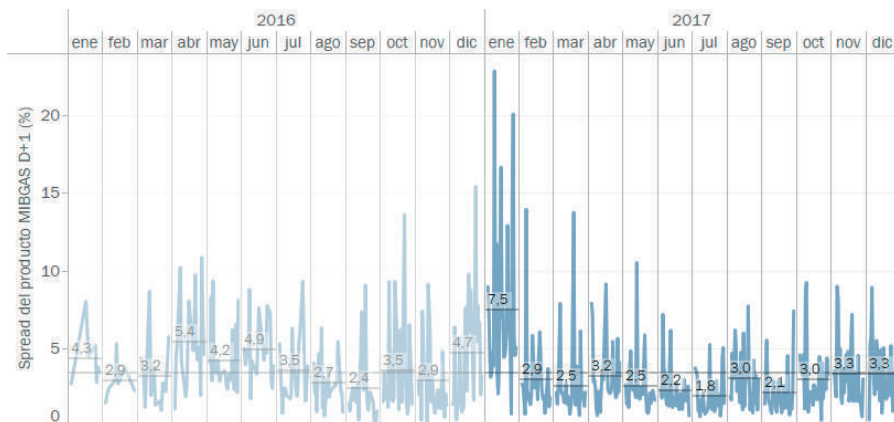
En los siguientes gráficos (Gráfico 40, Gráfico 41 y Gráfico 42) se representa la evolución del valor del *spread* diario entre las ofertas de compra y de venta, para los productos: MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS Mes Siguiente.

Gráfico 40: Valores del *spread* diario correspondiente al producto MIBGAS Intradiario (2016 – 2017).



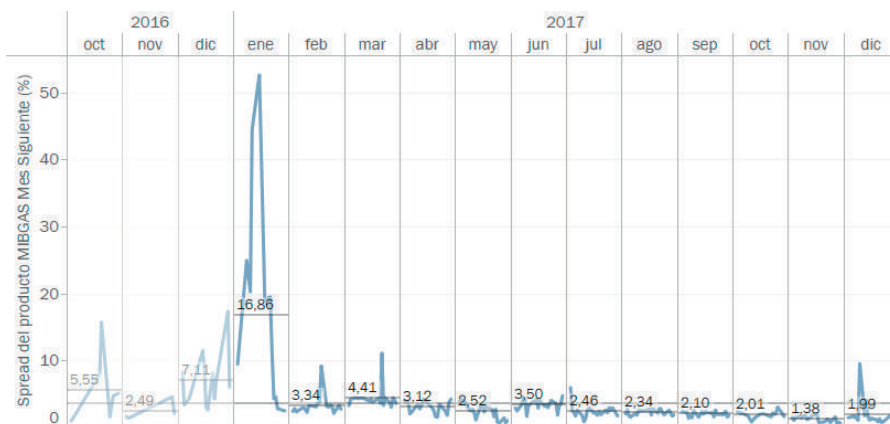
Fuente: MIBGAS.

Gráfico 41: Valores del *spread* diario correspondiente al producto MIBGAS D+1 (2016 – 2017).



Fuente: MIBGAS.

Gráfico 42: Valores del *spread* diario correspondiente al producto MIBGAS Mes Siguiente (octubre 2016 – diciembre 2017)⁹⁰.



Fuente: MIBGAS.

Puede destacarse, en los tres gráficos anteriores, la tendencia general a la baja en el *spread* entre las ofertas de compra y venta, con la excepción de un comportamiento volátil del *spread* en los primeros meses de 2017, relacionado con la alta volatilidad que han mostrado los precios en MIBGAS en esos meses y con la situación de tensión en el Mercado por escasez de oferta.

Descontando el comportamiento de los precios *spot* durante el mes de enero, se produjo una sensible mejora en el valor del *spread* diario en 2017, con respecto a 2016, con reducciones del 32%, 25% y 55% para los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS Diario y MIBGAS Mes Siguiente, respectivamente.

En relación con el valor medio anual del *spread* diario puede destacarse que, tanto en 2016 como en 2017, el producto que refleja los valores más reducidos del mencionado *spread* es el producto MIBGAS Intradiario (debido a que se trata del producto con más liquidez en las subastas de inicio de las sesiones de negociación, cada día).

⁹⁰. El cálculo del *spread* diario para este producto se ha llevado a cabo desde el 1 de octubre de 2016, dada la limitada disponibilidad de datos con anterioridad a esa fecha (que impide una estimación fiable).

Por otra parte, la presencia de un “Creador de Mercado”⁹¹ (*Market Maker*) a partir de febrero de 2017 ha contribuido a lo largo de todo el año 2017 a incrementar la liquidez de todos los productos y, especialmente, la liquidez del producto Mes Siguiente.

La influencia de la actividad desarrollada por el “Creador de Mercado” sobre la liquidez del producto MIBGAS Mes Siguiente queda también reflejada, más allá del considerable incremento en el volumen negociado de este producto, a través de: (1) una frecuencia de negociación prácticamente diaria (en 2017, a partir de febrero, se contabilizaron 117 días en los que el Mercado ofreció una señal de precio; es decir, el 45% de los días de Mercado); y (2) descontando el mes de enero, el valor medio anual del *spread* diario (2,65%) es del mismo orden que el registrado para el contrato MIBGAS D+1 (2,77%).

Precios en la plataforma MIBGAS y precios en el mercado OTC español

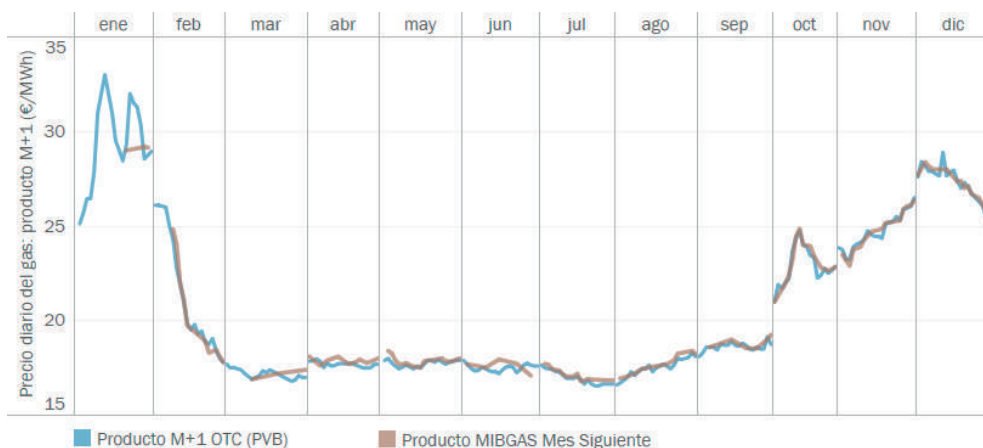
En un mercado maduro existe un elevado nivel de correlación entre los precios que registran el mercado OTC y los mercados organizados, dada la estrecha relación entre ambos. La señal de precio que genera el contrato *spot* en el mercado organizado sirve de referencia para el mercado a plazo, tanto para los contratos *forward* negociados en el mercado OTC como para los productos negociados en el mercado organizado.

Aunque no existe, como tal, un indicador del precio *Day-ahead* (D+1) en el mercado OTC que pueda utilizarse como comparador para el precio D+1 en el Mercado Organizado de Gas, sí existen referencias al precio OTC del producto M+1 que permiten valorar hasta qué punto el precio del producto MIBGAS Mes Siguiente refleja la realidad que se observa en el mercado OTC (Gráfico 43).

⁹¹. La Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas del Mercado, el Contrato de Adhesión y las resoluciones del Mercado Organizado de Gas establece en su apartado 2 la posibilidad de que el Operador del Mercado, con objeto de fomentar la liquidez de productos admitidos a negociación en el Mercado, pueda promover acuerdos de “Creación de Mercado” con agentes en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. La prestación de servicios de fomento de la liquidez por parte del “Creador de Mercado”, registrando ofertas de compra y de venta competitivas en los productos de menor liquidez, de manera simultánea y con un *spread* preestablecido (para facilitar, al máximo, su casación), fomenta el registro de ofertas por otras contrapartes y el cierre de transacciones, aumentando de esta manera la liquidez del mercado.

Los datos muestran que en 2017 hubo un alto grado de correlación entre el precio del producto Mes Siguiente en MIBGAS y el precio del contrato equivalente en el mercado OTC.

Gráfico 43: Evolución del precio del producto Mes Siguiente (con entrega en el PVB) en el mercado OTC y en MIBGAS (2017).



Fuente: MIBGAS y Brókers. Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

A partir de la información disponible sobre el mercado español de gas natural (cada vez más prolija), puede concluirse que los precios que genera la plataforma MIBGAS reflejan un entorno de creciente liquidez, como demuestra el hecho de que los *spreads bid-ask* se vayan reduciendo con el tiempo, y representativos de la realidad de la oferta y la demanda en nuestro mercado, como indica la estrecha relación, para el producto M+1, entre los precios en la plataforma MIBGAS y los precios en el mercado OTC.

8.3. PRECIOS EN MIBGAS Y EN LOS MERCADOS EUROPEOS

8.3.1. Evolución de los precios spot del gas natural en Europa

En 2017, los precios del contrato Diario D+1 en los principales *hubs* de Europa mostraron tres fases claramente diferenciadas (Gráfico 44), con gran variabilidad durante el primer trimestre, al que siguió un periodo de movimiento lateral hasta finales julio, cuando se inicia una tendencia al alza en los precios que se mantuvo durante los últimos 5 meses del año, hasta cerrar el año en el entorno de los 20 €/MWh.

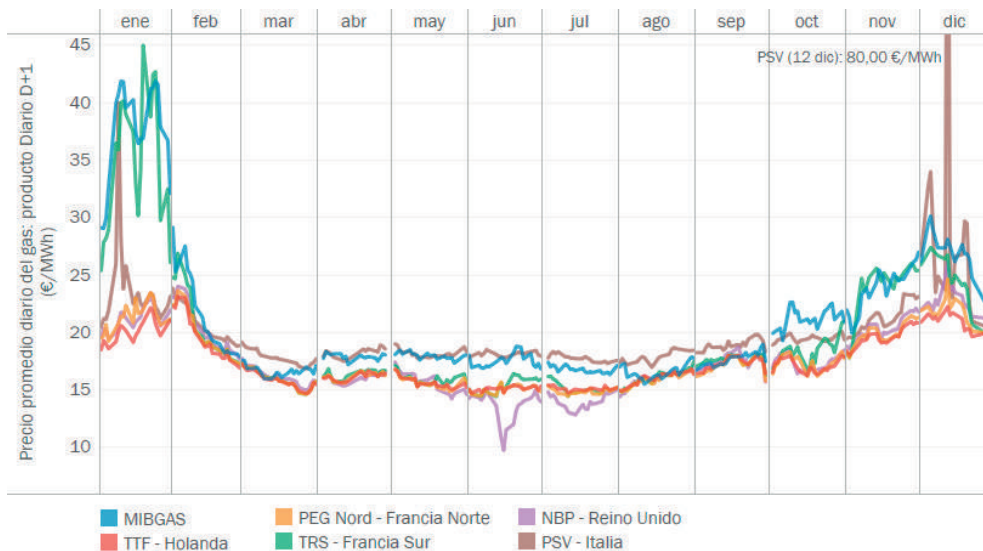
Durante todo el año, los principales mercados del Noroeste de Europa, salvo excepciones esporádicas (por ejemplo, el desacoplamiento con Europa continental registrado en el *Hub* británico NBP durante los meses de junio y julio), mostraron una elevada convergencia en los precios en los distintos *hubs*, que se comportan como una región de mercado única caracterizada por un elevado grado de integración.

Dicho nivel de integración se refleja en el *spread* de precios que muestran los mercados mayoristas adyacentes que componen la Región Noroeste, con valores que son inferiores a los correspondientes peajes de interconexión y que facilitan el arbitraje entre dichos mercados. Así, por ejemplo, durante 2017, el valor medio de dicho *spread* en el contrato del Diario D+1 entre el *Hub* holandés TTF y el *Hub* belga ZEE fue de 0,189 €/MWh y el *spread* entre PEG Nord y el *Hub* alemán Gaspool fue de 0,105 €/MWh. Otros *spreads* entre los precios del producto Diario D+1 en esta región de mercado registraron, en 2017, los siguientes valores: NCG – TTF = 0,245 €/MWh; NBP – TTF = 0,284 €/MWh; y PEG Nord – ZEE = 0,392 €/MWh.

Esta situación de convergencia entre los mercados adyacentes del Norte de Europa ha ido desarrollándose gracias a la eliminación sistemática de las barreras (tanto físicas como regulatorias) que limitan el flujo transnacional de gas y, por tanto, el arbitraje entre mercados. En este sentido, la inercia de armonización que han seguido los peajes de interconexión⁹² correspondientes y las inversiones llevadas a cabo en infraestructuras de interconexión⁹³, que han incrementado de manera apreciable la capacidad de flujo transfronterizo, han favorecido la

convergencia de los precios del gas entre los mercados mayoristas de gas en el Norte de Europa.

Gráfico 44: Evolución del precio promedio ponderado, por día de negociación, del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales hubs europeos (2017).



Fuente: MIBGAS, ICE, GME y Powernext. Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

Como puede apreciarse en el Gráfico 44, los precios del gas natural en Europa continental siguieron una suave tendencia ascendente en enero para, posteriormente, caer desde 22 – 24 €/MWh a principios de febrero, hasta el entorno de los 16 €/MWh a finales de marzo, en un contexto de relativamente baja demanda (debido a la meteorología), oferta suficiente

92. Según datos de 2015, los peajes de interconexión entre mercados adyacentes del Noroeste de Europa oscilan entre los 0,40 €/MWh/d de la interconexión entre Francia y Bélgica, y los 1,35 €/MWh/d de la existente entre Holanda y Alemania, valores muy bajos cuando se comparan con otras interconexiones en Europa (por ejemplo, entre España y Francia, donde el hecho de que las tarifas de reserva de capacidad diaria en la interconexión sean relativamente elevadas limita considerablemente las oportunidades de arbitraje entre MIBGAS y el TRS).
93. Por ejemplo: Alemania tiene previsto -con el fin de reforzar en 2026, entre otras, las interconexiones con Polonia, República Checa y Holanda- ampliar su infraestructura con la construcción de 802 Km de nuevos gaseoductos; entre los hubs TTF y NBP, (ENTSOG, 2017) los dos más líquidos de Europa y que son referentes para fijar los precios, la capacidad de interconexión se ha incrementado en un 15,4% entre 2009 y 2014; mientras que dicho aumento ha sido del 3,6% entre el belga ZEE y el PEG Nord (Rodríguez-Gómez et al., 2015).

de gas y precios del GNL spot con entrega en Europa occidental a la baja. En marzo, el precio italiano (PSV) se desacopló del resto de precios en Europa continental debido a la baja hidraulicidad en el sistema eléctrico italiano, que induce un relativamente elevado nivel de generación con gas natural, dando soporte a una prima de casi 2 euros sobre el resto de referencias durante todo el mes.

Por otro lado, en el *Hub* francés TRS se produjo una situación similar a la experimentada por el mercado gasista español, con un fuerte incremento del precio medio del gas con entrega en el día siguiente en enero de 2017 respecto del mes anterior, y una caída progresiva de los precios en febrero y marzo a medida que descendía la demanda y se normalizaba la situación en el lado de la oferta. La escasez de oferta en TRS estuvo motivada por las paradas de centrales nucleares en el país vecino, las olas de frío y la saturación de la interconexión con PEG Nord, así como los problemas con las importaciones de GNL desde Argelia y desde otros centros exportadores.

La situación de desacoplamiento de los precios diarios entre los mercados continentales del Centro y el Noroeste de Europa y los *hubs* del Sur de Europa (TRS y PVB, principalmente) se fue corrigiendo a medida que transcurría el trimestre y se equilibraba el balance oferta – demanda en el TRS, llegándose a finales de marzo a una situación de convergencia de precios en toda Europa, con diferenciales de precios vinculados al coste marginal del transporte de gas a través de las interconexiones.

Los meses de abril y mayo se caracterizaron por una meteorología benigna lo que, unido a flujos elevados de gas importado desde Noruega y Rusia⁹⁴ y bajos niveles de inyección en los almacenamientos, generó una presión bajista sobre los precios de corto plazo del gas natural en todo el continente, que evolucionaron sin tendencia.

⁹⁴. Aunque los precios de los contratos indexados a los precios de los *hubs* se situaban por debajo de los de los contratos de importación de gas ruso, se mantuvieron a lo largo de gran parte del segundo trimestre flujos elevados de gas ruso hacia el continente, en gran medida por la fuerte demanda de gas en Italia en la parte final del trimestre debida a restricciones en la exportación de gas argelino por mantenimientos no programados y a la ola de calor.

En junio, sin embargo, los mercados de gas en Europa occidental se vieron afectados por una ola de calor que, unida a mantenimientos programados en las interconexiones con Noruega, al retraso en la reconexión de algunas centrales nucleares en Francia (tras mantenimientos programados) y a la baja hidraulicidad en la mayor parte de los mercados⁹⁵, impulsó la demanda de gas para producción de electricidad.

Pese a que todos estos factores ejercían, en teoría, presión alcista sobre los precios, sus niveles no se vieron excesivamente afectados, reflejando un nivel adecuado de suministros de gas en el continente, tanto por gasoducto como de gas natural licuado. Por otro lado, en el *Hub* británico NBP se produjo una caída en el precio *spot* a mediados de junio con motivo del mantenimiento programado (de dos semanas de duración) de la interconexión con Bélgica, lo que incrementó la oferta de gas en el Reino Unido.

A lo largo de todo el segundo trimestre del año, el precio MIBGAS D+1 mantuvo un diferencial (*spread*) con los precios de los productos D+1 en los *hubs* continentales de unos 2 €/MWh, en línea con el coste marginal de corto plazo de la capacidad de interconexión.

Los precios del producto D+1 en los principales *hubs* europeos siguieron una tendencia plana en julio y claramente ascendente desde el inicio del mes de agosto hasta el final del trimestre, con una elevada convergencia de precios en agosto y septiembre y, subsecuentemente, *spreads* de precios muy ajustados.

Julio se caracterizó por elevados niveles de importaciones por gasoducto desde Rusia (alcanzando máximos históricos) y Noruega, así como de aprovisionamientos de GNL, lo que mantuvo, junto con niveles de demanda relativamente moderados, los precios prácticamente sin cambios. A partir de principios de agosto, los precios D+1 en NBP, TTF, PEG Nord y TRS registraron una tendencia creciente en un entorno de fuerte convergencia de precios, desde unos 15 €/MWh a principios de agosto hasta alcanzar el entorno de 18 €/MWh a finales de septiembre.

95. En Suiza, Francia, Italia y España la ola de calor dio lugar a niveles de reservas hidráulicas extremadamente bajos en comparación con años precedentes.

Entre los principales factores que explican la tendencia ascendente de los precios *spot* a partir del mes de agosto se encuentran: (1) el incremento generalizado de los precios de la energía (carbón, derechos de emisión y petróleo)⁹⁶; (2) la incertidumbre sobre la disponibilidad del parque nuclear francés, en el cuarto trimestre de 2017, tras las inspecciones realizadas por el regulador nuclear francés (ASN) en diversas centrales nucleares; (3) los trabajos de mantenimiento programados en numerosas instalaciones de gas de cara a la temporada invernal (Nord Stream, infraestructuras en Noruega, etc.); (4) la demanda de gas para inyección en los almacenamientos de cara al invierno, en un contexto de existencias almacenadas relativamente bajas; y (5) especialmente en septiembre, el incremento de los precios *spot* del GNL en Asia, que han encarecido las entregas de este combustible en Europa.

A lo largo del tercer trimestre, los precios D+1 del *Hub* italiano PSV mantuvieron una prima respecto del resto de *hubs* europeos similar a la registrada en agosto, coincidiendo con una demanda de gas relativamente elevada por baja hidraulicidad y con las obligaciones de inyección de gas en los almacenamientos subterráneos.

Pese a los niveles adecuados de aprovisionamiento existentes a principios del mes de septiembre (gracias a los elevados flujos de importación de GNL y de gas por gasoducto desde Noruega y Rusia), los precios del gas mantuvieron también una tendencia ascendente en septiembre debido a los factores comentados para explicar el movimiento alcista de agosto.

Finalmente, el cuarto trimestre del año se caracterizó por una tendencia creciente en los precios de la energía. En octubre, los contratos D+1 en los *hubs* PEG Nord y PSV se movieron dentro de bandas relativamente estrechas (16,5 – 18 €/MWh en el caso del *Hub* francés y 19 – 20 €/MWh en el caso italiano). En el caso del *Hub* TRS, se produjo un aumento significativo de los precios desde mediados del mes que puede aso-

⁹⁶ El precio del petróleo Brent continuó al alza, aumentando el precio del contrato *Front-month* desde unos 48 \$/barril a principios de julio hasta superar los 58 \$/barril a finales de septiembre. El precio del carbón también experimentó una importante subida, alcanzando el precio CIF ARA el entorno de 90 \$/tm a finales del tercer trimestre. Finalmente, el precio de los derechos de emisión también creció al alza, desde 5 €/tCO₂ a principios del trimestre hasta superar los 7 €/tCO₂ a finales de septiembre.

ciarse a la ya mencionada incertidumbre sobre las fechas de reconexión de diversas unidades nucleares en las que se están realizando trabajos de reparación y mantenimiento. La presión alcista sobre el precio *spot* del GNL en Asia y las cargas de buques desde el Sur de Francia, también han actuado como soporte de los precios en esta zona de mercado.

En noviembre, los precios de los productos D+1 en todos los *hubs* europeos aumentaron gradualmente, impulsados nuevamente por el crecimiento de la demanda de gas y la presión alcista de los precios de la energía en general (petróleo, carbón y, en particular, GNL). Desde principios del mes de noviembre volvieron a desacoplarse los precios del gas natural en el Sur de Europa (TRS y MIBGAS) respecto de los precios en los *hubs* de Norte de Europa (TTF), manteniéndose esta situación el resto del mes.

En el caso del *Hub* del Sur de Francia, la situación de escasez de GNL y bajos valores de regasificación dieron lugar a un fuerte incremento en el precio D+1 en los primeros días del mes. A lo largo del resto del mes, actuaron como soporte a los precios del gas en TRS y MIBGAS, además del crecimiento en el consumo de gas, el incremento en los precios eléctricos (asociado a una mayor utilización de los ciclos combinados) y la tendencia al alza en el precio *spot* del GNL en Asia debido a la presión compradora de países como China o India.

En noviembre, así mismo, el diferencial de precios MIBGAS – TRS fluctuó en una banda entre -2 €/MWh y +2 €/MWh casi todo el mes, en línea con el precio del producto de reserva de capacidad de corto plazo en la interconexión España-Francia; no obstante, se anotó un desacoplamiento entre el precio MIBGAS D+1 (y el de TRS) y los precios D+1 en los *hubs* del Norte de Europa aumentando significativamente el *spread* D+1 con el *Hub* TTF, situándose por encima de 4 €/MWh casi todo el mes y con picos puntuales que llegaron a superar los 6 €/MWh.

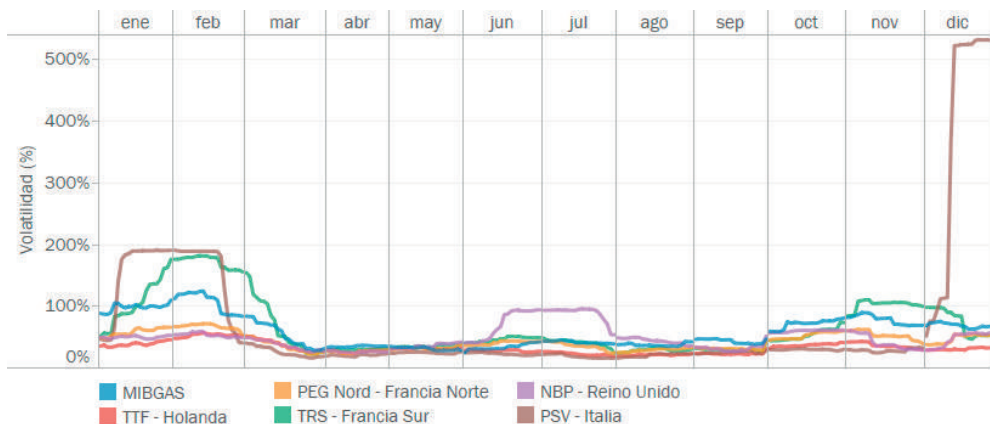
El año cerró con una caída de precios significativa en la segunda mitad de diciembre. Particularmente, el día 12 de diciembre aumentaron los precios *spot* del gas natural en toda Europa, al confluir una explosión en una instalación de distribución en Baumgarten (Austria) y paradas no programadas en infraestructuras gasistas en Troll (Noruega) y Forties (Mar

del Norte, Reino Unido)⁹⁷. A partir de ese día, los precios descendieron de forma moderada debido a una menor demanda de gas (por temperaturas más suaves que las esperadas en todo el continente) y a un nivel de abastecimiento de gas natural y GNL adecuado en el Sur de Europa.

8.3.2. Evolución de la volatilidad de los precios spot del gas natural en Europa

En 2017, los mercados de gas natural en Europa presentaron una variabilidad de los precios D+1 en general limitada con valores de la volatilidad anualizada fluctuando entre el 30% y el 50% en la mayor parte de los meses del año (Gráfico 45). Esta situación es consistente con un escenario de mercado caracterizado por una demanda moderada y abundante (o suficiente) disponibilidad de gas.

Gráfico 45: Evolución de la volatilidad de los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales hubs europeos (2017).



Fuente: MIBGAS, ICE, GME y Powernext. Elaboración propia.

Nota: la volatilidad diaria anualizada se calcula como la media móvil de los rendimientos de los precios en los últimos 30 días laborables, excluyendo fines de semana y festivos.

En algunos momentos del año, sin embargo, se produjeron acontecimientos puntuales o transitorios que afectaron al comportamiento de la volatilidad de los precios spot del gas natural en los distintos mercados.

⁹⁷. Ese día, los precios spot llegaron a alcanzar 80,00 €/MWh (PSV, +237% respecto del día anterior), 26,78 €/MWh (TRS, +1,4%) y 24,65 €/MWh (PEG Nord, +7,6%).

La volatilidad anualizada de los precios diarios evolucionó ligeramente al alza en los mercados del Norte de Europa desde principios de diciembre de 2016 hasta mediados de febrero de 2017, impulsada por los mayores ajustes estacionales de corto plazo como consecuencia de las temperaturas, para descender hasta niveles alrededor del 30% a finales de marzo en un entorno de suministros abundantes de gas.

Al igual que en el caso del *Hub* español, la volatilidad de los precios D+1 en el *Hub* del Sur de Francia (TRS) experimentó un fuerte incremento a partir de la primera semana de enero, alcanzando un nivel cercano al 180% (en valor anualizado) a mediados de febrero, coincidiendo con la situación de escasez extrema de suministros de gas y GNL en ese mercado. Una vez comenzaron a normalizarse las entradas de gas y GNL en el TRS, la volatilidad comenzó a descender hasta converger a niveles similares a los del resto de *hubs* europeos (en torno al 30%) a finales de marzo, y también en MIBGAS.

El segundo trimestre del año, hasta finales del mes de mayo se caracterizó por un patrón de baja volatilidad en los precios D+1, habitual en los “meses valle”. A partir de los últimos días de mayo, sin embargo, aumentó la volatilidad de los precios diarios en los *hubs* NBP, PEG Nord y TRS debido al incremento en el consumo de gas para producción de electricidad, por la ola de calor y la baja producción de energía renovable. En el *Hub* NBP, por su parte, la parada programada de la interconexión con Bélgica hizo repuntar la volatilidad del precio D+1, que se desacopló del resto de mercados.

Exceptuando el *Hub* NBP, la volatilidad del precio D+1 en los principales *hubs* gasistas europeos se comportó de manera estable a lo largo del tercer trimestre del año, de forma consistente con la fuerte convergencia en los precios diarios de los distintos *hubs*, registrando valores anualizados entre el 20% y el 40%.

Son de destacar los bajos niveles de volatilidad registrados en el *Hub* TTF (valor de la volatilidad anualizada del producto D+1 de 18,4%), que indujeron una caída significativa en el volumen negociado en dicho *Hub* (tanto en las plataformas de los mercados organizados como en las plataformas OTC) en julio y agosto; y, por ósmosis, en los volúmenes negociados en

todos los mercados de su alrededor (Francia y Alemania, especialmente).

En agosto aumentó ligeramente la volatilidad en Francia (PEG Nord y TRS) por la mayor demanda de gas natural para generación eléctrica, el incremento en las exportaciones (especialmente a Italia) y la incertidumbre sobre la disponibilidad del parque de generación nuclear. Por otro lado, la volatilidad del precio NBP D+1 comenzó a caer a finales de julio tras finalizar los trabajos programados en la interconexión con Bélgica y restablecerse los flujos de gas noruego, convergiendo a los valores observados en el resto de *hubs* a finales de agosto.

En septiembre, la volatilidad anualizada del producto D+1 en los principales *hubs* europeos, incluyendo MIBGAS, experimentó un movimiento lateral (prácticamente sin tendencia) durante casi todo el mes. Este comportamiento es consistente con una situación de abastecimiento adecuado de gas natural y de demanda en valores esperados o medios.

El último trimestre del año comenzó con un repunte generalizado de la volatilidad de los precios D+1 en toda Europa, con valores anualizados superiores a los del trimestre anterior (entre el 30% y el 60%) en un contexto de creciente demanda, incremento en los precios del gas natural y del resto de *commodities* energéticas, así como de mayor utilización de los ciclos combinados de gas natural en España y Francia. En Italia, por el contrario, la volatilidad de los precios *spot* se mantuvo en niveles más o menos constantes durante todo el mes de octubre. Así mismo, el comportamiento de la volatilidad de los precios D+1 fue estable en noviembre y diciembre en todos los mercados, con valores anualizados relativamente bajos en TTF y PSV (en la banda 20% – 40%) y más elevados en MIBGAS (70% – 90%) y TRS (100% – 110%).

8.3.3. Convergencia del precio del producto diario D+1 entre MIBGAS y los mercados europeos

Evolución de los *spreads* de precios con otros mercados (TRS y TTF)

El año 2017 ha sido un año en el que se ha producido un alto nivel de acoplamiento entre el precio de los productos negociados en MIBGAS y los precios del gas natural en los mercados europeos continentales

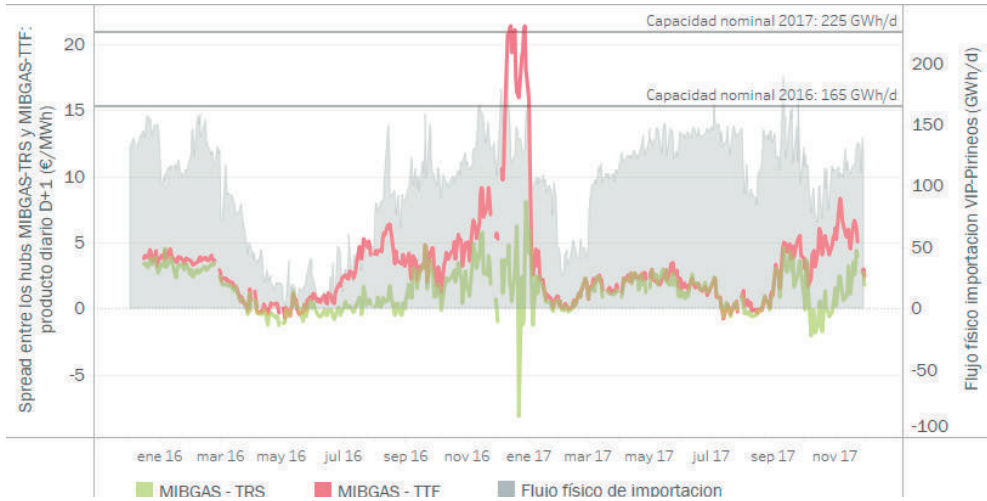
(Gráfico 46). Salvo en momentos puntuales, de manera notable en enero y en el último trimestre del año, la evolución de los precios del gas natural en España (y en la Península Ibérica) ha seguido el patrón de los precios del gas natural en el continente europeo y, en especial, de los precios en el *Hub* de referencia holandés TTF.

Una de las razones de este elevado nivel de convergencia es el hecho de que durante gran parte del año ha habido una gran disponibilidad y abundancia de gas natural en los mercados. En este contexto, el precio del GNL en el mercado global tiende a actuar como factor inductor de convergencia entre los distintos mercados continentales al fijar un mismo precio para las entregas marginales adicionales en todos los mercados.

En general, el diferencial de precios entre el precio MIBGAS D+1 y el de sus homólogos europeos se ha mantenido relativamente constante en la mayor parte del año, con desacoplamientos puntuales. Este diferencial se debe fundamentalmente a la distinta estructura de aprovisionamiento del sistema gasista español, con una exposición mayor a los suministros de GNL y, por tanto, a los precios del GNL en el mercado global. Otro factor que contribuye a aislar en determinados momentos al Mercado Ibérico del Gas del resto de mercados continentales es la capacidad limitada de interconexión con Francia.

De acuerdo con el Gráfico 46, la evidencia empírica muestra que: (1) a lo largo de todo el año 2017, el *spread* MIBGAS – TTF fue superior al correspondiente MIBGAS – TRS; (2) en los periodos con menores flujos de importación (julio de 2016, así como marzo, septiembre y noviembre de 2017) se registran los menores diferenciales de precios entre MIBGAS y los dos mercados considerados (-0,1 €/MWh entre MIBGAS y el TRS y -0,1 €/MWh entre MIBGAS y el TTF, el 18 de septiembre); y (3) cuando la utilización de la citada interconexión se sitúa en valores del flujo cercanos al nivel de congestión (p. ej., en el invierno 2016/2017 o en el otoño de 2017), el desacoplamiento de MIBGAS con el TRS y con el TTF se hace más evidente (p.ej., en el mes de octubre: con valores medios del *spread* MIBGAS – TTF alrededor de 4,11 €/MWh; y del *spread* MIBGAS – TRS, en el entorno de 3,10 €/MWh).

Gráfico 46: Evolución del flujo físico de importación VIP Pirineos y de los *spreads* MIBGAS – TRS y MIBGAS – TTF, para el producto Diario D+1 (marzo 2016 – diciembre 2017).

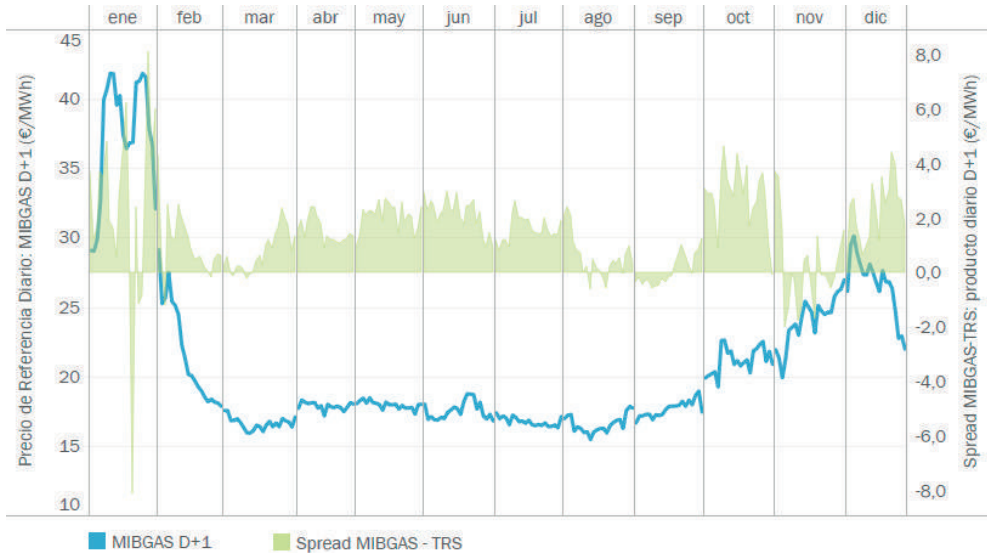


Fuente: Enagás, Powernext y MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

En 2017, los menores valores del *spread* entre los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en el *Hub* TRS (inferiores a 2 €/MWh) se registraron, mayoritariamente, desde finales de febrero hasta septiembre, con MIBGAS mostrando ocasionalmente precios *spot* diarios inferiores a los del TRS. Salvo excepciones puntuales, los valores de dicho *spread* de precios –en el entorno del precio del peaje del producto de capacidad diario– están relacionados con una utilización de la interconexión VIP Pirineos en sentido importación inferior al 70% de su capacidad nominal (Gráfico 46) y, por tanto, alejada del nivel de saturación.

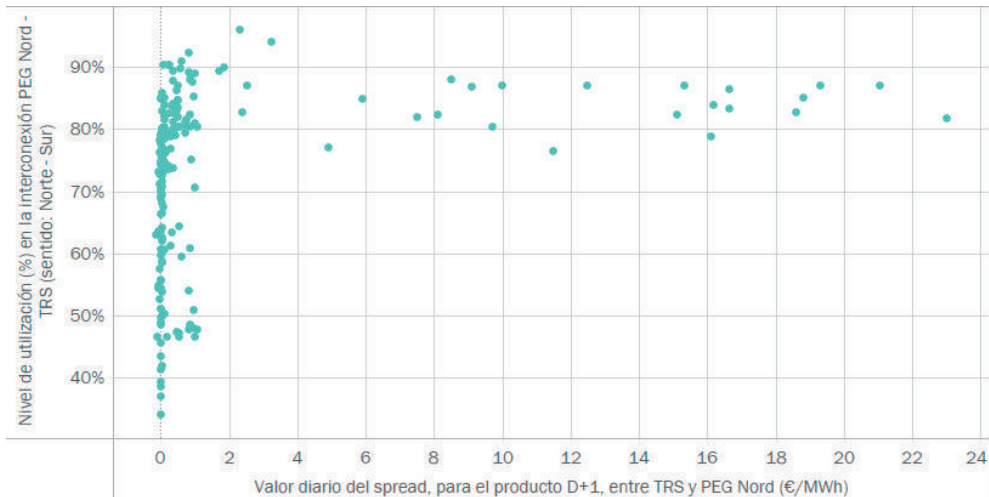
Entre los factores que pueden explicar esta divergencia sistemática entre los precios en TRS y en el *Hub* PVB pueden destacarse: el coste de aprovisionamiento del gas natural en España, muy influenciado por el precio del GNL en el mercado global, y el importe de los peajes de reserva de capacidad diaria de interconexión, que dificultan el *trading* a corto plazo (a menos que el *spread* entre los precios en los dos *hubs* se sitúe significativamente por encima de los 2 €/MWh).

Gráfico 47: Precio de Referencia Diario MIBGAS D+1 y *spread* MIBGAS – TRS (2017).


Fuente: MIBGAS y Powernext. Elaboración propia.
 Nota: no se han considerado los fines de semana.

Por su parte, el comportamiento del precio *spot* en el *Hub* del Sur de Francia (TRS) responde de una manera más previsible al nivel de congestión de la interconexión que una dicho mercado con el mercado adyacente del Norte del país vecino (Gráfico 48). Los precios en el *Hub* TRS se desacoplan de los precios en PEG Nord a medida que aumentan los niveles de uso de la interconexión y viceversa, evidenciando, de esta manera, la limitada capacidad de exportación en sentido Sur. La congestión Norte – Sur en Francia es otro factor que restringe la liquidez en la plataforma MIBGAS al limitar la posibilidad de arbitraje con los mercados del Norte de Europa.

Gráfico 48: Relación entre el nivel de utilización de la interconexión PEG Nord – TRS (en sentido Norte – Sur) y el *spread* TRS – PEG Nord, para el producto Diario D+1 (2017).



Fuente: Powernext y GRTgaz. Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

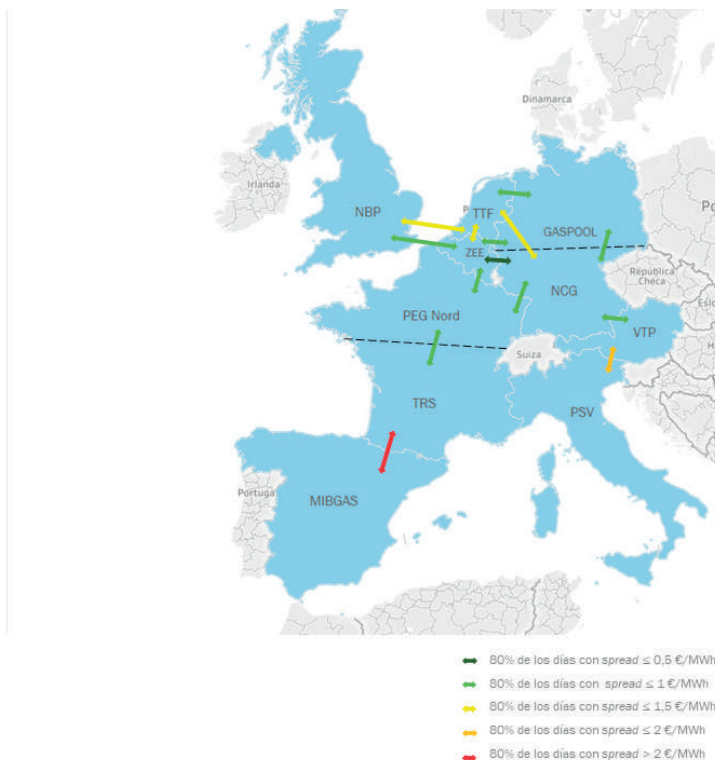
Niveles de integración entre mercados spot en Europa

La dinámica de los precios del gas natural en Europa revela un distinto nivel de integración entre los distintos mercados del continente europeo. Así, mientras que puede argumentarse que la Región Noroeste de Europa conforma, en la práctica, una sola zona de mercado, la Región Sur (TRS, PVB y PSV) todavía dista de alcanzar ese objetivo. Para visualizar este aserto, en la Figura 12 se muestra el valor del *spread* de precios D+1 predominante (durante, al menos, el 80% de los días de mercado) en cada una de las interconexiones europeas.

En 2017, durante al menos el 80% de los días de mercado el *spread* entre los precios del producto Diario D+1 entre, por ejemplo, TTF y Gaspool, TTF y ZEE o ZEE y PEG Nord fue inferior a 0,5 €/MWh.

Los mercados del Sur, por el contrario, representan la situación opuesta, con un *spread* entre el precio D+1 en MIBGAS y en el TRS superior a 2 €/MWh más del 80% de los días en 2017; o un *spread* entre TRS y PEG Nord inferior a 1 €/MWh al menos el 80% de los días.

Figura 12: Valores medios del *spread* correspondiente al producto Diario D+1 entre mercados europeos adyacentes durante, al menos, el 80% de los días de mercado (2017).



Fuente: MIBGAS, ICE, GME y Powernext. Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

En base a todo lo anterior, puede afirmarse que el comportamiento del precio MIBGAS D+1 en 2017 refuerza la hipótesis acerca de una fuerte dependencia de la evolución de los precios correspondientes en el TRS y en el TTF en muchos momentos del año, pudiéndose distinguir tres escenarios diferenciados.

Por una parte, en condiciones de oferta y demanda normales, sin tensiones de mercado significativas y abundante oferta, el precio MIBGAS D+1 tiende a estar fuertemente correlacionado (al igual que el precio de TRS) con los precios D+1 en TTF y en el resto de los mercados del Noroeste de Europa. Así mismo, los diferenciales de precios entre los

distintos *hubs* tienden a situarse en torno al coste de muy corto plazo de reserva de la capacidad de interconexión entre los sistemas gasistas adyacentes.

Por otro lado, en condiciones de mercado caracterizadas por “picos” de demanda en el sistema gasista español y/o por situaciones en las que tanto el sistema de gas español como el del Sur de Francia necesitan aprovisionarse de GNL, el precio del producto Diario D+1 en MIBGAS se suele alinear con el precio D+1 en TRS, desacoplándose los precios D+1 de ambos *hubs* de sus homólogos en los mercados del Noroeste de Europa.

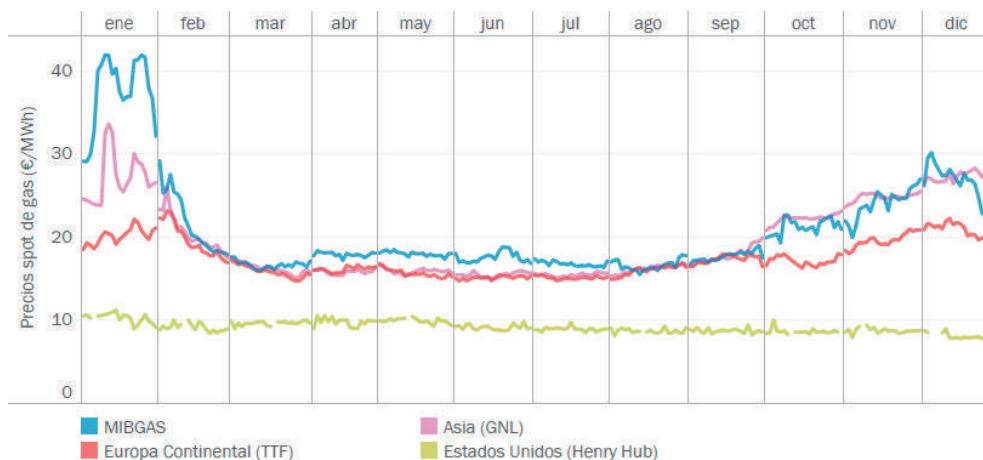
En algunos momentos puntuales, en situaciones de tensión en los mercados del Sur de Europa por insuficiente oferta, el diferencial de precios D+1 entre PVB y TRS se separa significativamente del nivel que marca el peaje de corto plazo de reserva de la capacidad de importación de gas natural desde Francia. En esos momentos, con niveles muy elevados de utilización de la interconexión con Francia (en sentido Norte-Sur), el nivel de precios en el sistema gasista español suele estar muy influenciado por el precio global del GNL.

Así, durante 2017 el periodo de mayor correlación del precio D+1 entre MIBGAS y los mercados del Noroeste de Europa se dio entre los meses de abril y septiembre, en un entorno de fuerte convergencia de precios, con MIBGAS mostrando una prima media con esos mercados de aproximadamente 1,4 €/MWh. Por el contrario, los periodos de menor correlación se dieron en enero de 2017 y en el último trimestre del año, aunque con menor amplitud en las diferencias que la registrada en enero.

8.4. PRECIO SPOT DEL GAS NATURAL Y DEL GAS NATURAL LICUADO EN LOS MERCADOS INTERNACIONALES

En términos generales, aunque con algunas diferencias puntuales, sobre todo enero y en el último trimestre del año, los precios *spot* del gas natural en las tres regiones más representativas en el ámbito global (Europa, Asia y los EE.UU.) se comportaron de manera similar a lo largo de 2017 (Gráfico 49).

Gráfico 49: Evolución de los precios *spot* del gas natural y del GNL en los mercados internacionales y en MIBGAS (2017).



Fuente: MIBGAS, ICE, Thomson Reuters Eikon y Powermext. Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

Cabe destacar la estabilidad durante 2017 de los precios *spot* del gas natural en EE.UU., claramente influenciada por el fuerte incremento de la producción doméstica de gas natural (p. ej., *shale gas*) en los últimos años, que ha hecho desaparecer una gran parte del movimiento estacional de los precios del gas natural que había caracterizado históricamente a este mercado. En 2017, el precio *spot* del gas en el mercado estadounidense se situó en el entorno de 10 €/MWh, significativamente por debajo de los precios *spot* registrados en Europa y Asia.

En Asia, por otro lado, 2017 se ha caracterizado por un fuerte incremento en la demanda de países como China, India o Taiwán, que continúan avanzando en el lento y gradual proceso de transformación de sus sistemas energéticos, basados en el consumo de carbón, hacia estructuras con menos emisiones.

El incremento continuado en los precios del carbón y del petróleo desde mediados de 2017⁹⁸ ha impulsado el consumo de gas natural en la mayor parte de los países asiáticos, ejerciendo presión al alza sobre los precios de las entregas DES de GNL en este continente.

En 2017 pueden identificarse tres periodos con dinámicas de precios diferenciadas en las distintas regiones gasistas. En enero los precios en Europa y Asia registraron una fuerte tendencia alcista, de carácter estacional, principalmente, registrando tanto el mercado asiático como el europeo los valores más altos del *spread* con los precios *spot* en el Henry Hub (hasta 14,4 €/MWh el *spread* TTF – Henry Hub y 22,8 €/MWh el *spread* GNL DES Asia – Henry Hub)⁹⁹. La influencia del precio del GNL en Asia sobre los precios *spot* en el Sur de Europa (MIBGAS y TRS) a lo largo de enero fue especialmente destacable. Esta tendencia alcista se corrigió a lo largo del mes de febrero a medida que aumentaban las temperaturas en Europa y Asia y caía la demanda convencional.

En este primer trimestre del año, la oferta de GNL aumentó casi un 11% respecto del año anterior (liderada por incrementos en la producción en Australia y EE.UU.)¹⁰⁰ dirigiéndose la mayor parte de la nueva producción hacia Asia, actuando ese mercado como herramienta de balance en el mercado global de GNL¹⁰¹, y hacia los mercados del Sur y el Este de Europa.

98. *El precio del contrato Front-month Brent creció desde unos 48 \$/barril a principios de julio hasta más de 63 \$/barril a finales de noviembre (Financial Times, 2018). El contrato Front-month de carbón CIF ARA, por su parte, aumentó desde unos 77 \$/tm a finales de junio hasta unos 93 \$/tm a finales de noviembre (European Energy Exchange, 2018).*
99. *Los incrementos en los spreads entre los precios regionales están en gran medida limitados por la posibilidad de arbitraje entre estas regiones a través de intercambios spot de GNL. Así, el incremento de las operaciones de arbitraje entre las distintas regiones, a través del trading de GNL, es un factor que está contribuyendo de forma decisiva al alineamiento de los precios del gas en los mercados internacionales. En 2017, sin embargo, el tirón de la demanda invernal en Asia y Europa al inicio y al final del año ha dado lugar a diferencias de precios significativas en algunos momentos.*
100. *La tasa de incremento anual del 10,6% en el primer trimestre de fue la mayor tasa registrada desde el segundo trimestre de 2011.*
101. *De acuerdo con el informe publicado por ACER/CEER, en octubre de 2017: “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets. Gas Wholesale Markets Volume”, puede afirmarse que Europa ejerce una influencia decisiva en la determinación del precio internacional del GNL, dada la capacidad de sus terminales de GNL para aprovechar las oportunidades de arbitraje que presentan los mercados de Asia y de América del Sur, la elevada liquidez de los hubs del Noroeste de Europa, y una elevada capacidad de regasificación en la Región, que convierten al Continente en el último recurso para el suministro de GNL dada la relativa facilidad que muestra Europa para encontrar demandantes de gas natural, sobre todo, para generación de electricidad.*

Entre marzo y julio los precios *spot* se movieron prácticamente sin tendencia en los tres mercados regionales, en un entorno de suficiente disponibilidad de gas natural en el mercado global. En estos meses de convergencia de precios, el contrato MIBGAS D+1 registró un *spread* medio de 1,84 €/MWh, 1,64 €/MWh y 8,90 €/MWh con los precios *spot* en TTF, Asia GNL DES y Henry Hub, respectivamente.

En el segundo y tercer trimestre de 2017 se mantuvo el buen ritmo de crecimiento de la oferta de GNL (11% y 9%, respectivamente). La demanda relativamente débil en Europa convirtió a Asia en el mercado de balance de GNL, gracias al tirón de su demanda, con precios de las entregas DES estabilizados debido a la abundancia de oferta. En Europa, continuaron aumentando las importaciones de GNL durante el segundo trimestre e inicios del tercer trimestre¹⁰², especialmente hacia los países del Sur de Europa, donde la demanda de gas aumentó en verano debido a la mayor utilización de los ciclos combinados de gas en un entorno de bajas reservas hidráulicas.

A partir de agosto, los precios del GNL en el mercado asiático tendieron a crecer de manera gradual y continuada, impulsados por el crecimiento de los precios del petróleo y del carbón y, en la última parte del año, por la fuerte demanda de GNL en Asia, arrastrando a los precios del gas en Europa y abriendo de nuevo una brecha significativa con los precios *spot* del gas natural en Europa y en los EE.UU. De hecho, durante el mes de octubre se reanudaron las recargas de GNL en terminales de GNL de Europa Occidental (incluyendo España) con destino en Asia.

102. *El precio del gas natural en los hubs continentales estuvo significativamente por debajo del precio de importación de gas ruso indexado al petróleo durante todo el verano. Esta situación cambió a principios del otoño, coincidiendo con el incremento en los precios spot en los hubs europeos. Desde mediados del cuarto trimestre de 2017, el precio indexado al petróleo en los contratos de importación de gas ruso está "in the money" respecto de los precios de los hubs, con expectativas de que se mantenga en esta posición durante todo el invierno de 2017/2018.*

El año terminó con un mercado global de GNL caracterizado por tensión de oferta¹⁰³, con precios DES en Asia en el entorno de 10 \$/MMBtu (nivel cercano a 30 €/MWh) pese al fuerte incremento en la producción global a lo largo del año. En Europa, continúa la presión al alza sobre los precios del gas natural especialmente en el Sur de Europa, impulsados por la situación del mercado global de GNL, la sequía (que está llevando las reservas hidráulicas a mínimos históricos) y la incertidumbre no resuelta sobre el nivel de disponibilidad del parque de centrales nucleares en Francia¹⁰⁴ durante el invierno de 2017/2018.

103. *Existe bastante incertidumbre en este momento sobre cuál será la situación del mercado global de GNL en 2018. Por un lado, se espera que continúe aumentando la oferta a buen ritmo, con hasta 40 millones de toneladas de GNL adicionales respecto de 2017. En caso de mantenerse el fuerte tirón de la demanda en el Sudeste Asiático (especialmente, en China e India) no puede descartarse que vuelvan a producirse situaciones de escasez de oferta en los momentos de más demanda del año (en invierno). En otros periodos de 2018, la disponibilidad de GNL será elevada, especialmente si la demanda no repunta en Europa, lo que probablemente presionará los precios en Europa a la baja y facilitará la convergencia de precios del gas natural en el continente.*

104. *A principios de diciembre aún había un número significativo de reactores nucleares (hasta 14 unidades) en situación de parada por mantenimiento, habiéndose producido numerosos retrasos en las fechas programadas para su reconexión, aunque EDF esperaba que únicamente 4 de ellos estuvieran parados a principios de 2018.*

9. Representatividad de la señal de precios

9.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se evalúa la representatividad de las señales de precios de los productos *spot* negociados en la plataforma MIBGAS, como indicadores del valor del gas natural en el corto plazo dentro del mercado mayorista de gas natural en España.

Para ello, se analiza la dinámica que exhiben los precios de los productos *spot* negociados en la plataforma MIBGAS y, de manera específica, el precio del producto MIBGAS D+1, el contrato de mayor liquidez del Mercado Organizado junto con el producto MIBGAS Intradía.

El análisis realizado muestra que, pese a la relativa juventud del Mercado Organizado de Gas, la evolución del precio MIBGAS D+1 responde, de acuerdo con las predicciones de la teoría económica, a las variaciones en los factores determinantes o “Factores Fundamentales” de la oferta (como el nivel de almacenamiento de gas natural y GNL, el precio de referencia del GNL en la cuenca atlántica oriental o el precio del *Hub* francés TRS, el nivel de almacenamiento en la red de transporte y las fuentes de flexibilidad, así como el nivel de regasificación o de extracción de los almacenamientos subterráneos) y de la demanda (como la temperatura, en el caso de la demanda convencional, o el precio de la electricidad, en el caso de la demanda de gas para la generación eléctrica).

Teniendo en cuenta todo lo anterior, es posible afirmar que las señales de precios *spot* que ofrece la plataforma MIBGAS son representativas del valor *spot* de la energía en el mercado mayorista de gas en España, al reflejar de forma adecuada la dinámica de la oferta y la demanda de

este combustible fósil y al tratarse de productos (*spot*) utilizados por la inmensa mayoría de los agentes que operan en el mercado español para realizar operaciones de ajuste de sus carteras en el muy corto plazo¹⁰⁵.

9.2. FORMACIÓN DEL PRECIO SPOT EN EL MERCADO ORGANIZADO DE GAS

Con el objeto de evaluar los factores que condicionan la dinámica del precio *spot* (y más en concreto, del producto MIBGAS D+1) en el Mercado Organizado de Gas español, en primer lugar se han identificado aquellas variables que, al tener un impacto sobre la oferta y la demanda en el muy corto plazo, resultan relevantes en la determinación del precio del producto MIBGAS D+1.

Desde un punto de vista logístico o físico (Figura 13), la oferta de gas natural en el PVB en un día de gas dado estará relacionada con las entradas en la zona “entrada-salida” conformada por la red de transporte (RdT) de gas natural, incluyendo los flujos de regasificación de GNL, las importaciones de gas desde sistemas vecinos (Francia, Argelia y Portugal¹⁰⁶), las extracciones de gas desde los almacenamientos subterráneos y el nivel de almacenamiento en los gasoductos de la red de transporte (*linepack*).

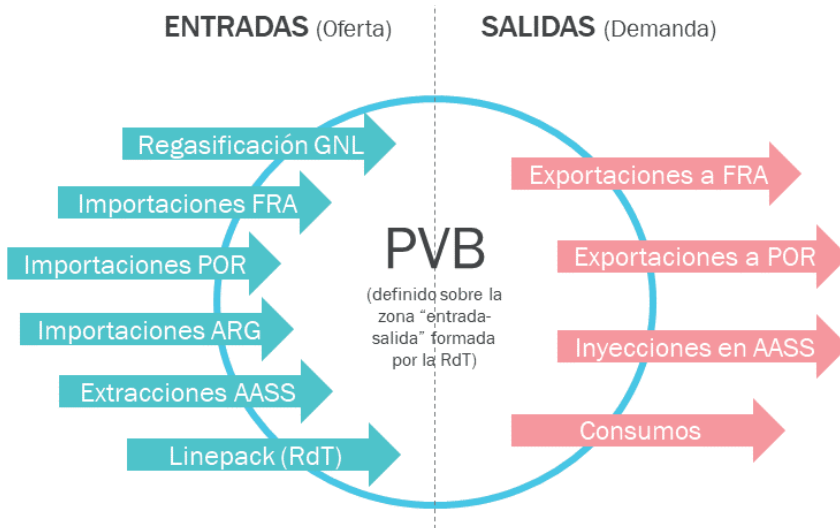
Por otro lado, la demanda de gas natural en el PVB en un día de gas dado estará relacionada, desde el punto de vista logístico, con las salidas de dicha zona “entrada-salida”: exportaciones a sistemas vecinos (Portugal y Francia¹⁰⁷), inyecciones en los almacenamientos subterráneos y salidas a puntos de consumo (en las redes de transporte o distribución).

105. *Los volúmenes negociados de dichos productos spot (sistemáticamente crecientes desde el inicio de la operación del Mercado Organizado) reflejan la preferencia de los agentes que operan en el mercado mayorista de gas español por utilizar el Mercado Organizado para “balancearse” y ajustar sus carteras en el muy corto plazo, frente al mercado OTC (sobre todo, en situaciones de picos de demanda motivadas, casi siempre, por una mayor utilización de las CTCC). El Mercado Organizado de Gas actúa, de esta manera, fundamentalmente como mercado de ajuste en el hub PVB, permitiendo a los agentes del mercado corregir sus desbalances diarios.*

106. *Los flujos de importación de gas natural desde Portugal son muy poco frecuentes.*

107. *Las exportaciones de gas natural desde el PVB a la zona de balance TRS son muy poco frecuentes.*

Figura 13: Factores determinantes del balance “entradas – salidas” en la red de transporte de gas natural en el muy corto plazo.



Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, aunque todos los factores anteriores (trazables a través de la información disponible) tienen algún efecto sobre los precios del gas, debe tenerse en cuenta que no toda la oferta ni toda la demanda de gas natural en el muy corto plazo contribuye de forma significativa a la formación del precio *spot* o precio marginal del sistema.

Partiendo de la hipótesis de que la negociación de productos *spot* en el Hub PVB está principalmente ligada (salvo incrementos puntuales de demanda) a la necesidad de ajuste de las carteras para evitar desbalances¹⁰⁸, el precio del producto MIBGAS D+1, con entrega en el PVB, será fruto de la interacción entre la oferta marginal y la demanda marginal de gas natural en el muy corto plazo.

108. No se tienen en consideración, por tanto, las posibles posiciones especulativas en los productos de corto plazo, debido fundamentalmente a la todavía limitada liquidez del mercado y al hecho de que no se negocian productos *spot* financieros.

La oferta marginal en el PVB estará determinada por shocks de corto plazo que provoquen posiciones largas (vendedoras) de los agentes, motivadas por el coste de oportunidad del gas natural y del GNL almacenado y por el precio del gas bajo las cláusulas de flexibilidad en los contratos de aprovisionamiento de largo plazo vía gasoducto. Estos factores definen la disposición de los agentes que operan en el mercado mayorista a ejecutar las opciones implícitas en los contratos de almacenamiento y de aprovisionamiento para ofrecer gas al mercado con la esperanza de obtener el máximo margen posible.

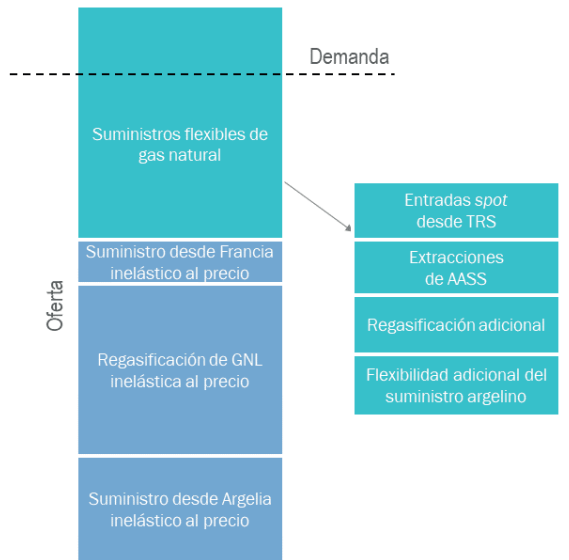
Por otro lado, la demanda marginal de gas natural en el muy corto plazo estará determinada por variables como: el margen esperado de la generación de energía eléctrica a partir de gas (*spark spread*); el nivel de generación de energía renovable no gestionable (que puede dar lugar a una demanda de generación de CTCCs en los servicios de ajuste intradiarios); el precio de los aprovisionamientos alternativos de gas de corto plazo (TTF y TRS); o shocks de corto plazo sobre el consumo (entre otros, los debidos a la meteorología).

Asumiendo que en un día dado una parte muy significativa de la demanda tenderá a ser relativamente inelástica respecto del precio, especialmente en momentos de demanda elevada o escasez de oferta en el sistema¹⁰⁹, el precio del gas natural en el mercado gasista estará determinado por aquella parte de la oferta de gas que sea más competitiva en el margen.

109. *Esto se debe a que la inmensa mayoría de los consumidores residenciales, comerciales e industriales de gas natural no reciben señales de muy corto plazo en sus contratos de suministro, por lo que no modificarán sustancialmente su comportamiento de un día para otro por cambios en las condiciones del mercado. Por su parte, la demanda de gas natural para generación de electricidad tenderá a ser más flexible y sensible a cambios en el precio spot del gas. Pese a todo, en momentos en los que haya gran demanda de gas para la generación de energía eléctrica –debido, entre otras causas, a un bajo nivel de generación renovable–, los ciclos combinados tenderán a ofertar su generación en el mercado eléctrico diario a precios de la electricidad que garanticen el margen requerido para poder dar respuesta a las exigencias de funcionamiento en el corto plazo, independientemente de cuál sea el precio del gas en dicho plazo.*

La Figura 14 muestra el desglose hipotético de la curva de oferta de gas natural entre oferta inelástica al precio (en “carga base”), incluyendo suministros desde Argelia y (una parte menor) desde Francia, y la parte de las nominaciones de regasificación de GNL que corresponde a la demanda esperada por cada comercializador y que puede considerarse así mismo inelástica al precio.

Figura 14: Determinación del precio marginal en el mercado gasista español.



Fuente: Elaboración propia.

Para cubrir toda la demanda, deberá recurrirse a las diversas fuentes de flexibilidad en el sistema gasista español, tales como la posibilidad de incrementar las nominaciones de regasificación de GNL y las de gas suministrado desde Argelia (cuando haya capacidad no utilizada), las extracciones de gas natural de los AA.SS. y las importaciones spot de gas natural desde la zona de balance TRS, en el Sur de Francia.

La utilización de cada una de estas fuentes de flexibilidad depende de precios distintos, que marcan su coste de oportunidad: el precio del GNL en distintos mercados, el precio del gas natural indexado al Brent o el

precio del gas natural en el TRS¹¹⁰. En función de cuál sea la relación entre estos precios que marcan el coste de oportunidad de cada una de estas fuentes de flexibilidad se “ordenará” la oferta flexible, de menor a mayor coste de oportunidad, hasta que se cubra toda la demanda.

Dado que los precios del GNL y de los *hubs* europeos varían sistemáticamente en función de las condiciones de los mercados de gas natural¹¹¹, el precio marginal del gas en el mercado español estará ligado, en distintos momentos en el tiempo, a distintas fuentes de flexibilidad y, por tanto, a distintos precios de referencia.

En los siguientes apartados se analiza la relación entre el precio del contrato MIBGAS D+1 y los factores determinantes de la oferta y de la demanda marginales de gas natural más destacados, teniendo en cuenta la información disponible.

9.3. DINÁMICA DE LA SEÑAL DE PRECIOS: FUNDAMENTALES DE LA OFERTA

9.3.1. Nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos y de los tanques de gas natural licuado

Tanto los almacenamientos subterráneos como los tanques de almacenamiento de GNL, más allá de su función como reservas estratégicas de gas natural (específicamente, los almacenamientos subterráneos), permiten al sistema disponer de una fuente de flexibilidad adicional al aprovisionamiento a través de los gasoductos para cubrir “picos” de demanda en el corto plazo.

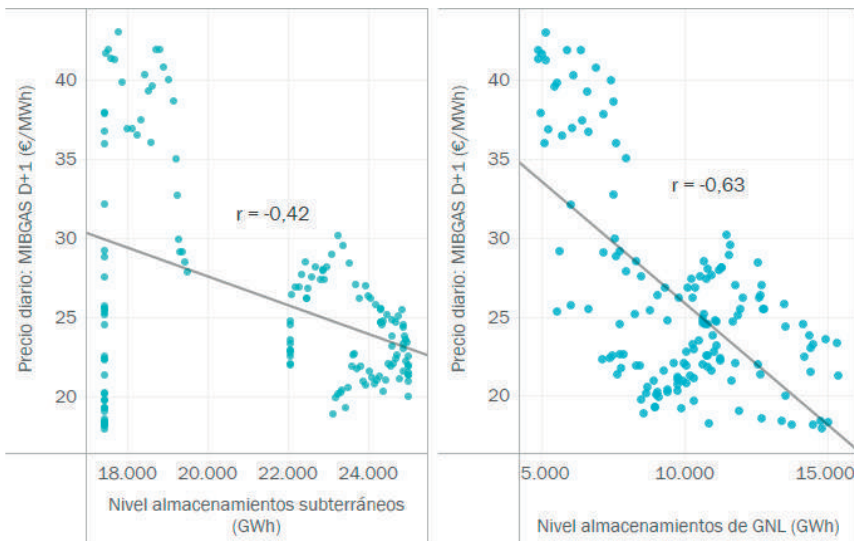
La correlación esperada entre el nivel de almacenamiento de gas natural en AA.SS. y la cantidad ofertada en el PVB en un determinado día de gas es en teoría positiva, porque un mayor nivel de almacenamiento, *ceteris paribus*, implica una mayor disponibilidad de “gas flexible”, pudiéndose incrementar de esta manera la oferta en el mercado en momentos de tensión.

110. En teoría, el gas almacenado en los AA.SS. se ofrecerá al mercado al precio marginal esperado; es decir, al valor más elevado del gas entre las otras fuentes de suministro flexibles.

111. Los precios indexados al petróleo varían en menor medida debido a la utilización de fórmulas de precios basadas en medias móviles y desfases temporales (fórmulas Brent 603, etc.).

En la realidad, observamos una correlación negativa (coeficiente de correlación $r = -0,42$) entre las existencias en los AA.SS. y en los tanques de las plantas de regasificación y el precio MIBGAS D+1 (Gráfico 50). Esto se debe principalmente a que las situaciones de mayor disponibilidad de gas en el mercado tenderán a estar relacionadas, en el equilibrio del mercado, con precios más bajos, para un mismo nivel de demanda.

Gráfico 50: Correlación entre el precio del producto MIBGAS D+1 y las existencias de gas natural en los almacenamientos subterráneos, así como de GNL en tanques (2017).

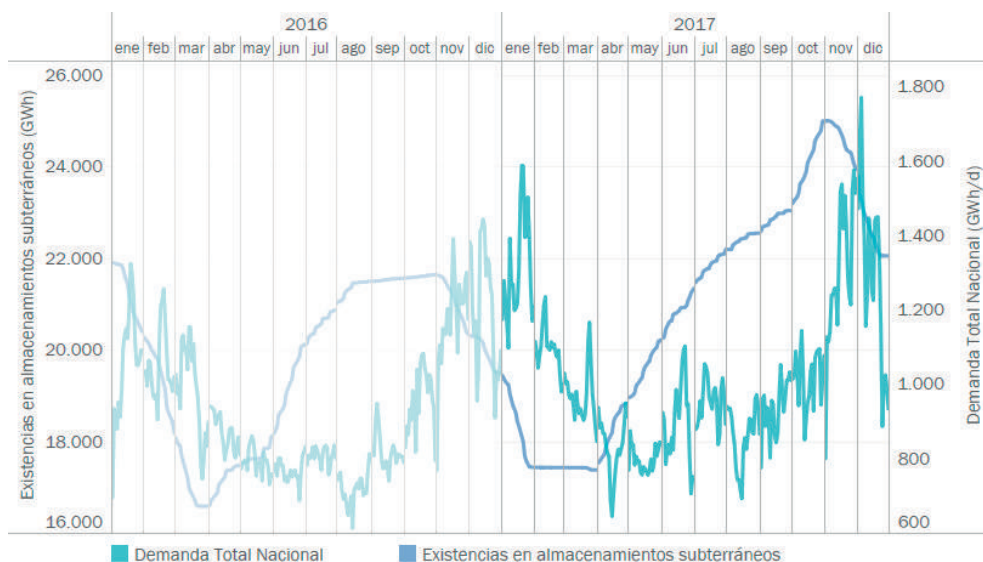


Fuente: MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

Nota: para la elaboración del gráfico se han considerado los meses de enero, febrero, octubre, noviembre y diciembre de 2017.

En los AA.SS. la inyección de gas útil se realiza anualmente en un periodo predeterminado con menor demanda –entre los meses de junio y octubre– con el objetivo de mantener niveles elevados de existencias en los momentos de mayor demanda. La gestión de los AA.SS., por tanto, obedece a la lógica del mercado (Gráfico 51): su llenado tiene lugar en periodos en los que el gas es barato, mientras que la extracción ocurre, fundamentalmente, cuando el precio de esta materia prima es alto (generalmente en invierno).

Gráfico 51: Demanda total diaria de gas natural y nivel de existencias en los AA.SS. (2016 – 2017).



Fuente: MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

El caso de los tanques de almacenamiento de GNL es diferente al de los AA.SS. En primer lugar, el llenado de los tanques de GNL se produce, de forma discreta, a través de descargas de buques espaciadas a lo largo de todo el año. Una parte significativa de los suministros está determinada por contratos de aprovisionamiento a largo plazo, con fechas de entrega y precios pactados de antemano. Por otro lado, en momentos de elevada demanda (generalmente en invierno) o bien en función de los diferenciales de precios entre las distintas regiones en el mercado global de GNL y entre los suministros de GNL y de gas natural por gasoducto, pueden producirse descargas *spot* de GNL atraídas por precios relativamente elevados del gas natural en la Península Ibérica. Además, el patrón de utilización del GNL almacenado depende de las condiciones

del mercado global y del mercado gasista español, por lo que varía sustancialmente entre periodos¹¹².

Así mismo, la correlación negativa entre los niveles de llenado de los almacenamientos de GNL y los precios del producto D+1 en MIBGAS que muestra el Gráfico 50 ($r = -0,63$) es consistente, al igual que en el caso de los AA.SS., con el hecho de que una mayor disponibilidad de gas en el mercado tenderá a estar relacionada, en el equilibrio del mercado, con precios más bajos, para un mismo nivel de demanda.

9.3.2. Niveles de regasificación y extracción de gas natural

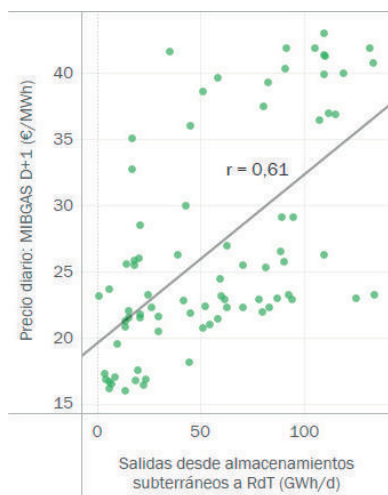
Tanto los niveles diarios de extracción de gas natural de los AA.SS., como la producción diaria de las plantas de regasificación o volumen regasificado de GNL almacenado en los tanques tienen también influencia sobre la determinación del precio *spot* del gas natural con entrega en el PVB. Ambas variables reflejan la utilización del gas almacenado en el muy corto plazo en función de las condiciones concretas del mercado gasista (cada día de gas), que podría entenderse como una opción de venta u opción *put* sobre el gas¹¹³.

El Gráfico 52 muestra un diagrama de dispersión que relaciona el precio del producto MIBGAS D+1 con los niveles diarios de extracción durante el invierno de 2016/17 (noviembre de 2016 a marzo de 2017). Puede observarse una correlación positiva entre ambas variables ($r = 0,61$ para todo el periodo), que sugiere que, como cabe esperar, las decisiones diarias de extracción de gas de los AA.SS. durante la época de mayor demanda están motivadas por precios elevados en el mercado *spot* que justifican que los agentes ejerzan la opción implícita en el almacenamiento.

112. En el periodo entre enero de 2016 y febrero de 2017, por ejemplo, la correlación entre el nivel de almacenamiento de GNL en el sistema gasista español y la demanda total nacional fue baja ($r = 0,14$); mientras que en el periodo entre marzo y noviembre de 2017, aumentó hasta alcanzar un coeficiente de correlación de 0,45. Esto probablemente indica que en 2017 la gestión de los stocks de GNL se vio afectada por las condiciones del mercado global y las crecientes oportunidades de arbitraje entre mercados a medida que aumentó el precio del GNL en Asia y en otros mercados regionales, en línea con el aumento del precio del petróleo.

113. El tenedor de la opción, el comercializador, paga una prima (los costes del almacenamiento) por el derecho a vender el gas en el mercado *spot*. El precio de ejercicio de la opción (*strike price*) está determinado, cada día de gas, por el coste de oportunidad del gas almacenado.

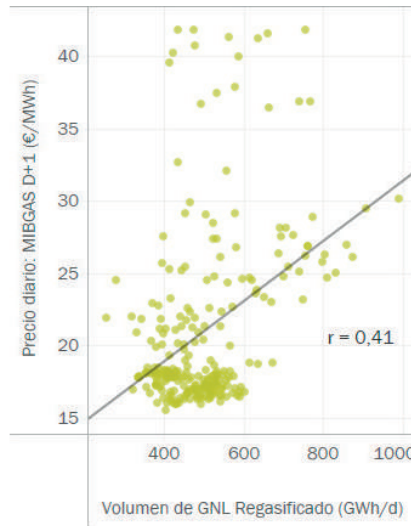
Gráfico 52: Correlación entre las extracciones diarias de los AA.SS. y precio MIBGAS D+1 (noviembre 2016 – marzo 2017).



Fuente: MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

Al igual que ocurre con las inyecciones y extracciones de gas natural de los AA.SS., los volúmenes de regasificación reflejan cambios en las existencias de GNL. La correlación esperada entre el volumen de regasificación diario y el precio del gas natural es en teoría positiva, pues los agentes estarán dispuestos a regasificar más GNL cuando el precio esperado en el Mercado sea más alto. Por otra parte, en determinadas situaciones en el mercado, puede resultar óptimo para un operador con una cartera de contratos flexibles reducir las nominaciones de regasificación y aumentar las importaciones desde Francia o bien, si existe capacidad adicional, aumentar la nominación del gas importado a través de la interconexión con Argelia. Todos estos factores hacen que la relación entre el volumen diario de regasificación y el precio *spot* sea compleja.

El diagrama de dispersión del Gráfico 53 muestra una correlación positiva suave ($r = 0,41$) entre los niveles diarios de regasificación y el precio MIBGAS D+1 en 2017. Esto sugiere, al igual que en el caso de las extracciones de los AA.SS., que el ejercicio de la opción de regasificar el GNL almacenado está asociado con el nivel de precios en el mercado *spot*, aunque en muchos momentos esa relación puede no ser significativa.

Gráfico 53: Correlación entre el volumen de GNL regasificado y precio MIBGAS D+1 (2017).

Fuente: MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

9.3.3. Flexibilidad en el suministro de gas

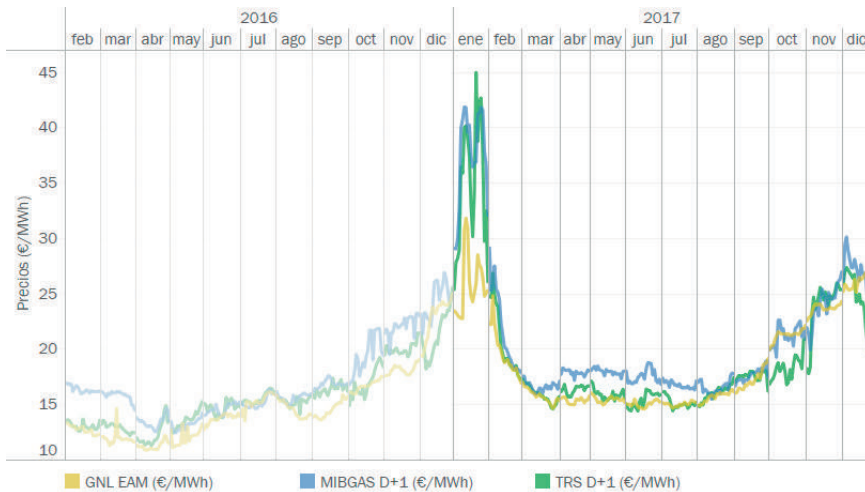
Como se describió anteriormente, la oferta marginal de gas en el PVB en el muy corto plazo está determinada por la disponibilidad y la competitividad de las distintas fuentes de flexibilidad en el suministro de gas a disposición del sistema, incluyendo los aprovisionamientos *spot* desde Francia, posibles volúmenes adicionales importados desde Argelia, la posibilidad de incrementar el volumen de GNL regasificado en función de las condiciones del mercado y las extracciones de gas natural almacenado en los AA.SS. (analizado en el apartado anterior)¹¹⁴.

El Gráfico 54 muestra la evolución de los precios del producto D+1 en MIBGAS y en TRS, así como de un indicador del precio *spot* FOB de GNL

114. La demanda en el margen también podría verse afectada por las exportaciones a sistemas gasistas vecinos. Hasta el momento, sin embargo, el flujo a través de la interconexión con Francia ha sido, salvo en momentos aislados, de importación.

en terminales de GNL de la Cuenca Atlántica Oriental (*East Atlantic*). En el gráfico se observa un elevado nivel de convergencia entre los tres precios en el medio plazo, con episodios periódicos de desacoplamiento. La convergencia a medio plazo está motivada por el arbitraje de precios a través de la interconexión con Francia (en el caso de los precios D+1 en MIBGAS y en el *Hub* del Sur de Francia *Trading Region South* o TRS), y por el impacto significativo del precio del GNL en la determinación del precio en el PVB y en el TRS: en ambos casos, puntos virtuales asociados a sistemas gasistas con un peso estratégico del GNL en los aprovisionamientos.

Gráfico 54: Precio del producto Diario D+1 en MIBGAS y TRS, y precio del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental (febrero 2016 – diciembre 2017).

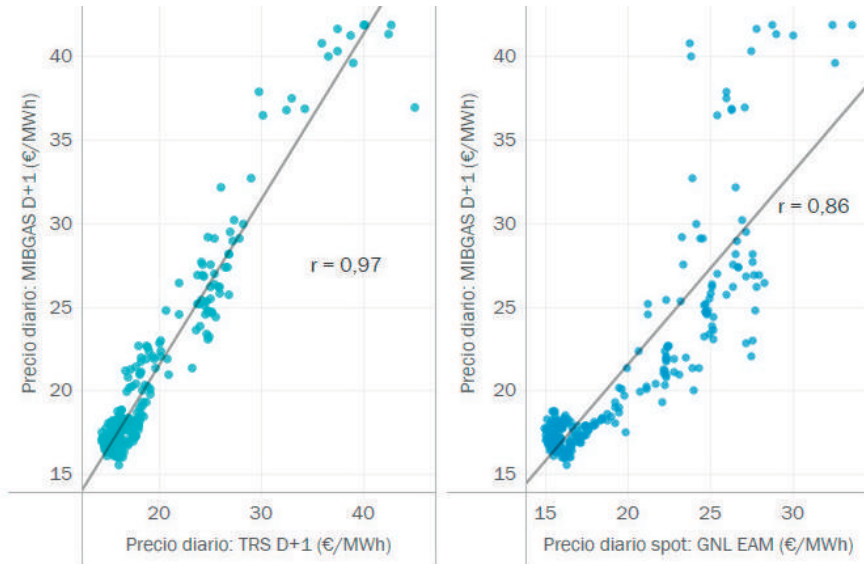


Fuente: MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

Por su parte, el Gráfico 55 muestra los niveles de correlación entre el precio del producto D+1 de MIBGAS y los precios *spot* del gas natural en TRS y del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental. En 2017, el coeficiente de correlación del precio del producto D+1 entre MIBGAS y TRS fue muy elevado ($r = 0,97$). Así mismo, también fue igualmente alta la correlación entre el precio MIBGAS D+1 y el precio *spot* del GNL en el Atlántico Oriental ($r = 0,86$).

Gráfico 55: Correlación entre los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y TRS, así como entre MIBGAS D+1 y el precio *spot* del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental (2017).



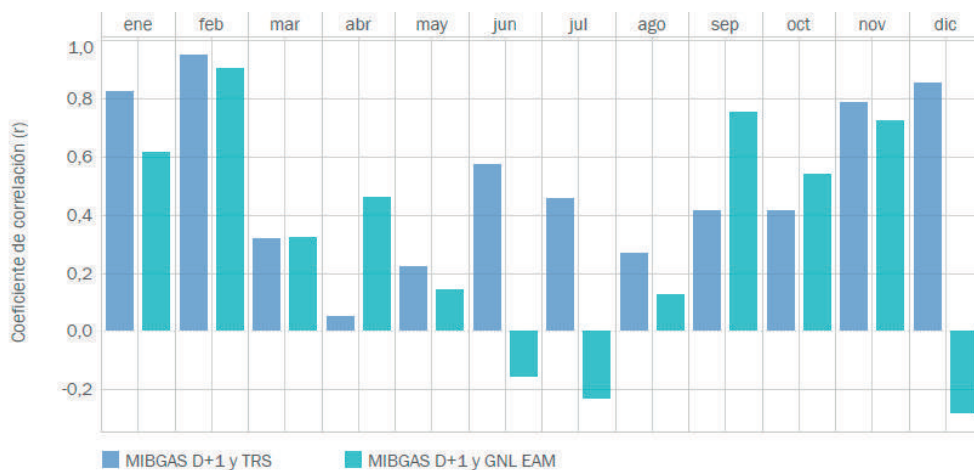
Fuente: MIBGAS, Powernext y Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

Esto implica que, en el conjunto del año, los movimientos en el precio *spot* en la plataforma MIBGAS están fuertemente asociados a cambios en los precios *spot* en TRS, lo que refleja un elevado nivel de arbitraje entre ambos mercados y, en menor medida aunque también de forma significativa, con variaciones en el precio *spot* del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental.

Sin embargo, los niveles de correlación entre estos precios no son estables en el tiempo, como muestra el Gráfico 56 y como sugiere el marco de análisis sobre la formación del precio *spot* del gas natural presentado en el apartado 9.2.

Gráfico 56: Evolución mensual de la correlación entre los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y TRS, así como entre MIBGAS D+1 y el precio *spot* del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental (2017).



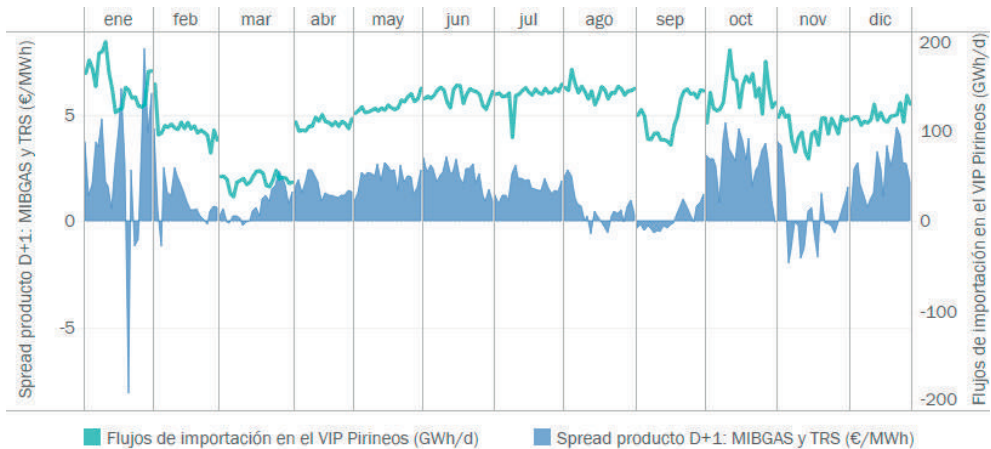
Fuente: MIBGAS, Powernext y Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

El Gráfico 56 muestra que en los meses de mayor demanda, la correlación entre el precio MIBGAS D+1 y los precios *spot* del gas natural en TRS y del GNL en la Cuenca Atlántica fue elevada, lo que sugiere que las entregas *spot* de GNL tendían a cubrir la demanda en el margen en ambos mercados, influenciando de esta manera la dinámica de los precios *spot* en ambos *hubs*.

Sin embargo, en otros momentos del año, las variaciones en el precio MIBGAS D+1 estuvieron más relacionadas con las variaciones en el precio *spot* del GNL que con las variaciones en los precios en TRS, o bien exhibían más correlación con los cambios en el precio D+1 en TRS que con los cambios en el precio *spot* del GNL. Este comportamiento es consistente con una dinámica de formación de los precios *spot* en el mercado mayorista de gas en España en la que, en distintos momentos en el tiempo, las fuentes de flexibilidad que se sitúan en el margen son diferentes.

Particularmente en abril, el precio MIBGAS D+1 se desacopló del correspondiente en el TRS D+1 y del precio *spot* del GNL en la Cuenca Atlántica, lo que llevó a aumentar las importaciones desde Francia hasta niveles por encima de 100 GWh/d en un entorno de menor demanda y caída tanto en los volúmenes de GNL regasificado (hasta unos 400 GWh/d de media –Gráfico 57–) como en las entradas de GNL por las interconexiones con Argelia (Tarifa y Almería). En dicho mes, las variaciones diarias en los precios MIBGAS D+1 estuvieron muy ligadas a las variaciones de corto plazo en el precio *spot* del GNL.

Gráfico 57: Evolución del *spread* del producto Diario D+1 entre MIBGAS y TRS, así como de los flujos de importación en el VIP Pirineos (2017).



Fuente: MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

Nota: no se han considerado los fines de semana.

En los meses de verano, y especialmente en junio, aumentó la demanda de gas para generación de electricidad, manteniéndose: (1) el *spread* en el precio del producto D+1 entre MIBGAS y TRS en niveles similares al valor del peaje del producto diario de capacidad de interconexión; (2) los niveles de importación desde Francia en torno a 150 GWh/d; y (3) los niveles de regasificación relativamente elevados, fluctuando en la banda 450 – 550 GWh/d. La mayor correlación, durante estos meses, entre las existencias de GNL y la demanda total de gas (sugiriendo que

la gestión de los contratos de aprovisionamiento de GNL tenía en cuenta la evolución del mercado global de GNL) explica parcialmente por qué la dinámica del precio MIBGAS D+1 estuvo muy influenciada por el comportamiento del precio del producto D+1 en TRS durante el verano.

En septiembre, por otro lado, cambió el patrón de aprovisionamiento en el sistema gasista español, aumentando significativamente las entradas de gas natural en el sistema (desde unos 12,5 TWh en agosto hasta unos 15 TWh en septiembre) y cayendo las entradas de GNL (desde unos 19 TWh en agosto hasta aproximadamente 12 TWh en septiembre) (Enagás, 2017e) debido al incremento del precio del GNL en Asia Oriental, impulsado por la demanda estacional de GNL en dicha Región, así como por el aumento sostenido del precio del petróleo y de otras materias primas energéticas. En un contexto de demanda de gas creciente, existencias decrecientes de GNL en las plantas y una caída en los flujos de importación desde Francia (al converger de nuevo los precios del D+1 en MIBGAS y TRS), el GNL almacenado se posicionó como fuente de suministro en el margen, influyendo de esta manera en la dinámica del precio MIBGAS D+1.

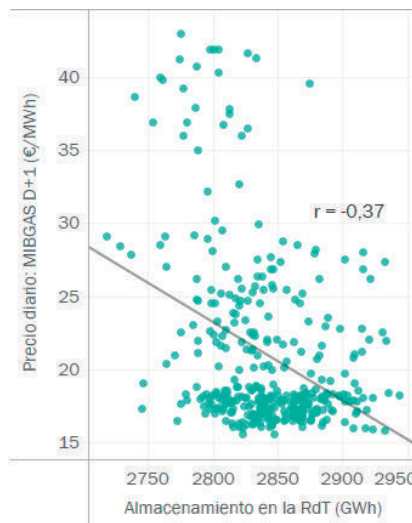
9.3.4. Linepack (almacenamiento en los gasoductos)

La evolución del volumen de gas almacenado en los gasoductos de la red de transporte (o *linepack*) también tiene un impacto sobre la evolución de los precios de corto plazo en el sistema gasista.

En momentos en los que los niveles de existencias de gas natural en los tubos de la RdT sean menores, habrá más presión sobre los precios del gas natural en el muy corto plazo. Esto se debe, por un lado, a que aumenta la probabilidad de que el conjunto del sistema esté corto y por debajo de los límites operativos de seguridad marcados en la normativa, lo que motivaría la intervención del GTS a través de acciones de balance de compra incrementándose así la demanda de gas en el muy corto plazo.

Y, por otro lado, un nivel relativamente bajo de *linepack* aumentaría la probabilidad de que existan agentes que se encuentren cortos de gas (por desequilibrios entre las entradas y las salidas previstas) y necesiten ajustes de corto plazo para evitar las penalizaciones por desbalances, lo que igualmente genera presión sobre los precios de corto plazo en el sistema gasista.

Gráfico 58: Correlación entre el nivel de almacenamiento en la red de transporte (RdT) y el precio MIBGAS D+1 (2017).



Fuente: MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

El análisis de la información disponible (Gráfico 58) muestra que el coeficiente de correlación entre los valores diarios del volumen almacenado en la red de transporte y el precio MIBGAS D+1 es negativo, aunque bajo ($r = -0,37$ en 2017). La correlación negativa aumenta hasta $-0,56$ entre las series de las medias móviles de 10 días de ambas variables, lo que sugiere una cierta persistencia en el efecto sobre los precios *spot* del gas natural de niveles de almacenamiento en la red de transporte que superen (por defecto o por exceso) los umbrales de operación normal del sistema.

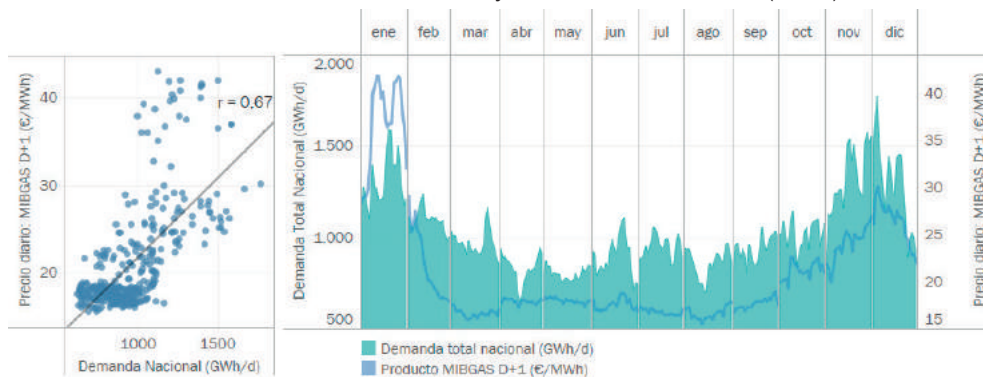
9.4. DINÁMICA DE LA SEÑAL DE PRECIOS: FUNDAMENTALES DE LA DEMANDA

9.4.1. Demanda total nacional de gas natural

El comportamiento de la demanda de gas natural en el corto plazo, caracterizado por una elevada volatilidad, es otro de los principales inductores de la dinámica del precio *spot* del gas natural en España.

El Gráfico 59 muestra un diagrama de dispersión del precio MIBGAS D+1 y la demanda total nacional, así como la evolución de ambas variables a lo largo de 2017. Pese a la aparente correlación positiva entre las dos variables ($r = 0,67$), que no refleja la relación esperada entre las mismas¹¹⁵, la gran concentración de pares de puntos en la franja entre 15 y 20 €/MWh sugiere que en muchos momentos del año la relación entre el precio y la demanda de electricidad puede ser nula, negativa o muy poco significativa. Por otra parte, la evolución del precio MIBGAS D+1 parece recoger el efecto de la estacionalidad de la demanda de gas natural, especialmente en los meses de invierno.

Gráfico 59: Precio MIBGAS D+1 y demanda total nacional (2017).



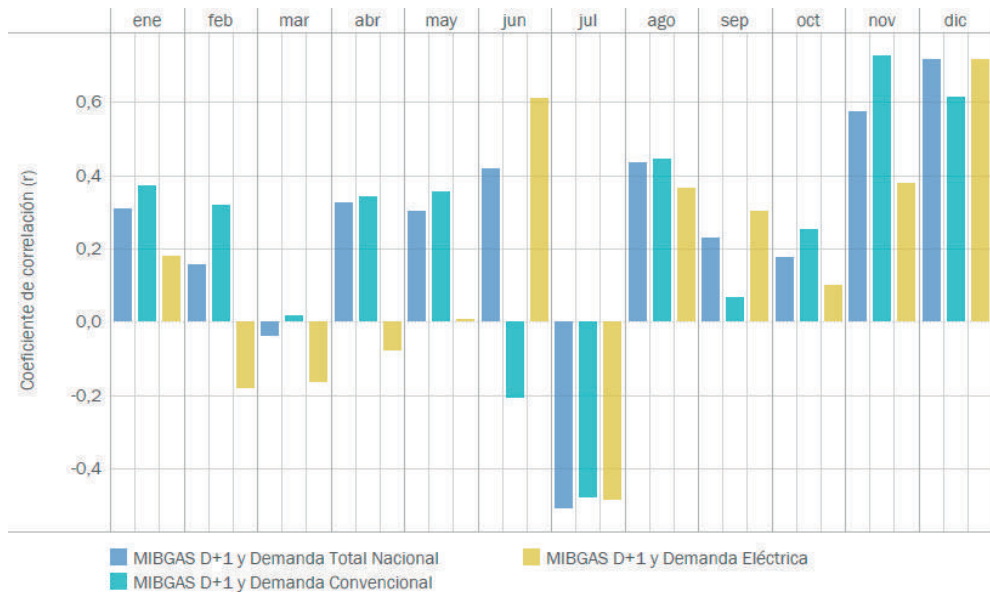
Fuente: : MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

Nota: en la evolución del precio MIBGAS D+1 y de la demanda total nacional (derecha) no se han considerado los fines de semana.

115. En puridad, la relación entre el precio del gas natural y la cantidad demandada de gas natural, *ceteris paribus*, es negativa: a mayor precio, menor cantidad de gas demandada. El hecho de observar una correlación positiva entre estas variables podría deberse a que: (1) al calcular el coeficiente de correlación entre dos variables no se está considerando el efecto de otras variables sobre la demanda; y (2) se observan puntos de equilibrio en el mercado (los valores diarios del precio y la cantidad que reflejan la intersección de las curvas de oferta y demanda), en vez de pares cantidad-precio a lo largo de la misma curva de demanda.

Al analizar los coeficientes de correlación mensuales entre el precio del MIBGAS D+1 y la demanda total nacional; dicho precio con la demanda convencional; y, por último, éste con la demanda eléctrica (Gráfico 60): se observa que en algunos momentos del año (claramente en el mes de julio) la correlación entre demanda y precios fue negativa, aunque mayoritariamente la relación entre el precio y las distintas definiciones de demanda continúa siendo (aparentemente) positiva.

Gráfico 60: Correlación mensual entre el precio MIBGAS D+1 y la demanda total nacional, la demanda convencional y la demanda del sector eléctrico (2017).



Fuente: MIBGAS y Enagás (2017e). Elaboración propia.

9.4.2. Componentes de la demanda de gas: Demanda convencional y demanda del sector eléctrico

Demanda convencional

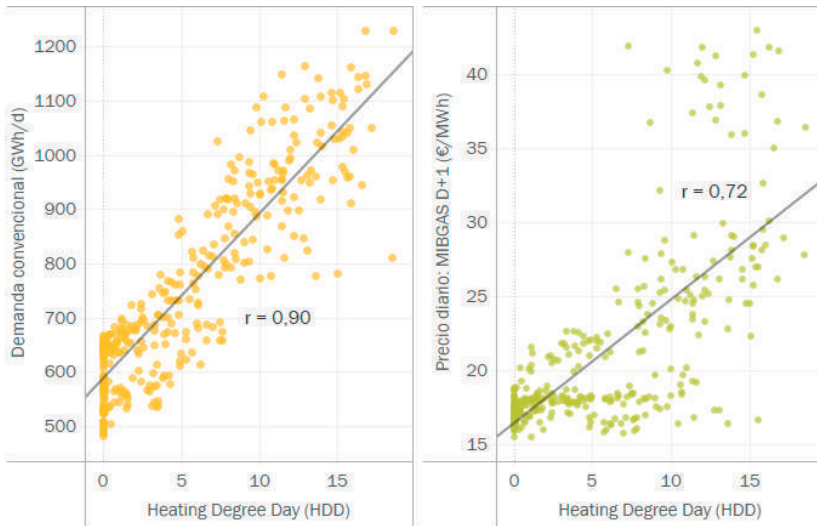
La demanda convencional depende fundamentalmente de la temperatura (usos para calefacción y aire acondicionado) y de la actividad económica. En el muy corto plazo, la temperatura tendrá un impacto relevante sobre el comportamiento de los precios *spot*, mientras que puede considerarse poco significativo o nulo el efecto de la actividad económica sobre la dinámica del precio del gas natural.

Para investigar el efecto de la temperatura sobre los precios del gas natural, se ha utilizado la variable *Heating Degree Days* (HDD)¹¹⁶, indicador que mide la desviación de la temperatura respecto de un determinado umbral de confort en un periodo de tiempo.

El Gráfico 61 (figura de la izquierda) muestra una relación positiva, ciertamente significativa, entre el valor de la demanda convencional y la temperatura (índice HDD) en 2017, alcanzando un valor elevado del coeficiente de correlación ($r = 0,90$). La figura de la derecha en el Gráfico 61 representa el diagrama de dispersión de la variable HDD y el precio MIBGAS D+1 y sugiere que, pese a registrar un coeficiente de correlación relativamente alto en la muestra ($r = 0,72$), dada la acumulación de puntos entre 15 y 20 €/MWh, la temperatura no tuvo un impacto significativo sobre el precio *spot* del gas natural en muchos momentos en 2017.

116. *Índice HDD (Heating Degree Days): Índice que relaciona el tiempo (en días) durante el cual la temperatura ambiente se mantiene en un determinado intervalo (en °C) por debajo de una temperatura de referencia (que cambia en función de la estación del año) a partir de la cual es necesario utilizar energía para calentar un edificio. 1 HDD sería, por tanto, equivalente a que durante un día entero la temperatura se sitúe 1°C por debajo del umbral a partir del cual debe consumirse energía para calentar un edificio. Para el análisis, se utiliza como valor de referencia de la temperatura umbral: 18°C.*

Gráfico 61: Correlación entre el índice HDD y la demanda convencional y entre dicho índice y el precio MIBGAS D+1 (2017).



Fuente: MIBGAS, Enagás (2017e) y DegreeDays.net. Elaboración propia.

Demanda del sector eléctrico

La demanda de gas natural para uso del sector eléctrico (Gráfico 62) incluye la demanda de los ciclos combinados y la demanda de gas de las unidades de cogeneración¹¹⁷.

En teoría, las decisiones de producción en el muy corto plazo de las centrales de generación que utilizan gas natural como combustible dependen del margen de generación esperado (*clean spark spread*)¹¹⁸ y de la posición competitiva del gas natural, en términos relativos, respecto de otros combustibles y tecnologías de generación, como el carbón o la

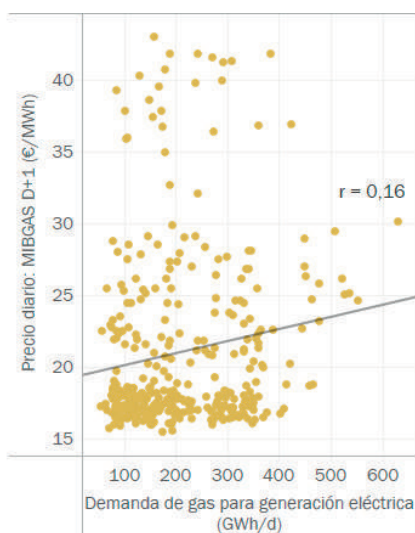
117. La demanda de gas natural de los cogeneradores a menudo se incluye en las estadísticas de consumo industrial (por tanto, dentro de la “demanda convencional”).

118. *Clean spark spread*: Diferencia entre el precio de la electricidad y el coste marginal de generación teniendo en cuenta el precio del gas natural, la eficiencia de las unidades de generación y el coste de los derechos de emisión de CO₂.

tecnología hidráulica, una vez considerada la generación en carga base y la generación renovable no gestionable (eólica, fotovoltaica e hidráulica fluyente). Sin embargo, la relación entre el precio *spot* del gas natural y la demanda de gas natural para la generación de energía eléctrica no es obvia.

El Gráfico 62 muestra el diagrama de dispersión entre el precio MIBGAS D+1 y la demanda de gas del sector eléctrico. La elevada concentración de pares de puntos en el eje vertical entre 15 €/MWh y 20 €/MWh sugiere que, aparentemente, no ha existido una relación significativa entre ambas variables en muchos momentos de 2017.

Gráfico 62: Correlación entre el precio MIBGAS D+1 y demanda de gas para generación de electricidad (2017).



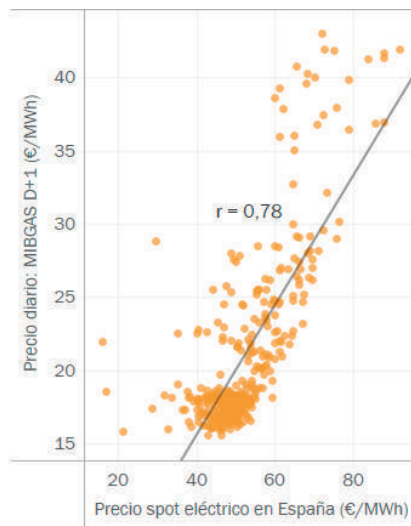
Fuente: MIBGAS, Enagás (2017e) y DegreeDays.net. Elaboración propia.

Por otra parte (Gráfico 63), el precio del MIBGAS D+1 muestra una correlación positiva, relativamente elevada ($r = 0,78$), con el precio *spot* eléctrico en 2017. En teoría, esto implica que situaciones en el mercado gasista con precios *spot* del gas natural elevados están asociadas a situaciones de precios altos en el mercado *spot* de electricidad.

Así, por un lado, un precio alto de la electricidad, generalmente observado en situaciones de alta demanda eléctrica, incentiva la producción de los ciclos combinados de gas; y, por otro lado, los ciclos combinados de gas natural se sitúan a menudo en la zona de la curva de oferta de electricidad donde se fija el precio marginal, ofertando en el *pool* eléctrico precios que les permiten asegurar un determinado margen de generación (*spark spread*) dado el coste marginal del gas, que, a su vez, está ligado al precio *spot* del gas natural.

Sin embargo, al igual que en el caso anterior, la elevada concentración de pares de puntos en el área de precios MIBGAS D+1 entre 15 €/MWh y 20 €/MWh y de precios de la electricidad entre 40 €/MWh y 55 €/MWh sugiere que la correlación positiva entre el precio *spot* del gas natural y el precio *spot* de la electricidad puede ser espuria.

Gráfico 63: Precio MIBGAS D+1 y precio *spot* eléctrico (2017).



Fuente: MIBGAS y OMIE. Elaboración propia.

9.4.3. Una visión sistémica: Relación entre la demanda de gas natural y sus distintos factores explicativos

Utilizando el análisis de regresión por mínimos cuadrados ordinarios, se ha construido un modelo (de regresión lineal) sencillo que relaciona la demanda total de gas natural con el precio MIBGAS D+1 y con otros determinantes de la demanda del sector eléctrico así como de la demanda convencional: el precio de la electricidad (precio OMIE D+1), y la variable HDD (*Heating Degree Days*) para controlar el efecto de la temperatura (Tabla 15).

Las estimaciones realizadas, a partir del citado modelo, indican que el precio eléctrico es la única variable estadísticamente significativa en todas las muestras analizadas (toda la muestra, verano, invierno y resto del año). Por su parte, la variable que controla el efecto de la temperatura (HDD) no es significativa en ninguna de ellas, mientras que el precio *spot* del gas (MIBGAS D+1) es únicamente significativo (con el signo negativo esperado) en el periodo de verano.

Tabla 15: Representatividad de los factores determinantes de la demanda total de gas natural en España (2016 – noviembre 2017). (*)

	Precio MIBGAS D+1	Precio OMIE D+1	HDD
Toda la muestra	ns (**)	Positiva	ns
Verano (***)	Negativa	Positiva	ns
Invierno (****)	ns	Positiva	ns
Resto del año	ns	Positiva	ns

(*) Representatividad estadística del coeficiente en la regresión lineal al 95% (valor $p < 0,05$).

(**) ns = variable estadísticamente no significativa.

(***) Verano = junio, julio, agosto y septiembre.

(****) Invierno = noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo.

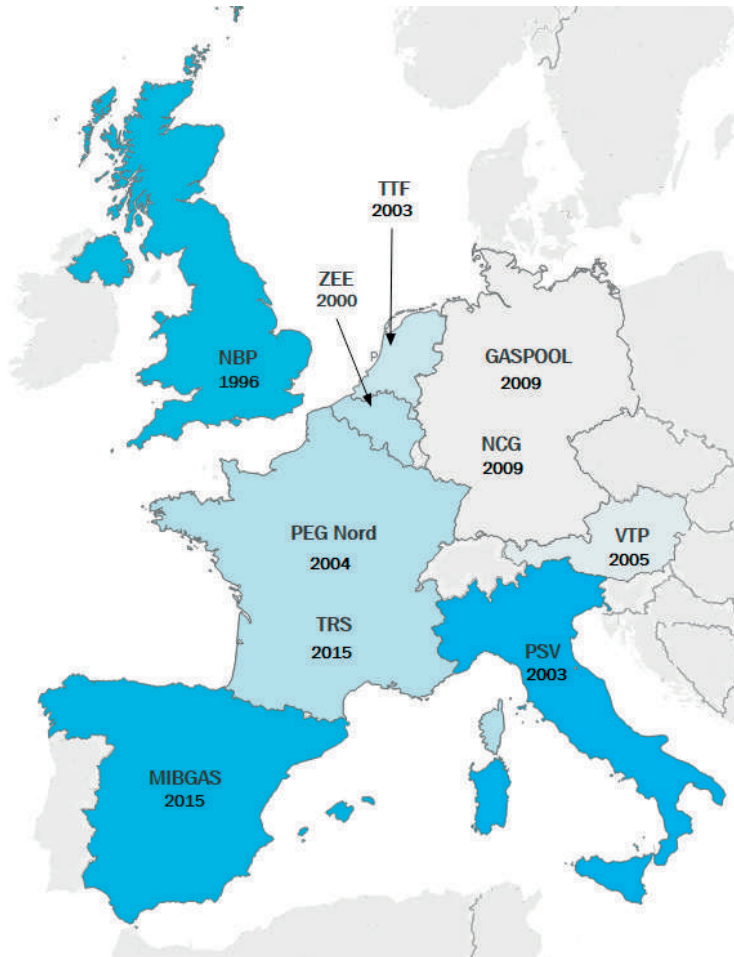
El análisis realizado indica que, en 2017: (1) se observan valores altos de correlación (negativa) entre el precio MIBGAS D+1 y el nivel de existencias en los AA.SS., así como en tanques de GNL; (2) el precio *spot* reacciona de la manera esperada a las variaciones en las distintas fuentes de flexibilidad de oferta en el sistema gasista español (niveles de regasificación de GNL y de extracción de gas natural de los AA.SS., y nivel de almacenamiento en la red de transporte o *linepack*); (3) la dinámica de los precios *spot* del gas natural en España está relacionada con la variabilidad de los precios *spot* de fuentes de aprovisionamiento alternativas a los aprovisionamientos vía contratos de largo plazo, como los precios *spot* del gas natural en la zona de balance francesa TRS o el precio *spot* del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental; (4) la estacionalidad de los precios del gas natural está estrechamente relacionada con la correspondiente de la demanda, con precios más altos en los meses de invierno, en los que el consumo de energía es mayor; y (5) en determinados momentos del año (en concreto, los meses de verano), los precios *spot* del gas natural y la cantidad demandada de gas muestran una relación negativa significativa, como predice la teoría.

En consecuencia, puede afirmarse que el precio del producto Diario MIBGAS D+1 responde de la manera prevista en la teoría económica a los principales Fundamentales de la oferta y la demanda de gas natural en el mercado mayorista de gas en España. Bajo este punto de vista puede concluirse, desde la prudencia que exige el disponer de información histórica aún limitada y reducida a dos años de datos, que **el precio del producto MIBGAS D+1 es representativo de la realidad del mercado mayorista de gas natural en España en el muy corto plazo.**

El refuerzo de la interconexión con el resto de los mercados continentales (a través de Francia), la integración de los mercados de gas portugués y español, la disponibilidad de una estructura de peajes (de interconexión y de regasificación) más competitiva, así como la negociación de productos de plazo (contratos de futuros) y de GNL en nuevas plataformas como MIBGAS Derivatives son factores que con toda probabilidad contribuirán decisivamente, tanto en el corto como en el medio plazo, a fortalecer la señal de precios *spot* generada en la plataforma MIBGAS y, en consecuencia, a consolidar su representatividad como exponente del valor del gas natural (en el corto plazo) en la Península Ibérica.

Anexo I: Principales *hubs* europeos

Figura 15: Principales *hubs* europeos y año de creación.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo II: Unidades y abreviaturas

Unidades

\$/barril	Dólar por barril
\$/t	Dólar por tonelada
€/MWh	Euro por megavatio - hora
€/MWh/día	Euro por megavatio - hora y por día
€/tCO₂	Euro por tonelada de CO ₂
bcm	Mil millones de metros cúbicos (10 ⁹ m ³)
bcm/año	Mil millones de metros cúbicos (10 ⁹ m ³) por año
g de CO₂/kWh	Gramos de CO ₂ por kilovatio - hora generado
Gt	Gigatoneladas
GWh	Gigavatios - hora
GWh/d	Gigavatios - hora por día
HDD	Heating Degree Day (1 HDD es equivalente a que durante un día entero la temperatura se sitúe 1°C por debajo del umbral a partir del cual debe consumirse energía para calentar un edificio)
mt	Millones de toneladas
mt/año	Millones de toneladas por año
MtCO₂	Millones de toneladas de CO ₂
mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
MW	Megavatio
MWh	Megavatio - hora
°C	Grados centígrados
ppm	Partes por millón
tcm	Billones de metros cúbicos (10 ¹² m ³)
TWh	Teravatios - hora
TWh/año	Teravatios - hora por año

Abreviaturas

- AA.SS.** Almacenamientos subterráneos
- ACER** Agency for the Cooperation of Energy Regulators
- ACS** Agua corriente sanitaria
- AOC** Almacenamiento Operativo Comercial
- ASN** Autorité de sûreté nucléaire
- BOM** Balance of the Month
- CAGR** Tasa compuesta de crecimiento anual
- CAM** Capacity Allocation Mechanisms
- CCS** Carbon capture storage
- CE** Comisión Europea
- CEER** Council of European Energy Regulators
- CMP** Congestion Management Procedures
- CNMC** Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
- COP** Conference of Parties
- CORES** Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos
- CTCC** Centrales térmicas de ciclo combinado
- DDPP** Deep Decarbonization Pathways Project
- DES** Delivered Ex Ship
- DG ENER** Dirección General de Energía
- DGPEM** Dirección General de Política Energética y Minas
- EY** Ernst & Young
- EE.UU.** Estados Unidos
- EFET** European Federation of Energy Traders
- EIA** U.S. Energy Information Administration
- ENTSO-E** European Network of Transmission System Operators for Electricity
- ENTSO-G** European Network of Transmission System Operators for Gas

- ERREG** European Regulators' Group for Electricity and Gas
- FOB** Free on Board
- GEI** Gas de Efecto Invernadero
- GIE** Gas Infrastructure Europe
- GNL** Gas natural licuado
- GTM** Gas Target Model
- GTS** Gestor Técnico del Sistema
- HDD** Heating Degree Day
- HH** Henry Hub
- HHI** Herfindahl-Hirschmann Index
- ICIS** Independent Chemical Information Service
- IEA** International Energy Agency
- IGU** International Gas Union
- IPCC** Intergovernmental Panel on Climate Change
- IR** Iniciativas Regionales
- LO** Límite Operativo
- NBP** National Balancing Point
- NCG** NetConnect Germany
- NWE** North West Europe
- OTC** Over-the-counter
- PEG Nord** Point d'échange de gaz – Nord
- PIB** Producto interior bruto
- PRAs** Price Reporting Agencies
- PSV** Punto di Scambio Virtuale
- PVB** Punto Virtual de Balance
- RD** Real Decreto
- RD-L** Real Decreto-Ley
- RdT** Red de Transportes
- REE** Red Eléctrica de España
- REMIT** Regulation of Energy Market Integrity and Transparency

- RRM** Registered Reporting Mechanism
- RSI** Residual Supply Index
- SDSN** Sustainable Development Solutions Network
- SEE** Secretaría de Estado de Energía
- TCMM** Tasa de crecimiento medio mensual
- TFUE** Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea
- TPA** Third Party Access
- TRS** Trading Region South
- TTF** Title Transfer Facility
- UE** Unión Europea
- VIP** Virtual Interconnection Point
- VTP** Virtual Trading Point
- ZEE** Zeebrugge Beach
- ZTP** Zeebrugge Trading Point

Anexo III: Bibliografía

Libros

FLAVIN, C. (2008). *Building a Low-Carbon Economy*. En State of the world (pp.75-90). Washington: The Worldwatch institute.

HEFNER III, R. A. (2002). *The age of energy gases in the new millennium*. Oklahoma: The GHK Company.

Artículos

ALFAYA, V., MUÑOZ, M. y LÓPEZ-TAFALL, J. (2017). “Reflexiones del Grupo Español para el Crecimiento Verde (GECV) en torno a la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética”. *Cuadernos de Energía*, nº 52, pp. 17-19.

DEBARRE, R., FULOPE, T. y LAJOIE, B. (2016). “Consequences of COP21 for the oil and gas industry. GHG targets and possible outcomes.” *Energy perspectives*.

DOPICO, J. A. y ERIAS, A. (2017). “Interacción de las políticas climáticas y energéticas: Implicaciones tecnológicas y sobre el mercado de derechos de emisión”. *Cuadernos Económicos de ICE*, vol. 895, pp. 111 – 124, Madrid.

ROGERS, H. (2017). “Does the Portfolio Business Model Spell the End of Long-Term Oil-Indexed LNG Contracts?”. *The Oxford Institute for Energy Studies*, abril.

RUBIO, M. M. (2005). “Energía, economía y CO₂: España 1850 – 2000”. *Cuadernos Económicos de ICE*, vol. 70, pp. 51 – 71, Madrid.

SONGER, R. (2017). “Immediate Results on Spain’s PVB Following Gas Market Reforms”. *ICIS*, abril.

STERN, J. (2017a). “The future of gas in decarbonising European energy markets: the need for a new approach”. *The Oxford Institute for Energy Studies*, Oies Papers, NG 116, Londres.

STERN, J. (2017b). “Challenges to the Future of Gas: Unburnable or Unaffordable?”. *The Oxford Institute for Energy Studies*, Oies Papers, NG 125, diciembre.

Otras fuentes

ACER (2015): *European Gas Target Model Review and Update*, Ljubljana.

ACER (2017a): *Barriers to Gas Wholesale Trading. Final Report*. Submitted by: Kantor Management Consultants.

ACER (2017b): *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Natural Gas Markets in 2016*, Ljubljana.

ACER (2017c): *Statistical compendium of ACER Gas Target Model metrics for the year 2016*, Ljubljana.

BANCO MUNDIAL (2017): *Commodity Markets Outlook*. October 2017, USA.

BP (2017): *BP Statistical Review of World Energy 2017*, Reino Unido.

COMISIÓN EUROPEA (2016): *Quarterly report on European Gas Markets*, vol 9, Bruselas.

COMISIÓN EUROPEA (2017a): *Quarterly Report on European Gas Markets*, Market Observatory for Energy, DG Energy, vol. 10, Bruselas.

COMISIÓN EUROPEA (2017b): *El mercado interior: principios generales*. Fichas técnicas sobre la Unión Europea 2017, Bruselas.

COMISIÓN EUROPEA (2017c): *Acción por el Clima. Marco sobre clima y energía para 2030*, Bruselas.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2016): *Informe de Supervisión GTS. Cuarto Trimestre 2015*, Madrid.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2017a): *Informe de supervisión del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas*, Madrid.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (2017b): *Informe de seguimiento del mercado de gas intermediado por agencias*, Madrid.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (2017): *Public Consultation of 27 July 2017 N°2017-012 Relating to the Creation of a Single Gas Market Area in France on 1st November 2018*. Julio, París.

DELOITTE (2016): *Un modelo energético sostenible para España en 2050. Recomendaciones de política energética para la transición*, Madrid.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2017): *International Energy Outlook 2017*, Washington.

- ENAGÁS (2016): *Boletín estadístico. Gestión del Sistema Gasista*, Madrid.
- ENAGÁS (2017a): *Informe del Sistema Gasista Español*, Madrid.
- ENAGÁS (2017b): *Optimización de la capacidad técnica. VIP Ibérico*, Madrid.
- ENAGÁS (2017c): *Optimización de la capacidad técnica. VIP Pirineos*, Madrid.
- ENAGÁS (2017d): *Boletín Estadístico. Gestión del Sistema Gasista*, Madrid.
- ENTSOG (2017): *NW GRIP - North West Gas Regional Investment Plan 2017*.
- ERNST & YOUNG (2017): *Quo Vadis EU Gas Market Regulatory Framework — Study on a Gas Market Design for Europe*.
- EUROGAS (2016): *Eurogas Statistical Report 2015*, Bruselas.
- EUROGAS (2017a): *LNG – Small scale, large potential*. 10 de mayo, Nápoles.
- EUROGAS (2017b): *Higher Gas Demand in 2017 Helps Lower Emissions*, Bruselas.
- EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS (2016): *2016 Review of Gas Hub Assessment*, Amsterdam.
- FERRANDO, F. (2015): *Hacia una nueva cultura de la energía*, Madrid.
- GAS INFRASTRUCTURE EUROPE (2017): *LNG Map 2018. Existing and Planned Infrastructure*, Bruselas.
- HEATHER, P. y PETROVICH, B. (2017): *European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration*. The Oxford Institute for Energy Studies, Londres.
- ICIS (2017a): *Spanish Gas and LNG Forum – A New Dawn?*, seminario del 4 de mayo de 2017, Madrid.
- ICIS (2017b): *European Gas Markets*, Londres.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017a): *Gas 2017. Analysis and Forecasts to 2022*, Francia.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017b): *World Energy Outlook 2017*, Francia.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017c): *Natural Gas Information 2017: Overview*, Francia.
- INTERNATIONAL GAS UNION (2017a): *Natural gas in the world energy mix*, USA.

- INTERNATIONAL GAS UNION (2017b): *World Gas LNG Report*, USA.
- INTERNATIONAL GAS UNION (2017c): *Wholesale Gas Price Survey*, USA.
- KPMG (2016): *El papel del gas natural dentro de una economía baja en carbono*, Madrid.
- MACKENZIE, W. (2017): *Europe gas and power markets short-term outlook Q4 2017. Report Summary*.
- MARKETS AND MARKETS (2017): *Small-Scale LNG Market by Type (Liquefaction Terminal, and Regasification Terminal), End-User (Heavy-Duty Vehicles, Electric Power Generation, Marine Transport), and Region - Global Forecast to 2021*.
- MURRAY, D. (2017): *The Evolving, Dynamic Shift for the Gas & LNG Industry in Europe: Future Landscapes by 2040*.
- REN21 (2017): *Renewables 2017 Global Status Report*, París.
- RODRÍGUEZ-GÓMEZ, N., ZACCARELLI, N. Y BOLADO-LAVÍN, R. (2015): *Improvements in the EU gas transmission network between 2009 and 2014*. JRC Science for Policy Report, Comisión Europea.
- SMEDLEY, M., (2016): *Europe's Traded Gas Market in Robust Form: Report*. Natural Gas World.

Páginas Web

- EUROPEAN ENERGY EXCHANGE (2018, enero). Coal. Recuperado el 10 de enero de 2018, de <https://www.eex.com/en/>
- ENAGÁS (2017e, diciembre). “Seguimiento Diario del Sistema”. Recuperado el 26 de diciembre de 2017, de http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/Operacion_del_Sistema_Gasista/SeguimientoDiarioDelSistema
- EUROSTAT (2017, noviembre). “Natural gas consumption statistics”. Recuperado el 27 de noviembre, de http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_consumption_statistics
- FINANCIAL TIMES (2018, enero). “Commodities: ICE Brent Crude Oil Front Month”. Recuperado el 10 de enero de <https://markets.ft.com/data/commodities/tearsheet/summary?c=Brent+Crude+Oil>

KNUTSSON, S. Y FRIMANN-DAHL, I. (2017, diciembre). “LNG: Churning it Out”. Recuperado el 26 de diciembre de 2017, de <http://www.petroleum-economist.com/articles/midstream-downstream/lng/2017/lng-churning-it-out>

MARTÉN, I. Y VÁZQUEZ, J. (2017, diciembre). “New Strategies for a Changing LNG Landscape. The Evolving LNG Market 2017”. Recuperado el 26 de diciembre de 2017, de <https://www.bcg.com/publications/2017/upstream-oil-gas-energy-lng-market-2017-strategies-changing-landscape.aspx>

METEO 469 (2017, agosto). “The Kaya Identity”. Recuperado el 18 de agosto de 2017, de <https://www.e-education.psu.edu/meteo469/node/213>

REUTERS (2018a, enero). “Norway’s Pipeline Gas Exports to Europe At Record High in 2017”. Recuperado el 2 de enero de 2018, de <https://www.reuters.com/article/us-norway-gas/norways-pipeline-gas-exports-to-europe-at-record-high-in-2017-idUSKBN1ER0H7>

REUTERS (2018b, enero). “Russian Natural Gas Exports to Europe Hit All-Time High in 2017”. Recuperado el 4 de enero de 2018, de <https://af.reuters.com/article/africaTech/idAFL8N1OY2I2>

SKARBEEK, A. (2015, mayo). “The role of Carbon Capture and Storage in a decarbonised world”. Recuperado el 21 de agosto de 2017, de <https://www.globalccsinstitute.com/insights/authors/AnnaSkarbek/2015/05/29/role-carbon-capture-and-storage-decarbonised-world?author=MjU5Mjcz>

TIMERA ENERGY (2017, diciembre). “Major Energy Surprises of 2017”. Recuperado el 26 de diciembre de 2017, de <https://www.timera-energy.com/major-energy-surprises-of-2017/>

TRAYPORT (2017, diciembre). “Market Dynamics Report. November 2017”. Recuperado el 26 de diciembre de 2017, de <https://www.trayport.com/uk/markets2/market-dynamics-report/November-2017>

Anexo IV: Listado de gráficos, tablas, imágenes, esquemas y figuras

Gráficos

Gráfico 1: Evolución de las reservas probadas de gas natural (1980 – 2016)	83
Gráfico 2: Evolución del consumo mundial de gas natural por regiones (1965 – 2016)	84
Gráfico 3: Cuota de las importaciones de GNL (%) por países (2016)	90
Gráfico 4: Cuota de las exportaciones de GNL (%) por países (2016)	91
Gráfico 5: Evolución a nivel mundial de los mecanismos de formación del precio del gas natural (2005 – 2016)	92
Gráfico 6: Distribución de los contratos a corto, medio y largo plazo en el mercado internacional de gas natural (2010 – 2016)	93
Gráfico 7: Evolución del consumo de gas natural en la Unión Europea (2008 – 2016)	98
Gráfico 8: Distribución del suministro de gas natural (GN, GNL) a la Unión Europea por país de origen (2015 – agosto 2017)	99
Gráfico 9: Nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos en Europa (2012 – 2017)	101
Gráfico 10: “Mix” de energía primaria en España y en la Unión Europea (2015 – 2016)	111
Gráfico 11: Distribución de la demanda de gas natural en España por sectores de uso (2016 – 2017)	112

Gráfico 12: Evolución de la demanda mensual de gas natural y tasa de crecimiento interanual (2016 – 2017)	113
Gráfico 13: Distribución del suministro de gas natural a España, desagregado por país de origen (2016 – 2017)	115
Gráfico 14: Suministro de GN y GNL al sistema gasista español (2005 – 2017)	116
Gráfico 15: Distribución del aprovisionamiento de GNL y GN al sistema gasista español, por punto de entrada (2015 – 2017)	117
Gráfico 16: Evolución del precio de las importaciones de gas natural y GNL en la frontera, del precio de MIBGAS y de otros precios de referencia (2016 – agosto 2017)	118
Gráfico 17: Valores promedio diario de la capacidad nominal, capacidad contratada y volumen de gas nominado en las infraestructuras de interconexión de España (2017)	119
Gráfico 18: Cuotas en las notificaciones de adquisición enviadas al GTS (octubre 2016)	123
Gráfico 19: Cuotas de venta en el mercado minorista de gas natural (2016)	124
Gráfico 20: Tasas de rotación en el mercado mayorista de gas en Europa (2015)	126
Gráfico 21: Evolución del número de operaciones (eje izqdo.) y del volumen OTC (TWh, eje dcho.) (notificado a ICIS España 2014 – 2016)	127
Gráfico 22: Evolución de los precios de productos OTC con entrega en el PVB (octubre 2015 – septiembre 2017).....	128
Gráfico 23: Nivel de salud de los mercados mayoristas de gas europeos (2016)	130
Gráfico 24: Evolución mensual del número de agentes dados de alta en MIBGAS y del número de agentes activos en el Mercado (2016 – 2017)	137

Gráfico 25: Evolución de la demanda total nacional de gas natural, del volumen de gas negociado en MIBGAS y porcentaje de dicha demanda cubierto por MIBGAS (2017)	139
Gráfico 26: Variación del volumen de gas negociado en MIBGAS y en la plataforma PEGAS (2016 – noviembre 2017)	141
Gráfico 27: Evolución del volumen mensual de gas negociado en MIBGAS desagregado por transacciones entre comercializadores, compra de gases regulados y acciones de balance (2016 – 2017)	143
Gráfico 28: Volumen total acumulado de gas negociado en MIBGAS desagregado por transacciones entre comercializadores, compra de gases regulados y acciones de balance (2016 – 2017)	144
Gráfico 29: Evolución del volumen mensual de gas negociado en MIBGAS desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (2016 – 2017)	145
Gráfico 30: Distribución, por tipo de negociación, del volumen total transaccionado en MIBGAS (2016 – 2017)	146
Gráfico 31: Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por productos (2016 – 2017).....	147
Gráfico 32: Distribución, por productos, del volumen total negociado en MIBGAS (2016 – 2017)	148
Gráfico 33: Número total de órdenes, desagregadas en ofertas de compra y de venta, registradas mensualmente en MIBGAS (2016 – 2017)	149
Gráfico 34: Número total de ofertas registradas, en MIBGAS desagregadas en compra y venta, por tipo de negociación (2016 – 2017)	150

Gráfico 35: Número total de ofertas registradas en MIBGAS, desagregadas en compra y venta, por tipo de negociación (2016 – 2017)	151
Gráfico 36: Número de transacciones realizadas mensualmente en MIBGAS (2016 – 2017)	152
Gráfico 37: Volumen de gas asociado a las transacciones realizadas durante un año en MIBGAS y número de estas desagregado por tipo de producto (2016 – 2017)	153
Gráfico 38: Evolución del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 (2016 – 2017)	170
Gráfico 39: Evolución de la volatilidad diaria anualizada del precio del producto Diario D+1 en MIBGAS (2016 – 2017)	175
Gráfico 40: Valores del <i>spread</i> diario correspondiente al producto MIBGAS Intradiario (2016 – 2017)	177
Gráfico 41: Valores del <i>spread</i> diario correspondiente al producto MIBGAS D+1 (2016 – 2017)	177
Gráfico 42: Valores del <i>spread</i> diario correspondiente al producto MIBGAS Mes Siguiente (octubre 2016 – diciembre 2017)	178
Gráfico 43: Evolución del precio del producto Mes Siguiente (con entrega en el PVB) en el mercado OTC y en MIBGAS (2017)	180
Gráfico 44: Evolución del precio promedio ponderado, por día de negociación, del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales <i>hubs</i> europeos (2017)	182
Gráfico 45: Evolución de la volatilidad de los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales <i>hubs</i> europeos (2017)	187

Gráfico 46: Evolución del flujo físico de importación VIP Pirineos y de los <i>spreads</i> MIBGAS – TRS y MIBGAS – TTF, para el producto Diario D+1 (marzo 2016 – diciembre 2017)	191
Gráfico 47: Precio de Referencia Diario MIBGAS D+1 y <i>spread</i> MIBGAS – TRS (2017)	192
Gráfico 48: Relación entre el nivel de utilización de la interconexión PEG Nord – TRS (en sentido Norte – Sur) y el <i>spread</i> TRS – PEG Nord, para el producto Diario D+1 (2017)	193
Gráfico 49: Evolución de los precios <i>spot</i> del gas natural y del GNL en los mercados internacionales y en MIBGAS (2017)	196
Gráfico 50: Correlación entre el precio del producto MIBGAS D+1 y las existencias de gas natural en los almacenamientos subterráneos, así como de GNL en tanques (2017)	207
Gráfico 51: Demanda total diaria de gas natural y nivel de existencias en los AA.SS. (2016 – 2017)	208
Gráfico 52: Correlación entre las extracciones diarias de los AA.SS. y precio MIBGAS D+1 (noviembre 2016 – marzo 2017)	210
Gráfico 53: Correlación entre el volumen de GNL regasificado y precio MIBGAS D+1 (2017)	211
Gráfico 54: Precio del producto Diario D+1 en MIBGAS y TRS, y precio del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental (febrero 2016 – diciembre 2017)	212
Gráfico 55: Correlación entre los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y TRS, así como entre MIBGAS D+1 y el precio <i>spot</i> del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental (2017)	213

Gráfico 56: Evolución mensual de la correlación entre los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y TRS, así como entre MIBGAS D+1 y el precio <i>spot</i> del GNL en la Cuenca Atlántica Oriental (2017)	214
Gráfico 57: Evolución del <i>spread</i> del producto Diario D+1 entre MIBGAS y TRS, así como de los flujos de importación en el VIP Pirineos (2017)	215
Gráfico 58: Correlación entre el nivel de almacenamiento en la red de transporte (RdT) y el precio MIBGAS D+1 (2017)	217
Gráfico 59: Precio MIBGAS D+1 y demanda total nacional (2017).....	218
Gráfico 60: Correlación mensual entre el precio MIBGAS D+1 y la demanda total nacional, la demanda convencional y la demanda del sector eléctrico (2017)	219
Gráfico 61: Correlación entre el índice HDD y la demanda convencional y entre dicho índice y el precio MIBGAS D+1 (2017)	221
Gráfico 62: Correlación entre el precio MIBGAS D+1 y demanda de gas para generación de electricidad (2017)	222
Gráfico 63: Precio MIBGAS D+1 y precio <i>spot</i> eléctrico (2017)	223

Tablas

Tabla 1: Indicadores de desarrollo de los <i>hubs</i> gasistas europeos (2016)	48
Tabla 2: Tipo de ofertas en el mercado continuo y sus características	59
Tabla 3: Volumen negociado en distintos <i>hubs</i> gasistas europeos (2016 – 2017)	106
Tabla 4: Indicadores básicos del sistema gasista español (2016 – 2017)	114
Tabla 5: Volumen mensual de transferencias de titularidad de gas natural en el PVB notificadas al GTS y volumen negociado en MIBGAS (2016 – agosto 2017)	140
Tabla 6: Volumen de gas negociado entre enero y noviembre en la plataforma PEGAS con entrega en distintos <i>hubs</i> y en la plataforma MIBGAS (2016 – 2017)	142
Tabla 7: Valores umbrales de las métricas definidas en el <i>Gas Target Model</i> relativas al atractivo de un mercado para los agentes que participan en el mismo	156
Tabla 8: Profundidad de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2017)	157
Tabla 9: Diferencia de precio (<i>spread</i>) entre las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2017)	158
Tabla 10: Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2017)	159
Tabla 11: Número de transacciones diarias correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2017)	160

Tabla 12: Valor del Índice Agregado de Liquidez correspondiente al producto Diario D+1 en MIBGAS, TRS, PEG Nord, TTF y NBP	162
Tabla 13: Valor del Índice Agregado de Liquidez correspondiente al producto Mes Siguiete en MIBGAS, TRS, PEG Nord, TTF y NBP	163
Tabla 14: Valor medio ponderado de cada producto negociado en MIBGAS (2016 – 2017)	169
Tabla 15: Representatividad de los factores determinantes de la demanda total de gas natural en España (2016 – noviembre 2017)	224

Imágenes

Imagen 1: Oferta de compra en la plataforma de <i>trading</i>	59
Imagen 2: Resultados diarios publicados en la web MIBGAS S.A.	60
Imagen 3: Representación gráfica de los resultados diarios (precios y volúmenes) publicados en la web MIBGAS S.A.	61

Esquemas

Esquema 1: Procedimiento de alta como agente en el Mercado Organizado	56
Esquema 2: Eje temporal de los tipos de negociación (subasta y mercado continuo)	57
Esquema 3: Gestión de las Garantías	64
Esquema 4: Procedimiento de alta como Usuario de Cuenta de Garantías	65

Figuras

Figura 1: Cronología de los hitos más destacables del proceso regulatorio referente a la construcción del mercado interior de la energía (en la UE) y de MIBGAS	36
Figura 2: Nivel de desarrollo de los mercados europeos (2016)	47
Figura 3: Funciones de MIBGAS S.A. como Operador de Mercado y como Gestor de Garantías	54
Figura 4: Formación del precio marginal de la subasta	57
Figura 5: Importe y distribución de los instrumentos y requerimientos de garantías (12/12/2017)	66
Figura 6: Marco normativo correspondiente a la creación de MIBGAS Derivatives S.A.	70
Figura 7: Flujos comerciales de GNL en la OCDE (2016)	89
Figura 8: Peajes de interconexión entre mercados de gas europeos	105
Figura 9: Infraestructuras del sistema gasista español	110
Figura 10: Aprovisionamientos en el sistema d gasista español, esagregados por tipo (gas natural y GNL) y por punto de interconexión, e importe de los peajes de interconexión por gasoducto (2016 – 2017)	121
Figura 11: <i>Spread bid-ask</i> , resiliencia de la liquidez y profundidad del mercado	134
Figura 12: Valores medios del <i>spread</i> correspondiente al producto diario D+1 entre mercados europeos adyacentes durante, al menos, el 80% de los días de mercado (2017)	194
Figura 13: Factores determinantes del balance “entradas – salidas” en la red de transporte de gas natural en el muy corto plazo	203

Figura 14: Determinación del precio marginal en el mercado gasista español	205
Figura 15: Principales <i>hubs</i> europeos y año de creación	227

