MIBGAS

INFORME ANUAL DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS 2016

Informe anual del Mercado Organizado de Gas 2016

MERCADO IBÉRICO DEL GAS

Informe anual del Mercado Organizado de Gas (2016)
Enero 2017

Edición: MIBGAS S.A.
Alfonso XI, 6. 28014 Madrid.
www.mibgas.es

Maquetación: Óbice Comunicación, S.L.
Imprime: Agencia Gráfica.
ISBN: 978-84-617-9491-1.
Depósito legal: C 6-2017.

© MIBGAS S.A. 2017. Todos los derechos reservados.

The Organised Spot Market for Natural Gas started functioning on 16 December 2015. Following its first full year of operation, MIBGAS are happy to present the ensuing results, described in this annual report.

This document offers a comprehensive overview of all the activities carried out in the first year of operation of the market, from both a statistical and an analytical perspective. With this report, MIBGAS, the market operator, would like to show the progress achieved in the implementation of an Organized Wholesale Gas Market in Spain, on its way towards the consolidation of a gas hub in line with those already functioning in other European countries and consistent with the European Gas Target Model and the long-awaited European Internal Energy Market.

Based on the treatment of a wide and heterogeneous information set, a diagnosis of the current situation is made in order to infer the degree of market maturity, confronting the results with those achieved by other markets and using correlation analysis to study several variables that serve as a reference to understand how the market has evolved since its go-live date. The data used in the statistical analysis are accessible on the MIBGAS website (www.mibgas.es).

This annual report intends to be a useful tool for all those who believe that the creation and development of an Organized Wholesale Gas Market in Spain is an opportunity to move forward and take steps aimed at achieving the European Internal Energy Market.

Madrid, 16 december 2016.

Antonio Erias Rey

President

Em 16 de Dezembro de 2015 o Mercado Organizado do Gás iniciou a sua atividade na Península Ibérica; após o seu primeiro ano de funcionamento, é nosso desejo dar a conhecer os resultados obtidos, através da divulgação do seu Relatório Anual.

Este documento fornece uma abordagem abrangente de todas as tarefas realizadas no primeiro ano de funcionamento do Mercado, tanto do ponto de vista estatístico como analítico. Com este relatório o operador de mercado, o MIBGAS, tem como objetivo dar conta e destacar os progressos alcançados na implementação de um Mercado Organizado do Gás na Península Ibérica no seu caminho para a consolidação de um Hub do gás idêntico àqueles que estão já a operar noutros países europeus, e em consonância com o European Gas *Target* Model e o desejado Mercado Interno Europeu de Energia.

Para tal, no intuito de inferir o grau de maturidade do Mercado, fez-se a análise da situação atual, partindo do tratamento de uma informação ampla e variada, contextualizando de seguida os resultados obtidos com os resultados de outros mercados da envolvente e efetuando uma análise de correlação para analisar diversas variáveis que sirvam como referência para compreender como evoluiu este mercado desde a sua criação. De notar que a informação estatística utilizada tem como fonte os dados pormenorizados que são disponibilizados a todos os utentes do sistema do gás, e que estão igualmente disponíveis na página Internet do MIBGAS (www.mibgas.es).

Este relatório espera deste modo poder ser uma ferramenta útil para todos aqueles que creem que a criação e implementação de um Mercado Organizado do Gás na Península Ibérica é uma oportunidade clara para fazer avançar propostas que nos permitam um dia alcançar o Mercado Interno Europeu de Energia.

Madrid, 16 de dezembro de 2016.

Antonio Erias Rey

Presidente

El Mercado Organizado de Gas en España comenzó su andadura el 16 de diciembre de 2015 por lo que, tras su primer año de funcionamiento, es nuestro empeño el ofrecer y dar cuenta de los resultados obtenidos, y que se encuentran recogidos en este Informe anual.

Este documento ofrece un planteamiento global de todas las tareas llevadas a cabo en el primer año de funcionamiento del Mercado, tanto desde una perspectiva, principalmente estadística, como analítica. Con este Informe, MIBGAS, el operador del Mercado, pretende poner de manifiesto y mostrar los avances realizados y conseguidos en la implantación en España de un Mercado Organizado de Gas en su camino hacia la consolidación de un *Hub* de gas como los que ya funcionan en otros países europeos, y en consonancia con el *European Gas Target Model* y el ansiado Mercado Europeo Interior de Energía.

Para ello, a partir del tratamiento de una información amplia y heterogénea, se realiza un diagnóstico de la situación actual para, de esta manera, poder inferir el grado de madurez del Mercado, contextualizando los resultados con otros mercados del entorno y recurriendo al análisis de correlación para analizar diversas variables que sirvan de referencia para comprender cómo ha evolucionado el Mercado desde su inicio. En cualquier caso, la información estadística que se incluye tiene como referente básico los datos pormenorizados que están accesibles a todos los usuarios del sistema gasista, y también están disponibles en la página web de MIBGAS (www.mibgas.es).

Este Informe quiere ser una herramienta útil al servicio de todos aquellos que consideren que la creación y puesta en marcha de un Mercado Organizado de Gas en España, es una clara oportunidad para avanzar en propuestas que nos encaminen hacia la consecución del Mercado Europeo Interior de Energía.

En Madrid, a 16 de diciembre de 2016.

Antonio Erias Rey

Presidente

Índice

RESUMEN 7

1. INTRODUCCIÓN 9

2. JUSTIFICACIÓN Y MARCO JURÍDICO 13

3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS 19

- **3.1.** Participantes en el Mercado 19
- **3.2.** Sesiones y tipos de negociación 20
- **3.3.** Operativa del Mercado 21
- **3.4.** Productos listados 22
- **3.5.** Publicación de información 22
- **3.6.** Colaboración con organismos supervisores 24

4. CONTEXTO INTERNACIONAL 25

- **4.1.** Unión Europea 28

5. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA 31

6. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA 37

- **6.1.** Análisis de Fundamentales 37
- **6.2.** Funcionamiento del Mercado Organizado de Gas natural: Amplitud. Volúmenes negociados 45
- **6.3.** Funcionamiento del Mercado Organizado de Gas natural: Profundidad. Órdenes y transacciones realizadas 50
- **6.4.** Funcionamiento del Mercado Organizado de Gas natural: Precios 60
- **6.5.** Grado de madurez de MIBGAS 67

7. INFLUENCIA DE LAS MEDIDAS REGULATORIAS IMPLEMENTADAS PARA EL FOMENTO DE LA LIQUIDEZ **69**

7.1. Antecedentes **69**

7.2. Evolución del volumen negociado **70**

7.3. Evolución del precio **74**

8. INFLUENCIA DE LA ENTRADA EN VIGOR DE LA CIRCULAR 2/2015, DE 22 DE JULIO, DE LA CNMC (CIRCULAR DE BALANCE) **77**

8.1. Antecedentes **77**

8.2. Evolución del volumen negociado y de la concentración de las transacciones **80**

8.3. Evolución del precio **85**

9. REPRESENTATIVIDAD DE LA SEÑAL DE PRECIOS **87**

ANEXO. MAPA DE LOS MERCADOS EUROPEOS DE GAS, INDICANDO SU FECHA DE CREACIÓN **100**

LISTADO DE IMÁGENES, ESQUEMAS, FIGURAS, GRÁFICOS Y TABLAS **101**

Summary

Following the approval of Law 8/2015 of 21 May 2015, whereby an organised wholesale gas market is created in Spain, operated by MIBGAS S.A. under concession, on 16 December 2015 trading of natural gas on the MIBGAS platform began, putting an end to a long period during which the wholesale traded gas market for natural gas was exclusively based on bilateral transactions between market participants (over the counter, OTC).

The creation of the organised wholesale gas market by law, along with the publication of Royal Decree 984/2015 of 30 October 2015, which regulates the third-party access regime to the natural gas system network, paved the way for, on one hand, setting up a transparent price signal capable of reflecting the short-term balance between supply and demand in the gas market, and, on the other hand, reducing the barriers to entry into the wholesale gas market.

It can be argued that the creation of an organised wholesale gas market was an essential step in order to achieve the goal that that the Spanish wholesale gas market be more transparent and objective while, at the same time, aligned with the rest of the European gas markets, thus contributing to the consolidation of an Internal Gas Market in the European Union (EU).

Since the the go-live date (16 December 2015), the evolution of the MIBGAS market shows quite encouraging signs that allow us to be cautiously optimistic. Hence, while in December 2015 only 3.3 GWh were traded on the platform, one year later the 12-month cumulative volume of energy traded reached 6,077 GWh, with a compound monthly growth rate (CMGR) of 31.24% between January (first complete month of operations) and November 2016. This growth is mainly due to the positive effect of the initiatives deployed in order to promote liquidity in the market, which have resulted in more confidence by the market participants (agents) in MIBGAS.

That confidence is reflected in the evolution of the market performance metrics specified by ACER in the European Gas Target Model (GTM), intended to assess the extent to which a market satisfies the needs and expectations of the agents participating in it.

As was mentioned above, the total volume of energy traded in MIBGAS amounted to 6,077 GWh in the period between 16 December 2015 and 15 December 2016, equivalent to 1.9% of the total national natural gas demand in Spain over the same period. This level of traded volume can be compared or even surpasses the values registered by other organized spot gas markets in Europe during their first year of activity.

In achieving that outcome, apart from the regulatory measures that have promoted liquidity on the MIBGAS market, has been instrumental the fact that the number of agents participating in the MIBGAS market has increased by 8.58% each month (CMGR), reaching 40 by the end of November 2016 (last complete month studied in the report), and registering an average monthly market activity rate of 81.48%.

However, in order to strengthen its activity leveles and continue along the path to matureness, MIBGAS still has work to do, with a focus on increasing liquidity on its platform, which implies its order book volume should continue to grow systematically.

In order to understand the behaviour of equilibrium prices in MIBGAS is concerned, it must be taken into account that mainly due to the total dependency of gas imports in Spain (domestic production is only capable of supplying 0.25% of total national demand) and to the structure of gas supply in the country (LNG, and NG from Algeria through the Tarifa and Almería connections), most of that supply is based upon long--term contracts indexed to oil that expose the Spanish wholesale market to oil price fluctuations, conditioning, therefore, the reaction of natural gas prices to the changes in the fundamentals of that specific market[1].

A comparison of MIBGAS prices with prices in the rest of the European hubs shows that after a first quarter of the year with a premium in favour of Spanish prices around 3 €/MWh, prices of the spot contracts converged during the second quarter. From July onwards, however, while most of the European markets showed a clear downward trend, prices at MIBGAS and equivalent prices in the TRS balancing zone exhibited an opposite trend, reaching price differentials with the TTF (the Dutch hub, which is considered, along with the British NBP, the natural gas hubs of reference in Europe) above 5 €/MWh in September 2016.

On the other hand, from the beginning of September to the end of November 2016, prices at the European hubs have followed a clear upward trend. This trend was replicated by the prices at MIBGAS, although these have continued to show an average premium of 3 €/MWh in October and 3.6 €/MWh in November with respect to TTF prices. During the first weeks of December, the price of the spot contract at MIBGAS decoupled from the rest of the European markets and, although it has replicated some of the changes in European prices, the fact is that price spreads with Northern European gas prices registered a premium above 8 €/MWh on 15 December 2016.

Regarding price volatility, although MIBGAS has shown relatively low price volatility in comparison with its European partners, with annualised levels below 40% for most of the year, in October 2016 the fluctuations of the spot contract increased, leading to price volatilities higher than 100%. However, during the last two months of the year price volatility began to decrease, hitting a value of about 75% (for the gas product MIBGAS Day Ahead as well as MIBGAS Within Day) on 15 December 2016.

It is expected that the positive effects of the liquidity-enhancing measures implemented in 2016 by the Spanish Government – namely, acquisition of operating gas, heel gas and cushion gas by the TSO and infrastructure operators – and by the energy regulator – Circular 2/2015 of 22 July 2016 setting up a daily balancing system in line with the network code on balancing –, will have continuity in 2017. Likewise, the effective incorporation of market makers into the MIBGAS market, foreseen in 2017, must contribute to an increase in market liquidity as well, at the same time intensifying the interest that companies operating in the Spanish gas system may have for trading in MIBGAS.

1 *The relevance of this dependency is directly linked to the delivery horizon of the products. In the short-term, for instance, the influence of oil prices on natural gas prices in Spain is probably lower than in the case of the products along the curve.*

Resumo

Após a publicação da *Ley* 8/2015 de 21 de maio, pela qual foi criado em Espanha um Mercado Grossista Organizado do Gás e designado o MIBGAS, S.A. como seu Operador, as operações de compra e venda do gás começaram a ser efetuadas na Plataforma MIBGAS em 16 de dezembro de 2015, pondo fim a uma etapa em que o Mercado Grossista de gás natural em Espanha se caraterizava exclusivamente por transações bilaterais entre comerciantes (*Over-the-Counter*).

A criação do Mercado Organizado do Gás. em conjunto com a publicação do *Real Decreto* 984/2015 de 30 de outubro, que regulamentou o acesso de terceiros às instalações do sistema do gás natural, veio permitir, por um lado, a formação de um indicador de preços transparente, o qual reflete a verdadeira situação da oferta e da procura no Mercado e, por outro, diminuiu as barreiras à entrada no Mercado Grossista.

Pode-se por isso afirmar que a criação de um Mercado Organizado era um passo imprescindível para para conseguir que o Mercado Grossista do gás ganhasse em Espanha maior transparência e objetividade permitindo, por sua vez, o seu alinhamento com os restantes mercados europeus, contribuindo assim para a consolidação de um Mercado Interno do Gás na União Europeia (UE).

Desde o início da sua atividade (16/12/2015), a evolução do Mercado apresenta sinais muito favoráveis que convidam ao otimismo. Enquanto que, por exemplo, em dezembro de 2015 apenas foram negociados 3,3 Gwh, um ano depois foram alcançados 6.077 Gwh, com uma taxa de crescimento mensal composta (CMGR) entre janeiro (primeiro mês completo de negociação) e novembro de 31,24%; este crescimento é sobretudo devido ao impacto que as iniciativas de fomento da liquidez que foram implementadas tiveram sobre o Mercado e que apontam para uma maior confiança dos Agentes no MIBGAS.

Esta confiança reflete-se igualmente na evolução apresentada pelo MIBGAS nos indicadores definidos pelo *European Gas Target Model* (GTM) para verificar até que ponto um mercado satisfaz as necessidades e expetativas dos que nele participam.

Como foi dito, foram transacionados no total 6.077GWh, representando cerca de 1.9% da procura total nacional registada entre 16/12/2015 e 15/12/2016; um valor que está em linha com, e é em alguns casos melhor que, os resultados apresentados por outros mercados *spot* organizados no seu primeiro ano de atividade. Para este bom resultado contribuíram não apenas as medidas reguladoras que potenciaram a liquidez do MIBGAS, mas tem também muito a ver com o facto de o número de Agentes inscritos no Mercado ter crescido a um ritmo mensal de 8,58% (CMGR) até alcançar os 40 no final de novembro (último mês completo analisado), com um nível médio mensal de atividade de 81,48%.

O MIBGAS procurará, contudo, continuar a incrementar o seu grau de liquidez, no intuito de reforçar a sua maturidade; para tal, o objetivo será, fundamentalmente, o de continuar a incrementar o volume de gás negociado, bem como a disponibilidade de profundidade nas ofertas.

Relativamente aos preços verificados no MIBGAS, convém ter em atenção que, na sua maioria, devido à total dependência das importações de gás (uma vez que a produção doméstica cobre apenas, em média, 0,25% da procura total nacional) e à estrutura do fornecimento do gás natural em Espanha (abastecida através de GNL e de GN proveniente da Argélia, via Tarifa e Almería) predominam os contratos a longo prazo com preços indexados ao preço do petróleo, o que expõe o Mercado Grossista espanhol a uma maior dependência das flutuações de preço do *crude*, condicionando a reação do preço do gás aos Fundamentais característicos destes mercados.[1]

Comparando o preço do MIBGAS com o dos restantes *hubs* europeus verifica-se que após um primeiro trimestre com um *Premium* de cerca de 3€/Mwh, os preços dos contratos *spot* convergiram durante o segundo trimestre. Contudo, a partir de julho, enquanto que a maioria dos mercados europeus apresentava uma tendência em baixa, o MIBGAS e o TRS (Mercado que negoceia o preço do gás no sul de França) comportavam-se conjuntamente de modo oposto, chegando em setembro a apresentar diferenças de preço relativamente ao TTF (Mercado holandês considerado, em conjunto com o britânico, *hubs* de referência na Europa) de mais de 5€/MWh.

A partir do início de setembro e até final de novembro, os *hubs* europeus apresentaram uma tendência em alta bem definida. Esta tendência foi também seguida pelo preços do MIBGAS, mas em menor grau, pelo que o *Premium* foi em outubro, em média, de cerca de 3€/MWh e em novembro de 3,6€/MWh. Nas primeiras semanas de dezembro, os preços dos contratos *spot* no MIBGAS dissociaram-se dos preços dos restantes *hubs* europeus pelo que, apesar de este ter reproduzido alguns dos movimentos do preço, a ordem de magnitude do *spread* incrementou substancialmente até chegar a registar, em 15/12/2016, um *Premium* superior aos 8€/MWh.

Relativamente à volatilidade, embora o MIBGAS se viesse caraterizando por uma baixa volatilidade (anualizada) em comparação com os seus pares europeus, situando-se em valores inferiores aos 40% na maior parte do ano, a oscilação do preço do contrato *spot* aumentou em outubro, chegando a registar-se volatilidades superiores aos 100%. Contudo, durante os dois últimos meses do ano essa volatilidade diminuiu até se registar um valor de cerca de 75% (tanto para o MIBGAS D+1 como para o MIBGAS Intradiário) em 15/12/2016.

Espera-se que o efeito positivo das medidas de liquidez implementadas em 2016 quer pelo Governo (aquisição do gás operacional ou de compensação de rede (*operational gas*), do gás de enchimento (*line-packing filling gas*) e do gás-colchão (*cushion-gas*)) quer pelo Regulador (Circular 2/2015, de 25 de julho – Circular do Balanceamento) tenha continuidade em 2017. Do mesmo modo, a nomeação de Criadores de Mercado (*Market Makers*) no MIBGAS irá contribuir para incrementar a liquidez do Mercado a partir de 2017. E continuar assim a aumentar o interesse potencial que tem, para os intervenientes no sistema de gás espanhol, operar no MIBGAS.

1. *A relevância da dependência mencionada está ligada ao horizonte temporal dos produtos de gás considerados. Assim, no muito curto prazo, por exemplo, a influência do preço do petróleo sobre o preço do gás natural em Espanha é provavelmente menor do que para o caso dos produtos da curva.*

Resumen

Tras la publicación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, mediante la que se constituye un Mercado Mayorista Organizado de Gas en España designando a MIBGAS S.A. como el Operador del mismo, comienzan el 16 de diciembre de 2015 las operaciones de transferencia de titularidad del gas en la Plataforma MIBGAS, poniendo fin a una etapa en la que el Mercado Mayorista de gas natural en España se regía, exclusivamente, por transacciones bilaterales entre comercializadores (*Over-the-Counter*).

La creación por ley del Mercado Organizado de Gas, junto con la publicación del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, posibilita, por un lado, la formación de una señal de precios transparente que refleje el estado real de la oferta y la demanda del Mercado; y, por otro lado, disminuye las barreras de entrada al Mercado Mayorista.

Puede afirmarse, por lo tanto, que la creación de un Mercado Organizado era un paso imprescindible para lograr que el Mercado Mayorista de gas en España adquiriese mayor transparencia y objetividad alineándose, a su vez, con los demás mercados europeos y contribuyendo a la consolidación de un Mercado Interior de Gas en la Unión Europea (UE).

Desde el inicio de su actividad (16/12/2015), la evolución del Mercado muestra signos muy favorables que invitan al optimismo. Así, mientras que en diciembre de 2015 la negociación se redujo a 3,3 GWh, un año después se alcanzaban los 6.077 GWh con una Tasa de crecimiento mensual compuesta (CMGR), entre enero (primer mes completo de negociación) y noviembre, del 31,24%; este crecimiento es debido, sobre todo, al efecto que sobre el Mercado han tenido las iniciativas de fomento de la liquidez desplegadas y que apuntan hacia una mayor confianza de los Agentes en MIBGAS.

Esta confianza queda reflejada en la evolución que muestran, en MIBGAS, las métricas que define el *Europan Gas Target Model (GTM)* para verificar hasta qué punto un mercado satisface las necesidades y expectativas de sus participantes.

Como y se ha comentado, en total se han transaccionado 6.077 GWh, equivalentes al 1,9% de la demanda total nacional registrada entre el 16/12/2015 y el 15/12/2016; un dato que se asemeja o incluso mejora el resultado de otros mercados organizados *spot* en su primer año de actividad. En ello, además de las medidas regulatorias que han potenciado la liquidez de MIBGAS, tiene mucho que ver el hecho de que el número de Agentes dados de alta en este Mercado haya crecido a un ritmo mensual del 8,58% (CMGR) hasta alcanzar los 40, al cierre de noviembre (último mes completo estudiado), con un nivel promedio mensual de actividad del 81,48%.

No obstante, con el fin de reforzar su grado de madurez, MIBGAS ha de continuar incrementando su liquidez; y para ello deberá, fundamentalmente, seguir aumentando de forma sistemática el volumen de gas negociado así como la disponibilidad de profundidad en las ofertas.

Con relación a los precios reflejados por MIBGAS ha de tenerse en cuenta que mayoritariamente, debido a la total dependencia de las importaciones de gas (con tan sólo una producción doméstica capaz de cubrir, por término medio, el 0,25% de la demanda total nacional) y a la estructura del suministro de gas natural en España (aprovisionamiento mediante GNL y GN originario de Argelia a través de Tarifa y Almería), predominan los contratos a largo plazo indexados al petróleo, lo que expone al Mercado Mayorista español a una mayor dependencia de las fluctuaciones del precio del crudo, condicionando la reacción del precio del gas a los Fundamentales característicos de estos mercados[1].

Comparando el precio de MIBGAS con el resto de *hubs* europeos se encuentra que tras un primer trimestre con un Premium en el entorno de los 3 €/MWh, los precios de los contratos *spot* convergen durante el segundo trimestre. A *sensu contrario*, a partir de julio, mientras que la mayoría de mercados europeos tuvieron una marcada tendencia bajista, MIBGAS y el TRS (Mercado que negocia el precio del gas en el sur de Francia) se comportaron conjuntamente de forma opuesta, llegando en septiembre a marcar diferencias de precio con el TTF (Mercado holandés considerado, junto con el NBP británico, los *hubs* de referencia en Europa) de más de 5 €/MWh.

Por otro lado, desde comienzos de septiembre hasta finales de noviembre, los precios de los *hubs* europeos han marcado una tendencia alcista definida. Esta tendencia ha sido replicada por el precio de MIBGAS, aunque ha mantenido un Premium en torno a los 3 €/MWh de media durante octubre y 3,6 €/MWh en noviembre. En las primeras semanas de diciembre, el precio del contrato *spot* en MIBGAS ha sufrido un desacople con el resto de los mercados europeos que, a pesar de haber replicado algunos movimientos del precio, ha dado lugar a que el orden de magnitud del *spread* se haya visto incrementado considerablemente hasta llegar a registrar, el 15/12/2016, un Premium superior a los 8 €/MWh.

Respecto a la volatilidad, si bien MIBGAS venía caracterizándose por una baja volatilidad (anualizada), en comparación con sus pares europeos, situándose en valores inferiores al 40% la gran parte del año, en octubre se incrementa la oscilación del precio de su contrato *spot* llegando a reflejar volatilidades superiores al 100%. Sin embargo, durante los dos últimos meses del año dicha volatilidad disminuye hasta registrar, el 15/12/2016, un valor en torno al 75% (tanto para el MIBGAS D+1 como para el MIBGAS Intradiario).

Es de esperar que el efecto positivo de las medidas de liquidez implementadas (tanto por el Gobierno: adquisición del gas de operación, gas talón y gas colchón; como por el Regulador: Circular 2/2015, de 22 de julio -Circular de Balance-) durante 2016 tenga su continuidad en 2017. Así mismo, la incorporación efectiva (a MIBGAS) de la figura de los Creadores de Mercado (*Market Makers*), a partir del año 2017, ha de contribuir a incrementar la liquidez del Mercado. Y, de esta manera, seguir intensificando el interés potencial que tiene, para los intervinientes en el sistema gasista español, operar en MIBGAS.

1. *La relevancia de la citada dependencia está ligada al horizonte temporal de los productos de gas considerados. Así, en el muy corto plazo, por ejemplo, la influencia del precio del petróleo sobre el precio del gas natural en España es probablemente menor que para el caso de los productos de la curva.*

1. Introducción

La alta dependencia de las importaciones de gas (con una producción doméstica que apenas cubre, por término medio, el 0,25% del total de la demanda nacional), así como la diversidad de fuentes de suministro (reforzada por la apuesta española por el gas natural licuado –GNL–), ha dado lugar a un Mercado Secundario OTC (*Over-the-Counter*) puramente bilateral, no organizado y sustancialmente opaco, en el que los volúmenes negociados distan todavía mucho de estar al nivel de los mercados correspondientes europeos más líquidos (TTF holandés y NBP británico)[2].

En consecuencia, la falta de liquidez y de transparencia, unida a la elevada concentración que muestra el Mercado Secundario de gas en nuestro país son, por sí solos, factores determinantes para justificar la necesidad de construir un Mercado Mayorista Organizado de gas natural en España. Su creación, al dotar de mayor transparencia y objetividad al Mercado –como así ha podido constatarse en aquellos países que iniciaron este proceso mucho antes–, proporcionará una señal de precios[3] sólida y transparente (que refleje las tensiones entra las fuerzas de oferta y demanda), fomentará la liquidez del Mercado Secundario en su conjunto, favorecerá la incorporación de Agentes al Mercado, incrementando la competencia en el sector y, subsecuentemente, la competitividad de la economía. Así lo explicita el preámbulo de la Ley 8/2015[4], de 21 de mayo, por la que se crea el Mercado Organizado de Gas español (MIBGAS).

Desde que MIBGAS inició discretamente sus operaciones el 16 de diciembre de 2015 (con 16 Agentes dados de alta y un volumen de gas transaccionado a lo largo de ese diciembre de 3.300 MWh), hasta el 15 de diciembre de 2016 (con 44 Agentes dados

---

2. *Según el Informe de supervisión del mercado de gas natural en España (IS/DE/007/16) de la CNMC, en 2015, el volumen de las operaciones registradas en el Mercado OTC español alcanzó los 444,4 TWh; es decir, un volumen de gas negociado equivalente a 1,4 veces la demanda nacional de ese año. Por su parte, el Mercado OTC holandés alcanzaba, en 2014, un ratio de 30 (respecto a la demanda del país), mientras que el OTC británico situaba dicho ratio en 13.*

3. *En España, hasta el inicio de las operaciones en MIBGAS (16/12/2015), la única señal de precios en el Mercado Secundario había que buscarla en las subastas reguladas (relativas a la adquisición de gas de operación, de gas talón y gas colchón) y en las correspondientes a la fijación de la Tarifa de Último Recurso (TUR). Complementariamente, se cuenta con la información que al respecto puede inferirse de los precios declarados en Aduanas, por las importaciones de gas natural (GN y GNL). No obstante, desde 2012, algunas Agencias Proveedoras de Servicios de Información (entre otras, ICIS y Platts) publican referencias diarias de precios (por ejemplo, del producto Mes Siguiente) intercambiados en el espacio OTC.*

4. *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. Mediante esta Ley se constituye un Mercado Mayorista Organizado de Gas (Artículo 65 bis) y se designa al operador de dicho Mercado (Artículo 65 ter). El citado Artículo 65 bis, resulta de especial es particularmente relevante ya que, por un lado, define el carácter virtual del Mercado Organizado y, por otro lado, define su carácter spot y prompt (alcanzando hasta el producto Mes Siguiente). También resulta de interés, para el desarrollo del Mercado Organizado, la Disposición adicional trigésimo cuarta de la Ley por la que se autoriza al Gobierno y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a adoptar las disposiciones oportunas tendentes a garantizar la liquidez de este Mercado de gas.*

de alta y un volumen de gas de 6.076.972 MWh negociados, tan sólo en dicho mes) ha transcurrido un año de actividad marcada, sobre todo, por la influencia que han tenido sobre la liquidez del Mercado las medidas regulatorias y normativas desplegadas por el Gobierno y por el Regulador.

En consecuencia, teniendo en cuenta además los objetivos estratégicos que pretenden alcanzarse con la creación de MIBGAS, resulta conveniente elaborar un informe anual con la información necesaria, sobre la actividad del Mercado Organizado de Gas en España, que permita evaluar hasta qué punto dicho Mercado evoluciona hacia la consecución de los mencionados objetivos.

De esta manera, el documento que ahora se presenta constituye la primera edición del Informe anual del Mercado Organizado de Gas natural y abarca, como ya se ha comentado, el periodo de tiempo comprendido entre el 16 de diciembre de 2015 y el 31 de octubre de 2016.

En su contenido, además de exponer los datos de forma estructurada, se realizan los análisis pertinentes que ayuden a entender y a justificar la evolución de MIBGAS en ese periodo de tiempo.

Para ello, en primer lugar (Apartado 2), se incide sobre las razones que han justificado la creación del Mercado Organizado de Gas en España y se especifican los hitos de carácter regulatorio que han marcado la ruta hacia la creación de este Mercado.

En segundo lugar (Apartado 3), se exponen las características más relevantes del funcionamiento del Mercado. En este sentido, se enuncian los aspectos críticos relativos a las sesiones y tipos de negociación, la operativa del Mercado así como lo referente a la publicación de la información y finalmente, se detallan los productos listados en este Mercado.

A continuación (Apartado 4), se expone el marco internacional en el que se desenvuelve el Mercado de gas natural con el fin de, por un lado, identificar la composición de su oferta y demanda, así como los riesgos subsecuentes y, por otro lado, evaluar su relevancia como materia prima. Este análisis se completa con una exposición descriptiva de las peculiaridades de los mercados de gas en la Unión Europea con el fin de contextualizar el Mercado español.

Seguidamente (Apartado 5) se revisan las claves del sistema gasista español con el fin facilitar, más adelante, la comprensión de los movimientos que, en relación a la amplitud, profundidad y precios ha registrado MIBGAS, durante estos diez meses y medio de actividad.

Por su parte, el Apartado 6 del informe se ha dedicado al estudio del funcionamiento del Mercado, a través de:

- *Un análisis de Fundamentales*, realizado sobre la base de tres variables identificadas como factores determinantes en la respuesta del precio frente a estímulos (directa o indirectamente relacionados con los mencionados factores) del Merca-

do: las salidas del sistema, consecuencia directa de la variación de la demanda; el nivel de uso de las interconexiones; y el nivel de existencias comerciales. Por último, este análisis se completa con una reflexión sobre la barrera que han levantado las tarifas actuales de los peajes de interconexión entre Francia y España que, puede afirmarse, resta competitividad a MIBGAS.

- *Un análisis sobre la amplitud del Mercado*, utilizando como variable el volumen de gas transaccionado, desagregados por tipo de negociación (subasta y mercado continuo) y por producto.
- *Un análisis de profundidad del Mercado*, para poder inferir hasta qué punto los Agentes están dispuestos a operar en MIBGAS. Para ello, se analiza tanto la evolución que muestra el número de órdenes procesadas en el Mercado y el volumen de compra y venta registrados en el libro de ofertas, como el de transacciones realizadas, toda vez que se trata de métricas definidas por el *European Gas Target Model (GTM)*[5] para determinar el nivel de atractivo de un Mercado Secundario de gas natural.
- *Un análisis de precios*, contextualizando la evolución de los precios de referencia registrados en MIBGAS con los correspondientes de otras *commodities* de referencia (petróleo y gas natural licuado o GNL), y con los movimientos que han reflejado los precios *spot* de los principales *hubs* europeos. Para refrendar las conclusiones, este análisis se apoya en dos estudios de correlación, entre el producto Diario D+1 de MIBGAS y sus pares europeos (PEGnord, TRS, PSV, NBP y TTF): *correlación de precios y correlación de volatilidades*.
- Por último, utilizando las cuatro métricas que al respecto define el ya mencionado GTM, se analiza el *grado de madurez* de MIBGAS.

El informe dedica dos apartados específicos (apartados 7 y 8) a estudiar, más en detalle, la influencia que sobre la actividad de MIBGAS han tenido, por un lado, las medidas regulatorias adoptadas por el Gobierno para fomentar la liquidez del Mercado (Apartado 7); y, por otro lado (Apartado 8), la entrada en vigor –el 1 de octubre de 2016– de la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Circular de Balance).

Finalmente, en el Apartado 9 se analiza, teniendo en cuenta la información anterior así como la respuesta del Mercado Organizado de Gas español frente a determinados Fundamentales (por ejemplo, el marginal del *pool* eléctrico), hasta qué punto MIBGAS está reflejando el precio *spot* del Mercado Mayorista de gas en España.

En general, el Mercado Mayorista organizado de gas natural en España, a pesar de su juventud, está dando muestras de un alto grado de coherencia (con una cartera de productos *spot* y *prompt*, suficientemente atractiva) y de consistencia alcanzando

5. *ACER (2015). European Gas Target Model. Review and update. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). January, 2015.*

cotas de liquidez (con crecimientos en volumen, en el número de Agentes y en su nivel de actividad, así como en la profundidad del Mercado) semejantes, e incluso mejores (en algunos casos), a las conseguidas por los *hubs* europeos en sus primeros años de funcionamiento; y, proporcionando una señal de precios transparente a todos los actores de un sistema que, hasta la creación y puesta en marcha de MIBGAS, se había caracterizado por su opacidad y subjetividad.

En todo caso, a medida que aumente el volumen de datos disponible, el contenido de este informe se irá refinando sistemáticamente con nuevas variables y métricas que permitan determinar, con el máximo grado de fiabilidad posible, si la evolución de MIBGAS está acortando gradualmente el camino que le separa de alcanzar el nivel de madurez necesario para dar cumplimiento debido a los objetivos estratégicos que justificaron su creación.

2. Justificación y marco jurídico

Para poder 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 Secundario gasista español se ha sumado con cierto retraso, y que se han explicitado mediante la publicación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo (ver nota 4), en cuyo Artículo 65.bis se crea el Mercado Organizado de Gas.

El origen de las mencionadas transformaciones –que como es sabido, se refieren a 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 entre 1998 y 2009 (es decir, en los conocidos tres paquetes legislativos sobre energía)– obedece a la necesidad de responder a los riesgos que de manera permanente planean, aunque con diferente impacto, sobre los mercados de gas en la Unión Europea y que pueden resumirse en: *una situación de desequilibrio entre una oferta basada en importaciones (dado que la producción doméstica tan sólo es capaz de cubrir el 27% de la demanda) y una demanda sujeta a la necesidad de garantizar el suministro (con Rusia como proveedor preferente: con un 30% de cuota de mercado, en 2015)*.

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. Unos 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 movido exclusivamente por las fuerzas de la oferta y de la demanda.

La consecuencia directa de esta estrategia, más allá de contribuir a la consolidación efectiva de la liberalización del sector, ha sido la aparición 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 pataformas de brokers, 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 (el Mercado Mayorista) compuesta de: un mercado no organizado (OTC) y de otro organizado (*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 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 contribuyendo, de esta manera, a la creación del Mercado Interior de la Energía.

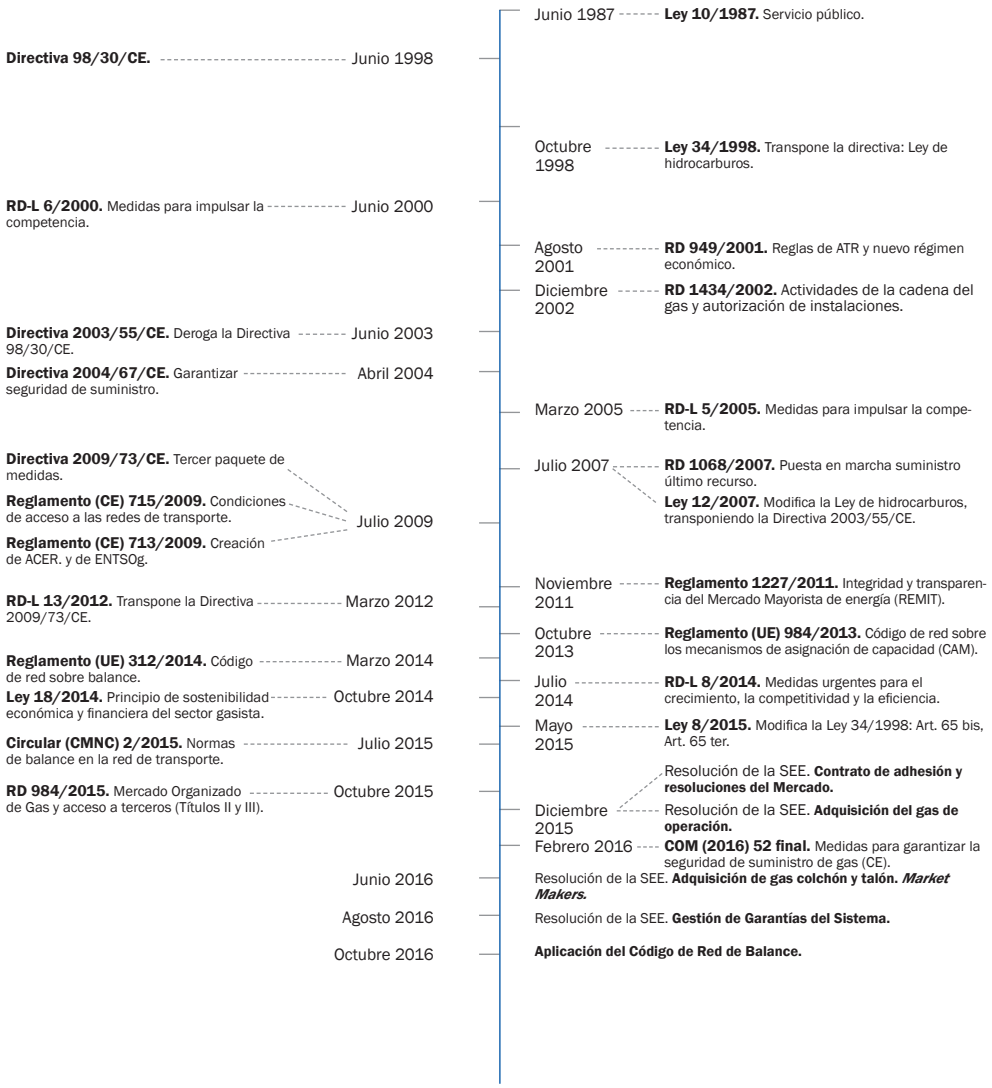
En relación con este último atributo, relativo a la integración de los mercados de gas que operen bajo este modelo, una de sus principales ventajas derivadas es la convergencia en los precios de suministro del gas como consecuencia directa del arbitraje entre *hubs* líquidos; una convergencia que explicitará 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.

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 desarrolle toda una panoplia de elementos legislativos, así como herramientas de carácter regulatorio y normativo.

Con el fin de ilustrar todo este desarrollo legislativo, en la Figura 1 se destacan los hitos que han marcado la ruta hacia la creación de este Mercado y que constituyen el actual entorno regulatorio en España.

Figura 1: Cronología de los hitos más destacables del proceso legislativo, regulatorio y normativo referente a la construcción del Mercado Interior de la Energía (en la UE) y de MIBGAS.



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Limitándonos al entorno regulatorio más reciente es necesario referirse, por su alto valor estratégico, a la Ley 8/2015, de 21 de mayo, a través de la cual se avanza definitivamente en la reforma iniciada con el RD-Ley 8/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

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, 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 distribución*[6]*, mediante la contratación a corto plazo con* ***entrega física de gas***[7]*. La contratación a corto plazo incluirá al menos,* ***productos con un horizonte de entrega hasta el último día del Mes Siguiente****".*

Este artículo es de singular importancia para la construcción de un *Hub* de gas en España ya que, por un lado, define el carácter virtual del Mercado Organizado (lo que contribuye a estimular su liquidez) y, por otro lado, confirma su carácter *spot* y *prompt* (ya que alcanza hasta el producto Mes Siguiente), lo que ofrece a los posibles intervinientes una gran flexibilidad no solo para llevar a cabo sus acciones de balance diario, sino también para poder gestionar su cartera de gas en el corto plazo, encontrando en MIBGAS una fuente de suministro alternativa.

Dada la trascendencia que tiene para la consolidación de un *Hub* de gas el hecho de que el Mercado Mayorista Organizado que lo integra alcance un grado de liquidez elevado, la Ley 8/2015, en su Disposición adicional trigésimo cuarta. Liquidez del mercado de gas, señala que: *"el Gobierno y el Ministro de Industria, Energía y Turismo adoptarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones oportunas tendentes a garantizar la liquidez del mercado de gas".*

En relación con esta disposición, el Gobierno (a través de la Secretaría de Estado de Energía) ha desarrollado una serie de resoluciones cuyo impacto positivo en la liquidez de este Mercado ya puede apreciarse:

- Con fecha 23 de diciembre de 2015, se publica la Resolución por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación en MIBGAS.

6. *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".*

7. *Por entrega física se entiende toda transacción que se realiza mediante un 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.*

- Y con fecha 11 de junio de 2016, se publica la Resolución por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas colchón y gas talón en el Mercado Organizado y se incorpora, en Otras disposiciones, la figura de los Agentes Creadores de Mercado (*Market Makers*).

El otro hito destacable, dentro del marco regulatorio actual, lo constituye 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. Así mismo, 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.

Finalmente, para terminar esta revisión del actual entorno regulatorio del Mercado Organizado de Gas en España, resulta de especial interés (nuevamente, por su potencial como medida de fomento de la liquidez de este Mercado) la 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) Nº 312/2014 de la Comisión), cuya entrada en vigor se fijó el 1 de octubre de 2016.

Puede afirmarse, en consecuencia, que "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**[8]".

8. *Transcripción literal del texto incluido en el Informe de Supervisión GTS. Cuarto Trimestre 2015 (página 14), elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).*

3. Funcionamiento del Mercado Organizado de Gas

En el Mercado Organizado de Gas se realizan las transacciones de compra y venta (intercambios en la titularidad de la propiedad) de esta materia prima, con entrega física en el Punto Virtual de Balance; 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.

Por otra parte, y conforme a la Circular 2/2015, de 22 de julio, 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, el Gestor de la Red de Transporte (Enagás GTS) participa en el Mercado Organizado de Gas para comprar o vender el gas necesario que le permita realizar sus acciones de balance, así como asegurar la viabilidad del sistema gasista. Por último, el Mercado Organizado de Gas es también la Plataforma donde se adquieren los gases regulados: gas de operación, gas talón y gas colchón.

Nota: *En este documento se emplea, como simplificación, el término* ***gases regulados*** *para referirse a los "productos de gas natural destinados a usos específicos en condiciones determinadas por la regulación".*

3.1. 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.

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.
- 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 requerida por el Operador del Mercado.

3.2. SESIONES Y TIPOS DE NEGOCIACIÓN

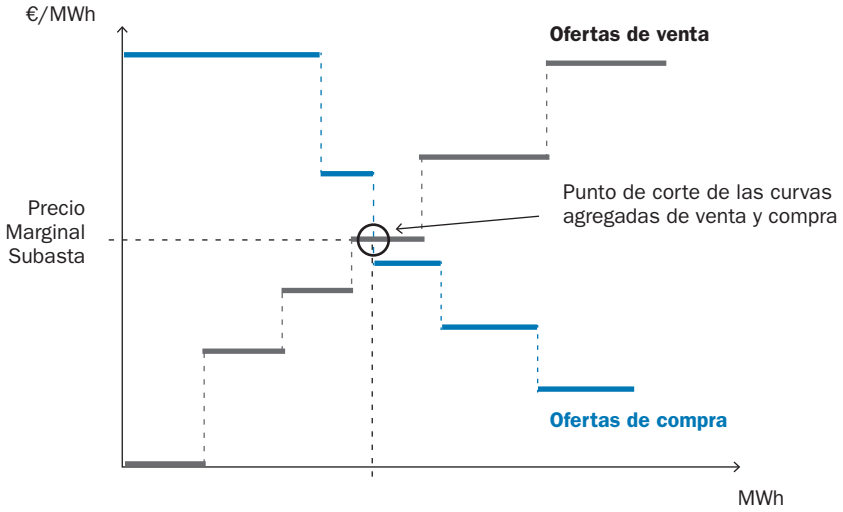
El Mercado ofrece dos sesiones de negociación: la sesión de *negociación Diaria*, que comprende desde las 09:35 hasta las 17:00, y la sesión de *negociación Intradiaria*, desde las 09:35 hasta las 21:00.

Por otro lado, el Mercado funciona con dos tipos diferentes de negociación: **subasta y mercado continuo**, según se describe a continuación:

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 (Esquema 1).

Esquema 1: Ejemplo de curva agregada de compra y de venta.



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

El punto de corte de ambas curvas (agregadas) permite obtener el precio marginal de la subasta que será de aplicación para todas las ofertas casadas. Dicho precio se mostrará en la página web de MIBGAS.

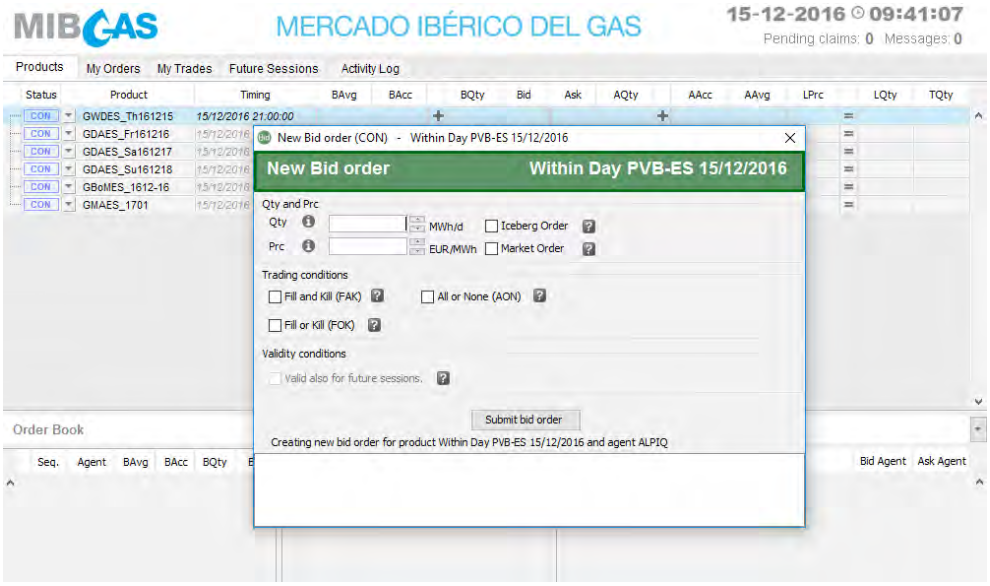
Mercado continuo

Por su parte, en el mercado continuo, que se desarrollará 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 preexistentes de sentido contrario. Cada casación efectuada da lugar a una transacción firme que será: registrada, comunicada al Gestor Técnico del Sistema y liquidada por MIBGAS.

3.3. OPERATIVA DEL MERCADO

Los Agentes podrán enviar ofertas a los distintos productos listados en la Plataforma de *trading*, seleccionando el producto deseado y 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 (Imagen 1).

Imagen 1: Ejemplo de plantilla para incorporar los detalles de una oferta (producto MIBGAS Intradiario, con entrega el 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS.

3.4. 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.

Servicios adicionales: REMIT

MIBGAS ofrece también los servicios de reporte REMIT (Reglamento (UE) Nº 1227/201, 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.

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.

3.5. PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN

MIBGAS publica diariamente información en su página web (www.mibgas.es) sobre la operativa diaria del Mercado.

Según puede apreciarse en la 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). Por su parte, el Volumen MIBGAS-ES engloba el volumen de los productos Diarios e Intradiarios entregados en un mismo día, en el citado Punto Virtual de Balance.

Imagen 2: Ejemplo de presentación de los resultados correspondientes a la operativa del Mercado (día de negociación: 27/12/2016).

RESULTADOS DEL MERCADO

Resumen Resultados Mercado (€/MWh, MWh) - 27/12/2016

Índices y volúmenes

Dia de entrega	26-12	25-12	%	26-11	%
Índice MIBGAS-ES	19.00	24.94	-23.82	20.96	-9.35
Volumen MIBGAS-ES	42,423	31,354	35.30	25,406	66.98

PVB-ES

	Intradiario	Diario				Resto de mes	Mes siguiente
Productos	27-12	27-12	28-12	29-12	30-12	Diciembre	Enero
Precio Referencia Diario	-	18.12	-	-	-	-	-
Precio Subasta Diario	22.28	24.72	24.03	-	-	-	-
Precio Último Diario	-	17.00	-	-	-	-	-
Precio Máximo Diario	-	24.72	-	-	-	-	-
Precio Minimo Diario	-	17.00	-	-	-	-	-
Dif. Precio C-V (%)	-	7.78	-	-	-	-	-
Volumen Neg. Diario	-	53,500.00	-	-	-	-	-

Precios y Volúmenes de Gases regulados (€/MWh, MWh)
Precio de referencia para tarifas de desbalances (€/MWh)

Fuente: MIBGAS.

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.

Imagen 3: Ejemplo de información detallada sobre la operativa diaria publicada en MIBGAS.

Fuente: MIBGAS.

- Volumen Negociado Diario (MWh).

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); el importe negociado diario (€); y el importe del día de gas (€).

Asimismo resulta destacable el hecho de que se están manteniendo contactos con las agencias de información más relevantes sobre los mercados gasistas (*Public Reporting Agencies: PRAs*), con el fin de que incluyan 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 y en el *European Gas Daily* de Platts y se espera que, en 2017, esa información también quede expuesta en las publicaciones de las demás agencias (ICIS y ARGUS Media entre otras).

3.6. COLABORACIÓN CON ORGANISMOS SUPERVISORES

El Operador del Mercado colabora con los organismos reguladores y con el Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas (CAM) en la transparencia del Mercado y de sus resultados. Para ello, elabora informes periódicos en los que se presentan los diferentes parámetros para el mejor seguimiento, observación y comprobación de los datos del Mercado Organizado de Gas.

4. Contexto internacional

El gas natural juega un papel de especial relevancia en el contexto energético internacional; con un 23,8% del total de energía primaria consumida en el mundo[9], y una previsión de crecimiento anual del 1,5% entre 2015 y 2021[10], el gas natural ya es, y continuará siendo, una pieza clave para el desarrollo y la competitividad de la economía global.

La anterior afirmación se ve reforzada si se tienen en cuenta dos cambios disruptivos en el contexto energético mundial: (1) una mayor concienciación medioambiental, explicitada recientemente mediante los acuerdos alcanzados en la COP21 (Conferencia Internacional sobre el Clima celebrada en Paris, en diciembre de 2015), fruto de la cual el gas natural, al contaminar significativamente menos que sus competidores directos[11] (carbón y petróleo), se posiciona como el combustible de transición en el proceso de migración hacia una economía baja en emisiones de carbono; y (2), el desarrollo del GNL que dará lugar a que la restricción geográfica ya no sea un impedimento insalvable para obtener una fuente de suministro de gas natural diversificada y segura, permitiendo además una mayor integración de los distintos mercados regionales[12].

Analizando la evolución del consumo de gas natural en el mundo (Figura 2) se observa, como Europa y Eurasia (Rusia incluida, cuyo consumo representó, en 2015, más del 11% del acumulado mundial) lideran el consumo de gas natural; sin embargo, como consecuencia de la recesión que ha tenido lugar a partir de la crisis económica de 2008, en estas dos regiones se produce un acusado descenso del consumo que se sitúa, durante los años 2014 y 2015, a niveles de principio de siglo. Lo opuesto ocurre en Norteamérica donde, en 2015, los Estados Unidos (EEUU) rebasaron la cuota del 22% del consumo global de gas natural (GN), alcanzando los 778 bcm.

Aunque Europa y Norteamérica lideran el consumo de gas natural, las previsiones apuntan que serán Oriente Medio y Asia-Oceanía las regiones que registren un mayor aumento proporcional del consumo de gas natural (el crecimiento compuesto anual medio de la demanda entre 2015 y 2021 en China será del 9,1%; el de Asia, excluyendo China, del 2,9%; y el de Oriente Medio, del 2,3%); tendencias que ya empiezan a

9. *El gas natural se sitúa en tercera posición, por detrás del petróleo (33%) y del carbón (29%), de acuerdo a BP. (2015). Statistical Review of World Energy. BP.*

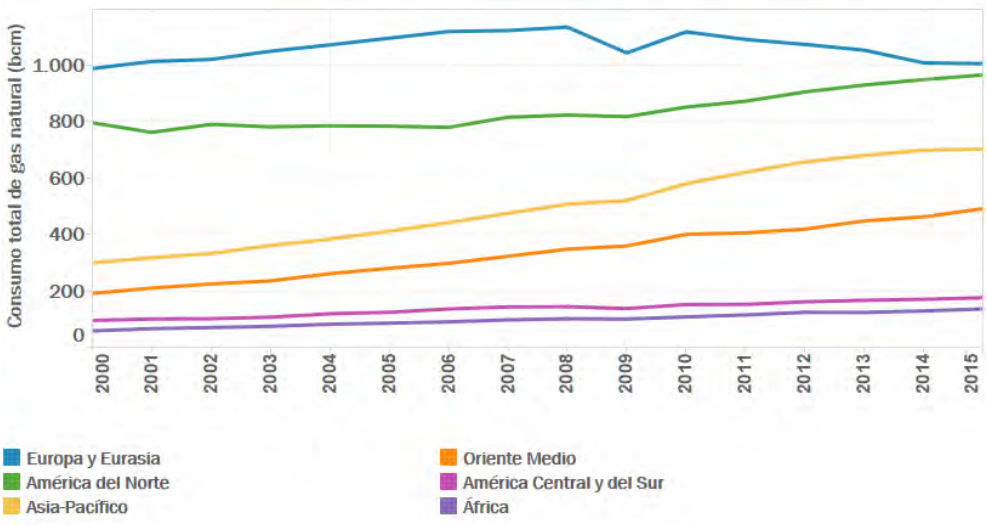
10. *IEA. (2016). Medium Term Market Report. IEA.*

11. *La combustión de gas natural genera la mitad de CO_2 que el carbón y un 30% menos que la gasolina; también produce dos veces menos emisiones de NOx que el carbón (las cuales se pueden minimizar todavía más mediante "reducción catalítica"), y las emisiones de SO_2 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 fuel-oil; además, no produce micro partículas en suspensión (PM10 y PM2,5).*

12. *Tradicionalmente se señala la existencia de tres mercados regionales de gas natural: el estadounidense, el europeo y el asiático que, cada vez más, tienden a integrarse como consecuencia de la irrupción del GNL procedente de países que tradicionalmente no han jugado un papel relevante en el comercio internacional de gas (sobre todo, los EEUU y Australia).*

observarse, especialmente en Asia-Pacifico por la presencia de China que, en 2015, representó el 5,7% del consumo global de gas natural; un consumo que, no obstante, se espera que aumente conforme su generación eléctrica, actualmente basada en carbón, se diversifique dando lugar al incremento de la generación mediante Centrales térmicas de ciclo combinado (CTCCs).

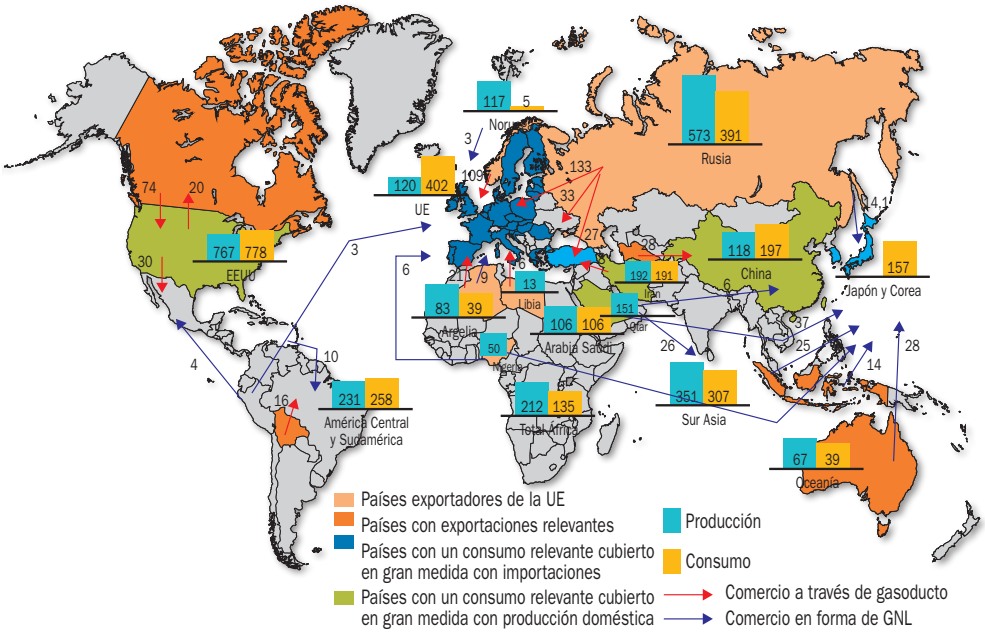
Figura 2: Evolución del consumo global (bcm) de gas natural por regiones (2000 - 2015).



Fuente: BP. (2016). Statistical Review of World Energy. BP. Elaboración propia.
1bcm=11,63 TWh.

En una visión más amplia de los mercados de gas natural (Figura 3) se observa como la conformación de los tres mercados regionales (estadounidense, europeo y asiático) viene determinada por su nivel de demanda y, subsecuentemente, por los precios fijados para los correspondientes suministros de gas (tanto por gasoducto: GN, como de GNL). De esta forma: el Mercado europeo por un lado, decantado mayoritariamente por las importaciones a través de gasoducto desde Rusia y Noruega, aunque con un creciente interés por la diversificación (mediante el GNL y la importación de GN desde el norte de África); y Japón y Corea (como principales representantes del Mercado asiático) por otro lado, dominado por las importaciones de GNL, conforman los dos mercados internacionales de mayor interés. EEUU, por su parte, se encuentra mucho más equilibrado en relación a su oferta y demanda local, con una sólida producción nacional mediante técnicas no convencionales de extracción de gas natural (especialmente, fractura hidráulica o *fracking*) que en un futuro próximo podrían convertirle en exportador neto.

Figura 3: El comercio internacional de gas natural. Producción y principales flujos, en 2015 (bcm).



Fuente: ACER (2016). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Natural Gas Markets in 2015. ACER. September 2016.
1bcm=11,63 TWh.

La Figura 3, permite también comprobar como el Mercado de GNL rompe la restricción geográfica asociada al gasoducto tradicional, permitiendo una mayor integración entre los distintos mercados regionales y ofreciendo la posibilidad de diversificar las fuentes de suministro.

Con relación al nivel de las importaciones mundiales de GNL, Japón (con el 34%), junto con Corea del sur, China, India y Taiwán dominan este Mercado representando dos tercios del total de dichas importaciones. Por el lado de la oferta, los principales Agentes exportadores son Qatar, Australia y Malasia (que suman el 50% del total mundial). No obstante, esta situación podría variar como consecuencia de que: por un lado, Australia tiene ya planificado construir capacidad de licuefacción que le permita convertirse en el primer exportador mundial de gas natural, superando a Qatar; y, por otro lado, los EEUU que, a pesar de representar en la actualidad tan sólo el 0,1% de las exportaciones de gas natural, y habida cuenta de que desde el año 2009 viene desarrollando una potente industria asociada a la explotación de *shale gas* y de otras fuentes de gas no convencionales mediante la técnica del *fracking* o "fractura hidráulica", puede llegar a convertirse en un exportador de referencia a nivel global[13].

13. *Según la EIA, como consecuencia de la explotación comercial de sus yacimientos de "Shale gas", EEUU podrá convertirse en exportador neto de gas natural a partir de 2017.*

Energy Information Administration (EIA). (2016). International Energy Outlook. EIA.

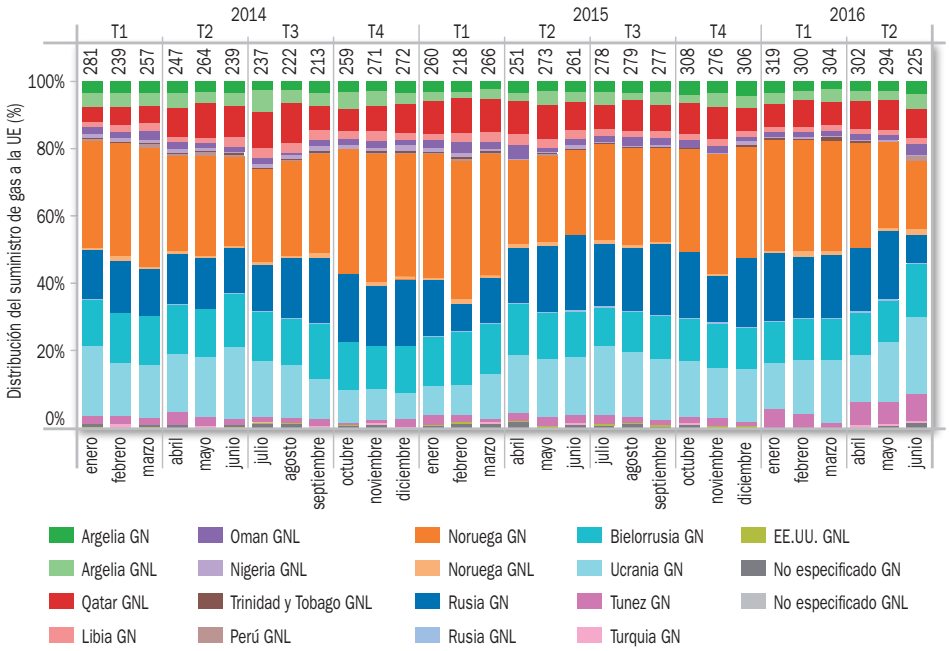
4.1. UNIÓN EUROPEA

Realizando un análisis más detallado de la situación europea se observa que, desde el último tercio del siglo XX, el gas natural juega un papel fundamental en la escena energética del continente. Con una cuota de consumo del 20% desde los años noventa, el gas natural supone un elemento básico para cubrir las necesidades energéticas de los europeos constatándose así su importancia en el "mix" de energía primaria. Se trata, en consecuencia, de una fuente de energía relevante para Europa que requiere un enfoque estratégico a largo plazo.

De forma específica, el consumo de gas natural en la Unión Europea alcanzó, en 2015, los 402 bcm, lo que representa un crecimiento del 4,2% respecto a 2014 y que termina con cuatro años consecutivos de tendencia negativa.

Por el lado de la oferta, el suministro de gas a la Unión Europea depende mayoritariamente de las importaciones (la producción doméstica de gas natural apenas alcanza para cubrir el 27% de la demanda), lo que provoca una situación de riesgo para su seguridad de aprovisionamiento; un riesgo en la garantía del suministro que se acentúa como consecuencia de la escasa diversificación (Figura 4), con Rusia, ya sea mediante

Figura 4: Distribución del suministro de gas a la UE (%), desagregado en función de su naturaleza (GN y GNL) y por país de origen (2014 - 2016).



Fuente: Eurostat nrg_124. Elaboración propia.

1bcm=11,63 TWh.

Nota: La cifra situada en la parte superior de cada barra corresponde al valor del consumo (en bcm) de gas en la Unión Europea.

exportaciones directas o a través de terceros países como Bielorrusia o Ucrania (un 30%), Noruega (el 25%) y en menor medida Argelia (el 7%) dominando el suministro europeo de gas natural.

Este hecho provoca 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. Se trata de una situación que podría verse agravada en el futuro al converger, por una parte, el incremento del consumo de gas natural, debido a la recuperación de la economía de la UE; y, por otra parte, la reducción (ya evidente) del suministro (doméstico) procedente de los yacimientos británicos del Mar del norte y del campo holandés de Groningen.

Como así lo muestra la Figura 4, el gas ruso supone en torno al 30% del total consumido en la Unión Europea y se prevé que esta situación no cambie en un futuro cercano[14] debido, principalmente, a los acuerdos de suministro a largo plazo ya en marcha. Sin embargo, sí se espera que su cuota respecto al total de las importaciones disminuya progresivamente como consecuencia del papel protagonista que (debido a la mayor posibilidad de diversificación que ofrece) se le está concediendo al GNL dentro de la estrategia energética de la UE[15]. No es de extrañar, por lo tanto, que las importaciones de GNL muestren un crecimiento sostenido alcanzando ya, según datos de 2015, el 12% del total de la oferta de gas natural, con Qatar como principal suministrador (el 50 % del total de las importaciones de GNL por parte de la Unión Europea)[16].

14. *De hecho, durante los 10 primeros meses de 2016, las exportaciones de gas ruso a Europa y Turquía superaron en 13,05 bcm las del año anterior. Una cifra que evidencia la estrategia de Gazprom por mantener cuota de mercado frente a la amenaza que supone para sus exportaciones el GNL procedente de EEUU y Australia.*

15. *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 miembro con terceros países, sean más transparentes, se incluye una Estrategia específica sobre GNL y su almacenamiento (para una información más completa al respecto, puede consultarse la 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, accesible en: http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=TA&reference=P8-TA-2016-0406&language=EN&ring=A8-2016-0278).*

16. *En una situación donde la demanda asiática se ralentiza, especialmente en Japón y en Corea (los dos grandes consumidores tradicionales de GNL), aumenta la probabilidad de que, debido a la sobrecapacidad de GNL a nivel global, parte de este exceso acabe en Europa, un mercado ya de por sí sobre abastecido. Además, según se ha comentado, la aparición de nuevos actores (EEUU y Australia, fundamentalmente) también contribuirá a modificar, de forma radical, la actual situación europea de suministro. En este contexto, resulta de especial relevancia el impacto que para el comercio mundial de GNL tiene el hecho de la apertura del tercer juego de esclusas en el Canal de Panamá al permitirse, por primera vez, el tránsito de buques metaneros, lo que redundará en el abaratamiento del coste de las exportaciones.*

Raso, C. (julio/septiembre de 2016). "El GNL revoluciona el mercado mundial de gas". Gas Actual, (140), p.28 y 29.

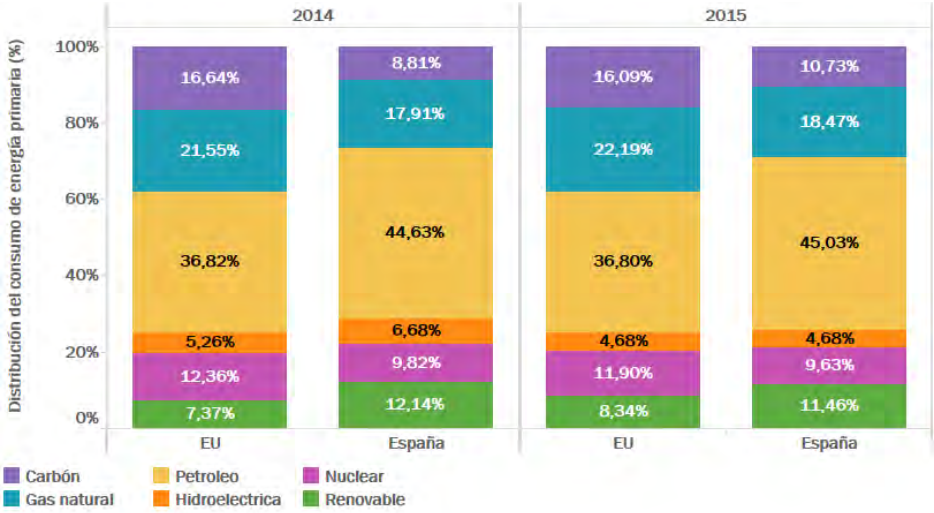
5. Evolución del Mercado de Gas natural en España

Aunque la cuota que representa el gas natural dentro del "mix" de consumo de energía primaria en España es inferior al europeo, en la Figura 5 puede inferirse el incremento de este consumo a medida que la actividad económica se recupera[17].

Así, durante el año 2015, el consumo de gas natural ascendió a 315 TWh, lo que supuso un incremento del 5% respecto a los resultados de 2014 y el primer aumento desde 2008.

Sin embargo, entre enero y octubre, la demanda total nacional de gas ha pasado de 256 TWh en 2015 a 254 TWh, en 2016: es decir, un 0,9% menos (Figura 6). De manera más detallada, en la Figura 6 puede apreciarse cómo más del 60% del consumo de gas natural español corresponde al sector industrial, muy sensible a la actividad económica al igual que el consumo destinado a generación eléctrica (de media, en torno al 20% del total) mediante Centrales térmicas de ciclo combinado. Esta distribución del consumo de gas natural por sectores de utilización respondería a por qué la recesión económica, iniciada en 2008, golpeó especialmente al consumo de gas en España. Así, mientras que en Francia y en Alemania el consumo de gas natural fue, en 2015, un 11% y un 12% inferior respectivamente, en relación a los niveles registrados en 2008, en España este descenso alcanzaba el 29%.

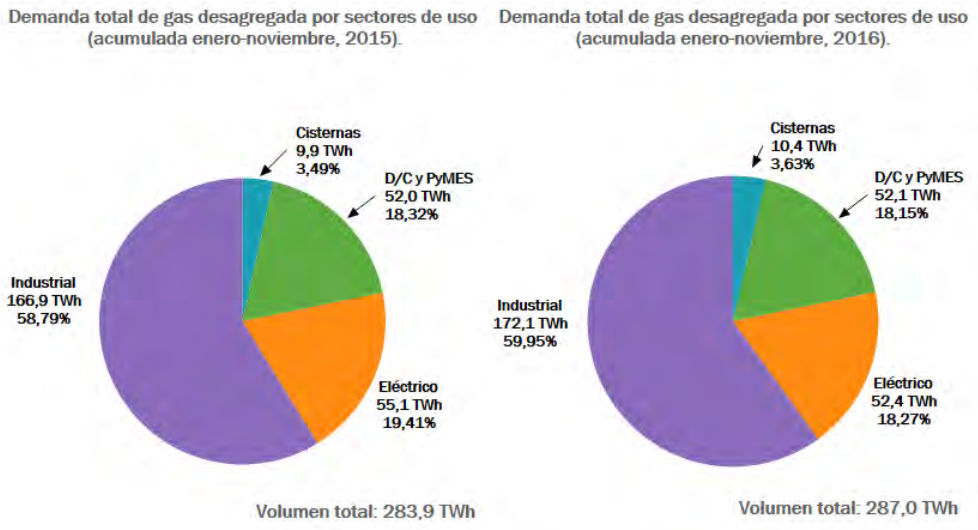
Figura 5: Distribución del consumo de energía primaria (%) por fuentes de suministro, en España y en Europa (2014 - 2015).



Fuente: BP. (2016). Statistical Review of World Energy. BP. Elaboración propia.

17. *La energía primaria consumida durante 2015 fue un 15% inferior a la correspondiente en 2007, antes de que la crisis mundial impactase en la economía española.*

Figura 6: Demanda (TWh) del sistema gasista español, total y desagregada por sectores de uso (enero a noviembre: 2015 - 2016).



Fuente: Enagás. (2016). Boletín Estadístico del Gas. Enagás.

En relación con la oferta, España es un país altamente dependiente ya que la producción doméstica de gas natural (0,8 TWh en 2015)[18] apenas cubre, por término medio, el 0,25% de la demanda total nacional. De ahí que la diversificación del suministro resulte una pieza clave en la política energética española (Figura 7).

En nuestro país, debido a su peculiar situación geográfica y a su apuesta evidente por el GNL, el suministro de gas contiene particularidades que lo diferencia del de sus vecinos europeos. Así lo constata el hecho de que España sea el cuarto[19] país del mundo y el primero de Europa por nivel de regasificación contando con una capacidad de 60 bcm (697,8 TWh)/ año[20] entre sus seis plantas regasificadoras operativas. En consecuencia, mientras que el suministro en Europa se realiza fundamentalmente a través de gasoducto[21], en España durante muchos años, el suministro mediante GNL ha sido netamente superior. Sin embargo, desde el año 2013, las importaciones por gasoducto se están imponiendo hasta representar (entre enero y noviembre de 2016), el 57,66% del total (Figura 10).

18. *Enagás. (2016). Informe del sistema gasista Español. Enagás.*

19. *International Gas Union (IGU). (2016). World Gas LNG Report. IGU.*

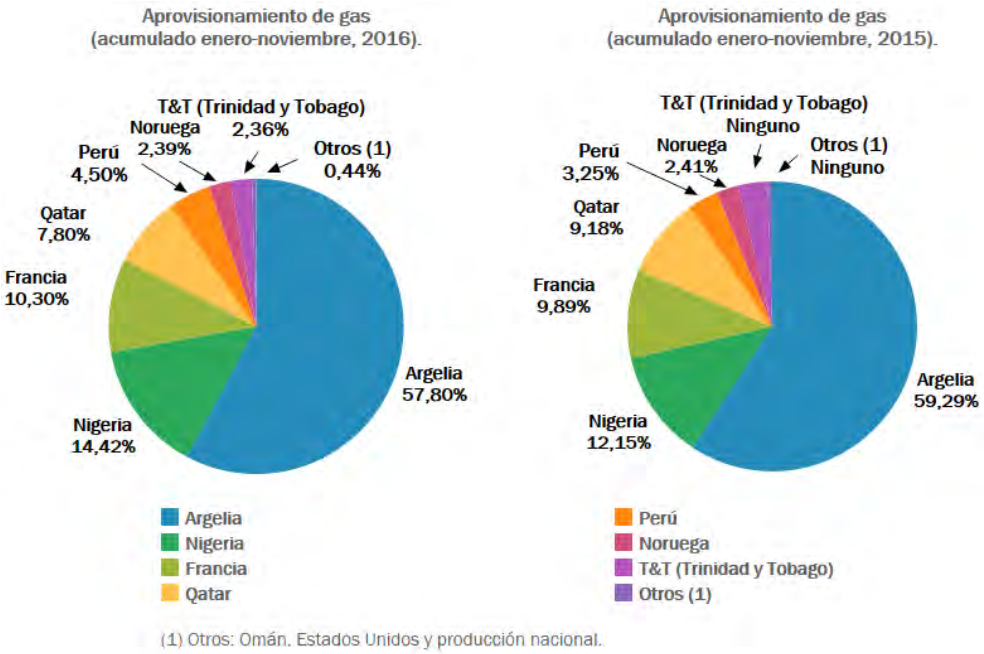
20. *International Energy Agency (IEA).(2014). Energy Supply Security. IEA.*

21. *Comisión Europea. (2016). Quarterly report on European Gas Markets. Volumen 9. Comisión Europea.*

Otro hecho característico del suministro de gas a España, consecuencia de lo anterior, lo constituye su elevada diversificación. Una diversificación que se vio reforzada mediante el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre[22], por el que se obliga a que las comercializadoras cuya cuota de importación supere el 7% del total no puedan obtener más de un 50% de su suministro de un mismo proveedor de gas natural.

De esta manera, durante el año 2015, Argelia con casi un 60% del total de importaciones, se convirtió en el principal suministrador de España seguido de Nigeria (12,5%) y Qatar (9,18%), manteniéndose en 2016, aproximadamente, las mismas proporciones. También cabe resaltar la descarga, el 22 de julio de 2016, del primer metanero (846 GWh) procedente de los EEUU en la planta regasificadora de Mugardos: el segundo de estos buques que se ha descargado en territorio de la Unión Europea.

Figura 7: Distribución, por país de origen, del suministro (%) de gas natural al sistema gasista español (enero a noviembre: 2015 - 2016).



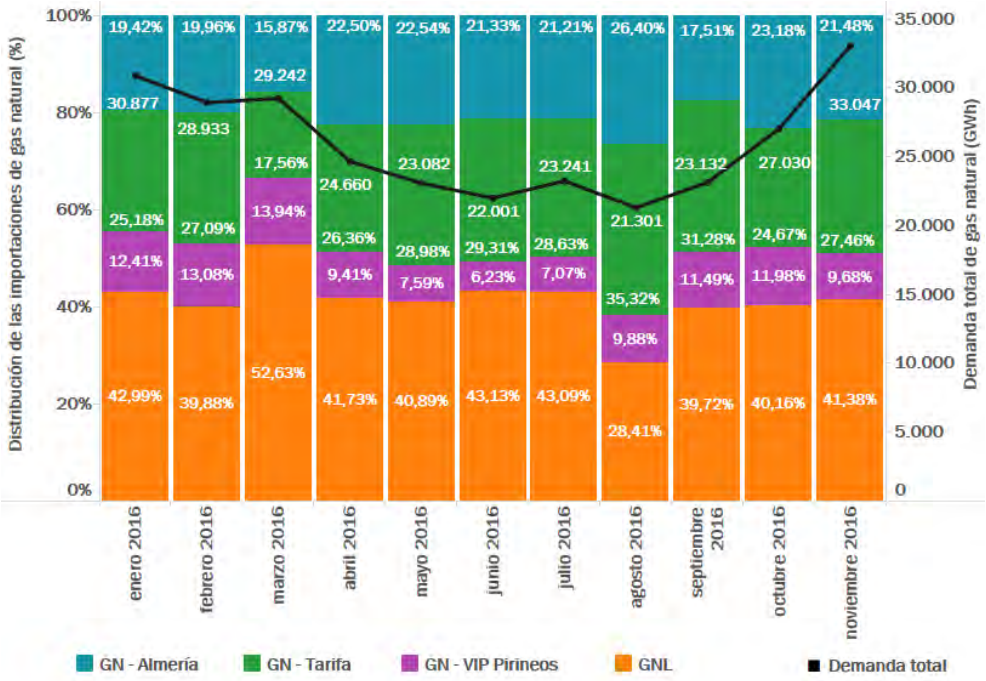
Fuente: Enagás. (2016). Boletín Estadístico del Gas. Enagás.

Nota: En el periodo comprendido entre enero y noviembre de 2016, no se han registrado entradas de gas a través del VIP (Virtual Interconnection Point) Ibérico.

22. *Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.*

De forma más general, y en consonancia con lo comentado anteriormente al respecto, la (Figura 8) explicita el hecho de que las importaciones procedentes de Argelia, a través de las conexiones de Tarifa y Almería (Medgaz), conforman el núcleo (prácticamente constante a lo largo del tiempo) del suministro el cual se irá ajustando, de acuerdo con el nivel de la demanda, mediante las entradas de GNL y las importaciones realizadas a través de la conexión con Francia: VIP Pirineos (esta última, de mayor o menor relevancia, de acuerdo al diferencial de precios encontrados entre los mercados francés y español, según se tratará más adelante).

Figura 8: Distribución (%) del suministro de GNL y de GN, desagregado por punto de entrada al sistema gasista, y evolución de la demanda total (GWh) de gas natural (1/01/2016 - 30/11/2016).

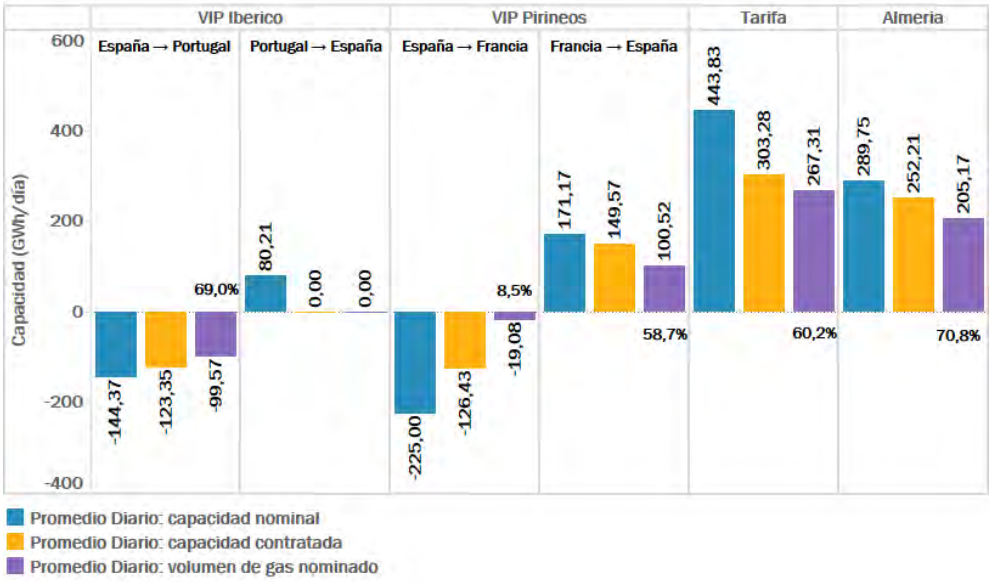


Fuente: Enagás. (2016). Boletín Estadístico del Gas. Enagás.

Nota: En el periodo comprendido entre enero y noviembre de 2016, no se han registrado entradas de gas a traves del VIP Ibérico.

Respecto a la utilización de las interconexiones entre el 1 de enero y el 15 de diciembre de 2016 (Figura 9), se observa que su uso queda lejos de provocar situaciones endémicas de congestión. En cuanto al VIP Pirineos, el sentido Francia a España tuvo un factor de utilización (promedio diario) del 58,7%, mientras que en sentido inverso no llegó al 9%. Por su parte, pese a que la interconexión España-Portugal (VIP Ibérico) permite llevar gas desde Portugal a España, este caso nunca se ha dado en el periodo de tiempo considerado; mientras que la utilización de esta interconexión en sentido contrario (desde España hacia Portugal) muestra un nivel de utilización (promedio diario) del 69%.

Figura 9: Valor medio diario de las capacidades de entrada y salida, capacidad nominal, capacidad contratada y volumen de gas nominado (GWh/día) en las conexiones internacionales: VIP Pirineos, VIP Ibérico, Tarifa y Almería (1/01/2016 - 15/12/2016).



Fuente: Enagás. (2016). Boletín Estadístico del Gas. Enagás.

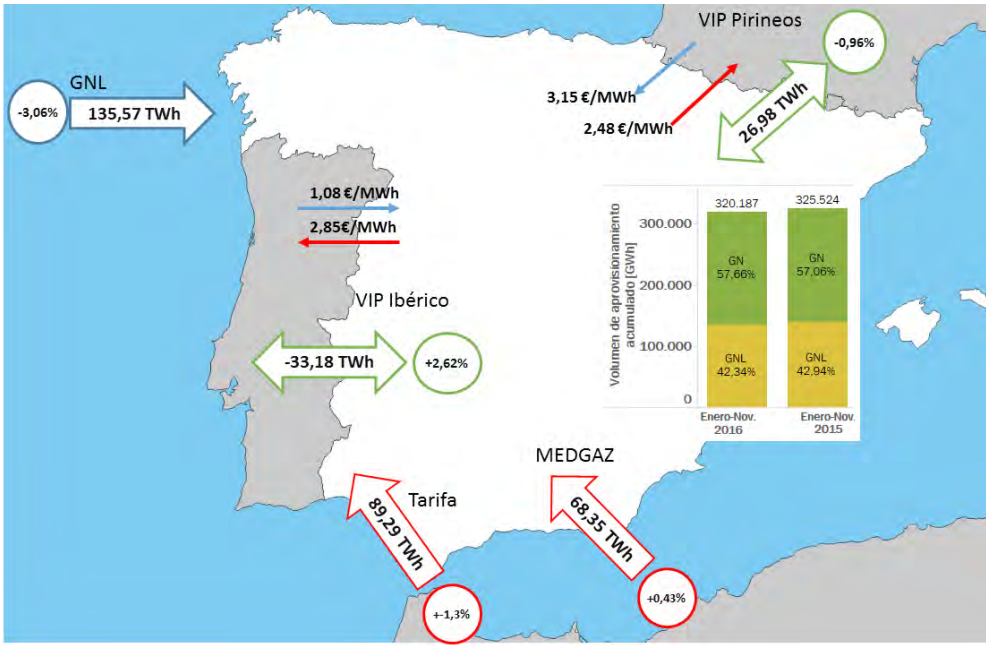
Nota: El porcentaje (%) que se especifica en las barras de color violeta corresponde al promedio diario del volumen de gas nominado (en GWh/día) respecto al promedio diario de capacidad nominal (en GWh/día), en la interconexión correspondiente.

Por último, las dos conexiones con África (empleadas exclusivamente como vía de aprovisionamiento y, por lo tanto, carentes de utilidad para arbitrar entre mercados o para dividir áreas de mercado) registran niveles medios de utilización en el entorno del 60%, en el caso de la de Tarifa, y del 71% para la de Almería.

Para finalizar, a modo de resumen, en la Figura 10 se presenta la información anterior comparando la situación registrada entre enero y noviembre de 2016 con la correspondiente a 2015, completándose con el importe de los peajes de interconexión.

Teniendo en cuenta la distribución que presenta el "mix" de abastecimiento del sistema gasista español, podría inferirse que la influencia que ejercen los precios al norte de la frontera (especialmente, el TRS francés) sobre el Mercado español es reducida ya que tan sólo el 8,3% del gas que entró, entre enero y noviembre, en España estaba indexado al precio que registraban los *hubs* europeos. Del resto, casi la mitad (48,8%) procedía de Argelia (con un precio del gas indexado al petróleo), fundamentalmente a través de gasoducto; asimismo, con llegadas de GNL que suponen algo más del 41% del total de gas importado, el Mercado español de gas y sus precios parecen haber estado más próximos a los mercados globales de GNL que a sus *hubs* vecinos. Esta situación podría explicar el hecho de que los precios del gas en el Mercado Mayorista español se hayan mantenido (sobre todo, en la segunda mitad del año) entre los más altos de Europa.

Figura 10: Importe (€/MWh) de los peajes de interconexión, volumen acumulado (GWh) de aprovisionamiento del sistema gasista español, registrado desde el 1 de enero hasta el 30 de noviembre de 2016, y variación respecto al mismo periodo del año anterior (%) desagregado por tipo de suministro (GN y GNL).



Fuente: Enagás. (2016). Boletín Estadístico del Gas. Enagás.

Nota: Los peajes de interconexión (en €/MWh) corresponden a los valores diarios de las tarifas de exportación e importación actualizados para el periodo: octubre 2016 – marzo 2017.

6. Funcionamiento del Mercado Organizado de Gas natural en España

Los mercados organizados, para cumplir con sus funciones básicas –facilitar un punto de encuentro entre demandantes y oferentes de un producto, favorecer la determinación del precio de los productos en él negociados y dotar de liquidez a los procesos de compra y venta–, han de estar orientados hacia la consecución de niveles elevados de amplitud, profundidad, transparencia y flexibilidad. Es decir, perseguir como visión, el llegar a operar dentro de un paradigma teórico de competencia perfecta. Y, para poder determinar hasta qué punto el Mercado evoluciona en la dirección adecuada, se utiliza como métrica la liquidez y, a su vez, como variables dentro de esta, la amplitud y la profundidad.

En base a lo anterior y teniendo en cuenta que, de acuerdo con el *European Gas Target Model*[5], el funcionamiento adecuado de un Mercado Mayorista necesita tanto de un Mercado *spot* líquido como de otro de derivados que exhiba, también, un alto grado de liquidez para proporcionar cobertura de suministro rentable, así como la posibilidad de gestionar eficientemente los riesgos derivados de operar en un mercado volátil; en este apartado se analiza el grado de liquidez de MIBGAS a través de su evolución en lo que se refiere a la amplitud y a la profundidad.

6.1. ANÁLISIS DE FUNDAMENTALES

En este apartado se incluye el estudio de los factores (Fundamentales) que podrían afectar, de forma directa, al precio del gas natural negociado en MIBGAS. En este sentido, factores como la temperatura, el precio *spot* del GNL, el nivel de almacenamiento o el grado de utilización de las interconexiones, que afectan de forma explícita al nivel de la oferta y de la demanda del gas, permitirían realizar una aproximación teórica al valor que el Mercado concede a esta materia prima en cada momento. Así, en mercados que pueden considerarse maduros, dependiendo de la situación de la oferta y del contexto, épocas con temperaturas inusualmente bajas provocarían un aumento de la demanda y por consiguiente un incremento en el precio del gas natural; y por el contrario, ante grandes reservas de gas natural, que permitirían responder de forma sencilla a variaciones inesperadas de la demanda, el precio tendería a bajar.

En el análisis de Fundamentales que se realiza a continuación, el estudio se centra en tres variables correspondientes a aspectos de relevancia para el sistema de gas natural: (1) las salidas del sistema (consecuencia de la variación de la demanda); (2) el nivel de uso de las interconexiones[23]; y (3) el nivel de existencias comerciales en su conjunto (gasoducto, GNL

23. *De las distintas entradas existentes al sistema: gasoducto a través de Almería y Tarifa; regasificación de GNL; y conexión con Francia, quizás sea esta última la que mejor refleje el componente de mercado marginal que caracteriza a un Mercado como MIBGAS.*

y almacenamientos subterráneos). Y para llevarlo a cabo se realiza un análisis de correlación, basado en el cálculo del coeficiente de Pearson, teniendo muy en cuenta el hecho de que, en puridad, correlación no implica necesariamente causalidad.

Finalmente, el análisis se completa con una reflexión acerca de la barrera que, para el flujo comercial de gas entre España y el resto de Europa, levantan los importes actuales de los peajes de interconexión, especialmente los relativos al VIP *(Virtual Interconnection Point)* Pirineos.

Relación entre la demanda y el Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1

En el caso particular de este Fundamental (evolución de la demanda), el análisis de correlación se realiza considerando la demanda total agregada, así como diferenciada por sectores de uso del gas: convencional (que engloba, los sectores domésticos/comercial y PyMES) e industrial. De esta manera, pretende inferirse si la reacción del precio del contrato del MIBGAS D+1 responde, frente a la estacionalidad de la demanda, de acuerdo a lo que podría esperarse de un mercado maduro con lo que, de forma indirecta, se estaría evaluando hasta qué punto el producto más relevante del Mercado Organizado de Gas español muestra sensibilidad frente: a las variaciones de temperatura, a los cambios registrados en la actividad económica y a su competencia con otras tecnologías de generación eléctrica, especialmente el carbón.

Desde un punto de vista teórico, como así se demuestra en los mercados más maduros (NBP y TTF, entre otros), el crecimiento de la demanda conllevaría un incremento de precio al aumentar el valor de este recurso conforme se reduce, o está previsto que se reduzca, su disponibilidad en el Mercado. En la Tabla 1 se expone, a través del valor del coeficiente de Pearson, el grado de correlación que muestra el precio del producto MIBGAS D+1 respecto a la demanda de gas natural.

Tabla 1: Grado de correlación, determinado mediante el coeficiente de Pearson, entre el Precio de Referencia Diario del MIBGAS D+1 y la demanda de gas natural.

Variables analizadas	Coeficiente de correlación de Pearson
Precio de Referencia Diario MIBGAS D+1 vs Demanda total	0,57
Precio de Referencia Diario MIBGAS D+1 vs Demanda convencional	0,40
Precio de Referencia Diario MIBGAS D+1 vs Demanda sector eléctrico	0,58

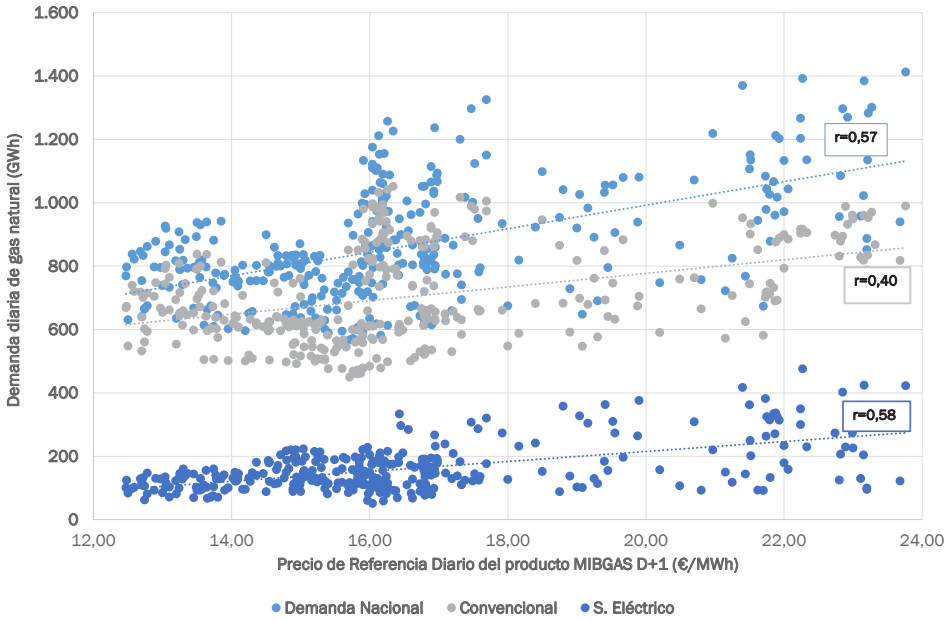
Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: El valor del coeficiente de Pearson corresponde a la serie temporal comprendida entre 16 de diciembre de 2016, primer día de Mercado, hasta el 15 de diciembre de 2016.

Los datos que se muestran en la Tabla 1 confirman la débil correlación (en todos los casos, moderada) existente entre las variables analizadas. Este hecho puede apreciarse con mayor detalle en el correspondiente diagrama de dispersión (Figura 11).

No obstante, como puede observarse (Figura 11), el grado de correlación entre el precio del contrato del MIBGAS D+1 y la demanda convencional es sensiblemente inferior a la correspondiente frente a la destinada a generación eléctrica. Si se tiene en cuenta el carácter *spot* del producto MIBGAS D+1, mientras que la temperatura o la actividad industrial, principales vectores de crecimiento de la demanda convencional, son variables en cierta medida previsibles con relativa anterioridad y por tanto el suministro correspondiente de gas puede planificarse con relativa solvencia, la generación eléctrica mediante Centrales térmicas de ciclo combinado (CTCCs) responde de forma más reactiva a cambios, mucha veces inesperados, tales como la falta de viento; en consecuencia parece lógico, a priori, que el precio del MIBGAS D+1, muestre más sensibilidad frente a las fluctuaciones de esta clase de demanda y, en consecuencia, de lugar a una mayor correlación.

Figura 11: Diagrama de dispersión correspondiente al Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 y a la demanda de gas natural, total y desagregada por sectores (16/12/2015 - 15/12/2016).



Fuente: Enagás. (2016). Boletín Estadístico del Gas. Enagás y MIBGAS. Elaboración propia.

Relación entre el nivel de utilización de la interconexión "Francia - España" y *spread* de precio entre el producto Diario D+1 en MIBGAS y en el TRS

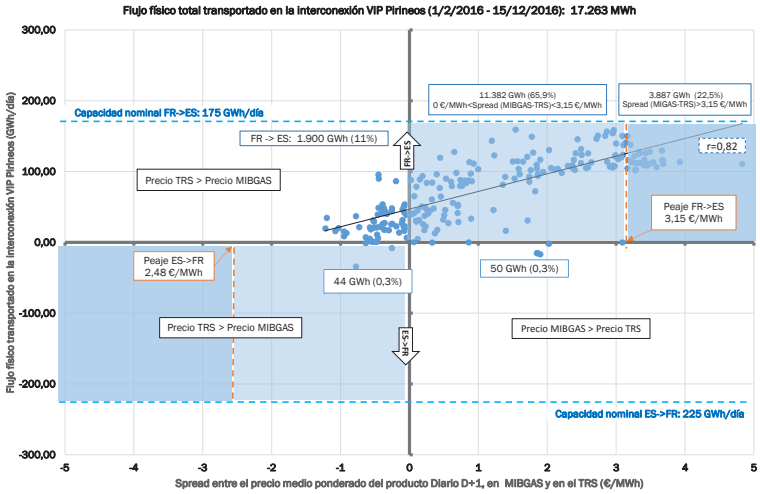
Dado el carácter *spot* de MIBGAS, el análisis de la posible respuesta del precio del contrato del MIBGAS D+1 frente a este tipo de Fundamental (*factor de uso de las interconexiones*) se realiza, exclusivamente, para el Mercado adyacente francés, en particular el TRS del sur del país galo, habida cuenta de que las demás entradas del gas al sistema

(desde Argelia, a través de Tarifa o de Almería) se rigen por contratos de suministro a largo plazo, mayoritariamente indexados al petróleo, lo que desvincula a los precios correspondientes de este Fundamental[24].

Idealmente, cuando se trata de mercados adyacentes muy integrados y dentro de un régimen de intercambio de gas suficientemente alejado del nivel que provocaría la congestión de la infraestructura, la diferencia de precios existente entre ambos mercados debería limitarse al valor del peaje correspondiente de interconexión. Y, en este sentido, bajo regímenes de congestión (o próximos a ella), la integración entre los dos mercados desaparecería dando lugar a un incremento del precio del gas en el Mercado de destino de la interconexión (es decir, la convergencia de precios desaparecería al no poder darse arbitraje debido a la saturación de la interconexión).

Trasladando esta interpretación al caso particular del VIP Pirineos cabría esperar, caso de existir una correlación aceptable entre ambos mercados, que el nivel de uso de la interconexión variase en función del *spread* correspondiente al precio del producto Diario D+1 en los dos mercados, teniendo en cuenta el signo de dicho *spread* y la capacidad de interconexión disponible (Figura 12).

Figura 12: Diagrama de dispersión correspondiente a la variación del *spread* (€/MWh) del precio medio ponderado del producto Diario D+1 en MIBGAS y en el TRS, y al nivel de uso (GWh/día) de la interconexión VIP Pirineos (1/02/2016 - 15/12/2016).



Fuente: Enagás. (2016). Boletín Estadístico del Gas. Enagás, PEGAS y MIBGAS. Elaboración propia.

24. *En puridad ha de tenerse en cuenta que una mayor utilización de la interconexión VIP Pirineos podría afectar a la utilización (nominación) de la interconexión con Argelia o Marruecos por lo que, al menos en parte, están relacionadas.*

Según se ha comentado y considerando que un comportamiento adecuado entre mercados adyacentes implicaría que el gas fluyese desde el que registra los precios *spot* más bajos hacia el que ofrece los más altos, cabría esperar que todos los puntos del diagrama se situasen dentro de las zonas coloreadas; y, en cada una de estas, en las mitades con tonalidad más oscura ya que es allí donde el *spread* (considerado en valor absoluto) supera el importe del peaje correspondiente.

Por su parte, cuando los puntos se localizan en las mitades más claras, al ser el *spread* inferior al valor de los peajes correspondientes, puede inferirse que los Agentes que mueven el gas a través de la interconexión disponen de capacidad contratada a largo plazo y, por lo tanto, consideran a dichas tarifas (inferiores a los valores que se muestran en esta figura) como un coste hundido[25].

A *sensu contrario*, cualquier operación de intercambio de gas que se sitúe fuera de las zonas coloreadas no obedece a esta lógica de mercado, sino que pueden estar motivadas por razones estratégicas y/o de obligación de suministro.

Teniendo en cuenta lo anterior, entre el 1/02/2016 y el 15/12/2016:

- Considerados todos los puntos (*spread*; flujo intercambiado), se observa que ambas variables muestran un grado de correlación alto (coeficiente de Pearson, r=0,82), con lo que podría afirmarse que, en general, ambos mercados (TRS y MIBGAS) intercambian gas de acuerdo a la lógica esperada.
- Más en detalle: el 88,5% del flujo de gas intercambiado (15.269 GWh) durante el periodo de análisis, correspondiente al sentido Francia→España, responde a días en los que el contrato *spot* en MIBGAS ofrecía un Premium sobre el del TRS aunque, de forma mayoritaria (66%), el gas ha fluido en sentido España con un diferencial de precios inferior al importe del peaje correspondiente (3,15€/MWh). En todo caso, podría concluirse que el precio en MIBGAS estaba reflejando adecuadamente la distinta coyuntura de los mercados adyacentes.
- El 11% restante (1.900 GWh), obedece también a intercambios de gas en el sentido Francia→España a pesar de que el precio del producto Diario D+1 en MIBGAS ofrecía un Descuento (*era más barato*) sobre el del TRS. Este comportamiento atípico entre dos mercados adyacentes podría explicarse por el hecho de que los participantes que tuvieran capacidad contratada a muy largo plazo hayan preferido traer gas desde el país vecino, por diferentes motivos (por ejemplo, debido a compromisos OTC a largo plazo que puntualmente no son económicos aunque sí a la larga y, en consecuencia no modifican las nominaciones

25. *Otras explicaciones alternativas para parte de esas situaciones estarían en el hecho de que los Agentes: (1) tuvieran determinadas expectativas acerca del spread sobre el que basan las nominaciones y que éste no se materialice; (2) que estén nominando swaps con entrega en horizontes más largos para los que sí se cumplió la lógica de mercado; y (3) que, en un entorno de poca liquidez, prefieran nominar con un spread inferior al peaje, asumiendo un coste, para garantizar la entrega o bien evitar un coste mayor por desbalances.*

diarias; que se trate de operaciones realizadas por Agentes fuera de MIBGAS; o que, ante la incertidumbre de que MIBGAS no pudiera ofrecer la liquidez necesaria que les permitiera cumplir con los compromisos de suministro adquiridos, los Agentes hayan preferido nominar e importar el gas desde Francia), pese a que allí el precio era inferior[26].

Relación entre el nivel de existencias comerciales de gas natural y el Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1

En el estudio de este Fundamental (*existencias disponibles en los tanques de GNL, en los almacenamientos subterráneos y en el propio gasoducto*), último de los tres que se incluyen en este informe, se analiza la reacción del precio del contrato del MIBGAS D+1 respecto a la flexibilidad (de suministro) que proporcionan los niveles disponibles de existencias comerciales de gas natural.

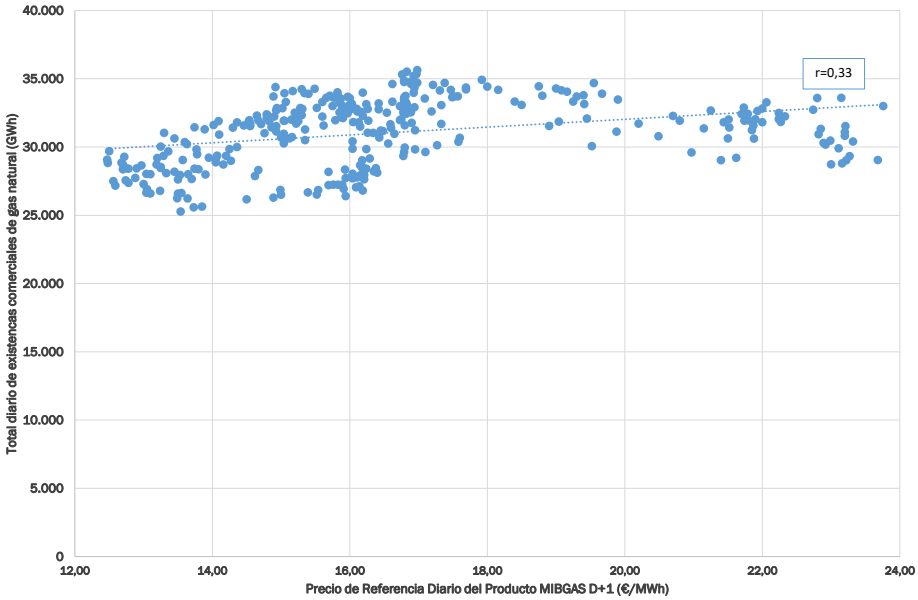
En puridad, desde la perspectiva de un Mercado de gas suficientemente líquido y por lo tanto con suficiente capacidad como para arbitrar con grandes volúmenes, cabría esperar una tendencia a la baja en el precio del gas a medida que aumenta el volumen de gas almacenado[27]. Esta reacción del Mercado tendría explicación en el hecho de que, a mayores cantidades de existencias comerciales de gas mayor flexibilidad del sistema para reaccionar frente a incrementos inesperados de la demanda y consecuentemente, al poder garantizarse el suministro, el valor de esta materia prima se reduce bajando su precio. A *sensu contrario*, cuando existen problemas (de carácter técnico, generalmente) que impiden extraer estas reservas, o sencillamente su nivel de almacenamiento es manifiestamente insuficiente, el encuentro de la oferta con la demanda podría dificultarse provocando, esta restricción, que el gas aumente de valor y por tanto su precio.

Sin embargo, en el caso específico de MIBGAS (Figura 13), el bajo grado de correlación (coeficiente de Pearson, r=0,33) pone de manifiesto un hecho ciertamente chocante: el precio del producto MIBGAS D+1 reacciona, frente al nivel de existencias comerciales de gas, de manera inversa a la esperada; esto es, incrementando el precio a medida que aumenta el nivel de las existencias de gas natural almacenado.

26. *Una razón adicional podría encontrarse en el hecho de que al momento de nominar el uso de la interconexión (por ejemplo, el día anterior) no se conozcan los precios en Francia y España. Por otro lado, los Agentes podrían haber cerrado (de forma económica) operaciones a plazo (por ejemplo, un swap de un mes o de un trimestre) y ejecutarlas en el corto plazo independientemente de los precios del contado en Francia y España, tal vez porque no haya liquidez suficiente en uno de los nodos.*

27. *Dicha afirmación es ciertamente aplicable cuando la demanda no varía. En general, un mayor volumen de gas almacenado tendería a reducir la volatilidad del precio de esta materia prima (peak shaving), limitando las subidas de precios en situaciones de fuerte demanda. En consecuencia, el precio medio (incluyendo todos los días) tendería a caer siempre que la demanda no aumentase. Así mismo, deberá tenerse en cuenta qué porcentaje de las exixtencias tiene comprometida ya su entrega.*

Figura 13: Diagrama de dispersión correspondiente al movimiento del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 y a la variación del nivel de existencias comerciales de gas natural (16/12/2015 - 15/12/2016).



Fuente: Enagás. (2016). Boletín Estadístico del Gas. Enagás y MIBGAS. Elaboración propia.

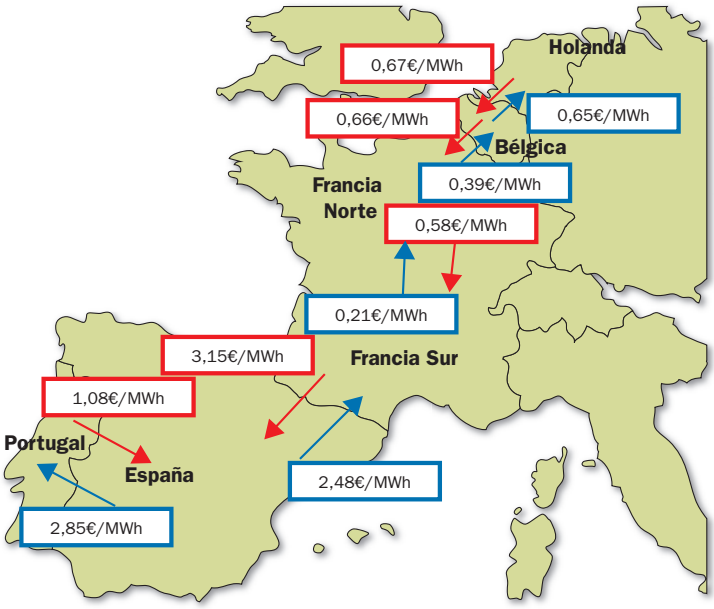
Este comportamiento podría explicarse, parcialmente, por un incremento en la demanda; y, en todo caso, tendría mucho que ver la estacionalidad que caracteriza el periodo de llenado de los almacenamientos subterráneos (mayoritariamente, entre junio y septiembre) lo que provoca una demanda ficticia y con ello un estímulo para que el precio del gas suba, en relación al efecto de los Fundamentales que, en dicho periodo, podrían influir presionando en sentido contrario (menor consumo doméstico/comercial para calefacción y un mayor consumo de energía eléctrica motivado por el uso del aire acondicionado, así como un menor consumo para uso industrial).

Influencia sobre el flujo comercial de gas natural de los importes de los peajes de interconexión

Por último, aunque no sea un Fundamental propiamente dicho, habida cuenta de que se trata de un factor determinante para la integración de los mercados de gas en Europa, en este apartado se hace una reflexión sobre la influencia del importe de las tarifas de interconexión en los flujos comerciales de gas natural (Figura 14).

Como puede observarse en la Figura 14, los peajes regulados por los Gestores del Sistema para la subasta de capacidad diaria en noviembre de 2016, ya sea para llevar o traer gas entre España y Francia, superan ampliamente los valores observados en el noroeste de Europa.

Figura 14: Importe de los peajes de interconexión entre determinados mercados de gas europeos (noviembre, 2016).



Fuente: Prisma. (noviembre 2016). Informe de subastas del mes de noviembre. Prisma. Elaboración propia.

En este sentido, resulta especialmente llamativo que el conjunto de peajes para traer gas desde Holanda al sur de Francia, atravesando Bélgica y las dos zonas francesas, sume 1,91 €/MWh (0,67 €/MWh+0,66 €/MWh+0,58 €/MWh); mientras que para llevar gas a España desde el sur de Francia, dicho peaje es de 3,15 €/MWh (un 65% superior, pese a tratarse de mercados adyacentes).

De manera más ilustrativa puede decirse que, aunque de media, entre febrero y noviembre de 2016 el contrato del MIBGAS D+1 ha mostrado un Premium en torno a los 1,19 €/MWh sobre su par en el TRS, la existencia de un peaje de 3,15 €/MWh (2,6 veces superior al propio diferencial de precios) imposibilita la realización de un arbitraje *spot* efectivo dando lugar a que, en dicho periodo, las entradas de gas desde Francia a España representaran tan sólo 22,66 TWh (el 8% del volumen total correspondiente a las entradas de gas al sistema).

Sin duda, las reflexiones anteriores constatan el hecho de que los actuales peajes de interconexión entre Francia y España han levantado una barrera que resta competitividad a MIBGAS, en relación a su viabilidad para integrarse con los demás *hubs* europeos, limitando la posibilidad de arbitrar entre mercados.

6.2. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS NATURAL: AMPLITUD. VOLÚMENES NEGOCIADOS

Para interpretar la evolución de la amplitud que registra MIBGAS desde el inicio de sus operaciones, en este apartado se analiza la variación de los volúmenes negociados en el Mercado, desagregados por tipo de negociación (subasta y mercado continuo) y por producto; así mismo, se contextualizan dichos volúmenes en relación a la demanda total nacional de gas y respecto al tamaño del Mercado Mayorista Secundario de gas natural en España.

El Mercado Organizado de Gas en España ha experimentado, entre enero de 2016 (primer mes completo de operación) y noviembre de 2016 (ultimo mes completo de operación), un incremento sistemático correspondiente a una Tasa de crecimiento mensual compuesta del 31,2% (Gráfico 2), alcanzando los 5.560.194 MWh en dicho periodo, equivalente al 1,96% de la demanda nacional de gas (Gráfico 5), un valor muy en la línea del registrado en otros mercados *spot* en su primer año de actividad. Desde el 16 de diciembre del 2015 primer día de negociación hasta el 15 de diciembre de 2016, el volumen total acumulado de gas transaccionado en MIBGAS asciende a 6.076.972 MWh (el 1,903% de la demanda total nacional, registrada en dicho periodo).

Por su parte, en el Gráfico 5 también puede observarse cómo, a pesar de su ritmo de crecimiento, MIBGAS todavía representa un porcentaje[28], dentro del Mercado Secundario de gas español, considerablemente inferior al del Mercado OTC: en julio, último dato publicado por la CNMC, el 4,78% frente al 95,22% del OTC.

El citado incremento reflejaría la confianza en MIBGAS por parte de los actores que conforman el sistema gasista español, como Mercado. Así lo explicita el hecho de que el número de Agentes dados de alta en MIBGAS se haya incrementado sistemáticamente, con un valor de la Tasa de crecimiento mensual compuesta del 8,31%, hasta alcanzar los 40 durante el mes de noviembre (último mes completo estudiado), con un nivel promedio mensual de actividad del 81,48% (Gráfico 1). A dia 15 de diciembre, el número total de Agentes dados de alta en MIBGAS era de 44.

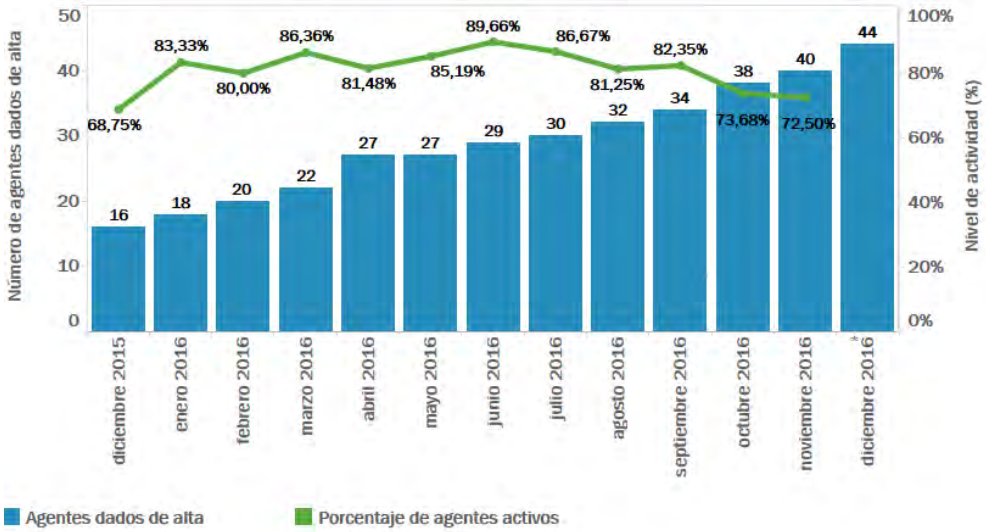
Entre las razones que han motivado la aludida mejora de la confianza en MIBGAS hay que destacar las relacionadas con el fomento de su liquidez; en particular, las medidas que se han implementado bajo el paraguas de la Disposición adicional trigésimo cuarta. Liquidez del mercado de gas de la Ley 8/2015[29].

28. *Los datos correspondientes al tamaño (volumen) del Mercado Mayorista Secundario de gas natural en España se han obtenido de los correspondientes que publica periódicamente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) cuya última actualización, en el momento de elaborar este informe, abarca hasta el mes de julio de 2016. De ahí que, a partir de esa fecha, no se incluya en el Gráfico 5 el valor de este parámetro.*

29. E*n relación con la mencionada Disposición, a través de la Secretaría de Estado de Energía se han publicado dos resoluciones que han impactado de manera relevante en la liquidez del Mercado Organizado de Gas: (1) con fecha 23 de diciembre de 2015, la Resolución por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación en MIBGAS; y (2) con fecha 11 de junio de 2016, la Resolución por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas colchón y gas talón incorporándose, además, en Otras disposiciones, la figura de los Agentes Creadores de Mercado (Market Makers).*

En este mismo sentido, hay que poner de manifiesto también el impacto positivo resultante de la obligatoriedad de aplicar (a partir del 1 de octubre de 2016) el Reglamento (UE) Nº 312/2014 de la Comisión[30]. Sin duda, todas ellas son medidas dinamizadoras del Mercado que aumentan su atractivo y que deberían verse reforzadas una vez que se hayan incorporado, de manera efectiva, en 2017, los citados Creadores de Mercado *(Market Makers).*

Gráfico 1: Evolución mensual del número de Agentes dados de alta en MIBGAS y de su nivel de actividad (%) en el Mercado (16/12/2015 – 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

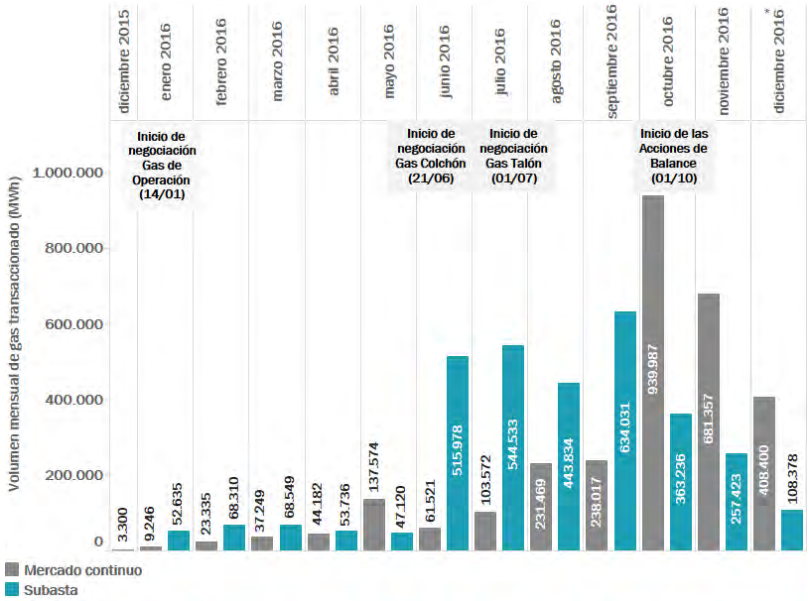
Nivel de actividad (%): Corresponde al número de Agentes que realizan transacciones en un mes determinado, en relación al máximo número de Agentes dados de alta en dicho mes.
(*) El dato del mes de de diciembre, corresponde al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

Además de estas razones, otros eventos relacionados con la sobreoferta de gas existente en el sistema (que ha podido estimular a los importadores a posicionar en MIBGAS parte de sus excedentes), con la volatilidad del precio del gas (ver apartado siguiente), así como con la indexación mayoritaria al petróleo en la formación de los precios en los contratos de suministro a largo plazo, han podido contribuir al crecimiento de los volúmenes de gas transaccionado en MIBGAS.

30. *Respecto al cumplimiento del Reglamento (UE) Nº 312/2014 de la Comisión, desde el 1 de octubre de 2016 está en vigor la Circular de Balance (Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC) que se relaciona, a su vez, con la Resolución de 2 de agosto de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por la que se autoriza a MIBGAS para llevar a cabo las labores de Gestor de Garantías del sistema gasista español.*

El Gráfico 2 evidencia el impacto que sobre la liquidez de MIBGAS han tenido las medidas regulatorias comentadas anteriormente. Así: (1) entre el 1 de enero y el 31 de mayo (periodo en el que, desde el 14 de enero, existe la obligatoriedad de que el GTS adquiera en MIBGAS el gas de operación[31]), el volumen mensual medio de gas transaccionado fue de 108.387 MWh (con una Tasa compuesta de crecimiento mensual del 31%); (2) entre junio y septiembre (periodo particularmente relevante ya que el 21 de junio se inicia la negociación del gas colchón[32] y el 1 de julio la correspondiente al gas talón[33]), dicho volumen fue de 693.239 MWh y la Tasa de crecimiento mensual compuesta del 15%; y (3) entre el 1 de octubre (primer mes de aplicación de la Circular de Balance: ver Nota 4) y el 30 de noviembre de 2016, el volumen negociado asciende a 2.242.003 MWh (equivalente a un promedio mensual de 1.121.001 MWh), lo que supone un crecimiento

Gráfico 2: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (16/12/2015 – 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.
(*) Los datos del mes de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

31. *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). La determinación de su necesidad se realiza mediante equipos de medida, instalados a tal fin.*

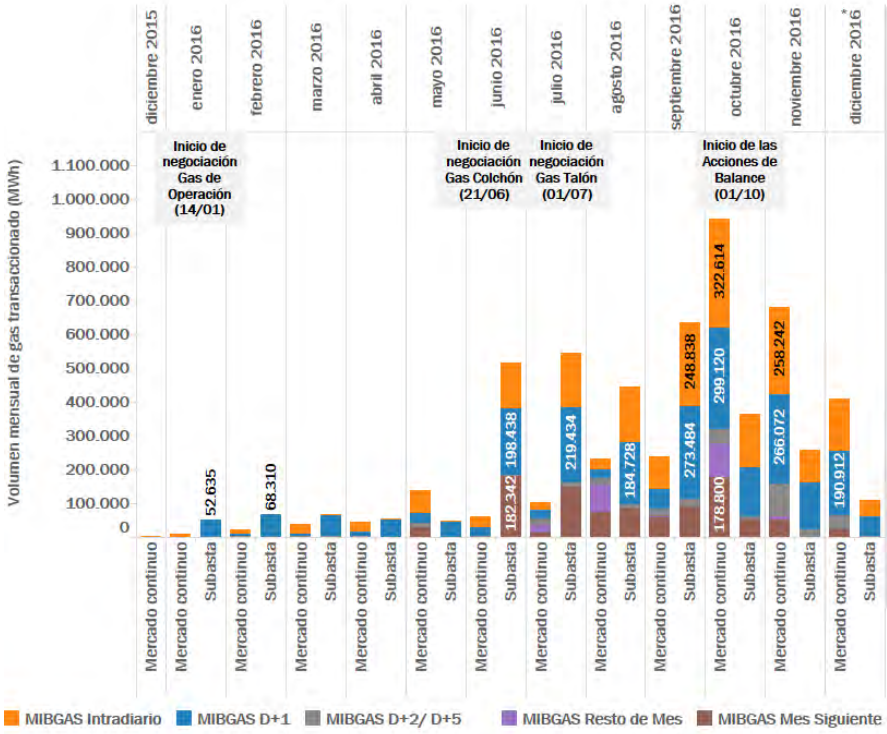
32. *Gas colchón: Volumen de gas natural contenido en el almacenamiento subterráneo que es necesario para poder extraer el gas natural útil a la presión de diseño del gasoducto.*

33. *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 gasoductos de transporte en GWh, traducida en días de utilización.*

del promedio mensual de 10,34 veces respecto al valor medio resgistrado entre enero y mayo (108.387 MWh) y del 62% respecto al correspondiente entre junio y septiembre (693.239 MWh).

El Gráfico 2, también pone de relieve dos hechos achacables, aunque no con carácter exclusivo, a la entrada en vigor de las medidas regulatorias ya mencionadas. En primer lugar, el inicio de la adquisición de gas colchón y de gas talón en MIBGAS, habida cuenta de que su negociación se realiza únicamente en subasta, ha provocado que durante los meses de junio, julio, agosto y septiembre el volumen de gas transaccionado en ese tipo de negociación (534.594 MWh) haya sido muy superior al del mercado continuo (158.645 MWh). Y en segundo lugar, coincidiendo con la entrada en vigor de la Circular de Balance, ha provocado que, a partir de octubre, se invierta el peso de la negociación

Gráfico 3: : Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado desagregado por tipo de negociación (subasta y mercado continuo) y por producto (16/12/2015 – 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

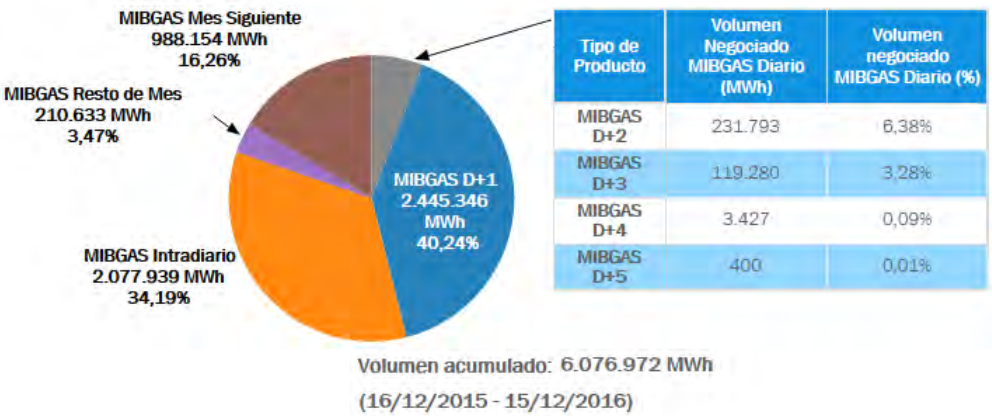
Nota: En este gráfico, se especifican en cada barra, para cada uno de los meses incluidos en el análisis y desagregado por tipo de negociación (subasta y mercado continuo), el volumen mensual acumulado de gas transaccionado correspondiente a los productos estandarizados objeto de negociación en MIBGAS (MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1, MIBGAS D+2/D+5, MIBGAS Resto de mes y MIBGAS Mes siguiente).

(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

a favor del mercado continuo; así, en octubre y noviembre se registraron, de media cada mes, 810.677 MWh en este tipo de negociación, frente a 310.329 MWh en subasta.

Como exponente de su carácter fundamentalmente *spot,* en esta esta etapa de desarrollo la mayor parte del volumen transaccionado en MIBGAS se concentra en los productos de más corto plazo: MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario, reflejando su ya comentada utilización como instrumento para llevar a cabo el ajuste del balance de los Agentes (Gráficos 3 y 4).

Gráfico 4: Volumen total acumulado (MWh) de gas transaccionado, desagregado por tipo de producto (16/12/2015 - 15/12/2016).



Tipo de Producto	Volumen Negociado MIBGAS Diario (MWh)	Volumen negociado MIBGAS Diario (%)
MIBGAS D+2	231.793	6,38%
MIBGAS D+3	119.280	3,28%
MIBGAS D+4	3.427	0,09%
MIBGAS D+5	400	0,01%

Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Dicha funcionalidad, y subsecuentemente la liquidez de los productos de más corto plazo, se ve manifiestamente incrementada con la obligatoriedad de adquirir los gases regulados (gas de operación, gas colchón y gas talón), sobre todo a través del producto MIBGAS D+1, en subasta. Finalmente, la entrada en vigor de la Circular de Balance (Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC) y, consecuentemente, la obligatoriedad de que los intervinientes del sistema mantengan a cero el balance neto al final de cada día de gas, ha dado lugar a que también el producto MIBGAS Intradiario haya resultado considerablemente potenciado.

De esta manera, el inicio de las negociaciones de los gases colchón y talón ha supuesto que, en los meses de junio, julio, agosto y septiembre, el volumen medio de gas transaccionado mensualmente del producto MIBGAS Intradiario haya alcanzado 223.496 MWh (un 328,94% más que el correspondiente en mayo; mes que hasta el momento había contabilizado el volumen más alto en dicho producto); y que el correspondiente al producto MIBGAS D+1, se sitúe en 252.817 MWh (un 344,14% superior al registrado, también en mayo, hasta ese momento el mes de máxima negociación).

Las tendencias de crecimiento en volumen consolidadas para los productos MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario confirman a estos productos, por este orden, como los más representativos actualmente de MIBGAS (Gráfico 4). Así, desde el inicio de la actividad (16 de diciembre de 2015) hasta el 15 de diciembre de 2016: las transacciones realizadas en el producto MIBGAS D+1 alcanzaron 2.445.346 MWh (el 40,24% sobre el total); y las correspondientes al MIBGAS Intradiario representaron el 34,19% del total (es decir, 2.077.939 MWh).

También es de resaltar el hecho de que, a partir del mes de mayo (fecha en la que se registra la primera transacción: día 20 de mayo, con 30.000 MWh) se está constatando una actividad sostenida en el contrato del del producto MIBGAS Mes Siguiente que, ha fecha de 15 de diciembre de 2016, supone el 16,26% (es decir, 988.154 MWh) del total negociado en MIBGAS (Gráficos 3 y 4). Este hecho podría ser indicativo de un inaugural grado de confianza, por parte de los Agentes, en MIBGAS como fuente de abastecimiento para suministros con horizontes más lejanos a los considerados típicamente *spot*.

Por último, en el Gráfico 5 queda suficientemente explicitado el peso creciente del volumen de gas negociado en MIBGAS respecto a la demanda total nacional y, en base a los datos disponibles, al tamaño del Mercado Secundario de gas en España.

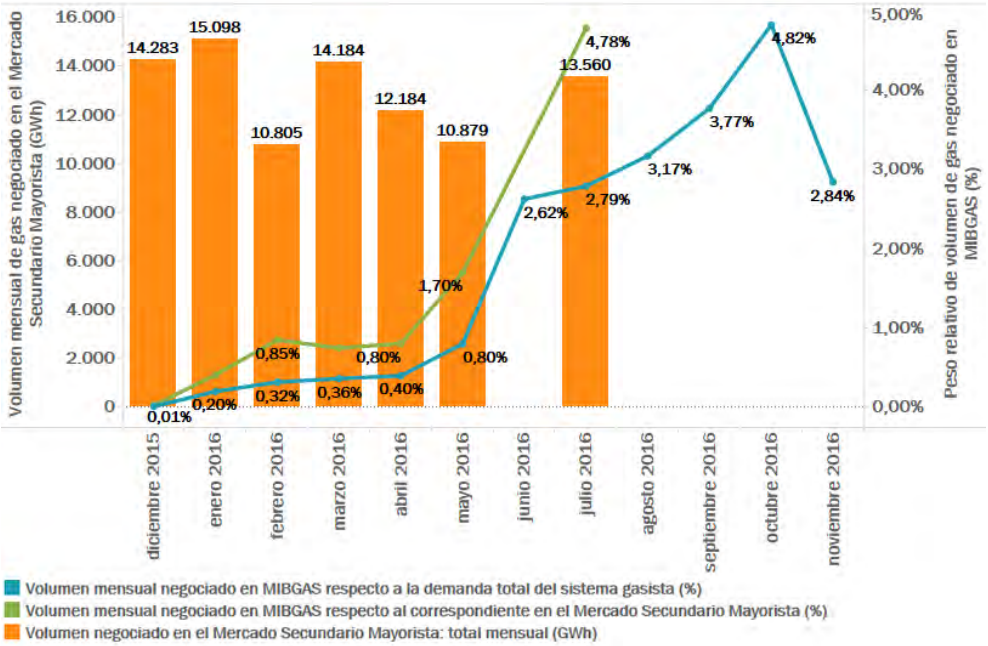
6.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS NATURAL: PROFUNDIDAD. ÓRDENES Y TRANSACCIONES REALIZADAS

La profundidad de un mercado, entendida como el número de ordenes de compra y venta, fomenta la liquidez del mercado ya que garantiza la existencia de Agentes dispuestos a operar, aunque tal vez a precios distintos de los que están cruzando en cada momento durante la sesión de negociación, y explicita la capacidad de dicho mercado para absorber grandes volúmenes de negociación sin impactar de manera notable en el precio. En este sentido, con respecto al fomento de la liquidez, también es relevante el volumen ofertado tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda en cada escalón de precios.

En síntesis, se trata de una variable representativa del nivel de atractivo que muestre el Mercado ya que, en un mercado desarrollado, los principales productos negociados tienen una gran profundidad ofreciéndose precios a distintos niveles por debajo de las ofertas de compra, y superiores al de las ofertas de venta, en ambos casos competitivas.

De acuerdo con lo anterior, para estudiar el nivel de mejora que exhibe la profundidad de MIBGAS desde el inicio de sus operaciones, en este apartado se analiza la evolución que muestran tanto el número de órdenes procesadas en el mercado y el volumen de compra y venta registrados en el libro de ofertas, como el de transacciones realizadas, toda vez que se trata de métricas definidas por el *European Gas Target Model* para determinar el nivel de atractivo de un Mercado Secundario de gas natural.

Gráfico 5: : Variación del porcentaje (%) que representa el volumen negociado mensualmente en MIBGAS con relación al correspondiente volumen total negociado en el Mercado Mayorista Secundario de gas natural, así como respecto al de la demanda total nacional (16/12/2015 - 30/11/2016). Y, volumen (GWh) mensual acumulado relativo al citado Mercado Mayorista (16/12/2015 - 31/07/2016, fecha del último dato disponible).



Fuente: CNMC y MIBGAS. Elaboración propia.

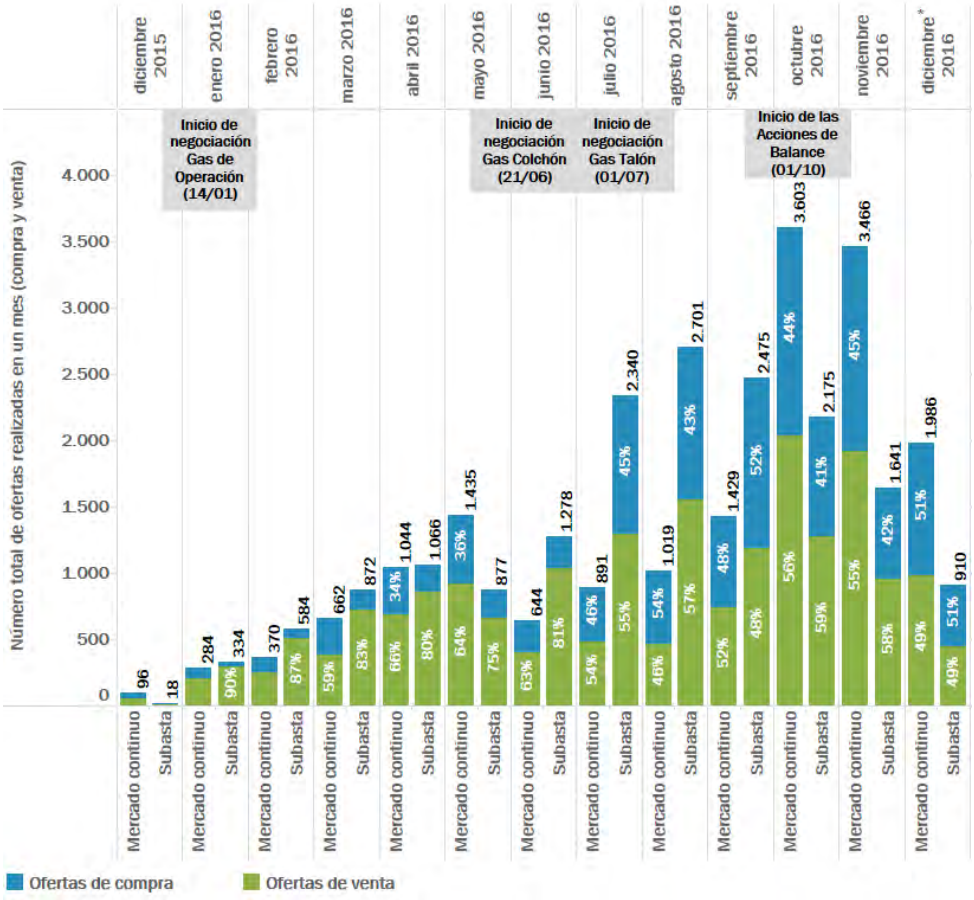
Nota: En los volúmenes considerados para el Mercado OTC sólo se ha estimado el gas intercambiado en la red de transporte (PVB) dado que, de forma mayoritaria (como así se desprende de los informes correspondientes de la CNMC utilizados para la construcción de este gráfico), el gas existente en las plantas de regasificación es intercambiado mediante swaps logísticos que no pueden compararse, en puridad, con ninguno de los productos ofertados en el Mercado Organizado.

En relación con las **ofertas**, MIBGAS explicita un crecimiento continuo en el número que de éstas se registra tanto en subasta como en mercado continuo (Gráfico 6). Así, desde el 1 de enero hasta el 30 de noviembre de 2016, el número de ofertas de compra ha experimentado una Tasa acumulada de crecimiento mensual del 34,19%, en el mercado continuo, y del 35,35% en subasta. Por su parte, dicha tasa mostraba, para las ofertas de venta, valores del 25,18% y del 12,21% en mercado continuo y en subasta, respectivamente.

Al igual que se ha comentado durante el análisis de los volúmenes mensuales negociados en MIBGAS, el Gráfico 6 muestra claramente como el número de ofertas aumenta considerablemente en la subasta durante los meses de junio a septiembre (un 106,2%, comparando la media del esos cuatro meses con el valor más alto del periodo compren-

dido entre enero y mayo: 1.066 ofertas, en abril) como consecuencia de la negociación de los gases regulados (gas colchón y gas talón) que tiene lugar, precisamente, en dicho tipo de negociación; un hecho que se invierte a partir del 1 de octubre cuando el peso del crecimiento recae sobre el mercado continuo, al constatarse la preferencia de los Agentes por este mecanismo para el ajuste de su balance y donde el GTS ha realizado, mayoritariamente, las acciones (de balance) necesarias para el equilibrio general del sistema: en dicho periodo, el número de ofertas es apreciablemente mayor en el mercado continuo (3.603 y 3.466 en octubre y noviembre respectivamente) que en la subasta (2.175 en octubre y 1.641 en noviembre). Por su parte, los datos acumulados en la primera quincena de diciembre, corroboran este cambio de preferencia en el tipo de negociación (1.986 ofertas realizadas en el mercado continuo, frente a 910 en subasta).

Gráfico 6: Evolución del número total de ofertas de compra y de venta realizadas en un mes desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (16/12/2015 - 15/12/2016).

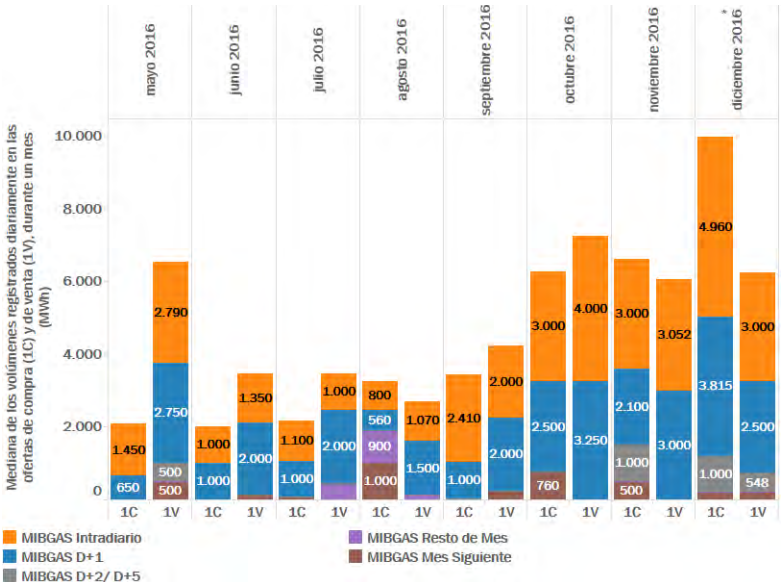


Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.
(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

Teniendo en cuenta la evolución que ha seguido MIBGAS (sobre todo, entre julio y noviembre), se observa cómo la relación entre el número de ofertas de compra y de venta se reparte de forma bastante equitativa, independientemente del tipo de negociación, lo que es indicativo de un incremento en la liquidez del Mercado; en todo caso, habrá que reafirmarse en esta conclusión, o ponerla en cuarentena, una vez que se analice la concentración de las transacciones (Tabla 3).

Considerando la variación de la profundidad de las ofertas de compra y de venta, de manera desagregada por producto (Gráfico 7), y utilizando para la interpretación del resultado el criterio especificado al respecto en el GTM, puede verse cómo durante el periodo de análisis (mayo - diciembre, 2016): (1) el producto MIBGAS D+1, en relación a sus ofertas de venta (1V), supera o iguala el umbral de 2.000 (fijado por el GTM), salvo en el mes de agosto; en relación a las ofertas de compra (1C), dicho umbral se supera a apartir de octubre; así mismo, el valor de la mediana correspondiente al volumen de las ofertas de venta supera al de las compras en todo el periodo, salvo en las dos primeras semanas de diciembre; y (2) cómo esta situación se repite prácticamente, aunque con su propia especificidad, para el producto MIBGAS Intradiario.

Gráfico 7: Valor de la mediana correspondiente a los volúmenes (MWh) de compra y venta registrados diariamente en el libro de ofertas, durante un mes, para cada uno de los productos negociados en MIBGAS (agregando los datos del Diario D+2 al Diario D+5), desde el 19 de mayo de 2016 (primera fecha en la que se dispone de los datos necesarios) hasta el 15 de diciembre de 2016.



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

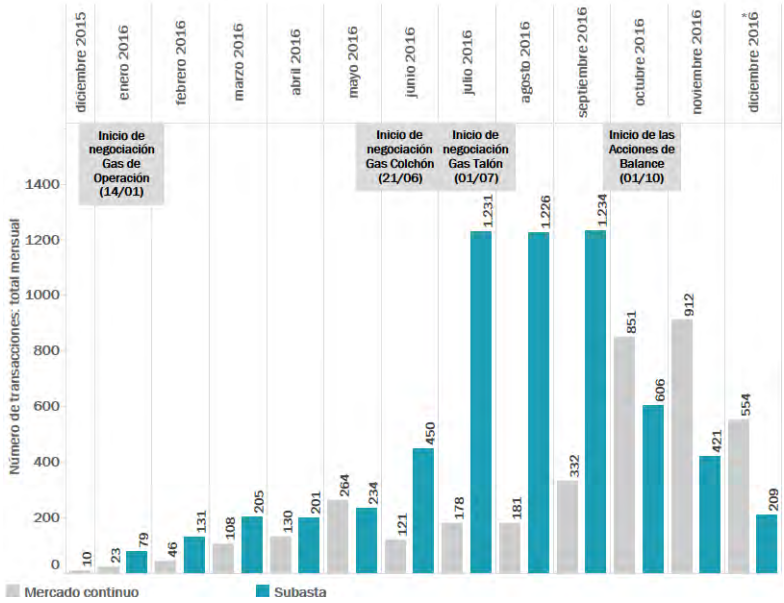
Nota: La variable que se representa en este gráfico corresponde a la Métrica 1 (Mediana del volumen de gas anotado en el libro de ofertas, tanto de compra como de venta) de las cuatro que conforman el Primer Grupo de los dos que define el European Gas Target Model para verificar hasta qué punto un mercado satisface las necesidades y expectativas de sus participantes.
(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

En todo caso e independientemente del producto considerado, el inicio de la obligatoriedad, el 1 de octubre de 2016 (en cumplimiento de la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC), del balance neutro al final de cada día de gas para todos los participantes del sistema gasista, supone un salto cualitativo en la profundidad que muestran las ofertas de los productos negociados en MIBGAS (especialmente el MIBGAS Intradiario, transaccionado en el mercado continuo).

Considerando el periodo de junio a noviembre (correspondiente a los meses completos que se incluyen en el intervalo de tiempo considerado en el Gráfico 7), se observa cómo en los productos MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario el valor acumulado de la mediana de los volúmenes ofertados en operaciones de venta (13.750 MWh y 12.472 MWh, respectivamente) es manifiestamente superior a los correspondientes en operaciones de compra (8.160 MWh y 11.310 MWh, respectivamente), si bien esa diferencia es mucho más evidente en el producto MIBGAS D+1.

Las conclusiones anteriores reafirman el carácter netamente vendedor que en la actualidad exhibe MIBGAS tanto considerado en su conjunto como de forma individual, por tipo de producto. No obstante, dicha relación (entre compras y ventas) parece invertirse en el mes de noviembre y diciembre.

Gráfico 8: Evolución del número total de transacciones realizadas mensualmente desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (16/12/2015 – 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.
(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

En lo que respecta a las **transacciones**, su evolución muestra una tendencia similar a la ya comentada para las ofertas. Cuando se analiza dicha evolución desde la perspectiva del tipo de negociación (Gráfico 8) se observa, para el caso específico de la subasta: (1) cómo el número de transacciones acelera su crecimiento sostenido a partir del mes de junio y, de manera mucho más acusada en el tercer trimestre, cuando dicho número no baja de 1.200 (es decir, 2,73 veces más del valor correspondiente al mes de junio); y (2), cómo el orden de primacía (de la subasta frente al mercado continuo) se invierte en en el periodo octubre - diciembre. Las dos conclusiones anteriores vuelven a poner de manifiesto la influencia que sobre la profundidad del Mercado tienen las medidas normativas y regulatorias implementadas.

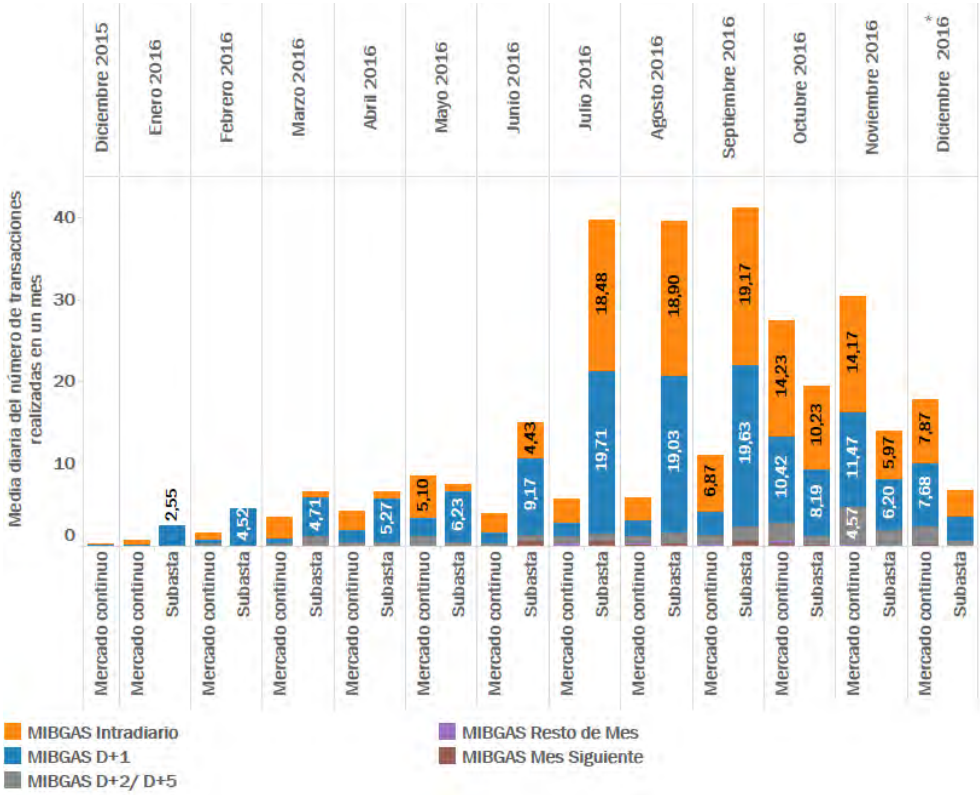
Con relación al mercado continuo, dado que la negociación de los gases regulados se realiza en la subasta, el número de transacciones realizadas en un mes no ha experimentado un aumento sustancial hasta el mes de octubre, cuando éstas alcanzaron las 851 (un 156,3% superior al número correspondiente a septiembre y 3,22 veces más alto que el máximo registrado desde el inicio del Mercado hasta el mes de junio de 2016); por su parte, en noviembre se volvió a superar dicho máximo alcanzándose las 912 transacciones.

Así mismo, se observa que, entre julio (coincidiendo con el inicio de la negociación del gas talón) y septiembre, MIBGAS muestra sobre la subasta una concentración del número de las transacciones realizadas mensualmente: en el tercer trimestre, dicho número es, de media, en la subasta 5,34 veces superior al del mercado continuo.

Como así lo explicita el Gráfico 8, esta situación se invierte a partir de octubre habida cuenta de, por un lado, la escasa oferta en subasta de los gases regulados y, por otro lado, el inicio de las acciones de balance que incrementan sobre manera, según se ha comentado anteriormente, el número acumulado de transacciones realizadas en el mercado continuo manteniendo, subsecuentemente, el nivel de concentración de mercado registrado en el tercer trimestre.

Un análisis detallado, desagregado por productos y tipo de negociación, en lo que respecta a la media diaria del número de transacciones realizadas en un mes y del volumen correspondiente transaccionado (Gráficos 9 y 10), refuerza la evidencia sobre la mayor liquidez de los productos *spot* negociados en MIBGAS (MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario) frente a los de horizonte temporal más lejano. Un hecho que tiene su máximo exponente a partir de julio, en lo que respecta a la media diaria del número de transacciones; y, desde junio, en lo referente a la media diaria del volumen negociado en dichas transacciones. En ambos casos, como ya se ha comentado, el detonante parece haber sido la implementación de las medidas regulatorias correspondientes.

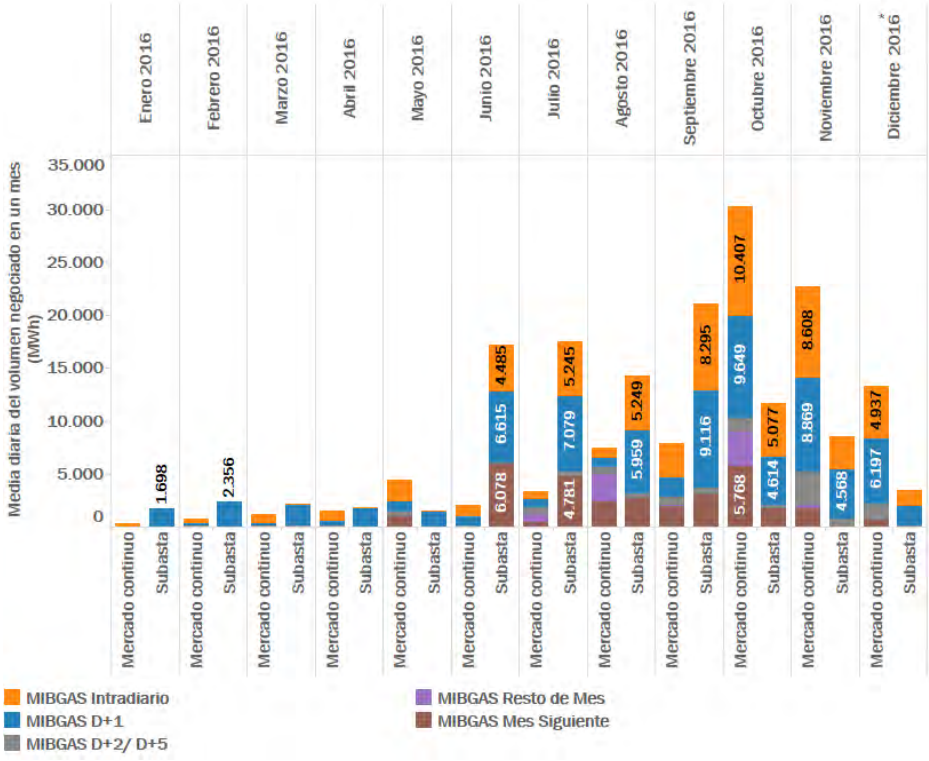
Gráfico 9: Media diaria del número de transacciones realizadas en un mes desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo, y por producto (16/12/2015 - 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.
(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

No obstante, y a pesar de la mejora notable que muestra MIBGAS en la métrica de esta variable, los valores medios diarios del número de transacciones, aun considerando exclusivamente los más elevados (Gráfico 9), están todavía muy alejados del valor umbral definido para dicha métrica en el *European Gas Target Model* (valor mínimo de la mediana del número de transacciones diarias igual a 420, para el producto Diario D+1).

Gráfico 10: Media diaria del volumen (MWh) negociado en las transacciones realizadas en un mes desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo, y por producto (16/12/2015 - 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.
(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

Finalmente, en la Tabla 2 se expone un resumen con los resultados más destacables del análisis conjunto de los Gráficos 10 y 11; de esta forma, mediante el promedio en cada periodo de estudio del número de transacciones y volúmenes medios diarios, podrá observarse la evolución del Mercado así como la influencia que en el mismo están teniendo las distintas medidas adoptadas (gases regulados y acciones de balance).

Tabla 2: Análisis de la profundidad de las transacciones correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1 (1/01/2016 – 15/12/2016).

Producto/Variable	1/01/2016 31/05/2016	1/06/2016 30/09/2016	1/10/2016 15/12/2016
MIBGAS Intradiario: promedio del número de transacciones medio diario – mercado continuo.	2,32	3,75	14,08
MIBGAS D+1: promedio del número de transacciones medio diario – mercado continuo.	0,98	1,90	11,08
MIBGAS Intradiario: promedio del número de transacciones medio diario –subasta.	0,52	15,25	7,91
MIBGAS D+1: promedio del número de transacciones medio diario –subasta.	4,65	16,89	7,08
MIBGAS Intradiario: promedio del volumen negociado (MWh) medio diario– mercado continuo.	933,54	1.528,89	9.252,89
MIBGAS D+1: promedio del volumen negociado (MWh) medio diario – mercado continuo.	386,73	1.112,94	9.115,76
MIBGAS Intradiario: promedio del volumen negociado (MWh) medio diario – subasta.	43,59	5.818,45	4.018,85
MIBGAS D+1: promedio del volumen negociado (MWh) medio diario – subasta.	1.835,00	7.192,05	4.530,12
MIBGAS Intradiario: relación entre el promedio del volumen negociado medio diario y el promedio del número de transacciones medio diario (MWh/transacción) – mercado continuo.	402,39	407,7	674,88
MIBGAS D+1: relación entre el promedio del volumen negociado medio diario y el promedio del número de transacciones medio diario (MWh/transacción) – mercado continuo.	394,62	585,76	844,87
MIBGAS Intradiario: relación entre el promedio del volumen negociado medio diario y el promedio del número de transacciones medio diario (MWh/transacción) – subasta.	83,83	381,54	522,11
MIBGAS D+1: relación entre el promedio del volumen negociado medio diario y el promedio del número de transacciones medio diario (MWh/transacción) – subasta.	394,62	425,82	657,04

Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.
Promedio de un valor medio diario: se corresponde con el promedio, para cada periodo, del número total de transacciones o del volumen mensual dividido por los días del mes correspondiente.

En base a todo lo anterior, parece evidente que la liquidez de MIBGAS se concentra, en este primer año de actividad, en los productos *spot* (MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1): con un incremento sostenido, sobre todo en el mercado continuo, tanto en el número de transacciones y en la media diaria como en el volumen negociado por transacción (tanto en mercado continuo como en subasta) certificando, de esta manera, su utilización preferente para la optimización de las carteras (de suministro en el corto plazo) de los Agentes y/o con propósitos de balance; no obstante, el hecho de que se esté registrando, a partir de junio, un crecimiento sostenido en los volúmenes

negociados del contrato MIBGAS Mes Siguiente podría ser síntoma del aumento de la confianza que los Agentes depositan en MIBGAS como fuente de aprovisionamiento en el medio plazo. Dicho aumento de la confianza implicaría que los Agentes aprecian la gestión del riesgo de contrapartida que ofrece el Mercado Organizado, como alternativa a las transacciones OTC (en las que el riesgo de crédito se gestiona bilateralmente a través de los acuerdos marco firmado por las partes).

En todo caso, más allá de la excesiva concentración de las transacciones que muestra el Mercado en determinado tipo de negociación, el incremento tan notable que se aprecia en el número de las mismas acumuladas cada mes, a partir de julio, es sintomático de que MIBGAS está aumentando su liquidez.

Tabla 3: Relación entre el valor medio de la media diaria del número de ofertas y del número de transacciones realizadas en el mercado continuo (1/01/2016 – 15/12/2016).

Variable	1/01/2016 31/05/2016	1/06/2016 30/09/2016	1/10/2016 15/12/2016
Promedio del número de ofertas (ventas y compras) medio diario	24,9	32,7	111,6
Promedio del número de transacciones medio diario	3,7	6,7	28,5
Relación “ofertas / transacciones”*	6,7	4,9	3,9

Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

(*) En un entorno de liquidez el valor de esta relación tendería a 2,0, de tal manera que todas las ofertas de compra encontrarían su contraparte de venta dando lugar a una transacción; de ahí que, idealmente, el número de transacciones sea la mitad del total de ofertas (compras y ventas).

Promedio de un valor medio diario: se corresponde con el promedio, para cada periodo, del número total de transacciones u ofertas (compras y ventas) mensuales dividido por los días del mes correspondiente.

Analizando de forma combinada el aumento de transacciones realizadas junto con la reducción de la relación entre el número de ofertas y de transacciones (Tabla 3), se vuelve a constatar, por un lado, el efecto dinamizador (mayor número de la media diaria, tanto de ofertas como de transacciones) de la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de 22 de julio; y por otro lado, el aumento sostenido de la competitividad de las ofertas (tendencia al valor 2,0 en la relación citada anteriormente). En esa misma línea de conclusión converge el análisis sobre la relación entre el número de ofertas y el de transacciones que se avanzaba en la página 53 de este informe.

6.4. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ORGANIZADO DE GAS NATURAL: PRECIOS

6.4.1. Evolución de los precios

La variación del precio *spot*[34] en MIBGAS, así como su volatilidad, en 2016 ha estado influida, sobre todo, por las distintas medidas desplegadas para fomentar la liquidez del Mercado (adquisición de gases regulados e implementación de la Circular de Balance), así como por las situaciones particulares de cada periodo del año (por ejemplo, la incidencia registrada el 14 de septiembre en el gasoducto MEDGAZ, o la parada de las centrales nucleares francesas) que han hecho que los Agentes tomasen posiciones (en el Mercado) según las necesidades de cada momento. Por su parte, los tres productos actualmente de referencia del Mercado (MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS Mes Siguiente) muestran prácticamente la misma tendencia respecto a la evolución de sus precios.

En todo caso, puede afirmarse que el precio de los productos MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1 ha sido sorprendentemente estable, a pesar de su todavía baja liquidez, hasta los últimos meses del año (octubre y noviembre), si bien en estos últimos su volatilidad se ha incrementado considerablemente (Gráfico 11).

Así mismo (Gráfico 11), entre los meses de mayo y julio se registra un desacoplamiento entre el precio de los productos *spot* en MIBGAS y el petróleo consecuencia, fundamentalmente, de la elevada convergencia que explicita MIBGAS con los mercados europeos (principalmente, el TRS del sur de Francia) inmersos en un periodo de crecimiento continuado.

En el *spread* temporal[35] que presenta el producto MIBGAS D+1 pueden identificarse dos periodos: uno inicial, en el que durante los tres primeros trimestres del año, si bien es cierto que ambos contratos convergieron en un periodo bajista durante los primeros meses, el precio del contrato del producto Mes Siguiente en el OTC supera al del producto MIBGAS D+1 evidenciando la visión alcista que tienen los Agentes a cerca de la evolución de los precios futuros del contrato *spot*; dicha visión (alcista) dura hasta octubre cuando el spread temporal se invierte y el contrato del producto MIBGAS D+1 pasa a tener un valor superior al del Mes Siguiente del OTC, mostrando la prevision bajista que de los precios del gas para el comienzo del año 2017 tienen los Agentes[36].

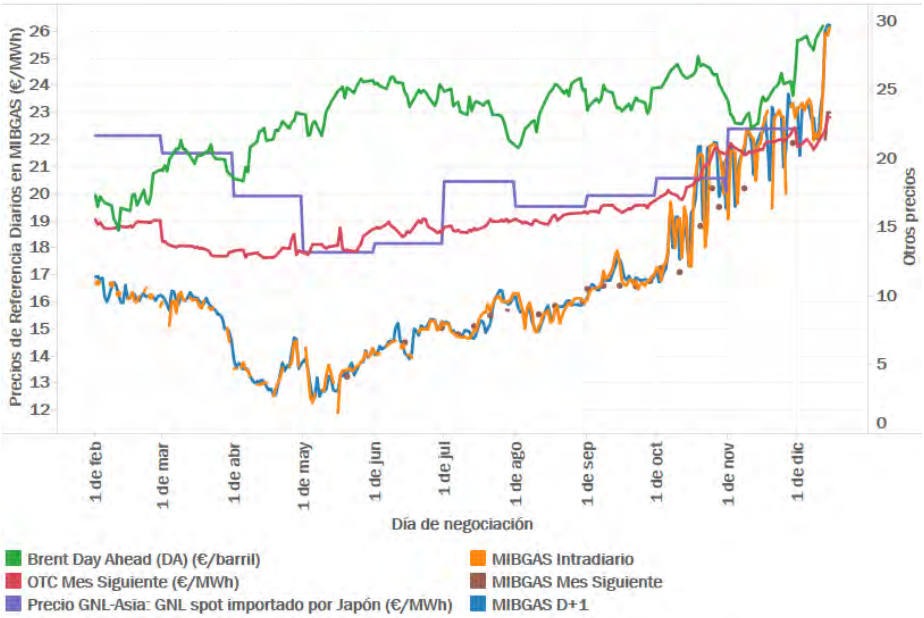
34. *El Artículo 65 bis. Mercado Organizado de Gas, define el Mercado Mayorista Organizado como: "el integrado por transacciones de venta de gas natural en el Punto Virtual de Balance del sistema de transporte y distribución, mediante la contratación a corto plazo con entrega física de gas. La contratación a corto plazo incluirá al menos, productos con un horizonte de entrega hasta el último día del mes siguiente".*

No obstante, a efectos de este informe se viene utilizando el término spot en relación, exclusivamente, a los productos MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1.

35. *Spread temporal: relación entre la serie de precios del producto MIBGAS D+1 frente a la serie de precios del producto Mes Siguiente (M+1) que registra el Mercado OTC.*

36. *En un futuro, en un entorno de mayor actividad para el producto MIBGAS Mes Siguiente, sería posible utilizar, en próximos análisis, el precio de este producto como referencia para construir el spread temporal. La ventaja de esta aproximación sería la garantía de que los precios del MIBGAS D+1 y del MIBGAS Mes Siguiente proceden de precios efectivamente intercambiados en un Mercado Organizado y no de la opinión subjetiva expresada por los participantes.*

Gráfico 11: Evolución del precio (€/MWh) del producto Mes Siguiente (OTC), MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1, MIBGAS Mes Siguiente, así como del Brent (€/Barril) y del GNL-Asia, desde el 1 de febrero hasta el 15 de diciembre de 2016.



Fuente: MIBGAS, CNMC, PEGAS, ICE y Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón. Elaboración propia.

Nota: El precio GNL-Asia: (importado por Japón) se corresponde al indicado por el Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón en su informe: Tendencias del precio GNL-spot, apartado Precio base de llegada.

(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

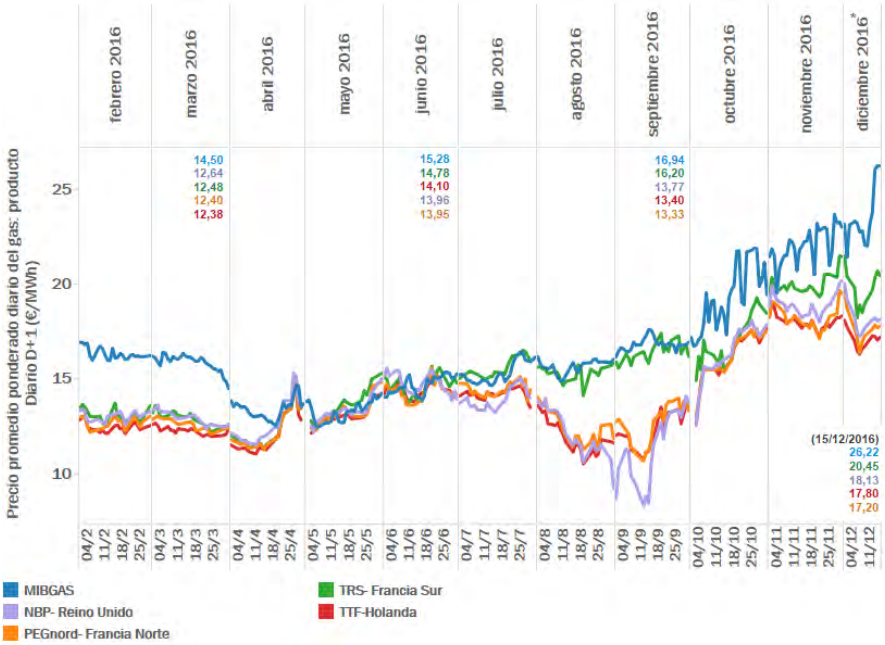
Respecto al precio del GNL *spot* importado por Japón (el más elevado del mercado, salvo en los meses de octubre y noviembre), entre febrero y mayo, el precio de MIBGAS mantiene un Descuento en el entorno de los 4,6 €/MWh; a partir de junio, dicho Descuento va reduciéndose progresivamente hasta convertirse en Premium, de 0,11 €/MWh de media, en el mes de noviembre, a pesar de la evolución alcista que venía mostrando el contrato del GNL *spot* asiático desde agosto.

A modo de resumen, en la evolución de los contratos *spot* de MIBGAS pueden apreciarse cuatro periodos claramente diferenciados: (1) uno, caracterizado por el descenso continuado de los precios (salvo excepciones puntuales en las que MIBGAS refleja, preferentemente, los movimientos de los mercados europeos), hasta mediados del mes de mayo; en este periodo, el precio del producto MIBGAS D+1 ha pasado de 16,93 €/MWh, el 1 de febrero de 2016, a 12,47 €/MWh el precio más bajo, a principios de mayo de 2016; (2), otro de crecimiento continuo que, a su vez, desde mediados de mayo y hasta prácticamente finales de julio, responde a la fuerte convergencia entre MIBGAS y los mercados europeos, registrando un incremento del 13,24%, entre el último día de julio y el mismo día del periodo anterior de mayo; (3) un tercero, periodo estival (desde mediados de julio hasta finales

de septiembre), donde el contrato del MIBGAS D+1 se desacopla de sus pares europeos arrastrado por la tendencia (alcista) del TRS; y (4) un tramo final de año (octubre y noviembre) que, además de mostrar un Premium de más de 4,6 €/MWh, de media, respecto a los precios *spot* de los *hubs* europeos -debido a la mayor demanda eléctrica en España motivada por la situación de las centrales nucleares francesas y por la escasa generación eólica (que ha requerido de un mayor respaldo por parte de las CTCCs), así como del efecto que las acciones de balance hayan podido ejercer-, marca récords en el precio del producto MIBGAS D+1 que cierra el mes de noviembre a 23 €/MWh (el más alto en Europa, y un 36,8% superior al registrado en MIBGAS al finalizar septiembre).

En relación con la evolución del precio que registran los *hubs* europeos (Gráfico 12), el contrato del producto MIBGAS D+1 inicia, en la tercera semana de abril un periodo de elevada convergencia que dura hasta mediados de julio; en este intervalo de tiempo, el producto MIBGAS D+1 muestra un *spread* medio de 0,154 €/MWh, en relación con los *hubs* europeos, manifiestamente inferior al registrado desde principios de año (2,97 €/MWh, entre el 1/02/2016 y el 18/04/2016).

Gráfico 12: Evolución del precio promedio ponderado (€/MWh), por día de negociación, del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (1/02/2016 – 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS, ICE y PEGAS. Elaboración propia.

Nota: Las cifras que se muestran en las etiquetas corresponden a los precios de cierre de cada trimestre, así como de octubre, en cada uno de los mercados considerados.
(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

Por su parte, el elevado nivel de convergencia que muestran los mercados europeos (con la excepción temporal que se comenta más adelante del TRS, que negocia el gas en el sur de Francia), es fruto de la liquidez de estos *hubs* así como de una capacidad de interconexión adecuada que, por un lado, beneficia la competencia entre mercados dando lugar a la posibilidad real de obtener el suministro desde los mercados (interconectados) más baratos y, por otro lado, ejerce presión en los precios de los contratos a largo plazo todavía indexados al petróleo.

A su vez, el referido desacoplamiento entre el TRS y el PEGnord (que negocia el gas en el norte del país galo) parece tener su origen en las restricciones que han tenido lugar en la capacidad de interconexión, desde mediados de agosto y durante septiembre, en las redes francesas de interconexión norte-sur. Consecuentemente, el contrato del producto Diario D+1 en el TRS cotizaba manteniendo un Premium entre 1,6 €/MWh (el 1 de agosto) y 5,78 €/MWh (el 12 de septiembre) respecto al PEGnord.

De forma general (descontada la mencionada excepción temporal del TRS), en la evolución de los precios *spot* que registran los *hubs* europeos pueden apreciarse dos grandes tendencias: (1) a la baja, entre el 1 de febrero y el 11 de abril (-1,71 €/MWh), causada por una sobre oferta de gas consecuencia del descenso de la demanda provocado, a su vez, por un ciclo de temperaturas suave, combinada con la disminución en los precios del petróleo y un elevado nivel de almacenamiento; y (2) al alza, desde la fecha anterior hasta finales de octubre (+6,37 €/MWh), pasando por un periodo de dos meses aproximadamente (entre mediados de julio y de septiembre) de manifiesta tendencia decreciente (-5,02 €/MWh) achacable al sobreabastecimiento del sistema (en parte debido a la recuperación de los suministros de gas noruego) y a la fuerte caída del precio del petróleo[37]; por su parte, desde el 12 de septiembre hasta el 30 de noviembre, nuevas causas técnicas (entre las más relevantes: cortes en el suministro de gas noruego y en el procedente de los campos de Gröningen; interrupciones en el flujo de gas transferido a través de la interconexión entre el norte y el sur de Francia, así como entre Francia y Bélgica, y entre Francia y Suiza; y paradas imprevistas en los reactores nucleares franceses), junto con la tendencia alcista de los precios de otras *commodities* de referencia (carbón, petróleo y electricidad) y el descenso de las temperaturas han dado lugar a un incremento de la demanda que, a su vez, ha empujado, al alza, los precios del gas en Europa.

Como ya se ha indicado, mediados de julio marca el fin de la convergencia de precios de MIBGAS respecto a los principales *hubs*. Tan sólo el mercado TRS mantiene una evolución similar a la de MIBGAS, mostrando una tendencia (de fuertes subidas) contraria a la del resto de los mercados del norte y centro de Europa.

En consecuencia, mientras que el TRS y MIBGAS experimentan subidas del 11,6% y del 17,8% respectivamente, entre el 11 de agosto y el 15 de septiembre, los demás mercados europeos explicitan una bajada media del 8,89% (mucho más acusada en el NBP británico). A partir de esa fecha, existen dos movimientos muy definidos: uno en el mes de octubre, en

37. *En este sentido hay que tener en cuenta que las variaciones en el precio del petróleo se trasladan a los contratos del gas de corto plazo con un cierto decalaje, mientras que para los productos a mayor plazo (contratos anuales...) el efecto, sobre los precios del gas, es más inmediato.*

el que el TRS converge en orden magnitud y variación del precio con los mercados europeos y donde MIBGAS mantiene un Premium en torno a 2,32 €/MWh con el TRS, y de 3,19 €/MWh con el resto de mercados europeos; y otro en noviembre, en el que el precio *spot* de MIBGAS sigue una tendencia (alcista), contraria al resto de mercados, registrando un nuevo Premium en el entorno de los 3,61 €/MWh.

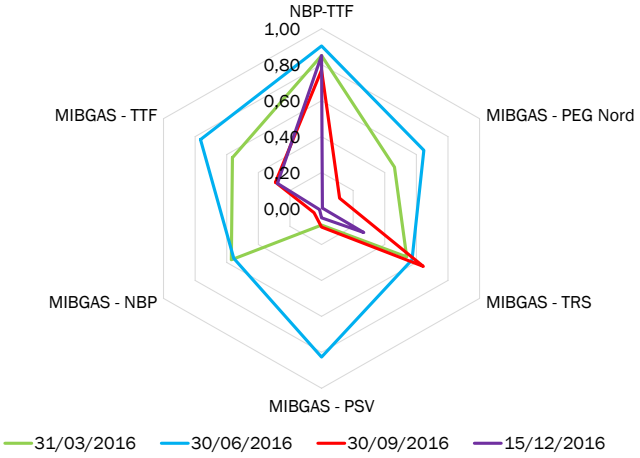
6.4.2. Correlación de precios

Este análisis, permite verificar la evolución relativa de los precios y permite evaluar si dos mercados reaccionan de manera similar frente a los Fundamentales (de la oferta/demanda). No es una métrica que, en sí misma, implique convergencia aunque proporciona una visión sobre la eficiencia de los precios, en el sentido de que refleja competencia en cada mercado; no obstante, dos mercados adyacentes pueden ser eficientes y divergir debido a una capacidad de interconexión insuficiente en momento de gran demanda en uno de los mercados. Así mismo, hay que tener en cuenta que el incremento en la correlación de los precios viene inducido por mejoras en la liquidez de los mercados, debidas: al aumento en la capacidad de interconexión disponible, con el fin de estar en disponibilidad de ampliar el volumen de gas transferido entre los mercados, y al mayor número de participantes en el Mercado.

De todas las series analizadas, la correlación más fuerte entre el contrato del MIBGAS D+1 y sus pares europeos se registra en el mes de diciembre (Gráfico 13), cuando su valor (coeficiente de Pearson) es ciertamente bajo ya que, considerado en valor absoluto, oscila entre 0,01 (MIBGAS-NBP), 0,28 (MIBGAS-TTF) y 0,01 (MIBGAS-PEGnord); en ese mes, la correlación entre el NBP y el TTF muestra un valor alto (de 0,85).

Los valores especialmente bajos (valor medio, r=0,327) que registra este coeficiente al cierre de septiembre, explicitan el fin de la convergencia (mostrada desde mediados de abril hasta la tercera semana julio) entre los precios del *spot* en MIBGAS y sus pares europeos: PEGnord, PSV, NBP y TTF. A *sensu contrario*, la correlación moderada (r=0,64) entre MIBGAS y el TRS, pone de manifiesto cómo ese Mercado acompaña a MIBGAS en su divergencia con el resto de los mercados europeos. En todo caso, durante dicho periodo de divergencia (comprendido entre la tercera semana de julio y el cierre de septiembre), el contrato del MIBGAS D+1 mantiene, respecto al TRS, un Premium medio de 0,31 €/MWh aproximadamente; un *spread* que se incrementa considerablemente en noviembre (valor medio, 1,97 €/MWh), a pesar de que el contrato *spot* en MIBGAS, al igual que el correspondiente al TRS, retoma la senda de la convergencia con sus otros pares europeos.

Gráfico 13: : Nivel de correlación (valor absoluto del coeficiente de Pearson) entre los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (febrero a diciembre*, 2016).



Día final del cálculo	NBP - TTF	MIBGAS - PEGnord	MIBGAS - TRS	MIBGAS - PSV	MIBGAS - NBP	MIBGAS - TTF
31/03/2016	0,85	0,46	0,54	0,09	0,57	0,56
30/06/2016	0,90	0,65	0,57	0,83	0,56	0,77
30/09/2016	0,77	0,11	0,64	0,10	0,05	0,29
15/12/2016	0,85	0,01	0,27	0,05	0,01	0,28

Fuente: MIBGAS, ICE y PEGAS. Elaboración propia.

Nota: El valor del coeficiente de Pearson (r) que se muestra en el gráfico corresponde al del día en cuestión, el cual se ha calculado a partir de los 30 precios precedentes descontando los correspondientes a fin de semana.

(*) Los datos del mes de de diciembre corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

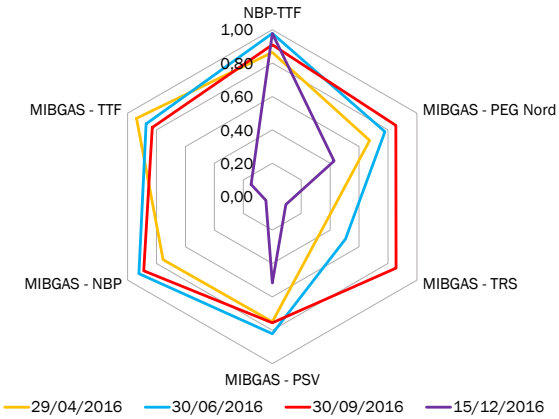
6.4.3. Correlación de volatilidades

La volatilidad es un indicador que permite verificar la velocidad y la amplitud de los cambios que tienen lugar en el precio de un determinado producto. Valores altos de la correlación entre las volatilidades del producto Diario D+1 correspondiente a dos mercados, implican elevados niveles de integración y, consecuentemente: (1) una sensibilidad semejante frente a los Fundamentales que afectan al suministro y a la demanda; y (2) que las condiciones del Mercado que impactan sobre uno de los dos inducen al arbitraje desde el Mercado adyacente y, como resultado, a su ajuste.

De todas las series consideradas (Gráfico 14), el segundo y tercer trimestre registran, en general, las correlaciones más representativas entre la volatilidad del contrato del MIBGAS D+1 y sus pares europeos. Dentro de este periodo, destacan sobre manera las correlaciones entre MIBGAS y el NBP (coeficiente de Pearson: r=0,92), MIBGAS y el PEGnord (coeficiente de Pearson: r=0,85), MIBGAS y el TTF (coeficiente de Pearson: r=0,87) así como MIBGAS y el TRS (coeficiente de Pearson: 0,86): todos ellos, valores que pueden definirse

como altos; por su parte, en este periodo, la correlación entre las volatilidades del precio del producto Diario D+1 que muestran el NBP y el TTF ha sido muy alta (r=0,98)[38].

Gráfico 14: Nivel de correlación (valor absoluto del coeficiente de Pearson) entre la volatilidad de los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (febrero a diciembre*, 2016).



Día final del cálculo	NBP - TTF	MIBGAS - PEGnord	MIBGAS - TRS	MIBGAS - PSV	MIBGAS - NBP	MIBGAS - TTF
29/04/2016	0,86	0,67	0,36	0,75	0,75	0,94
30/06/2016	0,98	0,78	0,51	0,82	0,92	0,87
30/09/2016	0,91	0,85	0,86	0,76	0,89	0,83
15/12/2016	0,98	0,43	0,09	0,52	0,04	0,15

Fuente: MIBGAS, ICE y PEGAS. Elaboración propia.

Nota: El valor del coeficiente de Pearson (r) que se muestra en el gráfico corresponde al del día en cuestión, el cual se ha calculado a partir de los 30 valores de volatilidad precedentes. Por su parte, la volatilidad corresponde a su valor anualizado (%) calculado para una ventana de 30 días, sin tener en cuenta los fines de semana; de ahí que el primer día final del cálculo corresponda al viernes 29 de abril de 2016.

(*) Los datos del mes de de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y 15 de dicho mes.

El efecto de las medidas regulatorias introducidas, factores técnicos específicos, así como la reacción del Mercado frente a la estacionalidad de la demanda y la distinta composición del "mix" de generación eléctrica son factores determinantes que han podido dar lugar a movimientos independientes, respecto a sus pares europeos, en los precios de MIBGAS y, consecuentemente, provocar grados de correlación (entre las volatilidades) muy diferentes a lo largo del año.

38. *Una explicación a esta situación radica en el hecho de que los traders en el sistema español toman como referencia de cambios en el Mercado las variaciones en los precios que tienen lugar en el TTF (a su vez, altamente correlacionado con el NBP). En un entorno de poca liquidez, el TTF es la referencia en la conducta de muchos Agentes debido a que gran parte de los contratos de suministro a clientes finales están indexados a dicho Hub.*

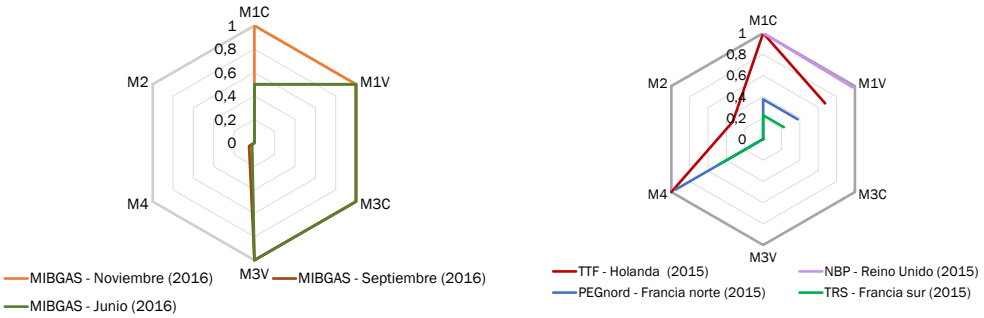
Así puede apreciarse en el descenso generalizado que muestran en diciembre los valores de este coeficiente, especialmente bajos para la correlación de volatilidades con el PEGnord (r=0,43), PSV (r=0,52), NBP (r=0,04) y TTF (r=0,15), o durante el primer trimestre del año.

6.5. GRADO DE MADUREZ DE MIBGAS

Para determinar el "grado de madurez" de MIBGAS (Gráfico 15) se han utilizado las cuatro métricas que conforman el Primer grupo, de los dos definidos por el *European Gas Target Model*, para verificar si un mercado satisface las necesidades y expectativas de sus participantes; es decir, hasta qué punto, en el caso específico de MIBGAS, el Mercado *spot* (tomando como referencia el producto MIBGAS D+1) está resultando atractivo para los intervinientes en el sistema gasista español.

Independientemente del periodo de tiempo considerado en este análisis, la liquidez del producto MIBGAS D+1 se encuentra todavía lejos de la que registran los mercados europeos más maduros (NBP y TTF); sin embargo, respecto al grado de madurez del mercado adyacente (TRS) en 2015, MIBGAS, explicita un mejor comportamiento en lo que se refiere a la profundidad y a la sensibilidad de las ofertas, de acuerdo con los datos obtenidos para el Mercado Organizado de Gas español en noviembre de 2016 (tabla de apoyo adjunta). En las demás métricas, el MIBGAS D+1 está muy alejado de los umbrales recomendados en el citado modelo de Mercado europeo.

Gráfico 15: Grado de madurez de MIBGAS y su comparación con el correspondiente al NBP-Reino Unido, TRS-Francia sur, TTF-Holanda y PEGnord-Francia norte.



Fuente: ACER[5] y MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: En este gráfico se muestra, para el producto Diario D+1, el valor normalizado (en base al criterio especificado en la tabla de apoyo, adjunta: escala de 0 a 1) obtenido para cada una de las métricas del GTM utilizadas.

Métrica (GTM-2015): GRADO DE MADUREZ	Valor umbral (GTM - 2015)	Intervalo de valores normalizados (MIBGAS)	Valores normalizados													
			MIBGAS Noviembre 2016		MIBGAS Septiembre 2016		MIBGAS Junio 2016		TRS Francia sur (2015)		PEGnord Francia norte (2015)		NBP Reino Unido (2015)		TTF Holanda (2015)	
			Valor de la métrica	Valor normalizado	Valor de la métrica	Valor normalizado	Valor de la métrica	Valor normalizado	Valor de la métrica	Valor normalizado	Valor de la métrica	Valor normalizado	Valor de la métrica	Valor normalizado	Valor de la métrica	Valor normalizado
Métrica 1C (M1C) - Profundidad de las ofertas de compra: valor de la mediana de los resultados diarios.	≥ 2.000 MW	0: = 0 MW 1: ≥ 2.000 MW	2.100	1,00	1.000	0,50	1.000	0,50	450	0,23	3.000	1,00	750	0,38	2.550	1,00
Métrica 1V (M1V) - Profundidad de las ofertas de venta: valor de la mediana de los resultados diarios.	≥ 2.000 MW	0: = 0 MW 1: ≥ 2.000 MW	3.000	1,00	2.000	1,00	2.000	1,00	450	0,23	1.950	0,98	750	0,38	1.350	0,68
Métrica 3C (M3C) - Sensibilidad de las ofertas de compra: valor promedio de los resultados.	≤ 0,02%	0: ≥ 0,05% 1: ≤ 0,02%	0	1,00	0	1,00	0	1,00	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
Métrica 3V (M3V) - Sensibilidad de las ofertas de venta: valor promedio de los resultados.	≤ 0,02%	0: ≥ 0,05% 1: ≤ 0,02%	0	1,00	0	1,00	0	1,00	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A
Métrica 4 (M4) - Número de transacciones diarias: valor de la mediana de los resultados diarios.	≥ 420	0: = 0 1: ≥ 420	12	0,03	22	0,05	9	0,02	200	0,48	800	1,00	400	0,95	1.500	1,00
Métrica 2 (M2) - Diferencia de precio entre las ofertas de venta y compra: valor promedio de los resultados.	≤ 0,4%	0: ≥ 1,0% 1: ≤ 0,4%	2,94%	0,00	2,45%	0,00	4,90%	0,00	1,50%	0,00	N.A	N.A	1,00%	0,00	0,75%	0,33

7. Influencia de las medidas regulatorias implementadas para el fomento de la liquidez

En este apartado se revisa, específicamente, el efecto que sobre la amplitud del Mercado Organizado de Gas (medida a través del volumen de gas transaccionado), así como en los precios de los productos actualmente más relevantes, han tenido las resoluciones de 23 de diciembre de 2015 y de 6 de junio de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía[39] (del Ministerio de Industria, Energía y Turismo) por las que se establece el procedimiento de adquisición del gas de operación, así como el relativo al gas colchón, del almacenamiento subterráneo de Yela, y al gas talón respectivamente[40]. Por simplicidad, en la preparación de este apartado, al conjunto de estos gases se les ha denominado **gases regulados**.

Se trata, en síntesis, de volúmenes de gas natural necesarios para el correcto funcionamiento del sistema gasista que, por tanto, son adquiridos por el Gestor Técnico del Sistema[41].

Considerando que la negociación de los gases colchón (1.282.072 MWh) y talón (388.000 MWh) se realiza casi íntegramente entre junio y septiembre (de hecho, en octubre restarían solamente por adquirir, por parte del GTS, 82.978 MWh de gas colchón), los gráficos relativos a los volúmenes así como el correspondiente a la evolución del precio se han elaborado a 30 de septiembre, como última fecha para el análisis. De esta forma, en el Apartado 8 podrá estudiarse de manera aislada el efecto que tiene sobre el Mercado la entrada en vigor (el 1 de octubre) de la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC.

7.1. ANTECEDENTES

Hasta la entrada en vigor de las citadas resoluciones, de 23 de diciembre de 2015 y de 6 de junio de 2016, los volúmenes de estos gases regulados eran adquiridos a través de sucesivas subastas organizadas por el operador del Mercado Eléctrico (OMIE)[42].

Sin embargo, como se establece 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:

---

39. *Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación.*

Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el Mercado Organizado de Gas: "la presente resolución, con objeto de incrementar la liquidez del Mercado Organizado de Gas, aprueba la resolución de Mercado que incluye el modelo de acuerdo de Creadores de Mercado y se establece el procedimiento de adquisición del gas colchón del almacenamiento subterráneo Yela y el gas talón necesario para incrementar el nivel mínimo de llenado de la red de transporte".

40. *Las definiciones correspondientes a los gases regulados pueden encontrarse en las notas 31, 32 y 33 de este informe.*

41. *Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Capítulo II. Sostenibilidad económica del sistema de gas natural; y, Disposición transitoria segunda. Gas de operación para autoconsumo de las plantas de regasificación.*

42. *Para más información, véase: http://www.subastasgasoperacion.omie.es/subastas-de-gas-de-operacion/*

"...se podrán negociar [en el mercado organizado de gas natural] los siguientes productos relativos a la cadena de suministro de gas:

Productos de adquisición de gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, como el gas de operación, el gas talón, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos*, el gas para el mantenimiento de las existencias estratégicas de gas natural o la parte de gas para el suministro a consumidores de último recurso que se determine por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo."*

De esta forma y con el fin de aumentar la liquidez del Mercado de gas natural[43] se establece, a través de las resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía anteriormente mencionadas así como en la Orden de peajes para el 2016[44], que los gases regulados se adquieran a través del Mercado Organizado de Gas y por tanto a través de su operador MIBGAS.

7.2. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO

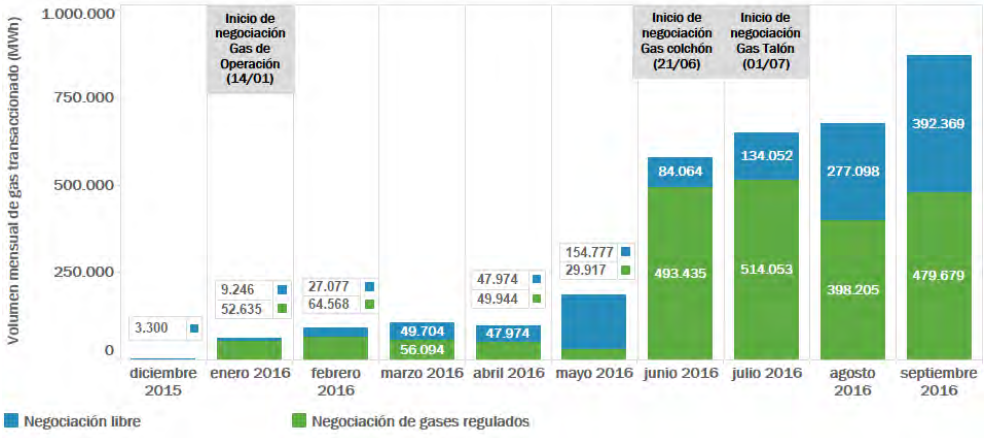
Tanto la evolución de los volúmenes acumulados en cada uno de los tres productos donde se integran los gases regulados (MIBGAS D+1, MIBGAS Intradiario y MIBGAS Mes Siguiente) como el desplazamiento de las negociaciones, claramente a favor de la subasta, ponen de manifiesto la influencia que han ejercido los gases regulados sobre el comportamiento del Mercado.

La evolución que registra el volumen de gas transaccionado en el Mercado Organizado pone de manifiesto el impacto que sobre la amplitud han tenido las medidas regulatorias analizadas en este apartado (Gráficos 16 y 17). Así, el volumen que representan los gases regulados durante todo el periodo de análisis (excepto el mes de mayo que registra un valor anormalmente bajo: 29.917 MWh, equivalentes al 16,2%): (1) se sitúa, de media mensual, en el 67% en relación al total de gas transaccionado en un mes; y (2), se incrementa considerablemente a partir de junio cuando, desde el día 21, se inicia la negociación del gas colchón (de hecho, en agosto, mes que registra el volumen negociado de gases regulados más bajo desde el inicio de la negociación del citado gas colchón, el volumen de gases regulados transaccionado es 6,2 veces superior al correspondiente en febrero, mes que contabilizaba el mayor volumen transaccionado de gas de operación, desde el inicio de su negociación hasta junio).

43. *Ley 8/2015, de 21 de mayo. Disposición adicional trigésimo cuarta: Liquidez del mercado de gas. "El Gobierno y el Ministro de Industria, Energía y Turismo adoptarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones oportunas tendentes a garantizar la liquidez del mercado de gas".*

44. *Orden IET/2736/2015, de 17 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 el 2016. Artículo 7. Adquisición de gas de operación, gas talón y gas colchón.*

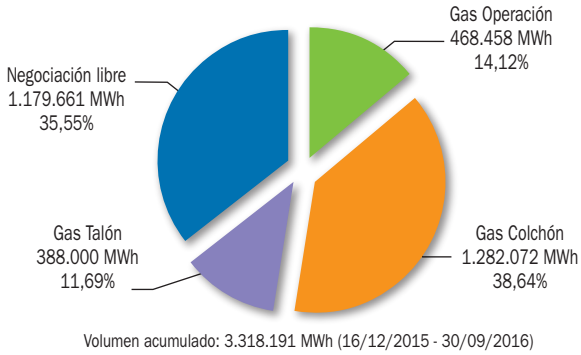
Gráfico 16: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado correspondiente a la negociación libre y de gases regulados (16/12/2015 - 30/09/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: Las operaciones de negociación correspondientes al gas de operación, gas colchón y gas talón se realizan exclusivamente en subasta e incluyen los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1.

Gráfico 17: Volumen acumulado (MWh) de gas transaccionado correspondiente a la negociación libre y de gases regulados, desagregado para cada tipo de gas regulado (16/12/2015 - 30/09/2016).

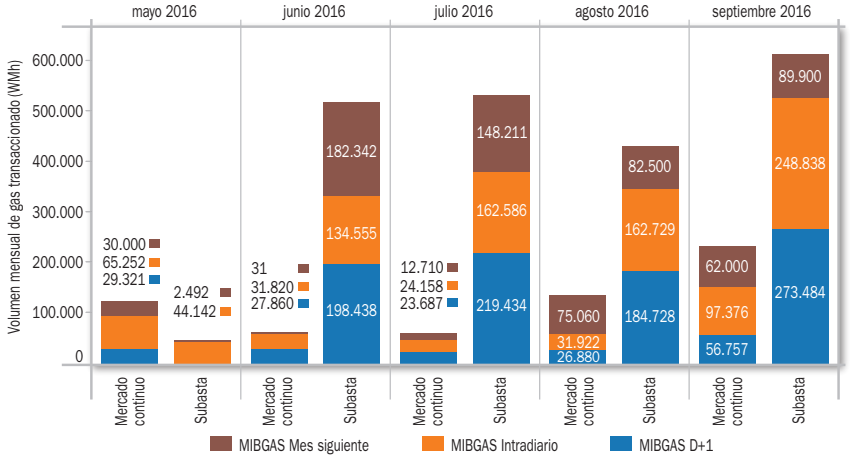


Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Más en particular, en junio (Gráfico 18), consecuencia por un lado del inicio de la negociación del gas colchón (21/06/2016) y por otro lado la transacción de 182.342 MWh del producto MIBGAS Mes Siguiente, se certifica un salto exponencial en el volumen mensual negociado que alcanza un total 577.499 MWh: 3,1 veces más que el total registrado en mayo (184.694 MWh), hasta entonces el más alto de la serie. Un salto que se ha mantenido en julio (648.105 MWh), agosto (675.303 MWh) y septiembre (872.048 MWh), mes que marcó un nuevo record.

Nota: *Los volumenes mensuales aludidos en el párrafo anterior se corresponden con el total transaccionado, en cada mes, de todos los productos negociados (no sólo de los tres que se incluyen en el Gráfico 18).*

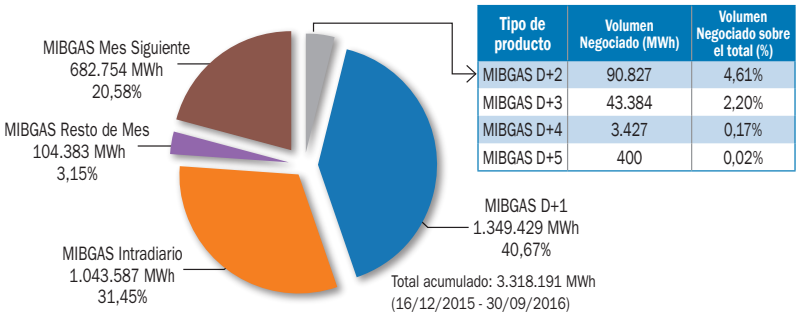
Gráfico 18: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado correspondiente a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS Mes Siguiente, desagregado por tipo de negociación (subasta y mercado continuo), desde el 1 de mayo de 2016 hasta el 30 de septiembre de 2016.



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

De manera específica, por productos, en el acumulado (hasta el 30 de septiembre), de los 3,32 TWh transaccionados en MIBGAS: el 40,67% (1,35 TWh) corresponden al producto MIBGAS D+1; un 31,45% (1,04 TWh) al producto MIBGAS Intradiario; y un 20,58% (0,68 TWh) al producto MIBGAS Mes Siguiente (Gráfico 19).

Gráfico 19: Volumen acumulado (MWh) de gas transaccionado, desagregado por tipo de producto (16/12/2015 - 30/09/2016).



Tipo de producto	Volumen Negociado (MWh)	Volumen Negociado sobre el total (%)
MIBGAS D+2	90.827	4,61%
MIBGAS D+3	43.384	2,20%
MIBGAS D+4	3.427	0,17%
MIBGAS D+5	400	0,02%

Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Los datos anteriores reflejan el efecto de las medidas regulatorias analizadas sobre la negociación de los productos típicamente *spot* y, lo que es todavía más relevante, sobre el producto de mayor horizonte en el Mercado (MIBGAS Mes Siguiente).

Por su parte, la distribución de volúmenes negociados entre subasta y mercado continuo (ligeramente favorable a la subasta, el 55%, entre los meses de enero y mayo), entre junio y septiembre se polariza claramente a favor de la primera que llega a representar el 70% del volumen transaccionado en un mes (Gráfico 20). Este hecho pone de manifiesto, una vez más, el peso que ha tenido la negociación de los gases regulados (realizada, exclusivamente, en subasta) en el comportamiento del Mercado.

Gráfico 20: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado correspondiente a la negociación libre y de gases regulados, desagregado por tipo de negociación (subasta y mercado continuo), desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2016.

Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

(*) Los datos del periodo enero-mayo que se muestran en el gráfico corresponden al acumulado en esos cinco meses.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente puede concluirse que: si, por un lado, el inicio de las negociaciones de los gases regulados está introduciendo liquidez en MIBGAS, por otro lado, el sesgo que evidencia el mercado, a favor de la negociación en subasta, pone de manifiesto la necesidad de aumentar la liquidez en el mercado continuo a pesar de la considerable mejora que dicho mercado ha registrado (con una Tasa compuesta de crecimiento mensual del 50%, desde enero de 2016); un hecho que ya ha comenzado a constatarse a partir del mes de octubre, coincidiendo con la entrada en vigor de la Circular de Balance.

7.3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO

La negociación de los gases regulados en el Mercado Organizado no parece haber influido de manera determinante en la evolución que manifiestan los precios del contrato MIBGAS D+1 entre los meses de junio y septiembre, de 2016.

La variación de los precios durante los cuatro meses considerados en este análisis (Gráfico 21) no puede achacarse, en puridad, a la negociación correspondiente de los gases regulados. De hecho, como así se ha comentado anteriormente al analizar la variación de los precios del Mercado (Gráficos 11 y 12), dicha variación obedece tanto a factores técnicos como a la evolución del precio del Brent (y su impacto en los contratos de suministro a largo plazo) así como a la influencia del TRS, como mercado adyacente. De manera más detallada:

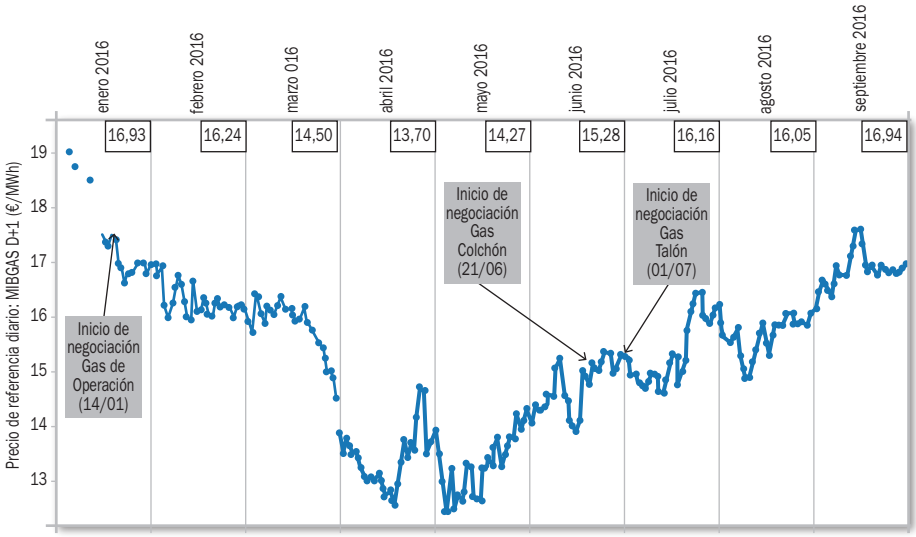
En junio, el contrato del MIBGAS D+1 continua la tendencia alcista iniciada a principios de mayo, reflejando el impacto que en el precio del Mercado en España tiene la evolución del petróleo que había comenzado a darse la vuelta, desde los mínimos del año, ya en febrero. Consecuentemente, el contrato del MIBGAS D+1 cierra el mes de junio con la segunda cotización (15,28 €/MWh) más elevada de Europa para los productos *spot*, solo superada por el Mercado italiano (15,33 €/MWh).

Por su parte, tanto en el inicio del tercer trimestre como su evolución, en julio y agosto, lo más reseñable es la divergencia del precio del producto MIBGAS D+1 respecto a sus pares europeos, a excepción del TRS del sur de Francia que ha mantenido una evolución similar a la de MIBGAS.

Por último, durante el mes de septiembre, el contrato del producto MIBGAS D+1 mantiene la tendencia alcista ya iniciada a mediados de agosto, cerrando septiembre con un valor de 16,94 €/MWh: el más alto de los mercados europeos considerados en este informe anual; y un 5,54% (+0.89 €/MWh) superior al correspondiente al cierre de agosto. De manera particular, la subida que experimenta el precio durante la primera quincena del mes (provocada por la inercia que le transfiere el TRS, como mercado adyacente), se acelera considerablemente en la segunda semana, debido a la incidencia registrada en el gasoducto Medgaz (el día 14 de septiembre) que dio lugar a un déficit de suministro, compensado con GNL, y a la subsecuente subida de los precios: precisamente, el día 14 es cuando el Mercado anota el precio más alto de la serie (17,60 €/MWh).

Subsanadas las mencionadas incidencias, a partir del día 19, los precios frenan su caída manteniéndose hasta final de mes en el entorno de los 16,83 €/MWh: un valor medio semejante al existente antes de producirse el pico ya comentado.

Gráfico 21: Evolución del Precio de Referencia Diario (€/MWh) del producto MIBGAS D+1 (enero a septiembre, 2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: Los valores de las etiquetas que se muestran en el gráfico corresponden al Precio de Referencia del producto MIBGAS D+1 del último día de cada mes.

8. Influencia de la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC (Circular de Balance)

En este apartado se analiza la posible influencia que sobre la amplitud del Mercado Organizado (medida a través del volumen de gas transaccionado), así como en los precios de los productos actualmente más relevantes (MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario), está teniendo la Circular de Balance (Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia: CNMC) durante sus dos primeros meses de implementación (octubre y noviembre, de 2016).

8.1. ANTECEDENTES

Con fecha 1 de octubre de 2016[45] entró en vigor la Circular 2/2015 de la CNMC (Circular de Balance), de 22 de julio, *por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista*, en cumplimiento de lo especificado al respecto en el Reglamento (UE) Nº 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014.

Como indica el propio Reglamento *[Considerandos (1) y (2)]:*

> *"Es crucial completar con urgencia un mercado interno de la energía plenamente interconectado y funcional que contribuya a asegurar el suministro de energía asequible y sostenible para la economía de la Unión, con el objetivo de aumentar la competitividad y garantizar que todos los consumidores puedan adquirir energía a los mejores precios.* ***Con el fin de avanzar hacia una mayor integración del mercado, es importante que las normas de balance de gas de redes de transporte faciliten el intercambio comercial de gas entre las zonas de balance, contribuyendo así a una mayor liquidez del mercado."***

El párrafo anterior explicita claramente que uno de los objetivos estratégicos del Código de Balance es impulsar la liquidez del Mercado de gas natural, con el fin de construir un verdadero Mercado Interior de la Energía en el seno de la Unión Europea[46].

Así lo constata el propio Reglamento, al afirmar que [Considerando (5)]:

> *"Los usuarios de red asumirán la responsabilidad de equilibrar sus entradas y salidas, con* ***unas normas de balance concebidas para promover un***

45. *Aunque el Reglamento europeo en el que se basa la Circular indicaba el 1 de octubre de 2015 como fecha de entrada en vigor, estaba contemplado mediante la disposición transitoria 1 del artículo 52, una posible prórroga hasta el 1 de octubre de 2016.*

46. *De hecho, la mayor parte de los mercados europeos de gas con un nivel de madurez suficiente tuvieron como punto de partida, del desarrollo del Mercado y de su liquidez, el establecimiento de un "Sistema de balance diario" (incluso "horario", en algunos casos) y de un sistema de "Cash settlement of imbalances", o liquidación financiera de los desbalances (diarios).*

Mercado Mayorista de gas a corto plazo, estableciéndose plataformas de mercado para facilitar el comercio de gas *entre los usuarios de red y el gestor de la red de transporte."*

En consecuencia, para la correcta aplicación de la normativa europea relativa al balance del gas en las redes de transporte resulta imprescindible la existencia de una Plataforma de Mercado (comercio)[47], como la que MIBGAS constituye[48].

En relación con lo anterior, hay que hacer constar el hecho de que hasta la aplicación efectiva (1 de octubre de 2016) de la mencionada Circular de Balance: (1) los usuarios del sistema gasista español (Agentes) disponían, desde el 1 de enero de 2016, de una flexibilidad, en sus operaciones de retirada o inyección de gas en el sistema de **0,25 días** de capacidad de almacenamiento respecto a la capacidad de entrada contratada por cada usuario (con anterioridad al 1/01/2016, dicho valor era de **0,5 días**); es decir, los usuarios disponían de cierto margen entre las entradas y salidas de gas que llevasen a cabo en el sistema gasista; y (2), el Gestor Técnico del sistema (GTS) disponía de **150 GWh** de gas de maniobra[49] para posibilitar la operación del sistema gasista y mantener su equilibrio, llegado el caso (Gráfico 22).

A partir del 1 de octubre de 2016, esta situación cambia por completo. Así: (1) los usuarios del sistema ya no disponen de flexibilidad gratuita (sin coste) por lo que habrán de quedarse balanceados al final de cada día gasista (es decir, cada día, las retiradas menos las inyecciones de gas notificadas al GTS, más/menos las transferencias de titularidad que se hayan producido en el PVB deben ser igual a cero); en caso contrario, dichos usuarios se enfrentarán a penalizaciones por sus desbalances; en este ámbito, los usuarios del sistema pueden utilizar tanto a MIBGAS como al Mercado OTC para mantener dicho balance a cero; y (2), de igual forma, el GTS ya no dispone de ese gas de maniobra siendo MIBGAS la Plataforma donde realizará sus acciones de balance para mantener la red de transporte en condiciones normales de operación[50].

47. *Plataforma de comercio: Plataforma electrónica proporcionada y gestionada por un operador (de Plataforma) por medio de la cual los participantes comerciales pueden proponer y aceptar, incluido el derecho de revisión y retirada, ofertas y demandas de gas necesarias para compensar las fluctuaciones a corto plazo del suministro o la necesidad de gas, de conformidad con las condiciones aplicables en la Plataforma de comercio, en la que el gestor de la red de transporte negocia a efectos de tomar acciones de balance.*

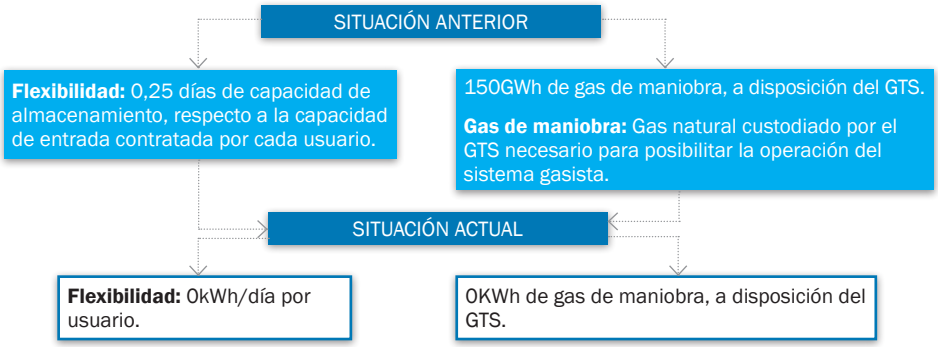
Reglamento (UE) Nº 312/2014 de la de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte

48. *Artículo 65 bis. Mercado Organizado de Gas de la Ley 8/2015, de 21 de mayo. También ha de tenerse en cuenta la Resolución 2/08/2016 de la Secretaría de Estado de Energía, del Ministerio de Industria, Comercio y Energía, por la que se permite a MIBGAS llevar a cabo las labores de Gestor de Garantías del sistema gasista.*

49. *Gas de maniobra: gas natural custodiado por el GTS necesario para posibilitar la operación del sistema gasista.*

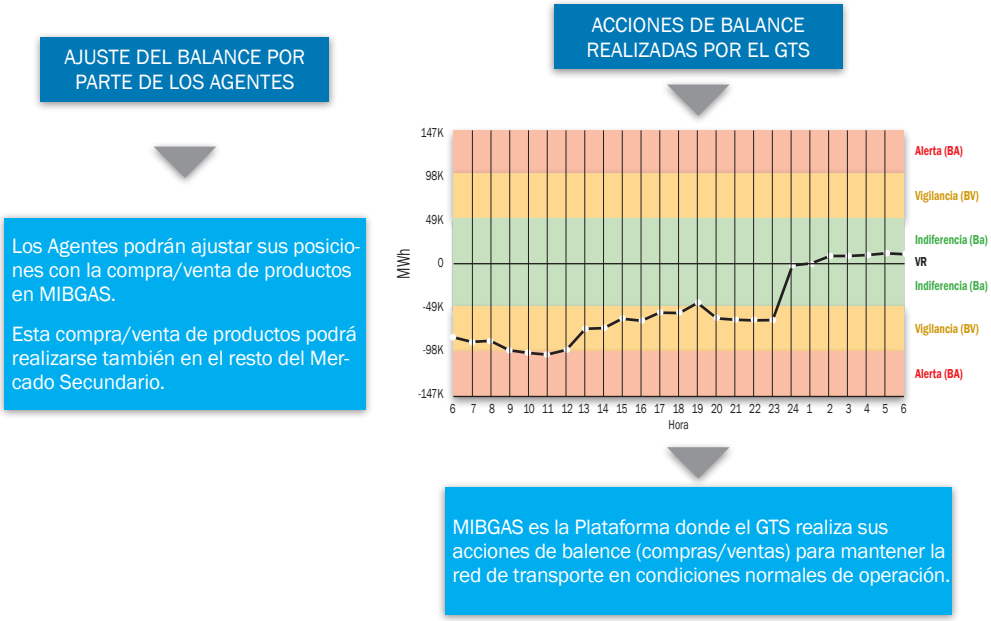
50. *En este sentido ha de tenerse en cuenta la prelación establecida en el Artículo 9 del Reglamento (UE) Nº 312/2014 para el uso de las acciones de balance.*

Gráfico 22: Acciones de balance. Comparación entre la situación anterior y posterior a la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de 22 de julio (CNMC).



Fuente: Circular 2/2015, de 22 de julio, 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. Elaboración propia.

Gráfico 23: Acciones de balance. Detalle de la nueva situación a partir de la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de 22 de julio (CNMC).



Fuente: Circular 2/2015, de 22 de julio, 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 Elaboración propia.

Nota: El desbalance de un usuario en cada sistema es la diferencia entre sus entradas/adquisiciones y salidas/cesiones de gas en el día.

La entrada en vigor de la Circular de Balance, como se analiza a continuación y de acuerdo a los resultados registrados en el mes de octubre, parece haber acelerado la tendencia creciente de los volúmenes de gas transaccionado mensualmente; así mismo, podría haber contribuido (junto con otros factores) a incrementar la volatilidad en el precio de los contratos de los productos MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario. Entre dichos factores, particularmente en el caso del sistema español, la entrada en producción de las Centrales térmicas de ciclo combinado, influenciada por la variabilidad en la generación eólica y solar, hace que la oferta sea volátil.

8.2. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO Y DE LA CONCENTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES

1. **Se acelera la tendencia creciente en volumen de gas transaccionado.**
2. **Se invierte el peso de las sesiones de negociación, sobresaliendo ahora el mercado continuo frente a la subasta.**
3. **En el producto MIBGAS D+1, tanto en octubre como en noviembre, con respecto a septiembre, aumenta considerablemente la cuota de concentración en las transacciones de compra; por su parte, en lo que se refiere a dicha cuota en las transacciones de venta para dicho producto, con respecto al mes de septiembre, en octubre y noviembre se registran ligeros incrementos de la dispersión.**
4. **A pesar de que en noviembre se han registrado volúmenes transaccionados inferiores a los de octubre, éstos continuan siendo considerablemente superiores a los de los meses anteriores.**

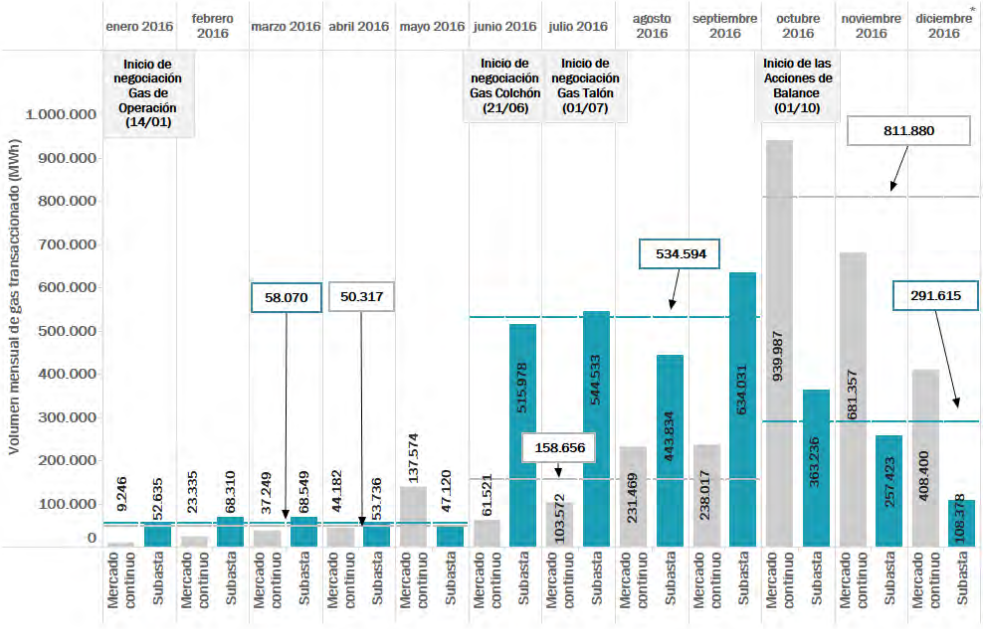
8.2.1. Evolución del volumen negociado

Desagregando el periodo de actividad de MIBGAS en las tres etapas que caracterizan la evolución que ha registrado su volumen de gas negociado (Gráfico 24), puede apreciarse la influencia (positiva) de las medidas regulatorias de fomento de la liquidez desplegadas sobre la amplitud del Mercado (sobre todo, en el producto MIBGAS Intradiario: ver Gráfico 3) y, de forma muy particular, la relacionada con la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de 22 de julio.

Así:

1. Entre el 1 de enero y el 31 de mayo (periodo en el que, desde el 14 de enero, existe la obligatoriedad de que el GTS adquiera en MIBGAS el gas de operación), el volumen mensual medio de gas transaccionado fue de 108.387 MWh; duran-

Gráfico 24: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (1/01/2016 – 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: En este gráfico, además de indicarse el volumen medio mensual transaccionado correspondiente a cada tipo de negociación también se explicitan, para cada uno de los tres periodos de tiempo considerados, el correspondiente valor medio del volumen.

(*) Los datos del mes de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y el 15 de dicho mes.

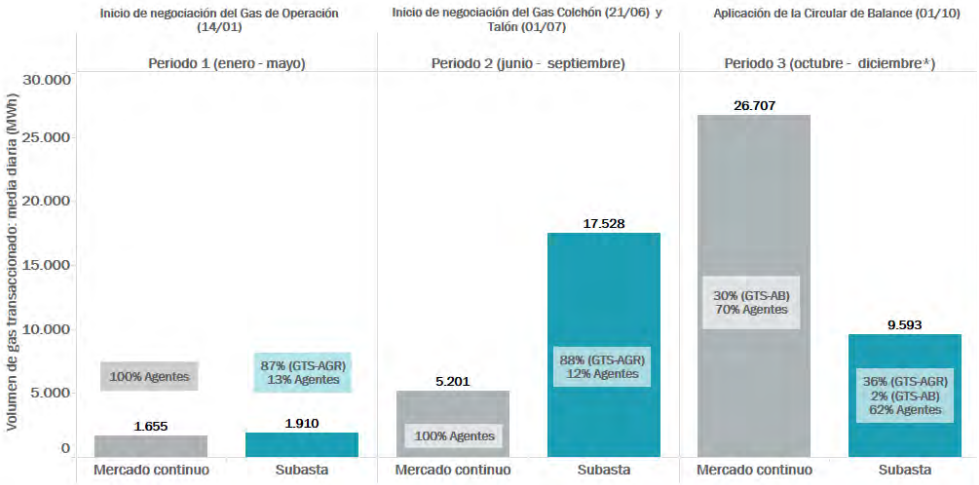
te este periodo, a excepción del mes de mayo (cuando se realiza, el día 20, una transacción de 30.000 MWh del producto MIBGAS Mes Siguiente), la subasta se posiciona como tipo de negociación preferente frente al mercado continuo alcanzando un volumen medio mensual de negociación ligeramente superior a los 58.000 MWh.

2. Entre junio y septiembre (periodo particularmente relevante ya que el 21 de junio se inicia la negociación del gas colchón y el 1 de julio la correspondiente al gas talón), el volumen acumulado medio mensual fue de 693.239 MWh y la tasa de crecimiento del 15%; en este periodo se consolida la amplia primacía de la subasta, que recoge un volumen medio mensual de 534.594 MWh (9,2 veces superior al correspondiente registrado en el periodo anterior), sobre el mercado continuo (158.656 MWh, de media mensual). Esta distribución asimétrica de la negociación es debida al hecho de que un 88% del volumen medio

diario del gas transaccionado en la subasta, en este periodo, corresponde a los gases regulados cuya negociación se lleva a cabo, exclusivamente, en subasta.

3. Durante los últimos meses del año (desde el 1 de octubre hasta el 15 de diciembre, de 2016), el volumen negociado alcanza un valor medio de 1.103.512 MWh, lo que supone un crecimiento de 10,2 veces respecto al valor medio mensual del primer periodo, y del 59,2% respecto al segundo (Gráfico 24). Este hecho explicita: por un lado, el incremento sostenido de la liquidez de MIBGAS al alcanzar el mes de octubre un nuevo récord en el volumen de gas transaccionado; así mismo, pone de manifiesto el efecto de compensación que han ejercido las acciones de balance, por la pérdida de los 417.518 MWh que de media aportaban, cada mes (entre junio y septiembre), el gas talón y el gas colchón; y por otro lado, el vuelco que experimenta la prioridad en el tipo de negociación que ahora recae, ampliamente, sobre el mercado continuo (811.898 MWh transaccionados de media mensual en este periodo, de los que aproximadamente el 30% representaron a las acciones de balance realizadas por el GTS, frente a 291.615 MWh transaccionados de media en subasta, de los que tan solo el 2,2% se refieren a dichas acciones de balance) manteniéndose de esta manera, aunque de forma inversa en relación al periodo de junio a septiembre, la asimetría en el Mercado (Gráfico 25).

Gráfico 25: Variación del volumen medio diario (MWh) de gas transaccionado desagregado por tipo de negociación (1/01/2016 – 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

AB: Acción de Balance.

AGR: Adquisición de Gases Regulados.

(*) Los datos del mes de diciembre, corresponden al periodo comprendido entre el día 1 y el 15 de dicho mes.

8.2.2. Análisis de la concentración de las transacciones

Otro de los hechos que se han constatado en el mes de octubre, es el cambio registrado en el nivel de concentración de las transacciones realizadas en los productos MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1 (Gráfico 26).

Así:

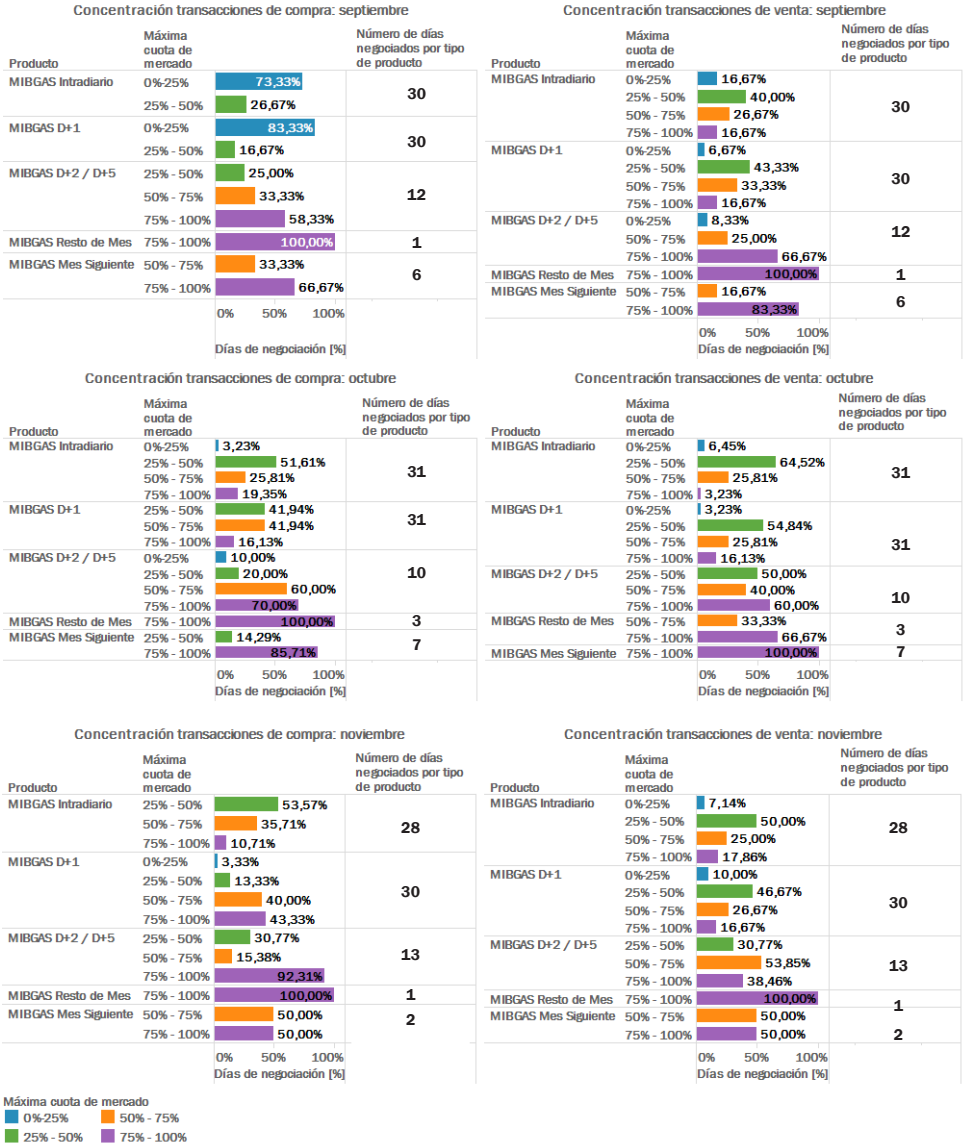
a) Mientras que en septiembre más del 70% de los días de mercado, el Agente con mayor número de **transacciones de compra**[51] no superaba el el 25% de Cuota Máxima de Mercado en ambos productos, en octubre se registra un aumento de cierta relevancia en dicha concentración, siendo más acusada en el producto MIBGAS D+1 (en éste, para el mes de octubre, el 58% de los días de mercado se encontró un Agente que acumulaba, al menos, el 50% de las transacciones de compra; por su parte, en el el mes de noviembre dicha cuota se repite, para este producto, en el 83% de los días de negociación).

b) En el lado de las **ventas**, para el producto MIBGAS Intradiario, se detecta en el mes de octubre una cierta dispersión en relación tanto al mes de septiembre como de noviembre ya que, en octubre, durante el 71% de los días de mercado ningún Agente concentra más del 50% de las transacciones, mientras que en septiembre y noviembre dicha cuota se registraba el 57% del tiempo. Por su parte, en el producto MIBGAS D+1, también se aprecia un ligero cambio en la concentración de sus transacciones de venta; así, mientras que en septiembre durante el 50% de los días de mercado un solo Agente concentraba, al menos, el 50% de las transacciones realizadas, en octubre y noviembre dicha situación se registró durante el 42% y el 43% del tiempo respectivamente mostrando, en consecuencia, un ligero incremento de la dispersión en las transacciones de venta.

Nota: Es de esperar que estos índices de concentración vayan reduciéndose progresivamente una vez que se inicie la actividad de los *Market Makers* (en 2017).

51. *Transacción de compra: oferta de compra casada en el mercado.*
Transacción de venta: oferta de venta casada en el mercado.

Gráfico 26: Concentración (%) de las transacciones de compra y venta, desagregada por tipo de producto (septiembre - noviembre, 2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: Los porcentajes que se muestran al lado de/sobre cada barra corresponden a la fracción de tiempo (expresada en %) durante la que se ha registrado la Máxima Cuota de Mercado.

Máxima Cuota de Mercado (%): Porcentaje de transacciones máximo realizado, para un determinado producto, por un solo Agente durante el periodo de tiempo considerado.

8.3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO

1. **El valor medio del Precio de Referencia Diario del contrato MIBGAS D+1 se ha incrementado un 14,6% en octubre, respecto al correspondiente en el mes de septiembre (16,84 €/MWh), hasta situarse en 19,31 €/MWh. Por su parte, el contrato MIBGAS Intradiario lo ha hecho en un 15,6%.**
2. **En cuanto al mes de noviembre, el valor medio del Precio de Referencia Diario del contrato MIBGAS D+1 se ha incrementado un 14% respecto de octubre, hasta situarse en 22,02 €/MWh. Por su parte, el contrato del MIBGAS Intradiario se ha encarecido en noviembre, en relación a octubre, un 12,55%.**
3. **La volatilidad (anualizada) del contrato MIBGAS D+1 ha pasado del 15,1% (valor más bajo registrado en septiembre) al 106,2% (7,8 veces más), valor más alto registrado el 6 de noviembre; y del 21,4% al 117,8% (valor más elevado, identificado también el 6 de noviembre), en el MIBGAS Intradiario.**

Otro de los aspectos característicos del mes de octubre, además del incremento muy considerable del volumen de gas transaccionado, es el referente al aumento de la volatilidad de los precios del contrato MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario.

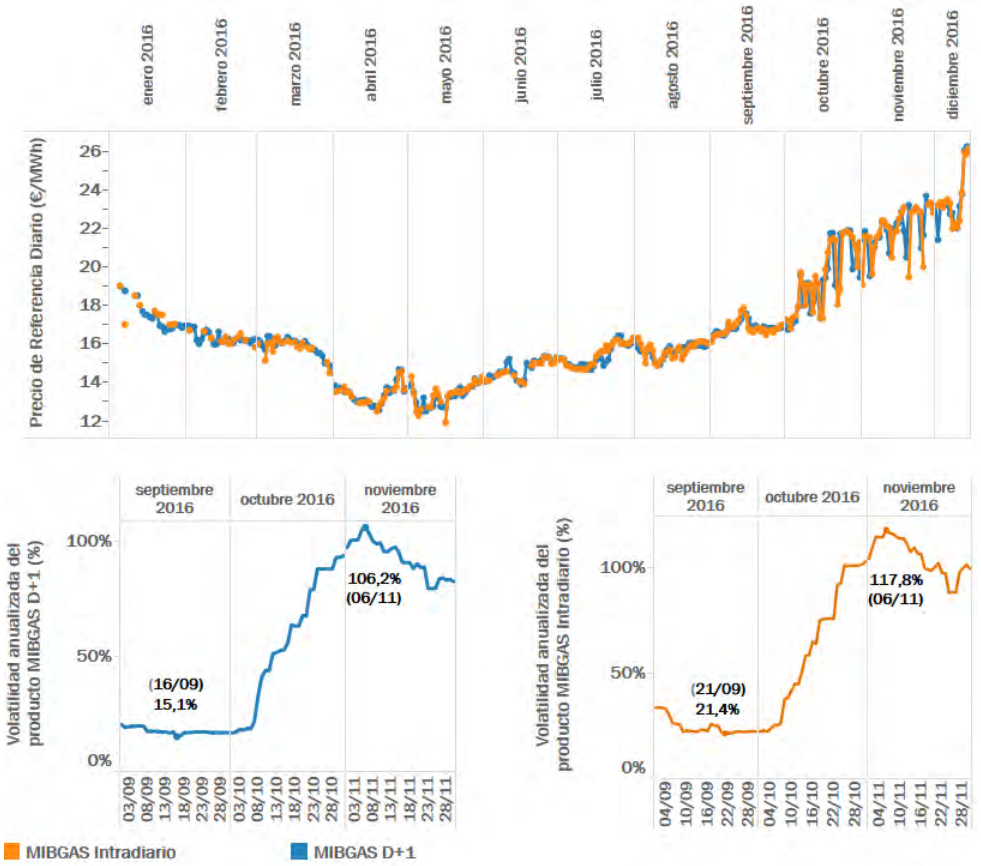
En primer lugar, el Gráfico 27 explicita la alta convergencia que existe entre los contratos del MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1. En este sentido, se observa cómo durante el mes de octubre el Precio de Referencia Diario de estos productos mantiene la tendencia alcista ya iniciada en mayo: si en el periodo comprendido entre mayo y septiembre la media diaria del precio de referencia de estos productos mostraba un aumento de 3,17 €/MWh (cerrando dicho mes a 16,97 €/MWh), en noviembre ambos contratos volvieron a mostrar una tendencia alcista culminando el mes a 22,895 €/MWh. Por su parte, en el último trimestre del año, los mercados europeos también han registrado subidas notables con relación a septiembre debido, más allá de hechos puntuales, a la mayor demanda por estacionalidad.

Así mismo, consecuencia de las fluctuaciones del precio que refleja este gráfico, la volatilidad de ambos contratos se ha incrementado de manera muy considerable, pasando:

- Para el contrato del MIBGAS D+1, del 15,1% (valor más bajo registrado el 16 de septiembre), al 106,2% el 6 de noviembre (el valor más alto de los obtenidos en la serie).
- Y para el contrato del MIBGAS Intradiario, del 21,4% (valor más bajo registrado el día 21 de septiembre), al 117,8% también el 6 de noviembre (el valor más alto de los que muestra la serie); es decir, 96,4 puntos de diferencia.

Una situación que, a diferencia de lo que venía ocurriendo en el Mercado (con MIBGAS dando lugar a las volatilidades más bajas de Europa, incluso por debajo de las que mostraba el Brent), ha situado la volatilidad del contrato del *spot* en MIBGAS, al cierre de noviembre, incluso por encima de la del NBP (que venía bajando, sistemáticamente, a partir de la segunda semana de octubre; justo al contrario de lo que ha hecho MIBGAS).

Gráfico 27: Evolución del Precio de Referencia Diario (€/MWh) de los productos MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario (1/01/2016 – 15/12/2016). Y, detalle de la evolución de la volatilidad (%) de los contratos correspondientes (septiembre - noviembre, 2016).



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: La volatilidad que se representa corresponde a su valor anualizado (%) calculado para una ventana de 30 días, sin tener en cuenta los fines de semana.

9. Representatividad de la señal de precios

La respuesta del precio del contrato *spot* del Mercado Organizado de Gas (en particular, la de su producto más representativo en la actualidad: MIBGAS D+1) frente a determinados Fundamentales del Mercado (por ejemplo, las variaciones en la demanda de gas para uso en las centrales de ciclo combinado); su evolución acompañando los movimientos del precio del Brent, en momentos puntuales, así como su grado de convergencia con los mercados de gas europeos, sobre todo en el segundo trimestre del año; y, el alto grado de correlación que muestra la volatilidad del precio de este producto con la correspondiente en sus pares europeos (PEGnord, TRS y NBP), permiten afirmar que el precio de los productos *spot* de MIBGAS ha sido estable hasta el mes de octubre, fecha en la que entra en vigor la Circular 2/2015, de 22 de julio, cuando comienzan a constatarse incrementos muy considerables en la volatilidad de estos contratos. La pregunta que subyace es, por lo tanto: **¿ha conseguido MIBGAS reflejar un precio representativo del gas en el Mercado Mayorista español?**[52]

Se trata de una pregunta cuya respuesta es difícil de aventurar, sobre todo en un mercado incipiente como MIBGAS. No obstante, y sin tratar de realizar afirmaciones categóricas al respecto, en este apartado se abordará la cuestión anteriormente planteada desde diferentes ángulos con el fin de elaborar una hipótesis en relación a dicha respuesta.

Y para ello se ha estimado conveniente, por un lado, poner de manifiesto las diferencias más relevantes que, desde el punto de vista de la oferta, se dan entre los sistemas gasistas europeos y español, toda vez que las mismas ejercen una influencia determinante en el desarrollo de los mercados locales así como en los mecanismos de formación de precios; y, por otro lado, analizar el comportamiento de los precios *spot* de MIBGAS frente a determinadas variables que permitirían inferir hasta qué punto dicho Mercado ofrece una señal de precio representativa del gas *spot* en España.

En todo caso contestar a la pregunta planteada aconseja, como punto de partida, su contextualización definiendo el uso que preferentemente están haciendo de MIBGAS sus Agentes. En este sentido, a pesar de que el Mercado ha experimentado entre enero y noviembre una Tasa de crecimiento mensual compuesta del 31,25%, alcanzando los 5,56 TWh (equivalentes al 1,96% de la demanda nacional total de gas acumulada en dicho periodo), la amplitud de MIBGAS pone de manifiesto que, en la actualidad, se trata de un mercado marginal en el que mayoritariamente los Agentes intervienen para ajustar sus carteras en el corto plazo, así como para corregir sus desbalances diarios. En consecuencia, la respuesta a la pregunta central que se plantea ha de entenderse en el momento actual (con un Mercado Organizado que se puso en funcionamiento hace un año), desde la perspectiva de un mercado marginal.

52. *Para responder en toda su amplitud a la pregunta en cuestión hay que tener en cuenta los horizontes temporales de los productos ya que, por ejemplo, el precio del contrato Intradiario o Diario D+1 no deberá ser representativo, necesariamente, del valor de mercado de los productos con entrega en el futuro (trimestre siguiente, semestre siguiente, etc.). En todo caso, el precio será representativo si responde, de forma clara, a las variaciones de los principales Fundamentales de la oferta y de la demanda teniendo en cuenta las restricciones del Mercado (estructura, capacidad de almacenamiento, peajes de interconexión, etc.).*

Enmarcada la pregunta y con el fin de plantear la respuesta, según se ha comentado, resulta necesario realizar un análisis granular de las variables e indicadores que permitan explicar las tendencias del precio *spot* en MIBGAS.

De esta manera, en relación con la oferta de gas se observa una diferencia manifiesta entre la composición del "mix" de suministro en España y en el resto de Europa, sobre todo en la región Noroeste que es la que explicita un mayor desarrollo en sus *hubs*.

Así, al igual que en España, el suministro de gas a la Unión Europea depende mayoritariamente de las importaciones, lo que provoca una situación de riesgo para su seguridad de aprovisionamiento que se acentúa como consecuencia de una escasa diversificación, con Rusia, Noruega y en menor medida Argelia dominando el suministro europeo de gas natural; en este sentido, incluso cuando el Estado miembro tiene acceso a multitud de orígenes, la realidad es que tan solo una fuente es la que proporciona el grueso del suministro: este es el caso de numerosos Estados del Centro y Este de Europa, donde Rusia supone el principal suministrador y ejerce un gran poder de mercado. De hecho, desde el año 2013, el gas ruso supone en torno al 30% del total aprovisionado por la Unión Europea y se prevé que esta situación no cambie en un futuro cercano debido, principalmente, a los acuerdos a largo plazo ya en marcha.

En contraposición, como medida correctora, sobre todo conforme disminuya la producción doméstica de gas natural, el suministro de GNL, al ofrecer la posibilidad de una mayor diversificación, está creciendo sistemáticamente representando ya el 12% de la oferta de gas natural, con Qatar como principal suministrador; consecuentemente existirá una presión competitiva sobre el gas ruso, que podría ver reducida su cuota en el total de las importaciones realizadas por la Unión Europea[53].

En una situación donde la demanda asiática se ralentiza, especialmente en Japón y Corea (los dos grandes consumidores tradicionales de GNL), aumenta la probabilidad de que, debido a la sobrecapacidad de gas licuado a nivel global, parte de este exceso acabe en Europa. Además, la aparición de nuevos actores (EEUU[54] y Australia fundamentalmente) también contribuirá a modificar de forma radical la actual situación europea de suministro[55].

53. *En la actualidad, estudios y análisis realizados al respecto sugieren que compiten por el gas marginal, en Europa: el gas qatarí, el gas del norte de África, el gas ruso y las importaciones spot de GNL. En el futuro, además, las exportaciones de GNL desde EEUU podrían llegar a ser relevantes.*

54. *Según la EIA, como consecuencia de la explotación comercial de sus yacimientos de Shale gas, EE.UU podrá convertirse en exportador neto de gas natural a partir de 2017. EIA. (2016). International Energy Outlook. EIA.*

55. *El inicio de las exportaciones de gas natural licuado desde Estados Unidos y la ampliación del Canal de Panamá, van a revolucionar el mercado del GNL a nivel mundial. El país norteamericano se convertirá, junto con Australia, en uno de los impulsores de la expansión de este combustible lo que supondrá un beneficio en términos de precio para Europa y la incorporación de una mayor flexibilidad en los contratos a largo plazo. Por su parte, la apertura del tercer juego de esclusas en el Canal de Panamá permitirá, por primera vez, el tránsito de buques con transporte de GNL lo que abaratará el coste de las exportaciones.*

Raso, C. (julio/septiembre de 2016). "El GNL revoluciona el mercado mundial de gas". Gas Actual, (140), p.28 y 29.

Complementariamente, el desarrollo que han mostrado los *hubs* gasistas europeos, sobre todo en 2015 en relación a los años anteriores, está teniendo un impacto de relevancia en el sector gasista fundamentalmente por dos motivos: el primero por posicionarse como alternativa de suministro al aprovisionamiento directo en origen, sobre todo para aquellos participantes que no disponen del músculo financiero necesario para abastecerse directamente, ofreciendo la posibilidad de que éstos puedan realizar una mejor gestión de su cartera de gas en un entorno volátil y cíclico; y en segundo lugar, por proporcionar una señal de precios que refleja la situación real de las fuerzas del mercado. Esto permite que la formación de los precios en los contratos, ya sean entre productores y comercializadoras (Mercado Mayorista) o entre estos y sus clientes (Mercado Minorista), pueda vincularse a los precios de referencia que ofrecen los diversos *hubs*.

Por lo tanto, en lo que a la formación de los precios del gas se refiere, Europa ha vivido cambios sustanciales, sobre todo en la última década al pasar de un escaso 15% referido a indexación al gas y un 80% al petróleo (en 2005), al actual 64% referido a los *hubs* (que llega a ser del 92% en los países del Noroeste de Europa, mientras que en los de sur se sitúa alrededor del 30%). Se trata, en consecuencia, de un impacto cuya intensidad regional dependerá del grado de desarrollo que tengan los *hubs* correspondientes y que, en todo caso, no ha pasado inadvertido a los suministradores quienes han tenido que replantear sus estrategias, o se están viendo forzados a hacerlo.

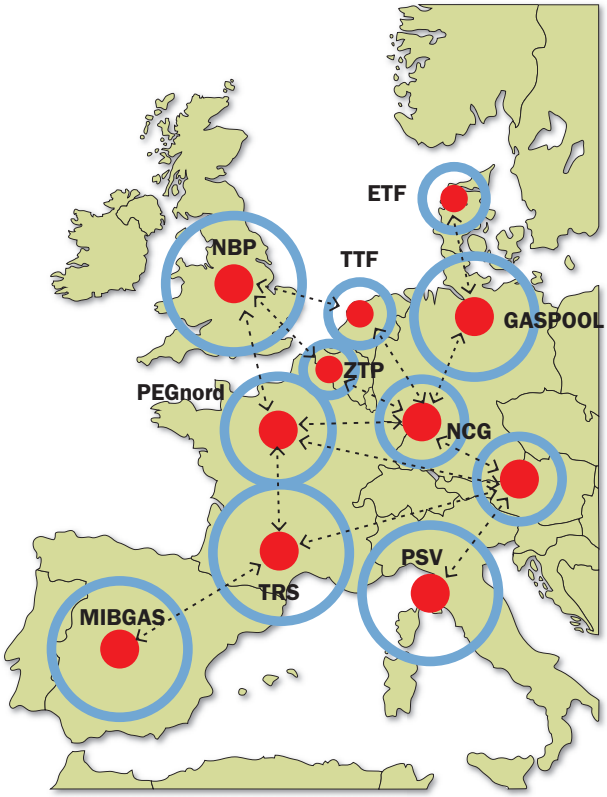
Así, tanto los productores noruegos como holandeses ya han incorporado ampliamente la indexación al *Hub* en sus contratos de largo plazo, recogiendo de esta manera la preferencia expresada por sus clientes. Por su parte la compañía rusa Gazprom, a pesar de su rechazo a indexar totalmente el precio del gas al del *Hub* en los contratos a largo plazo, mantiene la estrategia de jugar un papel activo en determinados *hubs* europeos (preferentemente el NBP británico), con el fin de integrase en la sección inferior (*downstream*) de la cadena de suministro, así como (de acuerdo con su objetivo de mantener cuota de mercado) mejorar las cláusulas de flexibilidad y la proporción de indexación a los *hubs* en los contratos de GNL a largo plazo (si este fuera el caso de Argelia, podría verse una mayor vinculación del precio ibérico a los Fundamentales de la oferta y de la demanda, en el medio plazo). Por su parte, Qatar se mantiene firme en su posición de vincular los contratos de GNL a largo plazo al petróleo. Finalmente, los EEUU (pioneros en el desarrollo de los *hubs*) explicitan claramente su preferencia por vincular el precio del GNL al Henry Hub.

España, a *sensu contrario*, representa la otra cara de la moneda constituyéndose en una de las últimas fronteras en Europa para el desarrollar un *Hub* de gas. Y en el camino que le permita alcanzar este objetivo, a diferencia de lo ocurrido en el resto de Europa, encuentra dos barreras difíciles de sobrepasar en el corto plazo. La primera es el **precio:** el gas *spot* adquirido en España, consecuencia del "mix" de aprovisionamiento (donde el GN que entra por el VIP Pirineos representa alrededor del 10% del volumen total que registran las entradas al sistema gasista español, así como la elevada estructura de los peajes a corto plazo), durante mucho tiempo ha tendido a ser considerablemente más caro que el que podía comprarse en Francia. La segunda es **la utilización de la interconexión con el vecino del norte**. Así, mientras que los *traders* del noroeste de Europa

pueden intercambiar gas sin mayores trabas fronterizas, para responder a las señales de precios y con ello reducir el coste del gas en las áreas Premium, en España los intervinientes en el sistema gasista encuentran serias dificultades para estas mismas posibilidades de arbitraje debido, fundamentalmente, a la citada elevada estructura de costes de los peajes a corto plazo.

Es decir, el Mercado Mayorista de Gas en España está desarrollándose al margen del influjo positivo explícito de sus mercados adyacentes; hecho que sí ocurrió en otras regiones de Europa. En los mercados del Noroeste de Europa altamente interconectados (Figura 15), donde la posibilidad de arbitrar es una realidad, los participantes encuentran siempre una alternativa para cubrirse con los mercados adyacentes por lo que, en teoría, no sería imprescindible que los mercados locales *exchange* desarrollasen una alta liquidez en sus componentes de futuros; algo que, como ya se ha comentado, resulta inviable en España al menos en el corto plazo. Será, no obstante, el nivel de convergencia de los precios *spot* entre mercados adyacentes el que condicione la calidad

Figura 15: Interconexión del *trading* entre *hubs* europeos.



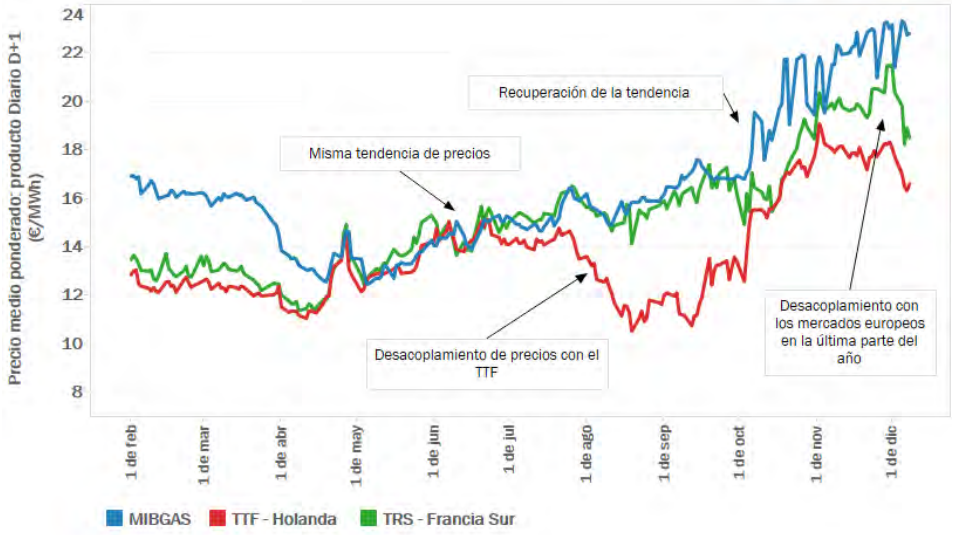
Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

del mencionado arbitraje. Una convergencia que, caso de no existir congestión entre ambas áreas de mercado, daría lugar a diferencias de precios *spot* cuyo origen estaría en la calidad del diseño de los mecanismos de asignación de capacidad, de resolución de congestiones y de peajes de interconexión; y no, necesariamente, en un mal funcionamiento de los mecanismos de mercado.

Para avanzar en la construcción de la respuesta a la pregunta que se plantea, se describe el comportamiento de los precios *spot* de MIBGAS en relación con determinados indicadores, tales como el precio del gas (GN / GNL) aprovisionado así como respecto a determinados Fundamentales: correlación de precios entre el mercado más próximo (TRS) y el más influyente (TTF)[56]; marginal del *pool* eléctrico; así como estructura de peajes y variaciones diarias en la oferta y la demanda.

Como se muestra en el Gráfico 28, el precio *spot* de MIBGAS mantiene una tendencia similar al TTF cuando existe una convergencia entre mercados de gas europeos. Durante el primer trimestre del año esto es así, pero con un Premium en torno a los 3 €/MWh de media. Durante el segundo trimestre, tanto los valores de los precios de los tres mercados como las fluctuaciones de estos han registrado unos resultados muy parejos. La revisión trimestral de los contratos de suministro a largo plazo y el cambio de valor de los peajes estacionales (regasificación e interconexión) son factores determinantes para explicar este acoplamiento de los precios.

Gráfico 28: Evolución del precio (€/MWh) del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los mercados europeos TRS y NBP (1/02/2016 - 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS, ICE y PEGAS. Elaboración propia.

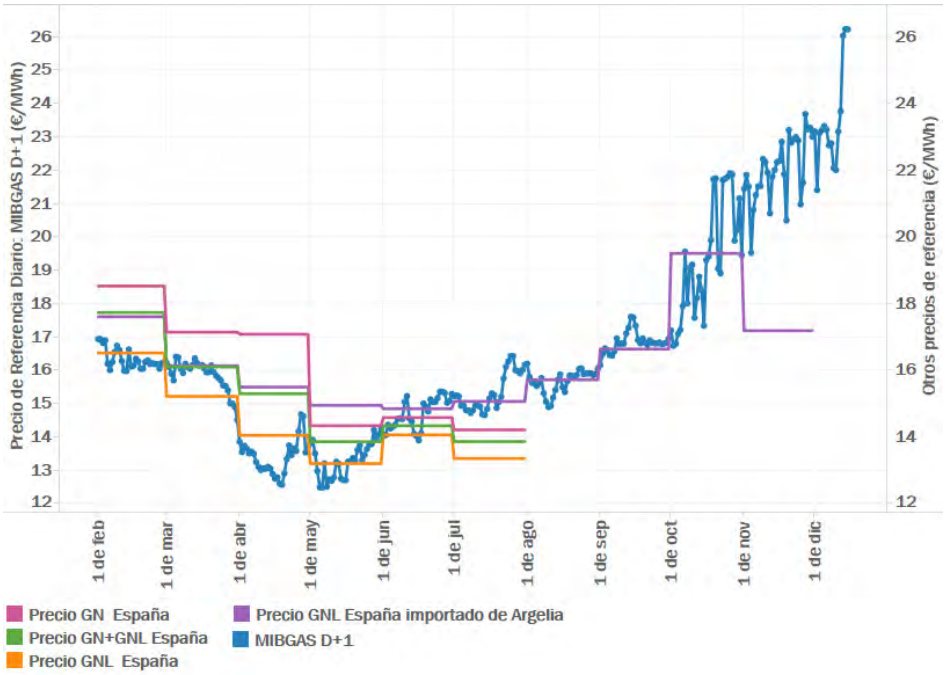
56. *El análisis de la evolución del precio del producto Diario D+1 de MIBGAS resulta especialmente interesante frente a los homólogos del TRS (donde se negocian los precios del Mercado de gas en el sur de Francia), por ser adyacente al Mercado español, y del TTF holandés por la madurez e influencia de este Mercado en los precios europeos.*

A *sensu contrario*, el desacoplamiento entre el precio *spot* de MIBGAS y su homólogo del TTF se hace especialmente significativo durante el tercer trimestre de año, registrando variaciones de precio contrarias dando lugar a un valor máximo del *spread* de 6,43 €/MWh. Sin embargo, en dicho periodo, el Mercado Organizado de Gas ha seguido la senda del TRS por sus posibilidades directas de arbitraje, actualmente inexistentes con el TTF, en un comportamiento lógico entre mercados de gas adyacentes que se encuentren acoplados.

Durante el mes de octubre el precio *spot* de MIBGAS vuelve a manifestar un *spread* similar al que se observó en el primer trimestre, tanto con el *Hub* francés del sur como con el holandés. Una vez más, la estacionalidad de los peajes de regasificación y de interconexión han podido influir en este diferencial de precios, aunque en octubre se hayan dado otros factores muy relevantes para el Mercado de gas que sin duda han influido en las oscilaciones del precio, tales como: picos de demanda de las Centrales térmicas de ciclo combinado, debido a las interrupciones de generación eléctrica nuclear en Francia; y altas volatilidades en los precios relacionadas con las acciones de balance del GTS.

Finalmente, en la última parte del año, MIBGAS vuelve a presentar un *spread* elevado respecto a los mercados europeos. Este diferencial de precios se muestra más acusado en relación al *Hub* holandés (entre 4 y 5 €/MWh), mientras que frente al Mercado adyacente del

Gráfico 29: Evolución del precio (€/MWh) del gas (1/02/2016 - 15/12/2016).



Fuente: MIBGAS, CNMC y Ministerio de Economía. Elaboración propia.

sur de Francia, dicho spread refleja valores entre 2 y 3 €/MWh. El origen de este Premium que presenta MIBGAS en relación a los mercados europeos encuentra su causa-raíz, entre otras, en las variaciones (contrarias a las previstas) que han venido registrándose en las temperaturas; así, por ejemplo en España, en esta última etapa del año, se han anotado temperaturas inferiores a las de años anteriores dando lugar a estimaciones de demanda diaria superiores a las correspondientes al mismo periodo de 2015.

En términos generales el comportamiento de MIBGAS respondiendo, por un lado, a la evolución del precio *spot* en los mercados gasistas de referencia (TTF) en momentos de convergencia de los mercados europeos; y, por otro lado, a la lógica del acoplamiento de mercados adyacentes (TRS) en momentos de divergencia, permiten afirmar que la señal de precios *spot* emitida por el Mercado Organizado de Gas español se comporta de una manera similar a las señales de precios en otros mercados de referencia en Europa, con divergencias coyunturales de precios que pueden explicarse por variaciones en los Fundamentales del mercado español distintas de las registradas en otros mercados.

Al confrontar el precio del contrato MIBGAS D+1 con los precios globales del gas natural en España (Gráfico 29), desagregado por tipo de suministro (GN / GNL), puede apreciarse como entre febrero y julio el Mercado Organizado de Gas manifiesta una tendencia más acomodada al precio del GNL manteniendo, además, un menor *spread* (alrededor de 0,6 €/MWh). Sin embargo, durante el mes de julio, dicho *spread* aumenta (hasta situarse en el entorno de 1,5 €/MWh) coincidiendo este hecho con una distribución de suministro inusual dado que el GNL argelino reduce su presencia en beneficio de otros suministradores (Nigeria, Trinidad y Tobago, y EEUU).

Por su parte, al comparar de manera más específica el precio del GNL importado por España desde Argelia con el precio del producto MIBGAS D+1, se encuentra una variación de precios muy similar especialmente desde el mes de julio, fecha a partir de la cual se registra un *spread* ciertamente bajo (aproximadamente 0,2 €/MWh).

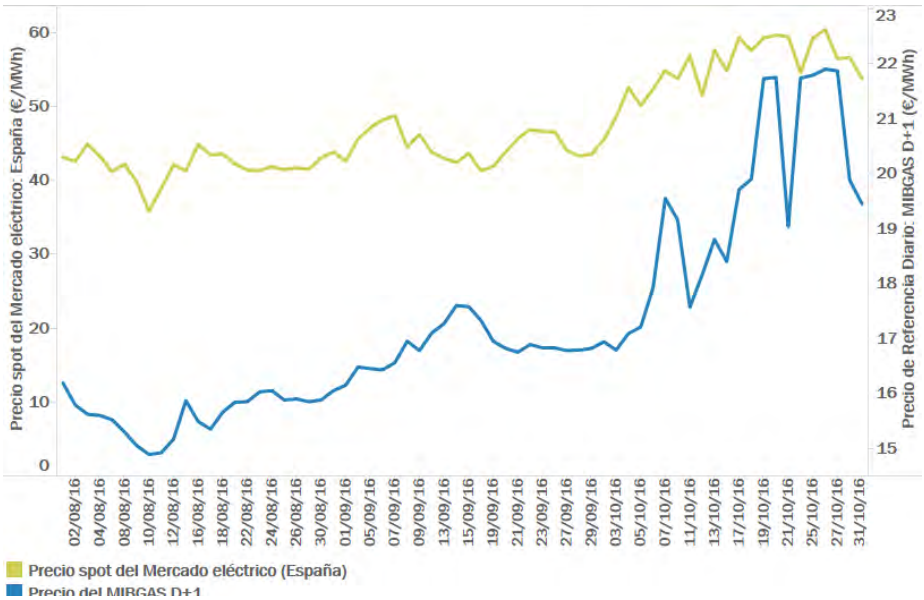
En noviembre (último mes del que se disponen datos sobre el contrato del GNL importado por España desde Argelia), se rompe la tendencia convergente de los meses anteriores registrándose un *spread* medio, entre el precio del GNL argelino y el correspondiente al producto MIBGAS D+1, de 4 €/MWh.

La señal de precios *spot* que durante la mayor parte del año refleja MIBGAS, así como su orden de magnitud, está respondiendo, sobre todo en momentos en los que el GNL ha sido la herramienta marginal del sistema gasista, a las variaciones del precio de los contratos a largo plazo del GNL en España, siendo dicha relación más evidente que la que existe con el GN.

Si además se tiene en cuenta la peculiaridad de suministro del sistema gasista español, cabe esperar que el Mercado Mayorista, con un "mix" de suministro de gas (GN+GNL) a un precio superior al correspondiente europeo, no pueda mantener un orden de magnitud de precios al nivel de los europeos.

A continuación, habida cuenta del peso que tiene el uso del gas destinado a generación eléctrica (alrededor del 20% del consumo nacional), se analiza la variación del contrato del MIBGAS D+1 en relación al precio *spot* de electricidad (Gráfico 30).

Gráfico 30: Variación del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 y del precio *spot* del Mercado eléctrico en España (€/MWh), entre el 1 de agosto y el 31 de octubre de 2016.



Fuente: MIBGAS y Red Eléctrica de España. Elaboración propia.

Nota: Para el estudio se han excluido los fines de semana con el fin de utilizar un periodo de análisis en el que la actividad del Mercado Eléctrico y de gas estén acompasadas y, de esta manera, conseguir que el análisis sea lo más representativo posible.

Teniendo en cuenta el hecho de que durante los meses con una demanda convencional menos intensa es cuando mejor podría observarse el impacto del precio *spot* eléctrico sobre el precio correspondiente en MIBGAS, se ha elegido para el análisis el periodo comprendido entre agosto y octubre (este último, un mes especialmente volátil en el *spot* eléctrico).

Según puede apreciarse en el Gráfico 30, el efecto resultante del aumento de la demanda de gas para el sector eléctrico es un incremento marginal del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 un número de días suficientemente relevante en los que el precio *spot* registra un incremento (Tabla 4); no obstante este efecto no puede

analizarse de manera aislada ya que, en puridad, sería necesario observar la aportación del resto de energías al "mix" de generación[57].

Tabla 4: Variaciones del precio *spot* eléctrico y del producto MIBGAS D+1 (octubre de 2016).

Fecha	Precio *spot* eléctrico (€/MWh)	Variación del precio *spot* eléctrico respecto al día anterior (%)	Precio de Referencia Diario: MIBGAS D+1 (€/MWh)	Variación del precio del producto MIBGAS D+1 respecto al día anterior (%)
01/10/2016	44,01	-3,19	17,19	1,24
02/10/2016	43,77	-0,55	16,73	-2,68
03/10/2016	48,59	11,01	16,79	0,36
04/10/2016	52,55	8,15	17,09	1,79
05/10/2016	50,13	-4,61	17,21	0,70
06/10/2016	52,35	4,43	17,92	4,13
07/10/2016	54,84	4,76	19,55	9,10
08/10/2016	48,55	-11,47	18	-7,93
09/10/2016	42,97	-11,49	19,08	6,00
10/10/2016	53,74	25,06	19,16	0,42
11/10/2016	56,84	5,77	17,57	-8,30
12/10/2016	51,5	-9,39	18,16	3,36
13/10/2016	57,6	11,84	18,8	3,52
14/10/2016	54,85	-4,77	18,4	-2,13
15/10/2016	45,64	-16,79	17,33	-5,82
16/10/2016	45,61	-0,07	19,3	11,37
17/10/2016	59,32	30,06	19,41	0,57
18/10/2016	57,58	-2,93	19,9	2,52
19/10/2016	59,29	2,97	21,73	9,20
20/10/2016	59,65	0,61	21,75	0,09
21/10/2016	59,47	-0,30	19,04	-12,46
22/10/2016	52,21	-12,21	18,9	-0,74
23/10/2016	40,78	-21,89	21,7	14,81
24/10/2016	54,59	33,86	21,74	0,18
25/10/2016	59,24	8,52	21,79	0,23
26/10/2016	60,41	1,98	21,9	0,50
27/10/2016	56,48	-6,51	21,87	-0,14
28/10/2016	56,61	0,23	19,88	-9,10
29/10/2016	53,62	-5,28	20,2	1,61
30/10/2016	51,15	-4,61	21,15	4,70
31/10/2016	53,81	5,20	19,45	-8,04

Fuente: MIBGAS y Red Eléctrica de España. Elaboración propia.

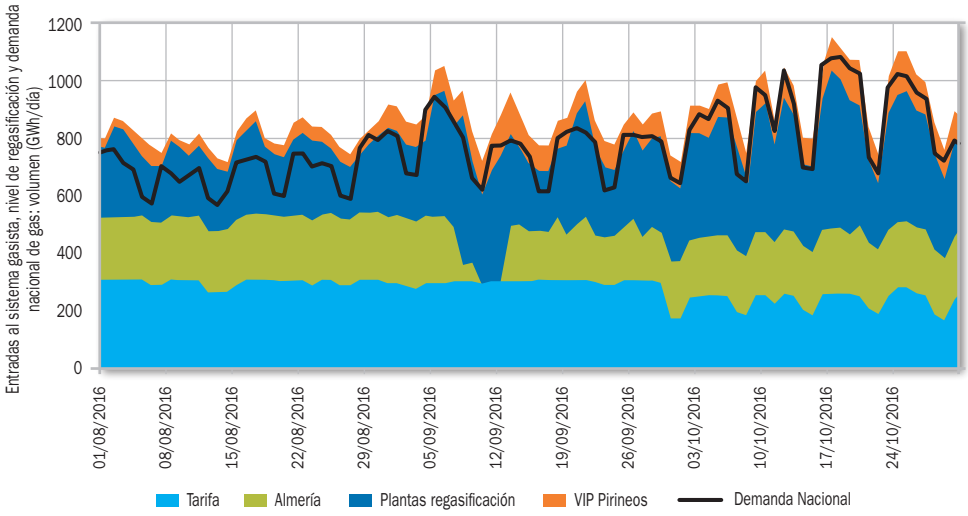
57. *En el mes de octubre, la participación de energías renovables en el "mix" eléctrico español fue baja, con una elevada contribución de las Centrales térmicas de ciclo combinado (más del 20% en muchas horas) lo que supuso un aumento en la demanda de gas natural.*

Según puede apreciarse en esta tabla, aunque se registren días en los que el contrato del MIBGAS D+1 no acompañe al precio *spot* eléctrico (días resaltados en color negro), resulta particularmente destacable el hecho de que las variaciones más significativas en el precio de la electricidad hayan podido dar lugar a un aumento, o a una disminución, en el citado contrato.

La reacción del precio del producto MIBGAS D+1 ante variaciones significativas del precio del *spot* eléctrico español, da lugar a inferir que el contrato *spot* del Mercado Organizado de Gas estaría reflejando de forma efectiva la influencia de factores clave como las variaciones en la demanda de gas para el sector eléctrico y las de su precio *spot*.

Por último, se analiza un evento de especial influencia en el sistema gasista español (interrupción de la interconexión con Argelia, MEDGAZ, que representa aproximadamente el 15% del suministro de gas a España), con el fin de evaluar si la señal de precio *spot* que refleja el Mercado Organizado de Gas reacciona como cabría esperar, aumentando de manera considerable, ante el incremento subsecuente del flujo de gas registrado en la interconexión VIP Pirineos (Gráfico 31).

Gráfico 31: Entradas al sistema gasista a través del MEDGAZ (Almería) y Tarifa en relación al nivel de regasificación y a la demanda total nacional (GWh/día), en agosto, septiembre y octubre de 2016.



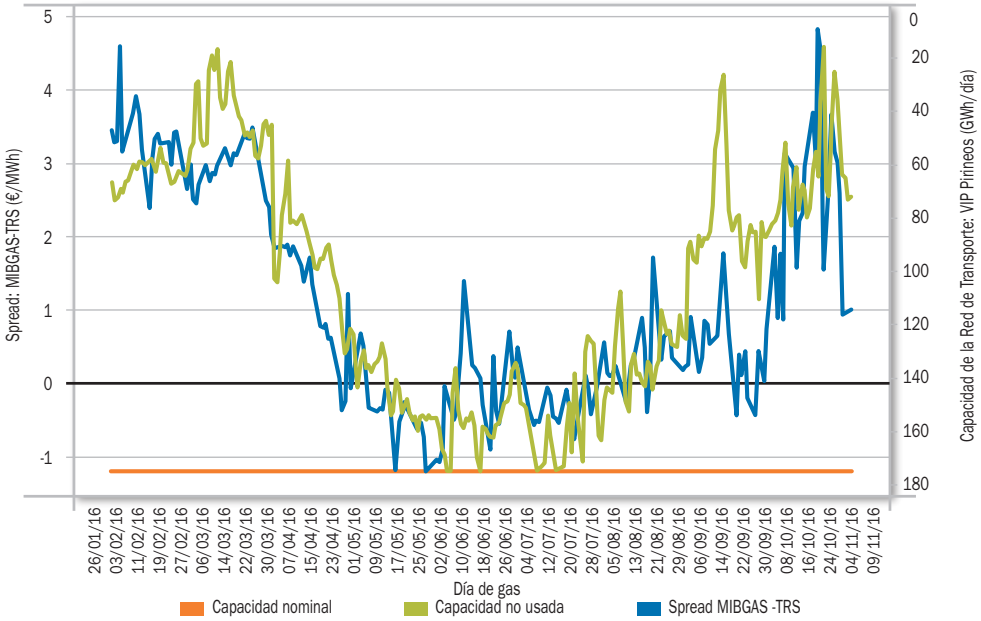
Fuente: Enagás. Elaboración propia.

En este sentido, con el fin de interpretar la información del Gráfico 31, hay que tener en cuenta que, en caso de convergencia entre dos mercados adyacentes, los mecanismos de arbitraje permitirían que existiese una relación directa entre ambas variables (congestión y *spread* entre mercados). Por lo tanto, si el Mercado Organizado de Gas reflejase de manera efectiva la relación entre congestión y *spread*, esto podría considerarse un indicio más de que la señal de precios que proporciona es suficientemente sólida como para ser representativa del gas en el Mercado Mayorista español, en el horizonte temporal relevante.

De esta manera, analizando el evento en cuestión (Gráfico 31), se observa cómo los días 9 y 10 de septiembre el suministro a través del MEDGAZ se redujo a una tercera parte respecto al valor característico (220 GWh/día) diario, para interrumpirse totalmente durante los tres días siguientes.

La mencionada interrupción del suministro provocó que los intervinientes en el sistema gasista tuvieran que buscar un aprovisionamiento alternativo (entre otros, a través del VIP Pirineos) que permitiera cubrir sus necesidades (Gráfico 32).

Gráfico 32: Variación del *spread* del contrato del producto Diario D+1 (€/MWh) en relación al nivel de utilización diario (GWh/día) de la interconexión VIP Pirineos (1/02/2016 - 31/10/2016).



Fuente: MIBGAS y Enagás. Elaboración propia.

Como puede apreciarse en el Gráfico 32, ante la interrupción del suministro procedente del MEDGAZ, el sistema reaccionó incrementando significativamente el nivel de aprovisionamiento a través del VIP Pirineos hasta alcanzar, el 14 de septiembre, un valor máximo (149,08 GWh/día) inusual para esa época del año (Tabla 5); por su parte, ese día coincide con un *spread* del contrato *spot* entre los mercados francés y español especialmente alto (superior a 1 €/MWh) reflejando adecuadamente, de esta manera, la sensibilidad del Mercado Organizado de Gas español frente a este imprevisto. Es decir, frente a dicho evento, MIBGAS reflejó un aumento considerable en el precio del producto Diario D+1 y subsecuentemente, al tratarse de un impacto local que afecta sólo a España, un incremento significativo del *spread* del contrato *spot* entre MIBGAS y el TRS.

Tabla 5: Variación del flujo de gas, nivel de congestión de la interconexión VIP Pirineos, Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 y *spread* del contrato *spot* entre MIBGAS y el TRS.

Fecha	VIP Pirineos (GWh/día)	Nivel de congestión (%)	Precio de Referencia Diario MIBGAS D+1 (€/MWh)	*Spread* MIBGAS vs TRS del producto Diario D+1 (€/MWh)
08/09/2016	87,35	50%	16,95	0,80
09/09/2016	90,06	52%	16,78	0,53
10/09/2016 (sábado)	99,68	57%	16,80	No disponible
11/09/2016 (domingo)	120,73	69%	16,79	No disponible
14/09/2016	**149,08**	**86%**	**17,60**	**1,77**
15/09/2016	122,83	70%	17,58	1,23

Fuente: Enagás, PEGAS y MIBGAS. Elaboración propia

Aunque existen diversos factores que invitan a ser cautos respecto a cualquier conclusión (por ejemplo, el nivel actual de liquidez del propio Mercado Organizado español, o el hecho de que el 10 y 11 de septiembre fueran sábado y domingo –es decir, días de baja demanda–), lo observado indicaría que efectivamente existe relación entre el nivel de congestión y el *spread* entre mercados adyacentes, en este caso aplicada a MIBGAS y el TRS.

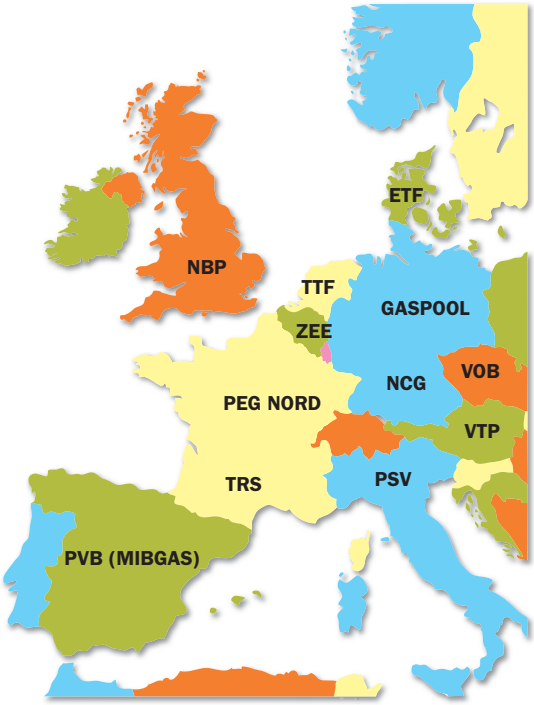
El precio que refleja el *spot* del Mercado Organizado de Gas español, en respuesta al evento analizado, se corresponde con lo esperado entre mercados adyacentes: aumentando (con saltos discretos) el *spread* entre dichos mercados cuando se incrementa considerablemente el nivel de utilización en su interconexión.

Teniendo en cuenta la lógica que ha seguido la evolución del precio del contrato *spot* en MIBGAS, en relación con los mercados de gas europeos (alineándose con los precios de los mercados adyacentes en momentos en los que no había tensión en el Mercado y con el Mercado adyacente francés, en la mayor parte de los perodos de divergencia); viendo que dicho precio, así como su orden de magnitud, responde mayoritariamente a las variaciones del precio del "mix" de aprovisionamiento de gas natural en España, particularmente en lo que se refiere a los contratos a largo plazo de GNL; habiendo constatado que el contrato *spot* del Mercado Organizado de Gas en España refleja de forma efectiva las variaciones en la demanda de gas para el sector eléctrico así como las de su precio *spot*; y observando cómo responde el *spread* del contrato *spot* entre MIBGAS y el TRS, registrando incrementos discretos cuando aumenta considerablemente el nivel de congestión en su interconexión, en una primera aproximación, y siempre desde la prudencia que exige el hecho de no disponer de un histórico suficientemente representativo para reforzar las conclusiones anteriores, podría inferirse que **MIBGAS estaría consiguiendo reflejar el precio *spot* representativo del gas en el Mercado Mayorista español**.

En todo caso, es de esperar que: (1) la mejora de la interconexión con el norte de Europa, a través de Francia; (2) una estructura de peajes más competitiva tanto a nivel de regasificación como de interconexión; (3) la entrada de los Creadores de Mercado (cuyas operaciones han de comenzar en 2017); y (4) la reciente implantación del régimen de balance diario, potencien la liquidez del Mercado y, consecuentemente, MIBGAS pueda seguir reforzando sus señales de precios.

Anexo. Mapa de los mercados europeos de gas, indicando su fecha de creación

Gráfico I: Mapa con los principales *hubs* europeos.



Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Tabla I: Principales *hubs* europeos, junto al país al que pertenecen y año de su creación.

País	*Hub*	Fecha de creación del *Hub*
España	PVB (MIBGAS)	2015
Francia (sur)	TRS	2015
Francia (norte)	PEG Nord	2004
Italia	PSV	2003
Reino Unido	NBP	1996
Bélgica	ZEE	2000
Holanda	TTF	2003
Alemania	GASPOOL	2009
Alemania	NCG	2009
Austria	VTP	2005
Rep. Checa	VOB	2011

Fuente: MIBGAS. Elaboración propia.

Listado de Imágenes, Esquemas, Figuras, Gráficos y Tablas

IMÁGENES

Imagen 1: Ejemplo de plantilla para incorporar los detalles de una oferta (producto MIBGAS Intradiario, con entrega el 15/12/2016) **21**

Imagen 2: Ejemplo de presentación de los resultados correspondientes a la operativa del Mercado (día de negociación: 27/12/2016) **23**

Imagen 3: Ejemplo de información detallada sobre la operativa diaria publicada en MIBGAS **24**

ESQUEMAS

Esquema 1: Ejemplo de curva agregada de compra y de venta **20**

FIGURAS

Figura 1: Cronología de los hitos más destacables del proceso legislativo, regulatorio y normativo referente a la construcción del Mercado Interior de la Energía (en la UE) y de MIBGAS **15**

Figura 2: Evolución del consumo global (bcm) de gas natural por regiones (2000 - 2015) **26**

Figura 3: El comercio internacional de gas natural. Producción y principales flujos, en 2015 (bcm) **27**

Figura 4: Distribución del suministro de gas a la UE (%), desagregado en función de su naturaleza (GN y GNL) y por país de origen (2014 - 2016) **28**

Figura 5: Distribución del consumo de energía primaria (%) por fuentes de suministro, en España y en Europa (2014 - 2015) **31**

Figura 6: Demanda (TWh) del sistema gasista español, total y desagregada por sectores de uso (enero a noviembre: 2015 - 2016) **32**

Figura 7: Distribución, por país de origen, del suministro (%) de gas natural al sistema gasista español (enero a noviembre, 2015 - 2016) **33**

Figura 8: Distribución (%) del suministro de GNL y de GN, desagregado por punto de entrada al sistema gasista, y evolución de la demanda total (GWh) de gas natural (1/01/2016 - 30/11/2016) **34**

Figura 9: Valor medio diario de las capacidades de entrada y salida, capacidad nominal, capacidad contratada y volumen de gas nominado (GWh/día) en las conexiones internacionales: VIP Pirineos, VIP Ibérico, Tarifa y Almería (1/01/2016 - 15/12/2016) **35**

Figura 10: Importe (€/MWh) de los peajes de interconexión, volumen acumulado (GWh) de aprovisionamiento del sistema gasista español, registrado desde el 1 de enero hasta el 30 de noviembre de 2016, y variación respecto al mismo periodo del año anterior (%) desagregado por tipo de suministro (GN y GNL) **36**

Figura 11: Diagrama de dispersión correspondiente al Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 y a la demanda de gas natural, total y desagregada por sectores (16/12/2015 – 15/12/2016) **39**

Figura 12: Diagrama de dispersión correspondiente a la variación del *spread* (€/MWh) del precio medio ponderado del producto Diario D+1 en MIBGAS y en el TRS, y al nivel de uso (GWh/día) de la interconexión VIP Pirineos (1/02/2016 - 15/12/2016) **40**

Figura 13: Diagrama de dispersión correspondiente al movimiento del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 y a la variación del nivel de existencias comerciales de gas natural (16/12/2015 - 15/12/2016) **43**

Figura 14: Importe de los peajes de interconexión entre determinados mercados de gas europeos (noviembre, 2016) **44**

Figura 15: Interconexión del *trading* entre *hubs* europeos **90**

GRÁFICOS

Gráfico 1: Evolución mensual del número de Agentes dados de alta en MIBGAS y de su nivel de actividad (%) en el Mercado (16/12/2015 - 15/12/2016) **46**

Gráfico 2: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (16/12/2015 - 15/12/2016) **47**

Gráfico 3: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado desagregado por tipo de negociación (subasta y mercado continuo) y por producto (16/12/2015 - 15/12/2016) **48**

Gráfico 4: Volumen total acumulado (MWh) de gas transaccionado, desagregado por tipo de producto (16/12/2015 - 15/12/2016) **49**

Gráfico 5: Variación del porcentaje (%) que representa el volumen negociado mensualmente en MIBGAS con relación al correspondiente volumen total negociado en el Mercado Mayorista Secundario de gas natural, así como respecto al de la demanda total nacional (16/12/2015 - 30/11/2016). Y, volumen (GWh) mensual acumulado relativo al citado Mercado Mayorista (16/12/2015 - 31/07/2016, fecha del último dato disponible) **51**

Gráfico 6: Evolución del número total de ofertas de compra y de venta realizadas en un mes desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (16/12/2015 - 15/12/2016) **52**

Gráfico 7: Valor de la mediana correspondiente a los volúmenes (MWh) de compra y venta registrados diariamente en el libro de ofertas, durante un mes, para cada uno de los productos negociados en MIBGAS (agregando los datos del Diario D+2 al Diario D+5), desde el 19 de mayo de 2016 (primera fecha en la que se dispone de los datos necesarios) hasta el 15 de diciembre de 2016 ..... **53**

Gráfico 8: Evolución del número total de transacciones realizadas mensualmente desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (16/12/2015 - 15/12/2016) **54**

Gráfico 9: Media diaria del número de transacciones realizadas en un mes desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo, y por producto (16/12/2015 - 15/12/2016) **56**

Gráfico 10: Media diaria del volumen (MWh) negociado en las transacciones realizadas en un mes desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo, y por producto (16/12/2015 - 15/12/2016) **57**

Gráfico 11: Evolución del precio (€/MWh) del producto Mes Siguiente (OTC), MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1, MIBGAS Mes Siguiente, así como del Brent (€/Barril) y del GNL-Asia, desde el 1 de febrero hasta el 15 de diciembre de 2016 ..... **61**

Gráfico 12: Evolución del precio promedio ponderado (€/MWh), por día de negociación, del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (1/02/2016 - 15/12/2016) **62**

Gráfico 13: Nivel de correlación (valor absoluto del coeficiente de Pearson) entre los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (febrero a diciembre*, 2016) **65**

Gráfico 14: Nivel de correlación (valor absoluto del coeficiente de Pearson) entre la volatilidad de los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (febrero a diciembre*, 2016) **66**

Gráfico 15: Grado de madurez de MIBGAS y su comparación con el correspondiente al NBP-Reino Unido, TRS-Francia sur, TTF-Holanda y PEGnord-Francia norte **67**

Gráfico 16: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado correspondiente a la negociación libre y de gases regulados (16/12/2015 - 30/09/2016) **71**

Gráfico 17: Volumen acumulado (MWh) de gas transaccionado correspondiente a la negociación libre y de gases regulados, desagregado para cada tipo de gas regulado (16/12/2015 - 30/09/2016) **71**

Gráfico 18: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado correspondiente a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS Mes Siguiente, desagregado por tipo de negociación (subasta y mercado continuo), desde el 1 de mayo de 2016 hasta el 30 de septiembre de 2016 ..... **72**

Gráfico 19: Volumen acumulado (MWh) de gas transaccionado, desagregado por tipo de producto (16/12/2015 - 30/09/2016) **72**

Gráfico 20: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado correspondiente a la negociación libre y de gases regulados, desagregado por tipo de negociación (subasta y mercado continuo), desde el 1 de enero al 30 de septiembre de 2016 ..... **73**

Gráfico 21: Evolución del Precio de Referencia Diario (€/MWh) del producto MIBGAS D+1 (enero a septiembre, 2016) **75**

Gráfico 22: Acciones de balance. Comparación entre la situación anterior y posterior a la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de 22 de julio (CNMC) **79**

Gráfico 23: Acciones de balance. Detalle de la nueva situación a partir de la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de 22 de julio (CNMC) **79**

Gráfico 24: Evolución del volumen mensual (MWh) de gas transaccionado desagregado por tipo de negociación, subasta y mercado continuo (1/01/2016 - 15/12/2016) **81**

Gráfico 25: Variación del volumen medio diario (MWh) de gas transaccionado desagregado por tipo de negociación (1/01/2016 - 15/12/2016) **82**

Gráfico 26: Concentración (%) de las transacciones de compra y venta, desagregada por tipo de producto (septiembre - noviembre, 2016) **84**

Gráfico 27: Evolución del Precio de Referencia Diario (€/MWh) de los productos MIBGAS D+1 y MIBGAS Intradiario (1/01/2016 - 15/12/2016). Y, detalle de la evolución de la volatilidad (%) de los contratos correspondientes (septiembre - noviembre, 2016) **86**

Gráfico 28: Evolución del precio (€/MWh) del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los mercados europeos TRS y NBP (1/02/2016 - 15/12/2016) **91**

Gráfico 29: Evolución del precio (€/MWh) del gas (1/02/2016 - 15/12/2016) **92**

Gráfico 30: Variación del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 y del precio *spot* del Mercado eléctrico en España (€/MWh), entre el 1 de agosto y el 31 de octubre de 2016 ..... **94**

Gráfico 31: Entradas al sistema gasista a través del MEDGAZ (Almería) y Tarifa en relación al nivel de regasificación y a la demanda total nacional (GWh/día), en agosto, septiembre y octubre de 2016 ..... **96**

Gráfico 32: Variación del *spread* del contrato del producto Diario D+1 (€/MWh) en relación al nivel de utilización diario (GWh/día) de la interconexión VIP Pirineos (1/02/2016 - 31/10/2016) **97**

Gráfico I: Mapa con los principales *hubs* europeos **100**

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Grado de correlación, determinado mediante el coeficiente de Pearson, entre el Precio de Referencia Diario del MIBGAS D+1 y la demanda de gas natural **38**

Tabla 2: Análisis de la profundidad de las transacciones correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario y MIBGAS D+1 (1/01/2016 - 15/12/2016) **58**

Tabla 3: Relación entre el valor medio de la media diaria del número de ofertas y del número de transacciones realizadas en el mercado continuo (1/01/2016 - 15/12/2016) **59**

Tabla 4: Variaciones del precio *spot* eléctrico y del producto MIBGAS D+1 (octubre de 2016) **95**

Tabla 5: Variación del flujo de gas, nivel de congestión de la interconexión VIP Pirineos, Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 y *spread* del contrato *spot* entre MIBGAS y el TRS **98**

Tabla I: Principales *hubs* europeos, junto al país al que pertenecen y año de su creación **100**

MIBGAS