

# **INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2023 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO**

**REF INF/DE/166/24**

28 de enero de 2025

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

## Índice

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>8</b>
<b>2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS</b>	<b>9</b>
2.1. Producción y demanda mundial de gas	9
2.2. Niveles de precios	12
2.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa	15
<b>3. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL</b>	<b>17</b>
<b>4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL</b>	<b>22</b>
4.1. Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS	22
4.1.1. Comparativa del precio diario del MIBGAS con los mercados europeos...	23
4.2. Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos	26
4.3. Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos	29
4.3.1. Comparativa del precio de los productos futuros con el TTF .....	30
<b>5. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA</b>	<b>35</b>
5.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC	39
5.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS	41
5.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto	43
5.4. Evolución del volumen negociado en MIBGAS Derivatives	51
5.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)	57
<b>6. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ</b>	<b>61</b>
6.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado	61
6.2. Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón	64
6.3. Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS	66

6.4. Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado	69
6.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2023.....	69
6.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2023 .....	69
6.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2023 .....	70
6.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los creadores de mercado en el año 2023	72
6.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual	74
6.5.1. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario .....	74
6.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual .....	77
<b>7. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS</b>	<b>81</b>
7.1. Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas	81
7.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas	82
7.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas.....	82
7.2.2. Análisis de la participación en el MIBGAS Derivatives por empresas.....	84
7.2.3. Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas.....	84
7.3. Supervisión del mercado. Procedimientos sancionadores	86
<b>8. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL</b>	<b>87</b>
8.1. Indicadores de liquidez del mercado español	87
8.1.1. Volumen del libro de ofertas .....	89
8.1.2. Diferencial de precio entre oferta y demanda (spread) .....	90
8.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas .....	90
8.1.4. Número diario de transacciones .....	91
8.1.5. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez.....	92
8.2. Indicadores de salud del mercado español	92
8.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos.....	93
8.2.2. Residual Supply Index (RSI).....	94
8.2.3. Concentración de Mercado: cuotas de ofertas de compra y venta .....	95

8.2.4.	Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta en MIBGAS .....	95
8.2.5.	Resumen de resultados de los indicadores de salud .....	96
<b>9. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS</b>		<b>97</b>
<hr/>		
9.1.	Evolución de la liquidez de los mercados de gas en Europa	97
9.2.	Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	99
9.2.1.	Clasificación de los Hubs europeos según ACER .....	99
9.2.2.	Clasificación de los Hubs europeos (Oxford Energy Studies) .....	100
9.2.3.	Clasificación de los Hubs europeos elaborada por EFET .....	101
10.	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>103</b>
11.	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>106</b>
<hr/>		

## **INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2023 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO**

**INF/DE/166/24**

### **PLENO**

#### **Presidenta**

D<sup>a</sup>. Cani Fernández Vicién

#### **Consejeros**

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

D<sup>a</sup>. María Jesús Martín Martínez

#### **Secretario del Consejo**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 28 de enero de 2025

## RESUMEN EJECUTIVO

El mercado organizado de gas en España, operado por la sociedad MIBGAS, cumplió en 2023 su octavo año de funcionamiento. En 2023 **continuó creciendo tanto en volumen como en número de participantes**, alcanzando los 195 agentes registrados. El número de agentes activos que participaron diariamente en el mercado enviando ofertas se situó en promedio en 115 agentes entre semana y 66 los fines de semana.

El **volumen total negociado en MIBGAS** en 2023 fue de **143.835 GWh**, lo que representa un **44,2% de la demanda de gas** en España. El **volumen de negociación ha aumentado un 18%** respecto al volumen de negociación del año 2022 (121.419 GWh).

Por otro lado, el volumen negociado en **MIBGAS Derivatives** en 2023 fue de 3.966 GWh en productos a plazo en PVB, 2.137 GWh en productos en las plantas de GNL y 346 GWh de productos en los almacenamientos. En total fueron 6.448 GWh negociados, lo que supone un **aumento del 170%** respecto al año anterior. Además, en septiembre y octubre de 2023 se han empezado a negociar en el segmento a plazo de MIBGAS Derivatives dos nuevos grupos de productos: productos futuros con entrega física en el punto virtual de balance PVB indexados a TTF (PVB-TTF), que finalizaron el año con un total de 2,8 GWh negociados, y productos futuros de gas natural licuado con entrega física en el tanque virtual de balance TVB diarios (D+2 y D+3), resto de mes y mensuales desde M+1 hasta M+3, que no tuvieron transacciones durante 2023.

El volumen total de **transacciones bilaterales OTC** notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2023 ascendió a un total de 933,19 TWh, que equivale a 2,8 veces la demanda anual, **aumentando un 1,9%** respecto al año anterior. La negociación se reparte entre el tanque virtual de GNL (63,3%), el punto de balance PVB (36,3%) y en los almacenamientos (0,4%).

Los elevados precios y el mayor riesgo de contraparte fomentaron el **registro de transacciones bilaterales en cámaras de contrapartida central**. En conjunto, el volumen registrado para compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central de contratos de gas natural en PVB de OMIClear, ECC y BME Clearing en 2023 fue de 112.045 GWh (incluyendo 24.342 GWh negociados a través del mercado organizado), lo que supone un **incremento del 14%** respecto al año 2022.

Tras los máximos históricos de 2022, en el año 2023 los **precios del gas en Europa** iniciaron una tendencia descendente que se prolonga hasta finales del

verano. Sin embargo, en septiembre se produce un repunte de los precios que los sitúa por encima de los 50 €/MWh, coincidiendo con el inicio del conflicto de Israel con Gaza. A partir de entonces vuelven a relajarse hasta situarse en torno a los 30 €/MWh a finales de año.

En el mercado europeo de referencia (TTF) el promedio anual del **precio del gas fue de 41 €/MWh**, con un descenso del 67% en comparación con 2022. Por segundo año consecutivo, **los precios del mercado español se situaron por debajo del TTF**, con una media anual del diferencial de precios en 2023 por debajo de 2 €/MWh (-1,76 €/MWh en 2023, frente a -24,21 €/MWh en 2022). Esta diferencia se produce por el menor impacto en España de la reducción del gas procedente de Rusia por gasoducto, así como por la existencia de capacidad disponible en las plantas de regasificación españolas, que provoca el desacoplamiento de precios entre el PVB y el TTF. No obstante, la puesta en marcha de nuevas plantas de regasificación en Holanda y Alemania ha contribuido a reducir dicho diferencial respecto al año anterior.

En promedio, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2023 fue de **39,12 €/MWh**, unos 60 €/MWh menos que el precio promedio de 2022 (99,16 €/MWh).

Las **medidas de fomento de la liquidez** desarrolladas a lo largo de 2023 (acciones de balance y compra de gas de operación, y creadores de mercado obligatorios y voluntarios) proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 22.681 GWh, y suponen el 9,77% de las compras totales y el 6,0% de las ventas totales.

El mercado español está todavía **lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el Gas Target Model** por ACER (volumen del libro de ofertas, spread, transacciones, sensibilidad), aunque obtiene mejores resultados en los indicadores de salud, lo que indica que la estructura del mercado es bastante competitiva, atendiendo al número de participantes y a sus cuotas de mercado.

## 1. INTRODUCCIÓN

La creación de un mercado mayorista de gas eficaz y transparente en su funcionamiento es uno de los objetivos explícitos del Tercer Paquete Energético, según se refleja en el artículo 1 del Reglamento (EC) 715/2009.

Este informe se realiza de acuerdo con la función recogida en la Disposición adicional trigésimo-cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que establece que:

*«La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente un informe en el que se analice y se incluyan recomendaciones en relación al nivel de liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado de gas. (...)»*

El 12 de septiembre de 2017 la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó el primer informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez y la competencia.

Este ejercicio se ha continuado realizando en años posteriores, haciendo especial hincapié en el análisis de la implantación de las recomendaciones y las medidas de impulso de la liquidez.

Cabe destacar en estos años el elevado grado de cumplimiento de las recomendaciones y medidas propuestas por la CNMC, como la creación del mercado de futuros (Mibgas Derivatives) o el establecimiento de creadores de mercado, tanto voluntarios como obligatorios, que han dotado de más liquidez y profundidad al mercado español, y paso a paso, lo acercan a otros mercados europeos.

En este octavo informe se analiza el funcionamiento del mercado en el año 2023, en el que se estabilizan los precios de gas en Europa, pese a la prolongación de la guerra entre Rusia y Ucrania y el mantenimiento de los riesgos geopolíticos en el aprovisionamiento de gas.

Por su parte, la plataforma de mercado continúa desarrollándose y creciendo en volumen negociado en los productos spot, consolidándose como la referencia de precios en el mercado español.

En 2023, la *Resolución de 9 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado organizado de gas y el contrato de adhesión* he permitido disponer de una nueva versión consolidada de las reglas del mercado, con la incorporación de diversas mejoras de detalle de funcionamiento propuestas por el Comité de Agentes del Mercado, en base a la experiencia adquirida en los últimos años.



## 2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS

### 2.1. Producción y demanda mundial de gas

De acuerdo con las estimaciones del Energy Institute<sup>1</sup>, en 2023 la **producción mundial de gas natural** permaneció prácticamente constante en relación con 2022. En total, se alcanzó una producción de 4.059 bcm, lo que supone un aumento de 0,3%.

Los principales aumentos de la producción tuvieron lugar en Norteamérica: EE.UU. (+42 bcm) y Canadá (+5 bcm). También tienen un aumento significativo la producción de China (+12 bcm) e Irán (+4 bcm).

Por otra parte, en 2023 continua el descenso en la producción de gas de Rusia (-32 bcm) debida, sobre todo, a la reducción de las exportaciones de gas a Europa. También se producen descensos significativos de producción en Holanda (-5 bcm), Noruega (-6 bcm) y Egipto (-7 bcm).

En Europa (sin incluir Rusia), la producción total desciende 16 bcm respecto al año anterior, hasta 204 bcm. El principal país productor europeo es Noruega (116 bcm).

La **demanda de gas a nivel mundial se mantuvo prácticamente igual (+0,03%)** en 4.010 bcm. Entre los principales consumidores, la mayor reducción de la demanda se produce en Japón, con una disminución del -7,8%. También en Europa la reducción es significativa (-6,9%). En el extremo contrario se encuentra el segundo mayor consumidor del mundo, China, donde la demanda de gas se incrementa un 7,2%. Para el resto de grandes consumidores, las variaciones de demanda son menos significativas (EE.UU. +0,8%, Canadá -2,5%, Rusia +1,1%).

El **comercio de gas natural en 2023 se contrajo un 2,7%**, en particular por la reducción de las exportaciones por gasoducto, que bajan un 8,3%, mientras que el comercio de GNL crece ligeramente (1,7%), y supone ya el 58% del comercio mundial de gas.

#### Producción y demanda mundial de GNL

De acuerdo con la asociación GIIGNL<sup>2</sup>, en 2023 la **capacidad mundial de licuación** se incrementó en 5 millones de toneladas (M Tm), alcanzando 481 M Tm, principalmente con la puesta en marcha del tercer tren en Tangguh (Indonesia) de 3,8 M Tm. Además, en 2024 el Congo y México se incorporan al conjunto de países exportadores con las terminales de licuación flotantes de Tango y Altamira, respectivamente.

La capacidad de regasificación alcanzó 1.143 M Tm (+75 M Tm) en 48 países, con la puesta en operación de 17 terminales, con los principales incrementos

<sup>1</sup> Statistical Review of World Energy, 2023 (72<sup>nd</sup> Edition) (anteriormente elaborado por BP)

<sup>2</sup> GIIGNL Anual Report, 2024

situados en Europa, seguido de Asia-Pacífico.

La flota de buques metaneros crece en 41 buques, alcanzando un total de 772 buques operativos, incluyendo 51 unidades de regasificación flotantes (FSRU) y 79 buques de tamaño inferior a 30.000 m<sup>3</sup>, destinados a operaciones de pequeña escala o bunkering.

### **El comercio mundial de GNL**

Durante 2023 el **comercio mundial de GNL** creció a un ritmo modesto del 2% y alcanzó 404 millones de toneladas (MTm) en 2023, con un incremento de 7 MTm en comparación con 2022.

El principal incremento en la producción de GNL procede de Estados Unidos, que alcanza 84,5 MTm (4,5 más que en 2022) y pasa a ser el principal exportador de GNL.

Los tres primeros productores mundiales fueron de nuevo Estados Unidos, Australia y Catar, estos dos últimos justo por debajo de los 80 M Tm, seguidos a distancia por Malasia (26,8 M Tm) y Rusia (21,5 M Tm).

El principal crecimiento del consumo proviene de Asia (+7 M Tm), donde China recupera el liderazgo mundial, con 71 M Tm por la recuperación de su economía, mientras que retrocede un 10% el consumo en Japón 66 M Tm (frente a un máximo de 89 M Tm en 2014) y se sitúa en mínimos históricos por la reactivación de sus reactores nucleares. Las importaciones de GNL disminuyen ligeramente en Corea del Sur y se incrementan en Tailandia, India, Paquistán y Bangladesh, por los menores precios. Además, comenzaron a importar GNL Vietnam, Filipinas y Hong Kong.

### **Evolución de la demanda, producción e importaciones de gas en la Unión Europea**

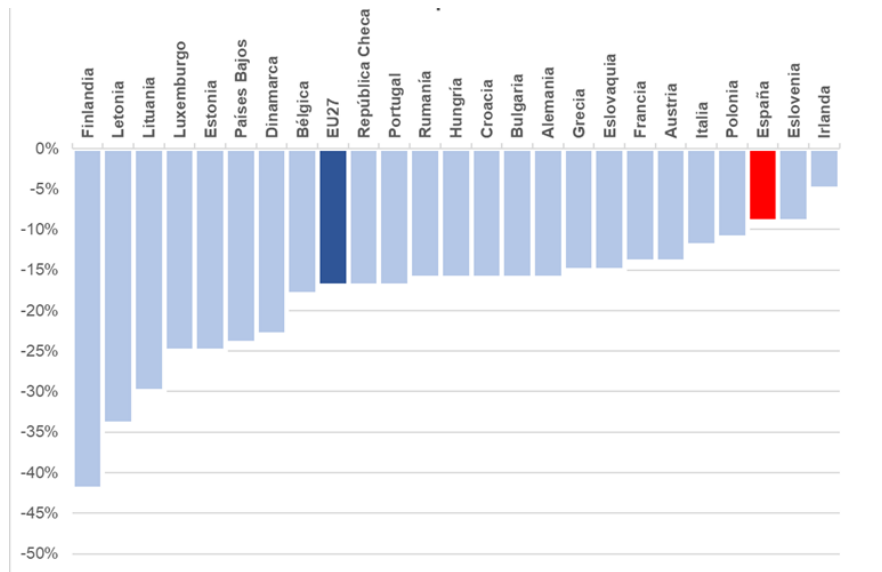
La **demanda de gas en la Unión Europea<sup>3</sup> fue de 330 bcm en 2023**, lo que supone una caída del **7% respecto a 2022** (356 bcm) y del 20% respecto a 2021 (413 bcm).

Los datos por país muestran que la demanda de gas disminuyó en 21 países y aumentó en 5. Respecto a la media de 2019 a 2021, la demanda de gas en Europa bajó un 20% en 2023, con bajadas en todos los países de la Unión Europea.

---

<sup>3</sup> Quarterly report on European gas Markets with focus on annual overview for 2023. DG Energy. European Commission. Los datos de este capítulo no incluyen al Reino Unido.

**Figura 1. Variación de la demanda de gas en Europa: 2023 vs media 2019-2021**



Fuente: Bruegel

En el caso de España, la demanda de gas disminuyó un 10,7% respecto a 2022. La caída de la demanda para generación eléctrica fue muy intensa (-30,7%) por el incremento de la producción renovable y la disminución de las exportaciones de electricidad a Francia, mientras que la demanda convencional (doméstico e industrial) se incrementó ligeramente (+1,5%).

En el **conjunto de la Unión Europea**, las importaciones de gas ascienden a 290 bcm en 2023, un 13% menores que el año anterior. **Rusia desciende al tercer puesto entre los países proveedores de gas a la UE, con una cuota del 15%**. Las importaciones procedentes de este país por gasoducto se han ido reduciendo desde 131 y 61 bcm en 2021 y 2022, respectivamente, hasta 25 bcm en 2023. No obstante, se mantienen por encima de las importaciones de GNL ruso (18 bcm en 2023).

Las importaciones por gasoducto fueron de 169 bcm, con un descenso del 22%. Noruega fue el principal proveedor a la Unión Europea por gasoducto (83 bcm), superando ampliamente a Argelia (33 bcm), Rusia (25 bcm) y Azerbaiyán (10 bcm). Además, se recibieron 17 bcm desde el Reino Unido.

En relación con el GNL, las importaciones crecieron un 3%, hasta 121 bcm. El principal suministrador a la Unión Europea fue EEUU (56 bcm), seguido de Rusia (18 bcm) y Catar (16 bcm). Los principales países importadores de GNL son Francia (27 bcm), España (23 bcm) y Países Bajos (21 bcm).

La producción interna de la Unión Europea vuelve a disminuir hasta 38 bcm. Países Bajos reduce la producción a 12 bcm (-20% respecto a 2022). Otros países productores son Rumanía (9,3 bcm) y Alemania (4 bcm).

Desde el punto de vista de las infraestructuras, en 2022 se inició la instalación acelerada de nuevas plantas de regasificación flotantes en Europa, de rápida construcción. Hasta final de 2023 se han puesto en funcionamiento en Europa nueve plantas de este tipo, aumentando la capacidad de regasificación en 50 bcm al año.

## 2.2. Niveles de precios

Existen tres grandes mercados regionales de gas en el mundo: Norteamérica, Europa y Asia, cada uno de ellos con una estructura diferente en función de su grado de madurez, las fuentes de aprovisionamiento, la dependencia de las importaciones y otros factores geográficos y políticos.

Los principales mercados asiáticos carecen de una infraestructura transfronteriza de gasoductos y almacenamiento suficientemente desarrollada, por lo que se aprovisionan de gas fundamentalmente en forma de GNL y, por tanto, los contratos son a largo plazo en gran medida, para garantizar el suministro. Estos mercados, en conjunto, representan alrededor del 70% de las importaciones mundiales de GNL, por lo que tienen gran influencia sobre el precio del GNL a nivel mundial.

Durante el año 2023, los precios mundiales del gas y el GNL se estabilizaron, a pesar de la prolongación de la guerra entre Rusia y Ucrania y el incremento de la tensión en Oriente Medio por el conflicto entre Israel y Gaza. Al contrario de lo sucedido en 2022, no hubo sobresaltos importantes que afectasen al equilibrio de la oferta y la demanda. No obstante, los efectos de la crisis energética persisten, con precios superiores a su promedio en cinco años, mientras que la principal garantía de estabilidad sigue siendo la puesta en operación de nuevos suministros de GNL.

Los precios del gas en Europa marcaron niveles máximos históricos en 2022, pero inician una tendencia descendente en el año 2023 que se prolonga hasta finales del verano. Sin embargo, en septiembre, coincidiendo con el inicio del conflicto de Israel con Gaza, se produce un repunte de los precios que los sitúa por encima de los 50 €/MWh. A partir de entonces vuelven a relajarse hasta situarse en torno a los 30 €/MWh a finales de año, tendencia que continúa durante los primeros meses de 2024.

*Los precios del gas en **los principales mercados europeos recuperan la convergencia en 2023**, tras la puesta en operación de nuevas plantas de regasificación flotantes en Holanda y Alemania.*

*En el mercado europeo de referencia (TTF) el promedio anual del **precio del gas fue de 41 €/MWh, con un descenso del 67% en comparación con 2022** (123 €/MWh) y un descenso del 13% en comparación con 2021 (47 €/MWh).*

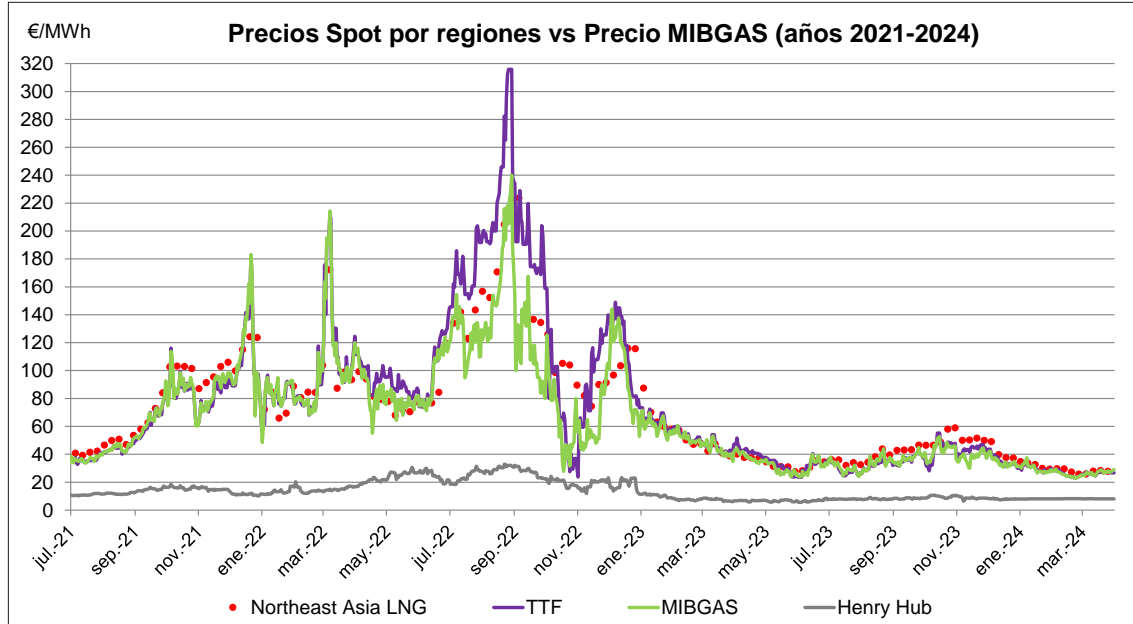
*El promedio del precio del producto D+1 en **MIBGAS** en el año 2023 fue de **39,12 €/MWh (60% inferior** respecto al promedio de 2022, 99,16 €/MWh), unos **2 €/MWh inferior al TTF**, que es el mercado europeo de referencia.*

La instalación acelerada de nuevas plantas de regasificación flotantes en Europa ha favorecido la convergencia de los precios de gas dentro de la Unión Europea, que han marcado diferenciales con el TTF inferiores a 2 €/MWh en el cuarto trimestre de 2023. Los mercados del centro y este de Europa (Chequia, Eslovaquia, Alemania e Italia) presentan un ligero premium sobre el TTF, mientras que los mercados del sur-oeste (Reino Unido, España, Bélgica y Francia) presentan un pequeño descuento en relación al TTF.

La reducción de precios también se produjo en el mercado asiático, con una bajada del JKM (Japón) del 53% en 2023. Aunque el precio del GNL en Asia comienza el año por debajo del precio europeo, la tendencia se invierte en la segunda parte de 2023 y termina el último cuatrimestre en unos 45 €/MWh, con un premium de unos 5 €/MWh sobre el mercado TTF.

Por su parte el precio del gas en el mercado norteamericano (HH) baja un 54% en 2023 y termina el año por debajo de los 10 €/MWh, manteniendo su posición como el mercado con el precio del gas más competitivo.

**Figura 2. Comparativa de precios del gas entre el mercado asiático, europeo y americano**



Fuente: Mercados Internacionales (Platts, WGI)

Durante 2023 se prorrogaron las medidas temporales de emergencia adoptadas en 2022 y destinadas a reducir los elevados precios de la energía y mejorar la seguridad del suministro de gas.

- Reglamento (UE)2022/1032: Establece un **nivel mínimo de llenado de almacenamientos subterráneos de gas del 80%** a 1 de noviembre de 2022 (**90% en 2023**). Adaptado en España por el RD-L 6/2022.

Durante el año 2023 se alcanzaron altos niveles de almacenamiento en Europa. En septiembre se alcanzó el 95% y el año acabó con los almacenamientos al 86% en promedio.

- Reglamento (UE) 2022/1369: Introduce una **reducción voluntaria del 15% de la demanda de gas** entre agosto-2022 y marzo-2023 respecto a la media de los últimos 5 años (la reducción podrá ser del 8% para países con interconexión inferior al 50%). La reducción será obligatoria en caso de alerta energética en la UE.
- Reglamento (UE) 2022/2576: Crea una **plataforma conjunta de compras coordinadas de gas para la UE** (prevista para la primavera de 2023) y extensión de los mecanismos de solidaridad entre países en caso de declaración de estados de alerta. Las cinco rondas a corto plazo organizadas hasta mayo de 2024 han atraído ofertas de compra y venta por más de 43 bcm de gas.
- Reglamento (UE) 2022/2578: Establece un mecanismo de corrección del mercado, consistente en establecer **un tope al precio del producto mensual de gas** en el mercado holandés TTF, si el precio supera **180 €/MWh** durante 3 días hábiles y se sitúa 35 €/MWh por encima del precio de referencia de GNL calculado por ACER. El tope al precio del gas entró en vigor el 15 de febrero

de 2023 y la medida se ha convertido en permanente por la Directiva (UE) 2024/1788.

En otro orden, y ya en 2024, se ha aprobado el Reglamento (UE) 2024/1106 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de abril de 2024, por el que se modifican los Reglamentos (UE) nº 1227/2011 y (UE) 2019/942 en lo que respecta a la mejora de la protección de la Unión contra la manipulación del mercado en el mercado mayorista de la energía.

La revisión de REMIT, que ha entrado en vigor el 7 de mayo de 2024, busca mejorar la protección de las empresas y los ciudadanos frente a los posibles abusos en los mercados mayoristas de la energía, adaptándola al marco actual. Incluye algunas modificaciones en relación con la comunicación a ACER de los datos relativos al libro de órdenes y a la supervisión de la publicación de la información privilegiada por parte de los agentes del mercado.

### 2.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa

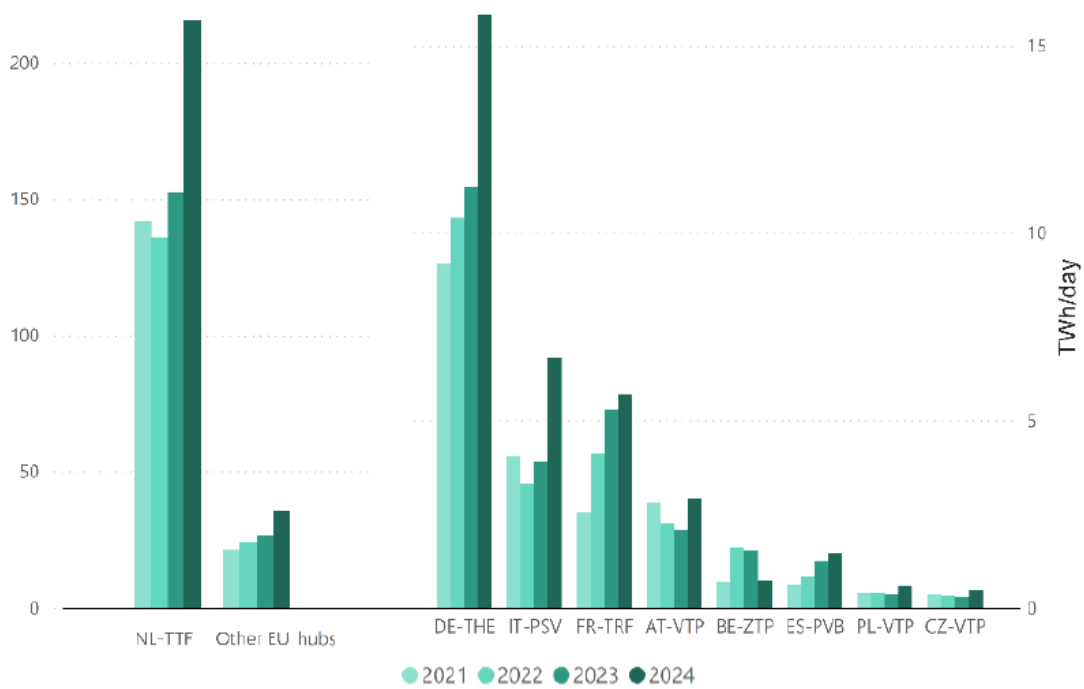
La reducción del precio del gas y la disminución de la volatilidad durante 2023 ha permitido la recuperación de los volúmenes negociados en los diferentes hubs europeos de gas.

***La negociación en los hubs de gas europeos aumenta en 2023 en comparación con el año anterior, especialmente a partir del cuarto trimestre (con incrementos del 33%). El mercado TTF consolida su posición de liderazgo, concentrando el 80% de las transacciones, seguido a mucha distancia por el NBP inglés (9% de la negociación), y el 11% restante se reparte entre el resto de mercado europeos (de más a menos liquidez: THE Alemán, PEG Francés, PSV Italiano, Austria, Bélgica y España).***

El incremento de la liquidez se consolida en el primer semestre de 2024 y se sitúa en máximos históricos, con fuertes crecimientos en el TTF y en la mayoría de hubs europeos, a excepción del mercado de Bélgica, que es superado por primera vez por el PVB español en volumen de negociación.



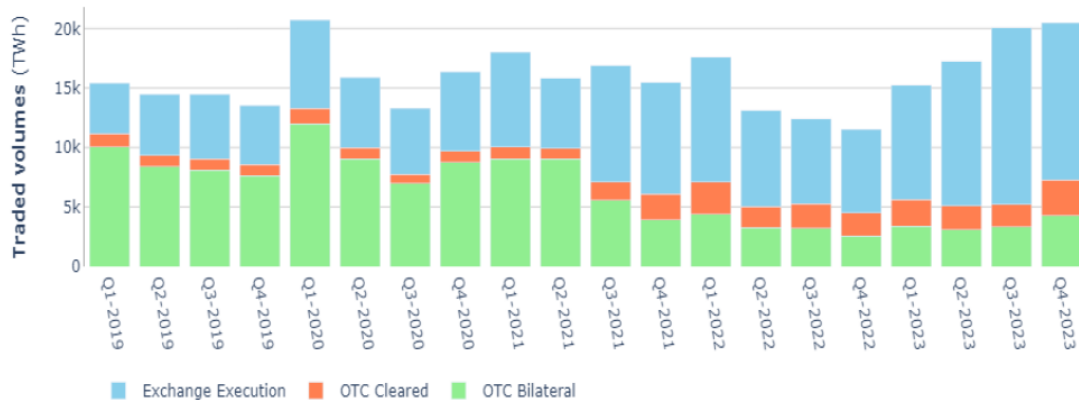
**Figura 3. Volumen negociado en los hubs europeos. Comparativa 2021-2024 (Primer semestre)**



Fuente: ACER Wholesale Gas Market Monitoring Report 2024

La negociación se concentra en los mercados organizados (64% de las transacciones), aunque también aumentan las transacciones OTC bilaterales (21%) y las transacciones bilaterales registradas en cámaras de contrapartida central – OTC Cleared (15%).

**Figura 4. Volumen negociado en los hubs europeos por tipo de plataforma de negociación (comparativa 2019-2023)**



Fuente: Eurostat. Quarterly report on European gas markets

Adicionalmente, las transacciones de gas se concentran en plazos más cortos ante el elevado riesgo de contratar productos de gas a medio y largo plazo, así como por los elevados niveles de garantías (colaterales) necesarias para operar en los mercados a plazo, en un entorno de alta volatilidad y altos precios.



### 3. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL

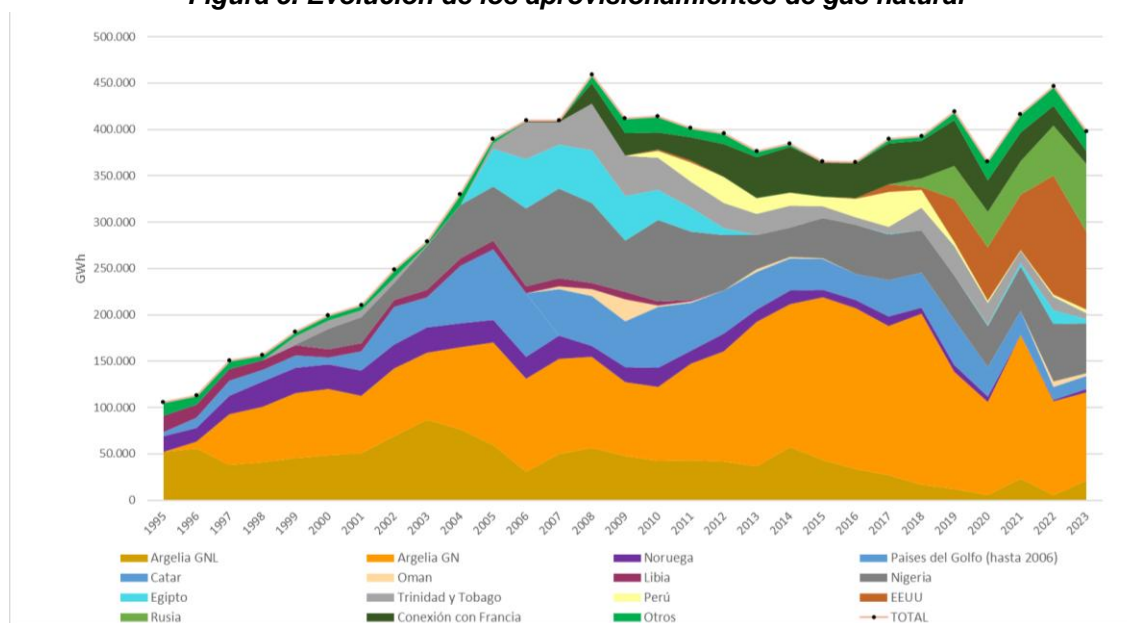
El suministro de gas natural en España depende casi en su totalidad de las importaciones. En el año 2023 las importaciones brutas de gas natural en España han disminuido un -10,9%, por efecto de la caída de la demanda de gas.

Las importaciones por gasoducto fueron de 119,4 TWh (-6,8%), lo que representa un 30,0% de las importaciones totales.

Las importaciones brutas de GNL fueron de 277,1 TWh (-13,1%), lo que supone un 69,9% del aprovisionamiento. En el conjunto del año se han realizado un total de 299 descargas de buques, frente a 338 en 2022. Esto ha motivado una reducción de la presión competitiva en las subastas de los slots de descargas en todas las plantas españolas.

En el año 2023, el mercado español se abasteció de un conjunto de diecisiete países. **Argelia**, con un porcentaje del **29,3%**, recupera su puesto como principal país aprovisionador, tras ser rebasado por EE.UU. el año anterior. A continuación, como países más importantes en la estructura de aprovisionamiento se encuentran **EE.UU. (21,1%)**, **Rusia (18,3%)** y **Nigeria (13,6%)**.

**Figura 5. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural**



Fuente: Enagas y CNMC

La producción en yacimientos nacionales (269 GWh), en su mayoría procedente de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,22% del aprovisionamiento de gas natural. Además, se inyectaron 243 GWh de biometano en la red de gas natural, un 41,3% más que el año anterior, desde 9 instalaciones:

<b>Inyección de biometano por planta de producción (GWh)</b>	
Planta Valdemingómez (Madrid)	155,7
Planta La Galera (Tarragona)	12,2
Planta Biogasnalia (Burgos)	16,3
Planta Torre de Santamaría (Lleida)	15,9
Planta Elena (Barcelona)	0,2
EDAR Bens (A Coruña)	2,0
Vertedero Can Mata (Barcelona)	27,3
Planta Ólvega (Soria)	10,3
Planta Besós (Barcelona)	3,1
<b>TOTAL</b>	<b>243,0</b>

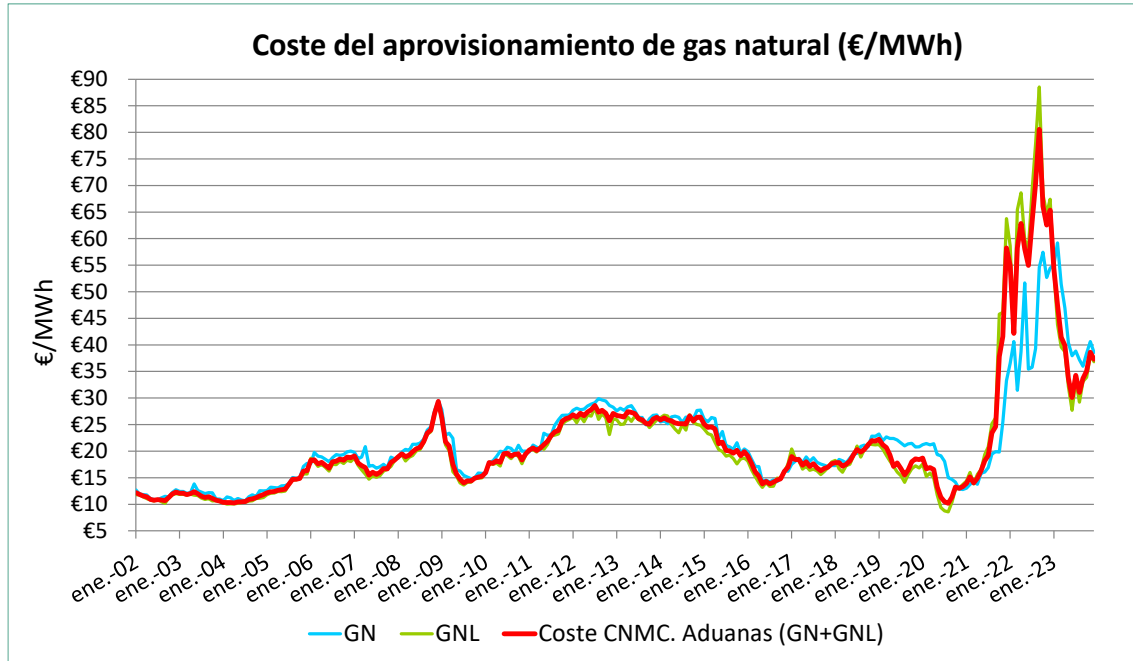
*La existencia de capacidad disponible en las plantas de regasificación españolas ha permitido su utilización como respaldo de otros países europeos afectados en mayor medida por la reducción del suministro de gas de Rusia.*

**La reexportación de gas desde España hacia otros países de la UE alcanza niveles récord en 2023, aunque desciende considerablemente en 2024 por efectos de la convergencia de precios y los incrementos en la capacidad de regasificación del norte de Europa.**

- Se han realizado operaciones de recarga de buques de GNL por un total de 22 TWh, situando a España como el país no productor que más GNL ha reexportado del mundo en 2023.
- La interconexión con Francia tiene, por segundo año consecutivo, un saldo neto de entradas y salidas exportador, alcanzando un récord de salidas netas de 22,9 TWh, sobre todo debido a la disminución en un 33% de las importaciones. Las exportaciones brutas aumentaron un 5,7% alcanzando 37,4 TWh. Desde el 1 de noviembre de 2022, la capacidad de la interconexión de Irún aumentó en un 66% en sentido España-Francia.
- Las salidas brutas a Portugal fueron de 6,5 TWh (frente a 5,9 TWh en 2022). Las importaciones también aumentaron un 114,6% respecto al año anterior hasta 10,1 TWh. Por tanto, el saldo neto es importador (3,6 TWh).
- El año 2023 la conexión internacional de Tarifa ha mantenido flujos exportadores hacia Marruecos durante todos los días del año, alcanzando los 9,5 TWh.
- Por último, cabe destacar que, a final de julio de 2023, El Musel inició su actividad como planta de servicios logísticos en operaciones de descarga, almacenamiento y carga de GNL. La puesta en marcha de esta planta forma parte del Plan Más Seguridad Energética del gobierno y refuerza la seguridad de suministro energético en Europa.

La evolución del coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española se refleja en el índice del coste de aprovisionamiento, elaborado por la CNMC a partir de los datos de aduanas que publica la Agencia Tributaria, y que reflejan el descenso del coste de las importaciones tras los máximos de 2022.

**Figura 6. Evolución del coste del aprovisionamiento de gas natural en España**



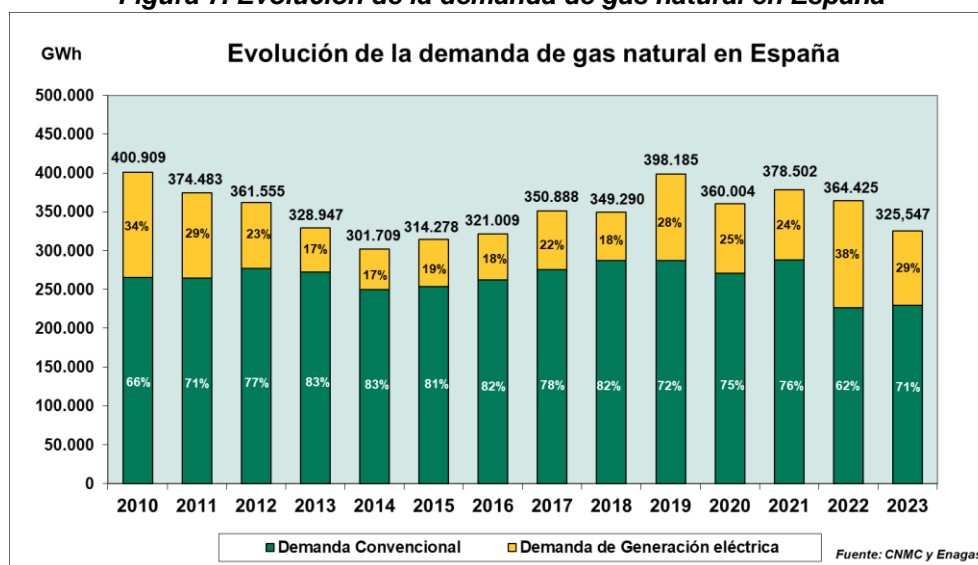
Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia

El coste de las importaciones de gas según la referencia de aduanas en España disminuyó un 42,9%, al pasar de 65,4 €/MWh en el mes de diciembre de 2022 a 37,3 €/MWh en diciembre de 2023. Al contrario de lo ocurrido durante los dos años anteriores, el aprovisionamiento por GNL se muestra más barato que el gas importado por gasoducto durante todo el año, aunque la diferencia disminuye al finalizar el año situándose en torno a los 2 €/MWh.

La demanda de gas en España durante 2023 disminuyó un 10,7% respecto a 2022, y fue de 325.547 GWh.

La demanda convencional fue de 229.834 GWh, con un aumento del 1,5%, mientras que el consumo de gas para generación eléctrica supuso 95.713 GWh, con una disminución anual muy significativa (-30,7%), por el incremento de la generación renovable y la disminución de las exportaciones de electricidad a Francia en comparación con el año anterior.

**Figura 7. Evolución de la demanda de gas natural en España**



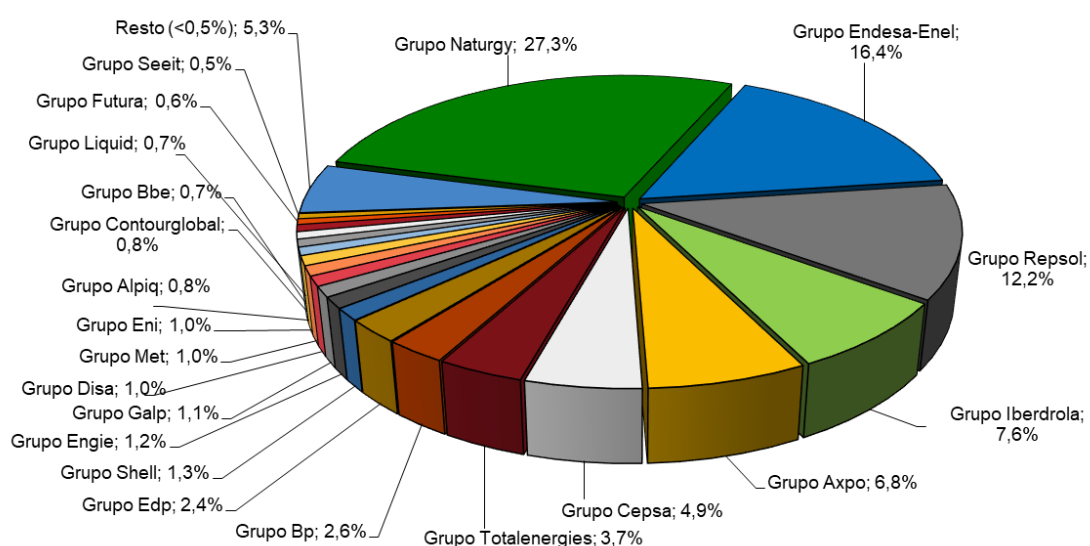
Fuente: CNMC

En relación con el **mercado minorista** integrado por las ventas a consumidores finales, se ha incrementado el número de comercializadores con ventas a consumidores finales hasta 131.

En el año 2023 los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado son Naturgy (24,8%), Endesa-Enel (16,8%), Repsol (12,8%), Iberdrola (7,8%), AXPO (7,5%) y Cepsa (5,3%). El resto de comercializadores, con cuotas por debajo del 5%, suman en conjunto una cuota de mercado del 25% en términos de ventas.

**Figura 8. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2023**

**Cuotas por ventas año 2023 (TWh)**



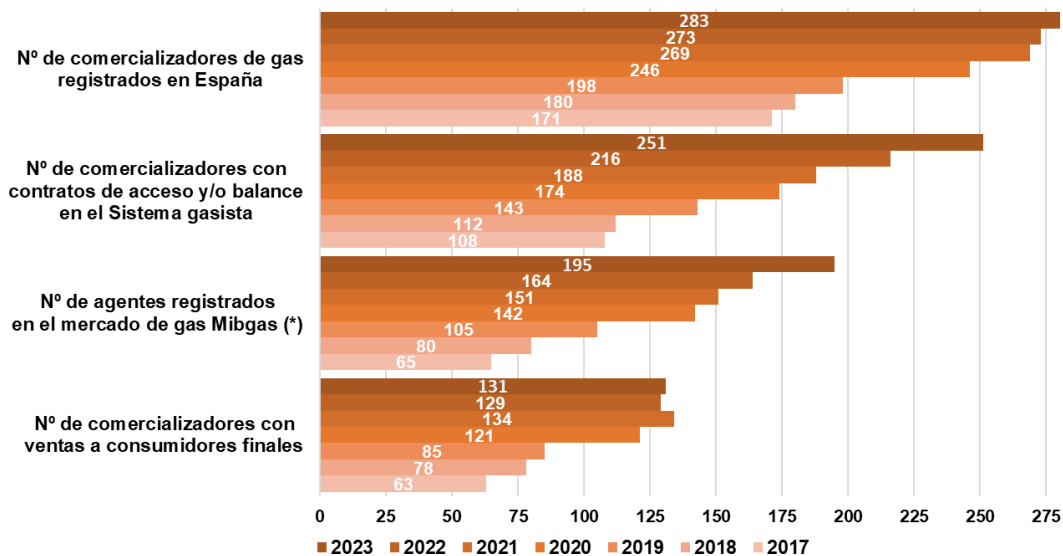
Fuente: CNMC

Respecto al **mercado mayorista español de gas**, está integrado por las compras – ventas de gas natural realizadas entre los agentes comercializadores, dentro del sistema español. Los principales comercializadores tienen una cuota de aprovisionamientos y de ventas finales generalmente equilibrada, por lo que este mercado lo utilizan principalmente como herramienta para gestionar las existencias de GNL y el balance de gas de cada agente, para adaptarse a las variaciones de la demanda o de los aprovisionamientos y para vender a comercializadores minoristas.

En este mercado también se van incorporando otras empresas con perfil de traders internacionales, sin vocación de realizar ventas a consumidores finales en España.

El número de comercializadores registrados alcanza los 283, mientras que el número de empresas comercializadoras activas, considerando como tales las que al menos disponen de un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista, era de 251 a finales de 2023. Además, MIBGAS y MIBGAS Derivatives alcanzaron la cifra de 195 y 75 agentes registrados, respectivamente.

**Figura 9. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en los años 2017-23**



Fuente: CNMC

(\* Incluye comercializadores y otros agentes)

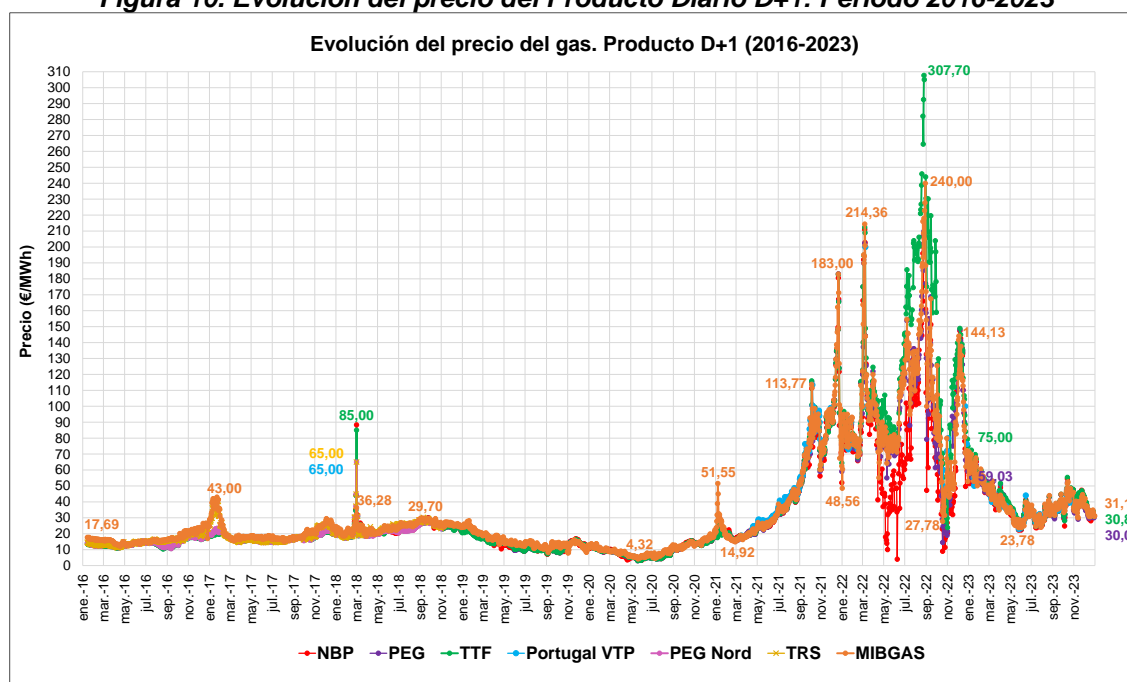
## 4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL

### 4.1. Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS

Durante el año 2023, el precio spot de gas del producto diario continúa la tendencia descendente iniciada a finales de 2022, a pesar del estancamiento del conflicto en Ucrania, comenzando en enero en el entorno de 70 €/MWh y llegando en diciembre a valores en el entorno de los 30 €/MWh.

En promedio, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2023 fue de **39,12 €/MWh**. Esto supone un descenso de casi 60 €/MWh en relación con el precio promedio de 2022 (99,16 €/MWh), reflejando una **reducción en el precio medio anual del 61%**.

**Figura 10. Evolución del precio del Producto Diario D+1: Periodo 2016-2023**



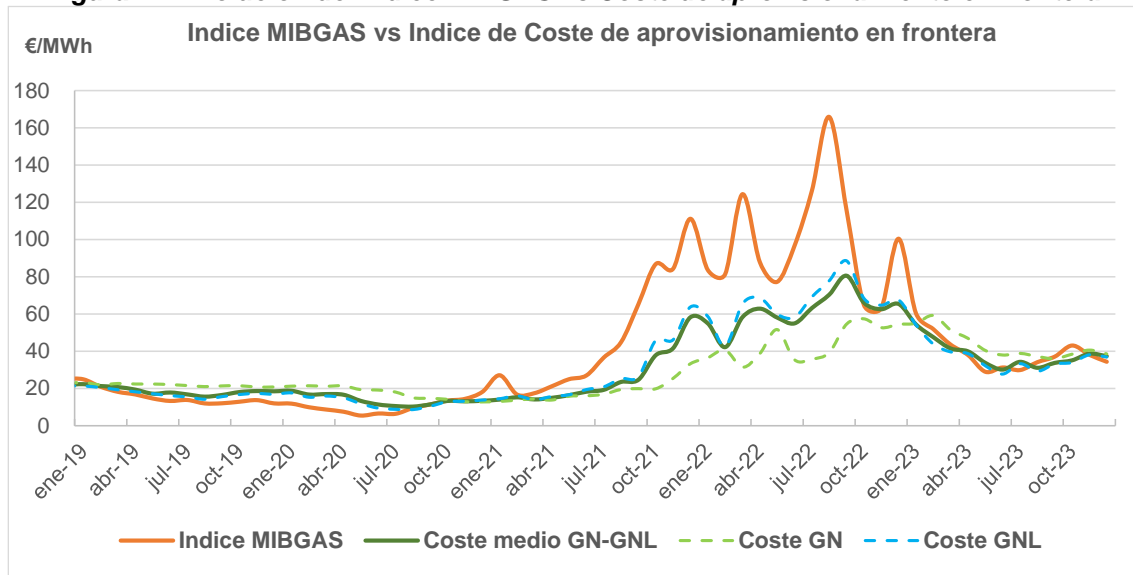
Fuente: MIBGAS-ICIS

El 2 de enero el producto diario cerró la sesión a 71,49 €/MWh, lo que supone el precio máximo del año 2023. El 25 de mayo MIBGAS marcó el precio mínimo anual, en 23,78 €/MWh.

La comparativa del precio spot en MIBGAS con los precios de importación en frontera de gas muestra que el precio del mercado spot se mantuvo en unos niveles similares a los precios de importación, cuya variación (tanto al alza como a la baja) tiende a ser más moderada, por el peso de los contratos a largo plazo.



**Figura 11. Evolución del índice MIBGAS vs Coste de aprovisionamiento en frontera**



Fuente: MIBGAS-Agencia Tributaria

El coste del aprovisionamiento en frontera muestra una tendencia descendente durante 2023, que es más acusada en el caso de los aprovisionamientos por GNL, y alcanza su mínimo en junio, para repuntar moderadamente en el segundo semestre, terminando el mes de diciembre en 36,83 €/MWh (aprovisionamiento de GNL) y 38,58 €/MWh (gasoducto).

#### 4.1.1. Comparativa del precio diario del MIBGAS con los mercados europeos

**El diferencial de precios del producto D+1 del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de -1,76 €/MWh. Es la segunda vez que el MIBGAS se sitúa por debajo del TTF en términos de media anual, tras el año 2022 (-24,21 €/MWh).**

**Los precios de gas en los mercados europeos vuelven a acoplarse en el año 2023, superando las fuertes divergencias de precios de 2022 entre los mercados del norte y sur de Europa, ya que estos últimos tienen menor dependencia de los aprovisionamientos rusos y mayor disponibilidad de infraestructuras de regasificación.**

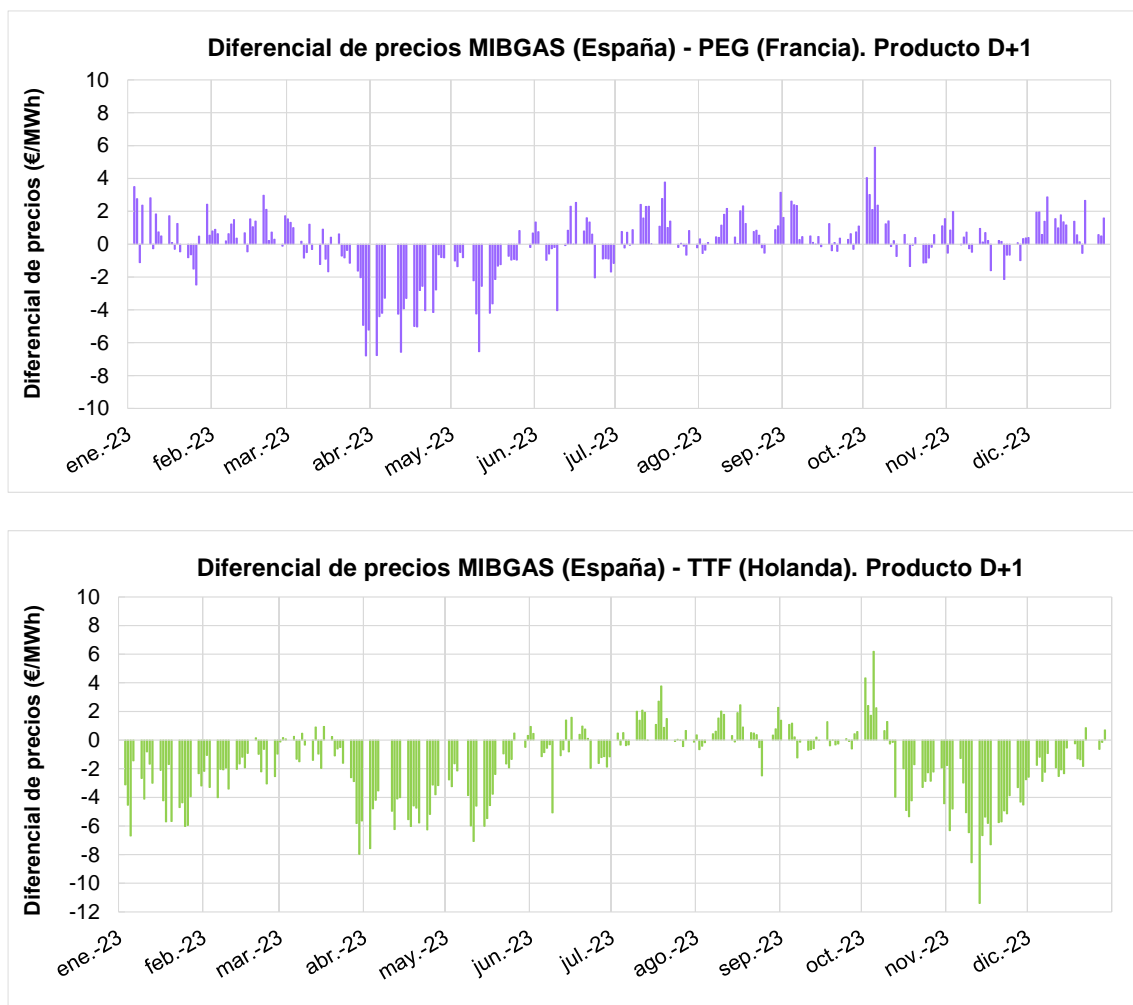
Entre los meses de enero y marzo el mercado español tuvo un diferencial promedio de hasta 1 €/MWh inferior al mercado francés (PEG) y en torno a 2,4 €/MWh superior al mercado neerlandés (TTF).

Con el comienzo de la campaña de inyección en almacenamientos, a partir de finales de marzo, los diferenciales vuelven a aumentar, estando el mercado español por debajo de los mercados europeos con diferenciales promedios mensuales negativos entre los 2,6 y 3,9 €/MWh, y alcanzando valores negativos superiores a los 7 €/MWh en mayo.

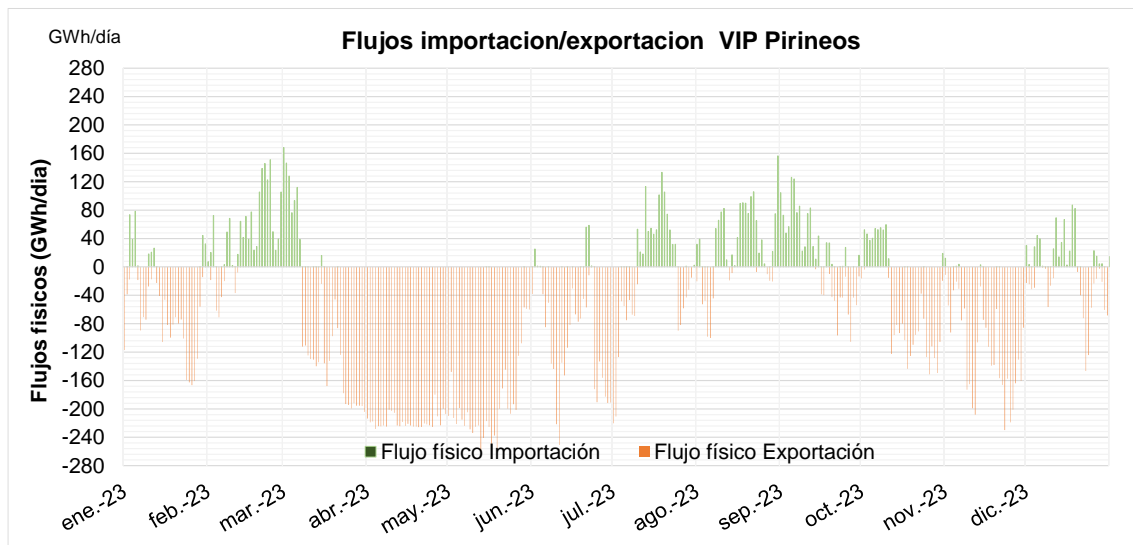
Desde el mes de junio los precios vuelven a acoplarse, alternando variaciones entre valores positivos y negativos hasta el mes de octubre.

A partir de mediados de octubre, el mercado español se desacopla considerablemente del TTF, aunque se mantiene más acoplado al PEG, llegando a estar 11 €/MWh por debajo del TTF a mediados de noviembre. En el último mes del año, los mercados europeos vuelven a estar más acoplados; en concreto, el mercado español se sitúa por encima del PEG pero por debajo del TTF con un promedio de 1 €/MWh de diferencia.

**Figura 12. Evolución del diferencial de precios entre MIBGAS, PEG y TTF, y evolución del flujo en la interconexión con Francia**





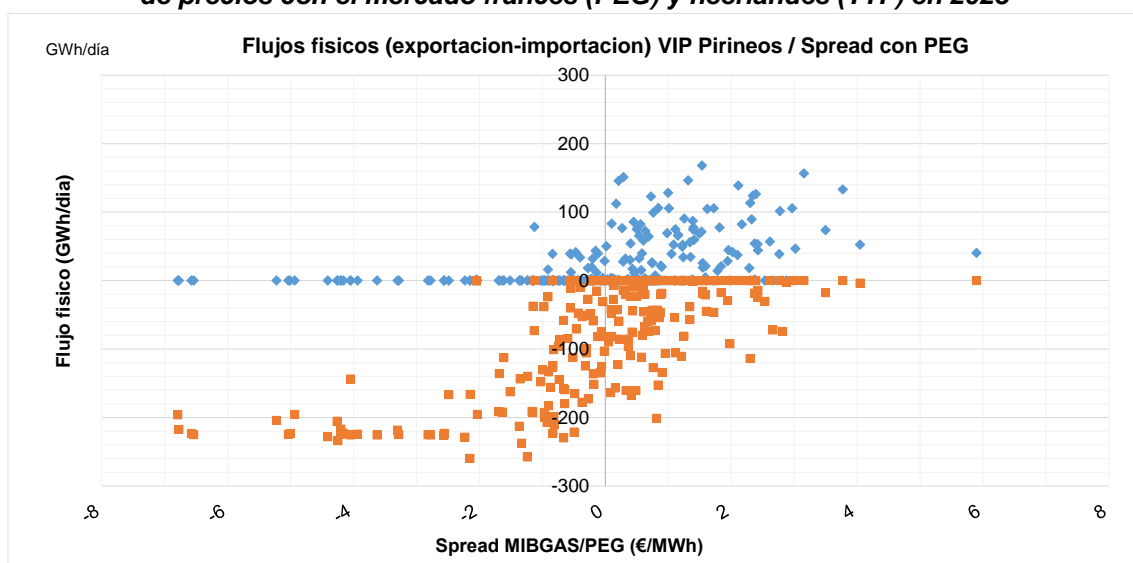


Fuente: ICIS, MIBGAS y ENAGAS

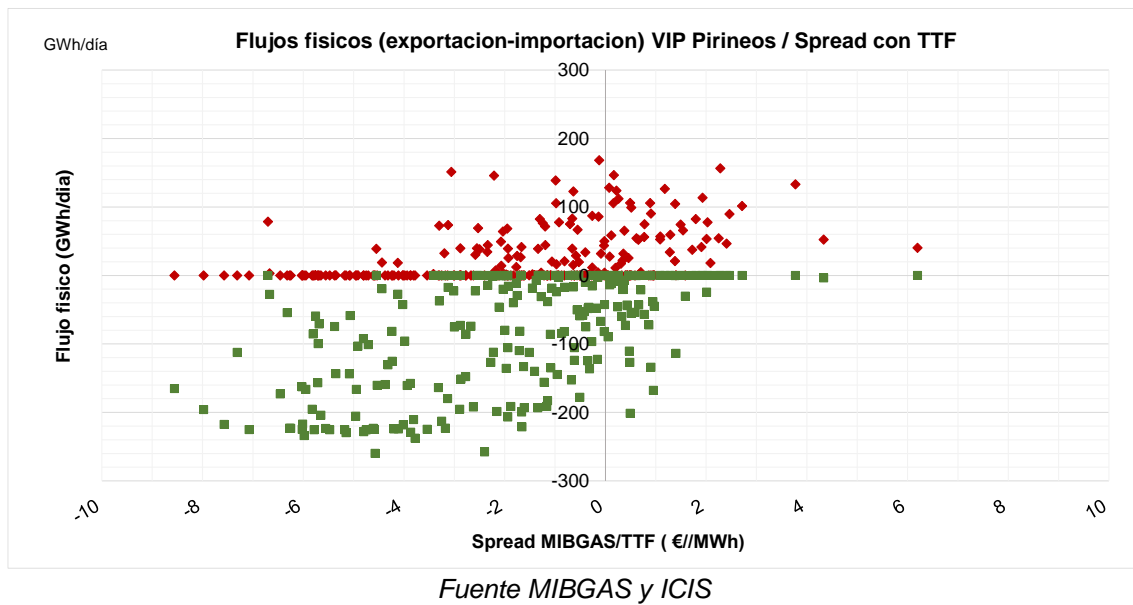
La variación del diferencial de precios entre el PEG y el PVB a lo largo del año define cinco periodos diferentes de utilización de la interconexión entre España y Francia, con tres periodos de exportaciones de gas (entre enero y principios de febrero, entre mediados de marzo y julio, y desde mediados de octubre hasta final de año), y dos periodos de importación de gas (entre principios de febrero y mediados de marzo, y desde mediados de julio hasta mediados de octubre).

El principal periodo de exportación se produce en primavera y principios de verano, en el que se registran niveles muy elevados de utilización de la interconexión en sentido exportación por las fuertes diferencias de precios entre los distintos mercados europeos.

**Figura 13. Correlación entre el flujo de gas en la interconexión con Francia y el diferencial de precios con el mercado francés (PEG) y neerlandés (TTF) en 2023**



Fuente MIBGAS y ICIS



En la conexión con Portugal, el flujo es alternado los tres primeros meses del año y pasa a ser dominante en sentido de importación hasta el mes de agosto. A partir de septiembre, el flujo vuelve a ser alternado de importación y exportación durante el resto del año, aunque en menores cantidades.

Además, en 2023 la conexión internacional de Tarifa ha mantenido un flujo exportador uniforme hacia Marruecos durante todos los días del año.

#### 4.2. Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos

El precio del producto mensual (M+1) en los mercados europeos se mantiene ligeramente desacoplado en el primer trimestre del año, comenzado con niveles entre 65 y 75 €/MWh y una tendencia descendente, y finalizando el periodo en torno a los 40-45 €/MWh.

A partir del mes de abril, los precios se desacoplan aún más y se comienzan a observar importantes diferencias entre los mercados de Europa (TTF, PSV) y el mercado español, si bien se reducen dos meses después, y todos los mercados permanecen acoplados hasta el final del año.

Los precios siguen descendiendo hasta principios de junio, llegando al entorno de los 25 €/MWh, momento en que cambia la tendencia y comienzan a subir ligeramente. La tendencia continúa durante el tercer y cuarto trimestre, hasta mediados de noviembre, cuando llegan a los 55 €/MWh. A partir de entonces, los mercados vuelven a desacoplarse ligeramente y a bajar hasta final de año, donde finalizan en el entorno de los 30 €/MWh.

La evolución de los precios MIBGAS para el producto M+1 respecto de otros mercados europeos a lo largo del 2023 se presenta en la siguiente gráfica:

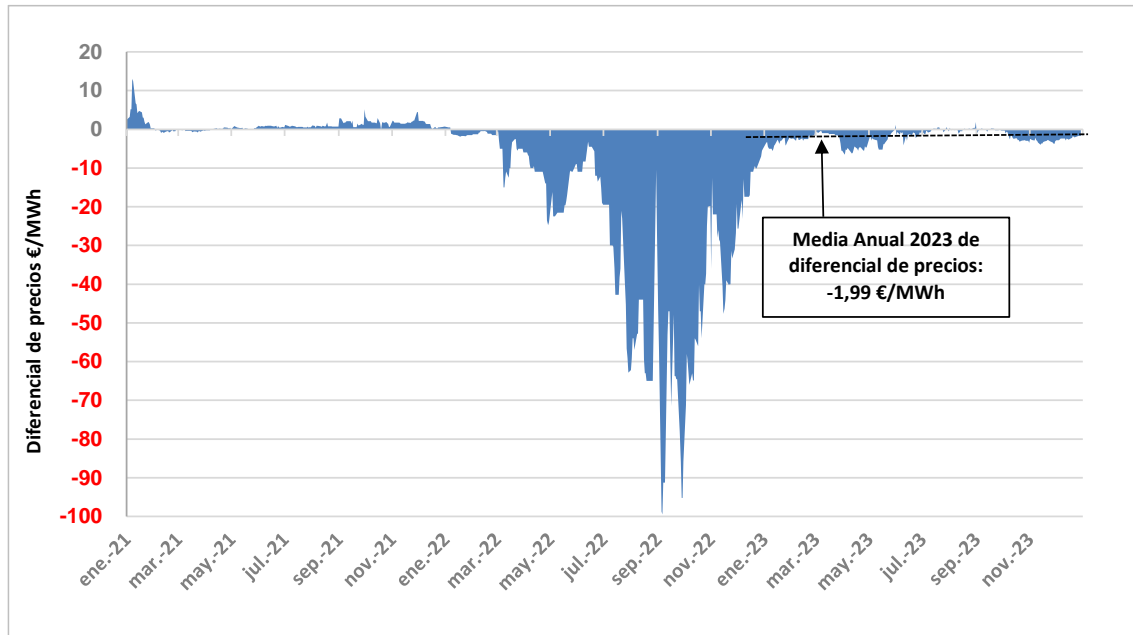
**Figura 14. Evolución precios MIBGAS – Otros mercados: Producto M+1**



Fuente: ICIS

En la siguiente gráfica se puede observar el diferencial de precios entre el mercado español y el TTF para el producto M+1 los últimos 3 años:

**Figura 15. Diferencial de precios PVB-TTF: Producto M+1 (2021 a 2023)**



Fuente: ICIS

En el conjunto de 2023, el diferencial de precios del MIBGAS con el TTF para el **producto M+1** se sitúa en una media anual de unos **-2 €/MWh**, alcanzando diferenciales máximos durante el mes de abril coincidiendo con la campaña de extracción de los almacenamientos subterráneos en Europa y reduciéndose al mínimo durante el verano.

### **4.3. Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos**

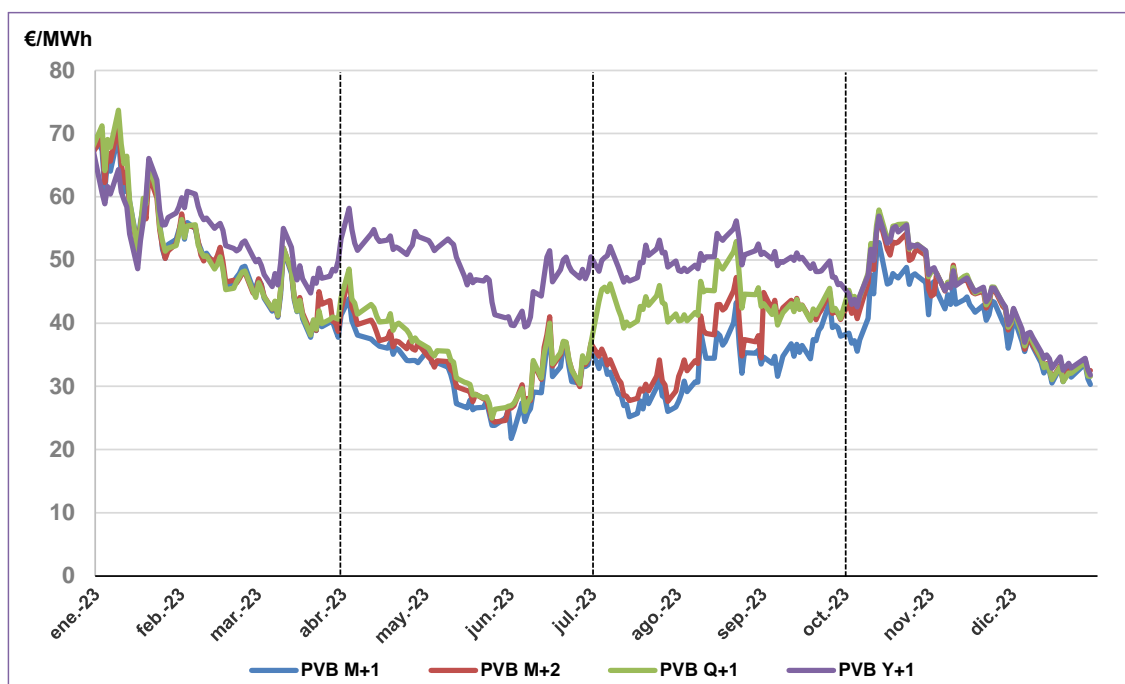
Los precios de la curva de futuros de gas se ven afectados por las consecuencias geopolíticas de la invasión de Ucrania y las medidas adoptadas posteriormente para reducir la dependencia de las importaciones de gas ruso.

Los precios de los productos M+1, M+2 y Q+1 en MIBGAS muestran una tendencia similar durante el primer semestre del año, descendiendo desde los máximos anuales de enero hasta los mínimos de principios de junio, y a partir de entonces inician una tendencia ascendente. En el mes de julio el producto Q+1 se separa de los otros dos en sentido ascendente, mientras que el M+1 y M+2 experimentan un trimestre de mayor variabilidad con tendencia al alza. Desde octubre los precios de los tres productos tienden a acoplarse y, a partir de mediados de mes, inician una tendencia descendente hasta final de año.

Por su parte, el producto anual Y+1 presenta una menor volatilidad durante el año, con una tendencia ligeramente descendente que se acentúa al final del año. Durante el segundo y tercer trimestre se desacopla de los otros productos de futuro permaneciendo en niveles de precios superiores, y a partir de mediados de octubre se acopla y desciende de forma similar hasta final de año.

La evolución de los precios en el PVB de los productos mensuales M+1, M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1 durante el año 2023 puede observarse en la siguiente gráfica:

**Figura 16. Evolución precios por producto y mes en el PVB**



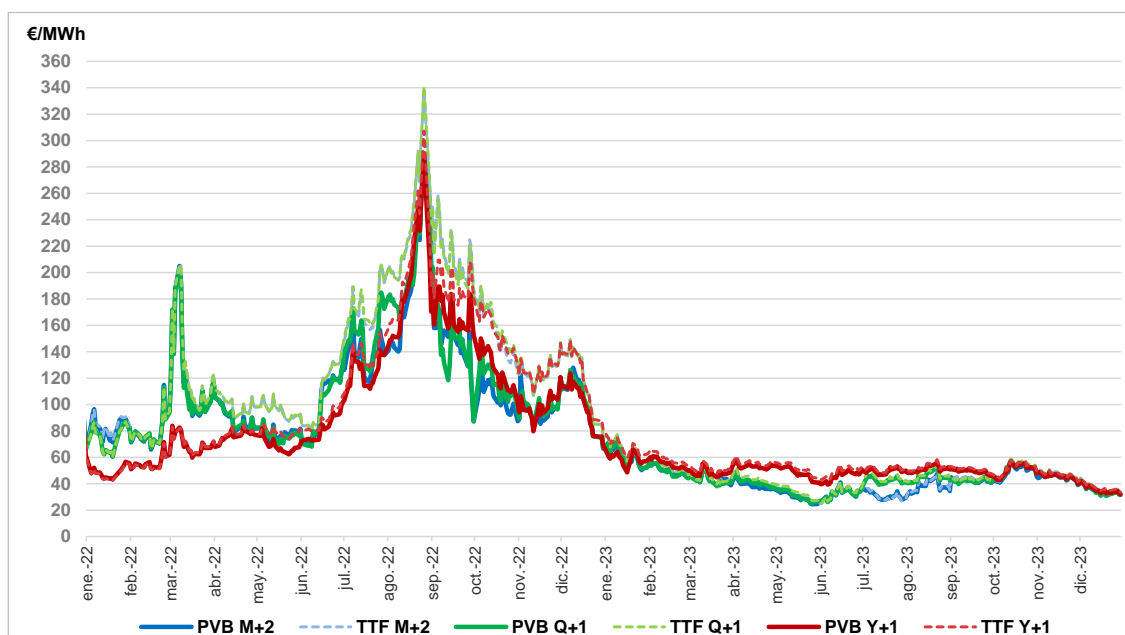
Fuente: ICIS

#### 4.3.1. Comparativa del precio de los productos futuros con el TTF

Al igual que ocurre con el producto diario, los precios de los productos futuros con entrega en el PVB español muestran una evolución más favorable que el precio en el mercado TTF hasta el mes de junio. A partir de entonces los diferenciales se reducen y están más acoplados.

A efectos de realizar la comparativa, se comparan los precios de los productos mensual M+2, trimestral Q+1 y anual Y+1 con entrega en el PVB, con los precios de los mismos productos en el mercado holandés (TTF), que es el mercado de futuros con mayor liquidez y la principal referencia de precios en Europa.

**Figura 17. Comparativa evolución precios en PVB y TTF: años 2022-2023**



Fuente: ICIS

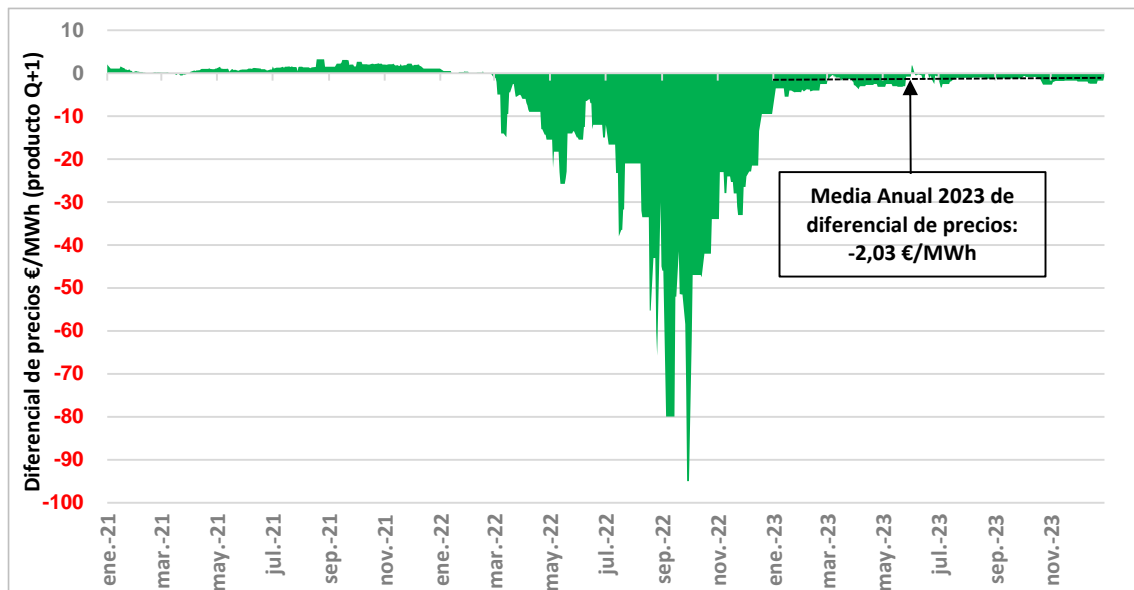
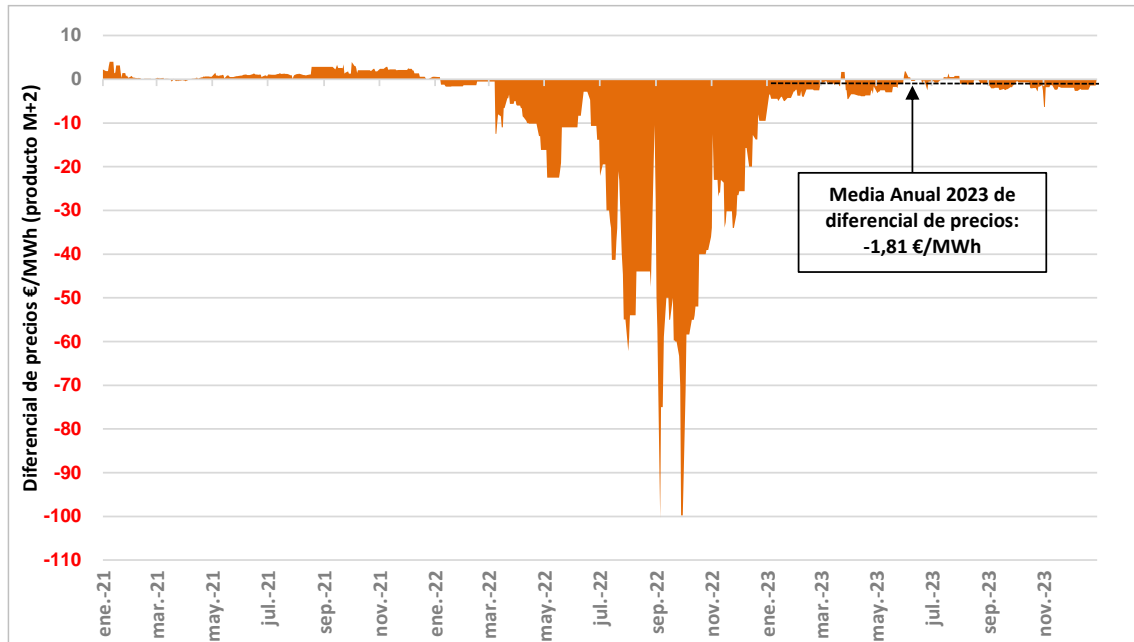
Entre enero y mediados de junio, los tres productos analizados (M+2, Q+1 y Y+1) presentan un desacoplamiento apreciable en comparación con el TTF.

Los productos M+2 y Q+1 empiezan el año con diferenciales negativos altos, entre -4 y -5 €/MWh, que se van reduciendo hasta el mes de marzo, momento en que vuelven a subir, para posteriormente reducirse a 0 en el mes de junio. A partir de entonces, el diferencial con España muestra mucha variabilidad, y en el último trimestre del año los diferenciales negativos vuelven a ampliarse hasta el entorno de los -2 €/MWh.

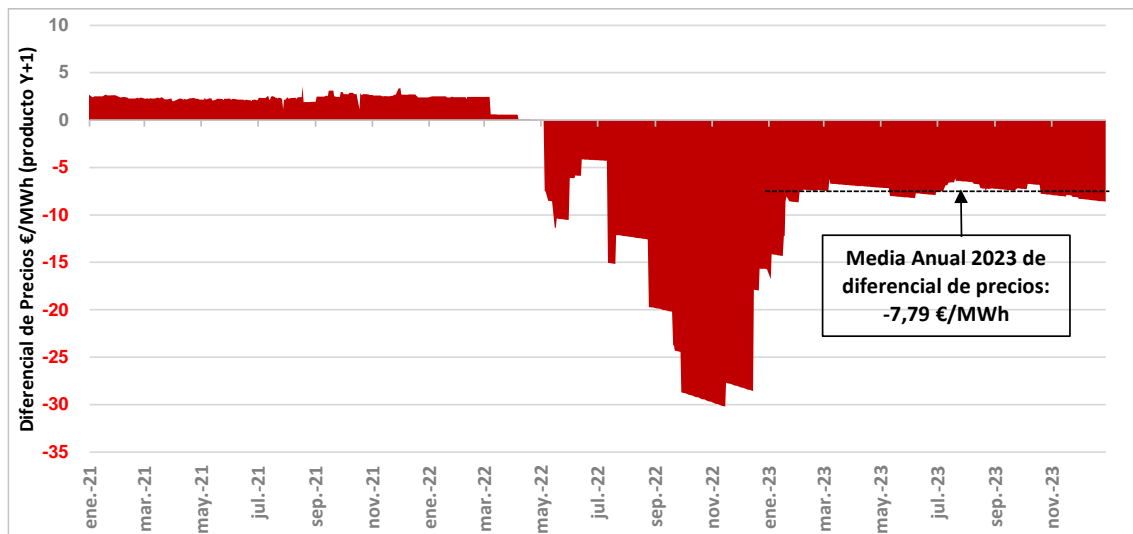
En el conjunto del año, los productos M+2 y Q+1 presentan un diferencial promedio de -1,8 €/MWh y -2,0 €/MWh, respectivamente.

En el caso del producto anual, el diferencial con el TTF también es negativo, pero en niveles superiores y más constantes, por encima de los -10 €/MWh en enero, y entre -6 y -8 €/MWh en el resto del año. La media anual se sitúa en -7,8 €/MWh durante el año 2023.

**Figura 18. Diferencial de precios entre el PVB y el TTF (productos M+2, Q+1 e Y+1)**



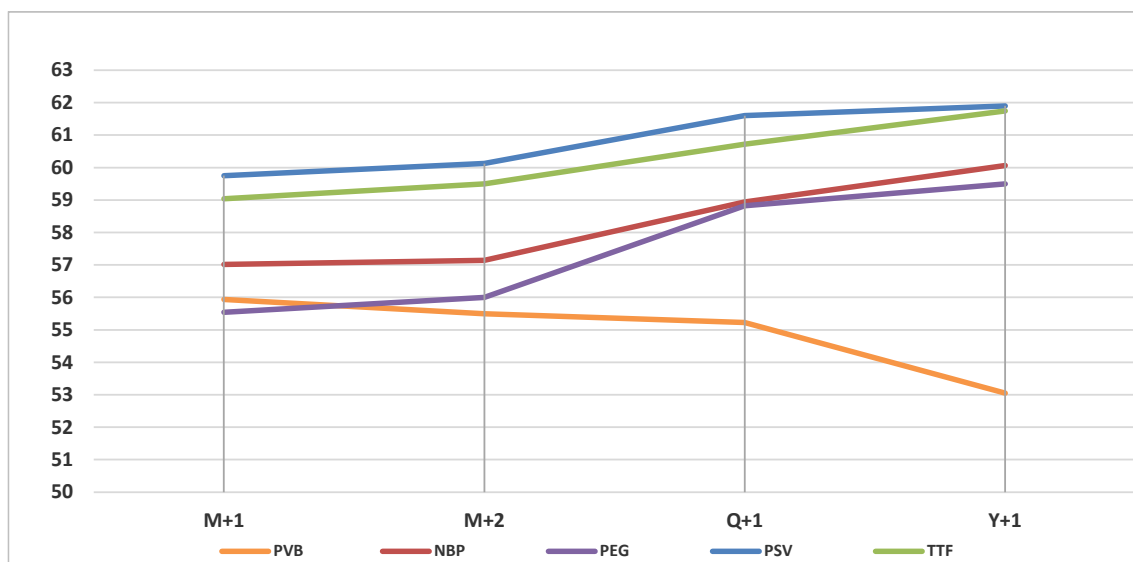




Fuente: ICIS

A mediados del mes de enero, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en España se encontraba en situación de Backwardation, con el precio del producto anual por debajo de los precios a plazos más cortos, contrastando con la situación de contango de los principales mercados europeos.

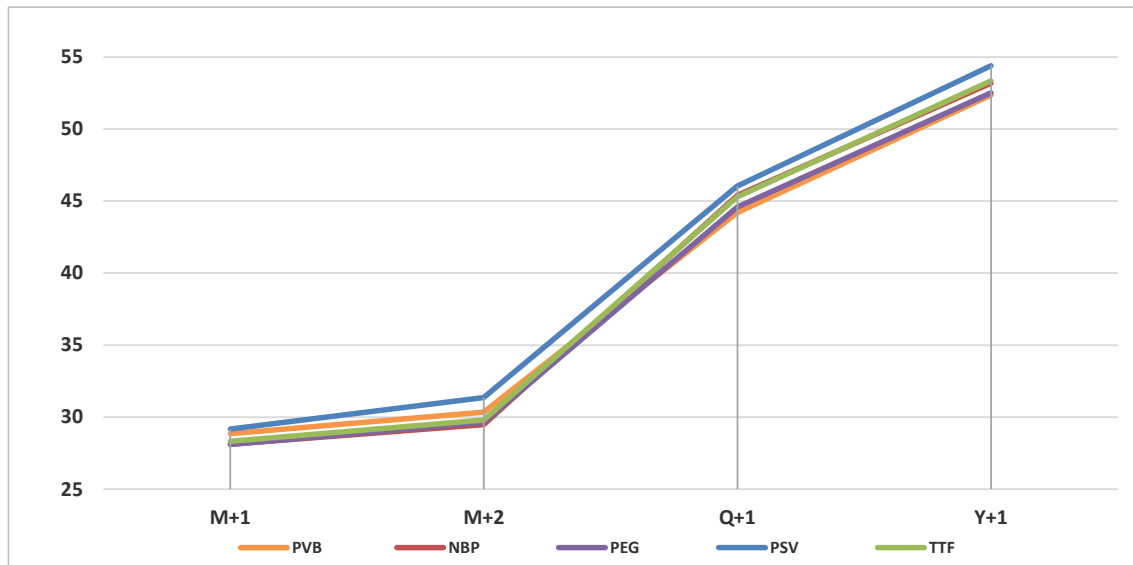
**Figura 19. Curva de precios de futuros a mediados de enero de 2023 en los principales mercados europeos (situación de Backwardation en España)**



Fuente: ICIS

A finales de julio de 2023, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en toda Europa mostraba que los precios de futuros presentaban valores por encima del mercado spot, especialmente el producto anual (contango), reflejando las expectativas de una mayor incertidumbre sobre el suministro de gas en Europa a más largo plazo (invierno o siguiente año).

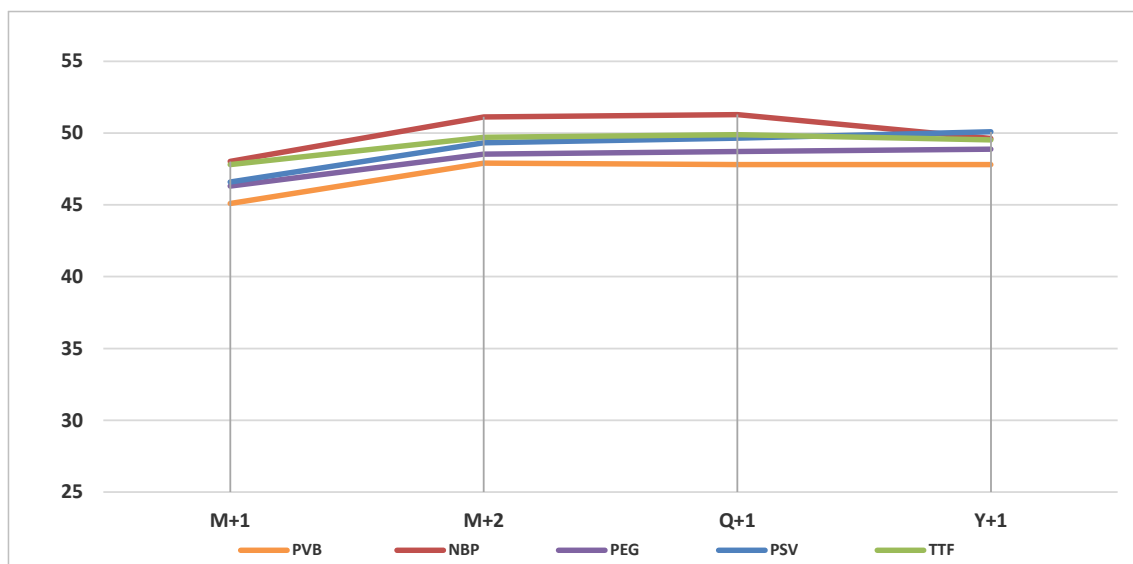
**Figura 20. Curva de precios de futuros en la última semana de julio de 2023 en los principales mercados europeos (situación de contango)**



Fuente: ICIS

Por último, a principios de noviembre de 2023, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en toda Europa mostraba que los precios de futuros presentaban valores cercanos a los mercados spot, lo que implicaba unas expectativas similares sobre el suministro de gas en Europa tanto a corto como a más largo plazo.

**Figura 21. Curva de precios de futuros en la primera semana de noviembre de 2023 en los principales mercados europeos**



Fuente: ICIS

## 5. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA

En el mercado mayorista español, como en el resto de los mercados europeos, coexisten las transacciones en el mercado OTC (transacciones bilaterales) con las transacciones en mercados organizados.

En el caso del **mercado OTC**, el volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2023 asciende a un total de 933,19 TWh (incluyendo la negociación en el PVB, TVB y AVB), lo que supone más de 2,8 veces la demanda en dicho periodo (325,6 TWh).

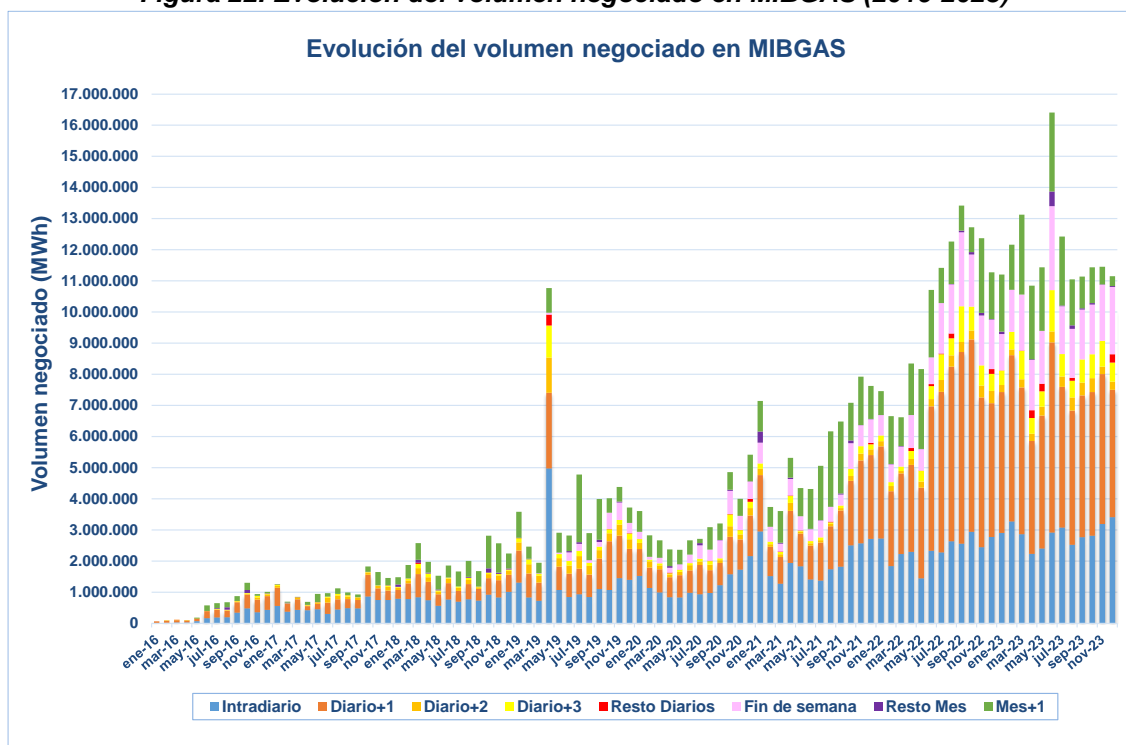
En 2023 el volumen negociado aumenta un 1,9% (+17,7 TWh). El número de transacciones realizadas ha aumentado en un 31,8%, pasando de 233.295 operaciones en el año 2022 a 307.389 operaciones acumuladas en diciembre de 2023. Esto supone una media de unas 25.616 transacciones al mes, siendo el número de compradores activos de 123.

Por otra parte, en el conjunto de 2023, el volumen de transacciones realizadas a través de **MIBGAS y MIBGAS Derivatives** en PVB alcanzó los 147.801 GWh frente a los 123.267 GWh del año anterior, lo que supone un aumento del 16,6% del volumen de negociación y alrededor del 45,40 % de la demanda de gas del año.

En el **mercado spot MIBGAS se negociaron 143.835 GWh** en PVB, frente a los 121.419 GWh del año anterior, lo que supone que el volumen de negociación aumentó considerablemente **(+18,5%)**.

La siguiente figura presenta la evolución del volumen negociado en MIBGAS desde su constitución en 2016. El gráfico muestra el rápido incremento del volumen negociado en MIBGAS.

**Figura 22. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2023)**



Fuente: CNMC

Por su parte, en el mercado de futuros de gas MIBGAS Derivatives en PVB, se negociaron 3.966 GWh, lo que supone un aumento de 2.119 GWh frente al año 2022 (+115%) donde se habían negociado 1.847 GWh.

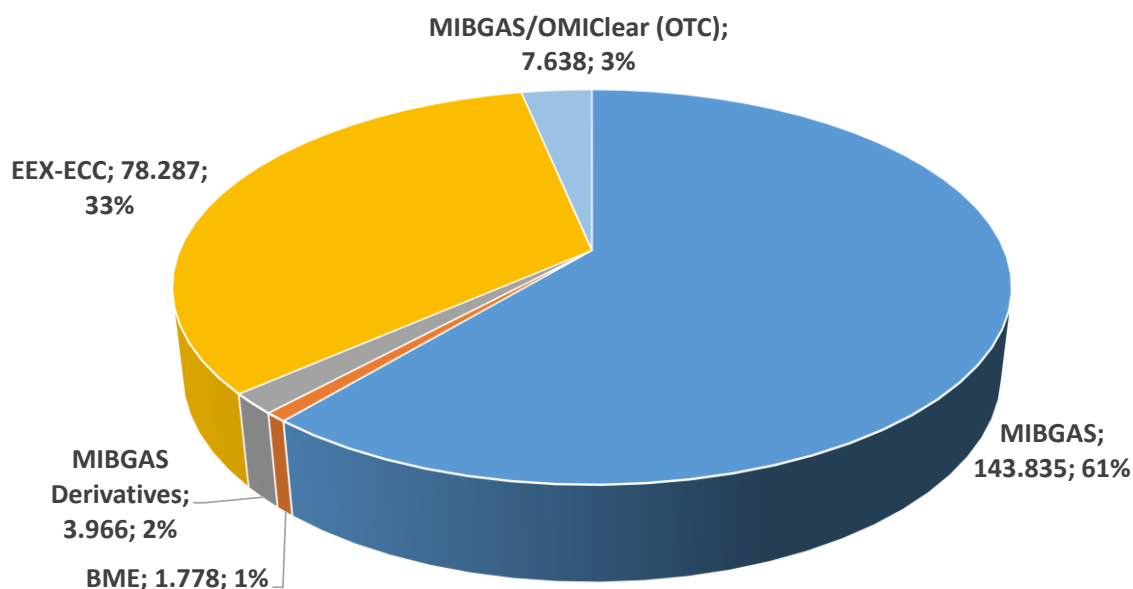
En junio de 2019, MIBGAS Derivatives comenzó la negociación de productos de GNL en los tanques de las seis plantas de regasificación españolas (diario e intradiario). Desde el 31 de marzo de 2020 la negociación de productos spot de GNL se realiza en un único tanque virtual (TVB). Durante 2023 se registró un volumen de transacciones de GNL de 2.137 GWh, un volumen muy superior a los 391 GWh negociados en 2022.

Por todo ello, el volumen total negociado en **MIBGAS Derivatives** en 2023 en el mercado continuo fue de 6.448 GWh, de los cuales 3.966 GWh fueron de productos a plazo en PVB, 2.137 GWh de productos en las plantas de GNL y 346 GWh de productos en los almacenamientos.

Desde 2019, la plataforma de mercado de **EEX** negocia productos con entrega en el PVB español. A su vez, a través de la cámara de contrapartida central de dicho mercado (**European Commodity Clearing Luxembourg SARL -ECC LUX-**) se registraron en 2023 transacciones por un volumen de 78.287 GWh, con un incremento del 10,2% sobre el volumen de transacciones registrado en 2022 (71.069 GWh).

A estos volúmenes hay que sumar las transacciones OTC registradas a través de las CCP de **BME Clearing** (1.778 GWh) y **OMIP-OMIClear** (7.638 GWh).

**Figura 23. Evolución del volumen negociado en mercados organizados y/o registrado en una cámara de contrapartida central durante 2023**



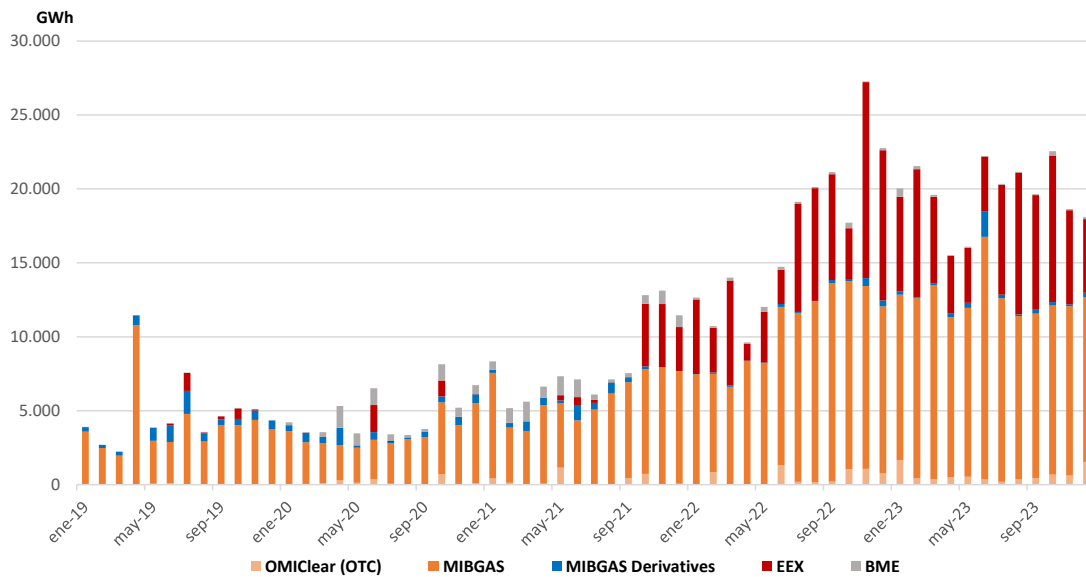
Fuente: MIBGAS, BME, EEX

Por otro lado, considerando únicamente los **volúmenes negociados con entrega en el PVB**, el total notificado a la plataforma MS-ATR de Enagás en 2023 ascendió a 338.861 GWh lo que supone un descenso del 11% respecto al volumen notificado en 2022 (382.010 GWh).

Del volumen de transacciones OTC sobre PVB (MS-ATR y OTC registrado en CCP) (426.193 GWh), el 42,6% se negoció a través de agencias de intermediación, mientras que el 57,4% restante correspondió a contratos negociados de forma bilateral.

En la siguiente figura se muestra la evolución mensual de los volúmenes negociados en PVB a través de plataformas de mercado o cámaras de compensación (excluyendo el resto de transacciones bilaterales):

**Figura 24. Evolución volumen negociado en el PVB 2019-2023 a través de plataformas de mercado o cámaras de compensación**



Fuente: MIBGAS, OMICLEAR, BME y EEX

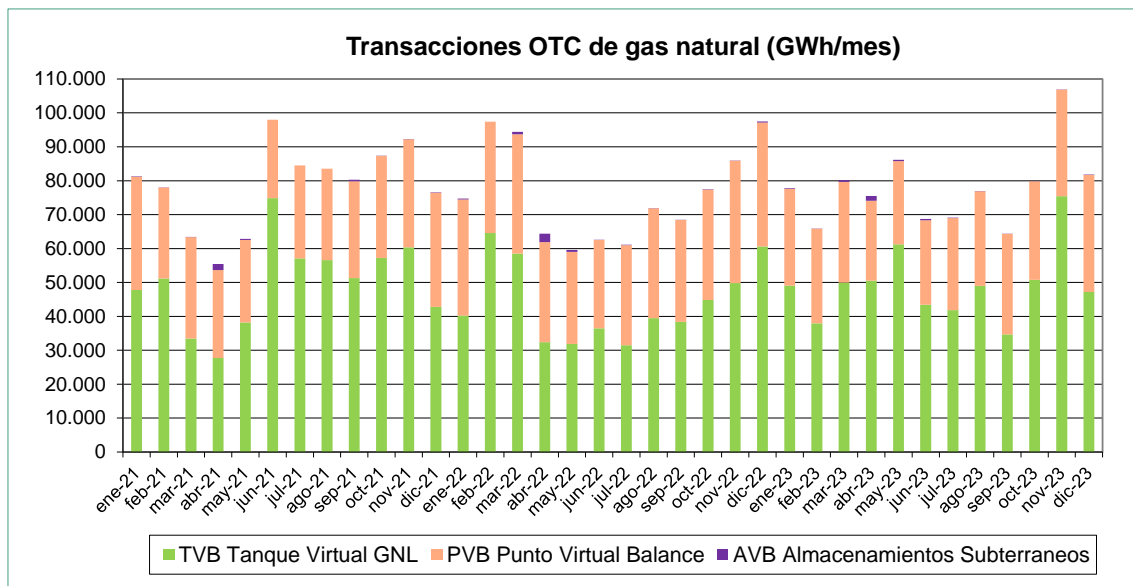
En los próximos apartados, el análisis de la liquidez del mercado mayorista se va a centrar, principalmente, en la evolución del mercado organizado MIBGAS, aunque también se incluye un resumen de los volúmenes negociados en el mercado OTC y en otras plataformas.

## 5.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC

El mercado OTC, compuesto por las transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR, abarca transacciones de tipos muy diversos, incluyendo tanto transacciones de corto, medio o largo plazo, como swaps o intercambios de gas entre instalaciones (por ejemplo, entre tanque de GNL y PVB), o intercambios temporales (entrega de una cantidad y devolución el mes siguiente).

El volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2023 ascendió a un total de 933,19 TWh, lo que supone un aumento del 1,9 % respecto al volumen negociado durante 2022 (de 915,46 TWh). De ellos 591,05 TWh fueron negociados en las plantas de regasificación (el 63,3%, y representan el 213% del total del volumen anual descargado en plantas), 338,86 TWh en el punto de balance de la red de transporte (el 36,3%), y 3,28 TWh en los almacenamientos (el 0,4%). En la siguiente figura se pueden observar los volúmenes negociados desde 2021, destacando el mayor volumen negociado en el tanque virtual de GNL respecto al resto:

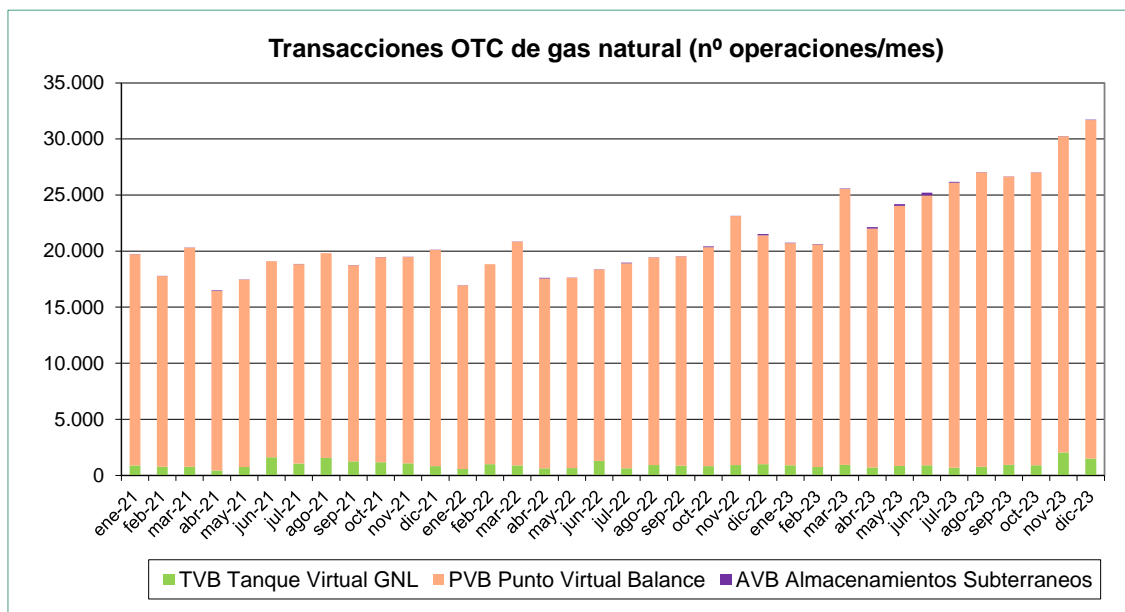
**Figura 25. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC**



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas en el año 2023 fue de 307.389 operaciones, lo que supuso un aumento del 31,8% respecto al año 2022 (233.295 operaciones). De estas transacciones se realizaron 11.864 en las plantas (el 3,9%), 294.719 en la red de transporte (el 95,9%), y 806 en los almacenamientos (el 0,3%). En la siguiente figura se pueden observar las transacciones realizadas entre los años 2021 y 2023:

**Figura 26. Número de transacciones realizadas en el mercado OTC**



Fuente: CNMC

Desde abril de 2020 se ha implementado el nuevo **modelo de tanque de GNL virtual (TVB)** con el que se negocian todas las transacciones de las plantas en un único punto. El nuevo modelo ha generado **un aumento de la negociación OTC de GNL**. En el medio plazo, el desarrollo de este mercado podría convertir a **España en uno de los mercados de referencia del GNL europeo**. Para ello, habría que consolidar también la negociación de los productos de GNL en el mercado organizado.

Además, operar en una sola planta evita a los usuarios duplicaciones en la contratación de los servicios de regasificación y entrada al sistema de transporte.

El modelo de acceso vigente hasta abril de 2020 generaba un importante incentivo a contratar las descargas, almacenamiento y regasificación en las plantas de regasificación con mayor liquidez, para gestionar las existencias de GNL, generando congestiones en unas plantas mientras que otras apenas tenían descargas.



**Tabla 1. Volumen de transacciones OTC en las plantas de GNL (en GWh)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Planta de Barcelona</b>	86.356	127.422	123.710	128.415	25.998			
<b>Planta de Huelva</b>	61.438	42.564	42.556	53.530	25.104			
<b>Planta de Bilbao</b>	48.190	56.477	53.649	100.851	27.419			
<b>Planta de Cartagena</b>	3.583	8.780	7.297	35.300	13.733			
<b>Planta de Mugardos</b>	7.136	9.880	4.526	9.178	2.934			
<b>Planta de Sagunto</b>	52.311	29.676	6.140	41.954	5.194			
<b>TVB Plantas</b> (a partir de abril de 2020)					302.603	598.550	528.646	591.052
<b>Total negociado</b>	<b>259.014</b>	<b>274.799</b>	<b>237.877</b>	<b>372.428</b>	<b>402.985</b>	<b>598.550</b>	<b>528.646</b>	<b>591.052</b>

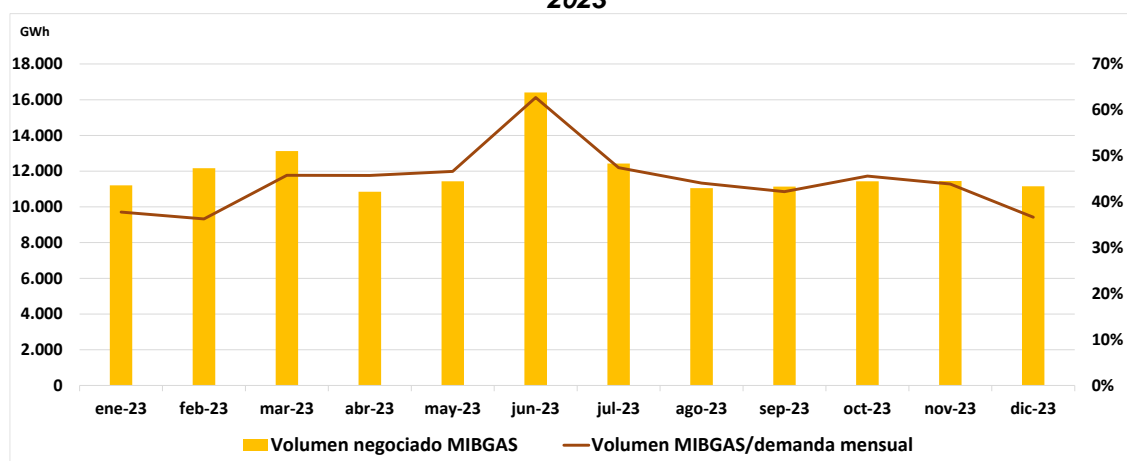
Fuente: MSATR (Enagas) y elaboración propia

## 5.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS

Durante 2023, el número de transacciones y el volumen negociado en el mercado spot MIBGAS ha aumentado considerablemente, continuando con la tendencia de crecimiento desde la creación del mercado.

En el conjunto de 2023, el volumen de gas negociado a través del MIBGAS fue de **143.835 GWh**, lo que supone un **44,2%** del total de la demanda de gas del año, frente a un 33,3% en el 2022. El volumen negociado ha aumentado en un **18,5%** respecto a 2022, cuando el volumen total negociado fue de 121.419 GWh.

**Figura 27. Volumen de gas negociado en MIBGAS frente a demanda de gas en España 2023**

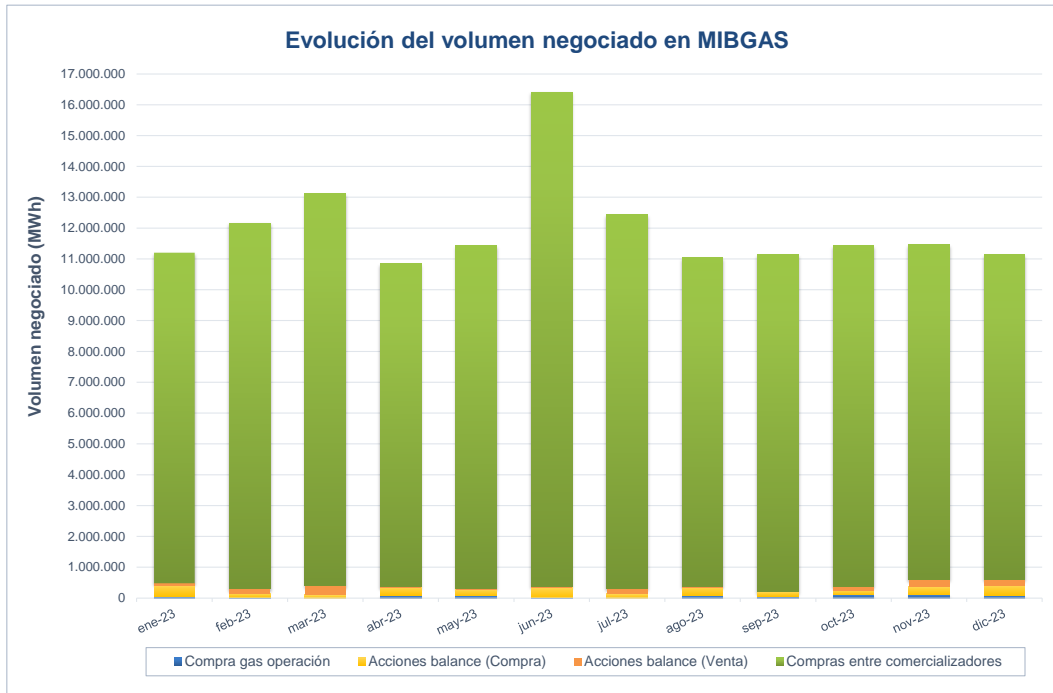


Fuente: CNMC

Además, durante el año 2023 se han incorporado a MIBGAS un total de 20 nuevos agentes que contribuyeron a aumentar la actividad en la plataforma.

La evolución **mensual del volumen negociado**, diferenciando el efecto de las distintas medidas de fomento de la liquidez, se puede observar en la siguiente figura.

**Figura 28. Evolución del volumen negociado en MIBGAS, diferenciando el efecto de las medidas de fomento de la liquidez**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El mayor volumen negociado se corresponde con las operaciones entre comercializadores, que suponen el 96,7% del total de la negociación en MIBGAS, y superan durante todos los meses el volumen total negociado de gases regulados. El día con mayor negociación entre comercializadores (excluyendo compras de gases regulados) fue el día 9 de junio de 2023, con 1.197,2 GWh transacciones entre comercializadores.

Las compras diarias de gas de operación por parte del GTS se realizan a través de la subasta o en el mercado continuo (desde agosto de 2023) del producto D+1, con cantidades que en 2023 suponen un promedio de 2,6 GWh por día. Las compras de gas de operación se efectuaron durante 266 días a lo largo del año.

Durante el año 2023 no ha sido necesario realizar compras de gas talón ni de gas colchón.

Las acciones de balance del GTS tienen un volumen menor en el año 2023 que en 2022 (-17,06%). Durante 2023, las acciones de balance suponen el 1,85% de las compras y el 0,99% de las ventas realizadas en el MIBGAS. Los volúmenes de las acciones de balance y la compra de gases regulados (gas de operación)

supusieron en 2023 el 3,38% del volumen total anual negociado, inferior al 5,58% de 2022, representando por tanto la negociación libre el 96,62%.

Por otro lado, en 2023 continúan su actividad como creadores de mercado obligatorios en los productos mensual M+1 y diario D+1 los operadores dominantes Naturgy y Endesa, cuya actividad comenzó en enero de 2018, y Repsol, que a partir de julio de 2021 se incorpora como creador de mercado obligatorio al convertirse en operador dominante en gas natural. Sin embargo, la resolución de la Sala de Supervisión Regulatoria del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 15 de diciembre de 2023, establece que los operadores dominantes en el sector del gas natural son Naturgy y Endesa y el grupo Repsol deja de tener la condición de operador dominante. Esto es así ya que el grupo Repsol pasa a tener una cuota de mercado inferior al 10%, tanto en el aprovisionamiento como en el suministro de gas natural en el mercado español, y por lo tanto ha dejado de operar como creador de mercado obligatorio en el ejercicio 2024.

En relación con la figura de los creadores de mercado voluntarios, en ambos semestres de 2023 las comercializadoras elegidas para desarrollar el servicio fueron AXPO Iberia S.L.U. y ENGIE España S.L.U., que vienen prestando el servicio de creador de mercado para el producto mensual desde julio de 2018.

*La presencia de los **creadores de mercado** es muy importante para **impulsar la liquidez** de productos como el mensual, asegurando la disponibilidad de ofertas y la transparencia del precio de dicho producto.*

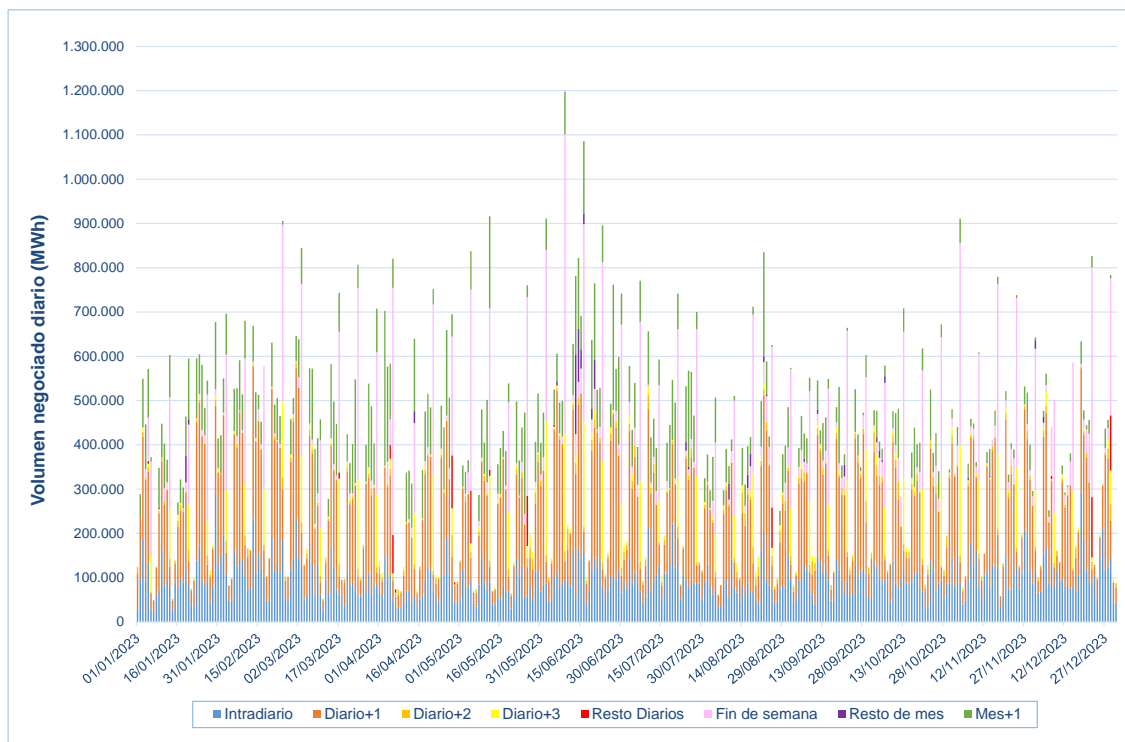
### 5.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto

#### Volumen negociado por sesión de negociación

El volumen promedio negociado por sesión pasa de **332,7 GWh/día** en el año 2022, a un volumen promedio de **394,1 GWh/día** en 2023.

La liquidez del mercado se incrementa durante los tres primeros meses del año, para después disminuir y situarse en el entorno de los 11-12 TWh/mes, salvo en el mes de junio, que se produce la máxima negociación anual con 16.410 GWh, que además se convierte en el mes de mayor negociación en el histórico del mercado.

**Figura 29. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2023, diferenciado por productos**



\* Resto Diarios: Incluye los productos D+4, D+5 y D+6, que permiten la negociación anticipada en caso de festivos

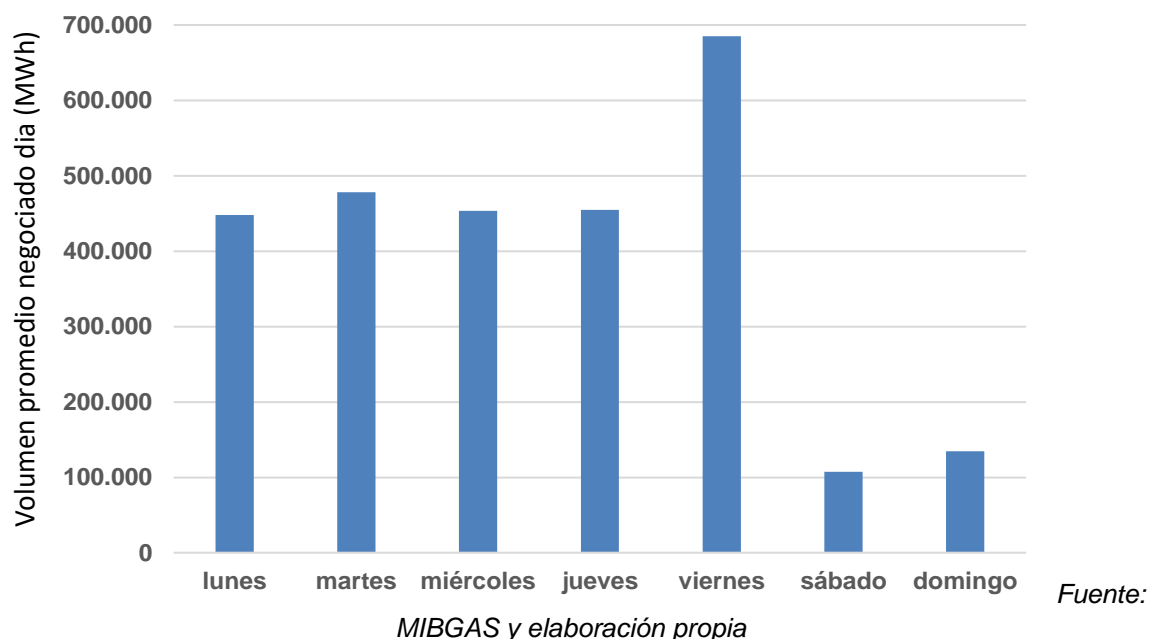
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La sesión con mayor volumen negociado durante 2023 fue el 9 de junio, con 1.198,2 GWh, lo que supone el tercer mayor volumen de negociación desde el comienzo de operaciones de MIBGAS.

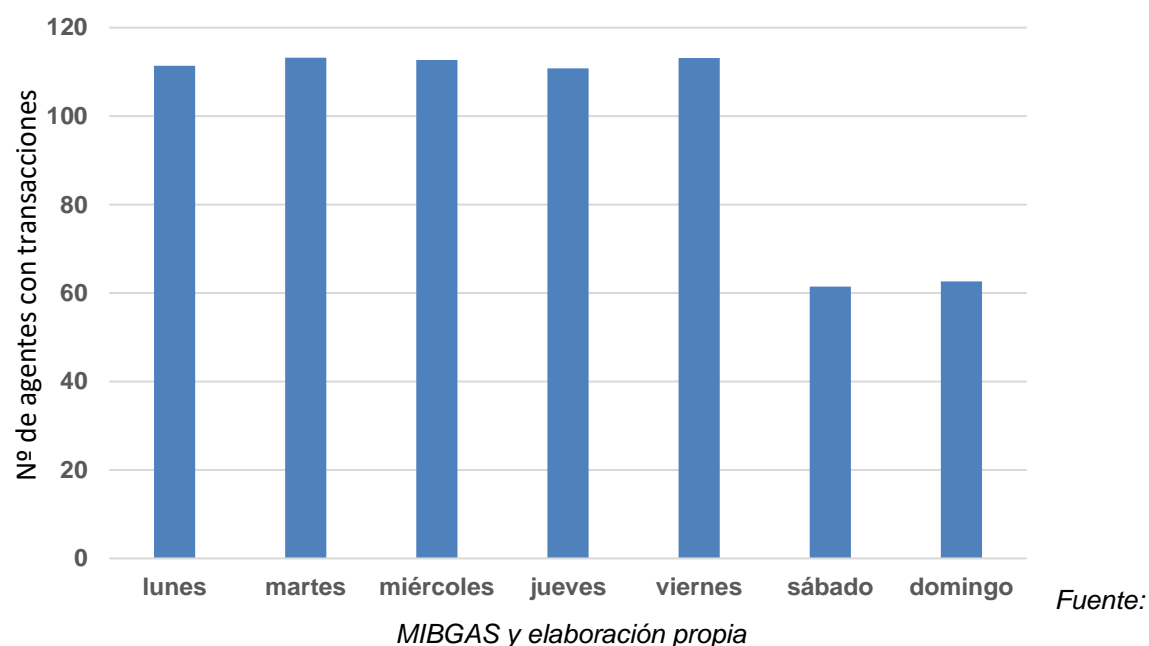
El mes con mayor volumen negociado durante el año fue septiembre, con un total negociado de 16.410,2 GWh/mes, por encima del promedio mensual que fue de 11.986 GWh/mes, siendo el **mes con mayor volumen negociado desde el comienzo** de operaciones en MIBGAS.

El volumen de negociación disminuye notablemente en los fines de semana, en donde el promedio de negociación se sitúa entre 107 y 134 GWh/día, mientras que los días entre semana de lunes a viernes tienen volúmenes de negociación promedio entre 448 y 685 GWh/día durante el año 2023.

**Figura 30. Volumen de negociación en MIBGAS en 2023, en promedio por día de la semana**



**Figura 31. Número de agentes participando en MIBGAS en 2023, en promedio por día de la semana**



### a) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2023, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de MIBGAS fue de 1.123.706, lo que supone un promedio de 3.079 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 368.190

transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto intradiario y en el producto diario D+1.

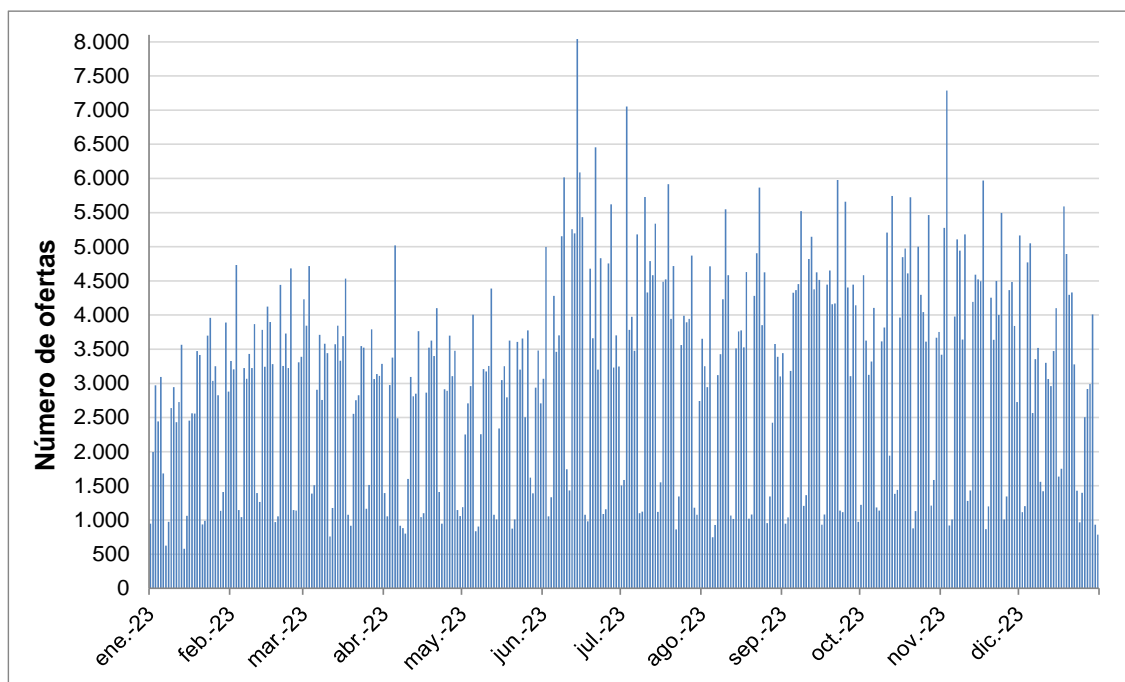
**Tabla 2. Número de ofertas y transacciones (2018-2023)**

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Número total de ofertas de compra o venta</b>	261.375	421.385	383.938	620.810	808.573	1.123.706
<b>Ofertas por día (promedio diario)</b>	716	1.154	1.049	1.701	2.215	3.079
<b>Total de transacciones</b>	77.107	175.660	145.305	202.707	324.864	368.190

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

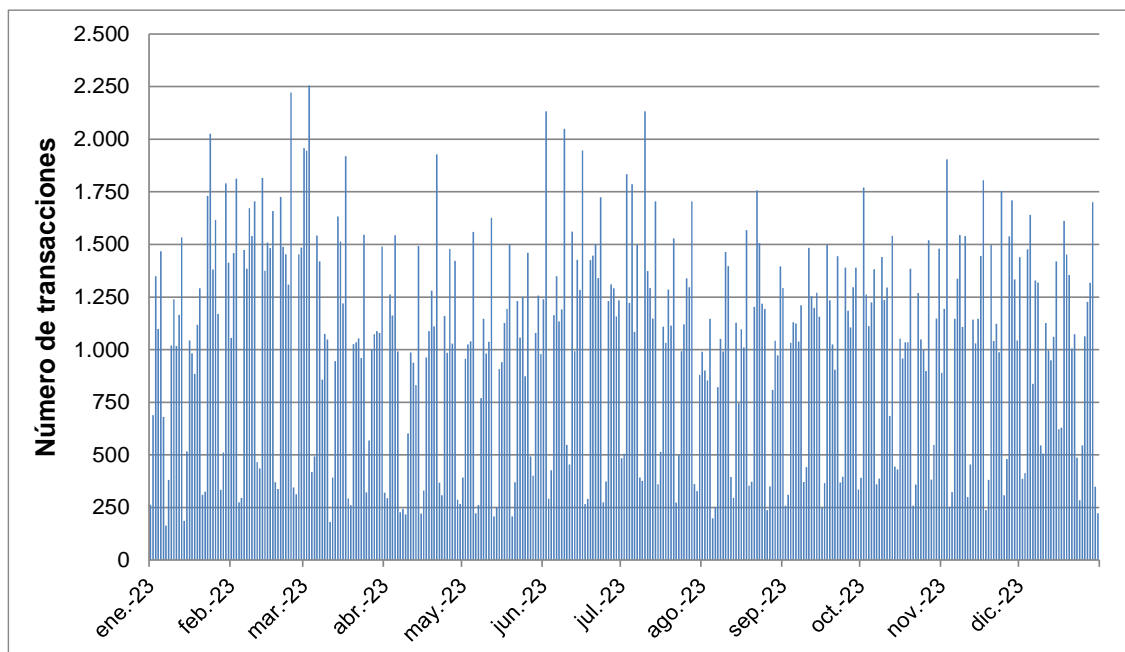
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación sobre todo en el segundo semestre del año.

**Figura 32. Evolución del número de ofertas introducidas en MIBGAS en 2023, por día de negociación**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**Figura 33. Evolución del número de transacciones casadas en MIBGAS en 2023, por día de negociación**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

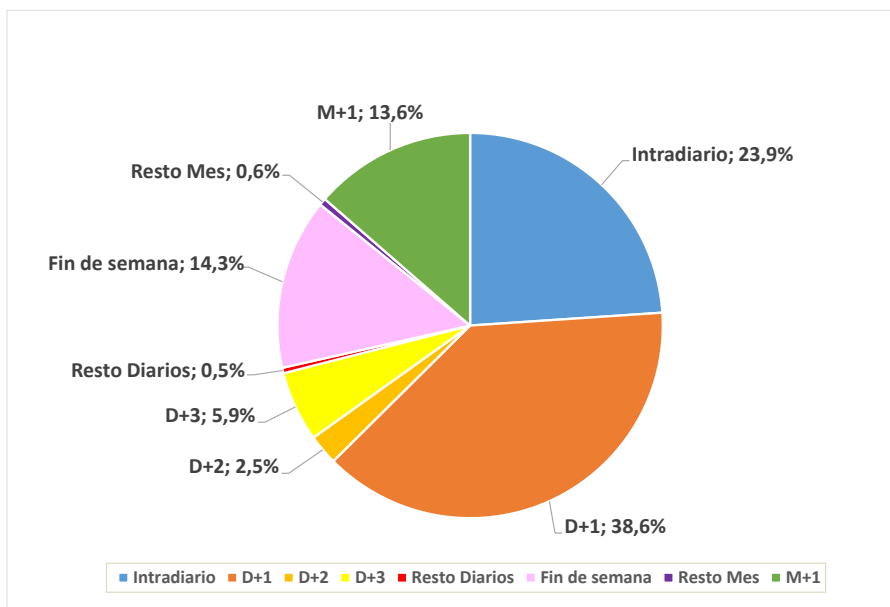
La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas durante 2023 fue la del 16 de junio, con 8.040 ofertas, que dieron lugar a 1.946 transacciones entre agentes y 1.085,7 GWh negociados.

### b) Volumen negociado en MIBGAS por producto

En el conjunto de 2023, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto diario D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 38,6% del volumen total negociado, seguido del producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 23,9%. La negociación del producto diario crece moderadamente en relación con el año 2022, a pesar del menor consumo de gas en generación eléctrica este año, lo que ocasiona una menor presencia de compradores en este producto.

El volumen de negociación alcanzado por el producto fin de semana fue del 14,3%, mientras que el mensual M+1 (con entrega el mes siguiente de la negociación) alcanzó el 13,6%.

**Figura 34. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2023**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La evolución de los volúmenes negociados por producto se puede observar en la siguiente tabla.

**Tabla 3. Volúmenes negociados por producto (MWh) hasta diciembre de 2023**

	INTRADIARIO	DIARIO						FIN SEMANA	RESTO MES	M+1	TOTAL (MWh)
		D+1	D+2	D+3	D+4	D+5	D+6				
<b>Total 2022</b>	<b>28.489.418</b>	<b>50.503.577</b>	<b>3.154.070</b>	<b>5.966.318</b>	<b>341.623</b>	<b>157.038</b>	<b>5</b>	<b>14.908.853</b>	<b>277.870</b>	<b>17.620.720</b>	<b>121.419.492</b>
Enero	2.903.722	4.523.597	230.143	459.942	6.021	-	-	1.169.694	74.520	1.834.280	11.201.919
Febrero	3.274.379	5.338.718	187.939	565.400	-	-	-	1.346.334	720	1.449.870	12.163.360
Marzo	2.864.153	4.713.974	262.087	909.818	13.843	-	-	1.796.856	-	2.563.200	13.123.931
Abril	2.229.023	3.625.890	236.918	502.200	157.643	90.206	3.100	1.613.254	26.880	2.363.130	10.848.244
Mayo	2.400.552	4.273.959	282.186	493.348	245.515	-	-	1.699.846	-	2.040.000	11.435.406
Junio	2.915.770	6.109.606	349.523	1.326.554	-	-	-	2.698.348	470.850	2.539.520	16.410.171
Julio	3.075.352	4.518.892	333.518	722.054	-	-	-	1.533.588	27.250	2.212.780	12.423.434
Agosto	2.523.703	4.312.371	420.403	537.276	91.106	-	-	1.575.353	111.800	1.476.900	11.048.912
Septiembre	2.767.433	4.552.650	410.776	746.094	-	-	-	1.599.750	45.950	1.016.800	11.139.453
Octubre	2.817.122	4.608.745	446.920	768.190	-	-	-	1.597.602	47.880	1.148.100	11.434.559
Noviembre	3.191.916	4.815.963	237.509	828.606	-	-	-	1.804.234	11.570	564.820	11.454.618
Diciembre	3.412.133	4.087.803	263.917	612.448	144.881	124.680	-	2.156.224	32.160	317.130	11.151.376
<b>Total 2023</b>	<b>34.375.258</b>	<b>55.482.168</b>	<b>3.661.839</b>	<b>8.471.930</b>	<b>659.009</b>	<b>214.886</b>	<b>3.100</b>	<b>20.591.083</b>	<b>849.580</b>	<b>19.526.530</b>	<b>143.835.383</b>

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El volumen negociado del producto intradiario, diario D+1 y fin de semana aumentan considerablemente respecto a 2022.

**En comparación con el año 2022, cabe destacar el crecimiento de la negociación del producto intradiario, así como la consolidación del producto fin de semana, con incrementos interanuales del volumen negociado superiores al 20% (más de 5 TWh/año).**

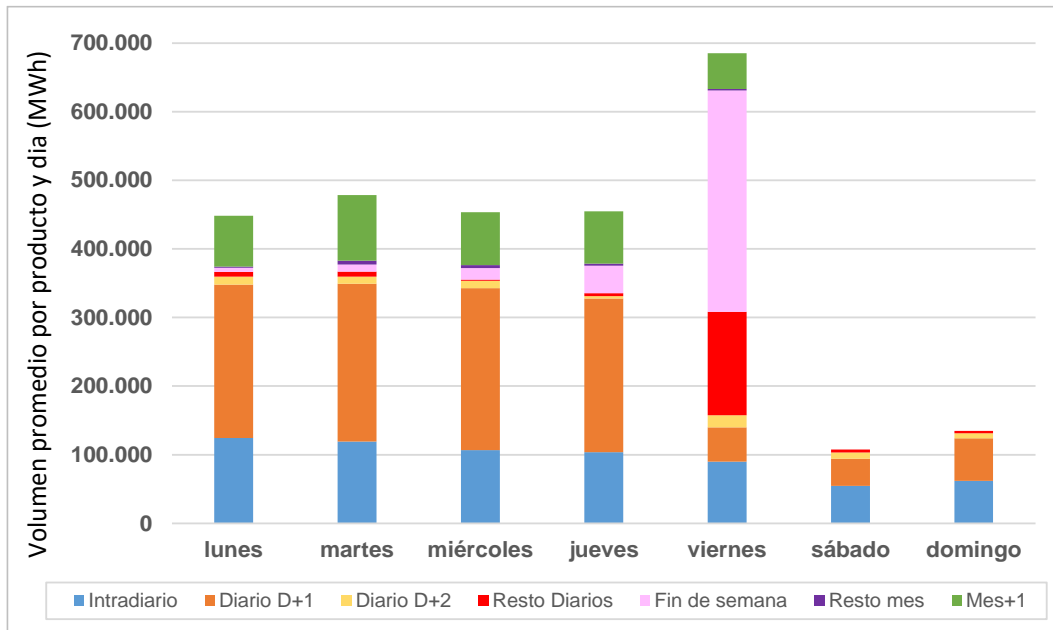
El aumento de negociación del producto fin de semana permite a los comercializadores cerrar las operaciones con entrega en el fin de semana o



puentes de mayor duración, y en conjunto suponen un volumen negociado de 20.591 GWh en MIBGAS frente a los 14.909 GWh de 2022.

En la siguiente figura se observa cómo la negociación del producto fin de semana y del producto D+3 se incrementa los viernes, lo que hace que sean generalmente los días de más negociación, mientras que el producto diario tiene su máximo volumen de lunes a jueves.

**Figura 35. Volúmenes negociados en MIBGAS en 2023, en promedio por día de la semana**



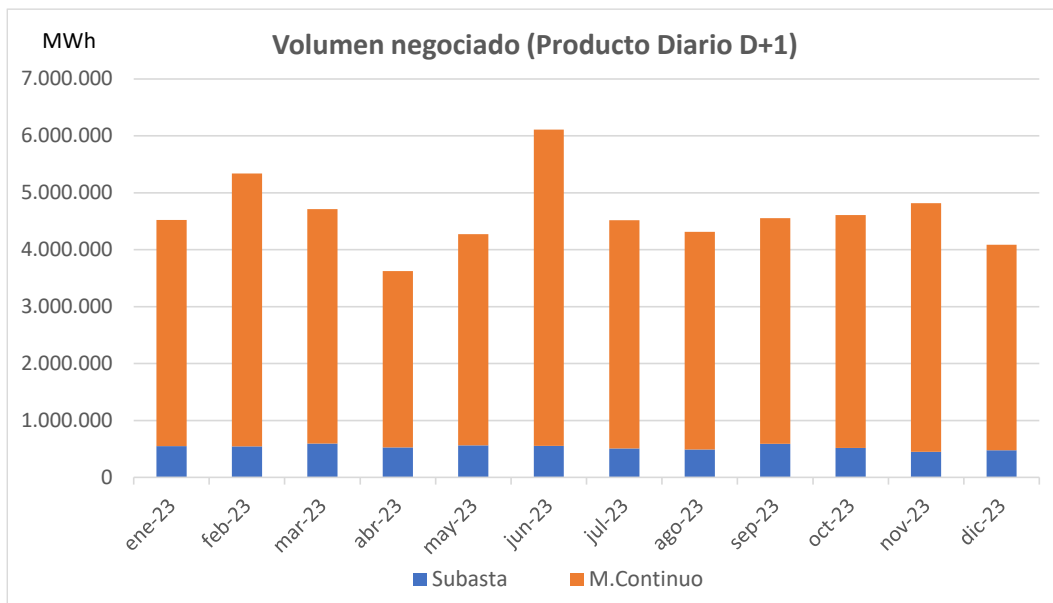
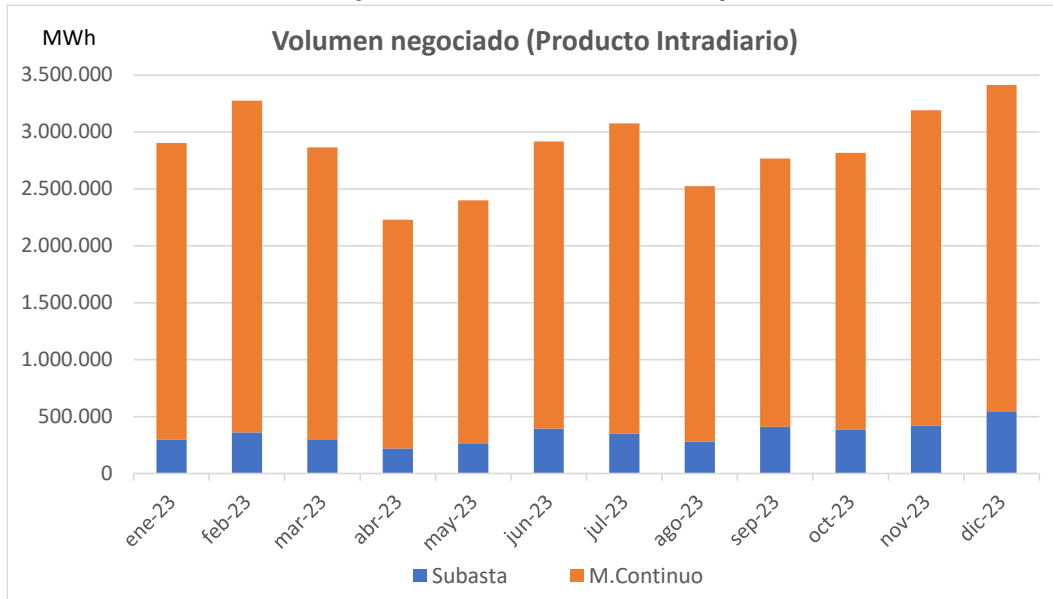
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

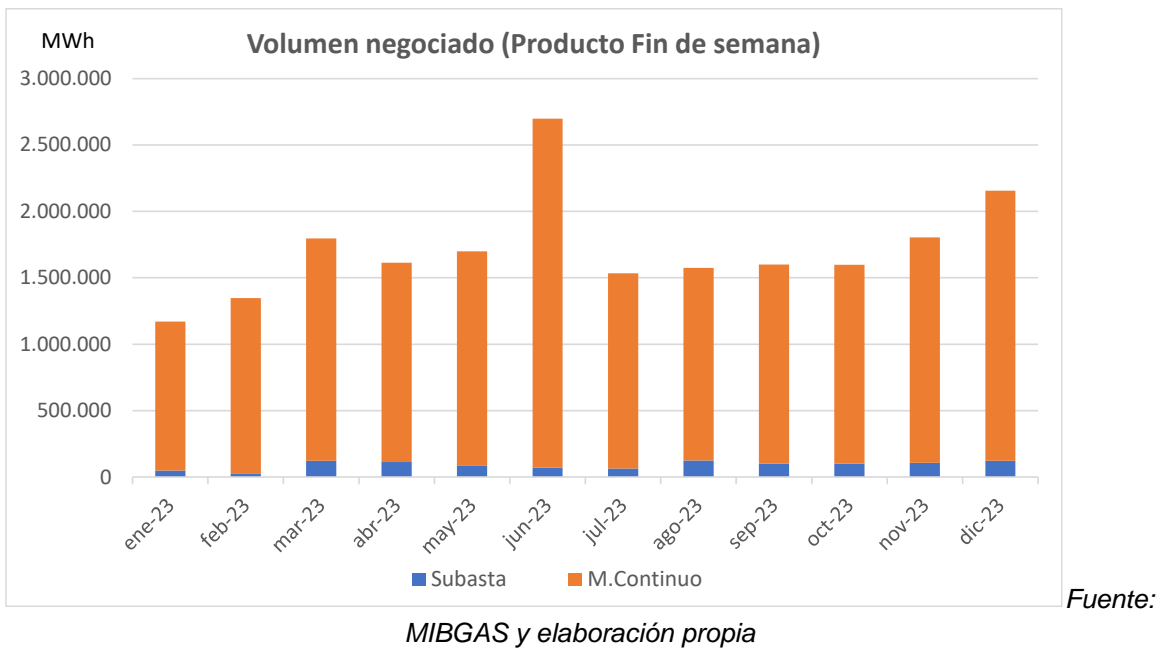
### c) Volumen negociado en la subasta y en el mercado continuo

El volumen total negociado durante 2023 en las subastas fue del 8,8%, mientras que en el mercado continuo fue del 91,2%.

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 12,3% en la subasta y el 87,7% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 11,5% en la subasta y el 88,5% en el continuo; el fin de semana (WE) se negoció el 5,3% en la subasta y el 94,7% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 0,01% en la subasta y el 99,9% en el continuo.

**Figura 36. Volúmenes de gas negociados en la subasta de apertura y en el mercado continuo de los productos intradiario, diario y fin de semana**





La mayor parte de la negociación se produce en el mercado continuo para los tres tipos de productos representados y, en particular, en el producto M+1.

#### 5.4. Evolución del volumen negociado en MIBGAS Derivatives

MIBGAS Derivatives tuvo en 2023 un **volumen total de negociación de 6.447,8 GWh** (sin incluir el volumen de OTC), lo que supone un aumento del 170,4% sobre el volumen negociado en el año 2022. En septiembre y octubre de 2023 se han empezado a negociar en el segmento a plazo de MIBGAS Derivatives dos nuevos grupos de productos: productos futuros con entrega física en el punto virtual de balance PVB indexados a TTF (PVB-TTF) y productos futuros de gas natural licuado con entrega física en el tanque virtual de balance TVB para los casos de diarios (D+2 y D+3), resto de mes y mensuales hasta M+3.

La negociación se concentró principalmente en productos a plazo con entrega en el punto virtual PVB (3.965,7 GWh), de los cuales apenas 2,8 GWh fueron de los nuevos productos indexados PVB-TTF. Además, se negociaron productos spot de GNL (2.136,5 GWh) y de almacenamientos subterráneos (345,6 GWh).

El número de transacciones realizadas fue 6.228 lo que supone el 138% más que las realizadas en el año 2022 (2.602). Este aumento se debe a todos los segmentos, pero especialmente a las transacciones de los productos spot de GNL, donde se realizaron un total de 4.792 transacciones en el 2023 frente a las 1.927 realizadas en el año 2022. También hay un aumento en el número de transacciones de los productos a plazo, donde las transacciones tienen, en general, un mayor volumen promedio.

El número de agentes registrados a 31 de diciembre de 2023 ha sido de 75, con un incremento neto de 5 agentes respecto de 2022.

**Tabla 4. Número de transacciones y Volumen negociado en MIBGAS Derivatives**

	Número de transacciones					Volumen Negociado				
	2019	2020	2021	2022	2023	2019	2020	2021	2022	2023
<b>MIBGAS Derivatives a Plazo</b>	<b>1.583</b>	<b>623</b>	<b>527</b>	<b>293</b>	<b>798</b>	<b>7.626.270</b>	<b>5.483.950</b>	<b>4.615.220</b>	<b>1.847.467</b>	<b>3.965.722</b>
Productos en PVB	1.583	623	527	293	793	7.626.270	5.483.950	4.615.220	1.847.467	3.962.921
Productos Indexados PVB-TTF					5	0	0	0	0	2.801
<b>MIBGAS Derivatives Spot</b>	<b>7</b>	<b>1.476</b>	<b>3.938</b>	<b>2.309</b>	<b>5.430</b>	<b>560</b>	<b>187.030</b>	<b>456.520</b>	<b>536.810</b>	<b>2.482.098</b>
Productos de GNL	7	1.458	3.934	1.927	4.792	560	178.730	454.520	391.371	2.136.534
Productos de AASS	0	18	4	382	638	0	8.300	2.000	145.439	345.564
<b>TOTAL MIBGAS Derivatives</b>	<b>1.590</b>	<b>2.099</b>	<b>4.465</b>	<b>2.602</b>	<b>6.228</b>	<b>7.626.830</b>	<b>5.670.980</b>	<b>5.071.740</b>	<b>2.384.277</b>	<b>6.447.820</b>

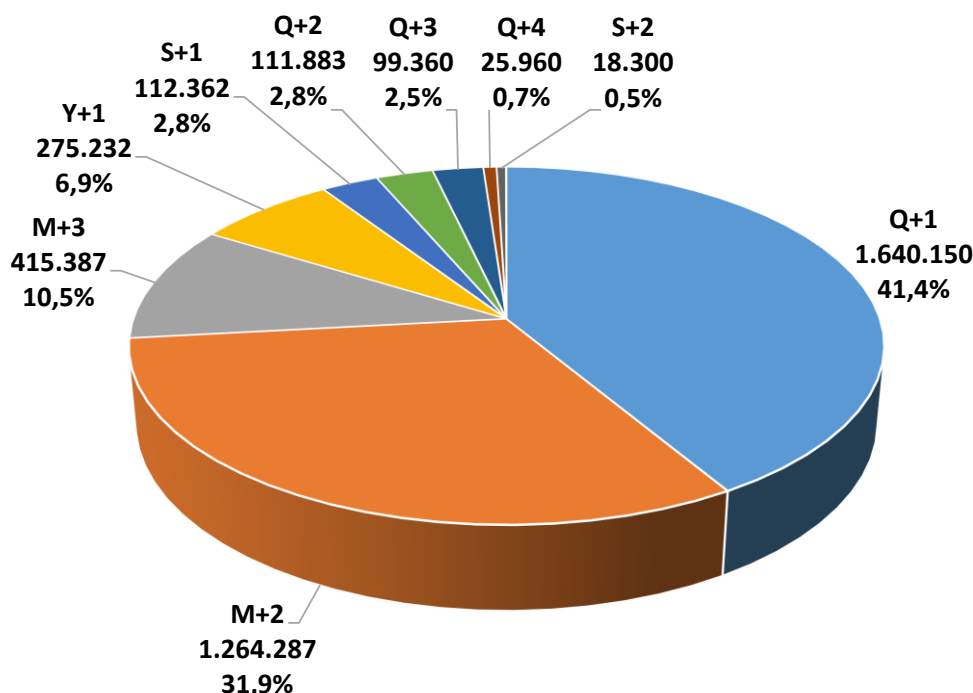
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**Tabla 5. Productos negociados en MIBGAS Derivatives**

<b>MIBGAS Derivatives</b>	
<b>Productos a Plazo con entrega en PVB</b>	<b>Productos Spot/a Plazo de GNL y AASS</b>
Productos Mensuales: M+2, M+3	Productos GNL Spot: Diario D+1 e Intradía
Productos Trimestrales: Q+1, Q+2, Q+3, Q+4	
Productos Semestrales: S+1, S+2, S+3	Productos GNL a Plazo: D+2, D+3, Resto de mes, M+1, M+2, M+3
Productos Anuales: Y+1, Y+2	
Productos Indexados PVB-TTF: diarios, resto de mes, mensuales, trimestrales, semestrales, anuales	Productos AVB Spot: Diario e Intradía

El volumen negociado por cada producto en MIBGAS Derivatives se muestra en la siguiente figura.

**Figura 37. Volumen negociado en MIBGAS Derivatives por productos 2023**



Fuente: MIBGAS

El mayor volumen negociado en 2023 se concentró en el producto Trimestral Q+1, que alcanza el 41,4% del volumen total negociado, mientras que en 2022 alcanzó el 28%. Por otra parte, los productos indexados PVB-TTF apenas supusieron el 0,04% del volumen total negociado.

A continuación, se analizan los distintos segmentos de mercado en MIBGAS Derivatives.

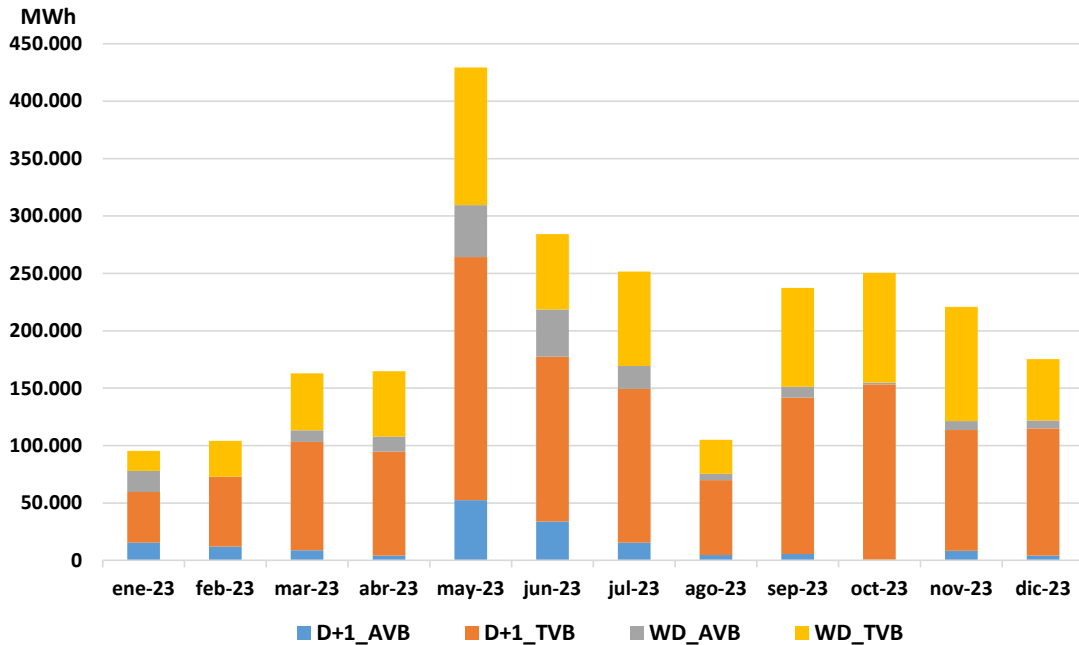
### **MIBGAS Derivatives Spot (GNL y AASS)**

MIBGAS Derivatives Spot tuvo un volumen total de negociación de 2.482,1 GWh, lo que supone un crecimiento de la negociación del 362% en el conjunto del año. La negociación aumenta progresivamente hasta el mes de mayo, donde se produce el máximo del año, muy destacado respecto al resto de meses. A partir de junio se produce un ligero descenso de los volúmenes negociados, aunque manteniendo un volumen superior al del comienzo del año.

Durante el año 2023 el volumen negociado en productos spot de GNL, con entrega en el Tanque Virtual de Balance TVB, fue de 2.136,5 GWh, realizándose 4.792 transacciones sólo en los productos intradiario y diario D+1.

Además, se han realizado un total de 638 transacciones de productos spot con entrega en el Almacenamiento Virtual de Balance AVB por un volumen de 345,6 GWh, que se concentran entre mayo y julio de 2023.

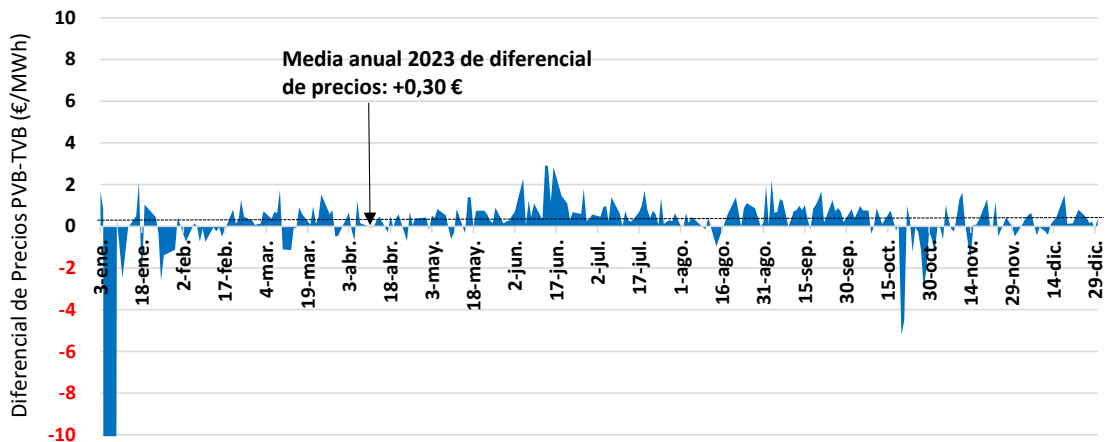
**Figura 38. Volumen negociado de productos de GNL y AA.SS. 2023**



Fuente: MIBGAS

El precio spot del producto diario en tanque virtual TVB se mueve en paralelo al precio spot en PVB. El precio en el PVB se situó, en promedio anual, 0,30 €/MWh por encima del precio en TVB, si bien en momentos puntuales, asociados a recargas de buques o altos precios internacionales, el precio del GNL en tanque puede ser superior al del GNL en el punto virtual.

**Figura 39. Evolución de precios en MIBGAS para los productos D+1 en PVB y TVB. 2023**



Fuente: MIBGAS

## **MIBGAS Derivatives a Plazo**

El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives de productos a plazo en el PVB durante el año 2023 fue de 3.966 GWh mostrando un aumento del 114,5% respecto al 2022, en que se negociaron 1.847 GWh.

En relación con los productos negociados en PVB, durante 2023 se han negociado un total de 14 productos de los 27 que se listan cada día para MIBGAS Derivatives.

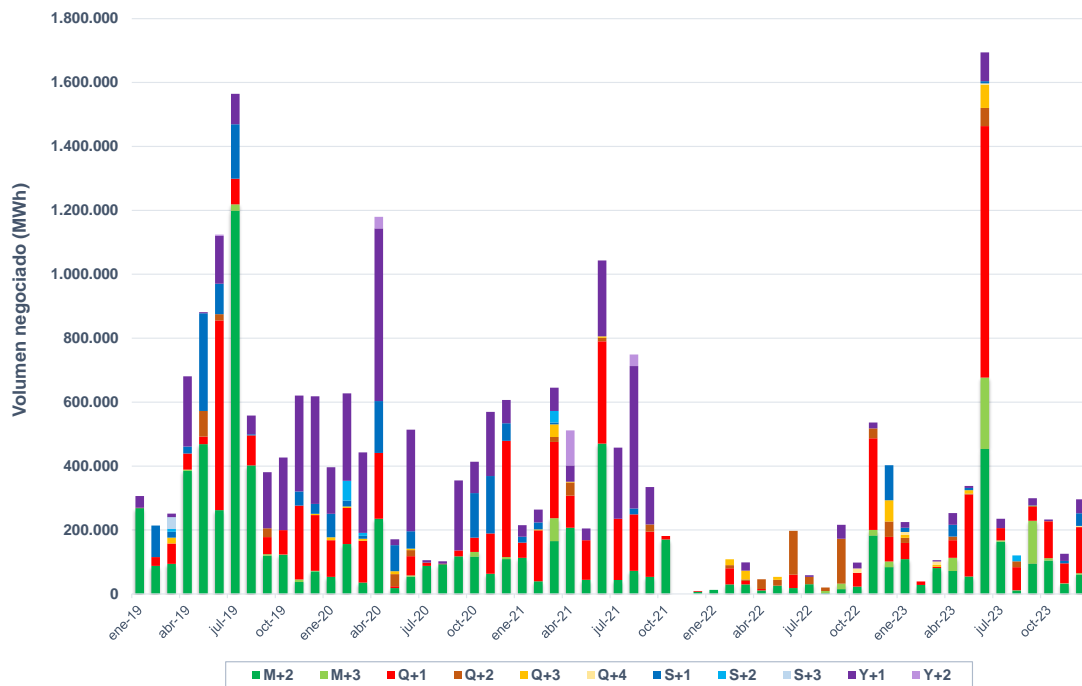
El mayor volumen negociado en este año se concentró en el producto Trimestral Q+1, con un 41,4% del volumen total negociado (1.640 GWh), seguido del producto Mensual M+2, con un 31,9% del volumen, del producto M+3, con un 10,5%, y del resto de productos, que no superan el 17% del volumen total.

En relación con el número total de transacciones realizadas en PVB en 2023, se registraron 798 transacciones, lo que supone un aumento del 172% respecto del 2022 en que se registraron un total de 293 transacciones en consonancia con el mayor volumen negociado en este año. El mayor número de transacciones se registró en el producto mensual M+2 con 399 transacciones, seguido del producto trimestral Q+1 con 181 transacciones.

Cabe señalar que en este año se ha recuperado la negociación respecto al año anterior, y además en el mes de junio de 2023 se ha alcanzado la negociación máxima histórica desde el inicio de la negociación en MIBGAS Derivatives.

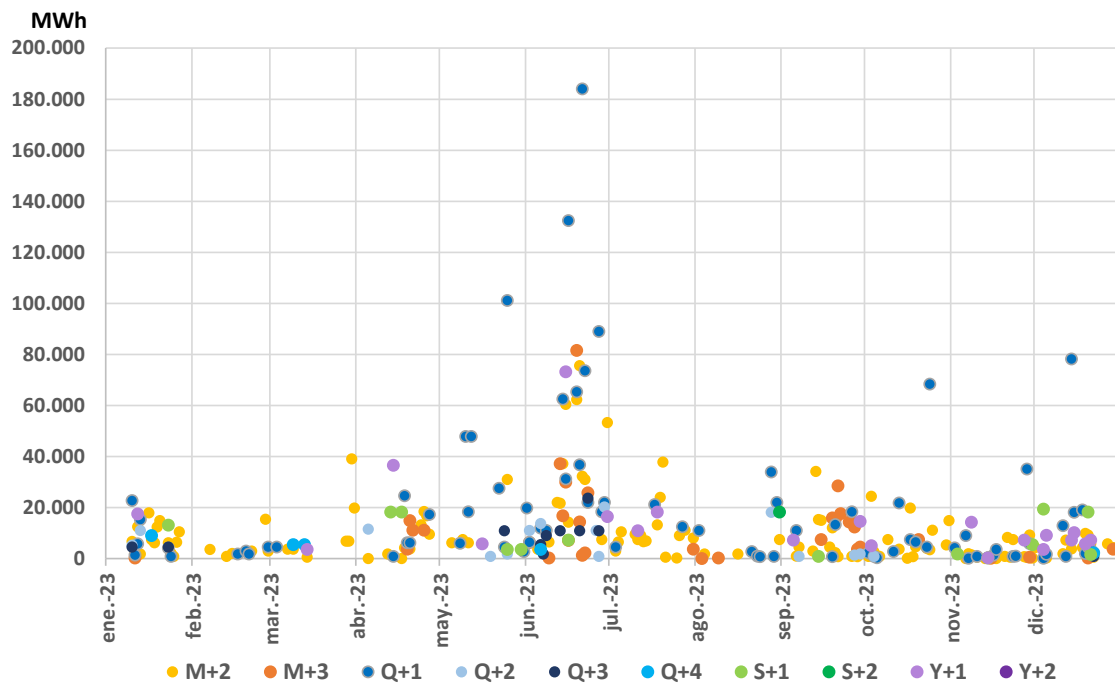
**Sin embargo, el volumen total anual negociado en este segmento continua por debajo del registrado entre 2019 y 2021.**

**Figura 40. Evolución del volumen negociado en PVB por producto y mes en MIBGAS Derivatives (no se incluyen los productos indexados PVB-TTF)**



Fuente: MIBGAS

**Figura 41. Negociación diaria de los distintos productos de MIBGAS Derivatives en PVB**



Fuente: MIBGAS



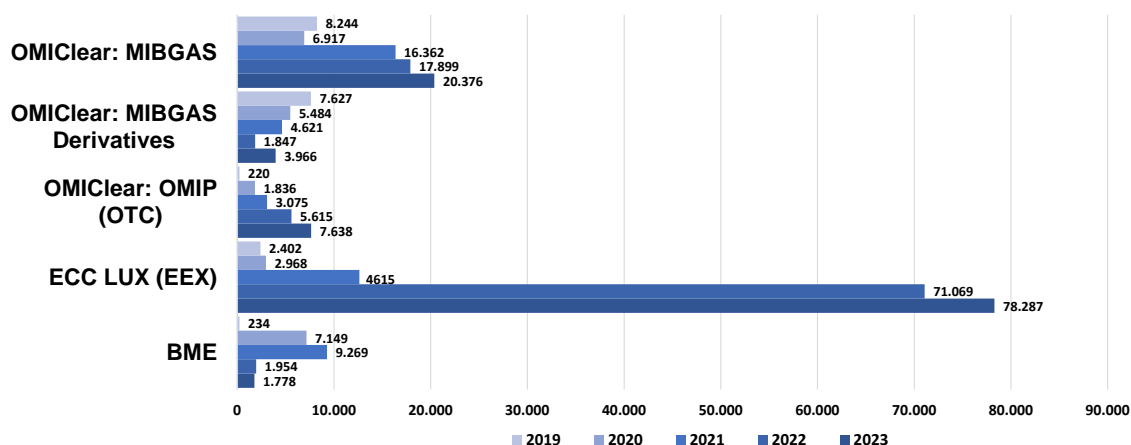
## 5.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)

El incremento de precios y el aumento del riesgo de contraparte hace que aumenten el número de operaciones OTC que se llevan a registro a una cámara de contrapartida central (CCPs), a efectos de asegurar las transacciones.

En conjunto, **el volumen registrado para su compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central** de contratos de gas natural en PVB de OMIClear, ECC y BME Clearing en 2023 fue de **112.045 GWh**, lo que supone un aumento de 13.662 GWh en relación con el año anterior (98.383 GWh) un incremento del 14% respecto a 2022:

- **OMIClear** registró un volumen total de 31.980 GWh lo que supone un aumento del 26% respecto del año 2022 (25.361 GWh).
- **European Commodity Clearing (ECC-EEX)** registró un volumen total de 78.287 GWh en 2023 lo que supone un incremento del 10,2% frente al año anterior (71.069 GWh).
- **BME Clearing** registró un volumen total de contratos de 1.778 GWh lo que supone un descenso del 9% respecto del volumen registrado en el año 2022, en que alcanzó los 1.954 GWh.

**Figura 42. Volumen registrado para su compensación y liquidación en CCPs: 2019-2023**



Fuente: MIBGAS, BME y EEX

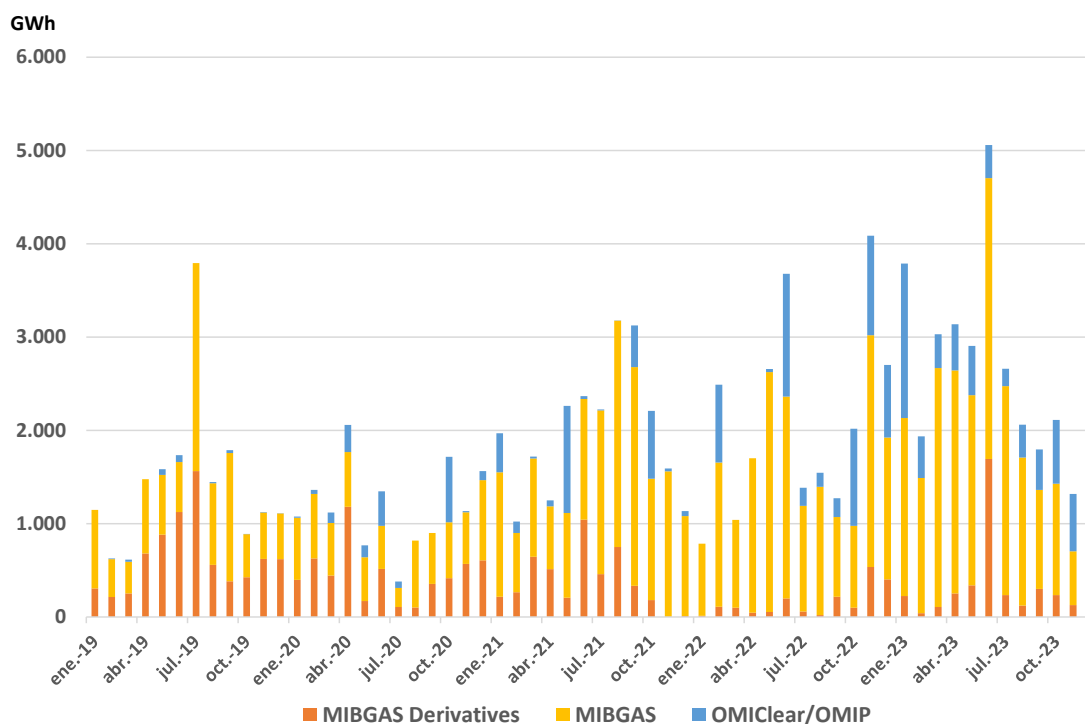
A continuación, se detalla el volumen registrado en cada una de las Cámaras anteriores.

- **Evolución volumen compensado por OMIClear**

Durante 2023 el **volumen total compensado por OMIClear** ascendió a **31.980 GWh**: correspondiendo 20.376 GWh a los volúmenes registrados de los productos mes M+1 y resto del mes negociados en MIBGAS, 7.638 GWh a los volúmenes OTC registrados en OMIClear/OMIP a través de la plataforma de negociación de MIBGAS Derivatives, y 3.966 GWh a los volúmenes registrados de los productos negociados en MIBGAS Derivatives en PVB.

Durante el último año ha aumentado el volumen de las transacciones en los productos resto del mes y M+1 negociados en MIBGAS alcanzándose un volumen (20.376 GWh), superior a los 17.899 GWh negociados y registrados en 2022. También han aumentado las transacciones correspondientes a contratos bilaterales OTC registradas en OMIClear a través de la plataforma de negociación de MIBGAS Derivatives, alcanzándose un volumen (7.638 GWh) muy superior a los 5.615 GWh registrados en 2022.

**Figura 43. Evolución volumen compensado en OMIClear por mes**



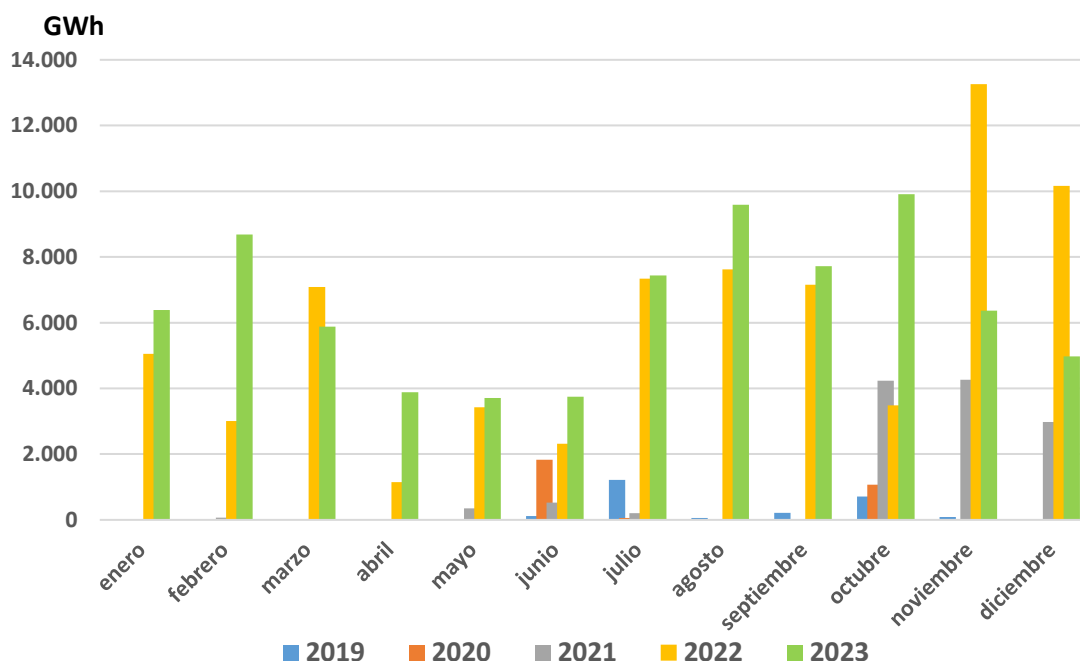
Fuente: MIBGAS

- **Evolución volumen registrado en European Community Clearing (ECC LUX)**

La plataforma de clearing ECC, del grupo EEX, que opera en los principales mercados de gas y electricidad europeos (en particular Francia y Alemania), ofrece también servicios de clearing para contratos en el PVB español.

Durante el año 2023 se registró un volumen total negociado de **78.287 GWh de contratos en PVB** lo que supone un incremento del 10,2% respecto de 2022 en que se negociaron 71.069 GWh.

**Figura 44. Evolución volumen registrado en ECC LUX por mes**



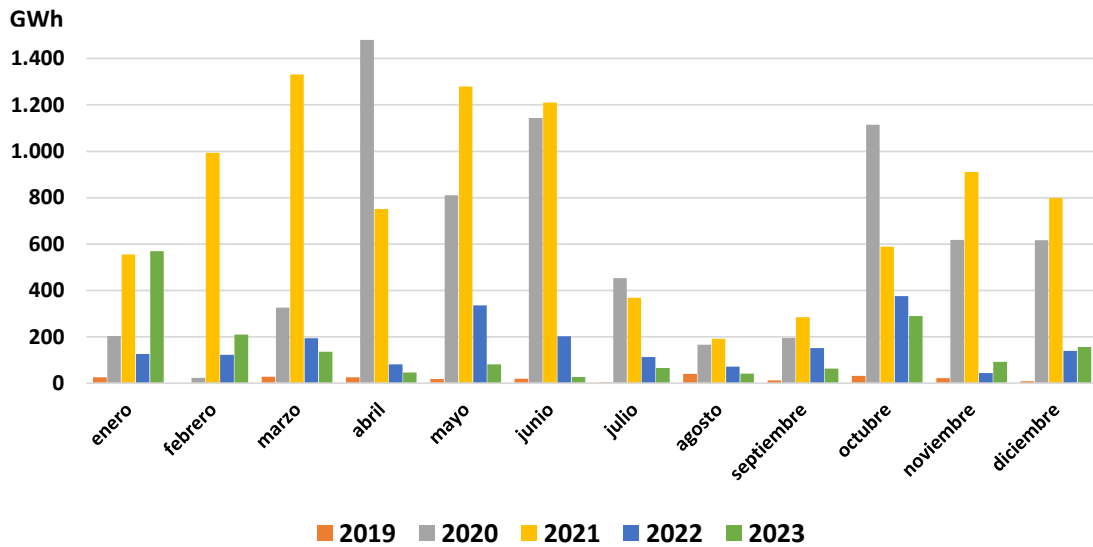
Fuente: EEX-ECC

- **Evolución volumen registrado en BME Clearing**

**BME Clearing** ha registrado durante el año 2023 un volumen total de **1.778 GWh** lo que supone un descenso del 9% respecto del volumen registrado en el año 2022, cuando se alcanzaron 1.954 GWh.

En dicha cámara se registran contratos diarios y a plazo con entrega física mensuales, trimestrales, estacionales y anuales, en PVB.

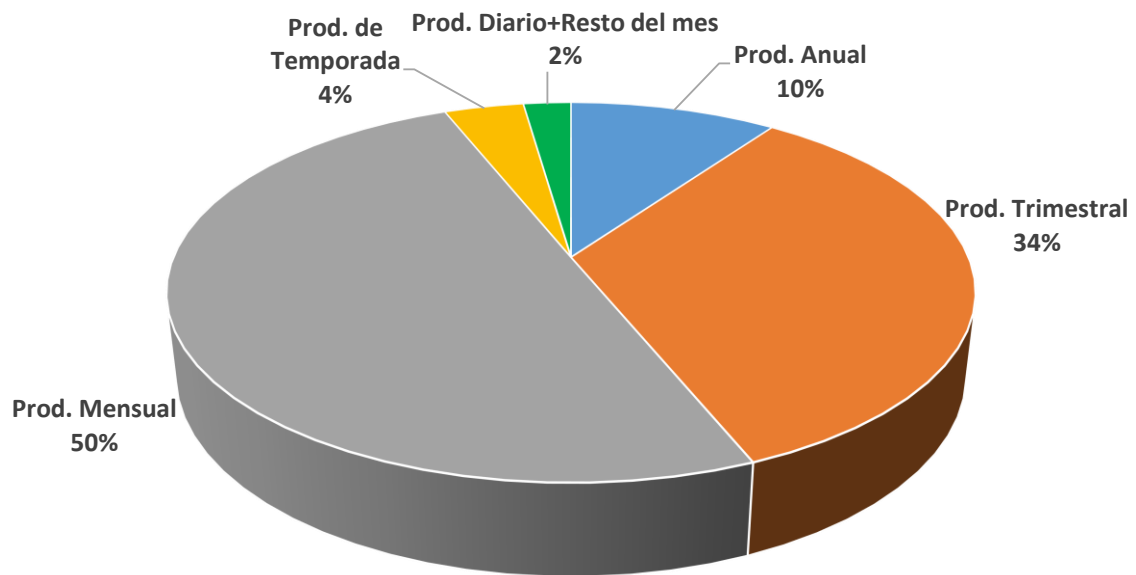
**Figura 45. Evolución volumen registrado en BME por mes. 2023**



Fuente: BME

El mayor volumen registrado en este año se concentró en el producto mensual, con un 50% del volumen total registrado (891 GWh).

**Figura 46. Volumen total registrado en BME Clearing 2023**



Fuente: BME

## 6. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ

A efectos de contribuir al aumento de la liquidez en el mercado spot de gas, entre 2015 y 2018 se establecieron una serie de medidas de impulso de la liquidez (compras de gas de operación, creadores de mercado voluntarios y obligatorios) que continúan durante el año 2023. Además, la Circular de balance estableció la obligación del GTS de realizar el balance residual del sistema a través de compraventas de gas en el mercado spot, lo que también contribuye a la liquidez del mercado.

En este apartado se analizan los volúmenes y liquidez aportados al mercado por cada una de las medidas de fomento de la liquidez.

### 6.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado

Las medidas introducidas han sido, en resumen, las siguientes:

- La **compra del gas de operación**<sup>4</sup> en el mercado organizado, establecido mediante la Resolución de 23 de diciembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía, que se realiza diariamente en la subasta de apertura del producto diario, desde enero de 2016.

En 2023 la compra del gas de operación ha supuesto un volumen total de compras en MIBGAS de **700,38 GWh**.

- La **compra del gas talón y colchón** en el mercado organizado, establecido mediante la Resolución de 6 de junio de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía, a través de los productos intradiario, diario y mensual, y que se realiza durante el periodo estival de menor demanda de gas.

En 2023, no ha habido compras de gas colchón ni de gas talón.

- La realización de **acciones de balance en el PVB** en el mercado organizado en virtud de lo establecido en la Circular 2/2020<sup>5</sup>, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

---

<sup>4</sup> El gas de operación es el gas que se necesita para la operación del sistema de transporte de gas, y principalmente se emplea para el funcionamiento de las estaciones de compresión que impulsan el gas por la red de transporte y distribución.

<sup>5</sup> La Circular 2/2020, de aplicación desde el 1 de abril de 2020, deroga la anterior circular de balance, Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, derivada del Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte, aprobado el 26 de marzo de 2014.

Dichas acciones son realizadas por el GTS en los productos intradiario y diario desde el 1 de octubre de 2016.

Las acciones de balance para la red de transporte realizadas por el GTS en el año 2023 suponen un volumen total de **4.087,09 GWh** (2.660,20 GWh de compras y 1.426,90 GWh de ventas).

- El servicio de **creador de mercado voluntario** en el mercado organizado está regulado mediante la Resolución de 6 de junio de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía. El Operador del Mercado ha realizado convocatorias para la prestación del servicio, con una periodicidad semestral desde principios de 2017. Las convocatorias realizadas en 2023 dieron los siguientes resultados:
  - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 17 de enero de 2023, a AXPO Iberia S.L. y a ENGIE España S.L.U. para actuar durante el primer semestre en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de enero y terminó el 30 de junio, y su actividad generó un total de 1.561 GWh de compra y 862 GWh de venta.
  - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 30 de junio de 2023, a AXPO Iberia S.L. y ENGIE España S.L.U., para actuar durante el segundo semestre en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de julio y terminó el 31 de diciembre, y los resultados fueron un total de 1.719 GWh de compra y 618 GWh de venta.
- El servicio de **creador de mercado obligatorio** en el mercado organizado está reglado mediante la Resolución de 11 de diciembre de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía (sustituida en 2021 por la Resolución de 9 de julio de 2021). El Ministerio seleccionó a los operadores dominantes (Naturgy y Endesa) como creadores obligatorios, y comenzaron a actuar como tales a partir de finales de enero de 2018 en los productos diario y mensual, rol que han mantenido desde entonces. La Resolución de 4 de febrero de 2021 añadió un nuevo operador obligado (Repsol LNG Holding), que empezó a actuar en el segundo semestre del año. El total negociado por los creadores de mercado obligatorios durante 2023 (en el mercado continuo) en el producto diario fue de 499 GWh de compra y 379 GWh de venta, y en el producto mensual fue de 6.918 GWh de compra y 5.338 GWh de venta.

El Acuerdo de Consejo de Ministros, de 22 de febrero de 2022, por el que se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural, publicado mediante la Resolución de 21 de abril de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, prorrogó las obligaciones de actuación como creador de mercado por parte de

los operadores dominantes durante otros 4 años (a contar desde la entrada en vigor de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 9 de julio de 2021).

*En conjunto, las **medidas de fomento** de la liquidez desarrolladas a lo largo de 2023 proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 22.681 GWh, lo que supone el **9,77% de las compras** totales y **6,0% de las ventas** totales.*

La siguiente tabla recoge el volumen negociado en MIBGAS, diferenciando el volumen aportado por las distintas medidas de fomento de la liquidez.

Se observa que fueron los creadores de mercado obligatorios, seguidos por los creadores de mercado voluntario, las medidas de fomento de la liquidez que mayor volumen aportaron en 2023 sobre el total negociado.

**Tabla 6. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez (2022-2023)**

	COMPRAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2022		Volumen negociado en MIBGAS en 2023	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Compra gas de operación	1.305.303	1,08%	700.378	0,49%
Compra gas colchón Yela	0	0,00%	0	0,00%
Acciones balance (Compra)	1.449.594	1,19%	2.660.195	1,85%
CompraVentas entre comercializadoras	115.186.507	94,87%	139.047.915	96,67%
(Compras creadores de mercado voluntarios)	2.195.870	1,81%	3.279.610	2,28%
(Compras creadores de mercado obligatorios)	7.089.022	5,84%	7.417.068	5,16%
<b>Total</b>	<b>121.419.492</b>	<b>100%</b>	<b>143.835.383</b>	<b>100%</b>

	VENTAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2022		Volumen negociado en MIBGAS en 2023	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
<b>Acciones balance (Venta)</b>	<b>3.478.088</b>	<b>2,86%</b>	<b>1.426.895</b>	<b>0,99%</b>
<b>CompraVentas entre comercializadoras</b>	<b>115.186.507</b>	<b>94,87%</b>	<b>139.047.915</b>	<b>96,67%</b>
(Ventas creadores de mercado voluntarios)	2.131.860	1,76%	1.479.940	1,03%
(Ventas creadores de mercado obligatorios)	5.455.142	4,49%	5.717.360	3,97%
<b>Total</b>	<b>121.419.492</b>	<b>100%</b>	<b>143.835.383</b>	<b>100%</b>

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Las medidas de fomento de la liquidez actúan como catalizadores para el aumento de las transacciones entre comercializadores, puesto que un mercado con mayor liquidez tiene más posibilidades de atraer a los agentes para negociar en el mismo.

En la siguiente tabla se pueden observar la evolución de los volúmenes mensuales de compras, diferenciados entre las compras realizadas para los distintos gases regulados y las realizadas entre comercializadoras.

**Tabla 7. Volúmenes mensuales (MWh) aportados por las medidas de fomento de liquidez**

Mes	Compra gas operación	Compra gas colchón Yela	Compra gas talón	Acciones balance (Compra)	Acciones balance (Venta)	Compraventas entre comercializadores	Volumen total en MIBGAS (MWh)
Enero 2023	48.400	-	-	357.903	75.000	10.720.616	11.201.919
Febrero 2023	24.400	-	-	124.165	156.462	11.858.333	12.163.360
Marzo 2023	650	-	-	102.491	296.681	12.724.109	13.123.931
Abril 2023	94.790	-	-	253.188	21.000	10.479.266	10.848.244
Mayo 2023	73.700	-	-	206.102	35.463	11.120.141	11.435.406
Junio 2023	9.600	-	-	323.303	54.626	16.022.642	16.410.171
Julio 2023	500	-	-	138.052	186.358	12.098.524	12.423.434
Agosto 2023	79.160	-	-	279.184	30.317	10.660.251	11.048.912
Septiembre 2023	61.154	-	-	150.593	-	10.927.706	11.139.453
Octubre 2023	110.984	-	-	143.624	137.914	11.042.037	11.434.559
Noviembre 2023	110.171	-	-	259.793	235.925	10.848.729	11.454.618
Diciembre 2023	86.869	-	-	321.797	197.149	10.545.561	11.151.376
<b>Total 2023</b>	<b>700.378</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.660.195</b>	<b>1.426.895</b>	<b>139.047.915</b>	<b>143.835.383</b>

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

## 6.2. Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón

De acuerdo con la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), la adquisición del gas de operación en el MIBGAS por parte del Gestor Técnico del Sistema se realizaba sólo en la subasta de apertura



del producto diario. Esta resolución se actualizó mediante la Resolución de 12 de julio de 2023 de la SEE, que flexibiliza la compra del gas de operación, permitiendo al GTS realizar su compra mediante productos spot (intradía, diario o fin de semana) en cualquier momento de la sesión de negociación.

Por ello, a partir del 25 de agosto de 2023 también se está comprando en el producto intradía y durante las sesiones del mercado continuo. Las compras en la subasta se han reducido en favor de las compras durante el mercado continuo.

La determinación de las cantidades de gas a adquirir se realiza en función de las necesidades de gas de operación que los transportistas estiman que van a consumir.

A lo largo del año 2023, el GTS ha comprado gas de operación en 266 ocasiones, con un volumen medio de 2,6 GWh por sesión.

En consonancia con la reducción de la demanda interna, en el año 2023 se ha producido un descenso del volumen total de gas de operación respecto a 2022, como se observa en la siguiente tabla, y todo ello a pesar del incremento de las reexportaciones de gas a los países vecinos por las interconexiones, incluido el gasoducto del Magreb hacia Marruecos desde 2023.

**Tabla 8. Evolución de volúmenes adquiridos (MWh) de gases regulados en el mercado organizado (2016-2023)**

	Compra gas de operación	Compra gas colchón Yela	Compra gas talón
<b>Total 2016</b>	702.132	1.365.050	388.000
<b>Total 2017</b>	927.139	420.007	-
<b>Total 2018</b>	922.674	-	-
<b>Total 2019</b>	1.108.946	-	-
<b>Total 2020</b>	829.455	-	-
<b>Total 2021</b>	1.091.354	-	-
<b>Total 2022</b>	1.305.303	-	-
<b>Total 2023</b>	700.378	-	-

En 2023, al igual que en los tres años anteriores, no se registraron adquisiciones de gas talón ni de gas colchón.

### 6.3. Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS

En el conjunto del año 2023, el GTS realizó acciones de balance en el PVB por un total de **4.087,1 GWh** (2.660,2 GWh de compras de gas y 1.426,9 GWh de ventas de gas). A lo largo del año, el GTS realizó acciones de balance en **115 días**. En 83 ocasiones las acciones fueron de compra de gas, y en 32 ocasiones se realizaron ventas de gas.

La siguiente tabla presenta una comparativa entre las acciones de balance de los últimos años. Como se observa, se ha producido un descenso del volumen transaccionado en forma de acciones de balance respecto al año 2022.

En el año 2023, predominaron las acciones de balance de compra por parte del GTS, que supusieron casi el 65,1% de las acciones realizadas por el GTS.

**Tabla 9. Acciones de balance realizadas por el GTS (2016–2023)**

Año	Venta	Compra	TOTAL (MWh)
2016	107.000	635.834	742.834
2017	549.846	1.106.639	1.656.485
2018	1.851.782	337.574	2.189.356
2019	934.092	3.144.087	4.078.179
2020	759.926	1.652.631	2.412.557
2021	2.369.771	1.524.054	3.893.825
2022	3.478.088	1.449.594	4.927.682
2023	1.426.895	2.660.195	4.087.090

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

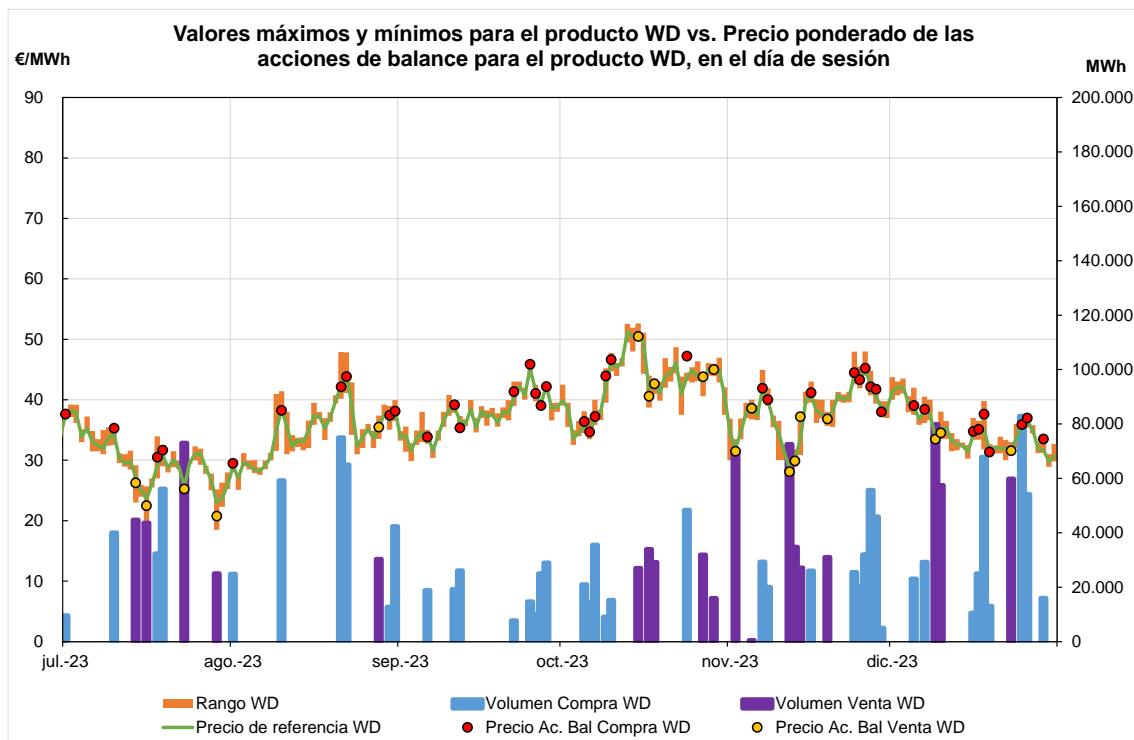
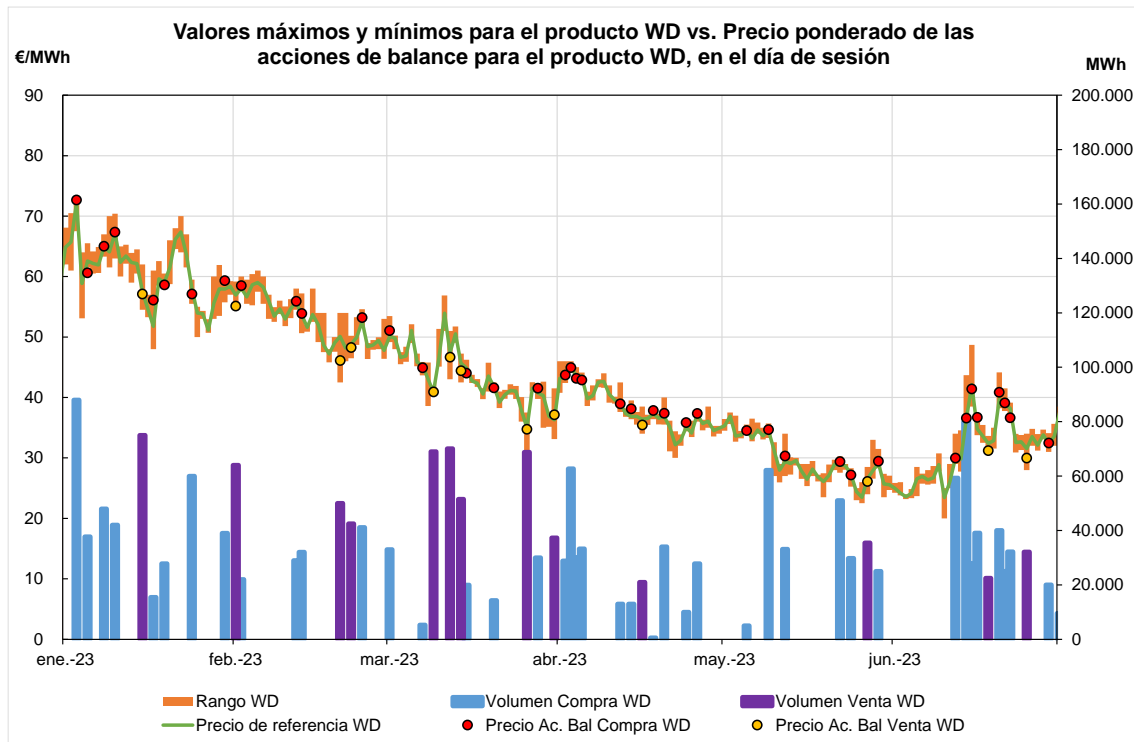
El volumen promedio de las acciones de balance fue de 35,5 GWh, y el día que se produjeron mayores compras de gas para equilibrar el balance del sistema fue el 3 de enero (88,0 GWh).

La totalidad de las acciones de balance efectuadas por el GTS se llevaron a cabo a través del producto intradiario, de acuerdo por tanto con la prioridad establecida en la Circular de balance.

Tomando en cuenta los volúmenes negociados a lo largo del año, en total hay 28 días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 77 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh, y 10 días en los que la acción de balance fue inferior a 10 GWh.

En la siguiente figura se puede observar la evolución del precio y volumen de las transacciones realizadas por ENAGAS GTS correspondiente a acciones de balance a lo largo del año, en comparación con los precios máximos, mínimos y promedio de la sesión correspondiente.

**Figura 47. Volumen y precio diario de las acciones de balance, en comparación con el precio de referencia del mercado, para cada semestre de 2023**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

A lo largo de 2023, en los 115 días en los que el GTS realizó acciones de balance, hubo 56 días en los que el precio marginal de compra o venta para la aplicación de los desbalances del día fue determinado por las acciones de balance del GTS.

Por último, respecto al efecto de las acciones de balance en relación con la liquidez del mercado, las compras de gas por acciones de balance del GTS supusieron un 1,85 % del volumen total negociado en MIBGAS en 2023, mientras que las acciones de venta fueron un 0,99%.

## **6.4. Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado**

### **6.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2023**

Durante el año 2023, ha continuado la realización de convocatorias para la prestación del servicio de creadores de mercado voluntarios<sup>6</sup> en MIBGAS, iniciada en 2017. El servicio se orientó hacia la prestación de este servicio en el producto mensual, pues es el que presenta una menor liquidez, en comparación con otros mercados europeos.

En ambos semestres de 2023, el servicio se adjudicó a los comercializadores AXPO IBERIA S.L. y ENGIE ESPAÑA S.L.U.

Se mantiene el spread ofertado por ambos comercializadores en el producto mensual (0,35 €/MWh) tanto en el primer semestre como en el segundo, siendo el mismo spread al que están obligados los creadores de mercado obligatorios.

A efectos comparativos, las principales condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en el año 2023 se muestran en la siguiente tabla:

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

### **6.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2023**

En la siguiente tabla se muestran las principales condiciones de prestación del servicio de creadores de mercado obligatorios durante el año 2023, correspondientes a la Resolución de 9 de julio de 2021: separación de precios entre las ofertas de compra y de venta igual o inferior a 0,35 €/MWh para ambos

---

<sup>6</sup> Mediante el Acuerdo de creador de mercado, el comercializador que asume esta función se compromete, desde la fecha de entrada en vigor del acuerdo, a la presentación de ofertas de compra y venta de los productos indicados en el acuerdo, por una cantidad mayor o igual que la cantidad establecida (cantidad mínima) y dentro del rango máximo de separación de precios entre la oferta de venta y la de compra (separación máxima de precios), así como a las demás condiciones que se establecen en dicho acuerdo, a cambio de una contraprestación económica. Además, cualquier oferta del creador de mercado que resulte casada debe ser reemplazada sin dilación por una nueva oferta que cumpla las condiciones del acuerdo, siempre que en la sesión de negociación el valor absoluto de la suma de cantidades de producto de venta más el producto de compra que haya casado el creador de mercado no supere la cantidad máxima a casar por sesión de negociación.

productos, y un Volumen Anual Máximo a casar igual al 5,68% de su volumen de aprovisionamientos de gas a España (ajustado a cada sesión según el producto).

**Tabla 10. Condiciones aplicables a los creadores de mercado obligatorios (año 2023)**

	Creadores de mercado obligatorios					
	ENDESA		NATURGY		REPSOL	
	Diario	Mes siguiente	Diario	Mes siguiente	Diario	Mes siguiente
Separación máxima de precios	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh
Valor de ajuste para calcular Volumen Máximo Diario	0,20	1,80	0,20	1,80	0,20	1,80
Límite máximo a casar por sesión de negociación	2.098 MWh (en D+1 y D+3) 4.196 MWh (en Weekend)	28.358 MWh	4.910 MWh (en D+1 y D+3) 9.820 MWh (en Weekend)	66.383 MWh	445 MWh (en D+1 y D+3) 890 MWh (en Weekend)	6.014 MWh

### 6.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2023

El grado de presencia del creador de mercado en cada sesión se analiza verificando que se cumplen tres criterios principales.

Para los creadores de mercado voluntarios los tres criterios de verificación son: cantidad mínima ofertada de forma visible de compra y de venta de al menos 200 MWh/d en el producto M+1, separación máxima de precios ofertada menor o igual a la indicada en el Acuerdo de creador de mercado, y tiempo de reposición de ofertas casadas inferior o igual a 5 minutos, todo ello durante el 80% del tiempo de la sesión de negociación. Para los creadores obligatorios los criterios son similares: cantidades mínimas ofertadas iguales en el producto M+1 (200 MWh/d) y de 100 MWh/d en el producto Diario (D+1, D+3, Weekend), y la misma separación máxima de precios ofertada (indicadas en las tablas del punto anterior, del correspondiente Acuerdo de Creador de mercado).

Durante el año 2023, AXPO realizó operaciones como creador de mercado en 181 sesiones, y de acuerdo con los informes de supervisión del Operador del Mercado cumplió el total de los objetivos de presencia en 21 sesiones, mientras que ENGIE sólo operó como creador de mercado en 81 sesiones, cumpliendo con los objetivos de presencia en 23 sesiones, en ambos casos sobre un total de 255 sesiones, por lo que su retribución se ha visto reducida en los porcentajes correspondientes. La menor presencia de ENGIE como creador de mercado se refleja en un menor volumen de operaciones casadas en el producto M+1, en comparación con el resto de creadores de mercado.

Teniendo en cuenta los informes de supervisión del Operador de Mercado en relación con los creadores de mercado obligatorios, a lo largo del año 2023 ENDESA tuvo un grado de presencia en el caso del producto diario D+1 de 106 sesiones (con 9 sesiones en las que solicitó exoneración y con ninguna sesión en

las que incumplió parcialmente alguno de los objetivos de presencia) y en el caso del producto mensual, un grado de presencia de 123 sesiones (contando con 19 sesiones en las que solicitó exoneración y ninguna sesión con incumplimiento parcial).

Por otro lado, NATURGY, en los productos diarios tuvo un grado de presencia de 154 sesiones, solicitando exoneración en 1 sesión y 6 días en que incumplió parcialmente alguno de los objetivos diarios de presencia. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 162 sesiones, solicitando exoneración en 30 e incumpliendo parcialmente en 7 sesiones.

Por último, REPSOL, en los productos diarios tuvo un grado de presencia de 107 sesiones, solicitando exoneración en 6 sesiones y 2 días en que incumplió parcialmente alguno de los objetivos diarios de presencia. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 123 sesiones, solicitando exoneración en 19 e incumpliendo parcialmente en ninguna.

*La actividad de los creadores de mercado obligatorios se ha visto reducida en los dos últimos trimestres del año, al **haber alcanzado el volumen anual máximo a casar al que estaban obligados mucho antes de final de año**, lo que les permitía dejar de operar como creadores de mercado.*

*La **Resolución de 6 de febrero de 2024 de la SEE corrigió esta situación** para el año 2024, estableciendo un límite a la cantidad diaria a computar en la obligación de volumen anual a casar por parte de los operadores dominantes y reduciendo la cantidad mínima ofertada, para garantizar la presencia de los creadores de mercado durante todo el año.*

*Además, **se han concentrado las obligaciones de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto mensual**, por lo que los creadores de mercado obligatorios dejan de tener obligaciones en relación con el producto diario.*

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Por otra parte, los creadores de mercado están exonerados de la presentación de ofertas durante el tiempo que dure una declaración de una Situación de Operación Excepcional (SOE) definida en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

El 3 de junio de 2024 Enagás GTS publicó la Nota de Operación nº4/2024 por la que declara SOE, nivel 0, por indisponibilidad sobrevenida de un tanque de GNL de la planta de regasificación de Sagunto, cuya duración estaba prevista para varios meses; como consecuencia un creador de mercado se acogió a la exoneración prevista de no operar en el mercado en caso de SOE, durante el

mismo a pesar de que el impacto en la operativa del comercializador y en los precios de MIBGAS fuese irrelevante.

### **[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

### **[FIN CONFIDENCIAL]**

A la vista de esta situación, esta Comisión seguirá supervisando este tipo de situaciones, analizando en detalle las condiciones particulares del mercado en ese momento, que puedan invocar los creadores de mercado, para determinar si un SOE concreto justifica su exoneración. Podría examinarse si, a futuro, esta cuestión debería regularse en las condiciones de los creadores de mercado.

#### **6.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los creadores de mercado en el año 2023**

##### **En el producto diario**

Endesa, Naturgy y Repsol actuaron como creadores de mercado obligatorios sobre el producto diario D+1 en 2023. Además, deben presentar ofertas al producto fin de semana en la última sesión de negociación del producto diario, así como ofertas para el siguiente producto diario al producto fin de semana.

ENDESA realizó transacciones de compra y venta en el producto D+1 en un total de 106 días con un volumen de compras de 168.666 MWh y de ventas de 45.571 MWh, que han supuesto respectivamente un 0,30% y un 0,08% de lo negociado.

Por otro lado, NATURGY realizó transacciones en 170 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 285.114 MWh y 294.546 MWh, respectivamente, lo que representa un 0,51% y 0,53% sobre el total de lo negociado en mercado para este producto.

Por último, REPSOL realizó transacciones en 111 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 45.568 MWh y 38.953 MWh respectivamente, lo que representa un 0,08% y 0,07% del total negociado.



**Tabla 11. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto D+1 durante 2023**

<b>Año 2023. Producto D+1</b>					
	<b>Compras D+1 (MWh)</b>	<b>% negociado D+1</b>	<b>Ventas D+1 (MWh)</b>	<b>% negociado D+1</b>	<b>Nº días con transacciones</b>
<b>ENDESA</b>	168.666	0,30%	45.571	0,08%	106 días (29,04%)
<b>NATURGY</b>	285.114	0,51%	294.546	0,53%	170 días (45,58%)
<b>REPSOL</b>	45.568	0,08%	38.953	0,07%	111 días (30,41%)

Por otro lado, los volúmenes negociados por los creadores de mercado obligatorios en los productos D+3 y Weekend fueron los siguientes:

<b>Año 2023. Productos D+3 y Weekend</b>				
	<b>Compras D+3 (MWh)</b>	<b>Ventas D+3 (MWh)</b>	<b>Compras Weekend (MWh)</b>	<b>Ventas Weekend (MWh)</b>
<b>ENDESA</b>	25.763	7.408	56.652	16.488
<b>NATURGY</b>	23.309	27.122	56.450	59.376
<b>REPSOL</b>	2.100	5.395	9.240	14.921

### En el producto mensual

A lo largo de 2023 actuaron como creadores de mercado voluntarios AXPO y ENGIE, además de los creadores de mercado obligatorios.

En relación con los volúmenes negociados, en el producto mensual AXPO realizó transacciones de compra y venta en un total de 181 sesiones, con un volumen de compras de 2.899.390 MWh y 1.119.730 MWh de ventas, que han supuesto respectivamente el 14,85% y el 5,73% del total negociado para dicho producto.

Por su parte, ENGIE realizó transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 81 sesiones, con un volumen de compras de 380.220 MWh y de ventas de 360.210 MWh, que han supuesto respectivamente el 1,95% y el 1,84% del total negociado para dicho producto.

En lo que se refiere a los creadores de mercado obligatorios, durante 2023 ENDESA ha realizado transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 122 sesiones, con un volumen de compras de 2.425.200 MWh y de ventas de 908.210 MWh, que han supuesto respectivamente el 12,42% y el 4,65% del total negociado para dicho producto. Por su parte, NATURGY ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 169 sesiones, con un volumen de compras de 3.921.050 MWh y de ventas de 3.847.360 MWh, que han supuesto respectivamente el 20,08% y el 19,70% del total negociado para dicho producto.

Por último, REPSOL ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 122 sesiones, con un volumen de compras de 571.470 MWh y de ventas de 582.720 MWh, que han supuesto respectivamente el 2,93% y el 2,98% del total negociado para dicho producto.

La reducción del spread ofertado por los creadores de mercado obligatorios desde 2022 ha incrementado los volúmenes negociados por dichos operadores, que en el caso de NATURGY supera los volúmenes de los creadores voluntarios y ha resultado clave para mantener la liquidez del producto mensual.

**Tabla 12. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado sobre el producto M+1 durante 2023**

Año 2023. Producto M+1					
	Compras M+1 (MWh)	% negociado M+1	Ventas M+1 (MWh)	% negociado M+1	Nº días con transacciones
<b>AXPO</b>	2.899.390	14,85%	1.119.730	5,73%	181 días
<b>ENGIE</b>	380.220	1,95%	360.210	1,84%	81 días
<b>ENDESA</b>	2.425.200	12,42%	908.210	4,65%	122 días
<b>NATURGY</b>	3.921.050	20,08%	3.847.360	19,70%	169 días
<b>REPSOL</b>	571.470	2,93%	582.720	2,98%	122 días

Finalmente, cabe señalar que, en el año 2023, los creadores de mercado obligatorios alcanzaron sus obligaciones de volumen máximo anual a casar, igual al 5,68 % de su volumen de aprovisionamientos de gas natural a España en el año natural anterior, antes de la finalización del ejercicio, por lo que dejaron de participar como creadores de mercado durante el resto del año (desde julio Endesa y Repsol, y desde octubre en el caso de Naturgy). En tal caso, la ausencia de los creadores de mercado ha afectado a la liquidez del producto mensual, donde todavía existen pocos participantes y en la que los creadores de mercado realizaron transacciones de compra y venta con un volumen de compras de ventas, que supuso respectivamente el 52,23% y el 34,90% del total negociado para dicho producto.

## **6.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual**

### **6.5.1. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario**

En 2023, las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario son las adquisiciones de gas de operación de ENAGAS GTS y la contribución de los creadores de mercado obligatorios.

El total de adquisiciones de gas de operación fue de 700.378 MWh, lo que supuso un 1,3% de la negociación del producto D+1 durante el conjunto de 2023. Como

se puede observar en el siguiente gráfico, las compras de gas de operación se distribuyen de una forma uniforme a lo largo del año.

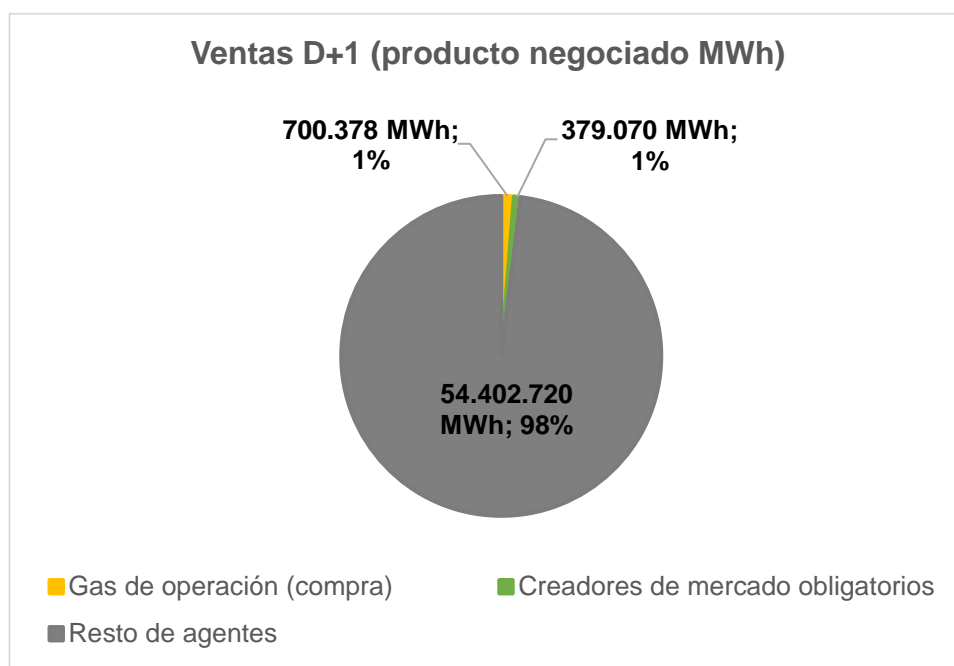
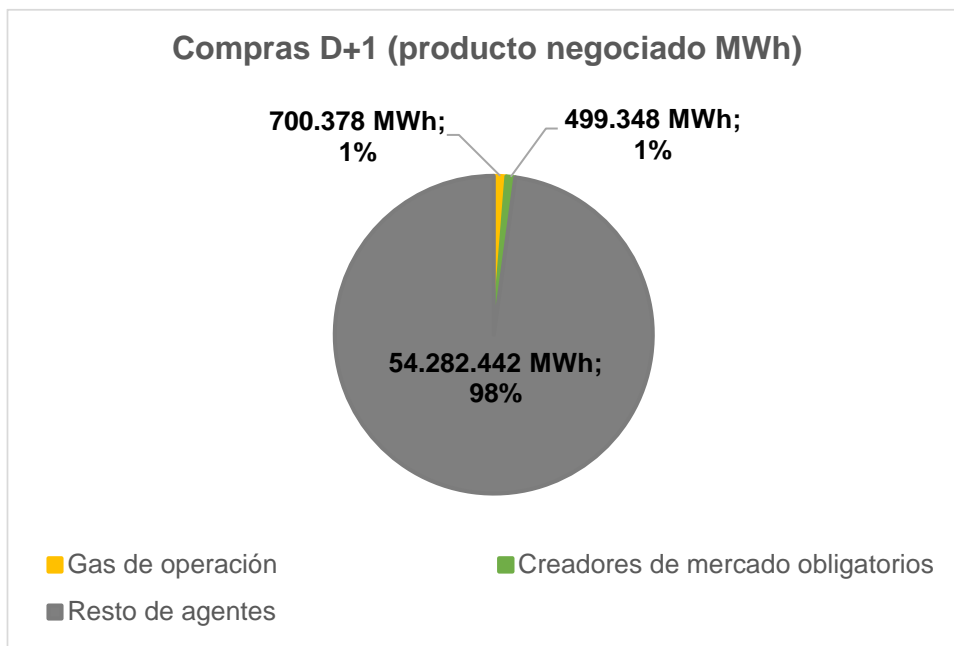
**Figura 48. Volúmenes de compra y de venta del producto D+1 (2023)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

En las siguientes figuras se exponen los datos anuales agregados:

**Figura 49. Volúmenes de compra y venta del producto D+1 (2023)**

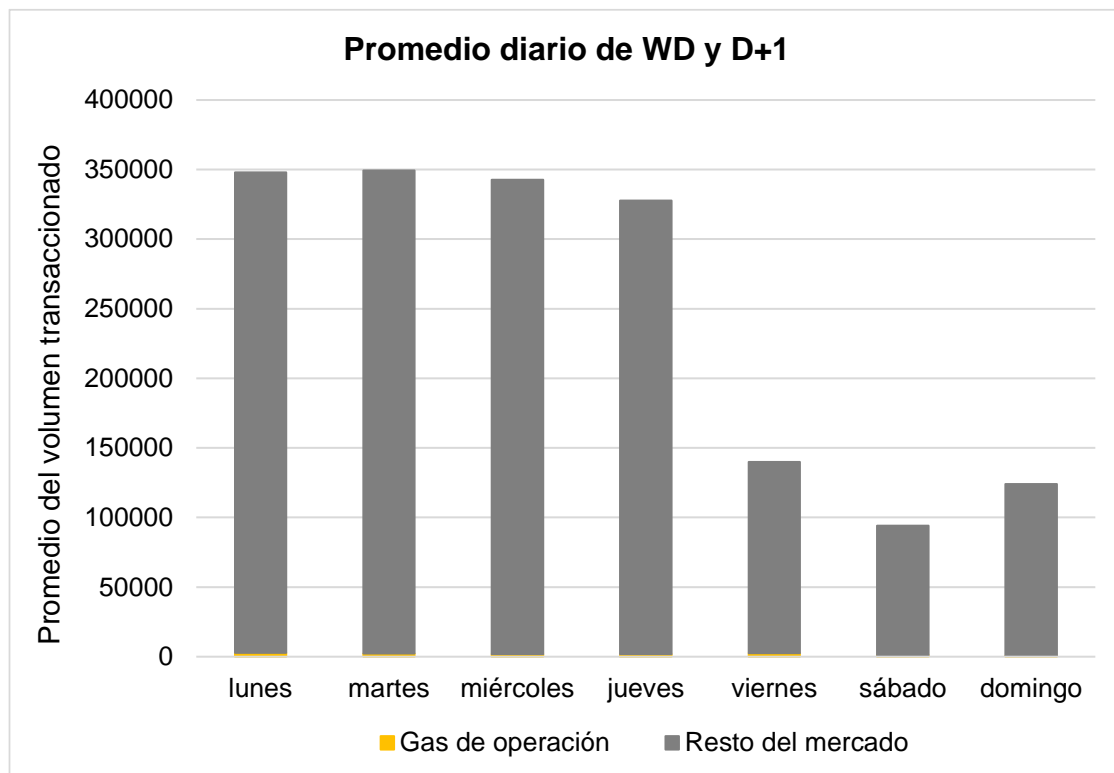


*Fuente: MIBGAS y CNMC*

Teniendo ahora en cuenta la negociación de gas de operación por día de la semana en los productos intradiario WD y diario D+1, en comparación con la negociación diaria en mercado en esos dos productos, se puede observar que en promedio es una cantidad casi inapreciable en términos absolutos (MWh), y además en los fines de semana el volumen transaccionado del mismo se reduce a casi la mitad. Sin embargo, la proporción que supone la adquisición de gas de

operación los fines de semana es menor, a pesar de disminuir el volumen total negociado.

**Figura 50. Volúmenes transaccionados de los productos WD y D+1 (2023)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

La regularidad de las compras de gas de operación asegura, además, la realización diaria de operaciones y la fijación del precio de referencia del mercado.

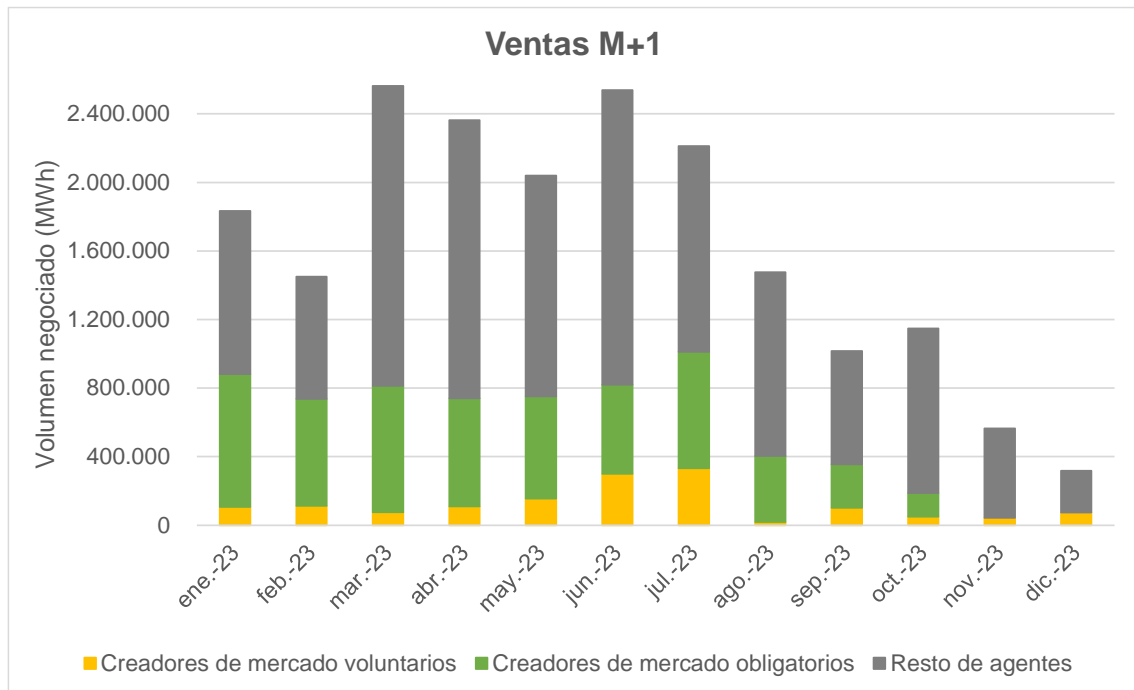
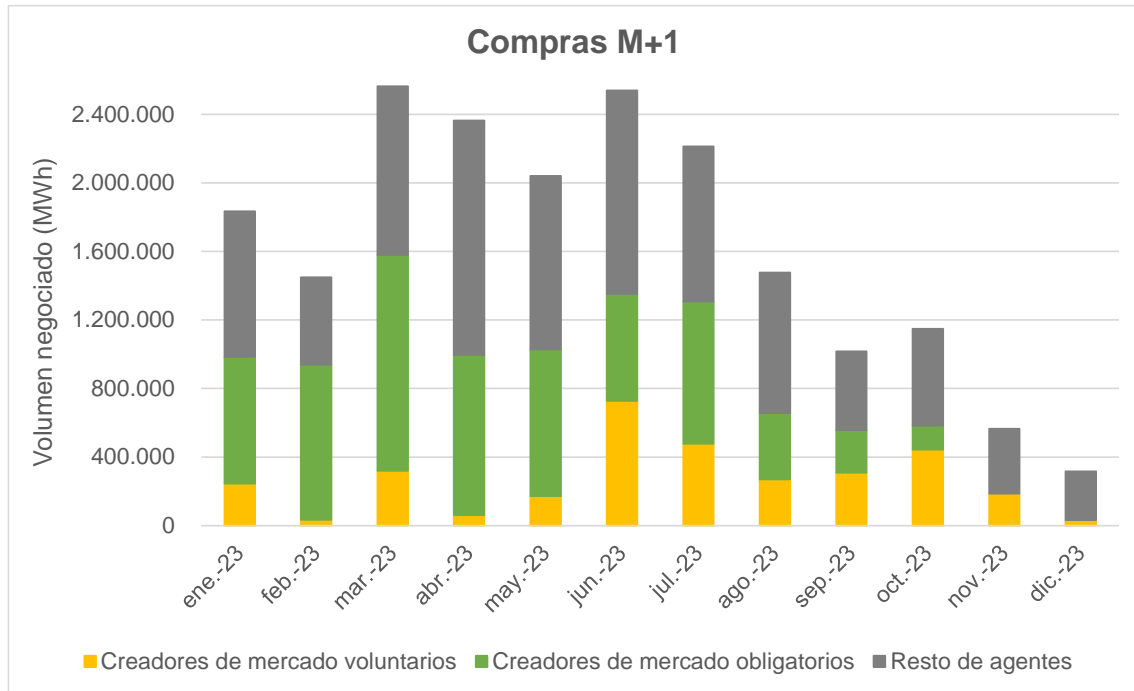
### 6.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual

En este apartado se analiza la contribución conjunta de las medidas de liquidez al volumen negociado del producto mensual, que es el que, de los productos de MIBGAS, se sitúa a más distancia del volumen negociado en otros mercados europeos.

Durante el año 2023, este producto alcanzó una negociación total de 19.527 GWh, compuesta de operaciones entre comercializadores, y contando con la actividad de los creadores de mercado voluntarios y obligatorios.

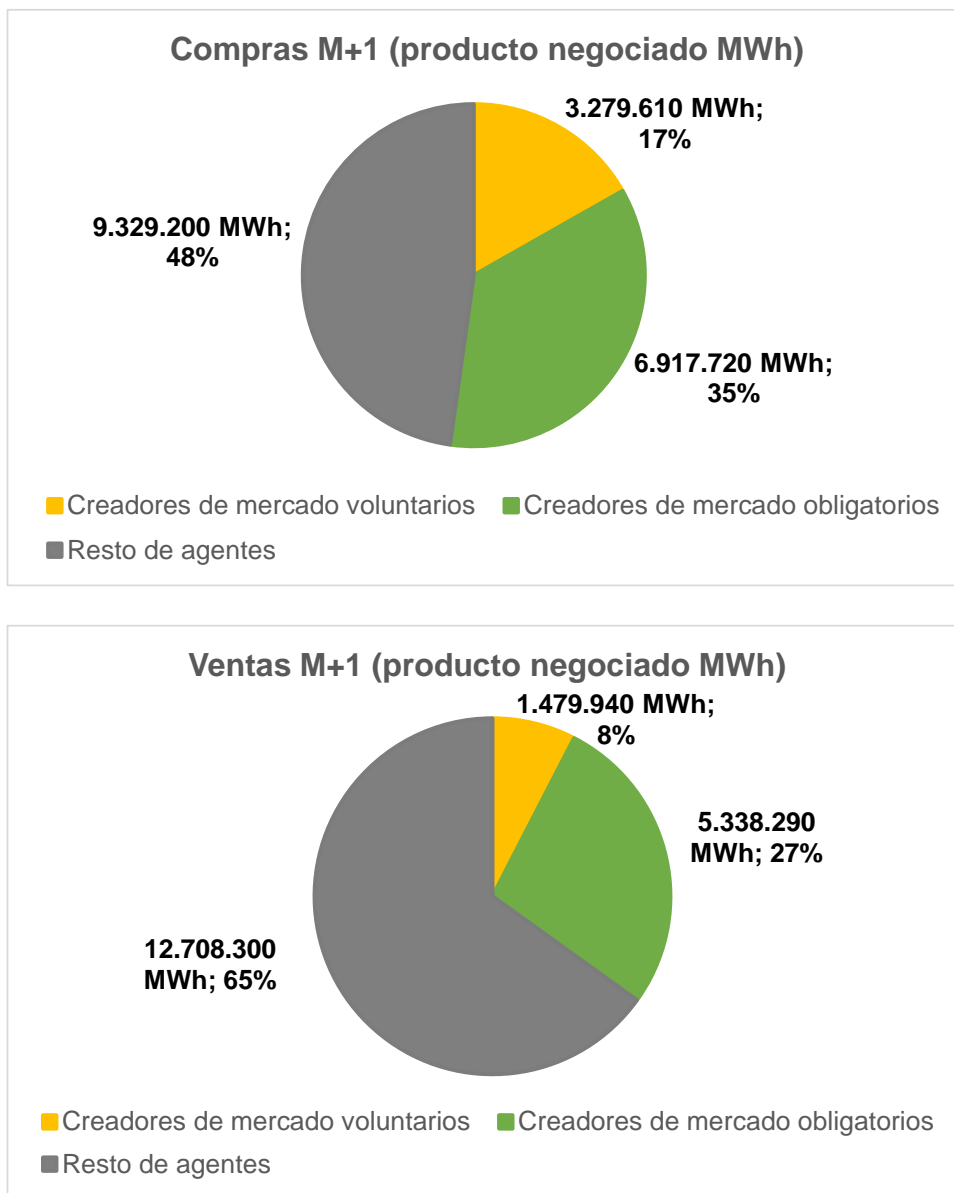
La **actividad de los creadores de mercado** en el producto mensual se traduce en un volumen de compras de 10.197 GWh y un volumen total de ventas de 6.818 GWh, lo que representa un 52,2% del total de las compras de este producto en mercado y un 34,9% del total de ventas.

**Figura 51. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2023)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

**Figura 52. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2023)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

En general, en el conjunto de 2023, aunque se aprecia un ligero aumento en la negociación del producto mensual, la participación en el mercado de los creadores se reduce a partir de agosto (debido al fin de la participación de los creadores obligatorios), lo que hace que la participación del resto de agentes se reduzca, siendo más acusada a partir de noviembre.

El efecto de la presencia de los creadores de mercado no debe medirse únicamente en términos de volumen negociado, sino también en relación con el número de sesiones en las que se realiza alguna transacción del producto mensual.

En el año 2022 hubo transacciones en un total de 205 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 163 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 257 sesiones anuales).

Por su parte, en el año 2023 hubo transacciones en un total de 195 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 180 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 255 sesiones anuales).



## 7. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS

### 7.1. Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas

La evolución del mercado de gas natural en España ha venido marcada por la entrada de nuevos agentes, tanto a nivel mayorista como minorista.

El número de comercializadores que han notificado el inicio de actividad<sup>7</sup> en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 283 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2023. El incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

**Tabla 13. Número de comercializadores en el mercado de gas natural**

Fecha	Número total de comercializadores en el listado	Variación neta del número de empresas comercializadoras
31-12-2009	40	
31-12-2010	49	9
31-12-2011	61	12
31-12-2012	76	15
31-12-2013	88	12
31-12-2014	120	32
31-12-2015	135	15
31-12-2016	150	15
31-12-2017	171	21
31-12-2018	180	9
31-12-2019	198	18
31-12-2020	246	48
31-12-2021	269	23
31-12-2022	273	4
31-12-2023	283	10
<b>Total incorporaciones desde el año 2009</b>		<b>243</b>

Fuente: CNMC

De las 283 empresas del listado, hay 87 empresas comercializadoras de gas natural que han manifestado su intención de operar exclusivamente en mercados mayoristas de gas y capacidad, sin realizar suministro a consumidores finales.

<sup>7</sup> Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

Durante el periodo 2010 a 2023 se incorporaron 243 nuevas empresas, en el año 2022 se produjeron 4 nuevas incorporaciones netas y en el año 2023 se han producido 10 nuevas incorporaciones netas (25 altas y 15 bajas).

En cuanto al número de empresas que participan en el mercado mayorista de MIBGAS, podemos ver su evolución en la siguiente tabla actualizada:

**Tabla 14. Evolución del número de agentes dados de alta en MIBGAS**

Mes	Nº Agentes Habilitados
Diciembre 2015	16
Junio 2016	29
Diciembre 2016	45
Junio 2017	51
Diciembre 2017	65
Junio 2018	71
Diciembre 2018	82
Junio 2019	95
Diciembre 2019	105
Junio 2020	119
Diciembre 2020	144
Junio 2021	165
Diciembre 2021	169
Junio 2022	167
Diciembre 2022	175
Junio 2023	190
Diciembre 2023	195

*Fuente: Elaboración propia y MIBGAS*

En relación con la participación en MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2023 un total de 75 agentes habían completado el proceso de alta para participar en MIBGAS Derivatives y estaban habilitados. En el mes de abril de 2018, cuando inició su negociación, este mercado contaba con 11 agentes.

## 7.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas

En este apartado se analiza el volumen total de compra – ventas realizadas por cada uno de los agentes que operaron en el mercado mayorista de gas en 2023, distinguiendo entre la participación en el mercado organizado (MIBGAS) y la participación en el mercado OTC (MS-ATR), analizando las cuotas de mercado de cada agente, así como su posición neta compradora o vendedora.

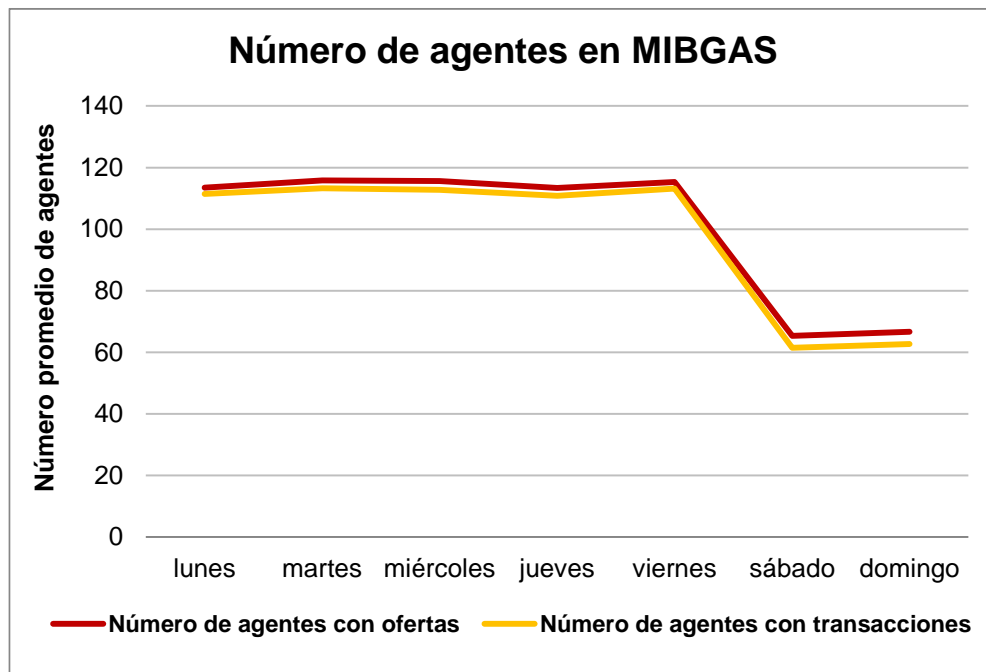
### 7.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas

En el año 2023, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 154. Entre estos agentes, hay 43 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2023, y 111 comercializadores

con saldo neto comprador. Además, también figura como agente con saldo neto comprador ENAGAS GTS, debido principalmente a los importes de los gases regulados (gas de operación y acciones de balance).

Acerca del número de agentes operando en el mercado y casando ofertas, las cifras varían en promedio entre los 110 y 114 agentes realizando transacciones entre semana y alrededor de 62 los fines de semana. Algo similar ocurre con el número de agentes que presentan ofertas: el número en este caso varía en promedio entre los 113 y 116 agentes entre semana y se reduce a 65 los fines de semana.

**Figura 53. Número de agentes transaccionando y ofertando productos en MIBGAS en 2023, en promedio por día de la semana**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

En la siguiente tabla se pueden observar las 10 primeras empresas comercializadoras con mayor volumen de transacciones agregadas en MIBGAS, tanto de venta como de compra. Dentro de la categoría “Resto” también se incluyen las transacciones realizadas por Enagás GTS, tanto para las compras reguladas de gases de operación como las relativas a acciones de balance. Además, se compara con las cuotas de ventas de las principales empresas en el

mercado minorista, donde las cuatro primeras son los grupos Naturgy (27,3%), Endesa (16,4%), Repsol (12,2%) e Iberdrola (7,6%).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

### **7.2.2. Análisis de la participación en el MIBGAS Derivatives por empresas**

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2023 un total de 75 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el MIBGAS Derivatives.

Entre estos agentes, 58 agentes durante 2023 han realizado alguna transacción, de los cuales hay 20 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2023, y 38 comercializadores con saldo neto comprador.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2023 es AXPO que tiene un 18,3% de las compras en MIBGAS Derivatives, seguido de LIQUID con un 9,1%.

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 724, ligeramente inferior al del año pasado (798).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Respecto a las cuotas de venta, el agente con una mayor cuota anual es AXPO, que alcanza un 21,0% de las ventas en MIBGAS Derivatives, seguido de GALP, con un 20,0%.

Como se puede observar en la tabla a continuación, las cuotas de ventas en MIBGAS Derivatives por agente están más concentradas que las compras, siendo el valor del índice HHI de las ventas de 1076, considerablemente superior al del año pasado (757).

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

### 7.2.3. Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas

Durante el año 2023, hasta un total de 132 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 933.189,5 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC (tanto de ventas como de compras), según se muestra en la siguiente tabla.

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

***Las cuotas de mercado en MIBGAS spot y en el mercado OTC (MS-ATR) están muy repartidas, sin que el principal operador supere el 10% del volumen de transacciones. Cada vez es mayor la presencia de empresas de trading internacional, que venden o compran gas en el hub español, sin suministrar a consumidores finales.***

### 7.3. Supervisión del mercado. Procedimientos sancionadores

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 7 de la Ley 3/2013 y el artículo 7 de Reglamento UE 1227/2011, la CNMC es responsable de la supervisión del funcionamiento de los mercados mayoristas de gas y electricidad, incluyendo los niveles de precios y la competencia.

Como resultado de las labores de supervisión, en el ejercicio de 2023, la CNMC abrió un expediente sancionador a Energía VM Gestión de Energía, S.L.U., que concluyó en septiembre de 2024 con una sanción de un millón de euros, por manipular el mercado organizado del gas entre el 1 de septiembre y el 31 de diciembre de 2022, al fijar el precio último diario del producto diario D+1 en un nivel artificial en 32 sesiones de negociación<sup>8</sup>.

La operativa utilizada consistía en elevar el precio del mercado artificialmente insertando ofertas de compra que no tenían intención de casar. El agente presentó ofertas de compra a precios elevados en los últimos 7 segundos de negociación, que no agredían a la oferta de venta más competitiva de ese momento en el sistema de negociación, ya que se introducían a un precio ligeramente inferior para evitar que fueran casadas.

La introducción de señales falsas o engañosas sobre la oferta, la demanda o el precio de un producto energético al por mayor, así como la fijación del precio de un producto energético al por mayor en un nivel artificial, se corresponden con comportamientos de manipulación o tentativa de manipulación del mercado, que infringen el artículo 5 del Reglamento UE n.º 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

La infracción cometida por Energía VM Gestión de Energía, S. L. U. está tipificada como grave, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 110 u) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

---

<sup>8</sup> <https://www.cnmc.es/expedientes/sncde00223>

## 8. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL

El documento *European Gas Target Model review and update* (en adelante GTM) de ACER definió una lista de indicadores para evaluar el funcionamiento de los mercados mayoristas de gas en el contexto del mercado europeo de la energía, a efectos de establecer si cumplen con dos características principales:

1. Si la liquidez del mercado cubre las necesidades de los participantes: existen productos líquidos que cubren un amplio horizonte temporal, de manera que es posible la gestión del riesgo de mercado.
2. El mercado es saludable: el área de mercado es competitiva y tiene un alto grado de seguridad de suministro.

Los indicadores de liquidez propuestos son los siguientes:

- Volumen del libro de ofertas
- Diferencial oferta-demanda (spread)
- Sensibilidad de precios en el libro de ofertas
- Número de transacciones

Los indicadores de la salud del mercado son:

- Diversificación de los aprovisionamientos (HHI)
- Número de fuentes de suministro
- Índice de suministro residual (Residual Supply Index)
- Concentración de mercado: cuotas de ofertas de compra y venta
- Concentración de mercado: cuota de transacciones de compra y venta

El documento del GTM enfatiza que un buen mercado mayorista requiere un mercado spot líquido, pero también un mercado de futuros en cada zona de balance, que proporcionen tanto a los suministradores como a los consumidores maneras efectivas de gestionar su balance y el riesgo de mercado. El acceso a un mercado a corto plazo y a un mercado de futuros reduce las barreras de entrada de nuevos competidores a los mercados minoristas.

Para evaluar el grado de cumplimiento de estos objetivos, se ha procedido al cálculo de algunos de los indicadores contenidos en el anexo del GTM, basándose en la metodología establecida en el mismo y utilizando a tal efecto los datos publicados por el operador de mercado mayorista.

### 8.1. Indicadores de liquidez del mercado español

En el documento del Gas Target Model se proponen unos umbrales mínimos de cuatro indicadores relacionados con la liquidez del mercado. Los mercados que

alcanzan dichos umbrales en sus productos a corto, medio y largo plazo, permitirían a los agentes participantes realizar transacciones de compra y venta de gas, desde el horizonte temporal más cercano como el diario, hasta transacciones de volúmenes de gas en los años futuros.

El Gas Target Model propone 4 indicadores de liquidez:

1. **Volumen del libro de ofertas.** Mide la cantidad ofrecida (a la venta o a la compra) de forma simultánea en un momento de una sesión de negociación. Un volumen alto de ofertas permite a los participantes en el mercado comprar o vender gas según sus necesidades.
2. **Diferencial entre oferta y demanda (spread).** Mide la diferencia de precio (en porcentaje) entre la mejor oferta de venta y de compra, en un momento de una sesión de negociación. Un menor diferencial indica mejor funcionamiento del mercado.
3. **Sensibilidad del libro de ofertas.** Mide la diferencia de precio (en porcentaje) entre la mejor oferta de compra (o de venta) y el precio promedio de los 120 MW más competitivos presentes en el libro de ofertas. Cuando esta diferencia es pequeña, esto implica que los participantes en el mercado pueden comprar o vender volúmenes significativos sin que el mercado experimente grandes variaciones de precios.
4. **Número de transacciones.** El número de transacciones proporciona confianza en la fiabilidad de la señal de precio del mercado a los participantes en el mismo.

Los umbrales mínimos propuestos por el Gas Target Model varían en función del mercado (*spot, prompt, forward*), según se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 15. Umbrales mínimos propuestos por el GTM como indicadores de liquidez**

	SPOT	PROMPT	FORWARD
Volumen del libro de ofertas (MW)	≥2000	≥470	≥120
Spread (%)	≤0,4%	≤0,2%	≤0,7%
Sensibilidad del libro de ofertas (%)	≤0,02%	≤0,1%	≤0,2%
Número de transacciones	≥420	≥160	≥8

*Fuente: GTM (ACER)*

Se describen a continuación los resultados del mercado español (MIBGAS) en el año 2023 para cada uno de los indicadores propuestos en el GTM, junto con la metodología empleada en su cálculo, que servirán de referencia para evaluar el estado de evolución del mercado en España.



### 8.1.1. Volumen del libro de ofertas

El volumen en el libro de ofertas sirve para analizar si –en un momento determinado de una sesión de negociación- existe un número suficiente de ofertas de compra y venta en el mercado para que los agentes participantes puedan realizar las transacciones que necesiten.

El valor del indicador ha sido calculado por el Operador del Mercado MIBGAS según la metodología de cálculo por el Gas Target Model<sup>9</sup>.

Para el cálculo anual del indicador, se ha calculado la media anual aritmética de los indicadores diarios.

**Tabla 16. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2022-2023)**

PRODUCTO	2022		2023		Objetivo GTM
	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	
Intradiario	361	471	783	871	≥2000
Diario D+1	427	604	908	1.002	≥2000
Mes siguiente	27	29	31	33	≥470

Fuente: MIBGAS

Se observa una notable mejoría en la profundidad de las ofertas de los productos Intradiario y Diario D+1, tanto de compra como de venta, respecto al año anterior, que han aumentado en torno al 100%. El producto Mes Siguiente también incrementa la profundidad del libro respecto a los años anteriores, pero todavía se encuentra por debajo de los valores obtenidos en 2020.

<sup>9</sup> Para cada día de negociación, MIBGAS ha realizado capturas de pantalla de las ofertas existentes en el Libro de Ofertas cada 15 minutos durante toda la sesión. Para cada día de negociación, este indicador muestra la máxima cantidad disponible de forma simultánea en el Libro de Ofertas, calculada de la siguiente manera para cada producto:

- Para cada captura de pantalla se calcula la cantidad total disponible en el Libro de Ofertas para el producto.
- Para cada día de negociación, el valor del indicador será el máximo de los calculados.
- Para los días de negociación del producto en los que no haya habido ofertas, este valor será cero.

No obstante, como ya ocurría en los años anteriores, los parámetros se siguen encontrando lejos del objetivo marcado en el GTM, en particular en el producto M+1.

### 8.1.2. Diferencial de precio entre oferta y demanda (spread)

Este indicador analiza la diferencia entre el precio más bajo al que un vendedor está dispuesto a vender gas, o mejor oferta de venta, del precio más alto al que un comprador está dispuesto a comprarlo, o mejor oferta de compra. Cuanto menor sea dicho diferencial, más eficiente es el funcionamiento del mercado.

El cálculo presentado en la siguiente tabla es la media anual aritmética de los indicadores diarios.

**Tabla 17. Diferencial de precio entre oferta y demanda para los principales productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2022-2023)**

PRODUCTO	SPREAD		Objetivo GTM (%)
	2022	2023	
Intradiario	2,4%	1,3%	≤0,4%
Diario D+1	2,6%	1,4%	≤0,4%
Mes siguiente	8,8%	3,2%	≤0,2%

Fuente: MIBGAS

En 2023, el mercado se ha reequilibrado por lo que disminuye el diferencial de precios entre oferta y demanda en los principales productos de MIBGAS: intradiario, diario y mes siguiente. No obstante, se mantienen en unos niveles muy alejados del objetivo del GTM.

### 8.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas

La sensibilidad de precios mide la diferencia de precio (en porcentaje) entre la mejor oferta de compra (o de venta) y el precio promedio de los 120 MWh más competitivos presentes en el libro de ofertas y se calcula solo para aquellos instantes en los que haya, al menos, 90 MWh disponibles.

En el caso del mercado español, este indicador se sitúa en niveles muy alejados del objetivo del GTM. Además, no se puede calcular de manera regular, ya que el libro de ofertas no alcanza el volumen requerido en muchos momentos, en particular en el producto mes siguiente.

#### 8.1.4. Número diario de transacciones

Este indicador analiza la cantidad de transacciones ejecutadas en un mercado, revelando un mejor funcionamiento aquellos mercados con un mayor número de transacciones. El número de transacciones proporciona confianza en la fiabilidad de la señal de precio del mercado a los participantes en el mismo.

Los niveles objetivo del GTM son más de 420 transacciones al día en los productos spot (intradía y diario) y más de 160 transacciones al día en los productos prompt (resto de mes y mes siguiente).

**Tabla 18. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2022-2023 y comparativa con los objetivos del GTM**

PRODUCTO	Nº transacciones/día		Objetivo GTM (Número de transacciones)
	2022	2023	
Intradía	330	371	≥420
Diario D+1	415	440	≥420
Resto de mes	1	0	≥160
Mes siguiente	14	12	≥160

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

Cabe observar una mejora en el número de transacciones en 2023 en los productos diario e intradía (con una media de 371 transacciones al día en el producto intradía y 440 en el producto diario), que continúan aumentando su liquidez. De hecho, **el producto diario cumplió por primera vez con este objetivo del GTM**. Por el contrario, el producto mensual sufre una ligera disminución en el número de transacciones y, junto con el producto resto de mes, permanece muy alejado de los objetivos del GTM.

**Tabla 19. Evolución del número de transacciones en promedio por día de los productos WD, D+1 y M+1 en 2023**

MES	INTRADIARIO	DIARIO (D+1)	MENSUAL
Enero	369	470	15
Febrero	442	571	13
Marzo	383	465	18
Abril	301	355	16
Mayo	319	394	13
Junio	342	509	16
Julio	403	455	18
Agosto	337	416	11
Septiembre	369	406	7
Octubre	348	435	9
Noviembre	433	443	7
Diciembre	409	376	3

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

### 8.1.5. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez

A continuación, se presenta un cuadro resumen de los indicadores de liquidez del mercado español para el conjunto de 2023, que muestran que **el mercado español está todavía lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el GTM, especialmente en el producto mes siguiente.**

**Tabla 20. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el conjunto de 2023**

2023	Volumen medio (MWh) en el libro de ofertas			Diferencial medio entre ofertas de compra y venta (%)		Número medio de transacciones al día	
	Compra	Venta	Objetivo GTM	Diferencial medio	Objetivo GTM	Transacciones/día	Objetivo GTM
Intradiario	783	871	≥2000	1,3%	≤0,4%	371	≥420
D+1	908	1.002	≥2000	1,4%	≤0,4%	440	≥420
Resto de mes	ND	ND	≥470	ND	≤0,2%	0	≥160
Mes siguiente	31	33	≥470	3,2%	≤0,2%	12	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

## 8.2. Indicadores de salud del mercado español

Los indicadores de salud de mercado reflejan si un mercado es competitivo, resiliente y posee un grado suficiente de seguridad de suministro. Estos

indicadores no se limitan al funcionamiento del mercado organizado, sino que reflejan la situación general del mercado mayorista español.

Los indicadores propuestos por el GTM hacen referencia a la concentración del mercado y al número de fuentes de suministro.

### **8.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos**

El GTM propone calcular la concentración de los aprovisionamientos analizando la cuota de mercado de las empresas productoras de gas (upstream), sin considerar el número de compañías que adquieren ese gas o los intermediarios que puedan existir en la cadena de aprovisionamiento.

El GTM propone como medida del grado de concentración el índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI<sup>10</sup>), que es una medida del nivel de concentración de un mercado habitualmente utilizada por las autoridades de Competencia.

El valor objetivo definido en el primer Gas Target Model para el grado de concentración de los aprovisionamientos (por orígenes del gas) a alcanzar por los Estados Miembros era 2.000.

En el mercado español en 2023 **el índice HHI alcanza un valor de 1.860**, por lo que cumple con el objetivo del GTM, aunque ha aumentado ligeramente su grado de concentración respecto a 2022 (con un HHI de 1.800). Esto es debido al ligero aumento de la cuota del primer suministrador (Argelia, 29,3%) y a que la cuota de los tres primeros proveedores (Argelia, EE.UU. y Rusia) suponen un 68,7% frente al 66,5% del año anterior (EE.UU., Argelia y Nigeria).

La diversidad de fuentes de suministro repercute en la seguridad de suministro del sistema en el caso de producirse alguna incidencia con los países productores de gas.

En el año 2023, España recibió gas procedente de 17 países productores<sup>11</sup>, superando ampliamente el número mínimo de orígenes que propone el GTM, mayor o igual a 3.

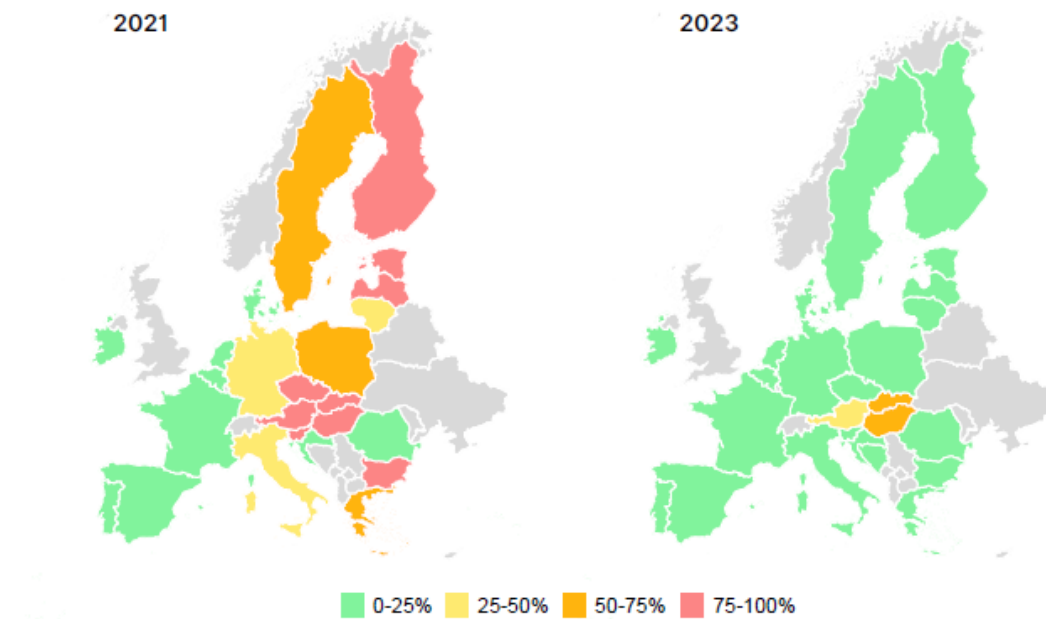
España se sitúa entre los países con mayor diversificación de aprovisionamientos en la Unión Europea.

---

<sup>10</sup> El índice HHI se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado que posee cada participante del mercado y sumando esas cantidades. Un índice HHI elevado implica una alta concentración: pocos suministradores o una alta cuota de mercado en manos de unos pocos suministradores.

<sup>11</sup> Además de los países productores, Argelia, EEUU, Rusia, Nigeria, Qatar, Noruega, Trinidad Tobago, Perú, Egipto, Camerún, Angola, Omán y Guinea E. hay importaciones desde Francia y Portugal añadido a la producción española.

**Figura 54. Porcentaje estimado de los aprovisionamientos de gas de Rusia (en porcentaje de volumen de gas comprado), 2021 vs. primer semestre 2023**



Fuente: ACER, MMR 2023

Nota: Estimaciones basadas en ENTSOG TP, Eurostat y Platts

### 8.2.2. Residual Supply Index (RSI)

El Residual Supply Index (RSI) mide la dependencia de un mercado respecto de su principal suministrador. Este indicador pretende determinar la capacidad de un mercado para ser suministrado en el caso de pérdida de una fuente de suministro. Para esto la capacidad de suministro de todas las fuentes de suministro, exceptuando la principal fuente, debería alcanzar el 110% de la demanda del mercado, en caso contrario, los aprovisionamientos alternativos no podrían reemplazar completamente al incumbente.

El MMR de ACER ha realizado un cálculo del RSI para los distintos países de la Unión Europea, a partir de la cuota de mercado del principal país proveedor, y estimando la capacidad disponible del resto de fuentes de suministro. Para calcular estos valores, ACER realiza varias suposiciones generales; por ejemplo, se considera que la utilización de las terminales de GNL no puede superar una media anual del 75%.

En España, según la información de ACER, el valor de este índice se sitúa en el 160%, también por encima del nivel mínimo de 110% propuesto por el GTM, si bien este estudio no se ha actualizado en los últimos informes de ACER.

Por otra parte, el 1 de noviembre de 2021 cesó el suministro de gas por el gasoducto del Magreb, por la falta de acuerdo entre Argelia y Marruecos para renovar el contrato de tránsito de gas. El cierre del gasoducto del Magreb disminuye la dependencia de Argelia, pero incrementa la dependencia del

mercado español a los aprovisionamientos de GNL y, por lo tanto, la exposición a las tensiones en dicho mercado.

### **8.2.3. Concentración de Mercado: cuotas de ofertas de compra y venta**

Como indicadores de la concentración del mercado, se consideran el volumen de ofertas de compra o venta en el mercado, y el número de transacciones.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Las cuotas por agente se indican en las siguientes tablas.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

El cálculo del índice HHI sobre el volumen total de ofertas de compra por agente da un total de 1.916, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 1.741, cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM ( $\leq 2.000$ ).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

### **8.2.4. Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta en MIBGAS**

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 384, cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM ( $\text{HHI} \leq 2.000$ ).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2023, el agente con una mayor cuota anual supone un 9%, por lo que no se supera el 40% establecido por el GTM como máximo recomendable.

Como se puede observar a continuación en la tabla, las cuotas de ventas en MIBGAS por agente están diversificadas y el cálculo del índice HHI da un valor de 426, reflejando un mercado competitivo.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

### 8.2.5. Resumen de resultados de los indicadores de salud

*El mercado español obtiene mejores resultados en los indicadores de salud y competencia del mercado que en los indicadores de liquidez, lo que indica que **la estructura del mercado es bastante competitiva, atendiendo al número de participantes y a sus cuotas de mercado.***

El resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado español, junto con los umbrales propuestos por el GTM se presenta en la siguiente tabla.

**Tabla 21. Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado en 2023**

	Umbrales GTM	Mercado Español
Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)	$\leq 2.000$	<b>1.860</b>
Número de fuentes de suministro	$\geq 3$	<b>17</b>
Residual Supply Index de los aprovisionamientos (2021)	$\geq 110\%$	<b>160%</b>
Concentración de las ofertas de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa, para los mejores 120 MW	El agente con mayor cuota de ofertas de compra (en volumen) en MIBGAS alcanza el 41% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas (en volumen) alcanza el 38%, por ofertas de creadores de mercado que actualizan su posición muy frecuentemente.
Concentración de las transacciones de compra y venta	$\leq 40\%$ por empresa	El agente con mayor cuota de volumen de compras en MIBGAS supone un 9,2%, mientras que el comercializador con mayor cuota de volumen ventas alcanza el 9,0%.

Fuente: ACER y MIBGAS



## 9. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS

### 9.1. Evolución de la liquidez de los mercados de gas en Europa

Los mercados de gas en Europa han mantenido una alta actividad en los últimos dos años, a pesar de las turbulencias generadas en 2020 por la reducción de demanda generada por el Covid. La recuperación iniciada en 2021 se vio afectada en 2022 por los incrementos extraordinarios del precio del gas generados por la invasión rusa de Ucrania. Por ello, la mayoría de los mercados de gas tienen menor volumen de actividad en 2022 en comparación con 2020, con algunas excepciones, como Francia y España.

En 2023 la disminución del precio del gas hasta niveles más normales, junto con la disminución de la volatilidad, ha permitido la recuperación de la liquidez en los principales mercados de gas europeos, que en muchos casos alcanzan niveles record de negociación.

En la siguiente figura se presenta la distribución del volumen negociado en los principales mercados europeos, en los que destaca el mercado TTF, con 65.000 TWh negociados, lo que representa el 81,5% de toda la negociación en Europa: el TTF supone el 56% de la negociación OTC en Europa, y el 87% de toda la negociación en mercados organizados.

**Figura 55. Volumen negociado en los mercados de gas europeos**

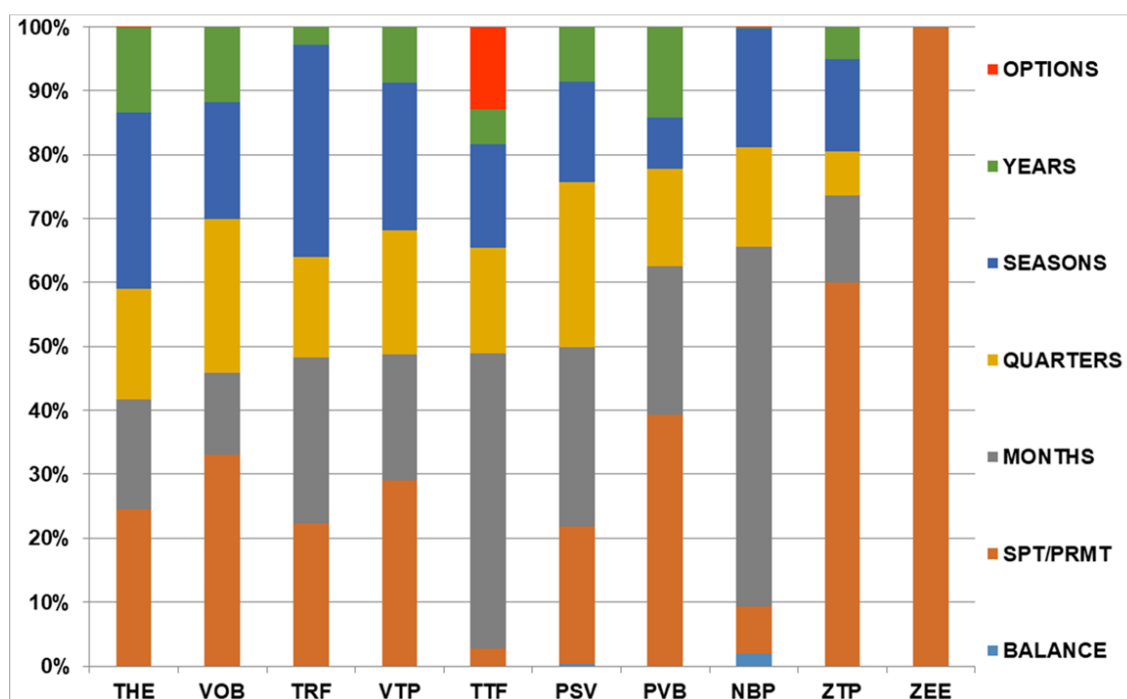
2023		TOTAL TRADED VOLUMES* (TWh)						
HUB		2008	2011	2021	Δ% =>	2022	Δ% =>	2023
TTF		560	6295	53430	-19	43135	+51	64980
NBP		10620	18000	6640	-5	6335	-2	6185
NCG	THE	EST.215	880	3155	+5	3305	+12	3710
GPL		EST.145	310					
TRF		PEG N 185	PEG N 430	855	+66	1415	+18	1675
PSV		160	185	1155	-19	940	+33	1275
VTP		CEGH 165	CEGH 170	920	-25	685	+0.5	690
ZTP		n/a	n/a	235	+138	560	-16	470
PVB		n/a	n/a	170	+61	260	+29	335
VOB		n/a	n/a	95	-5	90	+3	90
ZEE		500	870	80	-56	35	-86	5

Fuente: Patrick Heather, European Traded Gas Hubs, Oxford Institute for Energy Studies

En cuanto a los distintos tipos de intercambios, a nivel europeo, la negociación OTC se recuperó ligeramente en 2023, con un incremento del 9%, mientras que los productos spot cayeron un ligero 4%. Los mercados de futuros, por su parte, experimentaron un amplio crecimiento del 54%.

La siguiente figura muestra la distribución en volumen negociados de los productos disponibles en los diferentes mercados, lo que supone un buen indicador de la madurez del mercado.

**Figura 56. Distribución del volumen negociado entre los distintos productos en los hubs europeos durante 2023**



Fuente: Patrick Heather, *European Traded Gas Hubs*, Oxford Institute for Energy Studies

En los hubs más avanzados, los productos spot representan un porcentaje muy pequeño del total negociado, mientras que, en los mercados con menor liquidez representan porcentajes mucho más altos.

Además, el TTF es el mercado con mayor cantidad de productos futuros, puesto que puede negociarse hasta 13 años en adelante, y constituye con mucha diferencia la mejor referencia del precio del gas en Europa, y una de las principales referencias mundiales, junto con el precio del Henry Hub en Estados Unidos.

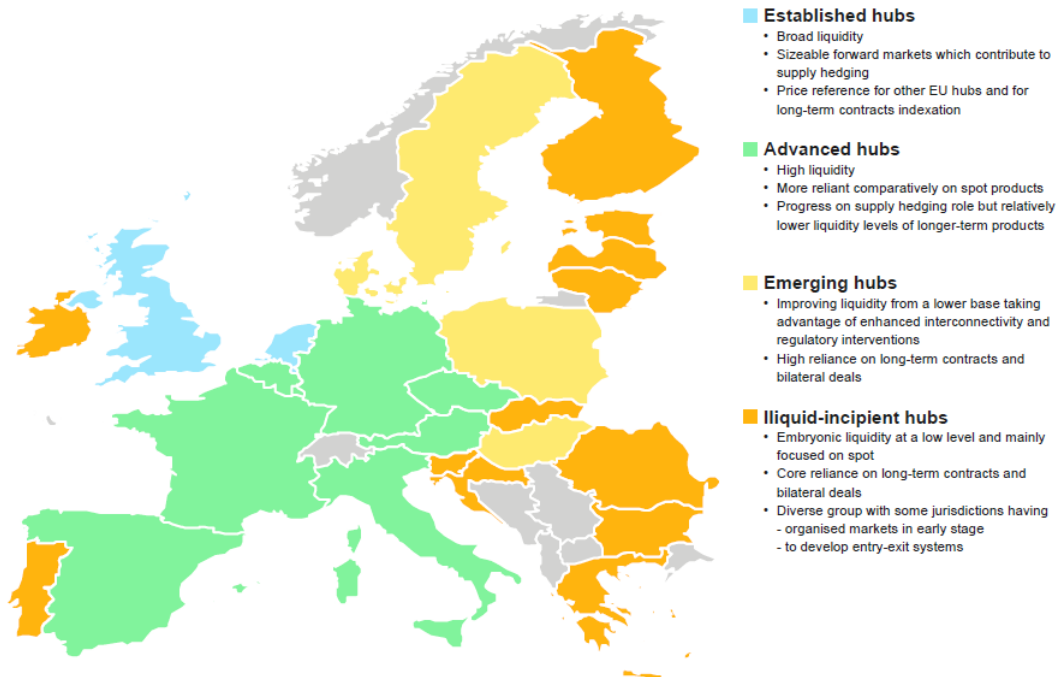
## 9.2. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos

### 9.2.1. Clasificación de los Hubs europeos según ACER

Existen diversos estudios y clasificaciones que valoran el grado de funcionamiento de los distintos mercados gasistas europeos, y que sirven para posicionar la situación actual del mercado español.

Atendiendo a la clasificación de ACER, los hubs europeos mejor establecidos son el holandés y el inglés, seguidos a continuación de un conjunto de mercados denominados como avanzados entre los que se encuentran Alemania, Bélgica, Francia, República Checa, Austria e Italia, a los que se ha incorporado España desde 2019. El resto de países, apenas tienen desarrollado el mercado de gas.

**Figura 57. Clasificación de los Hubs de gas europeos según ACER**



Fuente: ACER, MMR

## 9.2.2. Clasificación de los Hubs europeos (Oxford Energy Studies)

Una clasificación más detallada de los hubs europeos es la elaborada por Patrick Heather<sup>12</sup>, que se basa en la evaluación de los hubs gasistas en función de cinco indicadores principales: el número de participantes activos, el número de productos disponibles (y su liquidez), el volumen negociado, el índice de “negociabilidad” elaborado por ICIS y el churn rate.

De acuerdo con esta valoración, el TTF holandés sería el mercado más avanzado, seguido por un grupo de cuatro mercados (Inglaterra, Alemania, Francia e Italia). Por su parte, el mercado español estaría en el siguiente grupo, junto con Austria, Bélgica y la República Checa..

**Figura 58. Clasificación de los Hubs de gas europeos según 5 parámetros principales**

2023	5 KEY ELEMENTS					
HUB	Active Market Participants*	Traded Products**	Traded Volumes	Tradability Index (Q4)	Churn Rate***	Score /15****
TTF	200	49	64980	19	100.9	15
NBP	135	40	6185	12	7.1	11
THE	90	35	3710	11	3.6	8
TRF	75	26	1675	9	3.2	8
PSV	58	25	1275	10	1.9	8
VTP	68	21	690	6	4.2	7
ZTP	55	14	470	9	0.9	5
PVB	46	15	335	1	0.8	4
VOB	44	12	90	5	1.1	4

\* Hub Score in the OTC Active Traders table.

\*\* Score /56 derived from the OTC and Exchange product categories in the Traded Products Table.

\*\*\* Gross churn basis.

\*\*\*\* Score based on each of the Key Elements scoring zero for Brown; 1 point for Red; 2 points for Amber; 3 points for Green.

*Fuente: European Traded Gas Hubs. Oxford Energy Studies*

*\*Traded products” puntúa los mercados por el número de productos disponibles y su grado de liquidez; “Tradability Index” es un índice de ICIS que mide la profundidad de los libros de oferta de 20 productos. Se asignan 3 puntos al indicador en verde, 2 al amarillo y 1 al morado*

<sup>12</sup> Patrick Heather, European Traded Gas Hubs. Junio 2023. Oxford Energy Studies.

### 9.2.3. Clasificación de los Hubs europeos elaborada por EFET

En el desarrollo de un mercado gasista líquido y competitivo influyen tres tipos de factores: la voluntad política para crear el marco regulatorio adecuado, el desarrollo de la competencia y la aceptación comercial del propio mercado.

Un enfoque alternativo en la clasificación de los Hubs gasista es la elaborada por EFET, en base a indicadores que analizan las condiciones regulatorias (5 indicadores), las condiciones de gestión técnica (6 indicadores) y los indicadores de liquidez del mercado (7 indicadores).

De acuerdo con esta valoración, los dos mercados de gas líderes son el NBP y el TTF, seguidos de un conjunto de 10 países. El mercado español obtiene mejores resultados en esta valoración, al no estar basada únicamente en los criterios de liquidez.

**Figura 59. Clasificación de los Hubs elaborada por Oxford Energy Studies/EFET**

HUB	Score 2014	Score 2015	Score 2016	Score 2017	Score 2018	Score 2019	Score 2020*	Est. Score 2022**
NBP	20	20	20	20	20	20	20	20
TTF	19	19½	19½	19	19	19	19	19
NCG/THE	15½	19	19	17½	17½	17½	17½	17½
GPL	16	19	19	17	17	17½	17½	n/a
ZTP	16	17½	18	19	17	17½	17½	17½
PSV	10½	15	15	16	16½	17½	17½	17½
PEGs	16	16½	18½	17½	17	17	17	17
ZEE	17	17	17	16½	n/a	n/a	n/a	n/a
VTP	13	13	13½	16	16½	17	17	17
AOC/PVB	7	7	13½	16	15½	16	16	16
VOB	8	8½	9½	13	14	14½	16	16
GTF	9	11	14	15½	14½	15½	15½	15½
MGP	5	6½	9	12½	11½	12½	13½	13½
SVOB	3½	7	8	8½	9½	10	10½	10½
HTP	4½	5½	5½	6½	8½	10	10½	10½
IBP	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9½	9½
UDN	5½	5	4	5½	6	9½	10½	9
Finland	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	9	9
Estonia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8½	8½
VPGS	4½	5½	9½	10	9½	9½	10	8
Lithuania	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8½	8
Croatia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	7½	8	8
Latvia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	8	8
Slovenia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	6	6½	6½
Portugal	n/a	n/a	n/a	n/a	4½	5½	5½	5½
Ukraine	n/a	n/a	n/a	3½	3½	7	9	5
Bulgaria	1½	1	1½	1	4½	5	7½	5
Romania	2½	1½	2	3	3	4½	6½	5

\*: EFET only evaluated hubs <15 in 2019; these are shown in bold type;  
\*\*: 2022 scores copied over from 2020, except those in bold type, estimated from discussions

Fuente: European Traded Gas Hubs. Oxford Energy Studies/EFET

A partir de 2019, EFET ha decidido enfocarse en los mercados incipientes, añadiendo a Croacia y Eslovenia a los países estudiados hasta entonces, a Irlanda en 2020, y a Moldavia y Serbia en 2023.

Así mismo, en 2021, ha decidido modificar los criterios de puntuación para tener en cuenta las especiales dificultades de los nuevos mercados. En concreto, se eliminó la medida de los volúmenes negociados a largo plazo y se incluyó un criterio para medir las interferencias en el mercado.

## 10. CONCLUSIONES

**Primera.** El mercado spot de gas en España, MIBGAS, ha seguido progresando en 2023, en un año marcado por la disminución de la demanda de gas en España (-10,7%), motivada por la disminución de la demanda del sector eléctrico.

El **volumen total negociado en MIBGAS** en 2023 fue de **143.835 GWh**, lo que representa un 44% de la demanda de gas en España. El volumen de negociación **ha aumentado un 18%** respecto al volumen de negociación del año 2022 (121.419 GWh), impulsado, entre otros factores, por el alto volumen de reexportaciones de gas hacia Francia, que alcanza niveles récord, y la reducción de la volatilidad en los precios del gas.

El número de agentes habilitados en MIBGAS se ha incrementado hasta 195, siendo unos 115 los agentes que participan enviando ofertas en los días laborables.

Además, el producto diario cumplió por primera vez con el objetivo del GTM de superar las 420 transacciones diarias.

**Segunda.** Las **medidas de liquidez** que se han ido introduciendo desde 2016 han contribuido al aumento de la negociación en el mercado spot MIBGAS.

La medida de liquidez que mayor volumen aportó en 2023, sobre el total negociado, fueron las operaciones realizadas por los creadores de mercado, tanto voluntarios como obligatorios, seguidas de las acciones de balance.

En comparación con el año 2022, cabe destacar el crecimiento de la negociación del producto intradiario, así como la consolidación del producto fin de semana, con incrementos interanuales del volumen negociado superiores al 20% (más de 5 TWh/año).

**Tercera.** Durante el año 2023, los **precios mundiales del gas y el GNL se estabilizaron**, a pesar de la prolongación de la guerra entre Rusia y Ucrania y el incremento de la tensión en Oriente Medio por el conflicto entre Israel y Gaza, que provocó un repunte puntual de precios por encima de 50 €/MWh en septiembre. No obstante, los efectos de la crisis energética persisten: los precios continúan por encima de su promedio en cinco años y la principal garantía de estabilidad sigue siendo el suministro de GNL.

En promedio, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2023 fue de 39,12 €/MWh. Esto supone un descenso de casi 60 €/MWh en relación con el precio promedio de 2022 (99,16 €/MWh), reflejando una **disminución en el precio medio interanual del 61%**.



**Cuarta.** Los precios de gas en los mercados europeos vuelven a acoplarse en el año 2023, superando las fuertes divergencias de precios de 2022 entre los mercados del norte y sur de Europa.

El precio en el mercado español se mantiene por debajo de los mercados del norte de Europa durante el primer semestre de 2023, por su menor dependencia de los aprovisionamientos rusos y mayor disponibilidad de infraestructuras de regasificación, y tiende a la convergencia en el segundo semestre:

- En el caso del producto diario, el diferencial de precios del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de -1,76 €/MWh.
- El diferencial de precios del MIBGAS con el TTF para el producto M+1 se situó en una media anual de -1,99 €/MWh.

**Quinta.** Aunque se han producido avances importantes en la negociación en el mercado spot, la **negociación de los mercados de productos futuros de gas en España continúa muy alejada** de la del resto de mercados europeos, y con un número menor de agentes registrados que el mercado spot.

El producto mensual sufre una ligera disminución en el número de transacciones diarias y permanece muy alejado de los objetivos del GTM.

**Sexta.** En conjunto, el volumen registrado para su compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central de contratos de gas natural en PVB 2023 fue de 112.045 GWh, con un incremento del 14% respecto al año 2022.

**European Commodity Clearing** (ECC-EEX) registró un volumen total de 78.287 GWh en 2023, seguido de **OMIClear** (31.980 GWh, de los que 7.638 GWh fueron de negociación OTC) y de **BME Clearing** (1.778 GWh).

**Séptima.** Desde abril de 2020 se ha implementado el modelo de tanque de GNL virtual (TVB), con el que se negocian todas las transacciones de las plantas en un único punto. Los **volúmenes de GNL negociados en el tanque de GNL virtual son muy elevados** y superan a la negociación en el PVB (de los 933,19 TWh notificados al MS-ATR en 2023, el 63,3% fueron en TVB y el 36,3% en PVB); sin embargo, estas negociaciones se realizan en casi su totalidad mediante acuerdos bilaterales, por lo que existe un gran potencial de crecimiento de las transacciones de GNL a través de un mercado organizado. Esto podría convertir a España en uno de los mercados de referencia del precio de GNL europeo en el medio plazo.

**Octava. Avance 2024:** El volumen negociado en MIBGAS hasta septiembre de 2024 **disminuye un 10,7% respecto a 2023**, pasando de 109,8 a 98,1 TWh. Entre otros factores puede deberse a la disminución de la demanda de gas para ciclos combinados y la fuerte reducción de las reexportaciones de gas hacia Francia, por el acoplamiento de precios entre ambos mercados y la puesta en marcha de



plantas de regasificación en el norte de Europa, con lo que la interconexión vuelve a tener saldo neto importador.

Además, desde junio de 2024 la UE ha prohibido prestar servicios de recarga o transbordo de gas natural licuado originario de Rusia o exportado desde Rusia, lo que también contribuye a disminuir las reexportaciones de GNL desde las plantas de regasificación españolas, lo que también afecta al volumen de intercambios en el mercado español.

## 11. RECOMENDACIONES

En relación con las **recomendaciones que se realizaron en los últimos informes de la CNMC**, cabe destacar que ya **se han implementado cuatro recomendaciones** a lo largo de 2023 y 2024:

1. En primer lugar, **se ha aprobado la propuesta de modificación de las reglas de mercado**, mediante *Resolución de 9 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado organizado de gas y el contrato de adhesión*. Dichas reglas de mercado llevan a cabo una consolidación integral de las mismas, e incorporan diversas actualizaciones, como las necesarias para hacer compatibles las mismas con la Circular 2/2020 de la CNMC sobre las reglas de balance.
2. En segundo lugar, mediante la *Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado*, **se ha flexibilizado la compra del gas de operación por parte del GTS**, que actualmente se compra en la subasta de apertura del producto D+1, permitiendo al GTS realizar su compra mediante productos spot (intradiario, diario o fin de semana) en cualquier momento de la sesión de negociación.
3. Finalmente, la *Resolución de 6 de febrero de 2024 de la Secretaría de Estado de Energía por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del sector del gas natural* estableció un límite a la cantidad diaria a computar en la obligación de volumen anual a casar por parte de los operadores dominantes y se reduce la cantidad mínima ofertada, para **garantizar la presencia de los creadores de mercado durante todo el año**.
4. En la misma resolución, también **se han concentrado las obligaciones de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto mensual**, por lo que los creadores de mercado obligatorios dejan de tener obligaciones en relación con el producto diario.

Como principales **recomendaciones para el desarrollo del mercado y el incremento de la liquidez**, se señalan las siguientes:

- R.1. La **liquidez en los mercados a plazo** en Europa se ha visto muy afectada por la alta volatilidad y el nivel de los precios, que en particular en 2022 motivó un significativo incremento de los requerimientos de garantías que los agentes tienen que depositar en las cámaras de contrapartida central, para garantizar la cobertura de los riesgos de sus posiciones abiertas. Esta problemática también afecta al mercado español a plazo (MIBGAS

Derivatives), que ha visto reducida su liquidez, por lo que **es preciso analizar posibles medidas adicionales para incentivar la negociación a plazo.**

R.2. **MIBGAS Derivatives debe continuar con los esfuerzos para aumentar la liquidez del mercado de futuros**, que continúa por debajo de los niveles anteriores a la crisis. A pesar de que MIBGAS Derivatives ha puesto en práctica varias medidas, como el establecimiento de creadores de mercado voluntarios, y la creación de nuevos productos en el sistema español (como el producto M+1 en el tanque virtual español), y otros productos innovativos que cubran las necesidades de operación de los comercializadores en el mercado español (como productos futuros con entrega en el PVB indexados a TTF o indexados al índice diario de MIBGAS), estos productos todavía no aportan un volumen de negociación significativo.

Por ello, cabría continuar analizando potenciales nuevos productos que pudieran adaptarse a las necesidades de cobertura de riesgos de los agentes del mercado, así como cualquier otra medida encaminada a seguir impulsando la liquidez de los productos negociados a plazo.

R.3. El modelo de tanque de GNL virtual (TVB) implementado en 2020 ha generado un aumento de la negociación OTC de GNL. En el medio plazo, el desarrollo de este mercado podría convertir a España en uno de los mercados de referencia del GNL europeo. Para ello, **MIBGAS Derivatives debe continuar con los esfuerzos para consolidar la negociación de los productos de GNL en el mercado organizado.**

R.4. Se deben seguir supervisando las declaraciones de Situación de Operación Excepcional, SOE, en base a las cuales los creadores de mercado puedan solicitar la exoneración del cumplimiento de sus obligaciones, en concreto si impacta de manera significativa sobre su operativa o alteran la operación del mercado de gas MIBGAS. Podría examinarse si, a futuro, esta cuestión debería regularse en las condiciones de los creadores de mercado<sup>13</sup>

R.5. En el ámbito del cumplimiento del Reglamento REMIT, esta Comisión recomienda que se adopten las medidas necesarias para dar cumplimiento

---

<sup>13</sup> De acuerdo con el apartado noveno, punto 2 – e) de la Resolución de la SEE de 6 de febrero de 2024 por la que se establecen las condiciones de prestación del servicio de creador de mercado obligatorio, los Creadores de Mercado están exonerados de la presentación de ofertas “*Durante el tiempo que dure una declaración de una Situación de Operación Excepcional (SOE) definida en las Normas de Gestión Técnica del Sistema o de cualquiera de los niveles de crisis definidos en la normativa comunitaria.*”

al artículo 8.1bis y al artículo 15.1 del citado reglamento con relación a la **comunicación a ACER de los datos relativos al libro de órdenes** y a la supervisión de la **publicación de la información privilegiada** por parte de los agentes del mercado.