

# **INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2024 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO**

**REF INF/DE/220/25**

2 de diciembre de 2025

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

## Índice

1. INTRODUCCIÓN	9
2. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS	10
2.1. Producción y demanda mundial de gas	10
2.2. Niveles de precios	13
2.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa	17
3. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL	19
4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL	24
4.1. Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS	24
4.1.1. Comparativa del precio diario del MIBGAS con los mercados europeos...	25
4.2. Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos	28
4.3. Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos	30
4.3.1. Comparativa del precio de los productos futuros con el TTF .....	30
5. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA	35
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	50
5.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)	55
6. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ	59
6.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado	59
6.2. Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón	63
6.3. Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS	64

<b>6.4. Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado</b>	<b>66</b>
6.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2024.....	66
6.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2024 .....	67
6.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2024 .....	68
6.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los creadores de mercado en el año 2024	69
<b>6.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual</b>	<b>71</b>
6.5.1. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario .....	71
6.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual .....	72
<b>7. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS</b>	<b>75</b>
7.1. Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas	75
7.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas	76
7.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas.....	76
7.2.2. Análisis de la participación en el MIBGAS Derivatives por empresas.....	77
7.2.3. Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas .....	78
7.3. Supervisión del mercado. Procedimientos sancionadores	79
<b>8. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL</b>	<b>81</b>
8.1. Indicadores de liquidez del mercado español	81
8.1.1. Volumen del libro de ofertas .....	82
8.1.2. Diferencial de precio entre oferta y demanda (spread) .....	83
8.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas .....	83
8.1.4. Número diario de transacciones .....	83
8.1.5. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez.....	84
8.2. Indicadores de salud del mercado español	85
8.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos (HHI) .....	85
8.2.2. Número de fuentes de suministro .....	85
8.2.3. Residual Supply Index (RSI) .....	86

8.2.4.	Concentración de Mercado: cuotas de ofertas de compra y venta .....	87
8.2.5.	Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta en MIBGAS .....	87
8.2.6.	Resumen de resultados de los indicadores de salud .....	88
<b>9. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS</b>		<b>89</b>
<hr/>		
9.1.	Evolución de la liquidez de los mercados de gas en Europa	89
9.2.	Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	92
9.2.1.	Clasificación de los Hubs europeos según ACER .....	92
9.2.2.	Clasificación de los Hubs europeos (Oxford Energy Studies) .....	93
<b>10. CONCLUSIONES</b>		<b>94</b>
<b>11. RECOMENDACIONES</b>		<b>96</b>
<hr/>		

## **INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2024 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO**

**INF/DE/220/25**

### **PLENO**

#### **Presidenta**

D<sup>a</sup>. Cani Fernández Vicién

#### **Vicepresidente**

D. Ángel García Castillejo

#### **Consejeros**

D<sup>a</sup>. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

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

D. Rafael Iturriaga Nieva

D. Pere Soler Campins

D. Enrique Monasterio Beñaran

D<sup>a</sup> María Vidales Picazo

#### **Secretario del Consejo**

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 2 de diciembre de 2025

## RESUMEN EJECUTIVO

El mercado organizado de gas en España, operado por la sociedad MIBGAS, cumplió en 2024 su noveno año de funcionamiento. En 2024 **continuó creciendo en número de participantes**, alcanzando los 238 agentes registrados, 43 más que en 2023. El número de agentes activos que participaron diariamente en el mercado enviando ofertas se situó en promedio entre 126 y 130 agentes entre semana y unos 75 los fines de semana.

El **volumen total negociado en MIBGAS** en 2024 fue de **134.976 GWh**, lo que representa un **43,3% de la demanda de gas** en España. El **volumen de negociación se ha reducido un 6,2%** respecto al volumen de negociación del año 2023 (143.835 GWh). Entre otros factores la disminución de la negociación 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 la puesta en marcha de plantas de regasificación en el norte de Europa, con lo que la interconexión vuelve a tener saldo neto importador.

Por otro lado, el volumen negociado en **MIBGAS Derivatives** en 2024 fue de 5.620 GWh en productos a plazo en PVB, 4.115 GWh en productos en las plantas de GNL y 280 GWh de productos en los almacenamientos. En total fueron **10.015 GWh** negociados, lo que supone un **aumento del 55%** respecto al año anterior. En 2024 MIBGAS Derivatives ha introducido la negociación de contratos de futuros de gas natural indexados al precio diario de MIBGAS (LPI o Last Price Index day ahead), que son contratos con entrega física en el PVB y no financieros, que cotizan con un diferencial respecto al índice LPI lanzado por MIBGAS en 2023.

El volumen total de **transacciones bilaterales OTC** notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2024 ascendió a un total de 855,08 TWh, que equivale a 2,7 veces la demanda anual, **disminuyendo un 8,4%** respecto al año anterior. La negociación se reparte entre el tanque virtual de GNL (57,7%), el punto de balance PVB (42,1%) y en los almacenamientos (0,2%).

Los elevados precios y el mayor riesgo de contraparte fomentaron el **registro de transacciones bilaterales en cámaras de contrapartida central**. No obstante, 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 2024 fue de 91.389 GWh, lo que supone un **descenso del 18%** respecto al año 2023.

En el año 2024 los **precios del gas en Europa** continuaron reflejando la reducción de su exposición al gas ruso, con un acoplamiento entre ellos más acusado. Los

precios alcanzaron sus precios históricos máximos en agosto de 2022 y desde entonces comenzaron a moderarse, aunque continúan en niveles superiores a los precios anteriores a la crisis de 2021.

En el mercado europeo de referencia (**TTF**) el promedio anual del **precio del gas fue de 34 €/MWh**, con un descenso del 15% en comparación con 2023. **El diferencial de precios de MIBGAS con el TTF se reduce** por debajo de 1€/MWh. La puesta en marcha de nuevas plantas de regasificación en Holanda y Alemania ha contribuido a reducir dicho diferencial respecto al año anterior.

El promedio del precio del producto D+1 en **MIBGAS** en el año 2024 fue de **34,76 €/MWh**, un 11% inferior respecto al promedio de 2023, que fue de 39,12 €/MWh.

Las **medidas de fomento de la liquidez** desarrolladas a lo largo de 2024 (acciones de balance y compra de gas de operación, y creadores de mercado obligatorios y voluntarios) proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 14.025 GWh, y suponen el 6,6% de las compras totales y el 3,8% 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 señala que la estructura del mercado es bastante competitiva, atendiendo al número de participantes y a sus cuotas de mercado.

Entre las recomendaciones, se insisten en las recomendaciones ya señaladas en otros informes sobre acciones para profundizar los productos de MIBGAS Derivatives destinados a dar una mejor cobertura de riesgos a los agentes de mercado, consolidar la negociación de los productos de GNL en el mercado organizado y finalmente garantizar que las exoneraciones de los creadores de mercado obligatorio sean proporcionales.

## Avance de 2025

Hasta octubre de 2025, se habían negociado en la plataforma de MIBGAS 149,5 TWh, lo que supone un **incremento del volumen negociado del 17,9%** respecto a 2024, recuperando así la tendencia positiva. Este crecimiento podría estar relacionado con el incremento de la demanda de gas para ciclos combinados, que ha registrado una subida del 42,3% respecto al mismo periodo del año anterior.

El volumen negociado en MIBGAS Derivatives también muestra un **aumento (+26,9%)** según los datos acumulados del año, destacando el incremento del 60% de la negociación de productos de GNL.

Los precios de gas en Europa se mantienen acoplados entre los principales mercados, con precios entre 30 y 35 €/MWh. En cuanto los precios a futuro continúan en una situación de *backwardation* (con precios a corto plazo más caros que los de largo plazo), lo que refleja las expectativas de un aumento de la producción de GNL a partir de final de año y, especialmente, a lo largo de 2026.

Hasta agosto, se habían importado a España 30,5 TWh de gas ruso, lo que supone una disminución del 42,4% del volumen importado respecto al mismo periodo del año anterior.

En este sentido, el Reglamento (UE) 2025/2033 y la Decisión (PESC) 2025/2032 refuerzan las sanciones contra Rusia prohibiendo la compra, importación o transferencia, directa o indirecta, de gas natural licuado (GNL) originario o exportado desde Rusia. Las medidas entrarán en vigor el 25 de abril de 2026, excepto para los contratos celebrados antes del 17 de junio de 2025, a los que será de aplicación a partir del 1 de enero de 2027. Se mantiene, así mismo, la prohibición de recargas de GNL ruso introducida en paquetes de medidas previos.

La *Orden TED/1210/2025, de 28 de octubre, por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas*, autoriza a MIBGAS S.A. a cobrar comisiones a los agentes del mercado de gas natural, tanto por ejecución de transacciones como por pertenencia al mercado. Dichas comisiones serán fijadas libremente por MIBGAS bajo los principios de publicidad, transparencia y no discriminación, y se espera que entren en funcionamiento, de forma escalonada, durante 2026 y 2027.



## 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 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 noveno informe se analiza el funcionamiento del mercado en el año 2024, en el que los precios en los diferentes hubs europeos continuaron reflejando la reducción de su exposición al gas ruso, con un acoplamiento entre ellos más acusado, pese al mantenimiento de los riesgos geopolíticos en el aprovisionamiento de gas.

Por su parte, la plataforma de mercado continúa desarrollándose y consolidándose como la referencia de precios en el mercado español.

## 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 2024 la **producción mundial de gas natural** aumentó un 1,2% en relación con 2023. En total, se alcanzó una producción de 4.124,5 bcm.

Los principales aumentos de la producción tuvieron lugar en Rusia (+44 bcm) y China (+14 bcm). También tienen un aumento significativo la producción de Emiratos Árabes (+6 bcm), así como Canadá y Arabia Saudí (+4 bcm).

Por otra parte, en 2024 se producen descensos significativos de producción en Egipto (-10 bcm), Argelia (-7 bcm). También se redujo la producción en Reino Unido (-4 bcm) y Noruega (-3 bcm).

En Europa (sin incluir Rusia), la producción total desciende 6 bcm respecto al año anterior, hasta 198 bcm. El principal país productor europeo es Noruega (113 bcm).

La **demanda de gas a nivel mundial aumentó un 2,5%**, situándose en 4.127 bcm. Entre los principales consumidores, el mayor aumento de la demanda se produce en Alemania y en China, con un incremento del 7,6% y el 7% respectivamente. En el conjunto de Europa el incremento es del 1,4%. En el extremo contrario se encuentra Japón, donde la demanda de gas se reduce un 1%. Para el resto de grandes consumidores, las variaciones de demanda son menos significativas (EE.UU. +1,3%, Canadá -3,3%, Rusia +4,9%).

El **comercio de gas natural en 2024 se expandió un 3,3%**, en particular por el aumento de las exportaciones por gasoducto, que incrementan un 7,9% tras dos años de disminución, mientras que el comercio de GNL se reduce ligeramente (-0,5%), y supone el 53% del comercio mundial de gas.

#### Producción y demanda mundial de GNL

De acuerdo con la asociación GIIGNL<sup>2</sup>, en 2024 la **capacidad mundial de licuación** se incrementó en 11 millones de toneladas (Mt), alcanzando 492 Mt, principalmente con la puesta en marcha un tren de licuefacción en la planta Arctic LNG 2 (Rusia) de 6,6 Mt, aunque las entregas de GNL desde la planta se ven obstaculizadas por las sanciones impuestas por la UE. Además, en 2024 se pusieron en marcha las terminales flotantes Congo FLNG, con 0,6 Mt, en la República del Congo, y Altamira Fast FLNG en México, con 1,4 Mt, con las que ambos países se incorporan al conjunto de países exportadores. Además, en

<sup>1</sup> El Statistical Review of World Energy, 2025 (72<sup>nd</sup> Edition) (anteriormente elaborado por BP)

<sup>2</sup> GIIGNL Anual Report, 2025

2024 se completaron dos proyectos de mejoras y modificaciones para eliminar cuellos de botella, incrementando la capacidad de producción de GNL por un total de 1,9 Mt: 1,5 Mt en Freeport LNG (EE.UU.) y 0,4 Mt en Ichthys (Australia).

La capacidad de regasificación alcanzó 1.188 Mt (+45 Mt) en 48 países, con la puesta en operación de 12 terminales, con los principales incrementos situados en Asia-Pacífico. En Europa y Sudamérica se instalaron plantas flotantes de regasificación (2 en Alemania, 1 en Grecia y 3 en Brasil).

La flota de buques metaneros crece en 67 buques, alcanzando un total de 831 buques operativos, incluyendo 52 unidades de regasificación flotantes (FSRU) y 79 buques de tamaño igual o inferior a 30.000 m<sup>3</sup>, destinados a operaciones de pequeña escala o bunkering.

### El comercio mundial de GNL

Según el informe anual de GIIGNL, durante 2024 el **comercio mundial de GNL** creció a un ritmo modesto del 1% y alcanzó 406 millones de toneladas (Mt) en 2024, con un incremento de 2 Mt en comparación con 2023.

El principal crecimiento del consumo proviene de Asia (+21 Mt), con China en primer lugar, con 78 Mt por la expansión constante de la producción industrial, el aumento de la demanda de gas para la generación de energía y el creciente consumo de GNL en el sector del transporte por carretera, mientras el consumo en Japón permanece estable en 66 Mt.

India registró el segundo mayor repunte en importaciones de GNL, alcanzando 27 Mt (+23% frente a 2023), impulsado por la alta demanda de refrigeración y precios spot bajos que favorecieron el consumo industrial y la generación eléctrica.

Los tres nuevos importadores asiáticos de 2023, Filipinas, Hong Kong y Vietnam, continuaron sus actividades de importación de GNL y registraron las tasas de crecimiento más altas de la región en 2024. Por el contrario, las importaciones de GNL en Japón y Tailandia se mantuvieron estables.

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

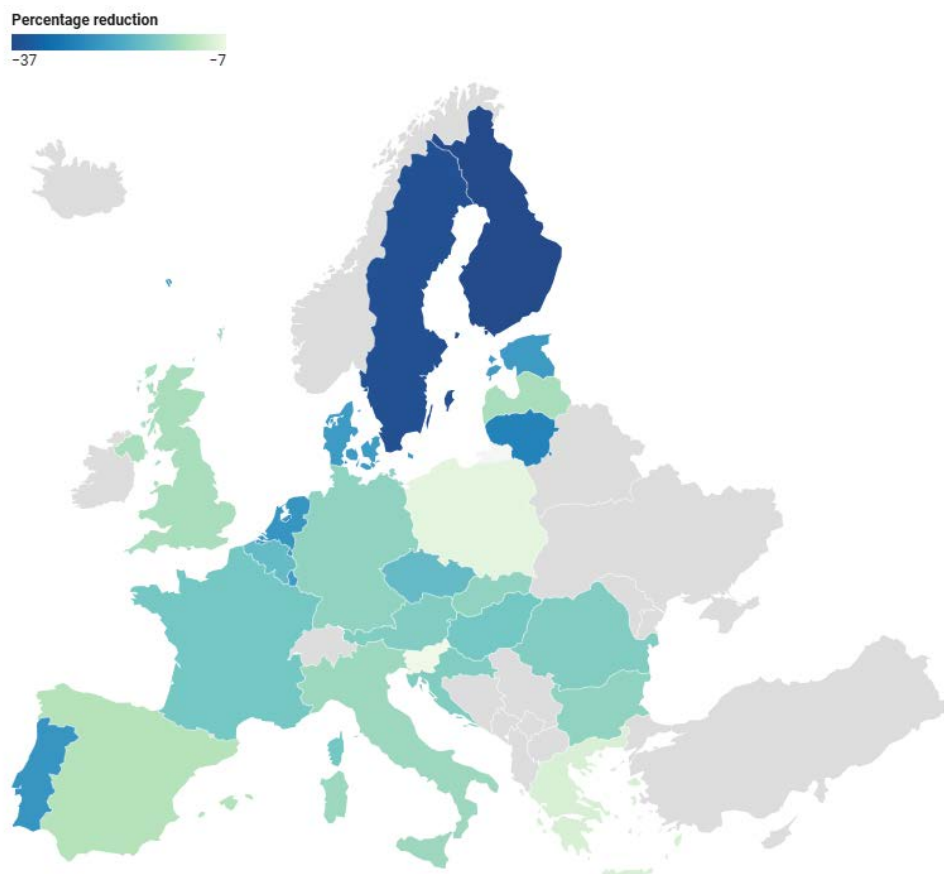
La **demanda de gas en la Unión Europea<sup>3</sup> fue de 332 bcm en 2024**, lo que supone prácticamente el mismo consumo que en 2023 (330 bcm) y una reducción del 20% (412 bcm) respecto a 2021, antes de la crisis.

---

<sup>3</sup> Quarterly report on European gas Markets with focus on annual overview for 2024. DG Energy. European Commission. Los datos de este capítulo no incluyen al Reino Unido.

Los datos por país muestran que la demanda de gas disminuyó en 10 países y aumentó en 16. Respecto a la media de 2019 a 2021, la demanda de gas en Europa en el periodo 2022-2024 bajó en todos los países de la Unión Europea.

**Figura 1. Variación de la demanda de gas en Europa: 2022-2024 vs 2019-2021**



*Fuente: Bruegel*

En el caso de España, la demanda de gas disminuyó un 4,2% con respecto al año anterior, situándose en 311,9 TWh, debido a una menor demanda de gas para generación eléctrica (-21,9%). Además, el nivel de cargas de buques también ha sido menor en 2024, con una cifra de 13,6 TWh. La demanda convencional se incrementó un 3,2% respecto al año anterior, alcanzando 237,1 TWh, impulsada por un mayor consumo industrial (176,8 TWh), que se incrementó un 4,2% respecto al año anterior.

**En el conjunto de la Unión Europea, las importaciones de gas ascienden a 273 bcm en 2024, un 6% menores que el año anterior. Rusia ocupó el segundo puesto entre los países proveedores de gas a la UE, con una cuota del 19%. Las importaciones procedentes de este país por gasoducto han aumentado de 25 bcm en 2023 a 32 bcm en 2024. También han aumentado las importaciones de GNL ruso (20 bcm en 2024 frente a 18 bcm en 2023).**

En el caso de España, también Rusia se situó como el segundo proveedor de gas en 2024, adelantando a Estados Unidos, mientras que Argelia continuó como principal suministrador.

La cuota del GNL sobre el total de importaciones en la Unión Europea en 2024 fue del 37%, mientras que la cuota del gas por gasoducto fue del 63%.

Las importaciones por gasoducto fueron de 172 bcm, con un aumento del 2%. Noruega fue el principal proveedor a la Unión Europea por gasoducto (86 bcm), superando ampliamente a Argelia (31 bcm), Rusia (32 bcm) y Azerbaiyán (12 bcm). Además, se recibieron 12 bcm desde el Reino Unido.

En relación con el GNL, las importaciones bajaron un 16%, hasta 101 bcm. El principal suministrador a la Unión Europea fue EE.UU. (46 bcm), seguido de Rusia (20 bcm) y Catar (12 bcm). Los principales países importadores de GNL son Francia (26 bcm), España (19 bcm) y Países Bajos (19 bcm).

La producción interna de la Unión Europea vuelve a disminuir hasta 32 bcm (-15%). El mayor productor sigue siendo Países Bajos, que reduce la producción a 9,7 bcm (-19% respecto a 2023). Le siguen como principales países productores Rumanía (9,4 bcm) y Alemania (3,9 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 finales de 2024 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 2024, los precios mundiales del gas y del GNL se mantuvieron relativamente estables, aunque en niveles superiores al promedio de los últimos cinco años, en un contexto marcado por la persistencia de la guerra entre Rusia y

Ucrania y nuevas tensiones geopolíticas en Oriente Medio. A diferencia de 2022, no se registraron sobresaltos significativos que alterasen el equilibrio entre oferta y demanda. Sin embargo, los efectos de la crisis energética continúan presentes, y la principal garantía de estabilidad sigue siendo la entrada en operación de nuevos proyectos de GNL, que han contribuido a reforzar la seguridad de suministro global.

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 el inicio del conflicto de Israel con Gaza, con los precios repuntando por encima de los 50 €/MWh. En 2024 experimentan un descenso hasta precios mínimos en el entorno de los 25 €/MWh a finales del primer trimestre, y a partir de entonces retoman la tendencia ascendente hasta superar los que 50 €/MWh a final de año.

*Los precios del gas en los **principales mercados europeos mantuvieron la convergencia en 2024**, apoyados por la plena operatividad de nuevas plantas de regasificación flotantes en Alemania, Países Bajos y otros países, así como por la estabilidad relativa en la oferta global de GNL.*

*En el mercado europeo de referencia (TTF) el promedio anual del **precio del gas fue de 34,38 €/MWh, con un descenso del 15% en comparación con 2023** (40,56 €/MWh).*

*El promedio del precio del producto D+1 en **MIBGAS** en el año 2024 fue de 34,76 €/MWh (11% inferior respecto al promedio de 2023, 39,12 €/MWh), muy próximo al TTF durante 2024, con diferenciales generalmente inferiores a 0,5 €/MWh la mayor parte del año y cerrando diciembre en torno a 1 €/MWh por encima del TTF.*

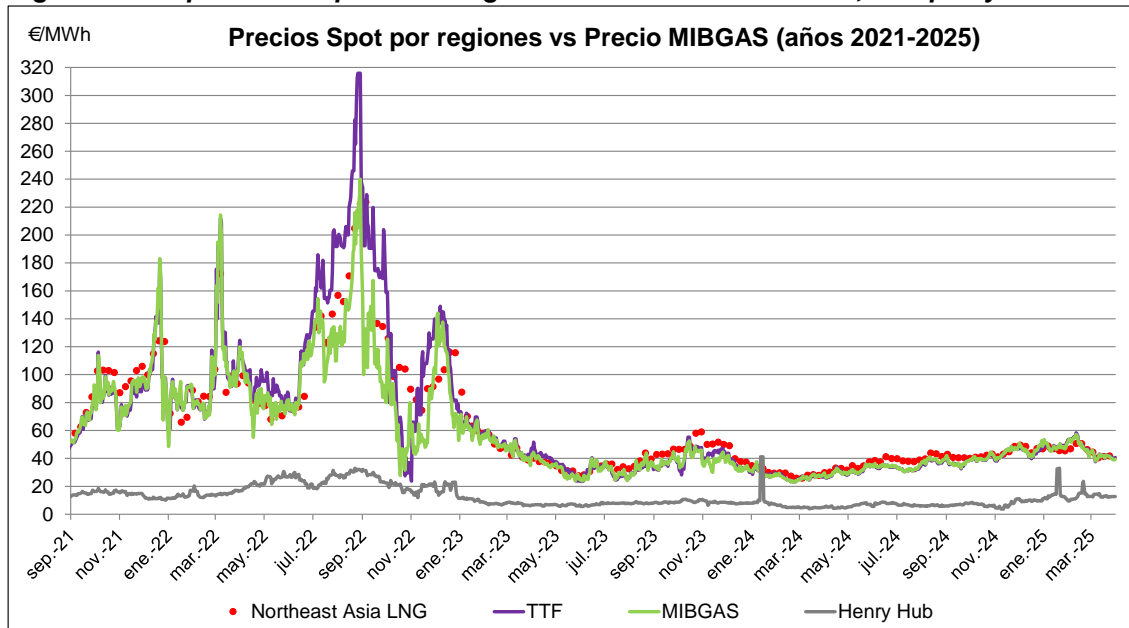
Las ampliaciones de capacidad y la operatividad de nuevas plantas de regasificación flotantes en Europa durante 2024 consolidó la convergencia de precios del gas en la Unión Europea, con diferenciales frente al TTF generalmente inferiores a 1 €/MWh durante gran parte del año y cerrando el cuarto trimestre en torno a 1 €/MWh. Los mercados del centro y este de Europa (Alemania, Italia, Chequia y Eslovaquia) mantuvieron ligeros premium sobre el TTF, mientras que los del suroeste (España, Francia, Bélgica y Reino Unido) registraron pequeños descuentos.

En Asia, el índice JKM (Japón) se redujo un 15 % interanual, aunque terminó el último trimestre cerca de 38 €/MWh, con un premium aproximado de 4 €/MWh sobre el TTF, impulsado por la fuerte demanda en China e India.

Por su parte, el mercado norteamericano (Henry Hub) se mantuvo como el más competitivo, con precios por debajo de 10 €/MWh gracias a la abundante oferta doméstica y costes estables.



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



*Fuente: Mercados Internacionales (Platts, WGI)*

Durante 2024 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 2024 se alcanzaron altos niveles de almacenamiento en Europa. En septiembre se alcanzó el 94%, aunque el año acabó con los almacenamientos al 72% en promedio, bastante por debajo de 2023 (86%).

Las trayectorias de llenado para 2025 se definen en el Reglamento de ejecución (UE) 2024/2995.

La disminución de las importaciones por gasoducto en el primer trimestre de 2025 se compensó con una mayor extracción de gas de los almacenamientos subterráneos en Europa en el primer trimestre de 2025, que finalizan la campaña invernal a un nivel del 35%, muy inferior al de años anteriores, lo que incrementa las necesidades de almacenamiento de gas durante la campaña estival de 2025.

- Reglamento (UE) 2022/1369: Introdujo una **reducción voluntaria del 15% de la demanda de gas** respecto a la media de los últimos 5 años (la reducción podía ser del 8% para países con interconexión inferior al 50%), que se extendió hasta marzo de 2024.

- Reglamento (UE) 2022/2576: Crea una **plataforma conjunta de compras coordinadas de gas para la UE** y extensión de los mecanismos de solidaridad entre países en caso de declaración de estados de alerta. En mayo de 2023 se cerró la primera subasta de compras coordinadas de gas para la UE. A partir de entonces, continúan celebrándose rondas de compras coordinadas de gas para la UE. Esta medida se ha convertido en indefinida.
- 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 finalizó el 31 de enero de 2025.

Adicionalmente, en 2024 se adoptaron nuevas medidas como la **prohibición de los transbordos de GNL ruso en las terminales de regasificación de la UE** (14º paquete de sanciones a Rusia, Reglamento (UE) 2024/1745 del Consejo, y Decisión (PESC) 2024/1744). El reglamento entró en vigor el 25 de junio de 2024. En el caso de recargas ya contratadas, la prohibición comienza el 26 de marzo de 2025.

- La prohibición afecta principalmente a los transbordos de cargamentos rusos que vienen de Yamal en buques GNL rompehielos, y que tienen contratado su transbordo a buques de GNL normales para su posterior traslado a Asia.
- Se podrá solicitar una excepción para realizar transbordos de GNL ruso con destino a otro estado miembro. La prohibición no aplica a los transbordos o recargas de GNL para bunkering (consumo marítimo).
- El 12 de agosto de 2024 ENAGAS GTS publicó el documento “**Aplicación de la decisión (PESC) 2024/1744** del consejo, de 24 de junio de 2024”, que establece los requisitos de detalle que deben cumplir los usuarios para garantizar que el GNL de las recargas no procede de Rusia o se encuentra acogido a las excepciones previstas en la misma, a efectos de la autorización de las recargas por el GTS. A partir de esta fecha, la autorización de las recargas se realiza conforme a lo establecido en dicho documento, que se ha actualizado en marzo de 2025.

En otro orden, 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 entró 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.

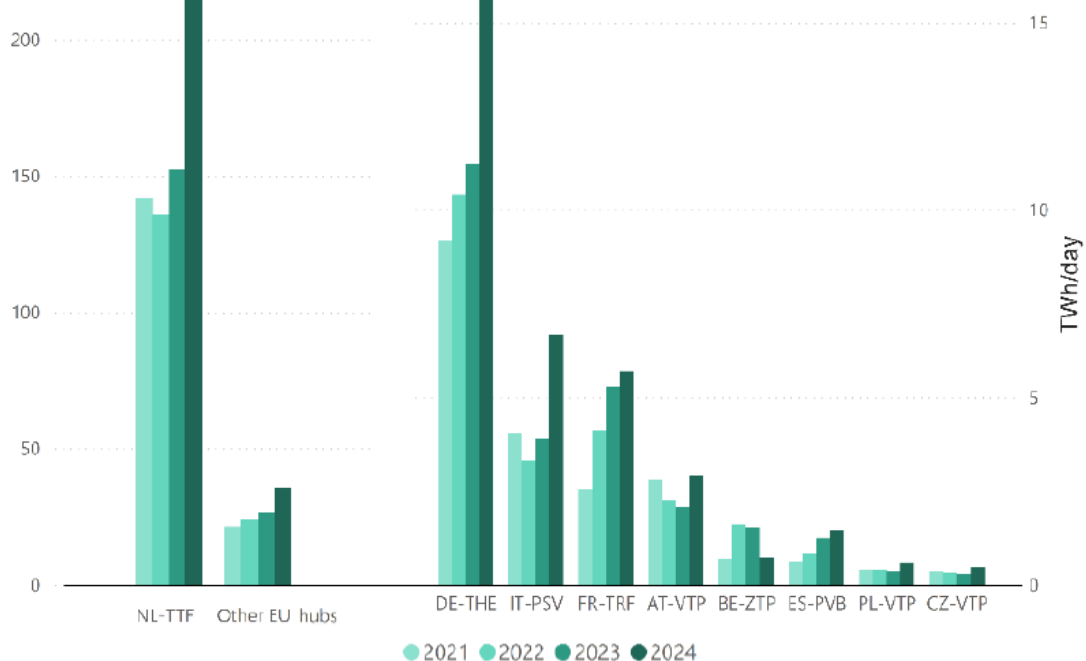
### 2.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa

La moderación de los precios del gas y la menor volatilidad durante 2024 han consolidado la recuperación de los volúmenes negociados en los hubs europeos.

***La negociación en los hubs de gas europeos se mantuvo en máximos históricos, con un incremento sostenido respecto a 2023, especialmente en el primer semestre del año. El TTF reforzó su posición dominante, concentrando en torno al 79-80 % de las transacciones, seguido del NBP británico con aproximadamente un 9 %, mientras que el resto de hubs europeos (THE alemán, PEG francés, PSV italiano, Austria, Bélgica y España) se repartieron el 11 % restante.***

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 (70% de las transacciones), aunque también aumentan las transacciones OTC bilaterales (17%) y las transacciones bilaterales registradas en cámaras de contrapartida central – OTC Cleared (13%).

**Figura 4. Volumen negociado en los hubs europeos por tipo de plataforma de negociación (comparativa 2020-2024)**



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

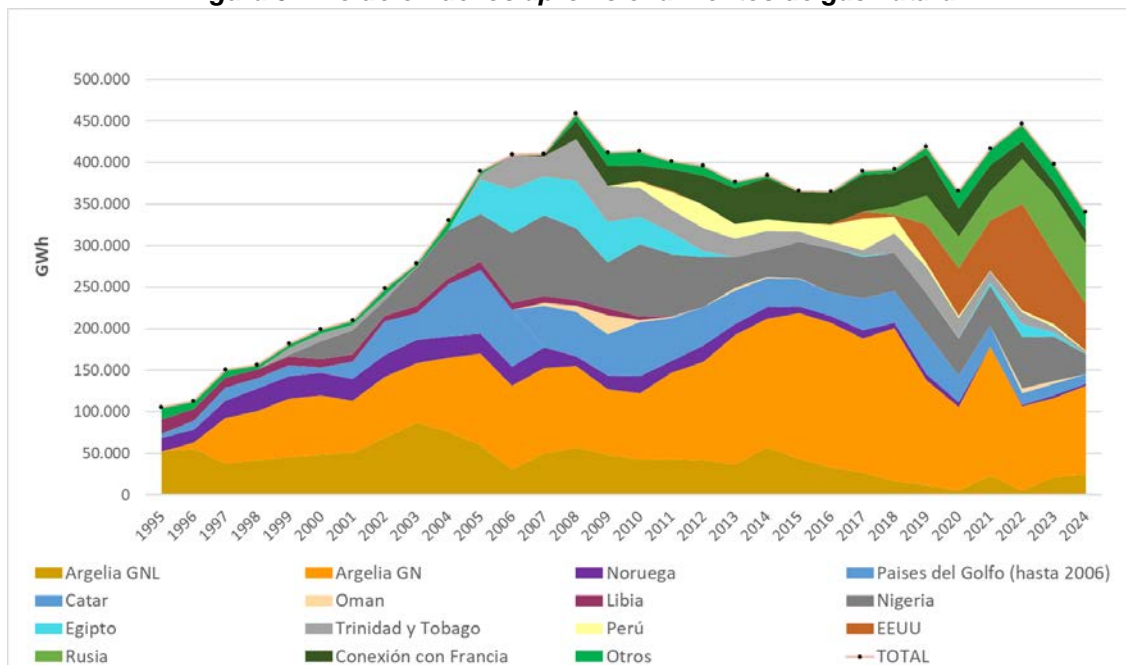
El suministro de gas natural en España depende casi en su totalidad de las importaciones. En el año 2024 las importaciones brutas de gas natural en España han disminuido un 14,4%, por efecto de la caída de la demanda de gas.

Las importaciones por gasoducto fueron de 134,81 TWh (+12,9%), lo que representa un 39,6% del aprovisionamiento.

Las importaciones brutas de GNL fueron de 205,7 TWh (-25,8%), lo que supone un 60,4% del aprovisionamiento. En el conjunto del año se han realizado un total de 211 descargas de buques, frente a 299 en 2023. 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 2024, el mercado español se abasteció de un conjunto de catorce países. El principal país aprovisionador fue Argelia, con un porcentaje del 38,6% aumentando 9,3 puntos porcentuales en relación con 2023, y se sitúa a gran distancia de otros países productores. Rusia (21,3%) pasa a ocupar el segundo lugar, tras ser el tercero durante el año 2023, seguido de países como EE.UU. (16,8%) y Nigeria (7,2%).

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



Fuente: Enagas y CNMC

La producción en yacimientos nacionales (225 GWh), en su mayoría procedente de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,07% del aprovisionamiento de gas natural. Además, se inyectaron 319 GWh de biometano en la red de gas natural, un 31,3% más que el año anterior, desde 12 instalaciones:

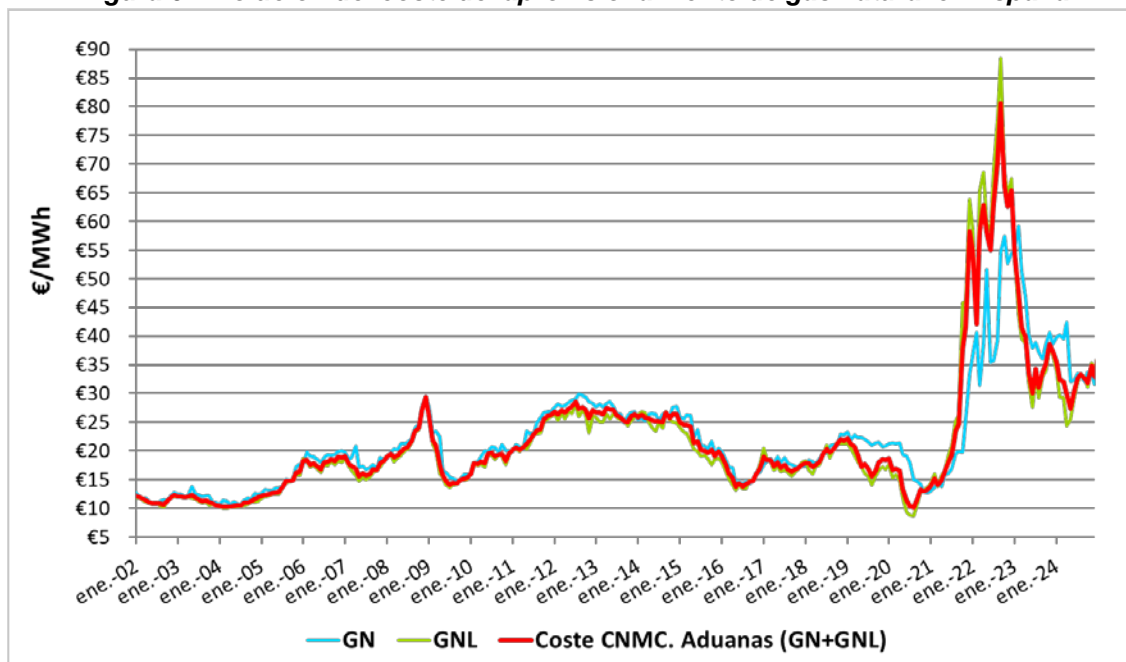
<b>Producción de biometano por planta de producción (GWh)</b>	
Planta Valdemingómez (Madrid)	156,4
Vertedero Can Mata (Barcelona)	72,3
Planta Ólvega (Soria)	22,2
Planta La Galera (Tarragona)	21,2
Planta Torre de Santamaría (Lleida)	17,8
Planta Biogasnalía (Burgos)	10,9
EDAR Granollers (Barcelona)	7,9
Planta BIOGNL As Somozas (A Coruña)	3,9
EDAR Bens (A Coruña)	3,2
Planta La Carbona (Lleida)	2,0
Planta Porgaporcs (Lleida)	1,2
Planta Bioed Lorca (Murcia)	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>319,1</b>

La reexportación de gas desde España hacia otros países de la UE desciende considerablemente en 2024, tras alcanzar niveles récord en 2023, 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 12,3 TWh, frente a 22,9 TWh en 2023.
- Tras un año 2023 excepcional, en la que la interconexión con Francia tuvo un saldo neto exportador, en 2024 vuelve a tener un saldo neto de entradas y salidas importador, alcanzando unas entradas netas de 7,1 TWh.
- Las salidas brutas a Portugal fueron de 4,1 TWh (frente a 6,5 TWh en 2023). Dado que las importaciones aumentaron un 21,8% respecto al año anterior hasta 12,3 TWh, el saldo neto continuó siendo importador (8,2 TWh).
- El año 2024 la conexión internacional de Tarifa ha mantenido flujos exportadores hacia Marruecos durante todos los días del año, excepto unos días en diciembre por mantenimiento, alcanzando 9,7 TWh.

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**



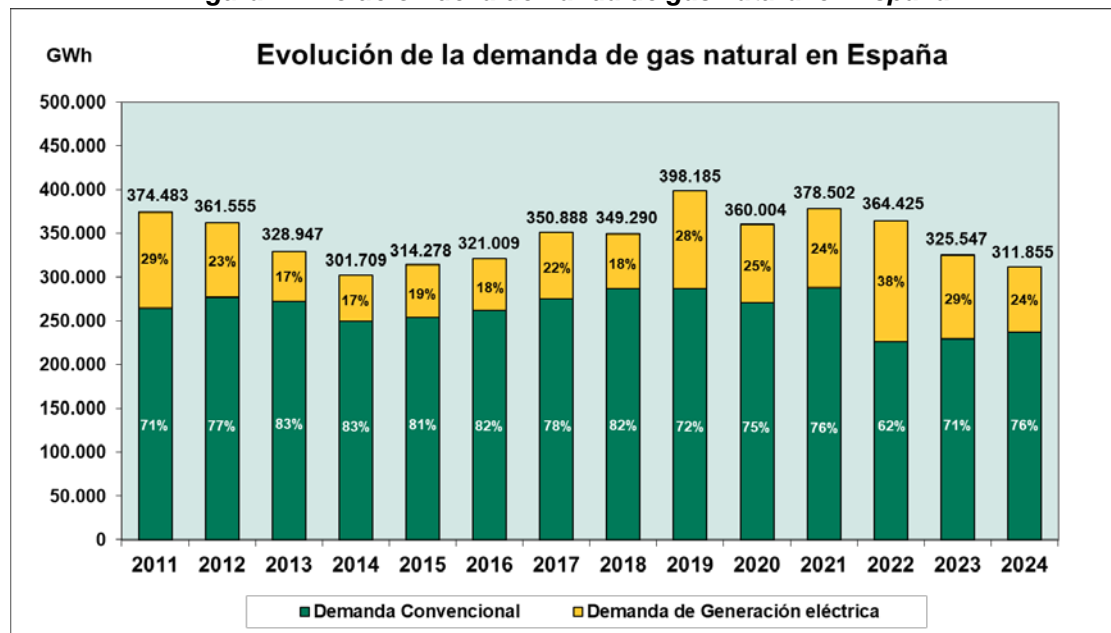
Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia

El coste de las importaciones de gas según la referencia de aduanas en España disminuyó un 11,7%, al pasar de 37,3 €/MWh en el mes de diciembre de 2023 a 33,0 €/MWh en diciembre de 2024. Al igual que en el año anterior, el aprovisionamiento por GNL continua más barato que el gas importado por gasoducto durante la primera parte del año, si bien pasa a ser más caro a partir de agosto, con una diferencia que aumenta al finalizar el año situándose en torno a los 2,3 €/MWh.

La demanda de gas en España durante 2024 disminuyó un 4,2% respecto a 2023, y fue de 311.855 GWh.

La demanda convencional fue de 237.118 GWh, con un aumento del 3,2%, mientras que el consumo de gas para generación eléctrica supuso 74.737 GWh, con una disminución anual muy significativa (-21,9%), 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**

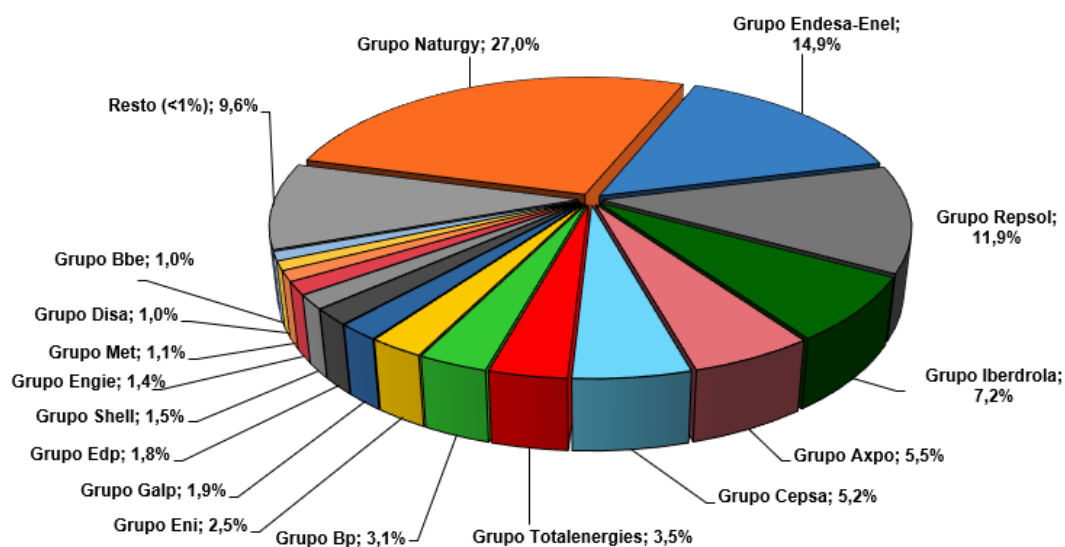


Fuente: CNMC

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 141.

En el año 2024 los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado han sido Naturgy (27,0%), Endesa-Enel (14,9%), Repsol (11,9%), Iberdrola (7,2%), Axpo (5,5%) y Moeve-Cepsa (5,2%). El resto de comercializadores, con cuotas por debajo del 5%, suman en conjunto una cuota de mercado del 28,3% en términos de ventas.

**Figura 8. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2024**



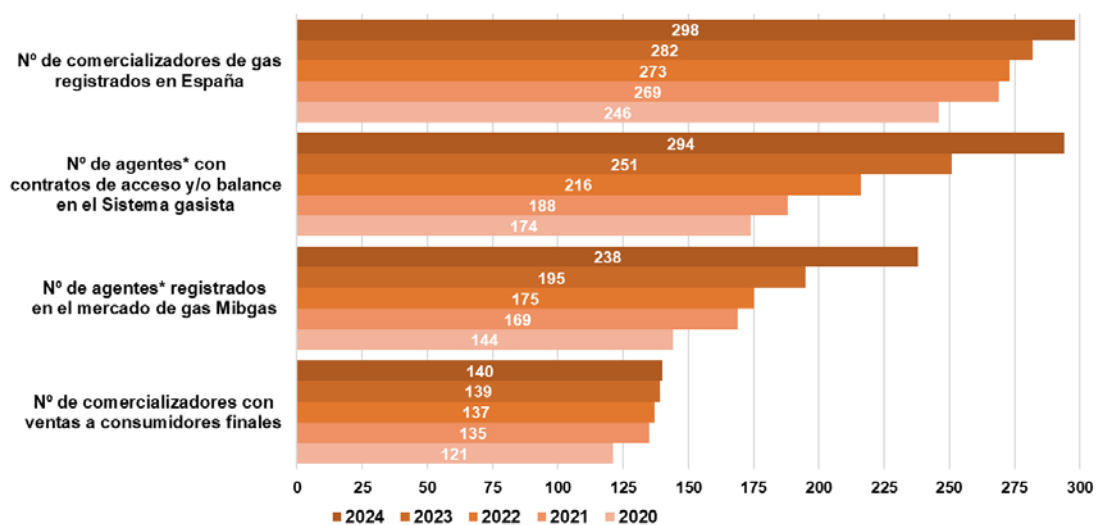
Fuente: CNMC

Respecto al **mercado mayorista español de gas**, está integrado por las compraventas 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 298, 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 294 a finales de 2024. Además, MIBGAS y MIBGAS Derivatives alcanzaron la cifra de 238 y 75 agentes registrados, respectivamente.

**Figura 9. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en los años 2020-2024**



Fuente: CNMC

(\* Incluye comercializadores y otros agentes)



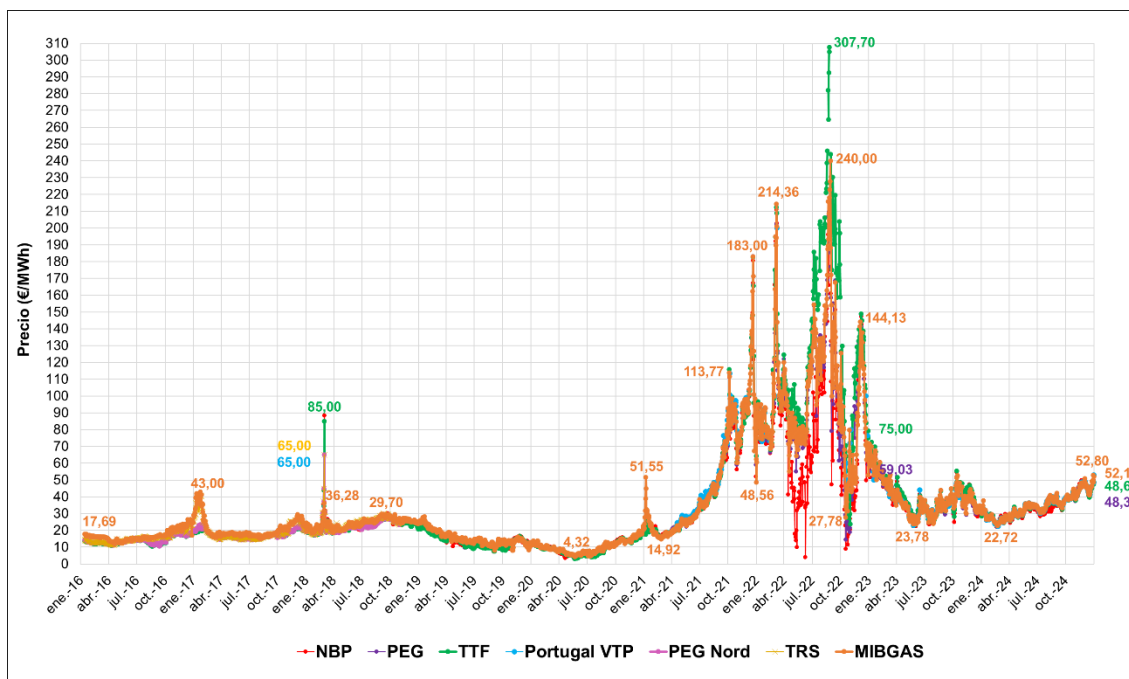
## 4. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL

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

Durante el año 2024, el precio spot de gas del producto diario continúa la tendencia descendente iniciada a finales de 2023, comenzando en enero en el entorno de 30 €/MWh, si bien vuelve a aumentar a partir de marzo, llegando en diciembre a valores en el entorno de los 52 €/MWh.

En promedio, el precio de cierre del producto D+1 en MIBGAS en el año 2024 fue de **34,76 €/MWh**. Esto supone un **descenso en el precio promedio anual del 11%** respecto a su valor de 2023, que fue de 39,12 €/MWh.

**Figura 10. Evolución del precio del Producto Diario D+1: Periodo 2016-2024**



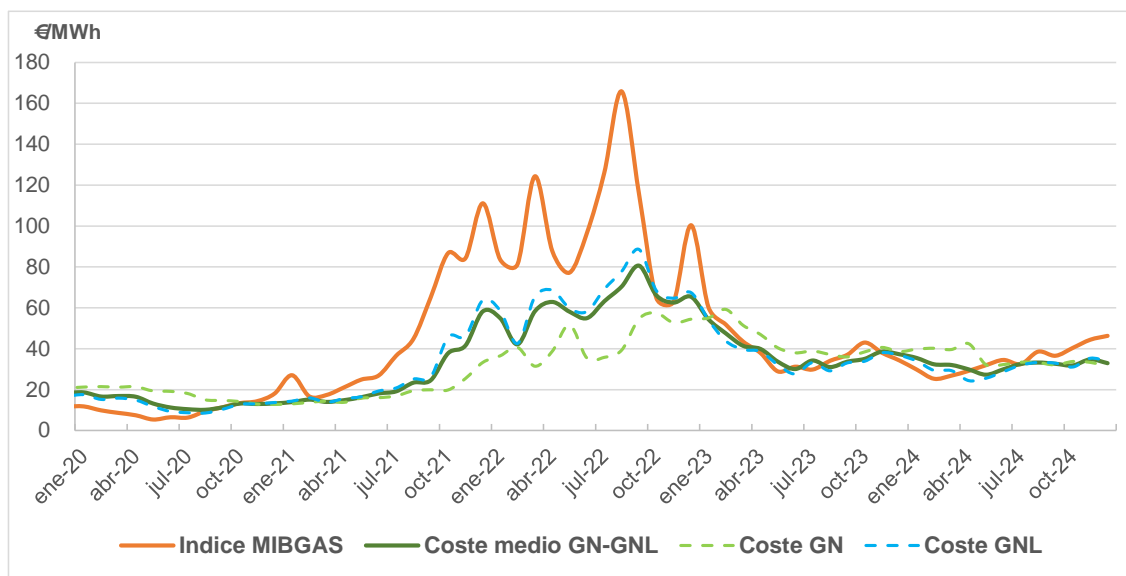
Fuente: MIBGAS-Reuters

El 29 de diciembre el producto diario cerró la sesión a 52,80 €/MWh, lo que supone el precio máximo del año 2024. El 23 de febrero MIBGAS marcó el precio mínimo anual, en 22,72 €/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 por debajo de los precios de importación durante los primeros 4 meses, y por encima el resto del año. La variación de los precios de importación (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 ligeramente descendente durante 2024, con una primera parte del año en claro descenso hasta mayo cuando alcanza su mínimo, un repunte moderado durante los meses de junio y julio, y una estabilización durante el segundo semestre, terminando el mes de diciembre en 33,86 €/MWh (aprovisionamiento de GNL) y 31,55 €/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 0,20 €/MWh. El precio en MIBGAS se sitúa por encima del TTF en términos de media anual, tras varios años por debajo (-1,76 €/MWh en 2024).**

**Los precios de gas en los mercados europeos muestran una notable estabilización y se encuentran bastante acoplados en el año 2024, superando las fuertes divergencias de precios años anteriores entre los mercados del norte y sur de Europa, gracias a un mayor peso de las importaciones de GNL y a un mayor uso de los almacenamientos de gas.**

Entre los meses de enero y abril el mercado español tuvo un diferencial promedio de hasta 1,1 €/MWh superior al mercado francés (PEG) y en torno a 0,4 €/MWh inferior al mercado neerlandés (TTF).

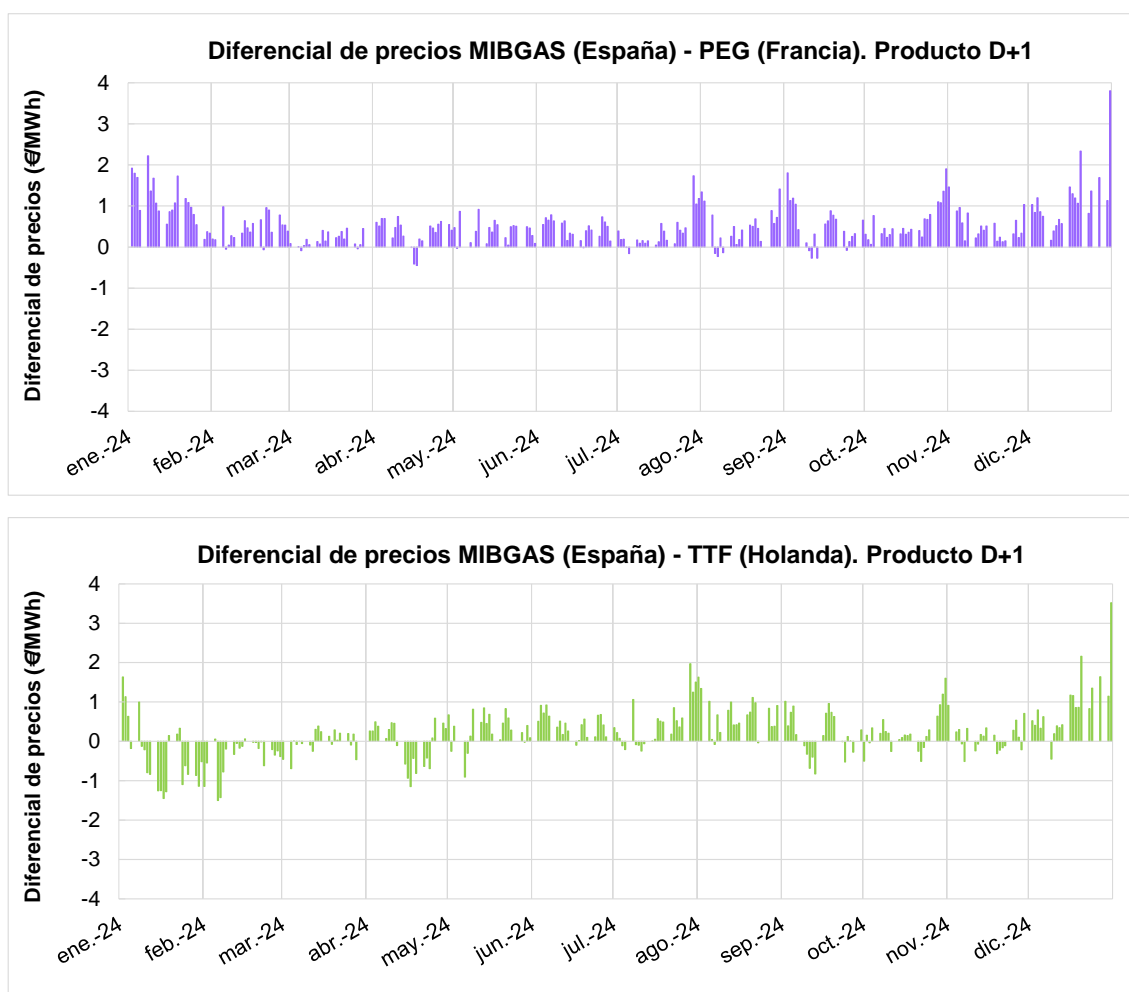
Con el comienzo de la campaña de inyección en almacenamientos, a partir de abril, los diferenciales tienden a aumentar, estando el mercado español por

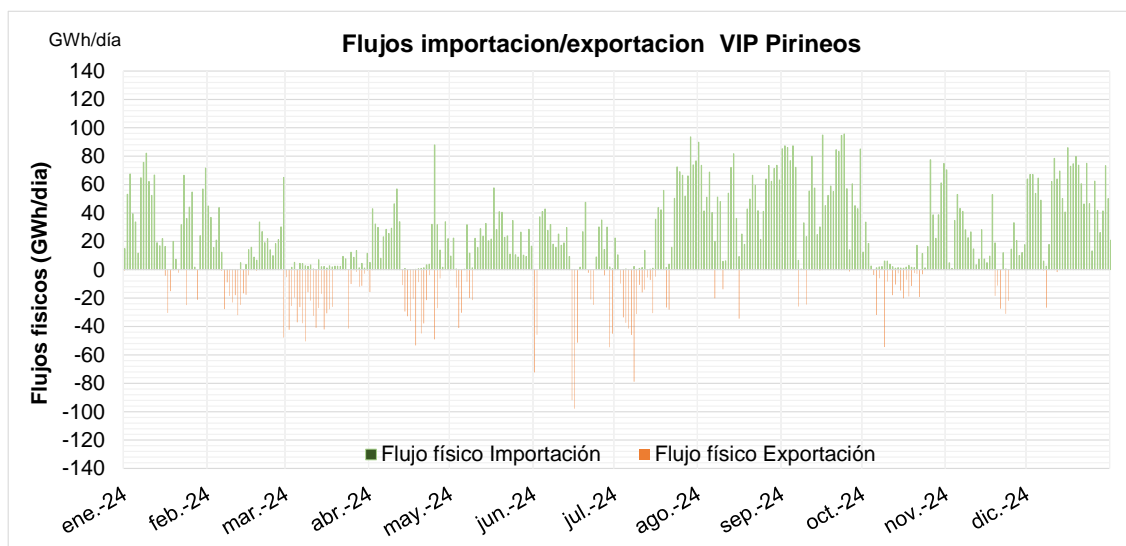
encima de los mercados europeos con diferenciales promedios mensuales positivos entre los 0,3 y 0,7 €/MWh.

Durante los meses de verano los precios inician una senda creciente, si bien los diferenciales se mantienen en el entorno de los 0,4 €/MWh, con momentos puntuales de repunte por encima de 1 €/MWh.

A partir de octubre, el mercado español tiende a desacoplarse nuevamente del PEG, aunque se mantiene más acoplado al TTF, llegando a estar casi 2 €/MWh por encima del PEG a finales de octubre. En noviembre se reducen los diferenciales, y en el último mes del año, los mercados europeos vuelven a estar más separados; en concreto, el mercado español se sitúa por encima del PEG y del TTF con un promedio superior a 1 €/MWh de diferencia, y se llegan a diferenciales por encima de los 3 €/MWh a finales de año.

**Figura 12. Evolución del diferencial de precios entre MIBGAS, PEG y TTF, y evolución del flujo en la interconexión con Francia en 2024**



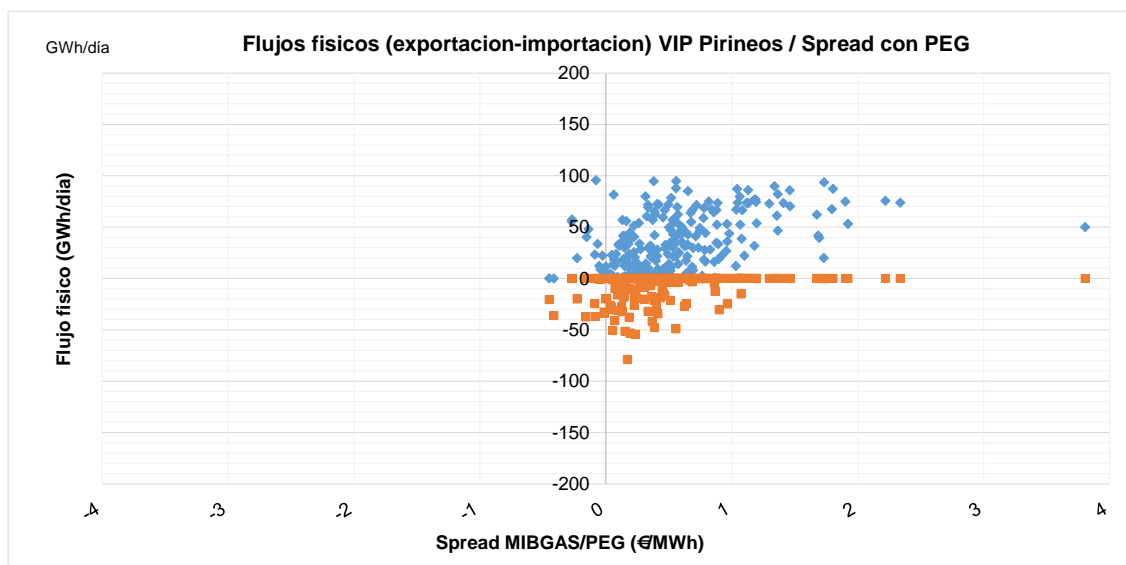


Fuente: MIBGAS, Reuters y ENAGAS

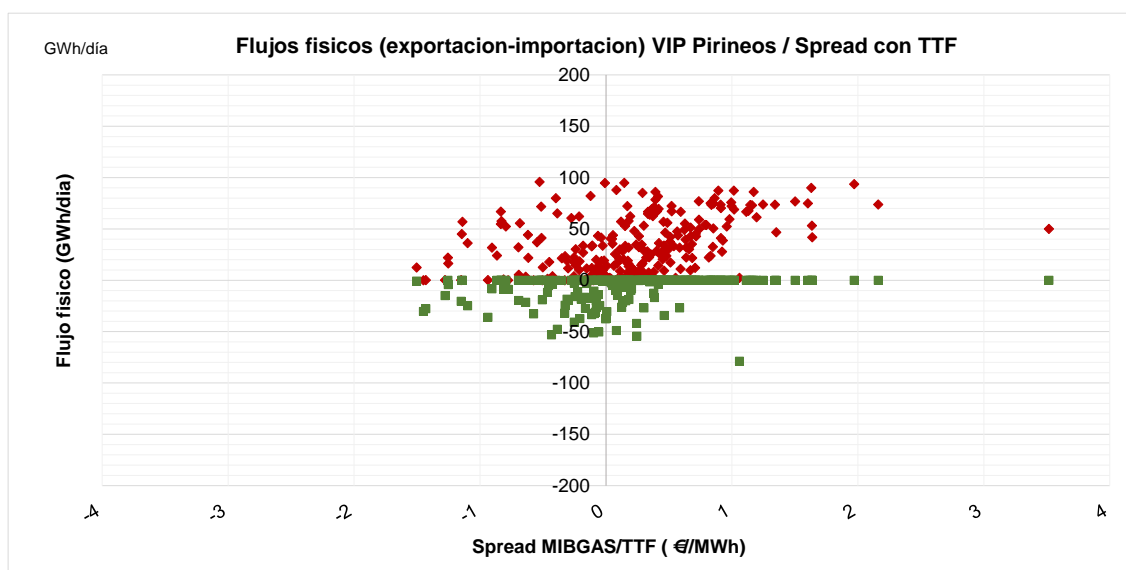
En cuanto a la variación del diferencial de precios entre el PEG y el PVB a lo largo del año se observan tres periodos diferentes de utilización de la interconexión entre España y Francia: un periodo mayoritariamente de importación de gas entre enero y febrero, otro de alternancia entre exportación e importación entre marzo y mediados de julio, y un tercero eminentemente de importación desde julio hasta final de año, salvo en octubre y momentos puntuales en noviembre y diciembre.

El principal periodo de exportación se produce en primavera y mediados de verano, en el que se registran niveles moderados de utilización de la interconexión en sentido exportación como consecuencia de las reducciones de los diferenciales 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 2024**



Fuente MIBGAS y Reuters



*Fuente MIBGAS y Reuters*

En la conexión con Portugal, el sentido del flujo es alternado los tres primeros meses del año y desde abril pasa a ser dominante en sentido de importación hasta final de año. A partir de septiembre, el flujo físico disminuye, pero el saldo sigue siendo de importación, con algunos periodos de saldo cero e incluso de exportación hacia Portugal.

Además, en 2024 la conexión internacional de Tarifa ha mantenido un flujo exportador uniforme hacia Marruecos durante todos los días del año, a excepción de dos semanas con saldo cero a principios de diciembre por mantenimiento.

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

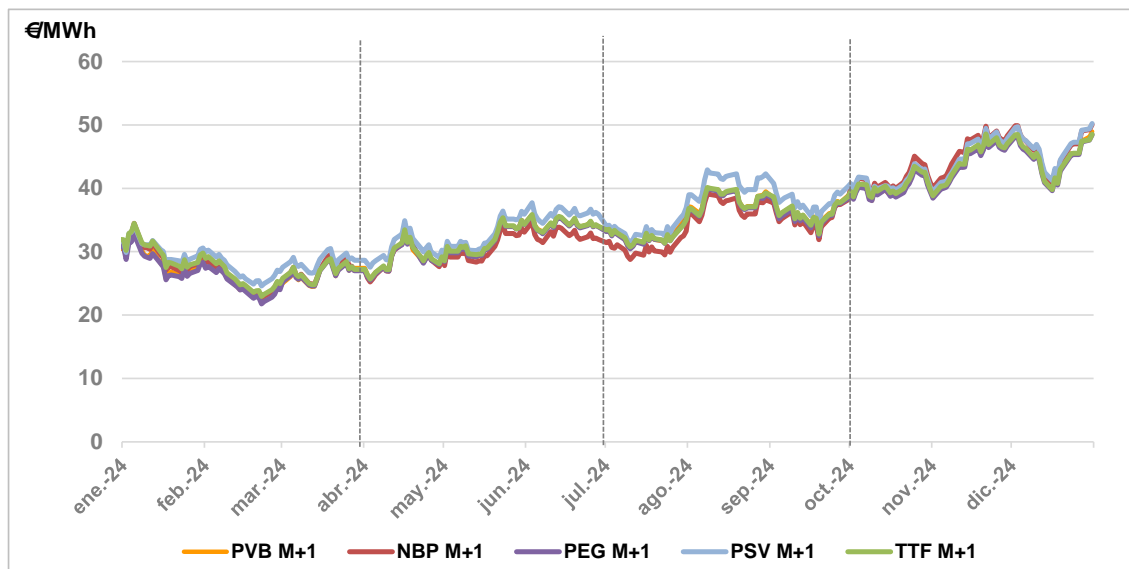
El precio del producto mensual (M+1) en los mercados europeos se mantiene prácticamente acoplado en los primeros meses del año, comenzado con niveles entre 30 y 32 €/MWh y una tendencia descendente hasta casi finales de febrero, cuando llega a niveles en torno a los 22-23 €/MWh.

A partir del mes de marzo, los precios inician una senda creciente, aunque manteniéndose acoplados, y a partir de mediados de mayo el mercado NBP se desacopla del resto de mercados, manteniéndose así hasta final del tercer trimestre. Durante los meses de junio y julio los precios tienen una ligera tendencia decreciente, y a partir de agosto comienzan a subir hasta la cota de los 40 €/MWh.

Tras un ligero descenso durante los meses de agosto y septiembre, cambia la tendencia a finales de este último mes, y los precios se acoplan nuevamente y vuelven a subir. Esta tendencia continúa durante el cuarto trimestre, con periodos de ligeras bajadas, para llegar a final de año al entorno de los 50 €/MWh.

La evolución de los precios MIBGAS para el producto M+1 respecto de otros mercados europeos a lo largo del 2024 se presenta en la siguiente gráfica:

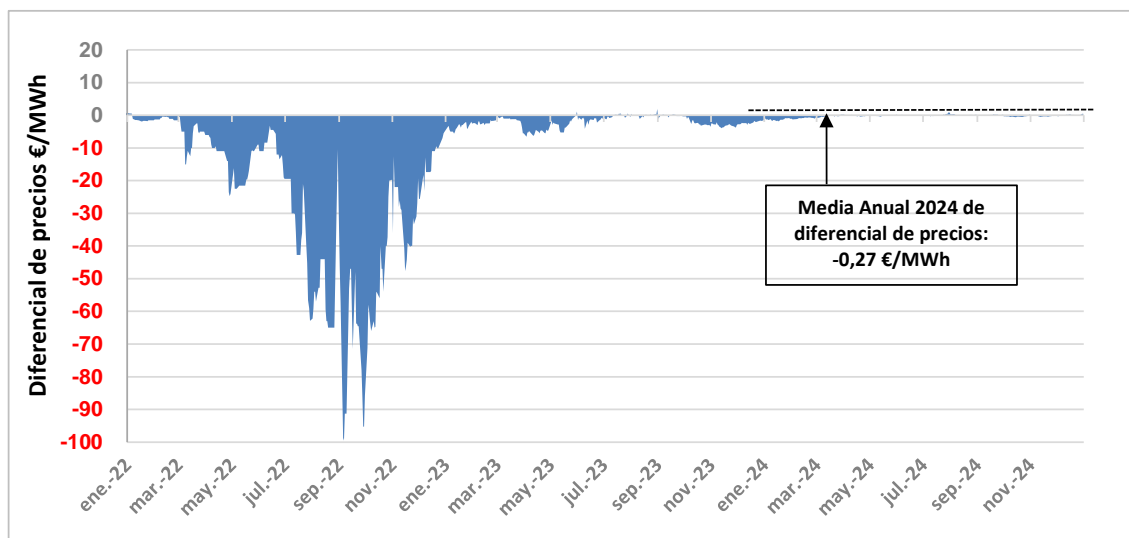
**Figura 14. Evolución precios MIBGAS – Otros mercados: Producto M+1**



Fuente: Reuters

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 (2022 a 2024)**



Fuente: Reuters

En el conjunto de 2024, el diferencial de precios del MIBGAS con el TTF para el **producto M+1** se sitúa en una media anual de unos **-0,3 €/MWh**, alcanzando diferenciales máximos durante los meses de invierno (enero y febrero) 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

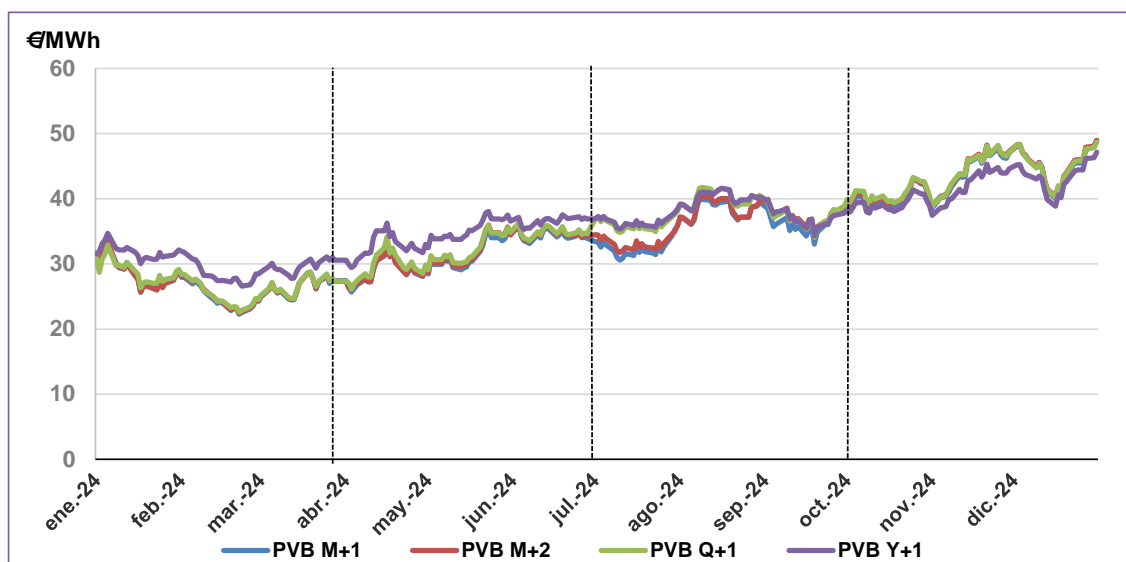
Los precios de la curva de futuros de gas siguen afectados por las consecuencias geopolíticas de la invasión de Ucrania y las medidas adoptadas posteriormente para reducir la dependencia de las importaciones de gas ruso.

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 principios de año hasta los mínimos anuales a finales de febrero, e iniciando a partir de entonces una tendencia ascendente hasta final del año.

Por su parte, el producto anual Y+1 presenta una menor volatilidad durante el año, con una tendencia ligeramente descendente los dos primeros meses de año y a partir de entonces una tendencia ascendente que se acentúa al final del año. El producto anual se sitúa por encima de los productos a menor plazo hasta el mes de agosto, pero termina el año por debajo del resto de productos

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 2024 puede observarse en la siguiente gráfica:

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



Fuente: Reuters

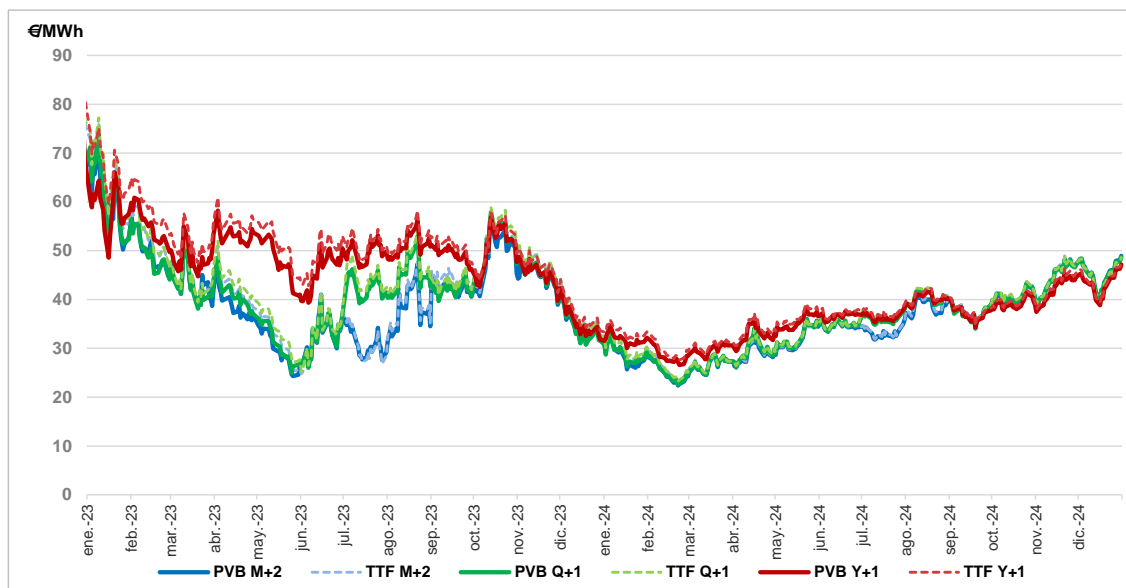
#### 4.3.1. Comparativa del precio de los productos futuros con el TTF

Al igual que ocurre con el producto diario, los precios de los productos futuros con entrega en el PVB español muestran una evolución similar al precio en el mercado TTF durante todo el año 2024. Los diferenciales de los productos de menor plazo

son, en general, menores que los de los productos a más largo plazo, lo que implica que los mercados están muy 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 2023-2024**



*Fuente: Reuters*

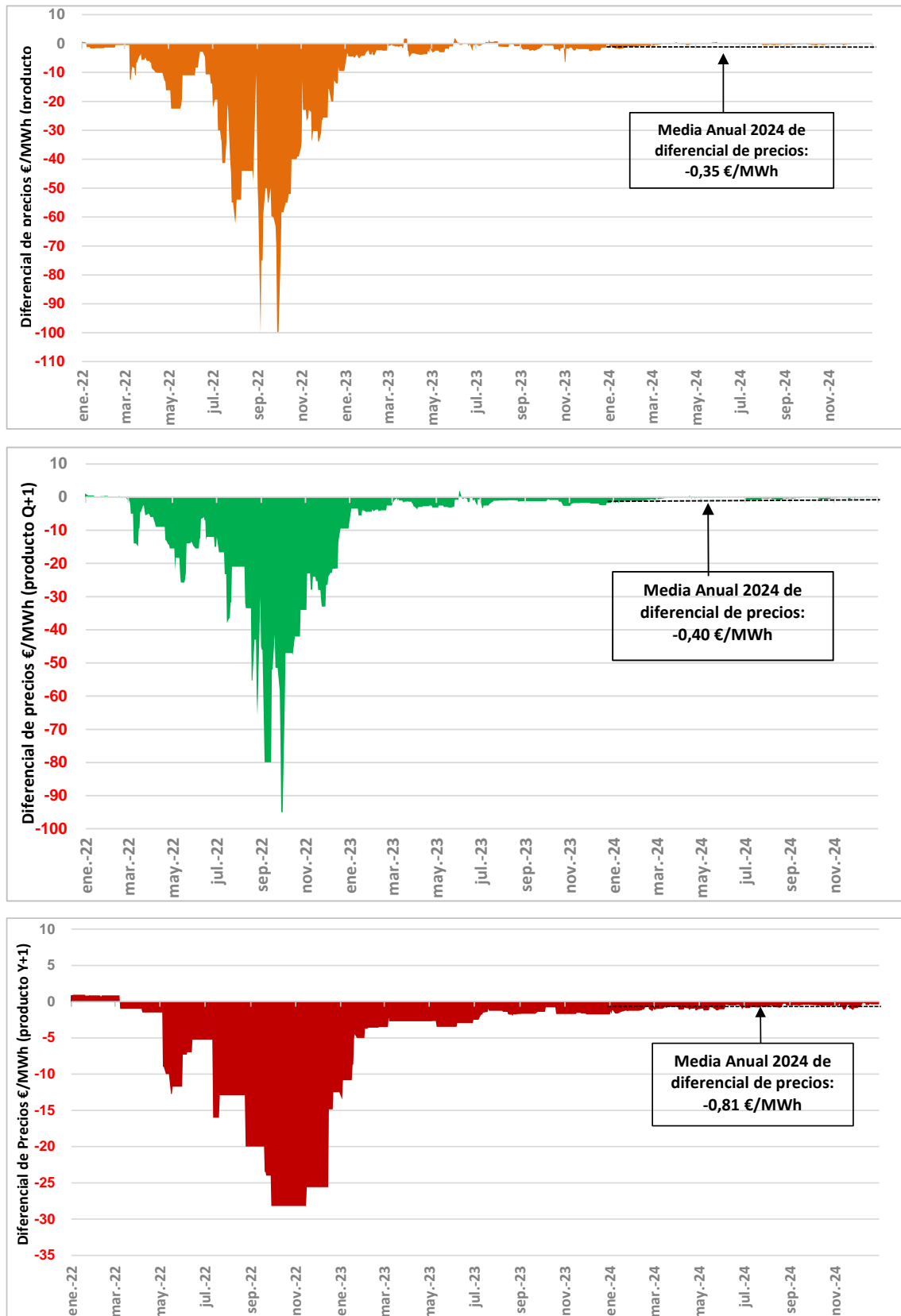
Entre enero y principios de marzo, los tres productos analizados (M+2, Q+1 y Y+1) presentan un desacoplamiento apreciable en comparación con el TTF.

Los productos M+2 y Q+1 empiezan el año con diferenciales negativos moderados, entre -1 y -2 €/MWh, que se van reduciendo hasta principios del mes de marzo, momento en que pasan a ser prácticamente nulos, y posteriormente se alternan pequeños diferenciales negativos y positivos hasta finales de junio. A partir de julio, el diferencial con España vuelve a mantenerse en terreno negativo por debajo de -1 €/MWh hasta casi el final de año, para cambiar a pequeños diferenciales positivos las dos últimas semanas de diciembre.

En el conjunto del año, los productos M+2 y Q+1 presentan un diferencial promedio de -0,35 €/MWh y -0,40 €/MWh, respectivamente.

En el caso del producto anual Y+1, el diferencial con el TTF también es negativo, pero en niveles superiores y más constantes a lo largo del año, en el entorno de los -1 €/MWh hasta el mes de mayo, y por debajo en el resto del año. La media anual se sitúa en -0,81 €/MWh durante el año 2024.

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

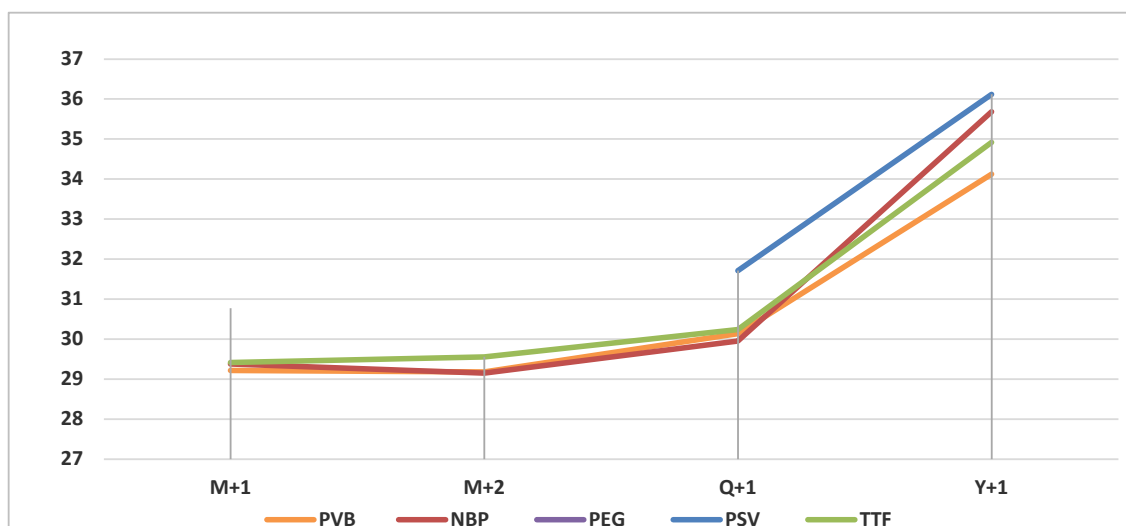


Fuente: Reuters



A mediados de abril de 2024, 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 (siguiente año).

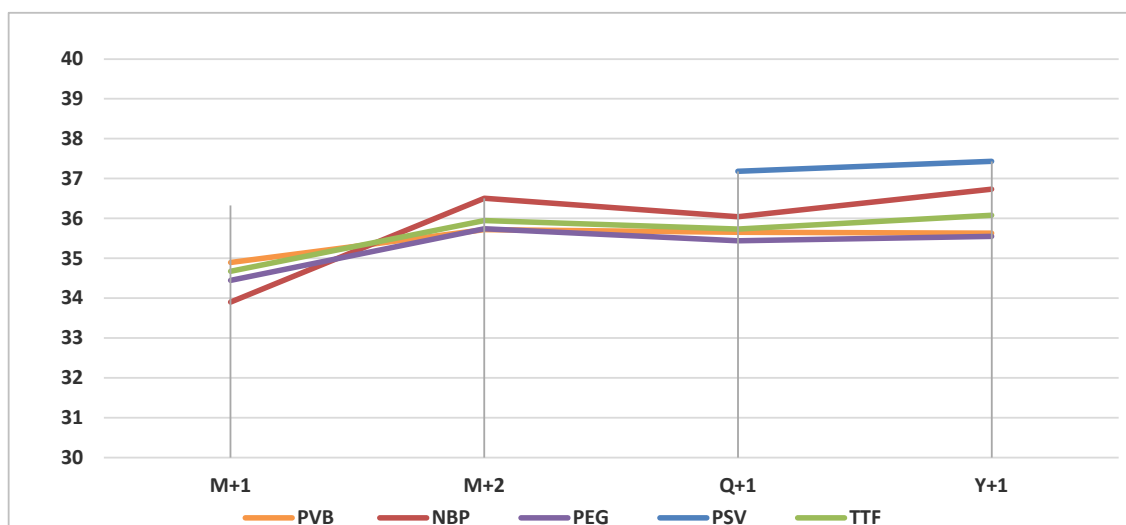
**Figura 19. Curva de precios de futuros en la segunda semana de abril de 2024 en los principales mercados europeos (situación de contango)**



Fuente: Reuters

A finales de septiembre de 2024, 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.

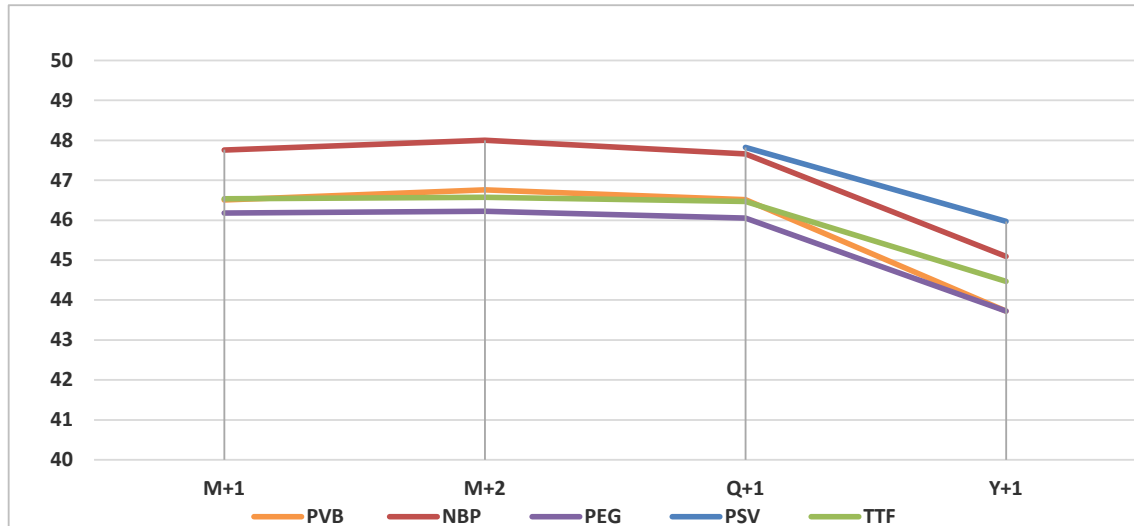
**Figura 20. Curva de precios de futuros en la tercera semana de septiembre de 2024 en los principales mercados europeos**



Fuente: Reuters

Por último, a principios del mes de diciembre, 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, de forma similar a la situación de los principales mercados europeos.

**Figura 21. Curva de precios de futuros a principios de diciembre de 2024 en los principales mercados europeos (situación de *backwardation* en España)**



Fuente: Reuters

## 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.

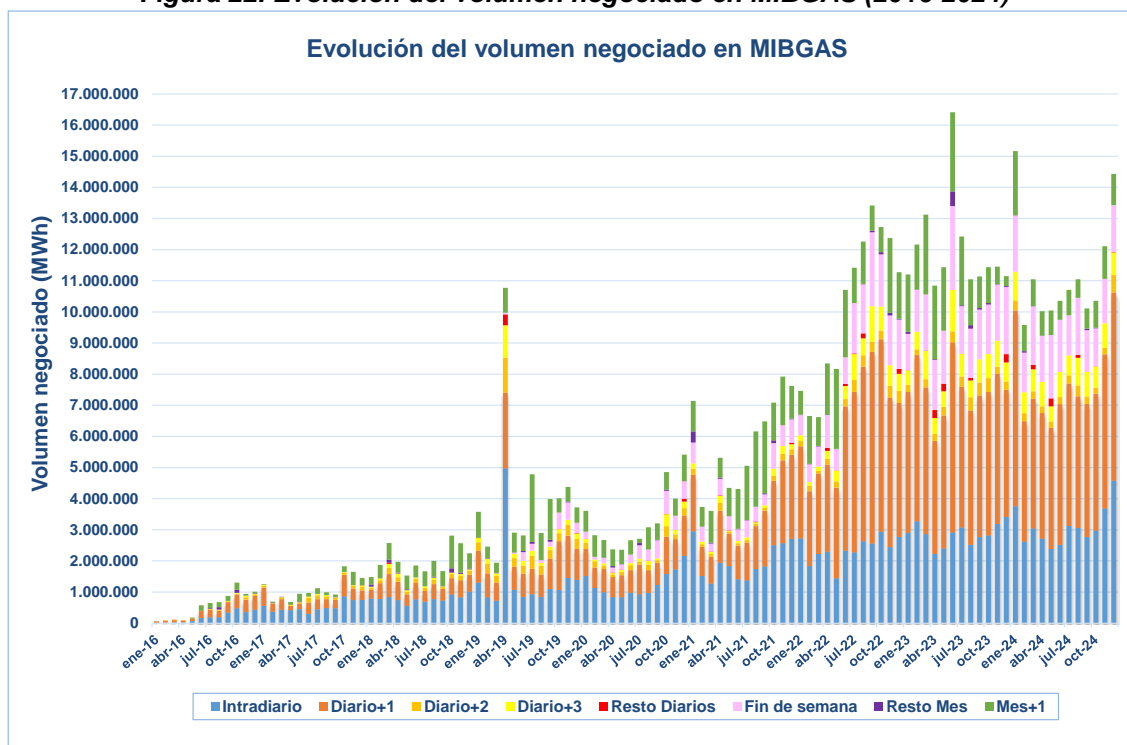
En el caso del **mercado OTC**, el volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS en el año 2024 asciende a un total de 855,08 TWh (incluyendo la negociación en el PVB, TVB y AVB), lo que supone más de 2,7 veces la demanda en dicho periodo (311,9 TWh).

En 2024 el volumen negociado desciende un 8,4% (-78,1 TWh). El número de transacciones realizadas ha disminuido en un 6,2%, pasando de 307.389 operaciones en el año 2023 a 288.228 operaciones acumuladas en diciembre de 2024. Esto supone una media de unas 24.019 transacciones al mes, siendo el número de compradores activos de 139.

Por otra parte, en el conjunto de 2024, el volumen de transacciones realizadas a través de **MIBGAS y MIBGAS Derivatives** en PVB alcanzó los 140.597 GWh frente a los 147.801 GWh del año anterior, lo que supone un descenso del 4,9% del volumen de negociación y alrededor del 45,1% de la demanda de gas del año.

En el **mercado spot MIBGAS se negociaron 134.976 GWh** en PVB, frente a los 143.835 GWh del año anterior, lo que supone que el volumen de negociación disminuyó considerablemente **(-6,2%)**. La siguiente figura presenta la evolución del volumen negociado en MIBGAS desde su constitución en 2016.

**Figura 22. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2024)**



Fuente: CNMC

Por su parte, en el mercado de futuros de gas MIBGAS Derivatives en PVB, se negociaron 5.620 GWh, lo que supone un aumento de 1.655 GWh frente al año 2023 (+42%) donde se habían negociado 3.966 GWh. Estas cantidades incluyen los nuevos productos introducidos en 2023 y 2024, que han sido productos indexados al TTF y al LPI.

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 2024 se registró un volumen de transacciones de GNL en productos spot de 4.069 GWh, muy superior a los 2.137 GWh negociados en 2023. Por otro lado, en 2024 se empezaron a negociar productos de TVB en el segmento a plazo, con apenas 46,6 GWh.

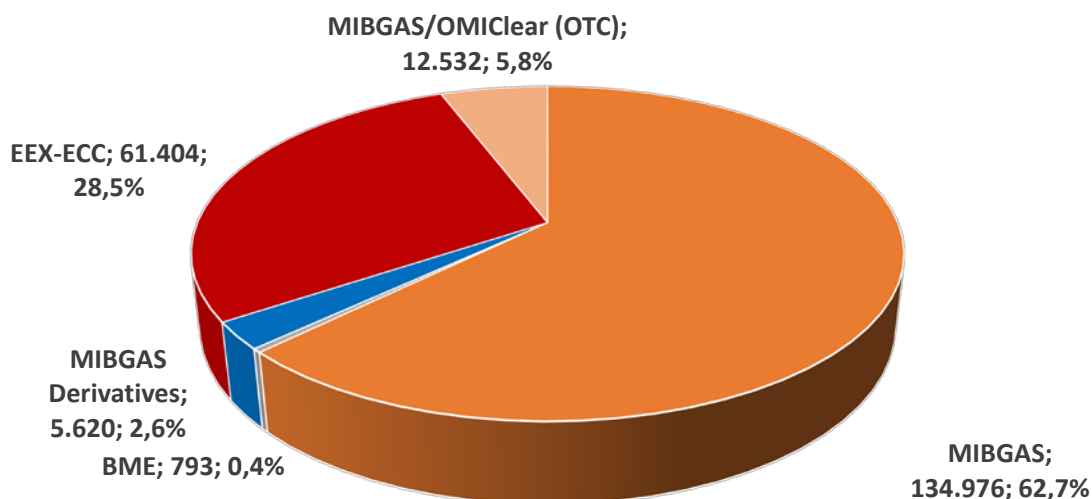
Por todo ello, el volumen total negociado en **MIBGAS Derivatives** en 2024 en el mercado continuo fue de 10.015 GWh, de los cuales 5.667 GWh fueron de productos a plazo (en PVB y en TVB), 4.069 GWh de productos spot en las plantas de GNL y 280 GWh de productos en los almacenamientos.

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 2024 transacciones por un volumen de 61.404 GWh, con un

descenso del 21,6% sobre el volumen de transacciones registrado en 2023 (78.287 GWh).

A estos volúmenes hay que sumar las transacciones OTC registradas a través de las CCP de **BME Clearing** (793 GWh) y **OMIP-OMIClear** (12.532 GWh).

**Figura 23. Evolución del volumen negociado en mercados organizados y/o registrado en una cámara de contrapartida central en PVB durante 2024**

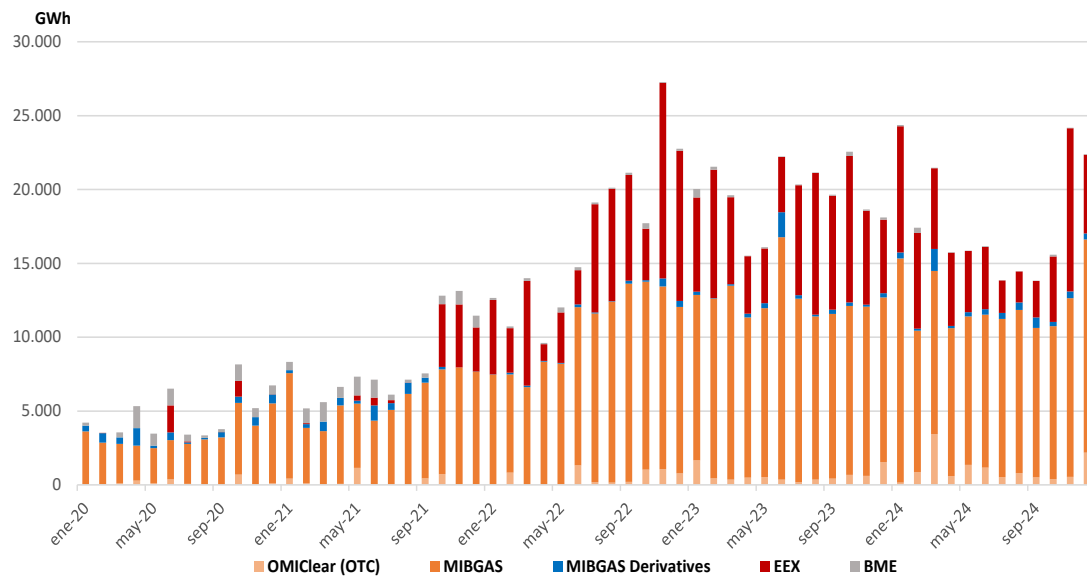


Fuente: MIBGAS, BME, EEX

Por otro lado, considerando únicamente los **volúmenes negociados con entrega en el PVB**, el total notificado a la plataforma MS-ATR de Enagás en 2024 ascendió a 359.595 GWh lo que supone un aumento del 6,1% respecto al volumen notificado en 2023 (338.861 GWh).

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 2020-2024 a través de plataformas de mercado o cámaras de compensación**



*Fuente: MIBGAS, OMICLEAR, BME y EEX*

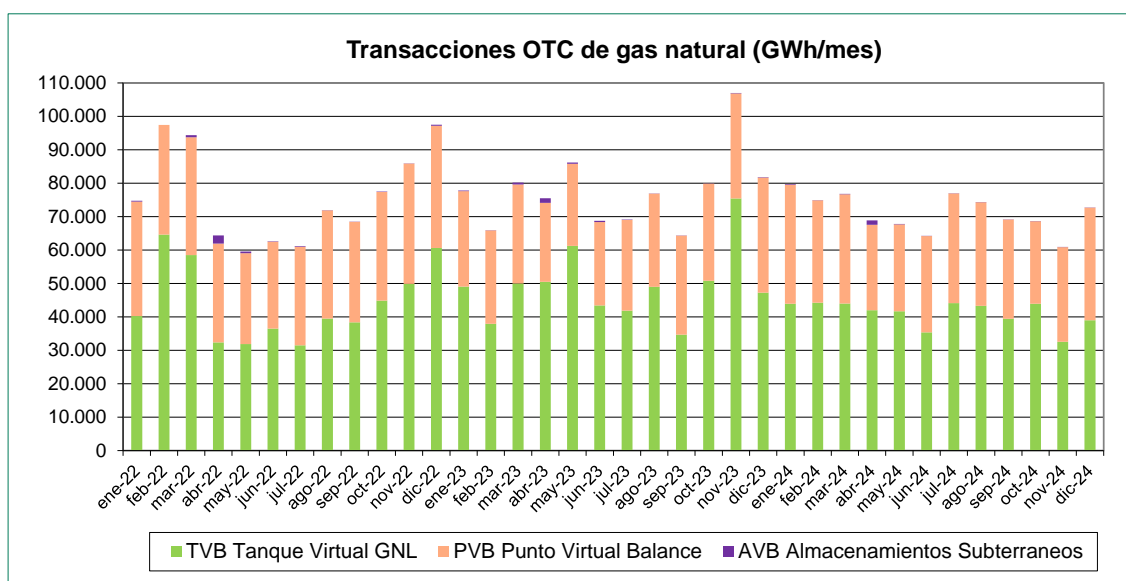
En los próximos apartados, el análisis de la liquidez del mercado mayorista se va a centrar, principalmente, en la evolución del mercado organizado MIBGAS, aunque también se incluye un resumen de los volúmenes negociados en el mercado OTC y en otras plataformas.

## 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 2024 ascendió a un total de 855,08 TWh, lo que supone un descenso del 8,4 % respecto al volumen negociado durante 2023 (de 933,19 TWh). De ellos 493,42 TWh fueron negociados en las plantas de regasificación (el 57,7%, y representan el 240% del total del volumen anual descargado en plantas), 359,59 TWh en el punto de balance de la red de transporte (el 42,1%), y 2,07 TWh en los almacenamientos (el 0,2%). En la siguiente figura se pueden observar los volúmenes negociados desde 2022, destacando el mayor volumen negociado en el tanque virtual de GNL respecto al resto:

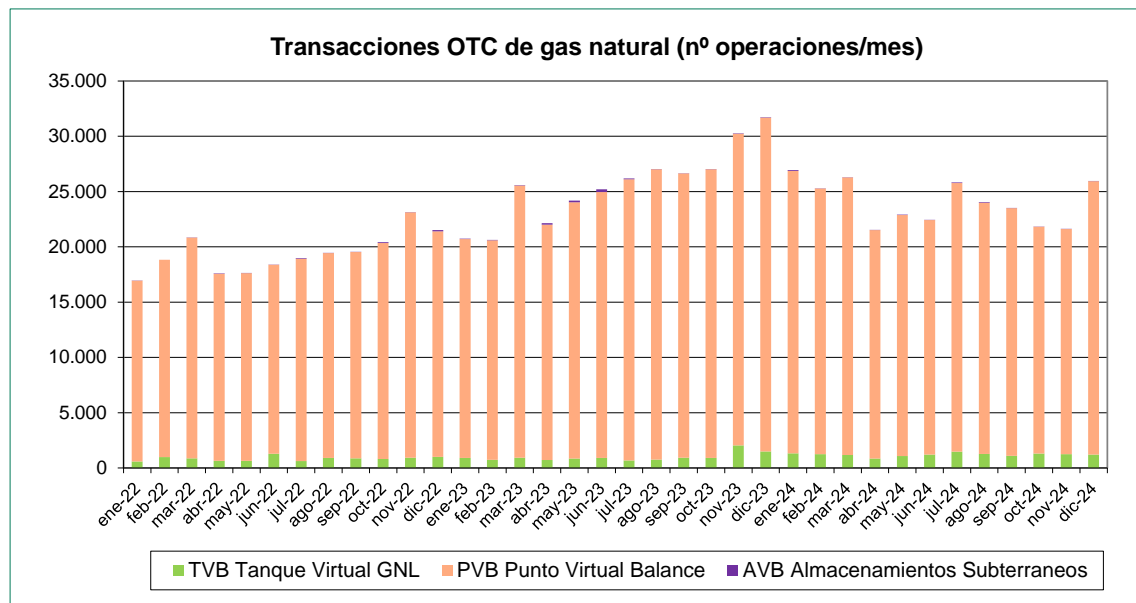
**Figura 25. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC**



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas en el año 2024 fue de 288.228 operaciones, lo que supuso un descenso del 6,2% respecto al año 2023 (307.389 operaciones). De estas transacciones se realizaron 14.464 en las plantas (el 5,0%), 273.392 en la red de transporte (el 94,9%), y 372 en los almacenamientos (el 0,1%). En la siguiente figura se pueden observar las transacciones realizadas entre los años 2022 y 2024:

**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.

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)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Planta de Barcelona</b>	127.422	123.710	128.415	25.998				
<b>Planta de Huelva</b>	42.564	42.556	53.530	25.104				
<b>Planta de Bilbao</b>	56.477	53.649	100.851	27.419				
<b>Planta de Cartagena</b>	8.780	7.297	35.300	13.733				
<b>Planta de Mugaridos</b>	9.880	4.526	9.178	2.934				
<b>Planta de Sagunto</b>	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	493.415
<b>Total negociado</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>	<b>493.415</b>

Fuente: MSATR (Enagas) y elaboración propia

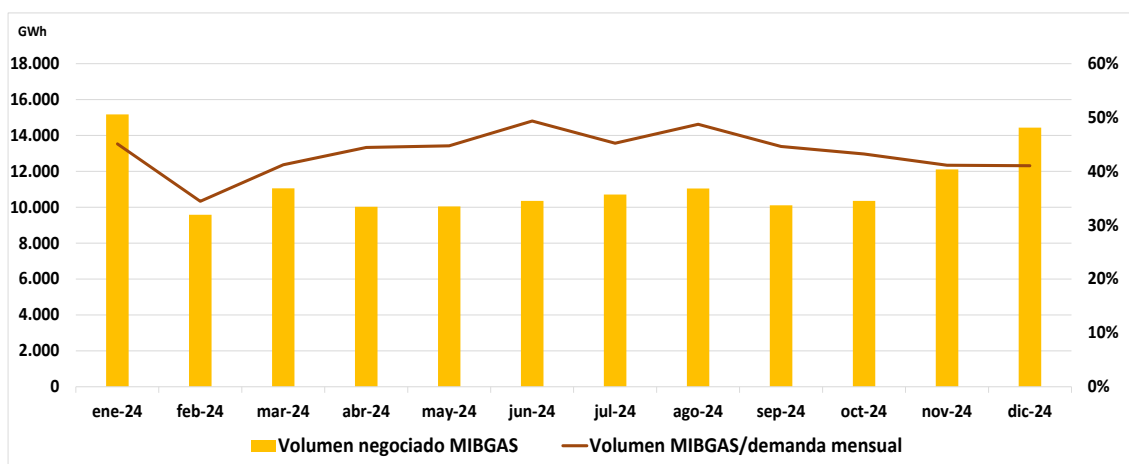


## 5.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS

Durante el año 2024 el número de agentes registrados en MIBGAS ha aumentado en 43 agentes, lo que contribuye a aumentar la actividad en la plataforma.

Durante este año, **el volumen de gas negociado a través del MIBGAS fue de 134.976 GWh**, lo que supone un 43,3% del total de la demanda de gas del año en España, frente a un 44,2% en el 2023. El volumen negociado ha **disminuido en un 6,2%** respecto a 2023, cuando el volumen total negociado fue de 143.835 GWh.

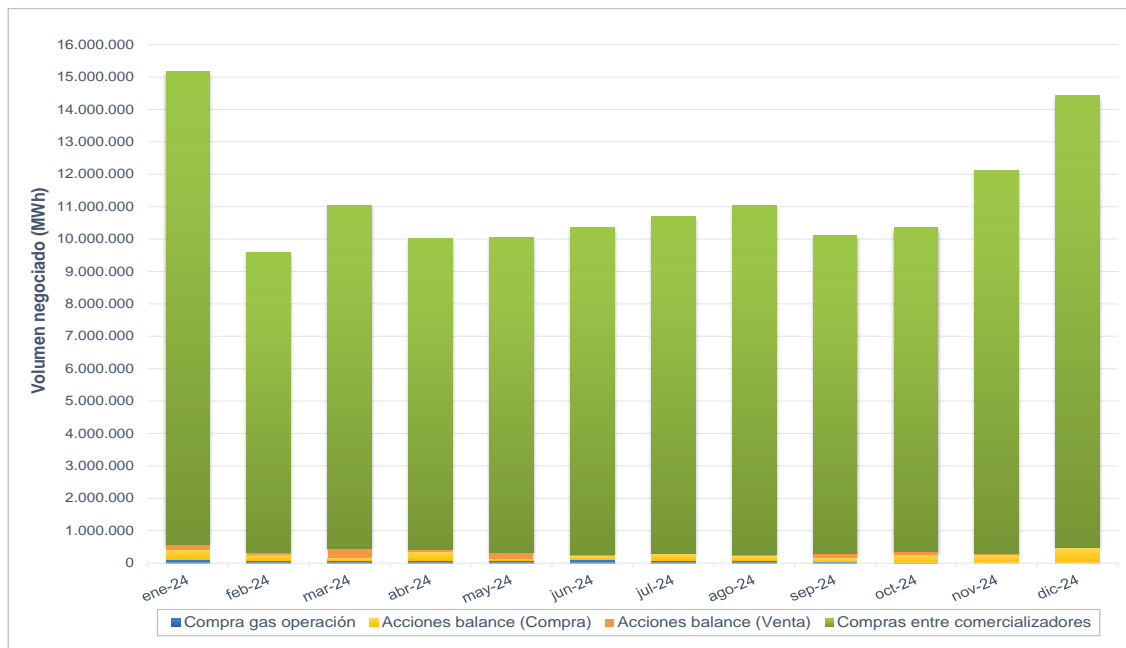
**Figura 27. Volumen de gas negociado en MIBGAS frente a demanda de gas en 2024**



Fuente: CNMC

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 96,8% 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 12 de enero de 2024, con 994,2 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 2024 suponen un promedio de 4,5 GWh por día. Las compras de gas de operación se efectuaron durante 162 días a lo largo del año.

Durante el año 2024 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 2024 que en 2023 (-12,17%). Durante 2024, las acciones de balance suponen el 1,78% de las compras y el 0,88% 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 2024 el 3,20% del volumen total anual negociado, inferior al 3,38% de 2023, representando por tanto la negociación libre el 96,80%.

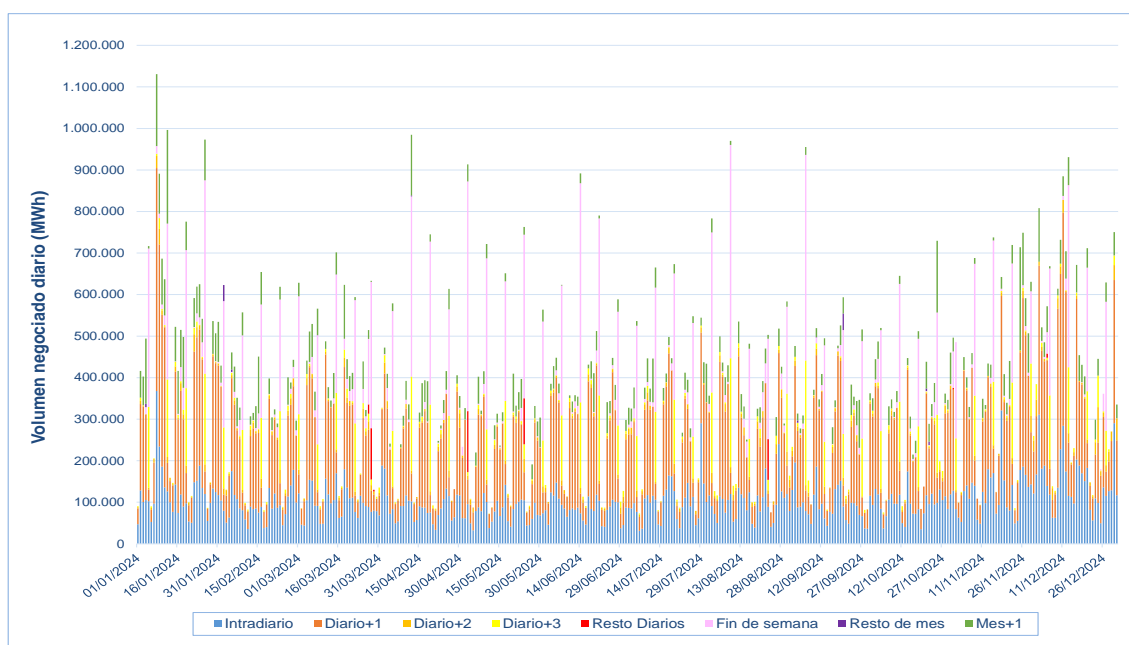
### 5.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto

#### Volumen negociado por sesión de negociación

El volumen promedio negociado por sesión pasa de **394,1 GWh/día** en el año 2023, a un volumen promedio de **368,8 GWh/día** en 2024.

La liquidez del mercado se incrementa el primer mes del año, terminando enero por encima de los 15 TWh/mes, para después disminuir y situarse en el entorno de los 10-11 TWh/mes hasta el mes de octubre, y finaliza el año aumentando por encima de los 14 TWh/mes.

**Figura 29. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2024, 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

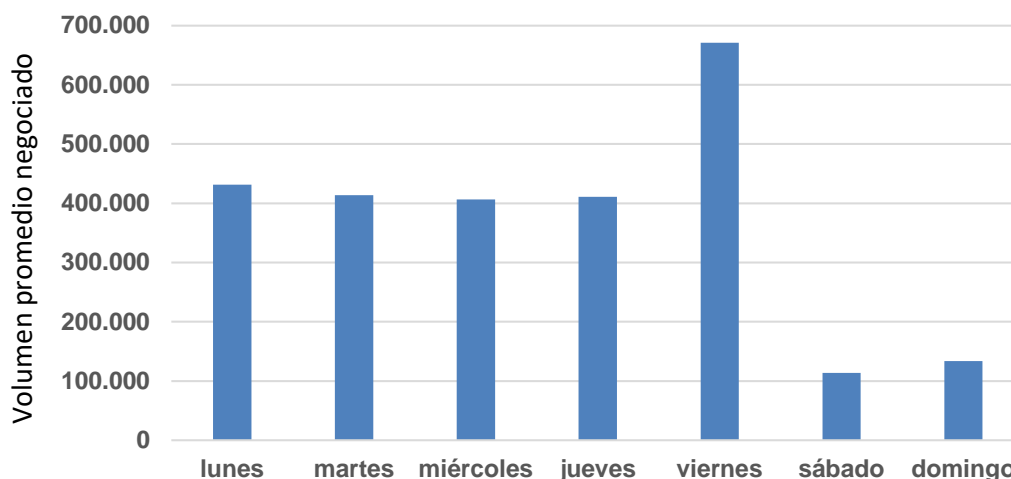
La sesión con mayor volumen negociado durante 2024 fue el 8 de enero, con 1.130,5 GWh, lo que supone el sexto mayor volumen de negociación desde el comienzo de operaciones de MIBGAS.

El mes con mayor volumen negociado durante el año fue enero, con un total negociado de 15.167,7 GWh/mes, por encima del promedio mensual que fue de 11.248 GWh/mes, siendo el **segundo mes con mayor volumen negociado desde el comienzo** de operaciones en MIBGAS tras junio de 2024.

El volumen de negociación disminuye notablemente en los fines de semana, en donde el promedio de negociación se sitúa entre 114 y 133 GWh/día, mientras

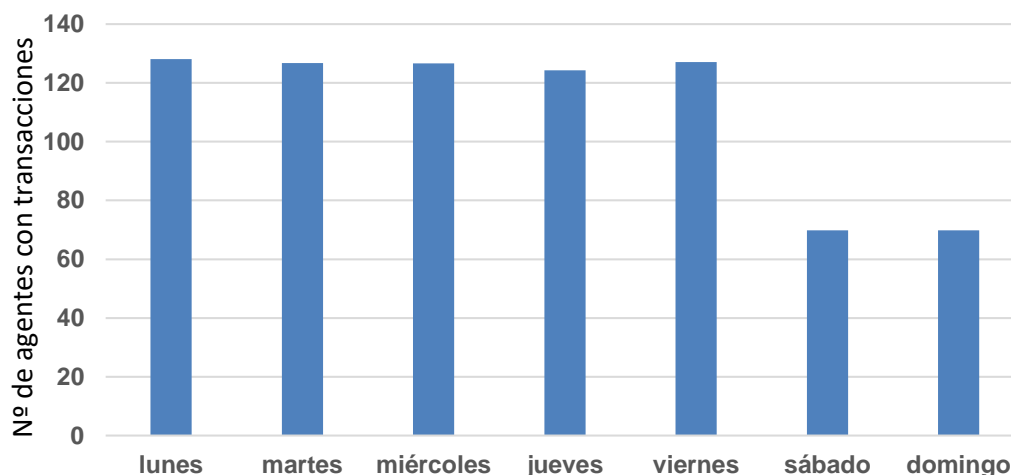
que los días entre semana de lunes a viernes tienen volúmenes de negociación promedio entre 406 y 670 GWh/día durante el año 2024.

**Figura 30. Volumen de negociación en MIBGAS en 2024, en promedio por día de la semana**



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

**Figura 31. Número de agentes participando en MIBGAS en 2024, en promedio por día de la semana**



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

### a) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2024, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de MIBGAS fue de 1.624.255, lo que supone un promedio de 4.438 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 365.728 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.

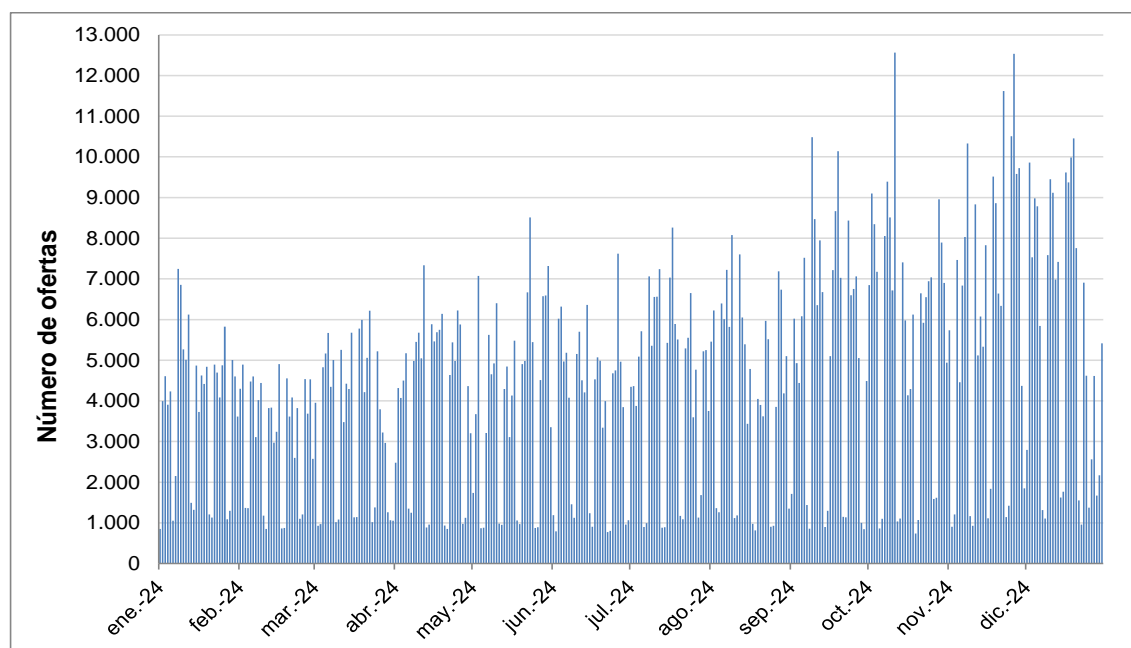
**Tabla 2. Número de ofertas y transacciones (2019-2024)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>Número total de ofertas de compra o venta</b>	421.385	383.938	620.810	808.573	1.123.706	1.624.255
<b>Ofertas por día (promedio diario)</b>	1.154	1.049	1.701	2.215	3.079	4.438
<b>Total de transacciones</b>	175.660	145.305	202.707	324.864	368.190	365.728

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

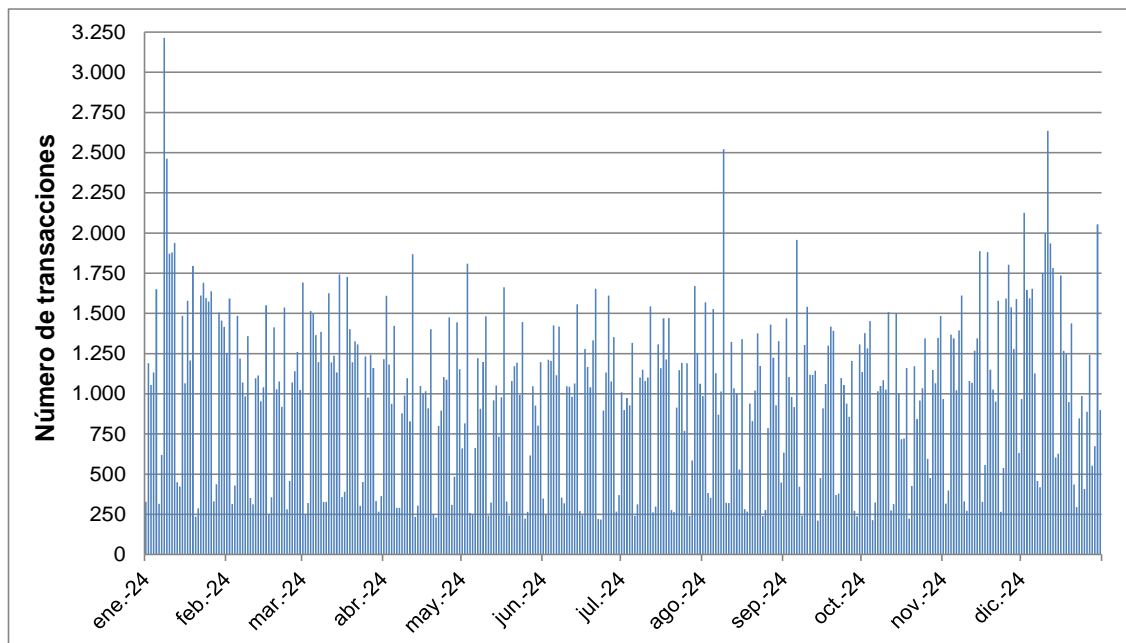
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación sobre todo en los últimos meses del año.

**Figura 32. Evolución del número de ofertas introducidas en MIBGAS en 2024, por día de negociación**



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

**Figura 33. Evolución del número de transacciones casadas en MIBGAS en 2024, por día de negociación**



*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

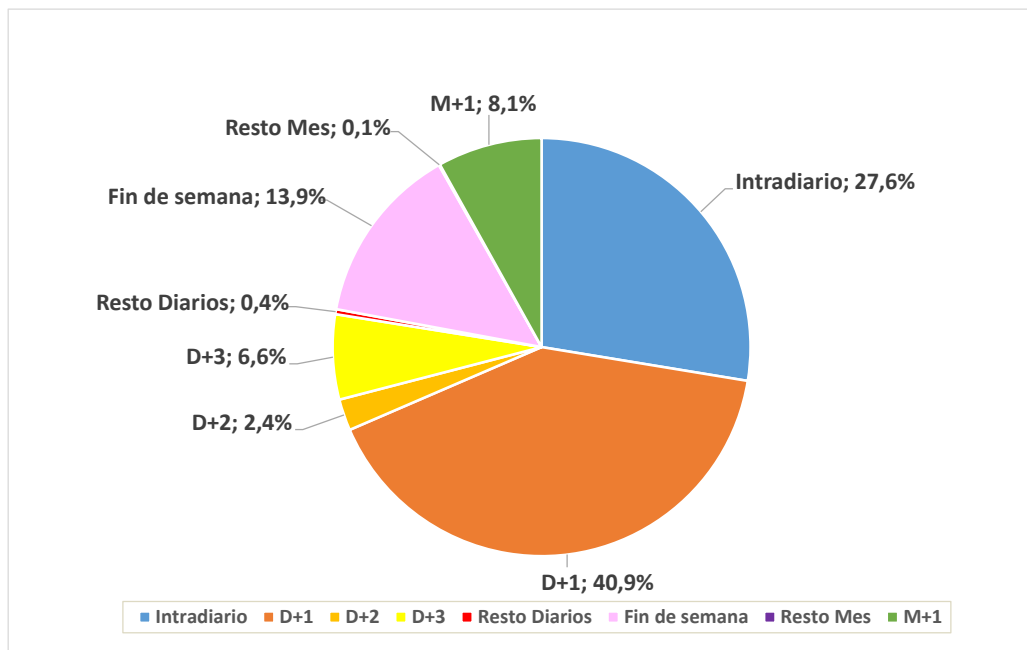
La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas durante 2024 fue la del 11 de octubre, con 12.566 ofertas, que dieron lugar a 1.508 transacciones entre agentes y 645,1 GWh negociados. La sesión con mayor número de transacciones fue la del 8 de enero, con 3.214 transacciones, que dieron lugar a 1.130,5 GWh negociados entre agentes, que coincide con el máximo anual diario negociado.

### **b) Volumen negociado en MIBGAS por producto**

En el conjunto de 2024, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto diario D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 40,9% del volumen total negociado, seguido del producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 27,6%.

El volumen de negociación alcanzado por el producto fin de semana fue del 13,9%, mientras que el mensual M+1 (con entrega el mes siguiente de la negociación) alcanzó el 8,1%.

**Figura 34. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2024**



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 2024**

	INTRADIARIO	DIARIO						FIN SEMANA	RESTO MES	M+1	TOTAL (MWh)
		D+1	D+2	D+3	D+4	D+5	D+6				
Total 2023	34.375.258	55.482.168	3.661.839	8.471.930	659.009	214.886	3.100	20.591.083	849.580	19.526.530	143.835.383
Enero	3.756.580	6.287.900	325.384	919.199	-	-	-	1.804.158	8.760	2.065.670	15.167.651
Febrero	2.624.311	3.862.779	257.782	674.252	-	-	-	1.274.756	44.640	841.650	9.580.170
Marzo	3.048.002	4.166.434	237.474	704.320	77.837	70.539	1.585	1.877.832	1.050	864.900	11.049.973
Abril	2.716.964	4.033.097	214.439	784.159	-	-	-	1.484.486	2.160	788.330	10.023.635
Mayo	2.382.107	3.894.405	202.750	487.833	257.381	-	-	2.036.013	-	784.500	10.044.989
Junio	2.519.102	4.519.688	227.742	806.108	-	-	-	1.677.306	-	604.810	10.354.756
Julio	3.124.726	4.573.962	266.879	633.904	-	-	-	1.291.954	-	814.990	10.706.415
Agosto	3.059.571	4.228.410	356.190	877.195	98.237	-	-	1.834.538	-	591.600	11.045.741
Septiembre	2.769.495	4.276.811	236.120	785.473	-	-	-	1.346.056	45.800	650.070	10.109.825
Octubre	2.975.842	4.399.729	190.855	682.216	4.268	-	-	1.221.662	14.010	866.100	10.354.682
Noviembre	3.684.386	4.955.515	207.913	783.633	-	-	-	1.427.484	-	1.049.350	12.108.281
Diciembre	4.577.844	6.047.475	562.083	727.110	9.941	-	-	1.503.898	-	1.001.920	14.430.271
Total 2024	37.238.930	55.246.205	3.285.611	8.865.402	447.664	70.539	1.585	18.780.143	116.420	10.923.890	134.976.389

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El volumen negociado del producto intradiario aumenta considerablemente respecto a 2023, mientras que el del diario D+1 disminuye ligeramente y el del fin de semana y el mensual M+1 disminuyen considerablemente.

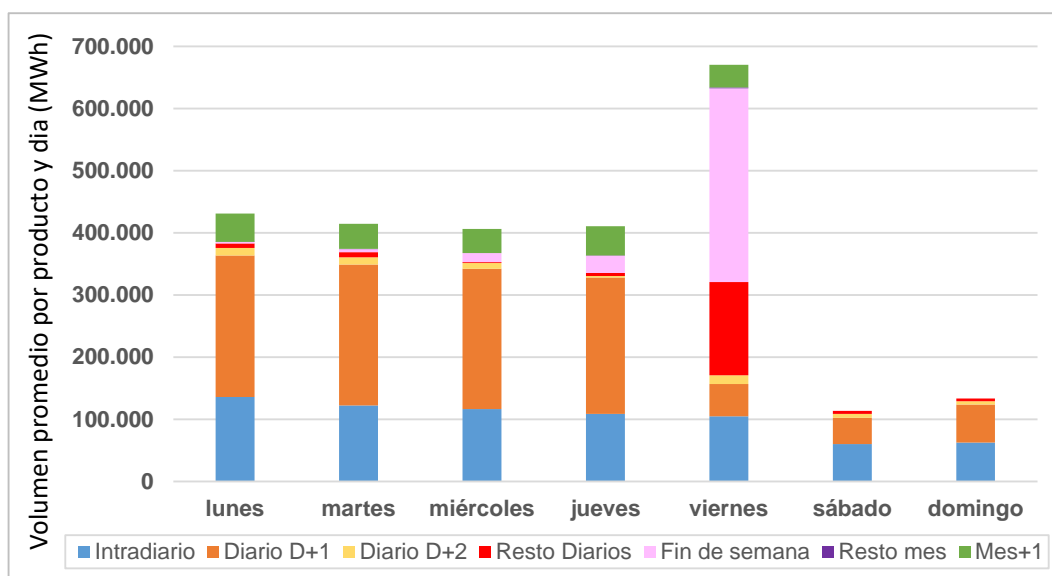


*En comparación con el año 2023, cabe destacar el **crecimiento de la negociación del producto intradiario (+8,3%)**, así como la **disminución del producto fin de semana (-8,8%)** y el **considerable descenso del producto mensual, con una reducción interanual del volumen negociado superior al 44% (más de -8,6 TWh/año)**.*

La 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 18.780 GWh en MIBGAS frente a los 20.591 GWh de 2023.

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 2024, en promedio por día de la semana**



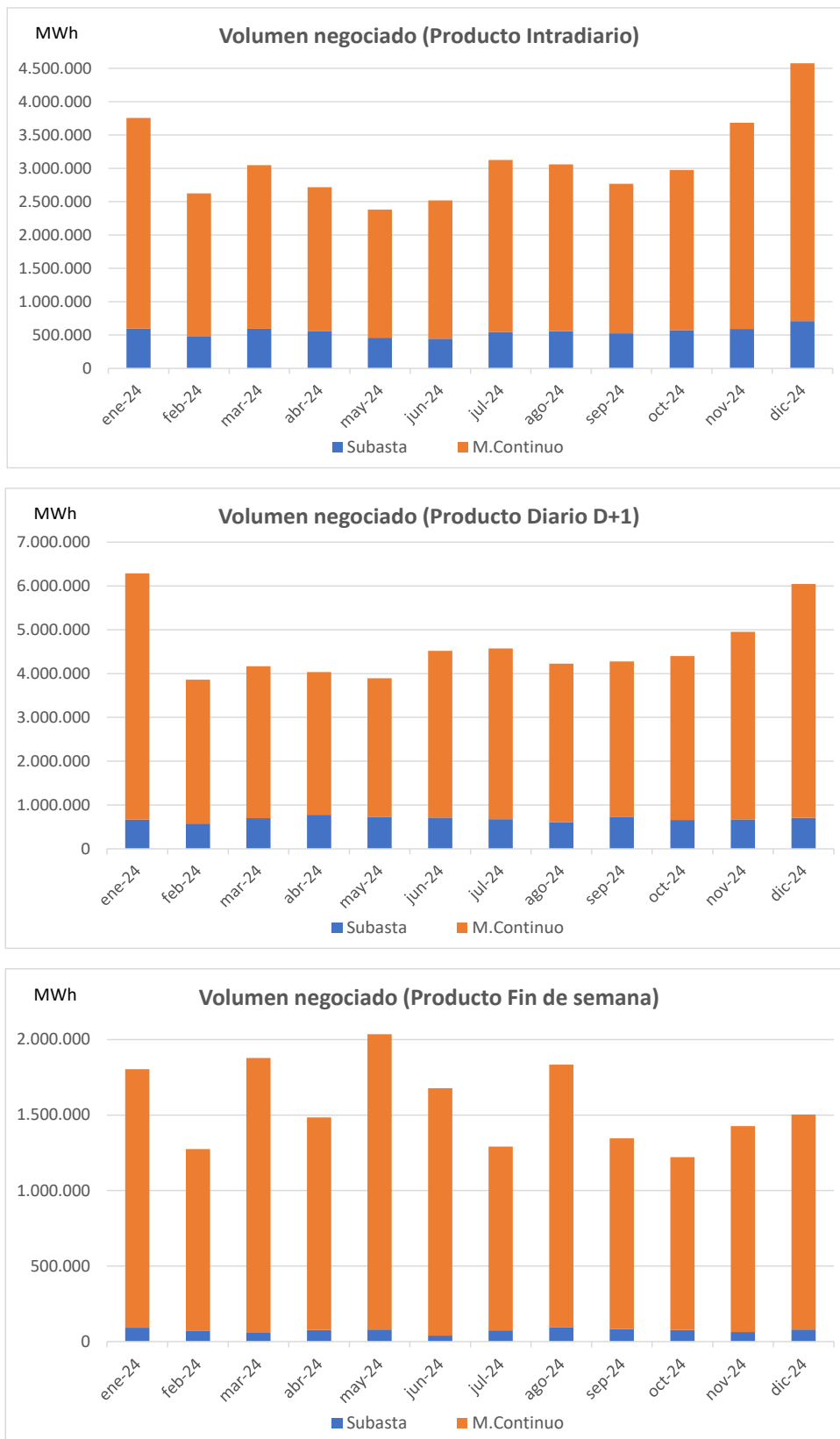
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

El volumen total negociado durante 2024 en las subastas fue del 12,3%, mientras que en el mercado continuo concentra la mayor parte de la negociación (87,7%).

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 17,8% en la subasta y el 82,2% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 14,8% en la subasta y el 85,2% en el continuo; el fin de semana (WE) se negoció el 4,7% en la subasta y el 95,3% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 100% 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**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

## 5.4. Evolución del volumen negociado en MIBGAS Derivatives

El número de agentes registrados en MIBGAS Derivatives a 31 de diciembre de 2024 ha sido de 81, con un incremento neto de 6 agentes respecto de 2023.

La negociación en MIBGAS Derivatives se realiza tanto en productos a plazo como en productos spot, según la siguiente tabla:

**Tabla 4. Productos negociados en MIBGAS Derivatives**

MIBGAS Derivatives	
Productos a Plazo con entrega en PVB	Productos Spot/a Plazo de GNL y AASS
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
Productos Indexados PVB-LPI: diarios, resto de mes, mensuales, trimestrales, semestrales, anuales	

En 2023 se empezaron 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. Además, en 2024 también se han empezado a negociar en el mismo segmento un nuevo grupo de productos: productos futuros con entrega física en el punto virtual de balance PVB indexados al LPI (PVB-LPI).

MIBGAS Derivatives tuvo en 2024 un **volumen total de negociación de 10.015,4 GWh** (sin incluir el volumen de OTC), lo que supone un aumento del 55,3% sobre el volumen negociado en el año 2023.

La negociación se concentró principalmente en productos del segmento a plazo (5.666,8 GWh), que se desglosan en: 5.229,2 GWh en productos con entrega en el PVB no indexados, 335,6 GWh en los nuevos productos indexados PVB-LPI, 55,4 GWh en los productos indexados PVB-TTF, y apenas 46,6 GWh en los productos a plazo en TVB. Además, se negociaron productos en el segmento spot de GNL (4.068,8 GWh) y de almacenamientos subterráneos (279,7 GWh).

El número de transacciones realizadas en total fue 11.369, lo que supone el 82,5% más que las realizadas en el año 2023 (6.228). 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 9.284 transacciones en el 2024 frente a las 4.792 realizadas en el año 2023. También hay un aumento en el número de transacciones de los productos a plazo, donde las transacciones tienen, en general, un mayor volumen promedio.

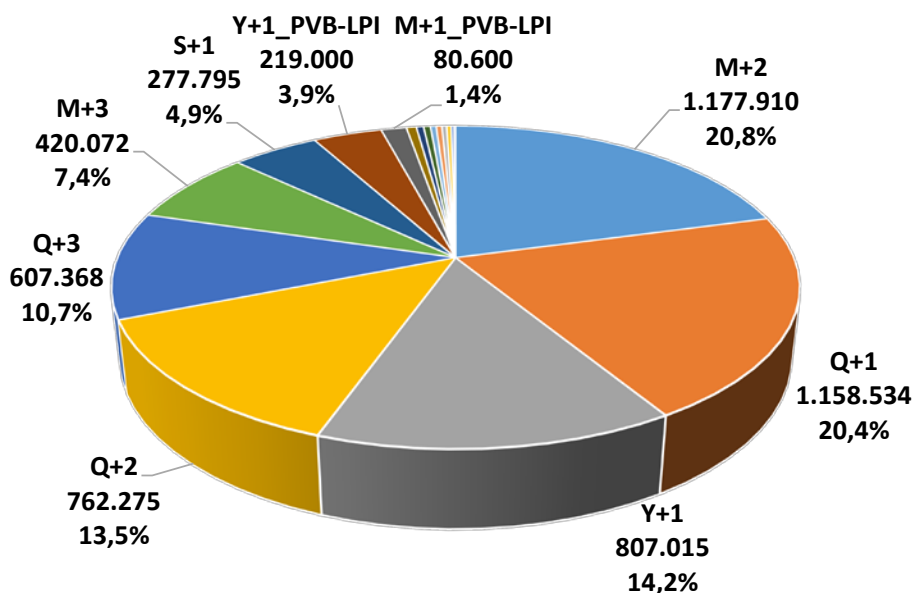
**Tabla 5. Número de transacciones y Volumen negociado en MIBGAS Derivatives**

	Número de transacciones					Volumen Negociado				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
<b>MIBGAS Derivatives a Plazo</b>	<b>623</b>	<b>527</b>	<b>293</b>	<b>798</b>	<b>1.044</b>	<b>5.483.950</b>	<b>4.615.220</b>	<b>1.847.467</b>	<b>3.965.722</b>	<b>5.666.811</b>
Productos en PVB	623	527	293	793	1.008	5.483.950	4.615.220	1.847.467	3.962.921	5.229.219
Productos Indexados PVB-TTF				5	10				2.801	55.430
Productos Indexados PVB-LPI					12					335.600
Productos en TVB (GNL)					14					46.562
<b>MIBGAS Derivatives Spot</b>	<b>1.476</b>	<b>3.938</b>	<b>2.309</b>	<b>5.430</b>	<b>10.325</b>	<b>187.030</b>	<b>456.520</b>	<b>536.810</b>	<b>2.482.098</b>	<b>4.348.557</b>
Productos en TVB (GNL)	1.458	3.934	1.927	4.792	9.284	178.730	454.520	391.371	2.136.534	4.068.848
Productos en AVB (AASS)	18	4	382	638	1.041	8.300	2.000	145.439	345.564	279.709
<b>TOTAL MIBGAS Derivatives</b>	<b>2.099</b>	<b>4.465</b>	<b>2.602</b>	<b>6.228</b>	<b>11.369</b>	<b>5.670.980</b>	<b>5.071.740</b>	<b>2.384.277</b>	<b>6.447.820</b>	<b>10.015.368</b>

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

El volumen negociado de los principales productos negociados en MIBGAS Derivatives con entrega en PVB (incluidos los indexados) se muestra en la siguiente figura:

**Figura 37. Volumen negociado en MIBGAS Derivatives (en PVB) por productos 2024**



Fuente: MIBGAS

El mayor volumen negociado en 2024 se concentró en el producto Mensual M+2, que alcanza el 21,0% del volumen total negociado. Por otra parte, los nuevos productos indexados PVB-LPI supusieron el 6,0% del volumen total negociado, mientras que los productos indexados PVB-TTF apenas supusieron el 1,0% del volumen total negociado.

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

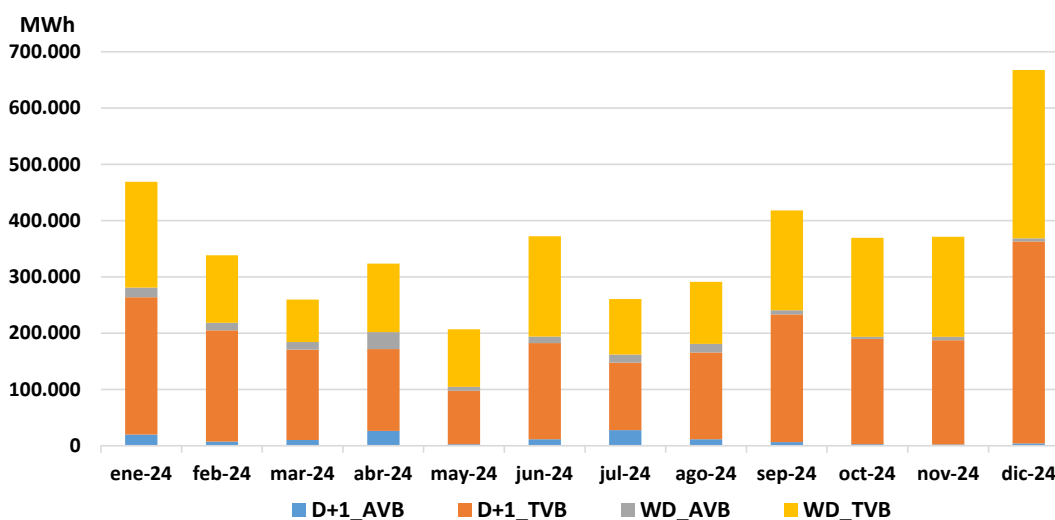
### **MIBGAS Derivatives Spot (GNL y AASS)**

MIBGAS Derivatives Spot tuvo un volumen total de negociación de 4.348,6 GWh, lo que supone un crecimiento de la negociación del 75,2% en el conjunto del año. La negociación disminuye progresivamente hasta el mes de mayo, donde se produce el mínimo del año. A partir de junio se produce un progresivo aumento de los volúmenes negociados, hasta llegar al máximo del año en diciembre, con un volumen muy destacado respecto al resto de meses.

Durante el año 2024 el volumen negociado en productos spot de GNL, con entrega en el Tanque Virtual de Balance TVB, fue de 4.068,8 GWh, realizándose 9.298 transacciones sólo en los productos intradiario y diario D+1.

Además, se han realizado un total de 1.041 transacciones de productos spot con entrega en el Almacenamiento Virtual de Balance AVB por un volumen de 279,7 GWh, que se concentran entre enero y julio de 2024.

**Figura 38. Volumen negociado de productos de GNL y AA.SS. 2024**

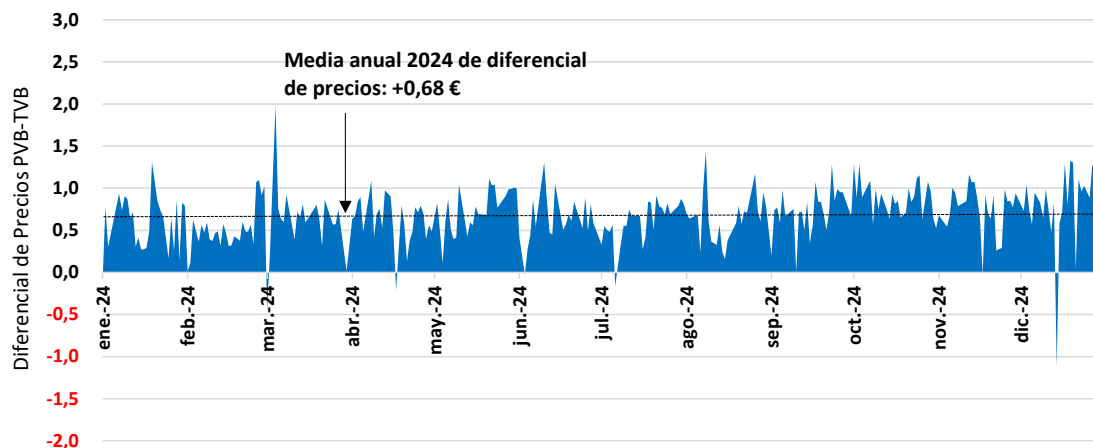


Fuente: MIBGAS

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, 0,68 €/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. 2024**



*Fuente: MIBGAS*

### **MIBGAS Derivatives a Plazo**

El volumen total negociado durante el año 2024 en el segmento de MIBGAS Derivatives de productos a plazo en el PVB fue de 5.620 GWh mostrando un aumento del 41,7% respecto al 2023, en que se negociaron 3.966 GWh. Además, en 2024 se empezaron a negociar en este segmento productos a plazo en el TVB, para los cuales se negociaron apenas 46,6 GWh.

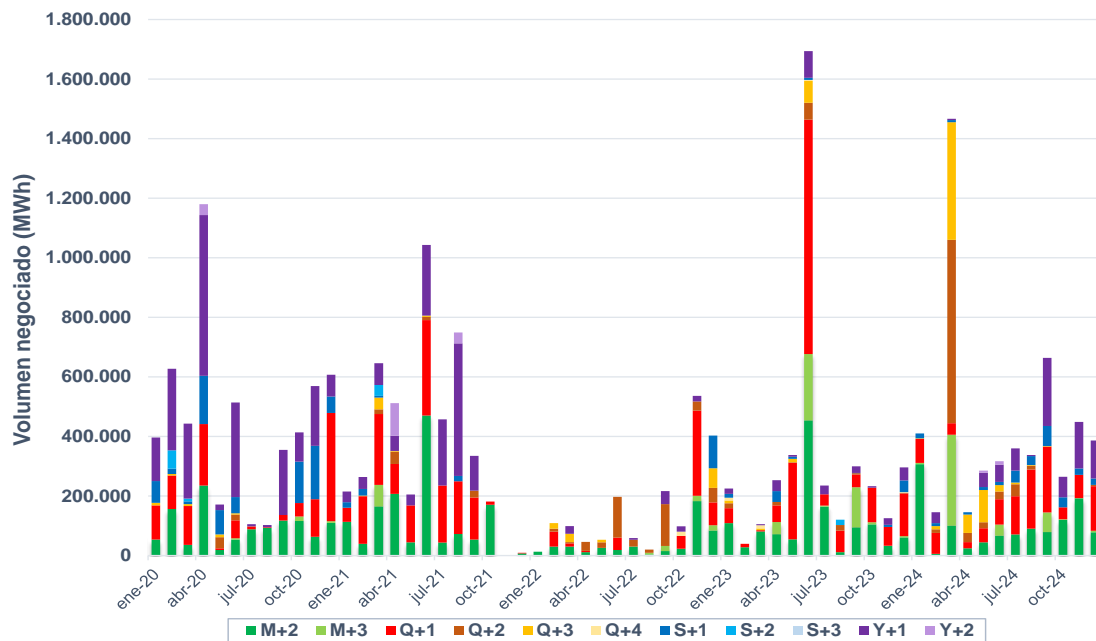
El mayor volumen negociado en este año se concentró en el producto mensual M+2, con un 21,0% del volumen total negociado (1.178 GWh), seguido del producto trimestral Q+1, con un 20,6% del volumen, del producto anual Y+1, con un 14,4%, del trimestral Q+2, con un 13,6%, y del resto de productos, que suponen el 30,5% del volumen total.

En relación con el número total de transacciones realizadas en PVB en 2024, se registraron 1.030 transacciones, lo que supone un aumento del 29% respecto del 2023 en que se registraron un total de 798 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 445 transacciones, seguido del producto trimestral Q+1 con 265 transacciones.

Cabe señalar que en este año vuelve a aumentar la negociación respecto al año anterior, y además el mes de marzo de 2024 se convierte en el tercer mes por volumen negociado desde el inicio de la negociación en MIBGAS Derivatives.

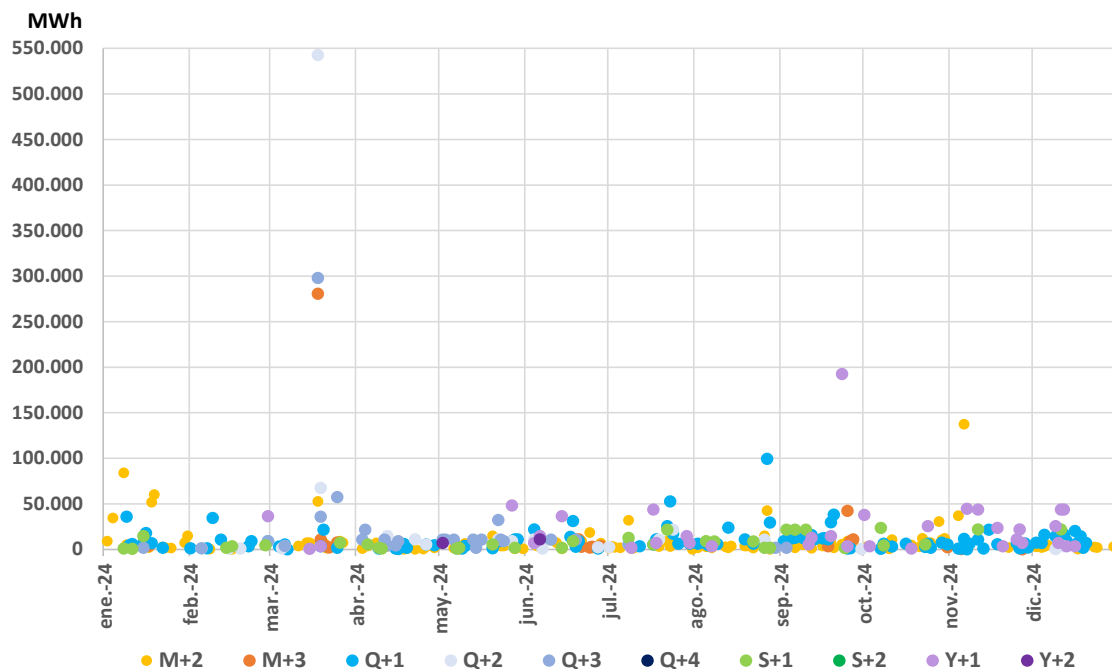
Sin embargo, **el volumen total anual negociado en este segmento continua por debajo del registrado en 2019**, habiendo superado a 2020 y 2021.

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



Fuente: MIBGAS

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



Fuente: MIBGAS

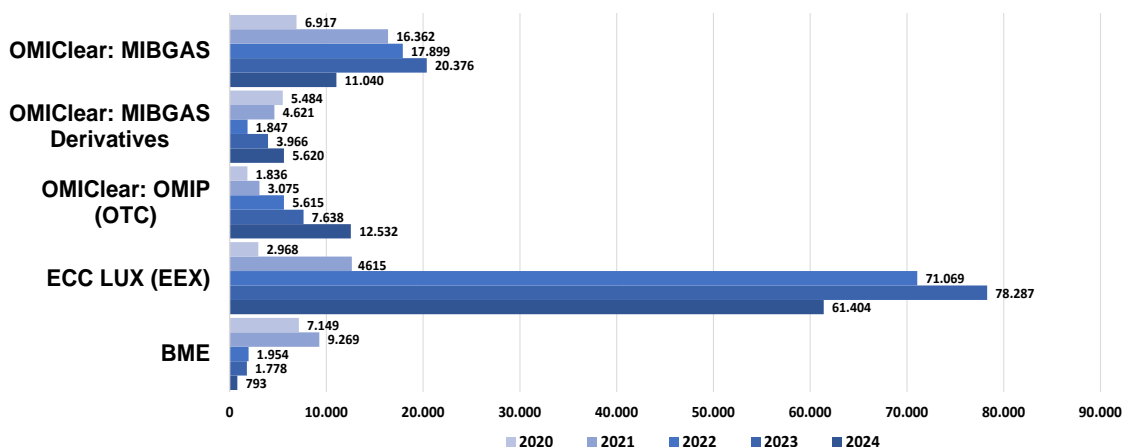
## 5.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)

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 2024 fue de 91.389 GWh**, lo que supone un descenso de 20.656 GWh en relación con el año anterior (112.045 GWh), un descenso del 18% respecto a 2023:

- **OMIClear** registró un volumen total de 29.192 GWh lo que supone un descenso del 8,7% respecto del año 2023 (31.980 GWh).
- **European Commodity Clearing (ECC-EEX)** registró un volumen total de 61.404 GWh en 2024 lo que supone un descenso del 21,6% frente al año anterior (78.287 GWh).
- **BME Clearing** registró un volumen total de contratos de 793 GWh lo que supone un descenso del 55,4% respecto del volumen registrado en el año 2023, en que alcanzó los 1.778 GWh.

**Figura 42. Volumen registrado para su compensación y liquidación en CCPs: 2020-2024**



Fuente: MIBGAS, BME y EEX

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

### • Evolución volumen compensado por OMIClear

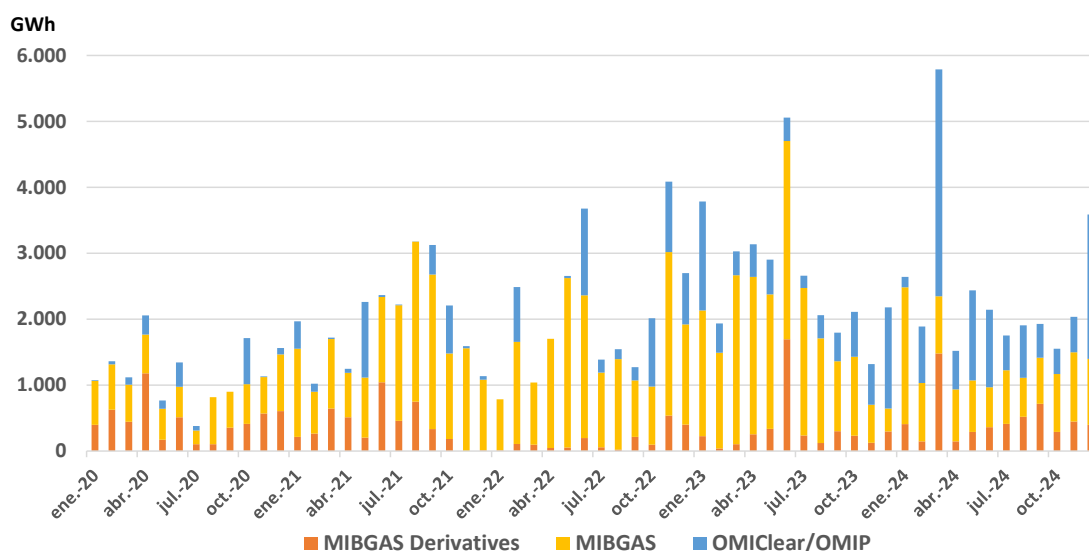
Durante 2024 el **volumen total compensado por OMIClear** ascendió a **29.192 GWh**: correspondiendo 11.040 GWh a los volúmenes registrados de los



productos mes M+1 y resto del mes negociados en MIBGAS (en mercado continuo), 12.532 GWh a los volúmenes OTC registrados en OMIClear/OMIP a través de la plataforma de negociación de MIBGAS Derivatives, y 5.620 GWh a los volúmenes registrados de los productos negociados en MIBGAS Derivatives en PVB.

Durante el último año ha disminuido el volumen de las transacciones en los productos resto del mes y M+1 negociados en MIBGAS alcanzándose un volumen (11.040 GWh), inferior a los 20.376 GWh negociados y registrados en 2023. Por otro lado, 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 (12.532 GWh) muy superior a los 7.638 GWh registrados en 2023.

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



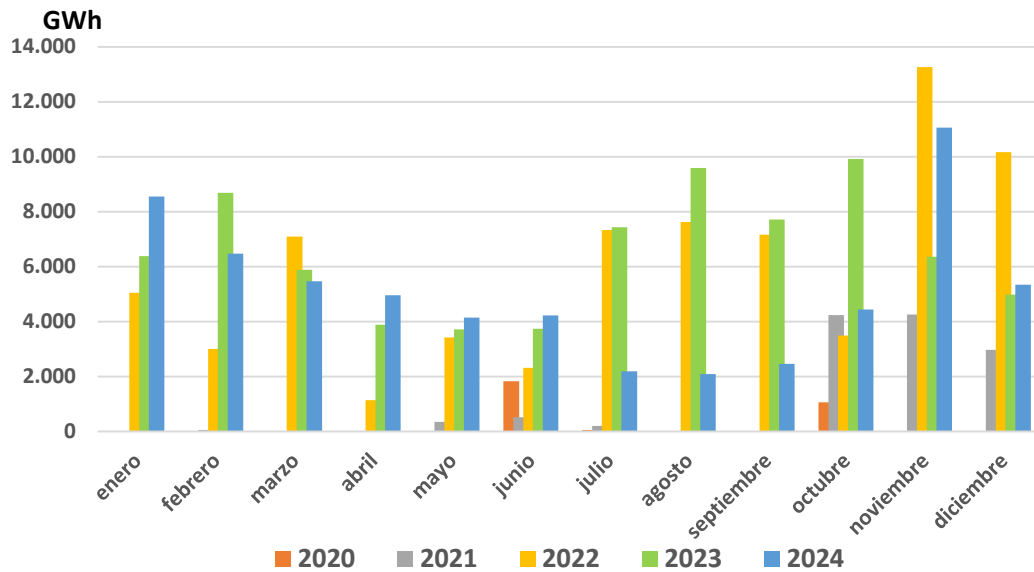
Fuente: MIBGAS

- **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 2024 se registró **un volumen total negociado de 61.404 GWh de contratos en PVB** lo que supone un descenso del 21,6% respecto de 2023 en que se negociaron 78.287 GWh.

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



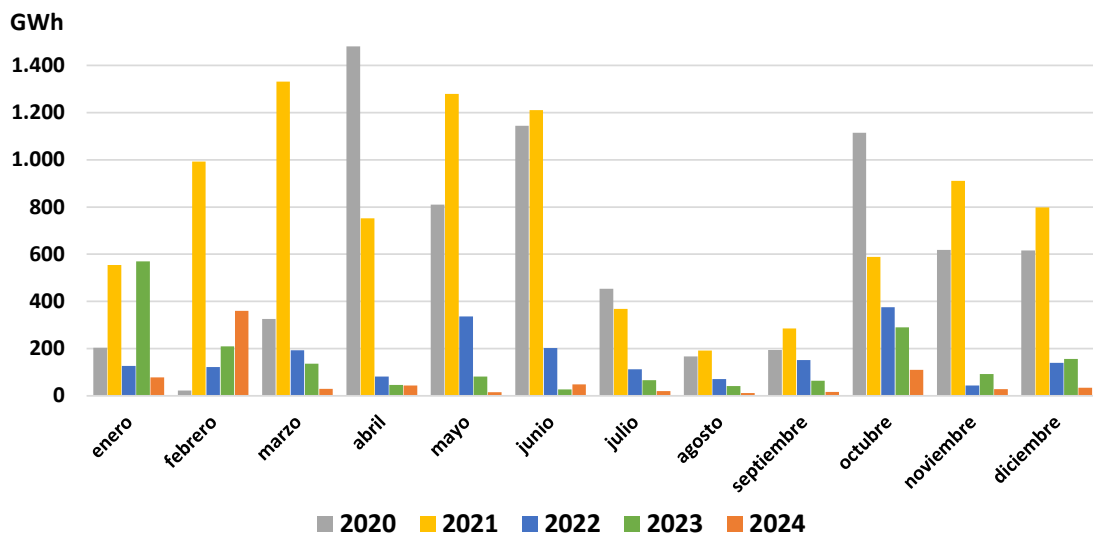
Fuente: EEX-ECC

#### • Evolución volumen registrado en BME Clearing

**BME Clearing** ha registrado durante el año 2024 un volumen total de **793 GWh** lo que supone un descenso del 55,4% respecto del volumen registrado en el año 2023, cuando se alcanzaron 1.778 GWh.

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

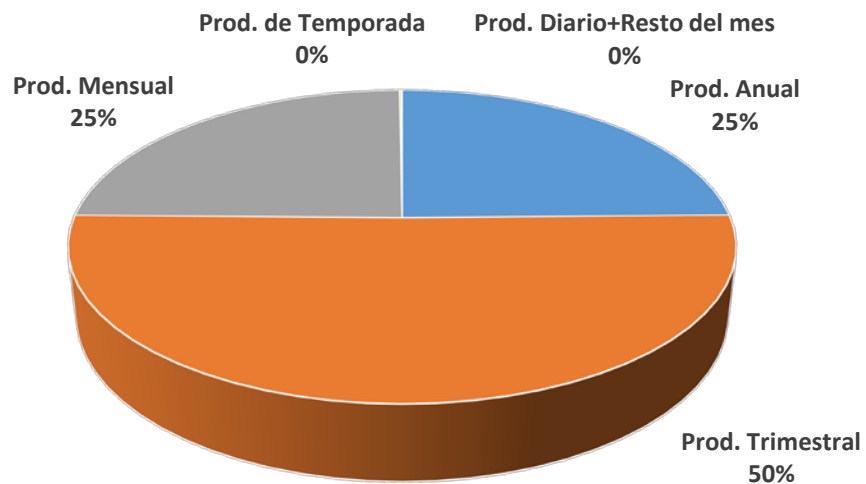
**Figura 45. Evolución volumen registrado en BME por mes. Años 2020-2024**



Fuente: BME

El mayor volumen registrado en este año se concentró en el producto trimestral, con un 50% del volumen total registrado (401 GWh).

**Figura 46. Volumen total registrado en BME Clearing 2024**



*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 2024. 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:

- o La **compra del gas de operación**<sup>4</sup> en el mercado organizado, según establece la Resolución de 23 de diciembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía, que se realiza en la subasta de apertura del producto diario desde enero de 2016. De acuerdo con la Resolución de 12 de julio de 2023, se ha flexibilizado la compra del gas de operación por parte del GTS en cualquier momento de la sesión.

En 2024 la compra del gas de operación ha supuesto un volumen total de compras en MIBGAS de **734,38 GWh**.

- o La **compra del gas talón y colchón** en el mercado organizado, establecida 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 2024, no ha habido compras de gas colchón ni de gas talón.

- o 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

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 2024 suponen un volumen total de **3.589,77 GWh** (2.407,03 GWh de compras y 1.182,74 GWh de ventas).

- El servicio de **creador de mercado voluntario** en el mercado organizado, que está regulado mediante la Resolución de 6 de junio de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía y que se provee mediante convocatoria semestral del Operador de Mercado.
  - La adjudicación del servicio durante el **primer semestre de 2024** fue aprobada por Resolución de la DGPEM de 27 de diciembre de 2023, en la que se adjudicaba el servicio a la empresa Axpo Iberia S.L.U. para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2024, ambos incluidos. Su actividad generó un total de **1.144 GWh de compra y 327 GWh de venta**.
  - La adjudicación del servicio durante el **segundo semestre de 2024** fue aprobada por Resolución de la DGPEM de 4 de julio de 2024, en la que se adjudicaba el servicio a la empresa Axpo Iberia S.L.U. y a la empresa MET International AG para el periodo comprendido entre el 1 de julio y el 31 de diciembre de 2024, ambos incluidos. Su actividad generó un total de **1.825 GWh de compra y 816 GWh de venta**.
- El servicio de **creador de mercado obligatorio** en el mercado organizado, que fue establecido mediante la Resolución de 11 de diciembre de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía. Como resultado, los operadores dominantes del sector del gas natural<sup>6</sup> (en ese momento, Naturgy y Endesa) comenzaron a actuar como creadores de mercado obligatorios a partir de finales de enero de 2018 en los productos diario y mensual.<sup>7</sup>

Posteriormente, se amplió la obligación de actuar como creador de mercado al grupo Repsol, mediante la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 9 de julio de 2021, al haber adquirido la condición de operador dominante. Repsol perdió la condición de operador dominante en el sector del gas natural según Resolución de 15 de diciembre de 2023 de la CNMC, aunque se volvió

---

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.

<sup>6</sup> Los operadores dominantes en la producción y suministro de gas natural son aquellos cuya cuota de mercado es superior al 10%.

<sup>7</sup> 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 establecer como tal mediante Resolución de 12 de diciembre de 2024 de la CNMC<sup>8</sup>.

Por otro lado, la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 6 de febrero de 2024 concentró la obligación de los creadores de mercado exclusivamente en el producto mes siguiente, además de establecer un límite a la cantidad diaria casada a emplear en el cálculo del volumen casado anual y de disminuir el Volumen Diario Mínimo a Casar. Esta Resolución surtió efectos a partir del 19 de febrero de 2024.

El total negociado por los creadores de mercado obligatorios durante 2024 en el producto diario D+1 fue de **99 GWh de compra y 97 GWh de venta**, en los productos D+3 y WE (fin de semana) fue de **43 GWh de compra y 42 GWh de venta**, y en el producto mensual fue de **2.702 GWh de compra y 2.604 GWh de venta**.

*En conjunto, las **medidas de fomento de la liquidez** desarrolladas a lo largo de 2024 proporcionaron al mercado un volumen de negociación de **14.025 GWh**, lo que supone el **6,6% de las compras** totales y **3,8% 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 voluntarios, seguidos por los creadores de mercado obligatorios, las medidas de fomento de la liquidez que mayor volumen aportaron en 2024 sobre el total negociado.

**Tabla 6. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez (2023-2024)**

	COMPRAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2023		Volumen negociado en MIBGAS en 2024	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Compra gas de operación	700.378	0,49%	734.382	0,54%
Compra gas colchón Yela	0	0,00%	0	0,00%
Acciones balance (Compra)	2.660.195	1,85%	2.407.034	1,78%
CompraVentas entre comercializadoras	139.047.915	96,67%	130.652.234	96,80%

<sup>8</sup> Por su parte, la Resolución de 10 de julio de 2025, de la Secretaría de Estado de Energía, establece que la obligación de actuar como creador de mercado obligatorio surtirá efectos a partir del 27 de julio de 2025.

(Compras creadores de mercado voluntarios)	3.279.610	<b>2,28%</b>	2.969.200	2,20%
(Compras creadores de mercado obligatorios)	7.417.068	<b>5,16%</b>	2.844.921	2,11%
<b>Total</b>	<b>143.835.383</b>	<b>100%</b>	<b>134.976.389</b>	<b>100%</b>

	VENTAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2023		Volumen negociado en MIBGAS en 2024	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
<b>Acciones balance (Venta)</b>	<b>1.426.895</b>	<b>0,99%</b>	<b>1.182.739</b>	<b>0,88%</b>
<b>CompraVentas entre comercializadoras</b>	<b>139.047.915</b>	<b>96,67%</b>	<b>130.652.234</b>	<b>96,80%</b>
(Ventas creadores de mercado voluntarios)	1.479.940	<b>1,03%</b>	1.143.570	0,85%
(Ventas creadores de mercado obligatorios)	5.717.360	<b>3,97%</b>	2.743.084	2,03%
<b>Total</b>	<b>143.835.383</b>	<b>100%</b>	<b>134.976.389</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 2024	97.414	-	-	313.776	174.021	14.582.440	15.167.651
Febrero 2024	68.289	-	-	209.290	36.681	9.265.910	9.580.170
Marzo 2024	76.920	-	-	82.064	290.958	10.600.031	11.049.973
Abril 2024	88.754	-	-	243.577	85.000	9.606.304	10.023.635
Mayo 2024	90.393	-	-	60.013	164.960	9.729.623	10.044.989
Junio 2024	100.957	-	-	120.631	40.315	10.092.853	10.354.756
Julio 2024	81.873	-	-	202.023	-	10.422.519	10.706.415
Agosto 2024	83.387	-	-	128.000	61.364	10.772.990	11.045.741
Septiembre 2024	41.695	-	-	104.708	147.989	9.815.433	10.109.825
Octubre 2024	4.700	-	-	245.299	104.041	10.000.642	10.354.682
Noviembre 2024	-	-	-	244.607	48.810	11.814.864	12.108.281
Diciembre 2024	-	-	-	453.046	28.600	13.948.625	14.430.271
<b>Total 2024</b>	<b>734.382</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.407.034</b>	<b>1.182.739</b>	<b>130.652.234</b>	<b>134.976.389</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. Además, desde marzo de 2024, las compras también se realizan en otros productos diarios y en el producto fin de semana.

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 2024, el GTS ha comprado gas de operación en 162 ocasiones, con un volumen medio de 4,5 GWh por sesión.

A pesar de la reducción de la demanda interna, en el año 2024 se ha producido un ligero aumento del volumen total de gas de operación respecto a 2023, como se observa en la siguiente tabla.

**Tabla 8. Evolución de volúmenes adquiridos (MWh) de gases regulados en el mercado organizado (2016-2024)**

	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	-	-
<b>Total 2024</b>	734.382	-	-

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

En 2024, al igual que en los seis 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 2024, el GTS realizó acciones de balance en el PVB por un total de **3.589,8 GWh** (2.407,0 GWh de compras de gas y 1.182,8 GWh de ventas de gas). A lo largo del año, el GTS realizó acciones de balance en **96 días**. En 71 ocasiones las acciones fueron de compra de gas, y en 26 ocasiones se realizaron ventas de gas, habiendo 1 día con acciones de ambos tipos.

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 2023.

En el año 2024, predominaron las acciones de balance de compra por parte del GTS, que supusieron casi el 67,1% de las acciones realizadas por el GTS.

**Tabla 9. Acciones de balance realizadas por el GTS (2016–2024)**

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
2024	1.182.739	2.407.034	3.589.773

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

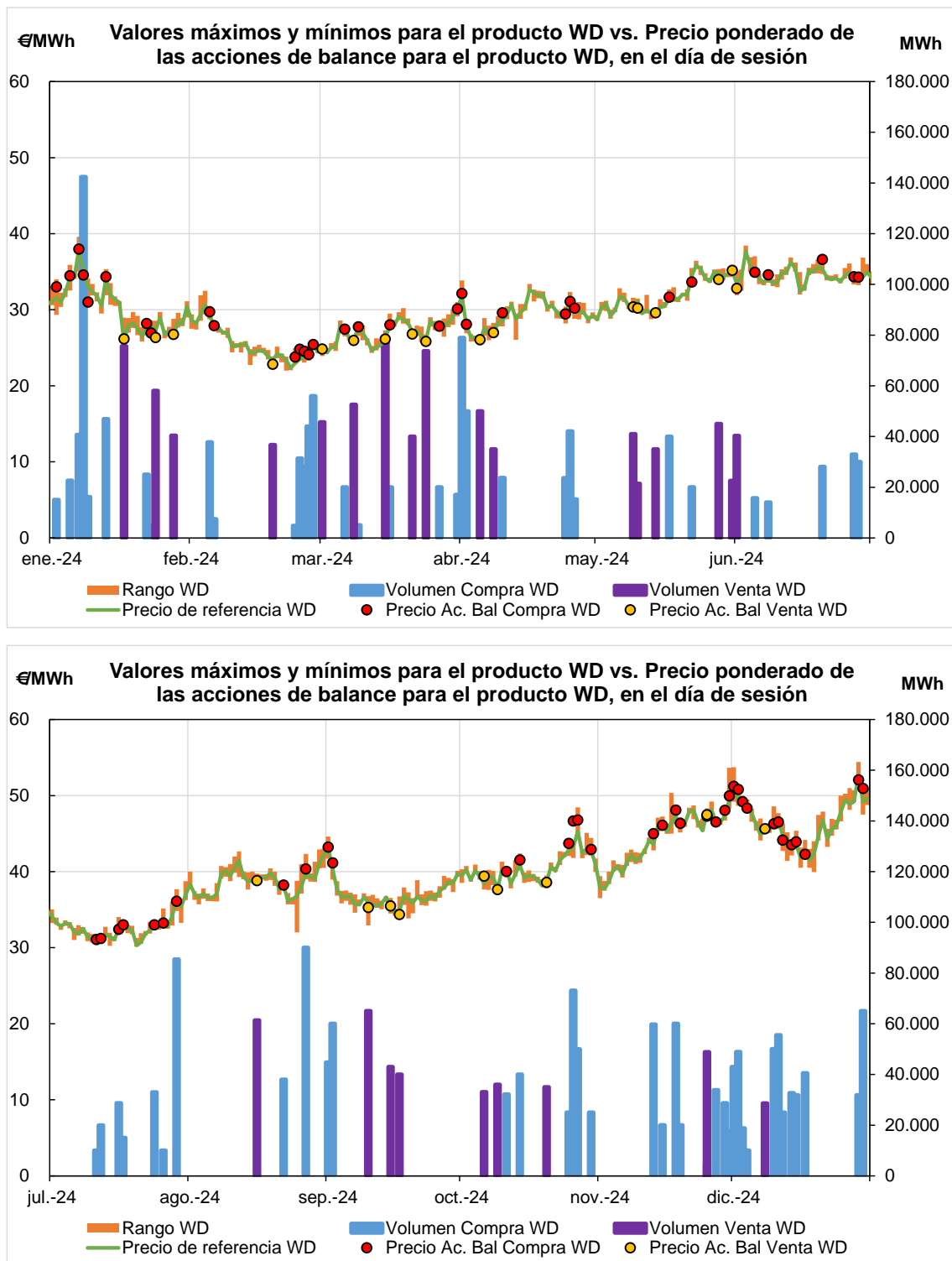
El volumen promedio de las acciones de balance fue de 37,0 GWh, y el día que se produjeron mayores compras de gas para equilibrar el balance del sistema fue el 8 de enero (142,4 GWh).

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 22 días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 66 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh, y 9 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 2024**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

A lo largo de 2024, en los 96 días en los que el GTS realizó acciones de balance, hubo 26 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 1,78 % del volumen total negociado en MIBGAS en 2024, mientras que las acciones de venta fueron un 0,88%.

## 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 2024

Durante el año 2024, ha continuado la realización de convocatorias para la prestación del servicio de creadores de mercado voluntarios<sup>9</sup> en MIBGAS, iniciada en 2017. El servicio se orientó hacia la prestación de este servicio en el producto mensual, ya que es el que presenta una menor liquidez en comparación con otros mercados europeos.

En el primer semestre de 2024, el servicio se adjudicó al comercializador **AXPO IBERIA S.L.** y en el segundo a los comercializadores **AXPO IBERIA S.L.** y **MET INTERNATIONAL AG.**

El spread ofertado (0,35 €/MWh) por los comercializadores a los que se le ha adjudicado el servicio se ha mantenido para el producto mensual tanto en el primer semestre como en el segundo. Este es el spread máximo de ofertas en condiciones normales que se define en los parámetros de las bases de la convocatoria.

A efectos comparativos, las principales condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en el año 2024 se muestran en la siguiente tabla:

---

<sup>9</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.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**Tabla 10. Condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en 2024 para el producto mensual**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

**6.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2024**

*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.*

Durante el año 2024 **Naturgy y Endesa operaron como creadores de mercado obligatorios.**

Las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes en el mercado de gas natural vienen establecidas por la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 6 de febrero de 2024, que concentra la obligación exclusivamente en el producto mes siguiente, eliminando la obligación de presentar ofertas en el producto diario, al considerar que el mercado ha alcanzado suficiente liquidez. Además, con el fin de lograr un cumplimiento más uniforme de la obligación a lo largo del año, establece un límite a la cantidad diaria casada a emplear en el cálculo del volumen casado anual y disminuye el volumen diario mínimo a casar.

**Tabla 11. Condiciones aplicables a los creadores de mercado obligatorios (año 2024)**

	NATURGY	ENDESA
	Mes siguiente	Mes siguiente
Separación máxima de precios	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh
Valor de ajuste para calcular Volumen Diario Máximo	1,20	1,20
Volumen Diario Máximo a Casar <sup>10</sup>	33.977 MWh	16.178 MWh

<sup>10</sup> Volumen de ofertas casadas a partir del cual queda exonerado de presentar nuevas ofertas durante el resto del día. Se calcula a partir del Volumen Anual Máximo a casar (igual al 5,68% de su volumen de aprovisionamiento del año natural anterior), ajustado por el valor de ajuste (1,20) y considerando el número de sesiones diarias de exoneración.

### 6.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2024

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

En el caso de 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.

Durante el año 2024, AXPO realizó operaciones como creador de mercado en 209 sesiones, y de acuerdo con los informes de supervisión del Operador del Mercado cumplió el total de los objetivos de presencia en 102 sesiones sobre un total de 256 sesiones. Por su parte, MET, que actuó como creador de mercado sólo en el segundo semestre, operó en 111 sesiones, cumpliendo con los objetivos de presencia en 49 sesiones, sobre un total de 125 sesiones.<sup>11</sup>

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<sup>12</sup> (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).

Teniendo en cuenta los informes de supervisión del Operador de Mercado en relación con los creadores de mercado obligatorios, a lo largo del año 2024 ENDESA tuvo un grado de presencia en el caso del producto diario D+1 de 27 sesiones (además de 4 sesiones en las que solicitó exoneración y con ninguna sesión de incumplimiento parcial) y en el caso del producto mensual, un grado de presencia de 217 sesiones (además de 36 sesiones en las que solicitó exoneración y 3 sesiones en las que incumplió parcialmente alguno de los objetivos de presencia).

Por otro lado, NATURGY, en los productos diarios tuvo un grado de presencia de 28 sesiones, solicitando exoneración en 2 sesiones y 1 día en que incumplió

---

<sup>11</sup> La retribución de los creadores de mercado voluntarios se ha visto reducida proporcionalmente al número de días en los que han cumplido las condiciones de prestación del servicio.

<sup>12</sup> Hasta el 18 de febrero de 2024.

parcialmente alguno de los objetivos diarios de presencia. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 201 sesiones, solicitando exoneración en 50 e incumpliendo parcialmente en 5 sesiones.

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 2024**

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

Hasta el 18 de febrero de 2024, fecha de la entrada en vigor de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 6 de febrero, Endesa y Naturgy actuaron como creadores de mercado obligatorios sobre el producto diario D+1. Además, presentaron 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 28 días con un volumen de compras de 25.885 MWh y de ventas de 27.613 MWh, que en ambos casos supone un 0,05% del total negociado.

Por su parte, NATURGY realizó transacciones en 31 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 73.792 MWh y 69.311 MWh, respectivamente, lo que representa un 0,13% del total de lo negociado en ambos casos.

**Tabla 12. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto D+1 durante 2024**

Año 2024 (*hasta 18 de febrero). Producto D+1					
	Compras D+1 (MWh)	% negociado D+1	Ventas D+1 (MWh)	% negociado D+1	Nº días con transacciones
<b>ENDESA</b>	25.885	0,05%	27.613	0,05%	28 días (7,6%)
<b>NATURGY</b>	73.792	0,13%	69.311	0,13%	31 días (8,5%)

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

Año 2024 (*hasta 18 de febrero). Productos D+3 y Weekend				
	Compras D+3 (MWh)	Ventas D+3 (MWh)	Compras Weekend (MWh)	Ventas Weekend (MWh)
<b>ENDESA</b>	4.000	4.400	9.400	7.400
<b>NATURGY</b>	8.840	8.940	20.624	21.320

### En el producto mensual

A lo largo de 2024, han actuado en el producto mensual tanto los creadores de mercado voluntarios (AXPO y MET) como los creadores de mercado obligatorios (ENDESA y NATURGY).

En relación con los volúmenes negociados, en el producto mensual AXPO realizó transacciones de compra y venta en un total de 209 sesiones, con un volumen de compras de 2.251.520 MWh y 586.060 MWh de ventas, que han supuesto respectivamente el 20,6% y el 5,4% del total negociado para dicho producto.

Por su parte, MET realizó transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 111 sesiones, con un volumen de compras de 717.680 MWh y de ventas de 557.510 MWh, que han supuesto respectivamente el 14,4% y el 11,2% del total negociado para dicho producto en el segundo semestre del año.

En lo que se refiere a los creadores de mercado obligatorios, durante 2024 ENDESA ha realizado transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 206 sesiones, con un volumen de compras de 1.565.150 MWh y de ventas de 1.470.830 MWh, que han supuesto respectivamente el 14,3% y el 13,5% del total negociado para dicho producto. Por su parte, NATURGY ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 155 sesiones, con un volumen de compras de 1.137.230 MWh y de ventas de 1.133.270 MWh, que han



supuesto respectivamente el 10,4% y el 10,4% del total negociado para dicho producto.

**Tabla 13. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado sobre el producto M+1 durante 2024**

Año 2024. Producto M+1					
	Compras M+1 (MWh)	% negociado M+1	Ventas M+1 (MWh)	% negociado M+1	Nº días con transacciones
<b>AXPO</b>	2.251.520	20,61%	586.060	5,36%	209 días
<b>MET</b>	717.680	6,57%	557.510	5,10%	111 días
<b>ENDESA</b>	1.565.150	14,33%	1.470.830	13,46%	206 días
<b>NATURGY</b>	1.137.230	10,41%	1.133.270	10,37%	155 días

## 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

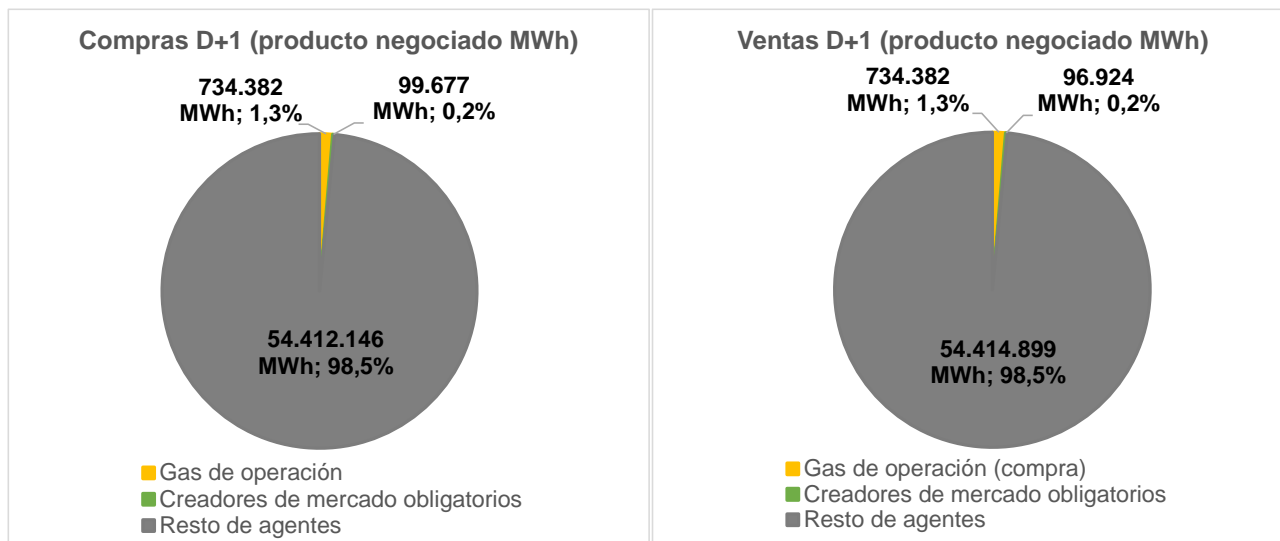
En 2024, las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario son las adquisiciones de gas de operación de ENAGAS GTS y la contribución de los creadores de mercado obligatorios.

El total de **adquisiciones de gas de operación** fue de 734.382 MWh, lo que supuso un 1,3% de la negociación del producto D+1 durante el conjunto de 2024. Las compras de gas de operación se distribuyen de una forma uniforme a lo largo del año. Además, ENAGAS GTS está realizando compras los viernes en el producto fin de semana y el producto D+3.

En las siguientes figuras se exponen los datos anuales agregados:



**Figura 48. Volúmenes de compra y venta del producto D+1 (2024)**



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.

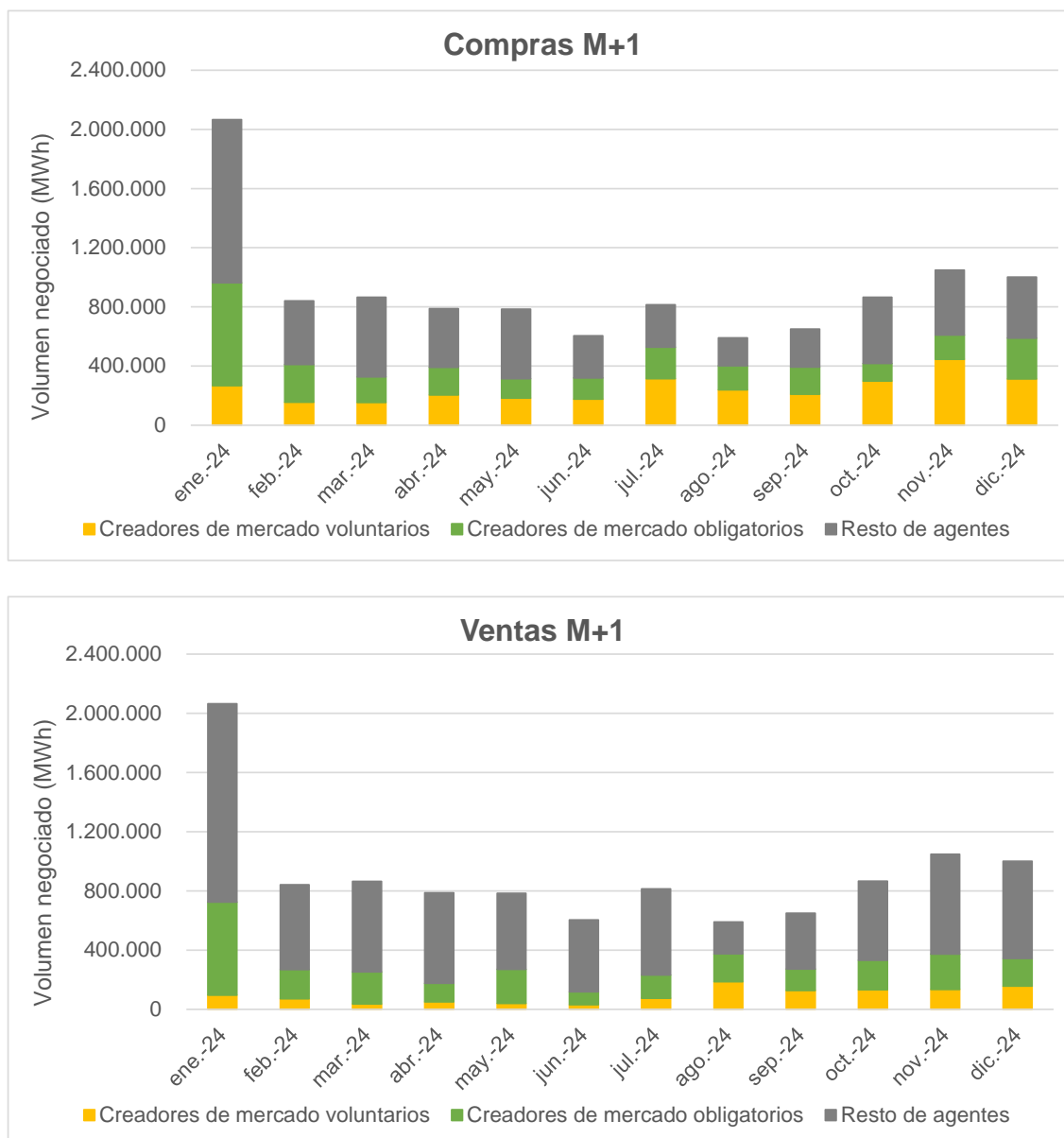
### 6.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual

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 2024, este producto alcanzó una negociación total de 10.924 GWh, compuesta de operaciones entre comercializadores, y contando con la actividad de los creadores de mercado voluntarios y obligatorios.

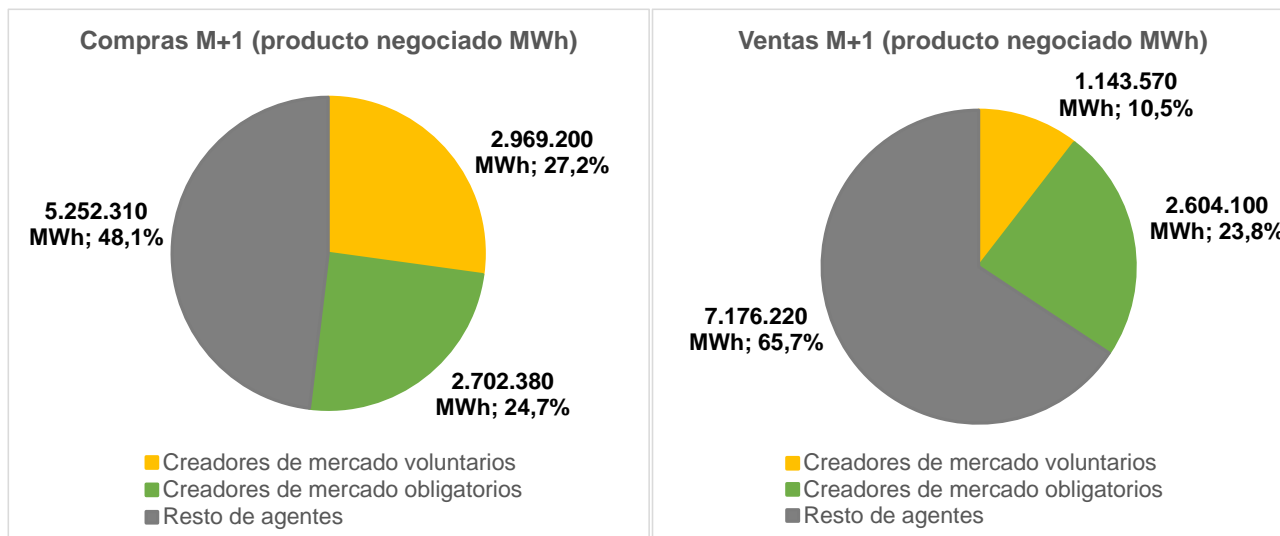
La **actividad de los creadores de mercado** en el producto mensual se traduce en un volumen de compras de 5.672 GWh y un volumen total de ventas de 3.748 GWh, lo que representa un 51,9% del total de las compras de este producto en mercado y un 34,3% del total de ventas.

**Figura 49. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2024)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

**Figura 50. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2024)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

En general, en el conjunto de 2024 se aprecia un gran descenso en la negociación del producto mensual, debido, entre otras cosas, a la menor participación en el mercado de los creadores durante el año (ya que hay un creador de mercado obligatorio menos este año, Repsol), 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 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).

Por su parte, en el año 2024 hubo transacciones en un total de 228 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 232 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 256 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>13</sup> en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 298 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2024. El incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

De las 298 empresas del listado, hay 98 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.

Durante el periodo 2010 a 2023 se incorporaron 258 nuevas empresas, en el año 2023 se produjeron 9 nuevas incorporaciones netas y en el año 2024 se han producido 16 nuevas incorporaciones netas (28 altas y 12 bajas).

En cuanto al número de **empresas habilitadas 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
31-12-2015	16
31-12-2016	45
31-12-2017	65
31-12-2018	82
31-12-2019	105
31-12-2020	144
31-12-2021	169
31-12-2022	175
31-12-2023	195
31-12-2024	238

*Fuente: Elaboración propia y MIBGAS*

En relación con la **participación en MIBGAS Derivatives**, a finales del mes de diciembre de 2024 un total de 81 agentes habían completado el proceso de alta

<sup>13</sup> Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

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

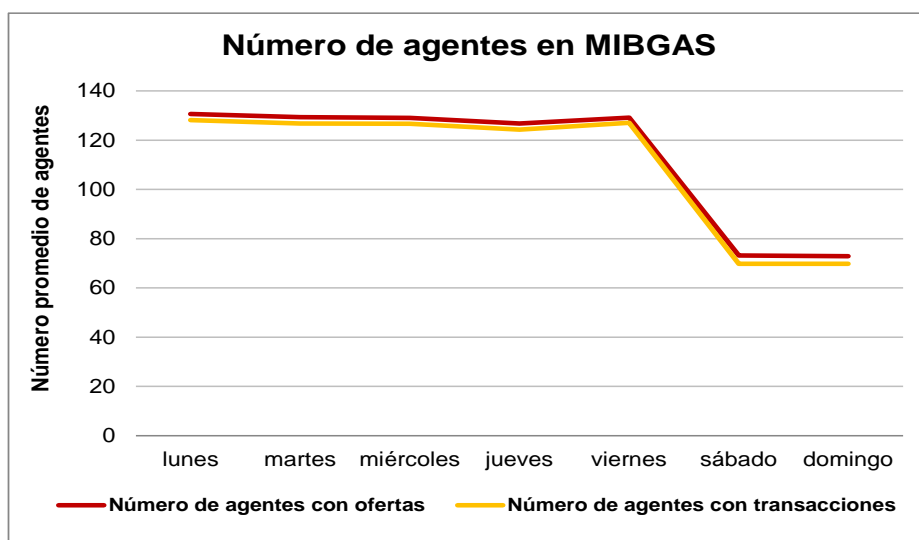
En este apartado se analiza el volumen total de compra – ventas realizadas por cada uno de los agentes que operaron en el mercado mayorista de gas en 2024, distinguiendo entre la participación en el mercado organizado (MIBGAS) y la participación en el mercado OTC (MS-ATR), analizando las cuotas de mercado 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 2024, el número de empresas que realizaron alguna transacción en MIBGAS fue de **185**. Entre estos agentes, hay 48 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor, y 137 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 124 y 128 agentes realizando transacciones entre semana y alrededor de 69 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 126 y 130 agentes entre semana y se reduce a alrededor de 73 los fines de semana.

**Figura 51. Número de agentes transaccionando y ofertando productos en MIBGAS en 2024, en promedio por día de la semana**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**Tabla 15. Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS en 2024**

...

**[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 (27,0%), Endesa (14,9%), Repsol (11,9%) e Iberdrola (7,2%).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**Tabla 16. Volumen total (GWh) de transacciones en el mercado MIBGAS en 2024, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

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

En el año 2024, el número de empresas que realizaron alguna transacción en MIBGAS Derivatives fue de **58**. Entre estos agentes, hay 17 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor, y 41 con saldo neto comprador.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**Tabla 17. Volumen de compras y ventas en el mercado MIBGAS Derivatives en 2024**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2024 es MERCURIA Energy que tiene un 13,1% de las compras en MIBGAS Derivatives, seguido de LIQUID con un 10,6%.

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 602, sensiblemente inferior al del año pasado (724).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**Tabla 18. Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS Derivatives en 2024**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Respecto a las cuotas de venta, el agente con una mayor cuota anual es MET, que alcanza un 18,8% de las ventas en MIBGAS Derivatives, seguido de AXPO, con un 17,6%.

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 1.133, ligeramente superior al del año pasado (1.076).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

*Tabla 19. Cuotas de venta desglosadas por agente, en MIBGAS Derivatives en 2024*

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

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

Durante el año 2024, hasta un total de 143 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 855.078,1 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC (tanto de ventas como de compras), según se muestra en la tabla 3 del Anexo I.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

*Tabla 20. Volumen de compras y ventas en el MS-ATR en 2024, por agente de mercado*

...

*Tabla 21. Volumen total de transacciones en el MS-ATR en 2024, por agente de mercado, y Cuotas en el mercado minorista*

...

**[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 ampliamente 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 2024 se han tramitado los siguientes expedientes sancionadores:

1. La CNMC abrió un expediente sancionador a Enérgya 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>14</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 Enérgya 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.

2. La CNMC abrió un expediente sancionador a ENET ENERGY, S.A. que concluyó en diciembre de 2024 con una sanción de un millón de euros por intentar manipular el mercado organizado de gas (MIBGAS) entre el 24 de abril y el 18 de mayo de 2023<sup>15</sup>.

La compañía, en múltiples sesiones de negociación, insertó ofertas de venta, en el entorno de las 17:30 horas, a un precio alejado del que estaban ofertando

---

<sup>14</sup> <https://www.cnmc.es/expedientes/sncde00223>

<sup>15</sup> [SNC/DE/043/23](#)



el resto de los agentes con posición de venta para ese mismo producto y en la misma sesión. Enet Energy introdujo con sus ofertas de venta caídas en el precio que oscilaron entre -2,50 €/MWh, en la sesión del 2 de mayo, y -16,00 €/MWh en la sesión del 17 de mayo, respecto al precio de la oferta de venta inmediatamente anterior de otro agente. Además, segundos después incluía nuevas ofertas de venta a precios superiores a los que había introducido a través de las ofertas del entorno de las 17:30 horas, con un incremento de precios que osciló entre +2,00 €/MWh y +12,00 €/MWh.

Con esta operativa de precios bajos y volúmenes significativamente altos Enet Energy habría tratado de influir sobre los precios de mercado que, a las 17:30 horas, la agencia Icis Heren considera en su metodología para calcular referencia de precio del Punto Virtual de Balance (PVB) del sistema gasista.

La introducción de señales falsas o engañosas sobre el precio de un producto energético al por mayor se corresponde con comportamientos de manipulación del mercado o tentativa de manipulación del mercado, que infringen el artículo 5 del del Reglamento UE n.º 1227/2011.

La infracción cometida por Enet Energy 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.

La compañía reconoció su responsabilidad y pagó la multa por anticipado, por lo que, conforme al artículo 85.3, en relación con los apartados 1 y 2, de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas (LPAC), la CNMC aprobó las dos reducciones del 20 % sobre la sanción de un millón de euros y la multa quedó minorada a 600.000 euros.

## 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* (GTM), elaborado por ACER, establece una serie de indicadores para evaluar el funcionamiento de los mercados mayoristas de gas en Europa. El objetivo es determinar si estos mercados cumplen dos condiciones fundamentales:

1. Liquidez suficiente: El mercado debe ofrecer productos líquidos que cubran distintos horizontes temporales, permitiendo a los participantes gestionar eficazmente el riesgo de mercado. Los indicadores elegidos en el GTM Son los siguientes:
  - a. Volumen del libro de ofertas
  - b. Diferencial oferta-demanda (spread)
  - c. Sensibilidad de precios
  - d. Número de transacciones
2. Salud del mercado: El área de mercado debe ser competitiva y contar con un alto nivel de seguridad de suministro. Los indicadores elegidos en el GTM Son los siguientes:
  - a. Diversificación del aprovisionamiento (HHI)
  - b. Número de fuentes de suministro
  - c. Índice de suministro residual (RSI)
  - d. Concentración de mercado

El GTM destaca que un mercado mayorista eficiente debe contar con un mercado spot líquido y un mercado de futuros activo en cada zona de balance. Esto permite a suministradores y consumidores gestionar su balance y riesgo de forma efectiva, además de facilitar la entrada de nuevos competidores en el mercado minorista.

### 8.1. Indicadores de liquidez del mercado español

Para evaluar el cumplimiento de estos objetivos en España, se han calculado algunos de los indicadores definidos en el anexo del GTM, siguiendo su metodología y utilizando los datos publicados por el operador del mercado mayorista.

El GTM establece umbrales mínimos para los indicadores de liquidez en tres segmentos del mercado: spot, prompt y forward. Alcanzar estos valores permite realizar transacciones desde el corto plazo (diario) hasta el largo plazo (años futuros).

**Tabla 22. 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)*

### 8.1.1. Volumen del libro de ofertas

Mide la cantidad de gas disponible para compra o venta en un momento dado. Un volumen elevado facilita la operativa de los participantes.

El valor del indicador ha sido calculado por el Operador del Mercado MIBGAS siguiendo la metodología de cálculo establecida en el Gas Target Model (GTM)<sup>16</sup>.

**Tabla 23. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2023-2024)**

PRODUCTO	2023		2024		Objetivo GTM
	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	
Intradiario	783	871	834	932	≥2000
Diario D+1	908	1.002	1.096	1.146	≥2000
Mes siguiente	31	33	23	25	≥470

*Fuente: MIBGAS*

Se observa cierto incremento en la profundidad de las ofertas de los productos Intradiario y Diario D+1, tanto de compra como de venta, respecto al año anterior. En el producto Mes Siguiente, por el contrario, disminuye la profundidad del libro respecto a los años anteriores.

En todo caso, como ya ocurría en los años anteriores, los parámetros siguen lejos del objetivo marcado en el GTM, en particular en el producto M+1.

<sup>16</sup> Para el cálculo, MIBGAS realiza capturas de pantalla de las ofertas existentes en el Libro de Ofertas cada 15 minutos durante toda la sesión de negociación y determina, para cada una, la cantidad total de gas existente, ya sea para compra o para venta. A partir de estos datos, se calcula el valor diario del indicador que será el máximo de los registrados para cada día. En caso de que no se registren ofertas, el valor del indicador de ese producto será igual a cero. Finalmente, el valor anual del indicador se calcula como la media aritmética de los valores diarios correspondientes a cada jornada de negociación.

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

Representa la diferencia de precio entre la mejor oferta de compra y la mejor oferta de venta. Un spread reducido indica mayor eficiencia del mercado.

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

**Tabla 24. Diferencial de precio entre oferta y demanda para los principales productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2023-2024)**

PRODUCTO	SPREAD		Objetivo GTM (%)
	2023	2024	
Intradiario	1,3%	0,6%	≤0,4%
Diario D+1	1,4%	0,7%	≤0,4%
Mes siguiente	3,2%	1,1%	≤0,2%

Fuente: MIBGAS

En 2024, disminuye el diferencial de precios entre oferta y demanda en los principales productos de MIBGAS (intradiario, diario y mes siguiente) gracias a la estabilización de los precios. Por ello, este parámetro se acerca al objetivo del GTM en los productos diario e intradiario.

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

Calcula la diferencia entre la mejor oferta y el precio medio de los 120 MW más competitivos. Una baja sensibilidad refleja estabilidad ante operaciones de gran volumen. 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, ya que proporcionan confianza en la fiabilidad de la señal de precio del mercado.

**Tabla 25. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2023-2024 y comparativa con los objetivos del GTM**

PRODUCTO	Nº transacciones/día		Objetivo GTM (Número de transacciones)
	2023	2024	
Intradiario	371	399	≥420
Diario D+1	440	424	≥420
Resto de mes	0	0	≥160
Mes siguiente	12	9	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Cabe observar que en 2024 se produjo una mejora en el número de transacciones en el producto intradiario. Por su parte, el número de transacciones del **producto diario**, aunque **cumple por segundo año el objetivo del GTM**, ha disminuido ligeramente. Finalmente, 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 26. Evolución del número de transacciones en promedio por día de los productos WD, D+1 y M+1 en 2024**

MES	INTRADIARIO	DIARIO (D+1)	MENSUAL
Enero	480	573	18
Febrero	374	405	7
Marzo	389	406	8
Abril	375	383	7
Mayo	333	347	9
Junio	330	412	7
Julio	389	405	8
Agosto	367	360	7
Septiembre	385	395	8
Octubre	394	401	10
Noviembre	457	453	11
Diciembre	495	527	12

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

Los indicadores de liquidez del mercado español para el conjunto de 2024 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 27. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en 2024**

2024	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
Intradía	834	932	≥2000	0,6%	≤0,4%	399	≥420
D+1	1.096	1.146	≥2000	0,7%	≤0,4%	424	≥420
Resto de mes	ND	ND	≥470	ND	≤0,2%	0	≥160
Mes siguiente	23	25	≥470	1,1%	≤0,2%	9	≥160

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

## 8.2. Indicadores de salud del mercado español

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

### 8.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos (HHI)

El GTM propone como medida del grado de concentración el índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI<sup>17</sup>), que es una medida del nivel de concentración de un mercado habitualmente utilizada por las autoridades de Competencia.

En 2024 **el índice HHI del mercado español alcanza un valor de 2.324**. Se observa que ha aumentado sensiblemente respecto a 2023, cuando el HHI era de 1.860, debido principalmente al aumento de la cuota del primer suministrador, Argelia, que pasa del 29,3% en 2023 a 38,6% en 2024.

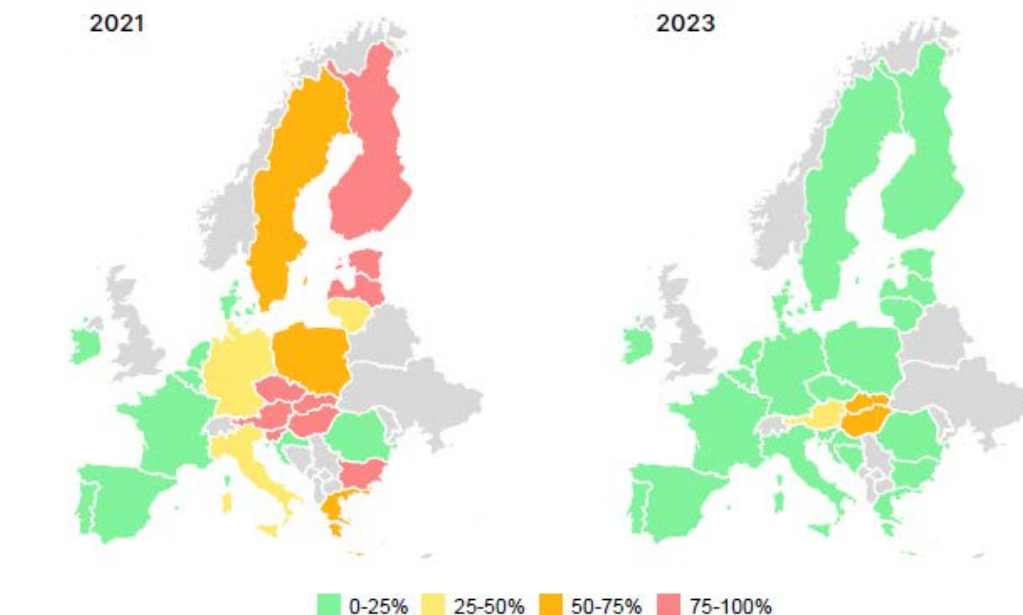
### 8.2.2. Número de fuentes de suministro

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.

<sup>17</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.

En el año 2024, España consumió gas procedente de 14 países<sup>18</sup>, situándose entre los países con mayor diversificación de aprovisionamientos en la Unión Europea.

**Figura 52. 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

### 8.2.3. Residual Supply Index (RSI)

El Residual Supply Index (RSI) mide la dependencia de un mercado respecto de su principal suministrador y su capacidad para ser suministrado en el caso de pérdida de una fuente de suministro. Para asegurar el suministro, la capacidad de suministro de todas las fuentes de suministro, exceptuando la principal, debería alcanzar al menos el 110% de la demanda del mercado.

El MMR de ACER ha realizado un cálculo del RSI para los 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. Según los últimos datos publicados, el valor del RSI en España se situaba en el 160%, por encima del nivel mínimo de 110% propuesto por el GTM. No obstante, este estudio no se ha actualizado en los últimos informes de ACER.

<sup>18</sup> Se incluyen los países productores (Argelia, EE.UU., Rusia, Nigeria, Qatar, Noruega, Bélgica, Congo, Trinidad Tobago, Perú y Angola), las importaciones desde Francia y Portugal y la producción nacional.

#### 8.2.4. 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]

*Tabla 28. Cuotas de ofertas de compra desglosadas por agente en MIBGAS en 2024*

...

*Tabla 29. Cuotas de ofertas de venta desglosadas por agente en MIBGAS en 2024*

...

[FIN CONFIDENCIAL]

El cálculo del índice HHI sobre el volumen total de ofertas de compra por agente da un total de 1.776, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 1.590. Por tanto, se cumple el objetivo del indicador de salud del GTM ( $\leq 2.000$ ).

[INICIO CONFIDENCIAL]

...

[FIN CONFIDENCIAL]

#### 8.2.5. 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 303, por lo que se cumple el objetivo del indicador de salud del GTM ( $\text{HHI} \leq 2.000$ ).

[INICIO CONFIDENCIAL]

*Tabla 30. Cuotas de compra desglosadas por agente, en MIBGAS en 2024*

...

[FIN CONFIDENCIAL]



Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2024, el agente con una mayor cuota anual supone un 9,6%, por lo que se cumple ampliamente el objetivo establecido por el GTM de no superar el 40%.

Como se puede observar en la siguiente tabla, las cuotas de ventas en MIBGAS por agente están diversificadas. El índice HHI tiene un valor de 413, lo que refleja un mercado competitivo.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

**Tabla 31. Cuotas de venta desglosadas por agente en MIBGAS en 2024**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

## 8.2.6. 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.***

**Tabla 32. Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado en 2024**

	Mercado Español	Umbrales GTM
Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)	2.324	≤ 2.000
Número de fuentes de suministro	14	≥ 3
Residual Supply Index de los aprovisionamientos (2021)	160%	≥ 110%
Concentración de las ofertas de compra y venta	El agente con mayor cuota de ofertas de compra (en volumen) en MIBGAS alcanza el 33% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas (en volumen) alcanza el 30%.	≤ 40% por empresa, para los mejores 120 MW
Concentración de las transacciones de compra y venta	El agente con mayor cuota de volumen de compras en MIBGAS supone un 6,4%, mientras que el comercializador con mayor cuota de volumen ventas alcanza el 9,6%.	≤ 40% por empresa

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

Durante el año 2024, los mercados europeos de gas experimentaron una notable recuperación en términos de liquidez, consolidando la tendencia de reequilibrio iniciada tras la extrema volatilidad de los años 2021 y 2022. A pesar de una ligera caída del 5 % en la demanda física de gas, los volúmenes negociados aumentaron un 23 %, lo que refleja un uso creciente de los mercados como herramientas de gestión de riesgos y cobertura, más allá de su función tradicional de suministro físico.

El mercado TTF se consolidó como el centro neurálgico del comercio de gas en Europa. El resto de mercados europeos mostraron señales mixtas en cuanto a niveles de madurez: aunque incrementaron el número de participantes o mejoraron su índice de comercialidad, sus tasas de rotación se mantuvieron por debajo del umbral de madurez.

Otro aspecto relevante ha sido la creciente convergencia de precios entre los principales hubs europeos. Tras las fuertes divergencias observadas en 2022, especialmente entre NBP, ZTP y TRF, los mercados comenzaron a reequilibrarse a partir del cuarto trimestre de ese año. Desde mediados de 2023, los precios han mostrado una alta correlación y convergencia en torno al TTF, lo que refuerza su papel como referencia de precios para el continente.

Finalmente, el auge del comercio en mercados organizados frente a los contratos OTC (*over-the-counter*) ha contribuido a mejorar la transparencia y la profundidad de los mercados. En 2024, el 84 % de las transacciones se realizaron en plataformas de intercambio, con el TTF representando el 88 % de ese volumen. Esta transición ha sido clave para atraer a nuevos participantes, incluidos actores financieros e institucionales, que han aportado mayor liquidez y sofisticación al mercado.

En la siguiente figura se presenta la distribución del volumen negociado en los 10 principales mercados europeos, en los que destaca el mercado TTF, con 65.000 TWh negociados, lo que representa el 82,9% de toda la negociación en Europa: el TTF supone el 55% de la negociación OTC en Europa, y el 88% de toda la negociación en mercados organizados.

**Figura 53. Volumen negociado en los mercados de gas europeos**

2024		TOTAL TRADED VOLUMES* (TWh)					
HUB		2011	2021	2022	Δ% =>	2023	Δ% => 2024
TTF		6295	53430	43135	+51	64980	+25 81110
NBP		18000	6640	6335	-2	6185	+34 8310
NCG	THE	880	3155	3305	+12	3710	-12 3280
GPL		310					
PSV		185	1155	940	+33	1275	+36 1735
TRF		PEG N 430	855	1415	+18	1675	-5 1590
VTP		CEGH 170	920	685	+0.5	690	+16 800
ZTP		n/a	235	560	-16	470	-19 380
PVB		n/a	170	260	+29	335	-15 285
VOB		n/a	95	90	+3	90	-11 80
ZEE		870	80	35	-86	5	

\*rounded to nearest 5TWh; not the same data sources in all years.

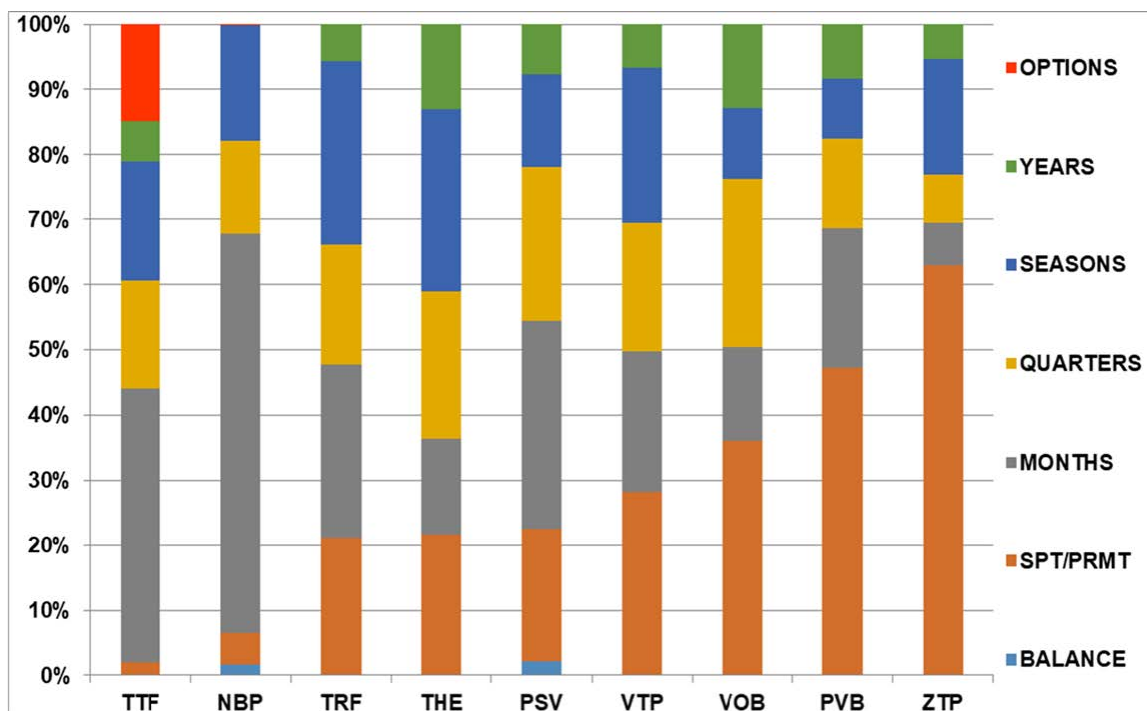
*Fuente: Patrick Heather, European Traded Gas Hubs, Oxford Institute for Energy Studies*

Por su parte, los hubs clasificados como “emergentes” (que no se muestran en la tabla anterior) presentan una liquidez estructuralmente baja y poco diversificada, con volúmenes dominados por transacciones intragrupo y operaciones de balance, sin actividad OTC significativa y con caídas en el trading spot, lo que limita su función como referencia de precios.

Por otro lado, en cuanto a los distintos tipos de intercambios, a nivel europeo, la negociación OTC aumentó un 13% en 2024 respecto al año anterior, mientras que los productos spot en mercados organizados registraron una caída del 10%. Por su parte, los productos futuros y opciones en mercados organizados experimentaron un crecimiento del 27%, impulsado principalmente por el incremento del 28% en el hub neerlandés TTF. Este cambio refleja una tendencia generalizada hacia una mayor preferencia por los contratos en mercados organizados, con la excepción del hub italiano PSV, donde se observó una caída en los volúmenes de futuros y un aumento en las operaciones OTC.

La distribución de porcentajes en volumen negociados de los productos disponibles en cada mercado, que se muestra en la siguiente figura, supone un buen indicador de la madurez del mercado, aunque no permite comparar el volumen real negociado de cada producto en los diferentes mercados.

**Figura 54. Distribución del volumen negociado entre los distintos productos en los hubs europeos durante 2024**



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

En los hubs más avanzados, como el TTF o el NBP, los productos spot representan un porcentaje muy pequeño del total negociado, mientras que en los mercados con menor liquidez representan porcentajes mucho más altos. Análogamente, los productos mensuales representan un porcentaje mayor en los hubs más desarrollados.

Además, el TTF es el mercado con mayor cantidad de productos futuros 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.

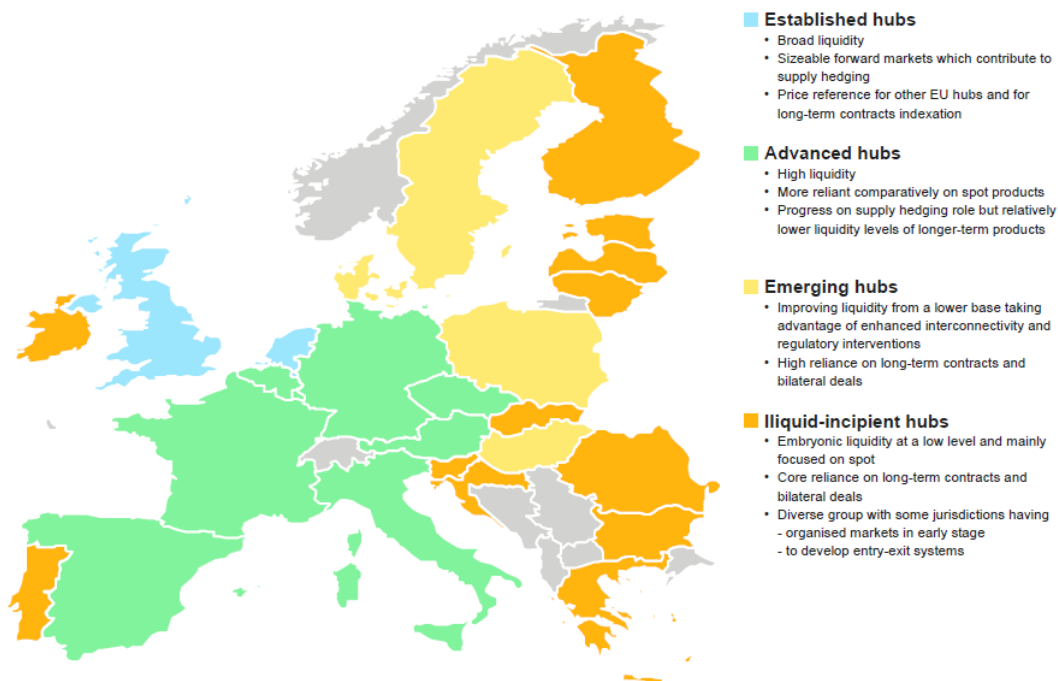
## 9.2. Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos

### 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.

**Figura 55. 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>19</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 y el NBP británicos serían los dos mercados avanzados, seguidos por los mercados alemán, francés e italiano. Por su parte, el mercado español estaría en el siguiente grupo, junto con Austria, Bélgica y la República Checa.

**Figura 56. Clasificación de los Hubs de gas europeos según 5 parámetros principales**

2024	5 KEY ELEMENTS					
HUB	Active Market Participants*	Traded Products**	Traded Volumes	Tradability Index (Q4)	Churn Rate***	Score /15****
TTF	237	49	81110	19	137.5	15
NBP	128	37	8310	12	10.4	12
THE	101	35	3280	17	3.5	10
TRF	87	28	1590	13	3.2	8
PSV	66	27	1735	14	2.6	8
VTP	53	20	800	11	4.9	7
ZTP	51	14	380	12	0.9	5
PVB	37	15	285	7	0.8	4
VOB	20	12	80	6	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>19</sup> Patrick Heather, European Traded Gas Hubs. Junio 2025. Oxford Energy Studies.



## 10. CONCLUSIONES

**Primera.** El mercado spot de gas en España, MIBGAS, ha continuado su desarrollo en 2024, en un año marcado por la disminución de la demanda de gas en España (-4,2%), principalmente por la caída de la demanda del sector eléctrico.

El **volumen total negociado en MIBGAS** en 2024 fue de **134.976 GWh**, lo que representa un 43% de la demanda de gas en España. El volumen de negociación se **ha reducido un 6,2%** respecto al volumen del año 2023 (143.835 GWh), influido, entre otros factores, por una fuerte reducción de las reexportaciones de gas hacia Francia, debido a la puesta en marcha de nuevas plantas de regasificación en el norte de Europa.

El número de agentes habilitados en MIBGAS se ha incrementado hasta 238 (43 más que en 2023), siendo unos 133 los agentes que participan enviando ofertas los días entre semana.

Además, el producto diario mantuvo el cumplimiento del objetivo del GTM de superar las 420 transacciones diarias, alcanzado por primera vez en 2023.

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

En 2024, las operaciones realizadas por los creadores de mercado (voluntarios y obligatorios) continuaron siendo la principal fuente de volumen aportado por las medidas de liquidez, seguidas de las acciones de balance.

En comparación con el año 2023, cabe destacar el crecimiento de la negociación del producto intradiario (+8,3%), mientras que el producto fin de semana y el mensual experimentaron descensos interanuales.

**Tercera.** Durante el año 2024, los **precios mundiales del gas y el GNL se mantuvieron relativamente estables**, aunque en niveles superiores al promedio de los últimos cinco años, en un contexto aún marcado por riesgos geopolíticos.

El precio promedio del producto D+1 en MIBGAS fue de **34,76 €/MWh, un 11% inferior al de 2023** (39,12 €/MWh) y muy próximo al TTF, con diferenciales generalmente inferiores a 0,5 €/MWh la mayor parte del año.

**Cuarta.** Los **precios de gas en los mercados europeos mantuvieron la convergencia** en 2024, apoyados por la operatividad de nuevas plantas de regasificación flotantes y la estabilidad relativa en la oferta global de GNL.

El diferencial de precios del producto D+1 de MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de 0,20 €/MWh (ligeramente por encima del TTF en media anual), y para el producto M+1 en torno a -0,3 €/MWh.

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

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

**Sexta.** En conjunto, el volumen registrado para compensación y liquidación en las cámaras de contrapartida central de contratos de gas natural en PVB en 2024 fue de 91.389 GWh, con un descenso del 18% respecto al año 2023.

**European Commodity Clearing** (ECC-EEX) registró un volumen total de 61.404 GWh en 2024, seguido de **OMIClear** (29.192 GWh) y de **BME Clearing** (793 GWh).

**Séptima.** El modelo de tanque de GNL virtual (TVB) implantado en abril de 2020, consolidó **volúmenes elevados de negociación de GNL**, que superan a la negociación en el PVB (de los 855,08 TWh notificados al MS-ATR en 2024, el 57,7% fueron en TVB y el 42,1% en PVB); sin embargo, la mayoría de las transacciones siguen realizándose mediante acuerdos bilaterales. El desarrollo de la negociación de productos de GNL en el mercado organizado sigue siendo una oportunidad para que España se consolide como mercado de referencia de precios de GNL en Europa.

**Octava. Avance 2025:** Hasta octubre de 2025, el volumen negociado en MIBGAS muestra una recuperación significativa, alcanzando 149,5 TWh, lo que supone un **incremento del 17,9% respecto a 2024**, recuperando la tendencia positiva. Este crecimiento se relaciona principalmente con el aumento de la demanda de gas para ciclos combinados, que registra una subida del 42,3% respecto al mismo periodo del año anterior.

El volumen negociado en MIBGAS Derivatives también presenta un aumento destacado (+26,9% acumulado en el año), especialmente en los productos de GNL (+60%). Los precios del gas en Europa se mantienen acoplados entre los principales mercados, situándose entre 30 y 35 €/MWh. Los precios a futuro continúan en situación de *backwardation*, reflejando expectativas de incremento de volúmenes a partir de finales de año y durante 2026.

Las importaciones de gas ruso disminuyen un 42,4% hasta agosto, en comparación con el mismo periodo del año anterior, en un contexto de refuerzo de las sanciones europeas y nuevas restricciones a la compra, importación o transferencia de GNL originario o exportado desde Rusia, que entrarán en vigor en 2026.



## 11.RECOMENDACIONES

En relación con las **recomendaciones que se realizaron en los últimos informes de la CNMC**, cabe destacar que ya **se han implementado gran parte de ellas en 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.
5. Finalmente se ha aprobado la Orden TED/1210/2025 de 28 de octubre, por la que se establece la fecha de **finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas**, que la CNMC había recomendado repetidamente para dar estabilidad financiera a MIBGAS y asignar el coste del operador de mercado directamente a los usuarios de la plataforma, en lugar de mutualizarlos a través de los cargos a los consumidores finales.

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.

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.2. 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. En este sentido, el crecimiento de la negociación de productos de GNL es muy prometedora. Para ello, MIBGAS Derivatives debe continuar con los esfuerzos para **consolidar la negociación de los productos de GNL en el mercado organizado**.
- R.3. 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>20</sup>

---

<sup>20</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 del 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.”*