

# **INFORME SOBRE EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN 2021 Y RECOMENDACIONES PARA EL INCREMENTO DE LA LIQUIDEZ, LA TRANSPARENCIA Y EL NIVEL DE COMPETENCIA DEL MERCADO ORGANIZADO**

**REF. INF/DE/071/22**

Fecha: 7 de julio de 2022

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

## Índice

1. RESUMEN EJECUTIVO	5
2. INTRODUCCIÓN	9
3. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS	10
3.1. Producción e importaciones de gas	10
3.2. Niveles de precios	12
3.3. Evolución de la negociación en los hubs de gas en Europa	14
4. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL	16
5. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL	20
5.1. Evolución del precio del producto diario en el mercado MIBGAS	20
5.1.1. Comparativa del precio diario del MIBGAS con los mercados europeos .....	21
5.1.2. Volatilidad del precio del producto D+1 .....	25
5.2. Evolución del precio del producto mensual M+1 en MIBGAS y comparativa con otros mercados europeos	25
5.3. Evolución del precio de los productos de futuros en España y comparativa con otros mercados europeos	27
5.3.1. Comparativa del precio de los productos futuros con el TTF.....	29
6. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS EN ESPAÑA	33
6.1. Evolución del volumen negociado en el mercado OTC	37
6.2. Evolución del volumen negociado en el mercado spot MIBGAS	39
6.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto	42
6.4. Evolución del volumen negociado en MIBGAS Derivatives	50
6.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)	56

<b>7. ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE FOMENTO DE LA LIQUIDEZ</b>	<b>60</b>
7.1. Resumen de las medidas de liquidez del mercado organizado	60
7.2. Compras de gas de operación, gas talón y gas colchón	64
7.3. Acciones de balance del GTS realizadas a través del MIBGAS	65
7.4. Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado	67
7.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2021	67
7.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2021	68
7.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2021	69
7.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los creadores de mercado en el año 2021	71
7.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual	73
7.5.1. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación del producto diario	73
7.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual	76
<b>8. EVOLUCIÓN DEL NIVEL DE COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA DE GAS</b>	<b>80</b>
8.1. Número de agentes que operan en el mercado mayorista de gas	80
8.2. Análisis de la participación en el mercado por empresas	81
8.2.1. Análisis de la participación en el MIBGAS por empresas	81
8.2.2. Análisis de la participación en el MIBGAS Derivatives por empresas	83
8.2.3. Análisis de la participación en el mercado OTC por empresas	84
<b>9. INDICADORES DE LIQUIDEZ Y DE BUEN FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO, SEGÚN EL EUROPEAN GAS TARGET MODEL</b>	<b>85</b>
9.1. Indicadores de liquidez del mercado español	86
9.1.1. Volumen del libro de ofertas	87
9.1.2. Diferencial de precio entre oferta y demanda (spread)	88
9.1.3. Sensibilidad de precios en el libro de ofertas	89
9.1.4. Número diario de transacciones	89

9.1.5.	Resumen de resultados de los indicadores de liquidez .....	90
<b>9.2.</b>	<b>Indicadores de salud del mercado español</b>	<b>91</b>
9.2.1.	Grado de diversificación de los aprovisionamientos .....	91
9.2.2.	Número de fuentes de suministro (países de origen del gas).....	92
9.2.3.	Residual Supply Index (RSI) .....	93
9.2.4.	Concentración de Mercado: cuotas de ofertas de compra y venta.....	93
9.2.5.	Concentración de Mercado: cuota de transacciones de compra y venta en MIBGAS .....	94
9.2.6.	Resumen de resultados de los indicadores de salud.....	94
<b>10.</b>	<b>COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS</b>	<b>96</b>
10.1.	Valoración general de la situación del mercado español en comparación con otros mercados europeos	96
10.2.	Distribución de los volúmenes negociados por producto en los hubs europeos	97
<b>11.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>99</b>
<b>12.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>102</b>

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

El año 2021 ha sido un año atípico, en el que se produce la transición desde un año (el 2020) con demanda y precios de gas muy bajos, motivados por la pandemia del coronavirus, a una situación de recuperación económica que impulsa la demanda y el precio del gas en los mercados internacionales.

La tensión en el mercado de gas se agrava en Europa a partir de octubre de 2021, por el bajo nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos de gas en Europa, la limitación de las entradas de gas ruso a las cantidades contratadas a largo plazo, la incertidumbre geopolítica por las tensiones entre Rusia y Ucrania, y el retraso en la certificación y puesta en marcha del gasoducto NordStream 2.

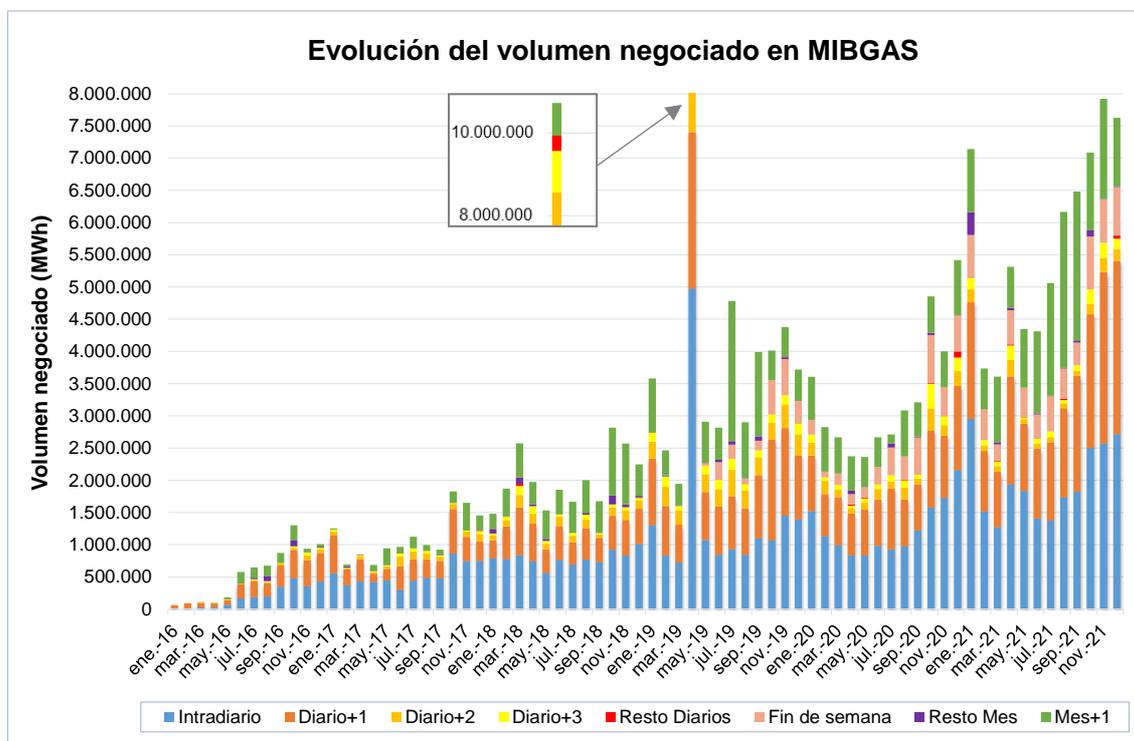
En el caso de España, desde el 1 de noviembre de 2021 se suspendió la importación de gas argelino por la interconexión de Tarifa, por la falta de renovación del contrato de aprovisionamiento con Argelia a través de Marruecos del gasoducto Magreb-Europa.

Los precios marcan máximos históricos en el invierno de 2021-2022, por la incertidumbre del suministro ruso y la fuerte competencia por los cargamentos spot de GNL a nivel mundial, situándose muy por encima de la punta de precios registrada en enero de 2021, como consecuencia del temporal de nieve Filomena.

El mercado organizado de gas en España, operado por la sociedad MIBGAS, cumplió en 2021 su **sexto año de funcionamiento**. Desde su inicio el mercado ha ido creciendo tanto en volumen como en número de participantes, alcanzando los 169 agentes registrados, 25 agentes más respecto a 2020. El número medio de agentes activos, que participan diariamente en el mercado enviando ofertas, es de 102 (un 34% más que en 2020, cuando fue de 76).

En 2021, el **volumen** total negociado en **MIBGAS** ha sido de **68.793 GWh**, lo que equivale aproximadamente al **18,18% de la demanda nacional** de gas, frente al 11,05% del año anterior. El volumen de negociación ha aumentado un 72,9% respecto al volumen de negociación del año 2020 (39.780 GWh), recuperando la tendencia de crecimiento existente antes de la pandemia del coronavirus.

**Figura 1. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2021)**



Sin embargo, el volumen en el mercado a plazo (Mibgas Derivatives) sufrió una ligera caída.

Plataformas de mercado	Volumen negociado	
	GWh	Variación (sobre 2020)
MIBGAS	68.793	+ 72,9%
MIBGAS Derivatives	5.072	- 10,5%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MIBGAS y MIBGAS Derivatives

Por otra parte, se incrementó el volumen negociado en las transacciones bilaterales: se registraron 227.353 transacciones bilaterales en la Plataforma MS-ATR de Enagás GTS, con un volumen de 943,57 TWh. Esta cifra es el equivalente a 2,5 veces la demanda del Sistema. Respecto al año anterior, el número de transacciones disminuyó un 13,4%, pero el volumen de energía negociado aumentó un 25,8%. También aumentaron las transacciones que se llevaron a registro en cámaras de contrapartida central (CCP). Las transacciones bilaterales (OTC) registradas en OMIClear, a través de MIBGAS Derivatives, se incrementaron un 67,5% respecto a 2020.

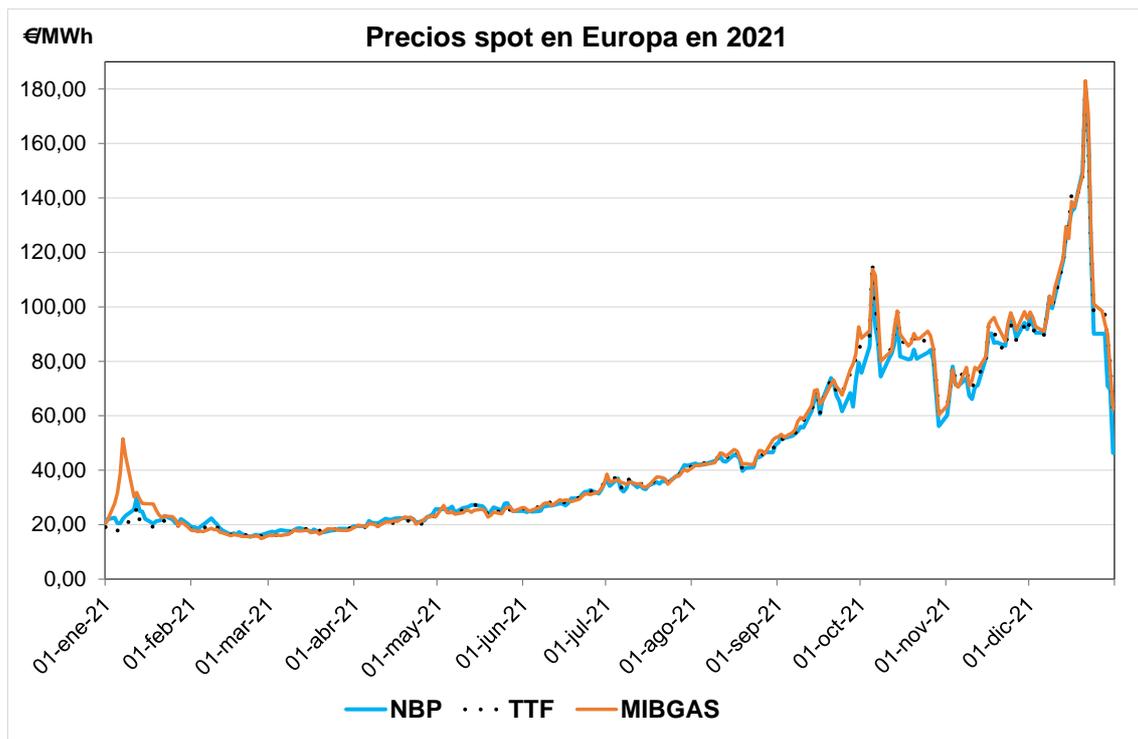
En promedio, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2021 fue de **47,31 €/MWh**. Esto supone un incremento de 37 €/MWh en relación con el precio

promedio de 2020 (10,25 €/MWh), reflejando un **aumento en el precio medio anual del 361%**.

Además, el 21 de diciembre se registró el **precio máximo** histórico en el mercado organizado español desde el comienzo de la negociación hasta el 31 de diciembre de 2021, con **183 €/MWh**, que ya ha sido superado en 2022.

La comparativa de precios muestra que, en 2021, **ha existido una fuerte convergencia de precios** del mercado mayorista español con los principales mercados europeos durante gran parte del año. Los diferenciales aumentaron a principio de año debido a la llegada del temporal Filomena a España. Por otra parte, a partir de septiembre, se observa un incremento muy importante de la volatilidad en los mercados europeos.

**Figura 2. Evolución del precio spot de gas en España, en comparación con el NBP y el TTF**



Las **medidas de fomento de la liquidez** desarrolladas a lo largo de 2021 (acciones de balance y compra de gas de operación y creadores de mercado obligatorios y voluntarios) proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 10.575 GWh, por el lado de las compras (un 15,37% de las compras totales) y 10.114 GWh por el lado de las ventas (un 14,70% 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). Obtiene mejores resultados en los indicadores de salud, lo que indica que la estructura del mercado es bastante competitiva, atendiendo al número de participantes y a sus cuotas de mercado. Ningún comercializador que opere en MIBGAS y en mercado OTC (MS-ATR) tiene una cuota superior al 10% del volumen de transacciones, excepto los creadores de mercado.

Otro aspecto relevante es que el 16 de marzo de 2021 **MIBGAS Derivatives inició la negociación en el mercado portugués de gas**, incluyendo los productos intradiario, diario hasta D+3 y fin de semana con entrega en el punto virtual portugués (VTP), siendo el volumen total negociado en el año de 431 GWh.

Por último, el informe concluye con los apartados de **conclusiones y recomendaciones**, en los que se propone seguir incidiendo en las medidas que fomenten la liquidez del mercado.

## 2. 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 CNMC aprobó el primer informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas y recomendaciones para el incremento de la liquidez y la competencia.

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

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

En este sexto informe se analiza el funcionamiento del mercado en el año 2021, en el que continúa la convergencia de precios del mercado español con respecto a Europa.

Por su parte, la plataforma de mercado continúa desarrollándose e incorporando más agentes, alcanzando 169 a final de año; cabe mencionar, como hecho más destacado, el inicio de la negociación de productos con entrega en el sistema portugués el 16 de marzo de 2021.

### **3. CONTEXTO INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS**

#### **3.1. Producción e importaciones de gas**

De acuerdo con estimaciones preliminares, en 2021 la producción mundial de gas aumentó alrededor de un 4%, alcanzando los 4.008 bcm, en un marco de recuperación económica tras la pandemia del coronavirus.

Los principales aumentos de la producción se producen en Rusia (+ 64 bcm), seguida de Estados Unidos (+19 bcm), China (+16 bcm), Argelia (+15 bcm) y Egipto (+9 bcm).

La demanda de gas a nivel mundial en el año 2021 creció un 4,5%, hasta 4.028 bcm. Los mayores crecimientos de demanda se produjeron en Rusia (+47 bcm) y China (+42 bcm), seguidos a bastante distancia por Turquía, Brasil, Irán, Italia y Corea del Sur.

El comercio de gas natural en 2021 sigue creciendo, impulsado por la rápida y continua expansión del GNL. En 2021, el comercio mundial de GNL creció un 5,4%, representando ya el 47% del comercio mundial de gas.

En el año 2021, Australia pasa a convertirse en el primer exportador mundial de GNL, por delante de Catar y seguidos por Estados Unidos (17%) y Rusia (8%). El incremento de exportaciones de GNL en 2021 fue en gran medida impulsado por el aumento de las exportaciones de Estados Unidos en un 50,8% respecto del año anterior. Fuera de Estados Unidos, Egipto fue el productor más destacado con un aumento de las exportaciones de 5,58 mtpa, ya que el aumento de la producción de gas natural de los campos recientemente descubiertos en el Delta del Nilo permitió aumentar el suministro de gas de alimentación a la planta de GNL de Idku y volver a poner en marcha la planta de Damietta tras más de 8 años de inactividad. En otras regiones, las exportaciones disminuyeron por problemas técnicos en las plantas.

A lo largo de 2021, se pusieron en marcha varios nuevos trenes de licuación: PFLNG Dua en Malasia en febrero de 2021 con una capacidad de 1,5 mtpa, un cuarto tren en Yamal LNG en mayo de 2021 que añade a la planta una capacidad de licuefacción de 0,9 mtpa, un sexto tren en Sabine Pass (Estados Unidos) que suma otros 5 mtpa y la ya comentada planta de Damietta, con una capacidad de licuefacción de 5 mtpa.

Durante 2021 se botaron 68 buques metaneros, con lo que la flota de GNL alcanza los 700 buques, que incluyen 48 buques con unidades de regasificación

a bordo (FSRU) y 31 buques para bunkering, habiéndose incrementado la capacidad de carga en un 9%.

Además, 7 nuevas terminales de regasificación entraron en servicio en el mundo, con una capacidad total de 22,6 mtpa. Las nuevas plantas se encuentran localizadas en Kuwait (una de gran escala), Italia (2 de pequeña escala) y México (1 de pequeña escala), además de 3 terminales flotantes en Brasil, Croacia e Indonesia, respectivamente. Adicionalmente, durante 2021 se completaron cinco proyectos de ampliación, cuatro en China y uno en Japón, que añaden unos 10 mtpa a la capacidad de regasificación mundial.

En el año 2021 China aumenta sus importaciones de GNL un 17,7% y supera a Japón como primer importador de GNL a nivel mundial. También crecen de manera importante las importaciones de Corea del Sur, un 14,8% respecto del año anterior. Europa aglutina aproximadamente el 20% del total de importaciones de GNL, con España, Francia y Reino Unido como principales importadores.

En Europa, continúa aumentando la dependencia de las importaciones de gas para compensar el descenso de la producción interna. Las importaciones de gas en 2021 en la Unión Europea alcanzaron un volumen de 338 bcm, un 3% más que en 2020, siendo Alemania (83 bcm), Italia (71 bcm), Francia (40 bcm), España (34 bcm) y Polonia y Bélgica (ambos, 18 bcm) los principales países importadores.

Las importaciones de GNL en Europa en 2021 alcanzaron un total de 80 bcm, por debajo de las importaciones de GNL en 2020 (84 bcm). Los principales países importadores de GNL en Europa en 2021 fueron España (21,4 bcm), Francia (18,1 bcm) e Italia (9,3 bcm). El Reino Unido importó 15,1 bcm (17,9 en 2020).

La producción interna de la Unión Europea cayó un 7% en el último año, hasta 50,6 bcm, habiendo disminuido la producción de gas de algunos de los principales productores como Países Bajos (-9%) o Italia (-15%). En otros países como Rumanía, Polonia y Alemania, la producción se mantuvo estable.

Rusia continúa siendo el principal proveedor de gas a Europa por gasoducto con una cuota del 41%, seguido de Noruega (23,5%) y de Argelia (10,5%). También se ha importado un 2% a través del gasoducto Trans Adriatic Pipeline (TAP) que en diciembre de 2020 comenzó a suministrar gas azerí a Bulgaria, Grecia y, ya en 2021, a Italia, añadiendo otro origen de suministro al mercado de la UE. Se importó un 1% de Libia. El resto proviene de diversas fuentes de GNL (20,5%). El principal suministrador de GNL a Europa en 2020 fue EE.UU. con

22,3 bcm, adelantando a Qatar (16,3 bcm) y seguido de Rusia (16 bcm), Nigeria (11,2 bcm) y Argelia (8,5 bcm).

En la Unión Europea la demanda de gas natural en 2021 alcanzó un volumen de 412 bcm, un 4% más que en 2020, marcando el máximo consumo anual de gas desde 2011. La demanda de gas se incrementó mucho durante los meses de abril y mayo de 2021 por las bajas temperaturas en gran parte de la Unión Europea.

### **3.2. 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.

La fuerte demanda de gas en Asia por bajas temperaturas unido a una bajada de producción de GNL en Australia y retrasos para cruzar el Canal de Panamá, ocasionaron fuertes subidas en el precio del GNL asiático en el mes de enero de 2021. Pero durante el resto del año, los precios entre Europa y Asia se mantuvieron alineados en un contexto de mercados mundiales de alta demanda de GNL.

En Estados Unidos, la ola de frío que azotó dicho país en febrero de 2021 ocasionó demandas de gas muy superiores a lo habitual y problemas en la producción y transporte de gas, disparando el precio del gas natural a 67,48 €/MWh. El resto del año 2021, el precio del gas natural en Estados Unidos se sitúa entre los 6,6 y los 18,7 €/MWh, con un precio promedio de 11,3 €/MWh, un 86% superior al precio promedio de 2020. A pesar de ello, el diferencial de precios entre el Henry Hub de Estados Unidos y el mercado asiático y el europeo es muy elevado debido a la alta demanda de GNL en estas regiones y a que una gran parte de las importaciones viene de Estados Unidos, donde la producción ha aumentado considerablemente en los últimos años.

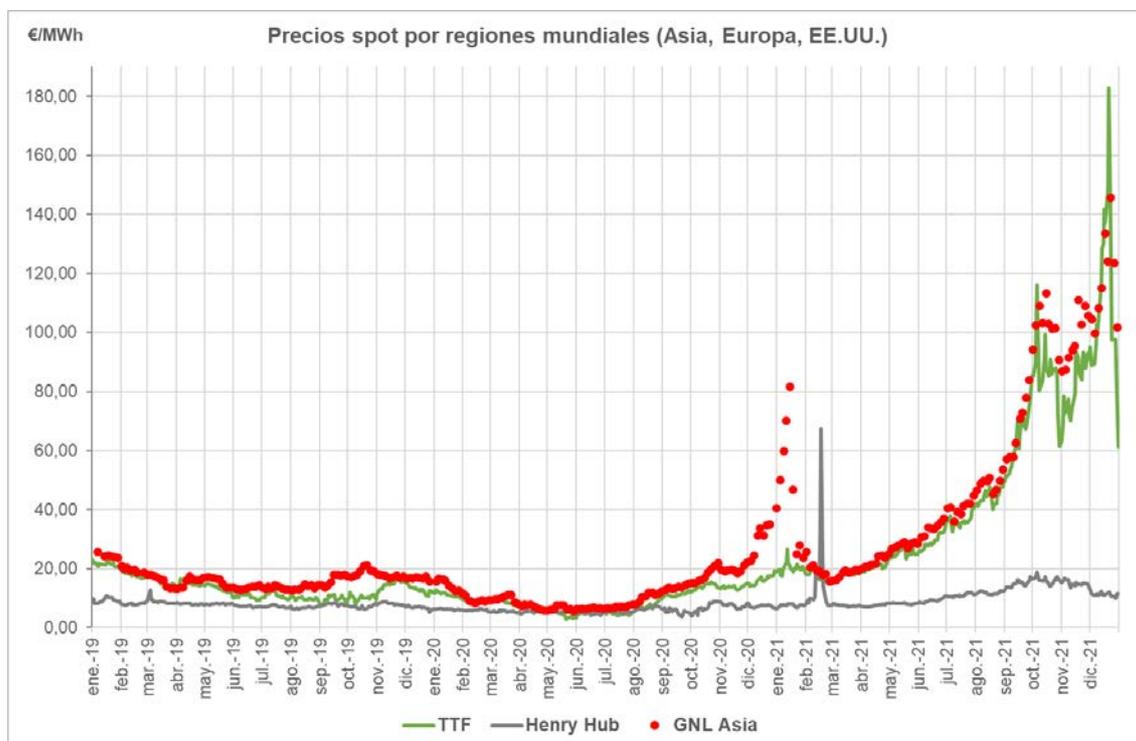
En Europa, los precios del gas natural en 2021 alcanzaron los niveles más altos de la historia, aunque ha sido en las primeras semanas de marzo de 2022, tras la invasión rusa de Ucrania, cuando los precios del hub diario alcanzaron su punto más alto, superando los 200 euros/MWh durante varias sesiones de negociación.

Los desarrollos regulatorios y las tensiones geopolíticas, que afectan principalmente a las relaciones energéticas entre la UE y Rusia, han tenido y siguen teniendo una importancia clave en la configuración de los mercados mayoristas del gas. La suspensión de la certificación del gasoducto Nord Stream 2 en noviembre de 2021 y el aumento de las tensiones en torno a Ucrania y la invasión posterior han provocado una extrema volatilidad de los precios del gas en los últimos meses.

Durante el tercer trimestre de 2021 se produjeron retrasos y mantenimientos no programados en gasoductos principales de Noruega y Rusia que contribuyeron a limitar los flujos de gas a Europa. Los almacenamientos subterráneos de gas en Europa comenzaron el invierno con niveles muy bajos, lo que ha influido de manera importante sobre el precio del mercado europeo del gas. A finales de septiembre de 2021, la tasa de llenado de los almacenamientos era del 74,6% de media en la UE, que cayó al 53% a finales de diciembre, la más baja en una década en esta época del año. Además, el 31 de octubre se produjo el cierre definitivo del suministro de gas de Argelia a través del gasoducto Magreb-Europa (GME) que llegaba a España atravesando Marruecos. Las importaciones de GNL a Europa han aumentado considerablemente para compensar la disminución de los volúmenes importados por gasoducto.

Por otra parte, la convergencia entre mercado europeos se ha mantenido durante el año 2021, excepto durante los meses de septiembre y octubre en los que aumentó el diferencial del NBP respecto al resto de mercados europeos. Esta situación ha cambiado en el primer trimestre de 2022 y especialmente a partir de abril de 2022, en que los mercados europeos más expuestos al gas de Rusia (Alemania, Holanda e Italia) mantienen precios por encima de los mercados con mayor aprovisionamiento de GNL (Francia, España y el Reino Unido).

**Figura 3. Comparativa de precios del gas entre el mercado asiático, europeo y americano**



Fuente: Mercados Internacionales (Platts, WGI)

En los mercados spot de Holanda y el Reino Unido, el precio promedio anual en 2021 estuvo alrededor de los 46 €/MWh, casi 4 veces el precio medio de 2020. En el último trimestre, las **tensiones geopolíticas con Rusia llevaron a todos los mercados europeos de gas a niveles récord**. En particular, los precios de los mercados europeos alcanzaron valores históricos nunca registrados (183 €/MWh el 21 de diciembre de 2021), y han superado los 200 €/MWh en 2022.

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

En términos generales, el volumen negociado en los mercados de gas europeos en el año 2021 se mantuvo en niveles similares a los de 2020, rompiendo la tendencia ascendente de los últimos años.

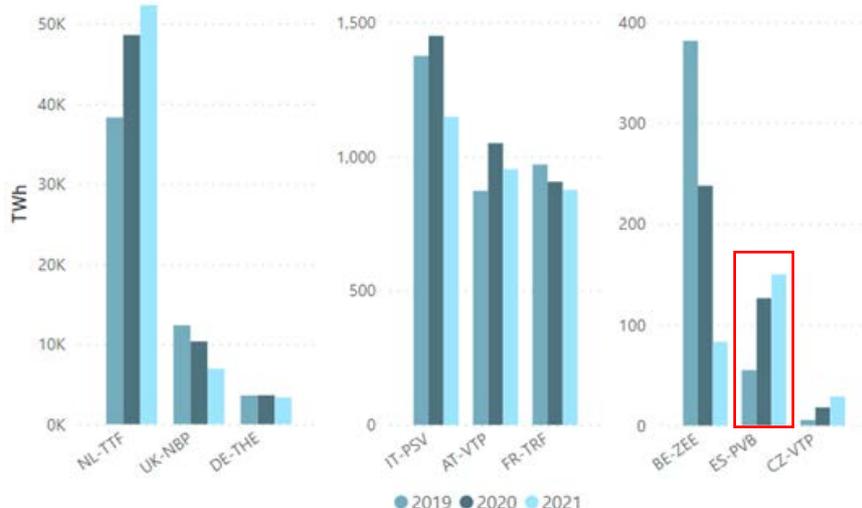
No obstante, el nivel de negociación fue variando. En la primera parte del año, el aumento de la demanda, el incremento de los precios y el aumento de la volatilidad sustentaron un mayor nivel de negociación. Sin embargo, en el último trimestre de 2021 y en los primeros meses de 2022, se redujo la negociación por los precios récord y el entorno general de incertidumbre en relación con los suministros de gas. Se redujo especialmente el volumen de negociación de

productos a plazo. La situación de incertidumbre y de altos precios favoreció el desplazamiento de la negociación del mercado OTC hacia los mercados organizados, así como el registro de operaciones OTC en CCPs, para disminuir el riesgo de contraparte.

En el año 2021 el volumen de gas negociado en los hubs de la UE y del Reino Unido fue 12 veces superior a su consumo final de gas en 2020. El TTF holandés consolidó aún más su posición como hub de referencia europeo. El aumento del 2% en los volúmenes totales negociados por TTF sirvió para compensar los descensos registrados en la mayoría de los demás hubs europeos.

La siguiente figura muestra el volumen de gas negociado a través de plataformas de mercado organizado (exchange) y a través de brokers (OTC) para los principales hubs de gas en Europa.

**Figura 4. Volumen negociado en los hubs europeos**



Fuente: ACER basado en REMIT, Trayport y operadores de hub

Un año más, el mayor crecimiento se produjo en el **mercado holandés TTF**, que incrementa su **liderazgo** sobre el resto de mercados europeos. Por el contrario, la negociación en el NBP continúa disminuyendo por sexto año consecutivo hasta un volumen de negociación en torno a 8.000 TWh en el año 2021. Por su parte, el mercado español continúa progresando y supera el mercado de Zeebrugge (Bélgica).

## 4. CONTEXTO DEL MERCADO GASISTA ESPAÑOL

El suministro de gas natural en España depende casi en su totalidad de las importaciones. La producción de gas propia (1.418 GWh en 2021), en su mayoría procedente del yacimiento de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,34% del aprovisionamiento de gas. Además, se han inyectado en la red 104,9 GWh de biometano de origen renovable.

Durante el año 2021, las importaciones brutas de GNL representaron un 54,5% del aprovisionamiento de gas para el Sistema Gasista español y las importaciones por gasoducto representaron un 45,5%.

A lo largo del año 2021, el mercado español se abasteció de un conjunto de dieciséis países. El principal suministrador es Argelia, con un porcentaje del 42,7% seguido de EE.UU. (14,2%), Nigeria (11,5%), Rusia (8,9%) y Catar (6,3%).

*Desde el 1 de noviembre de 2021 se suspendió la importación de gas argelino por la interconexión de Tarifa, por **la falta renovación del contrato de aprovisionamiento con Argelia por el gasoducto Magreb-Europa.***

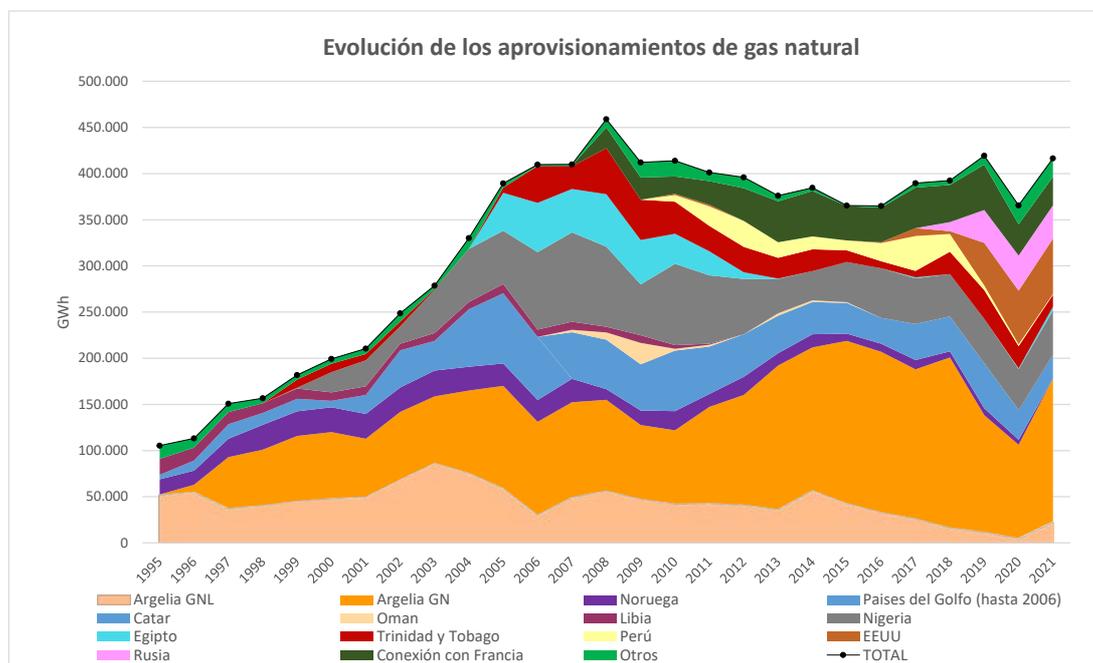
*Por otra parte, **se ha ampliado la capacidad del gasoducto Medgaz en 2 bcm/año**, lo que supone un 25 % más, pasando de 8 a 10 bcm. Esta ampliación ha entrado en funcionamiento en los primeros meses de 2022.*

La existencia de una amplia capacidad disponible en las plantas de regasificación españolas ha contribuido a asegurar el suministro e impulsar la diversificación permitiendo que las importaciones de GNL se ajustaran para compensar el descenso de las importaciones por gasoducto. En este sentido, hasta el mes de mayo de 2022, las importaciones por gasoducto han supuesto un 27,6% del total, mientras que las importaciones de GNL han supuesto un 72,4%.

Como consecuencia de ello, en lo que va de 2022, EE.UU. ha sustituido a Argelia como principal país aprovisionador al mercado español.

Otra característica relevante para tomar en consideración, por su impacto sobre la dinámica competitiva de este mercado, es que la mayoría de los contratos de aprovisionamiento de gas de España son contratos a largo plazo, indexados a la cotización del petróleo o de sus derivados y con cláusulas de compra obligatoria. No obstante, en los últimos años el volumen de contratos spot y de corto plazo se ha incrementado, especialmente en relación con aprovisionamientos de GNL, y lo mismo sucede con los aprovisionamientos a través de la interconexión con Francia.

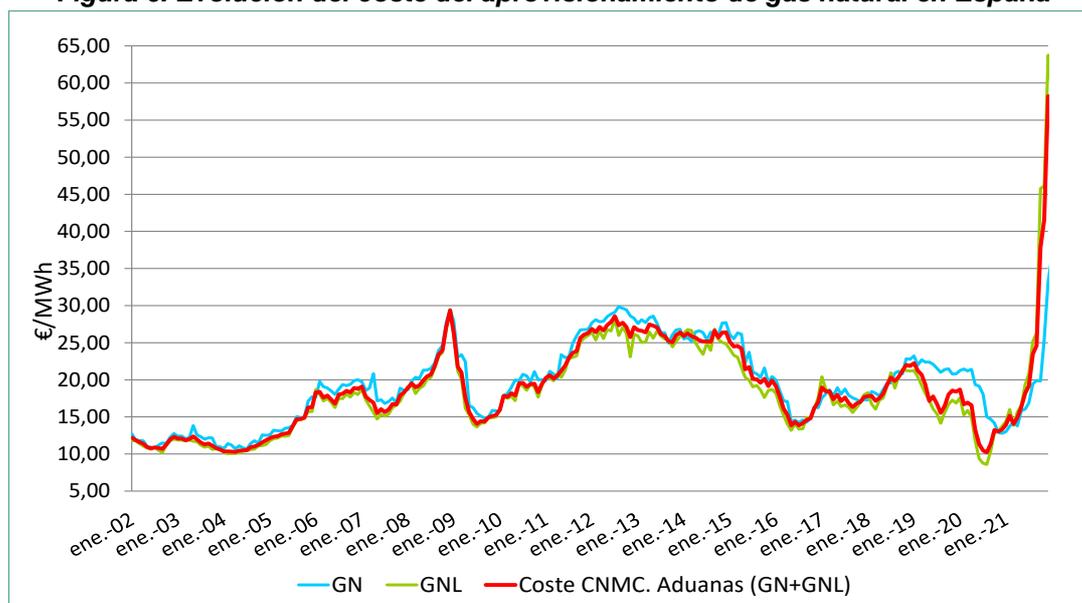
**Figura 5. Evolución de los aprovisionamientos de gas natural**



Fuente: Enagás-CNMC

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 incremento del coste de las importaciones en el último trimestre de 2021.

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



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia de la CNMC

Durante el año 2021, el coste medio de las importaciones de gas en España comienza, en enero, en el entorno de 14 €/MWh, y llega en diciembre a valores de 60 €/MWh. El aprovisionamiento por GNL se muestra más caro que el gas importado por gasoducto durante todo el año, sobre todo en el último trimestre, en que el precio del gas a nivel internacional alcanzó máximos históricos.

La demanda de gas en España durante 2021 aumentó un 5,12% respecto a 2020, hasta los 378,4 TWh, debido principalmente a la recuperación de la actividad económica.

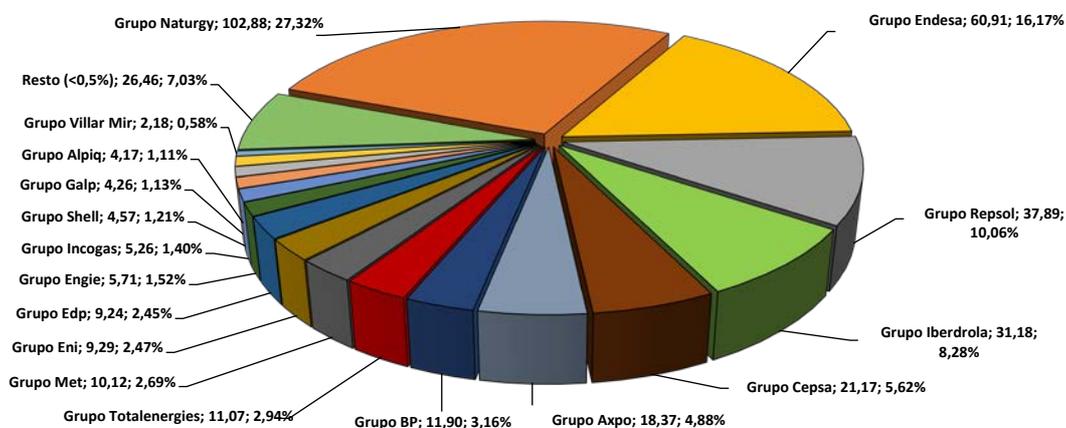
En el año 2021, la demanda convencional fue de 288 TWh, con un incremento del 6,2% respecto a 2020, y la del sector eléctrico de 90,25 TWh (+1,71%).

Las cuotas del mercado de aprovisionamiento, desde el punto de vista de las compañías importadoras de gas, se correlacionan, en gran medida, con las cuotas de ventas a consumidores finales de los grupos de mayor tamaño, puesto que una gran parte de los comercializadores españoles se encuentran integrados a lo largo de la cadena de gas, y disponen de contratos de aprovisionamientos acordes con sus previsiones de ventas.

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 129.

En el año 2021 los grupos con mayores ventas en el conjunto del mercado son Naturgy (27,32%), Endesa (16,17%), Repsol (10,06%), Iberdrola (8,28%), Cepsa (5,62%) y Axpo (4,88%). Los otros grupos empresariales suman el 27,67% restante del mercado de gas en España.

**Figura 7. Cuotas de venta de gas natural al mercado minorista español en el año 2021**



Fuente: CNMC

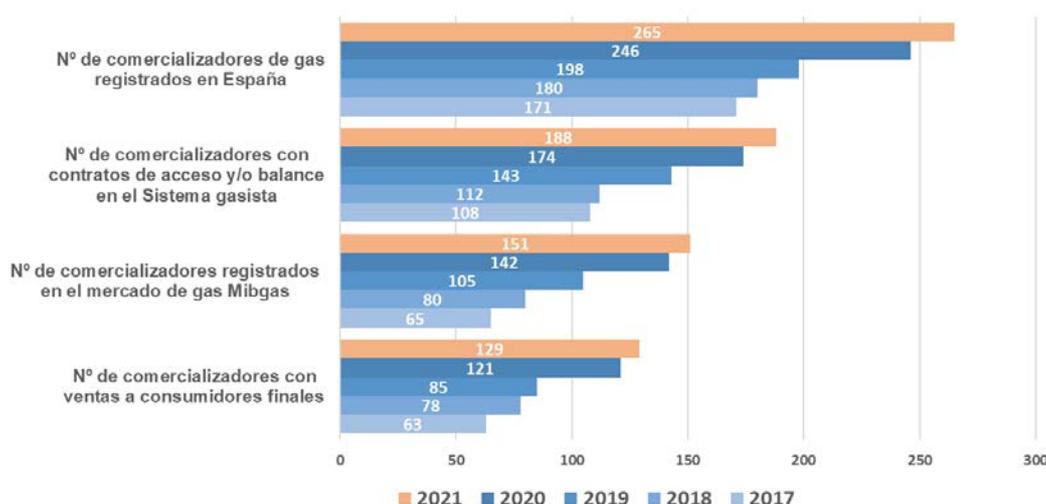
Respecto al **mercado mayorista español de gas**, está integrado por las compras – ventas de gas natural realizadas entre los agentes comercializadores, dentro del sistema español. Los principales comercializadores tienen una cuota de aprovisionamientos y de ventas finales generalmente equilibrada, por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

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

Adicionalmente, se está produciendo la entrada de nuevos comercializadores de pequeño tamaño, que concentran su actividad en la venta de gas a distintos segmentos del mercado minorista, realizando sus compras de gas directamente en el mercado mayorista español, sin acudir al mercado internacional de aprovisionamiento, por falta de tamaño.

El número de comercializadores registrados alcanza los 265, 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 188 a finales de 2021. Además, MIBGAS alcanzó la cifra de 158 agentes (151 comercializadoras y 7 consumidores directos) y con 49 agentes en MIBGAS Derivatives.

**Figura 8. Comercializadores de gas natural en el mercado español, en los años 2016-21**



Fuente: CNMC

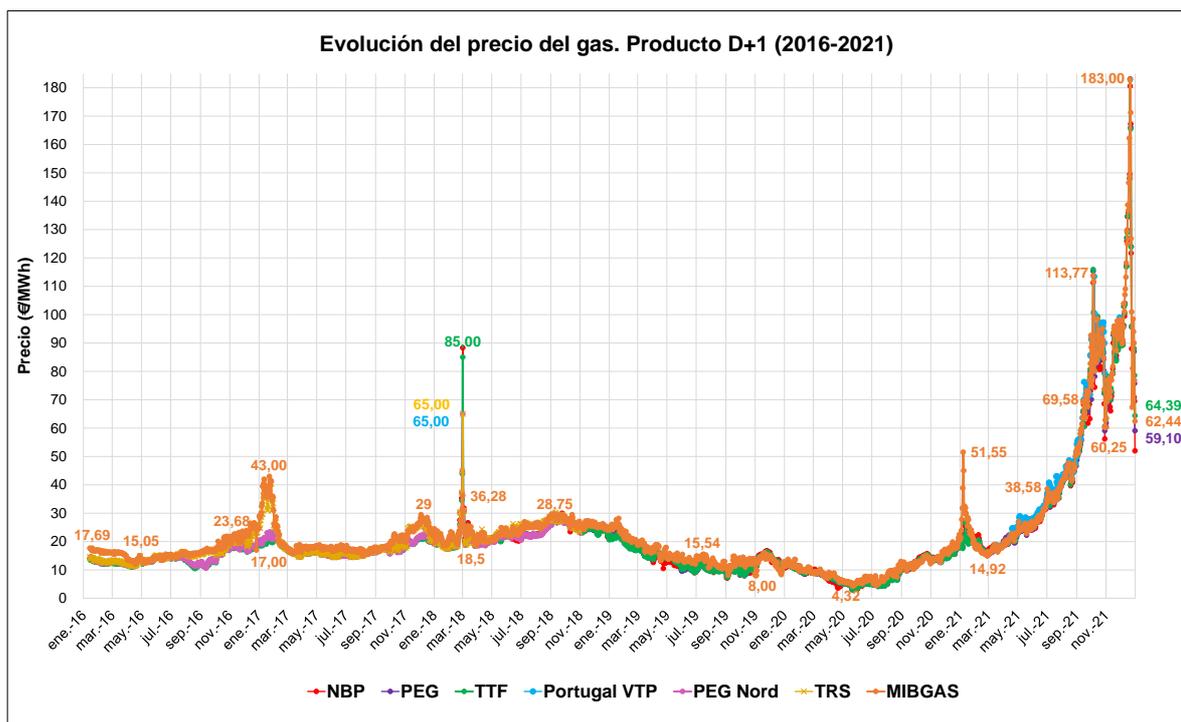
## 5. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN EL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL

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

Durante el año 2021, el precio spot de gas del producto Diario presenta una tendencia alcista durante todo el año, comenzando en enero en el entorno de 20-23 €/MWh, y alcanzando en diciembre valores punta por encima de los 180 €/MWh.

En promedio, el precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2021 fue de **47,31 €/MWh**. Esto supone un incremento de 37 €/MWh en relación con el precio promedio de 2020 (10,25 €/MWh), reflejando un **aumento en el precio medio anual del 361%**.

**Figura 9. Evolución del precio del Producto Diario D+1: Periodo 2016-2021**

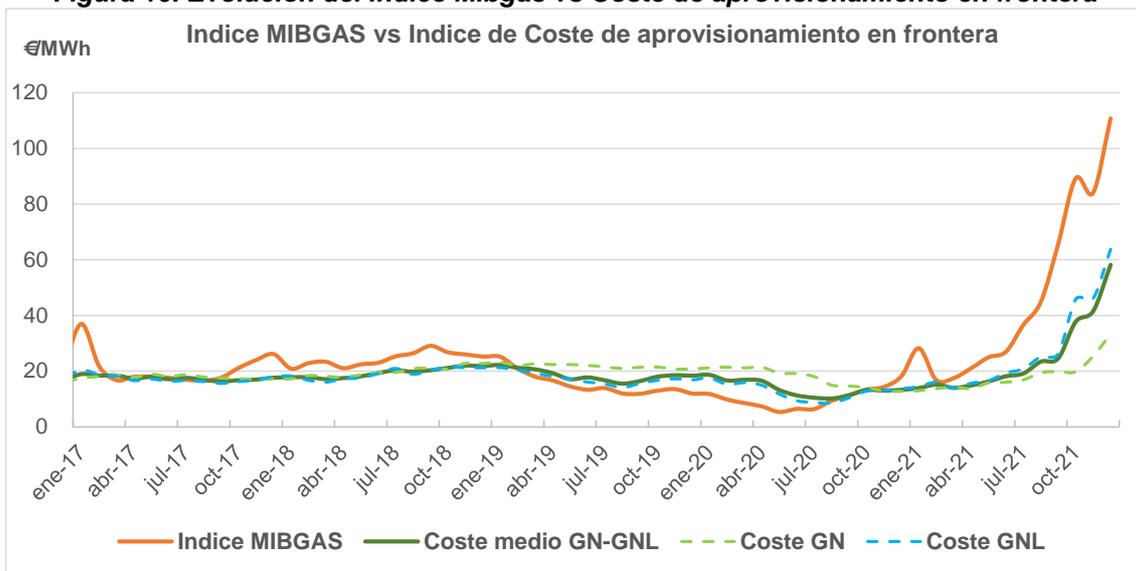


Fuente: MIBGAS-ICIS

El 21 de diciembre, el producto diario cerró la sesión a 183,00 €/MWh, lo que supone el máximo histórico desde que se inició la negociación en 2015 (ya superado en 2022). El 26 de febrero MIBGAS marcó el precio mínimo anual, en 14,92 €/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 encima de los precios de importación, cuyo incremento es más moderado, por el mayor peso de los contratos a largo plazo.

**Figura 10. Evolución del índice Mibgas vs Coste de aprovisionamiento en frontera**



Fuente: MIBGAS-Agencia Tributaria

En relación con el coste del aprovisionamiento, en el mes de diciembre aumenta el coste de las importaciones: por gasoducto (33,30 €/MWh) y por GNL (63,75 €/MWh) de forma más notable.

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

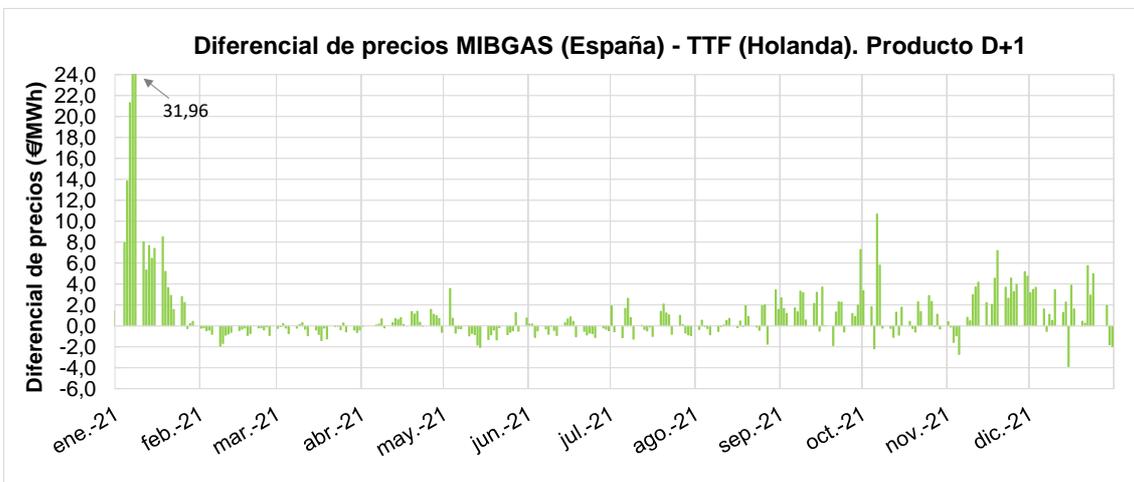
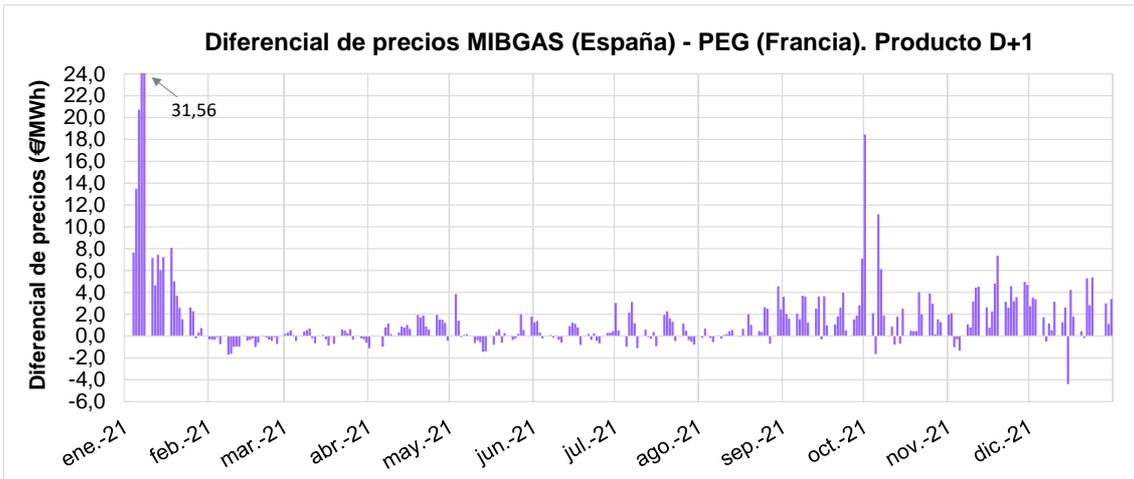
*El diferencial de precios del producto D+1 del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de 1,19 €/MWh. Esto supone que el diferencial promedio del precio con Europa ha aumentado ligeramente respecto del año 2020, que fue de 0,86 €/MWh. Este incremento se produce principalmente como consecuencia del incremento del diferencial durante la tormenta Filomena, en enero de 2021.*

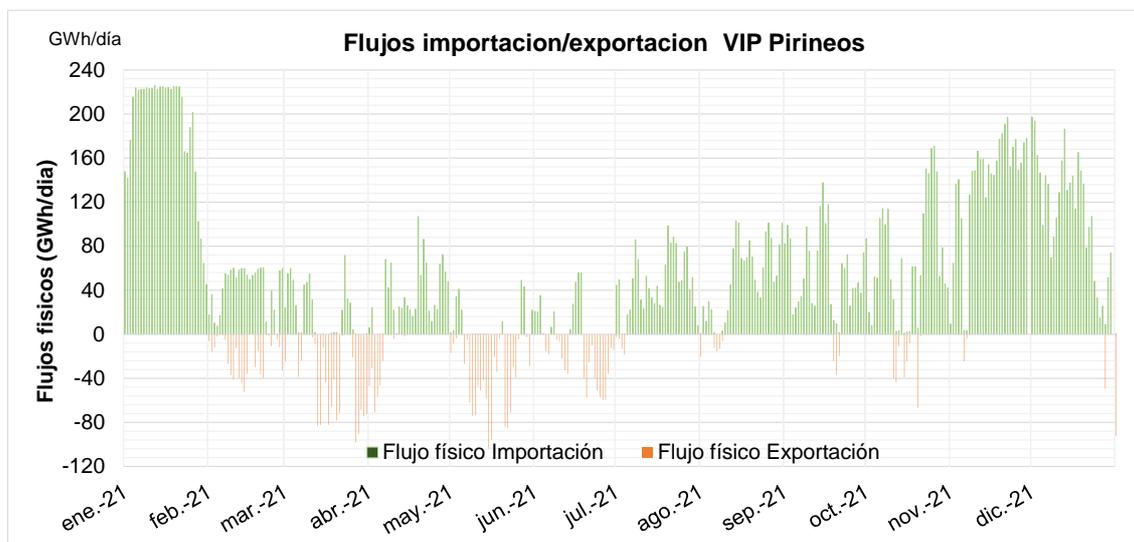
*La convergencia de precios se vio influenciada por el contexto de recuperación de la demanda mundial y la mayor volatilidad de los precios a final de año.*

A principios del mes de enero, el mercado español tuvo un diferencial de precios promedio de más de 6 €/MWh superior a los mercados europeos (Francia, Holanda), debido al temporal Filomena en España, llegando el 8 de enero a más de 30 €/MWh de diferencial. A partir del 20 de enero el diferencial disminuyó, e incluso fue mayoritariamente negativo durante el mes de febrero; desde marzo

a agosto se mantuvo por debajo de 4 €/MWh. A partir de entonces, a la vez que aumentan los precios en todos los mercados, también se incrementa notablemente la volatilidad del precio spot, lo que a su vez provoca una alta variabilidad del diferencial.

**Figura 11. Evolución del diferencial de precios entre MIBGAS, PEG y TTF, y evolución del flujo en la interconexión con Francia**





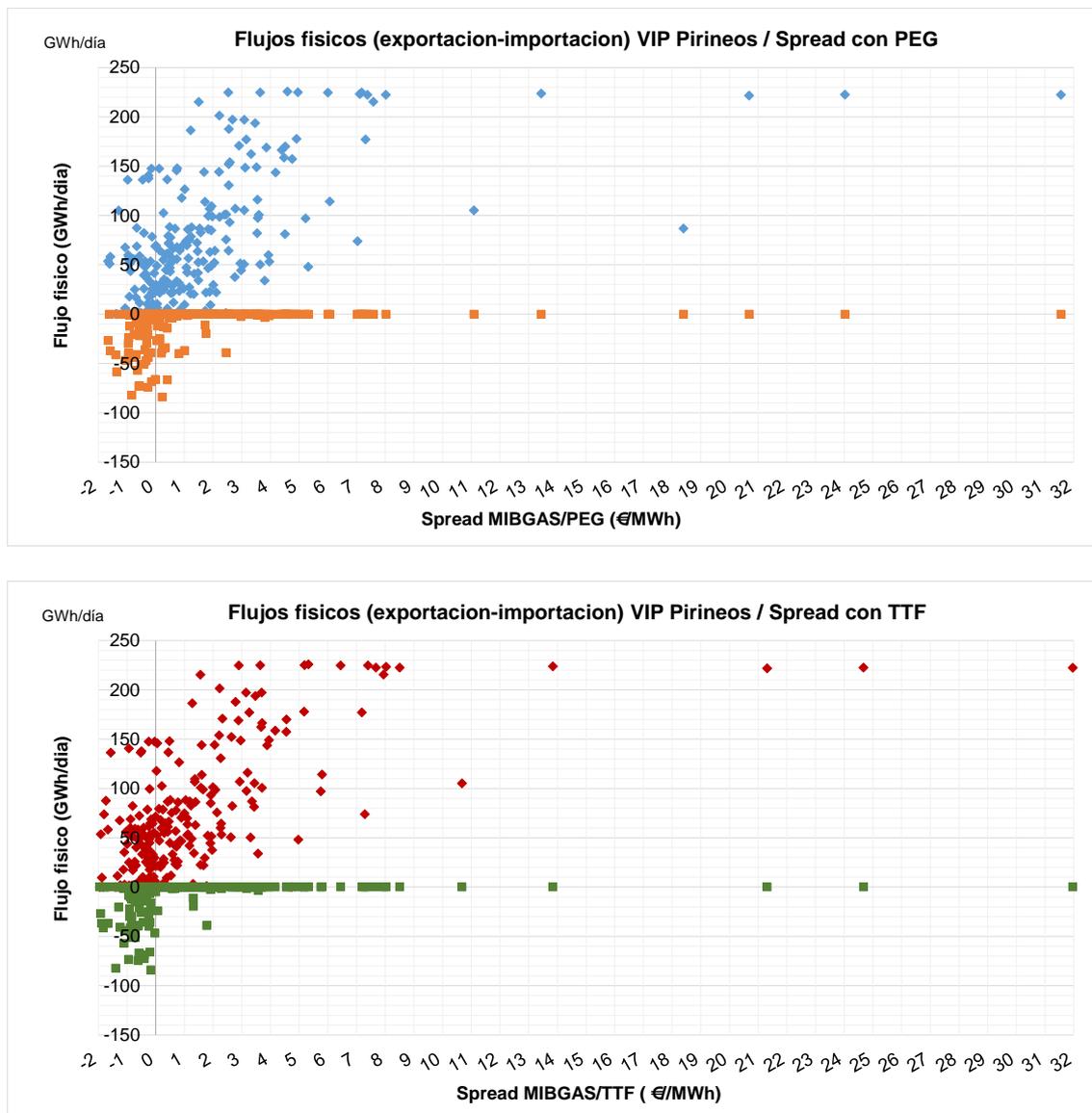
Fuente: ICIS, MIBGAS y ENAGAS

Si se observa el diferencial de precios con el mercado de Francia (PEG), durante el mes de enero, el mercado español alcanza un diferencial máximo de 31,5 €/MWh como consecuencia del temporal Filomena en España. Por ello, el flujo en la interconexión se sitúa en máximos de utilización en dirección a España durante este mes.

En el periodo entre febrero y junio, el precio spot en España se sitúa a la par del PEG, con muchos periodos por debajo, lo que aumenta el flujo de gas hacia Francia, especialmente durante los meses de marzo y mayo (cuando hay más días con diferencial negativo).

Entre septiembre y final de año, el precio de MIBGAS se sitúa por encima de los mercados europeos, por lo que los diferenciales son positivos y el flujo físico del gas se mueve hacia el mercado español (entre 80 y 160 GWh/día en sentido importación). A finales de noviembre y en diciembre, el precio del MIBGAS se sitúa claramente por encima del PEG, con diferenciales entre 3 y 4 €/MWh, por lo que el flujo de importación de gas se incrementa por encima de los 120 GWh/día durante la mayor parte de los días.

**Figura 12. Correlación entre el flujo de gas en la interconexión con Francia y el diferencial de precios con el mercado francés (PEG) en 2021**



*Fuente MIBGAS y ICIS*

Por último, cabe señalar que el coste del peaje de la interconexión entre España y Francia es uno de los más elevados de Europa, lo que probablemente limita la realización de operaciones de trading a corto plazo por parte de operadores sin reserva de capacidad a largo plazo cuando el diferencial de precios entre el MIBGAS y el PEG se encuentra por debajo de 2 o 3 €/MWh.

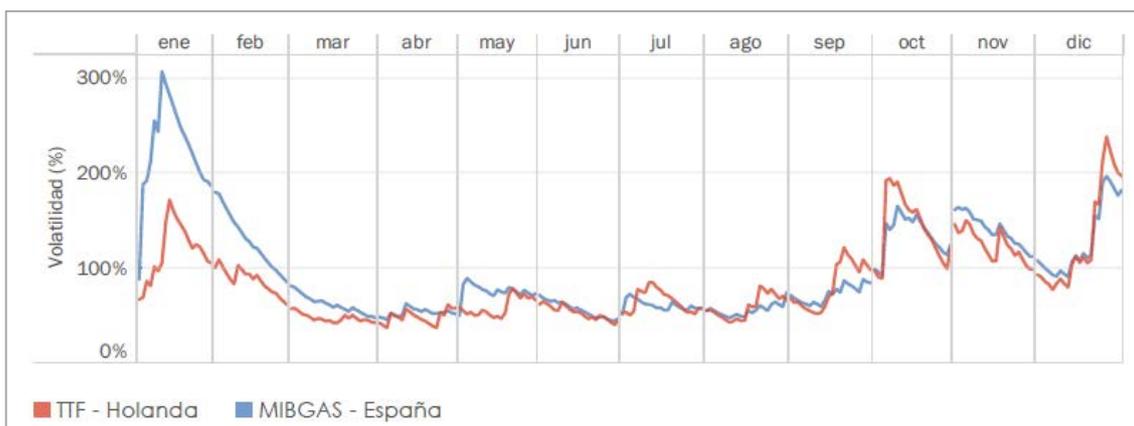
En la conexión con Portugal, el flujo dominante es en sentido hacia Portugal, si bien durante todo el 2021 se produjeron entradas de gas en contraflujo desde Portugal, con un flujo neto importador a España entre enero y marzo y en agosto.

### 5.1.2. Volatilidad del precio del producto D+1

La volatilidad del índice de precios del mercado MIBGAS<sup>1</sup> se mantuvo en niveles similares o moderadamente por encima de la volatilidad de otros mercados de gas europeos, especialmente a partir del mes de marzo. En concreto, la volatilidad promedio anual de MIBGAS fue del 99%, superior a la del TTF, cuya volatilidad fue del 85%. En este año, la volatilidad media ha disminuido respecto a 2020, cuando fue del 104%.

Entre los meses de enero y junio la volatilidad de MIBGAS fue superior a la del TTF, y esta tendencia se repitió en el mes de noviembre y parte de diciembre. Entre los meses de julio y octubre, así como en el mes de diciembre, se registraron repuntes de volatilidad, siendo en numerosas ocasiones notablemente superiores en TTF que en MIBGAS.

**Figura 13. Evolución de la volatilidad de los precios del producto D+1 en los mercados MIBGAS y TTF en 2021**



Fuente MIBGAS y EEX

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

El precio del producto mensual (M+1) en MIBGAS presenta un comportamiento muy similar al de los principales mercados europeos (TTF, NBP o PEG), aunque con un diferencial medio anual de 1,05 €/MWh con el TTF.

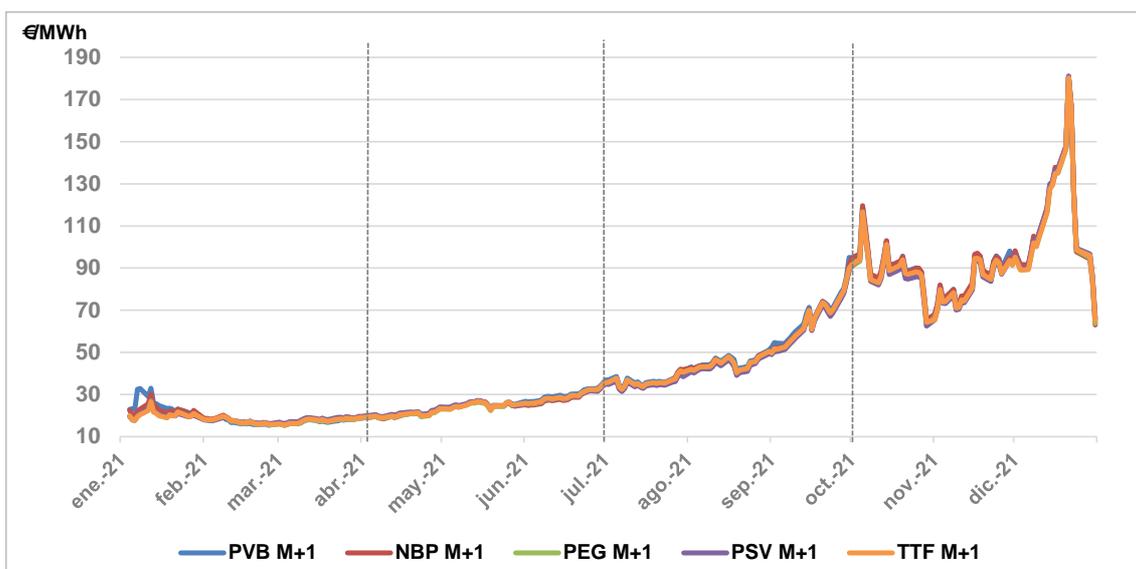
<sup>1</sup> La metodología empleada para el cálculo de la volatilidad diaria anualizada es la de la media móvil de los rendimientos de los precios en los últimos 30 días laborales, excluyendo los fines de semana y festivos (método de Garch).

Durante el año 2021, se ha producido una gran variación de precios, particularmente durante el tercer y último trimestre del año. A principios del mes de enero de 2021, el producto mensual (M+1) se negociaba por encima de los 30 €/MWh a consecuencia del temporal Filomena, y hasta mayo los precios se estabilizan en el entorno de los 20-24 €/MWh. En los meses siguientes va aumentando paulatinamente hasta los 40-45 €/MWh en el mes de agosto, y a partir de entonces aumenta drásticamente alcanzando precios por encima de los 100 €/MWh en octubre.

A finales de año, el precio del MIBGAS continúa por encima del TTF alcanzando un valor máximo de 180 €/MWh en diciembre, y con diferenciales por encima de los 2 €/MWh.

La evolución de los precios MIBGAS para el producto M+1 respecto de otros mercados europeos a lo largo del 2021 se presenta en la siguiente gráfica:

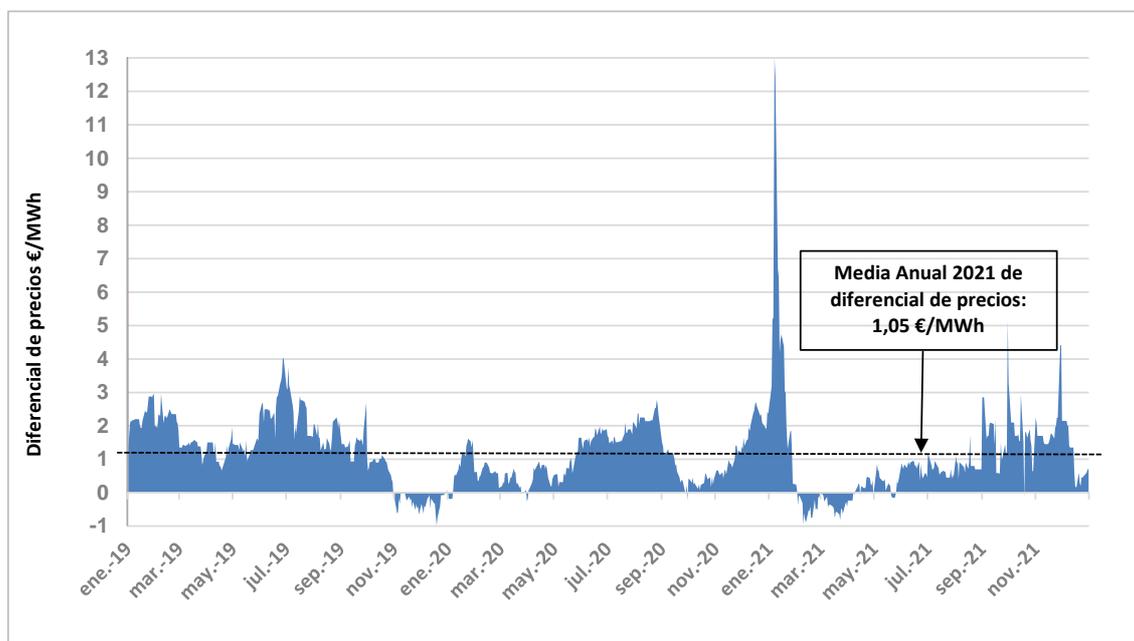
**Figura 14. Evolución precios MIBGAS – Otros mercados: Producto M+1**



Fuente: ICIS

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

**Figura 15. Diferencial de precios PVB-TTF: Producto M+1**



Fuente: ICIS

De la comparación del diferencial de precios para el producto M+1 en el PVB y TTF durante el año 2021, se observa que el mismo presenta su máximo valor en el mes de enero, aunque presenta valores negativos durante los meses de febrero y marzo y en algunos días de abril y mayo de 2021.

*En el conjunto de 2021, el diferencial de precios del Mibgas con el TTF para el producto M+1 se sitúa en una media anual de 1,05 €/MWh.*

*Por tanto, se consolida la tendencia a la disminución del diferencial del precio con Europa respecto de los tres últimos años 2018, 2019 y 2020 que fue de 2,05, 1,4 y 1,06 €/MWh, respectivamente, lo que muestra una progresión en la convergencia del precio del mercado español.*

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

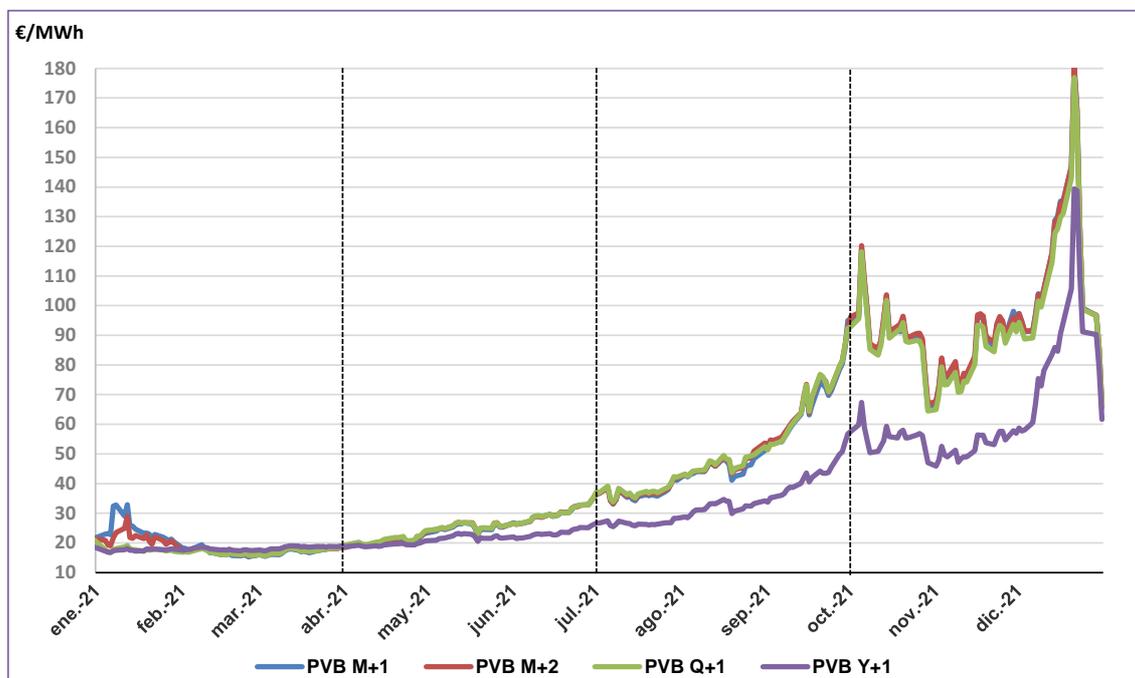
Durante el año 2021 se produjo en toda Europa una alta variación de precios en la curva de futuros debido a la recuperación de la pandemia del COVID vivida durante el año 2020 y a las tensiones geopolíticas en el este del continente.

Durante el primer trimestre del año, los precios de futuros en España se mantienen estables al igual que lo observado a nivel europeo, salvo en el periodo del temporal Filomena en enero, llegando a alcanzar a finales de febrero los

mínimos del año en algunos productos: 15,28 €/MWh en el producto mensual M+1, 15,60 €/MWh en el M+2, y 15,60 €/MWh en el trimestral Q+1 respectivamente. A partir de mayo los precios de futuros empiezan a subir, aunque más moderadamente el del producto anual Y+1, y a partir de septiembre experimentan un alto crecimiento llegando a alcanzar en el mes de diciembre los precios más altos.

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 2021 puede observarse en la siguiente gráfica.

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



Fuente: ICIS

En el periodo entre abril y octubre, los precios de los productos M+1, M+2 y Q+1 aumentan a la par para llegar a un primer máximo histórico en torno a los 120 €/MWh a principios de octubre, para después disminuir a finales del mes y volver a aumentar drásticamente en diciembre y alcanzar máximos históricos en torno a los 180 €/MWh.

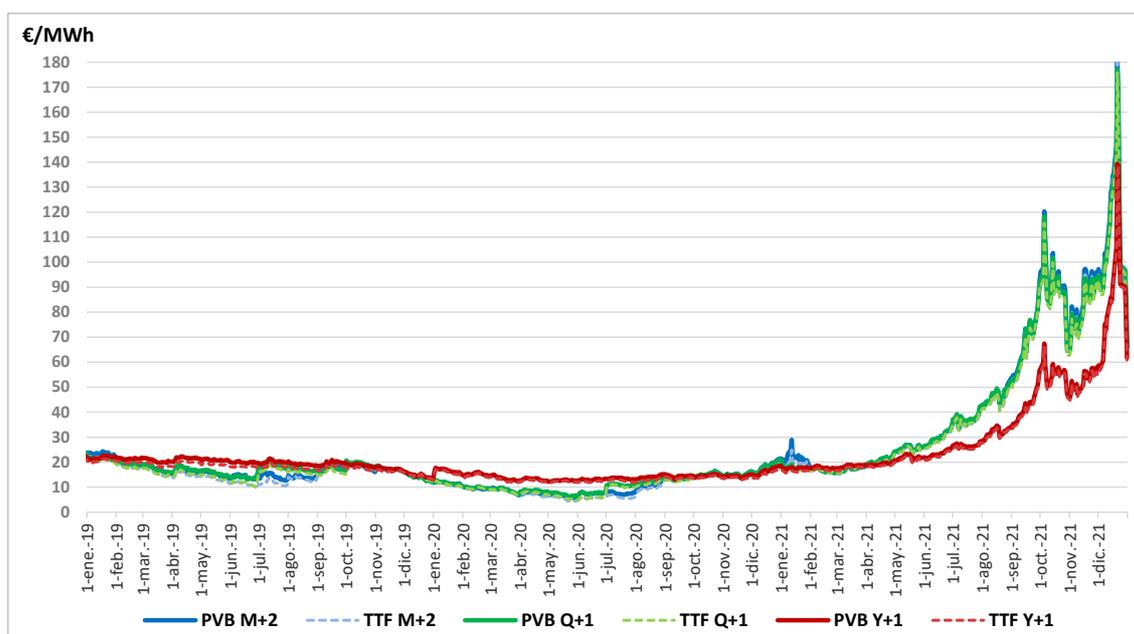
El producto Anual Y+1 presenta una oscilación de precios menor al resto de los productos a plazo llegando a alcanzar su máximo histórico en torno a los 140 €/MWh en el mes de diciembre, valor este muy lejano al alcanzado para el resto de los productos a plazo.

### 5.3.1. 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 a la de los principales mercados europeos, con un diferencial de precios positivo la mayor parte del año 2021.

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 2019-2021**



Fuente: ICIS

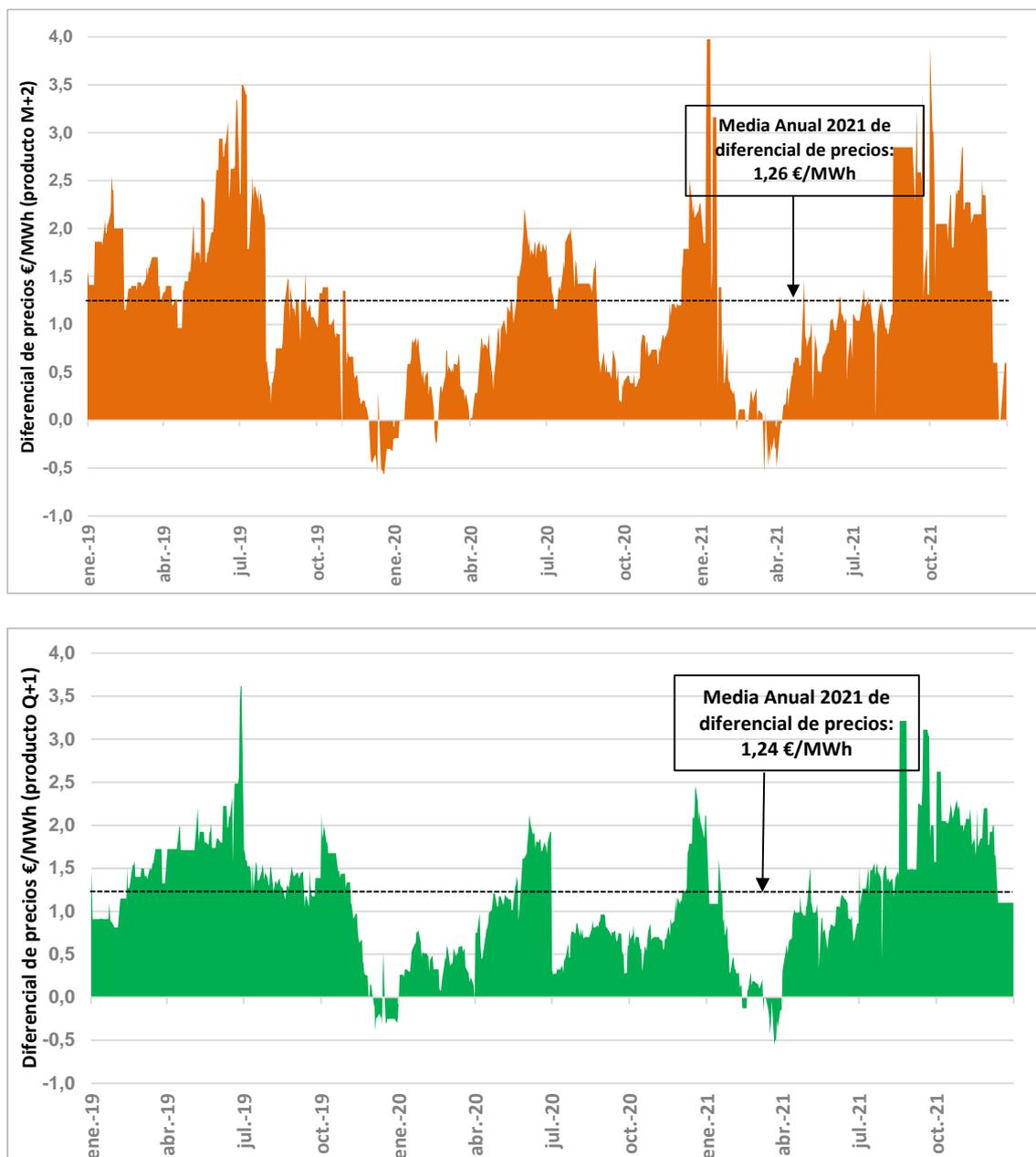
Se observa un progresivo distanciamiento del TTF durante la mayor parte del año, con un diferencial promedio entre el TTF y el mercado español que aumenta hasta los 1,26 €/MWh.

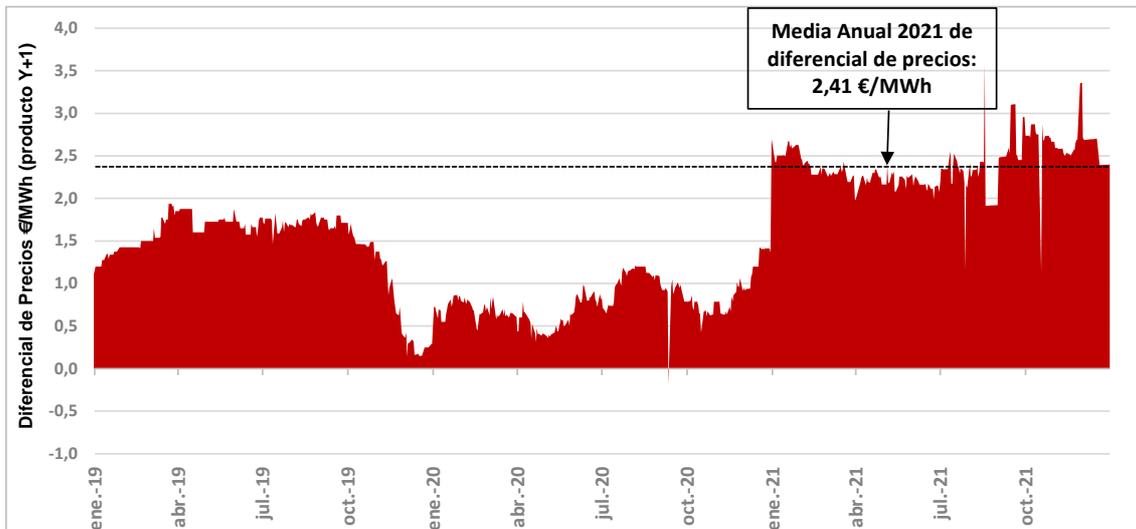
Durante el primer trimestre del año el mercado español tuvo un diferencial de precios mensual inferior a los 0,7 €/MWh para el producto mensual M+2. El producto trimestral Q+1 y anual Y+1 tuvieron un diferencial de precios entre 0,3 y 2,39 €/MWh superior a los mercados europeos.

Durante los meses de abril a julio los diferenciales aumentan progresivamente para el producto M+2, y a partir de agosto experimentan un crecimiento muy acusado por encima de los 2 €/MWh, con un máximo de 3,44 € en septiembre.

A finales de noviembre el precio en España de los 3 productos se sitúa con diferenciales entre 2,15 y 3,35 €/MWh, para en el mes diciembre descender considerablemente hasta diferenciales entre 0,60 y 2,40 €/MWh a fin de mes.

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

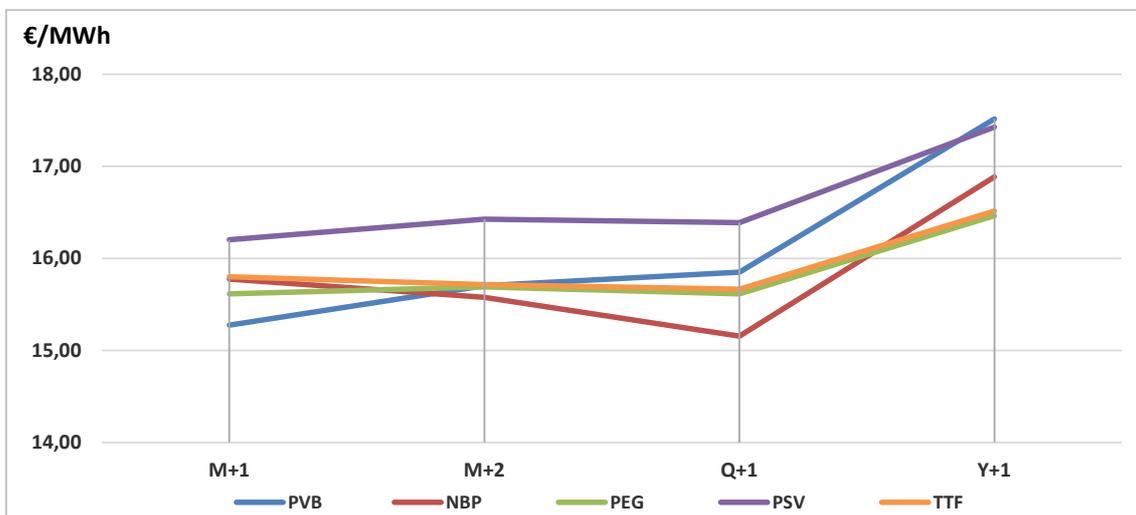




Fuente: ICIS

A finales de febrero de 2021, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en Europa mostraba que los precios de futuros presentaban valores por encima del mercado spot, especialmente el producto anual (contango).

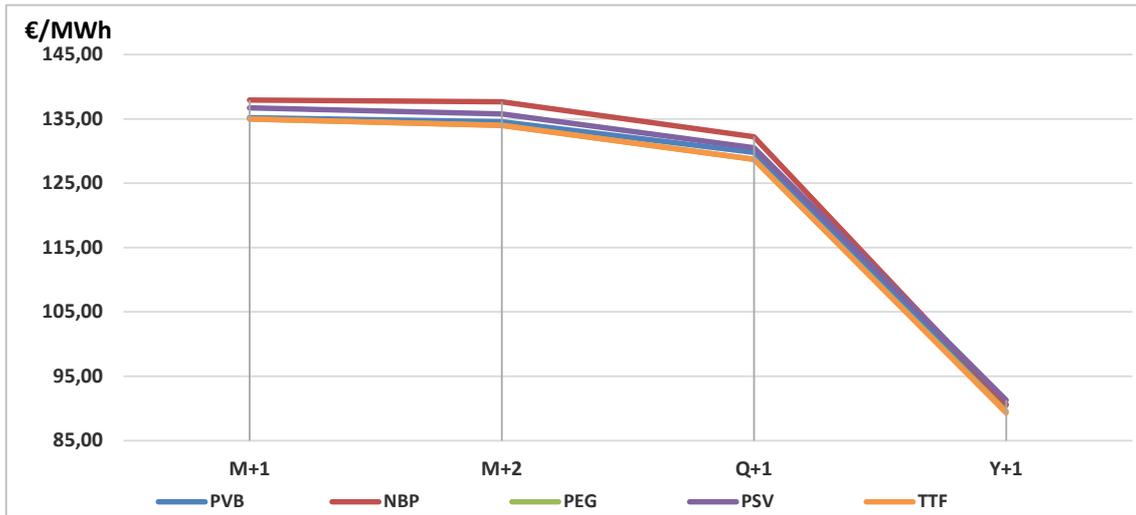
**Figura 19. Curva de precios de futuros en la última semana de febrero de 2021 en los principales mercados europeos (situación de contango)**



Fuente: ICIS

En cambio, a mediados del mes de diciembre, la curva de precios de los mercados de futuros de gas en Europa pasa a situación de Backwardation, con el precio del producto anual por debajo de los precios a plazos más cortos.

**Figura 20. Curva de precios de futuros a mediados de diciembre de 2021 en los principales mercados europeos (situación de Backwardation)**



Fuente: ICIS

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

En el mercado mayorista español, como en el resto de 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 2021 asciende a un total de 943,57 TWh (incluyendo la negociación en el PVB, TVB y AVB), lo que supone 2,5 veces la demanda en dicho periodo (378,4 TWh).

Del volumen de transacciones OTC sobre PVB el 35,7% (131.136,8 GWh) se negoció a través de agencias de intermediación, mientras que el 64,3% (235.498,6 GWh) restante correspondió a contratos negociados de forma bilateral.

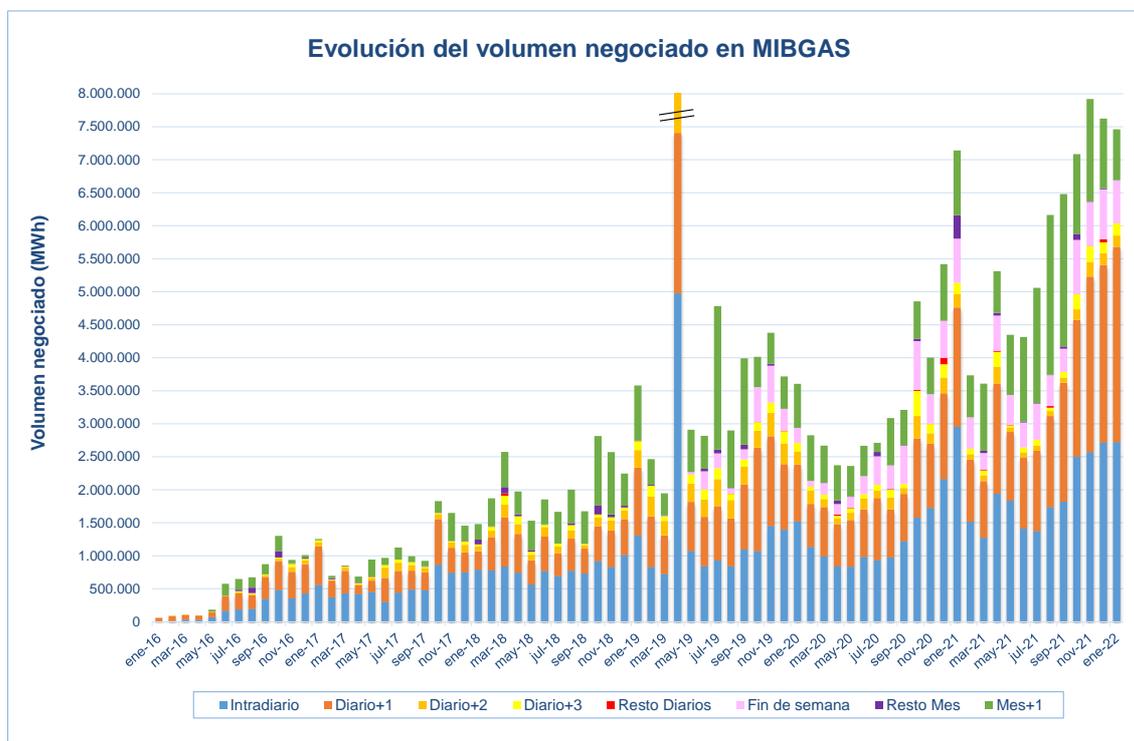
En 2021 el volumen negociado aumenta en casi un 25,8% (+193,2 TWh) y el número de transacciones realizadas ha disminuido en un 13,4%, pasando de 262.527 operaciones en el año 2020, a 227.353 operaciones acumuladas en diciembre de 2021, lo que supone una media de unas 18.946 transacciones al mes, siendo el número de compradores activos de 119.

Por otra parte, en el conjunto de 2021, el volumen de transacciones realizadas a través de **MIBGAS y Mibgas Derivatives** en PVB alcanzó los 73.419 GWh frente a los 45.451 GWh del año anterior, lo que supone un aumento del 62,20% del volumen de negociación, y alrededor del 19,04 % de la demanda de gas del año.

En el **mercado spot MIBGAS se negociaron 68.793 GWh** en PVB, frente a los 39.780 GWh del año anterior, lo que supone que el volumen de negociación aumentó considerablemente **(+72,95%)**.

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

**Figura 21. Evolución del volumen negociado en MIBGAS (2016-2021)**



Fuente: CNMC

Por su parte, en el mercado de futuros de gas MIBGAS Derivatives en PVB, se negociaron 4.615 GWh, lo que supone un descenso de 868 GWh frente al año 2020 (-15,85%) donde se habían negociado 5.484 GWh.

En junio de 2019, MIBGAS Derivatives comenzó la negociación de productos de GNL en los tanques de las seis plantas de regasificación españolas (diario e intradía). Desde el 31 de marzo de 2020 la negociación de productos spot de GNL se realiza en un único tanque virtual (TVB). Durante 2021 se registró un volumen de transacciones de GNL de 456 GWh, superior a los 187 GWh negociados en 2020, pero que es un volumen pequeño en términos absolutos.

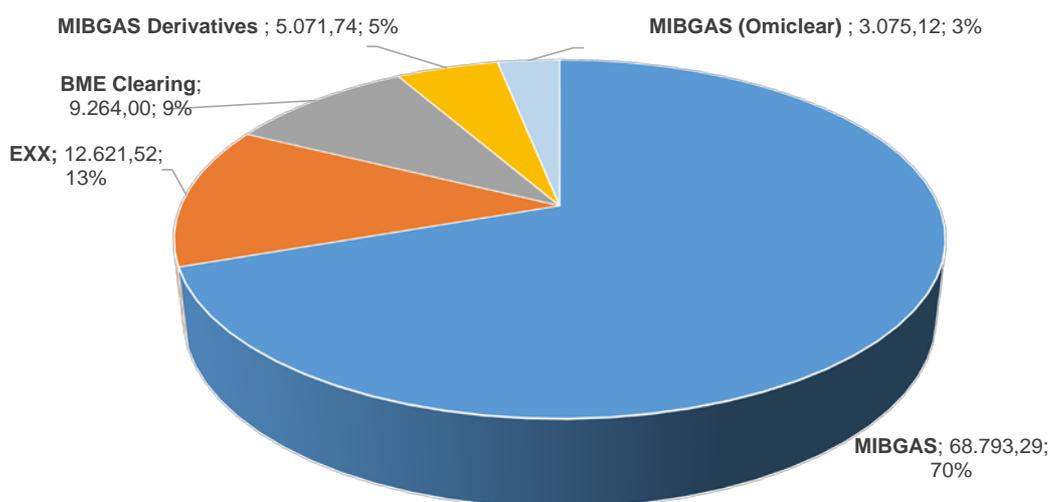
Por todo ello, el volumen total negociado en **MIBGAS Derivatives** en 2021 fue de 5.071,74 GWh, de los cuales 4.615,22 GWh fueron de productos a plazo en PVB, 454,52 GWh de productos en las plantas de GNL y 2 GWh de productos en los almacenamientos.

Por otro lado, en el mes de junio de 2019, **EEX** comenzó sus sesiones de negociación de productos con entrega en el PVB español. En 2021 el volumen de contratos negociados sobre PVB a través de este mercado se situó en 342,4 GWh, en contraste con el año 2020 en el que no hubo negociación sobre el PVB). A su vez, a través de la cámara de contrapartida central de dicho mercado

(European Commodity Clearing Luxembourg SARL - ECC LUX-) se registraron transacciones por un volumen de 12.622 GWh, con un incremento del 325% sobre el volumen de transacciones registrado en 2020 (2.968 GWh).

A estos volúmenes hay que sumar las transacciones OTC registradas a través de las CCP de **BME Clearing** (9.264 GWh) y **OMIP-OMIClear** (3.075 GWh).

**Figura 22. Evolución del volumen negociado en mercados organizados y/o registrado en una cámara de contrapartida central durante 2021**

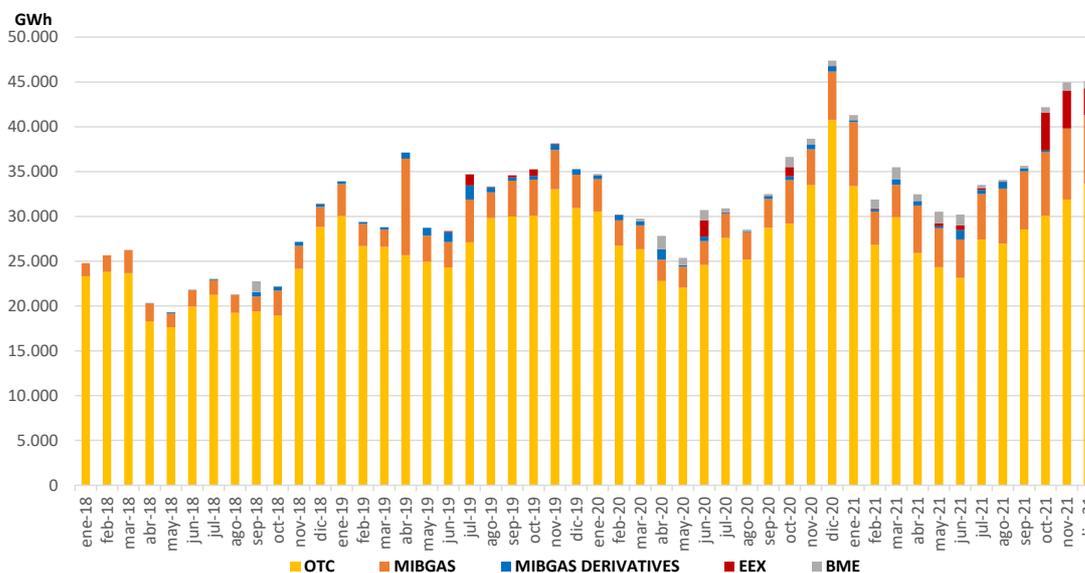


Fuente: MIBGAS, BME, EEX

**Atendiendo al punto de entrega**, el volumen negociado se repartió entre el punto virtual de balance (91%), y el tanque virtual de GNL (9%) y los almacenamientos subterráneos (0,00%).

Considerando únicamente los **volúmenes negociados con entrega en el PVB**, el total negociado en 2021 ascendió a 342.070 GWh lo que supone un aumento del 1,2% respecto al volumen negociado en 2020 (337.876 GWh), según se muestra en la siguiente figura.

**Figura 23. Evolución volumen negociado en el PVB**



Fuente: MIBGAS, ENAGAS, 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.

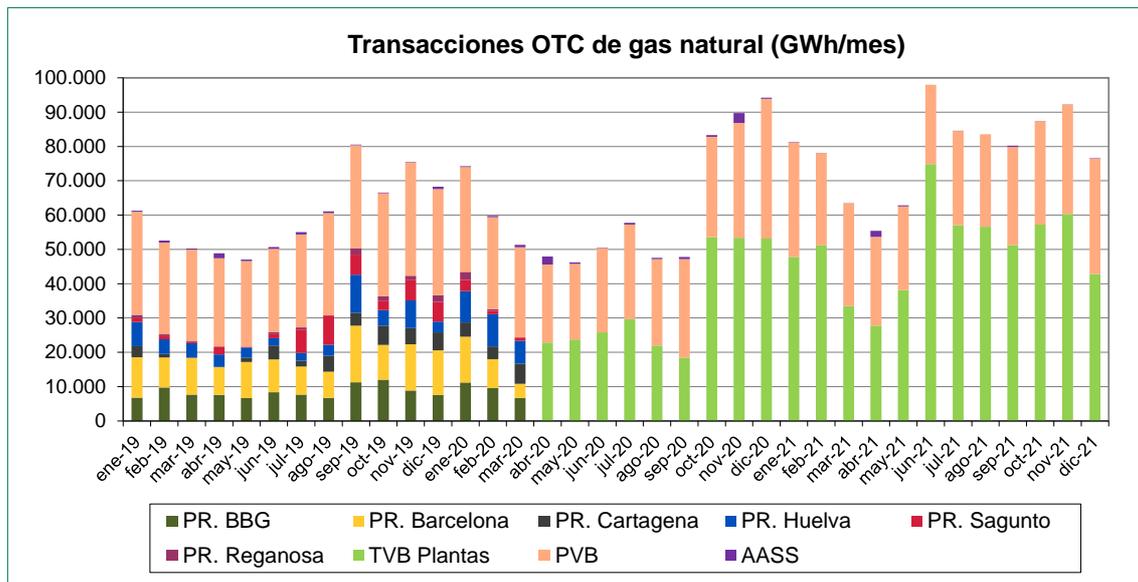
**En el mes de marzo de 2021 se ha iniciado la negociación de los productos con entrega en el VTP portugués a través de la plataforma de MIBGAS. La negociación en dicho mercado es aún incipiente alcanzando un volumen total negociado de 431 GWh, siendo necesario el establecimiento de medidas de impulso para incentivar la liquidez del mercado.**

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

Las transacciones del mercado OTC pueden ser 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 2021 ascendió a un total de 943,57 TWh, lo que supone un aumento del 25,76 % respecto al volumen negociado durante 2020 (750,28 TWh). De ellos 598,55 TWh fueron negociados en las plantas de regasificación (el 63,4% y representan el 259% del total del volumen anual descargado en plantas), 342,07 TWh en el punto de balance de la red de transporte (el 36,3%), y 2,95 TWh en los almacenamientos (el 0,3%). En la siguiente figura se pueden observar los volúmenes negociados desde 2019, destacando el incremento en los volúmenes negociados en el tanque virtual de GNL en el año 2021.

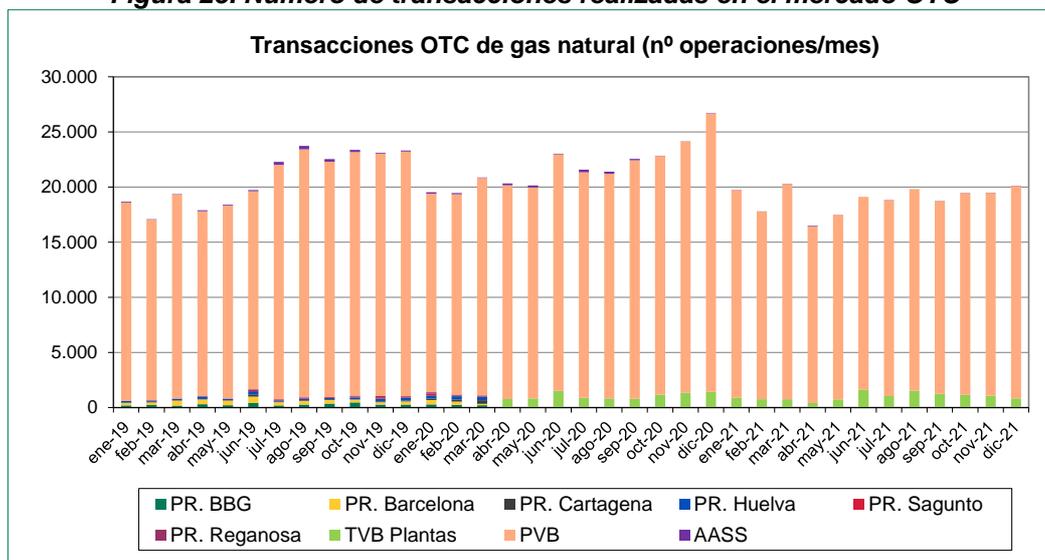
**Figura 24. Volumen de gas negociado en el sistema en el mercado OTC**



Fuente: CNMC

El número de transacciones realizadas en el año 2021 fue de 227.353 operaciones, lo que supuso un descenso del 13,39% respecto al año 2020 (262.527 operaciones). De estas transacciones se realizaron 12.125 en las plantas (el 5,3%), 215.113 en la red de transporte (el 94,6%), y 115 en los almacenamientos (el 0,1%). En la siguiente figura se pueden observar las transacciones realizadas entre los años 2019 y 2021.

**Figura 25. 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 del 48,32%, que supone 2,6 veces el total del volumen anual descargado en plantas. Todo ello en el medio plazo, podría convertir a España en uno de los mercados de referencia del GNL europeo. Para ello, habría que consolidar también la negociación de los productos de GNL en el mercado organizado.

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

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

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

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

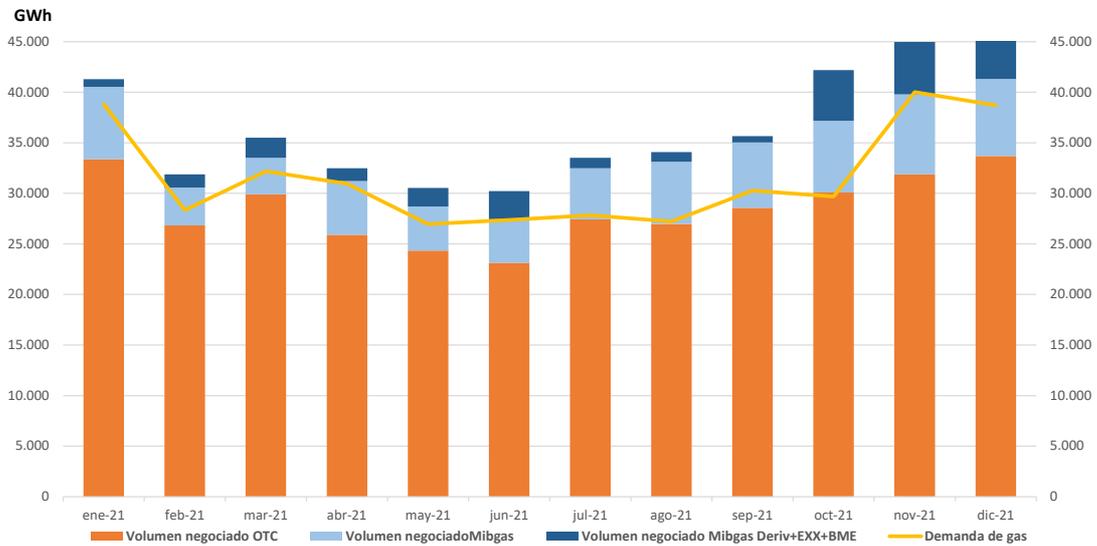
Fuente: MSATR (Enagas) y elaboración propia

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

Durante 2021, el número de transacciones y el volumen negociado en el mercado spot MIBGAS ha aumentado considerablemente, recuperando la tendencia de crecimiento existente antes de la pandemia del coronavirus.

En el conjunto de 2021, el volumen de transacciones realizadas a través del MIBGAS fue de **68.793 GWh**, lo que supone un **18,18%** del total de la demanda de gas del año, frente a un 11,05% en el 2020. El volumen de transacciones ha aumentado en un 72,95% respecto a 2020, cuando el volumen total negociado fue de 39.780 GWh mostrando con ello la recuperación de la negociación.

**Figura 26. Volumen de gas negociado en PVB frente a demanda de gas en España**

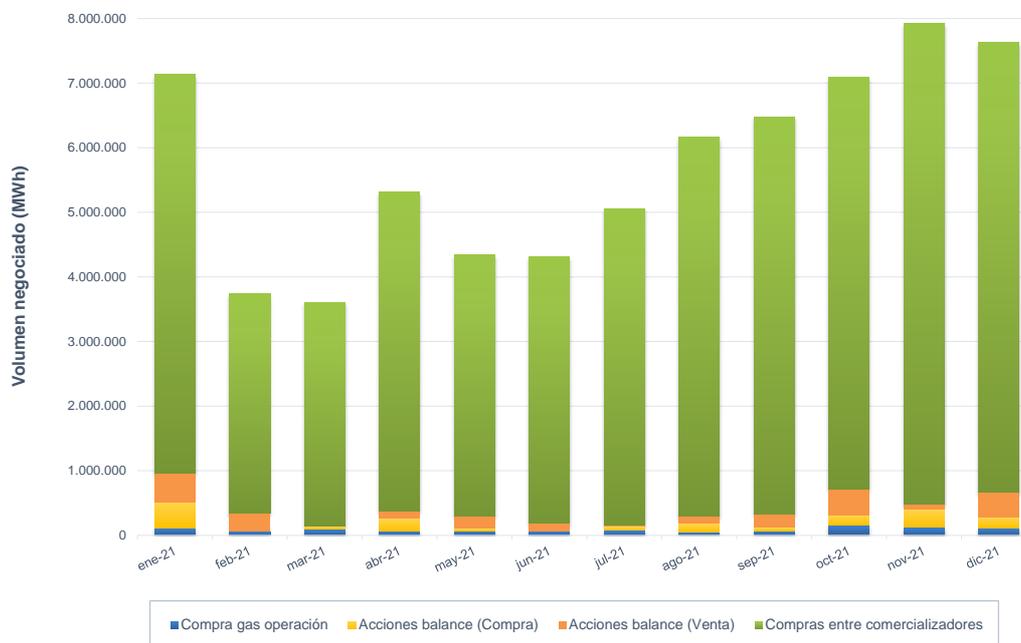


Fuente: CNMC

Además, durante el año 2021 se han incorporado a MIBGAS un total de 25 nuevos agentes que contribuyeron a aumentar la actividad en la plataforma.

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

**Figura 27. 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 92,8% 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 30 de noviembre de 2021, con 550 GWh transacciones entre comercializadores.

Las compras diarias de gas operación por parte del GTS, se realizan a través de la subasta del producto D+1, con cantidades que en 2021 suponen un promedio de 2,99 GWh por día. Solamente durante 20 días no se efectuaron compras de gas operación.

Durante el año 2021 no ha sido necesario realizar compras de gas talón, ni de gas colchón.

Las acciones de balance del GTS tienen un volumen mayor en el año 2021 que en 2020 (+61,39%). Durante 2021, las acciones de balance suponen el 3,51% de las compras y el 5,44% de las ventas realizadas en el MIBGAS.

Por otro lado, continúan su actividad los operadores dominantes Naturgy y Endesa como creadores de mercado obligatorios en los productos M+1 y D+1, cuya actividad comenzó en enero de 2018.

*A partir de julio de 2021 **Repsol se incorpora como creador de mercado obligatorio** al ser también operador dominante en gas natural, lo que supone que en 2021 han operado tres creadores de mercado obligatorios, uno más que en los años anteriores.*

En relación con la figura de los creadores de mercado voluntarios, a lo largo de 2021, en ambos semestres las comercializadoras elegidas para desarrollar el servicio fueron Axpo Iberia S.L.U. y ENGIE España S.L.U., que vienen prestando el servicio de creador de mercado para el producto mensual desde julio de 2018.

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

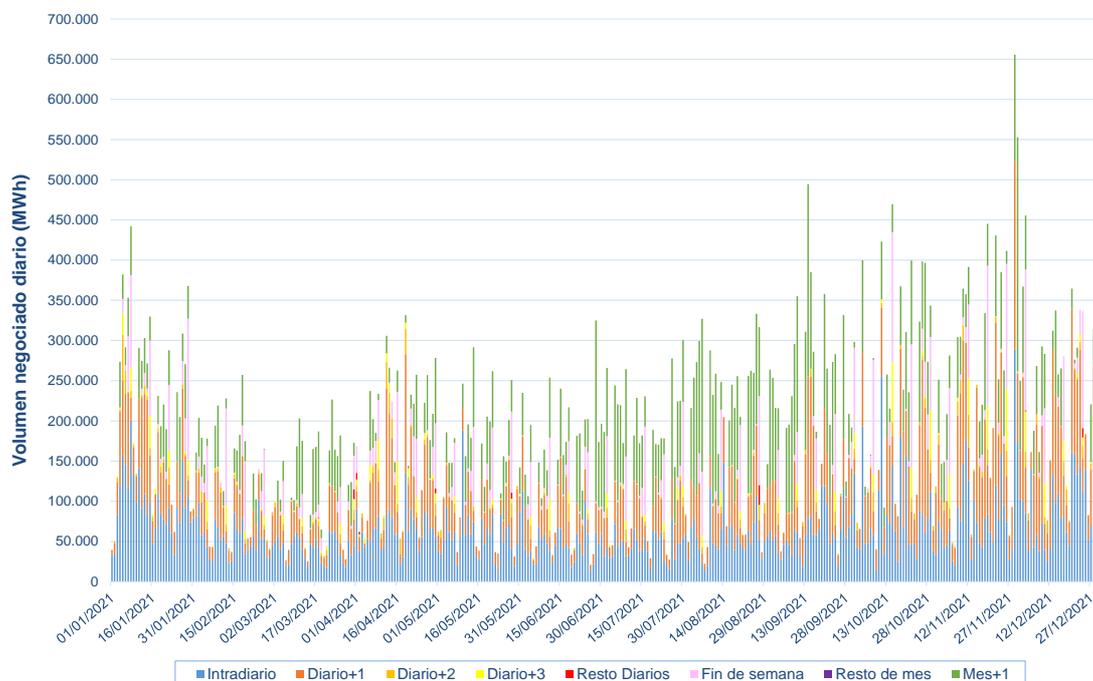
### **6.3. Evolución del volumen negociado en MIBGAS por sesión y producto**

#### **Volumen negociado por sesión de negociación**

El volumen promedio negociado por sesión pasa **de 108,7 GWh/día** en el año 2020, a un volumen **promedio anual de 188,5 GWh/día** en 2021.

La liquidez del mercado se incrementa significativamente a partir del mes de julio, siendo noviembre el mes de máxima negociación anual con 7.921 GWh, segundo mes de mayor negociación en el histórico del mercado.

**Figura 28. Evolución del volumen diario negociado en MIBGAS en el año 2021, diferenciado por productos**



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

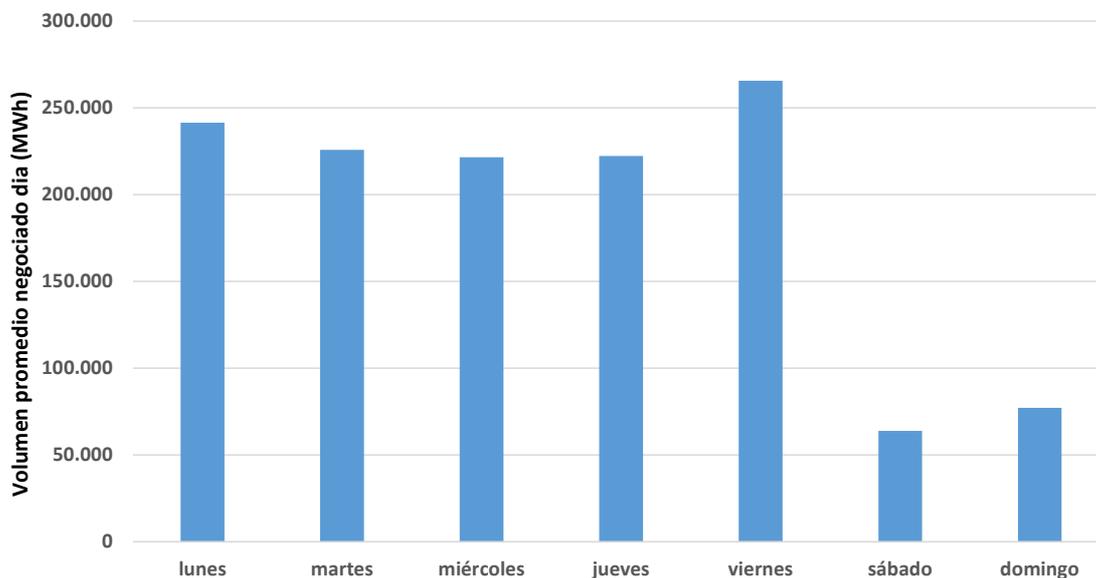
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

La sesión con mayor volumen negociado durante 2021 fue el 29 de noviembre, con 655,5 GWh, lo que supone el segundo mayor volumen de negociación desde el comienzo de operaciones de MIBGAS.

El mes con mayor volumen negociado es noviembre, con un total negociado de 7.912 GWh/mes, por encima de la media anual, de 5.733 GWh/mes y siendo el segundo mes con mayor volumen negociado desde el comienzo de operaciones si se tiene en cuenta el mes de abril de 2019 en que se produjeron volúmenes negociados anómalos.

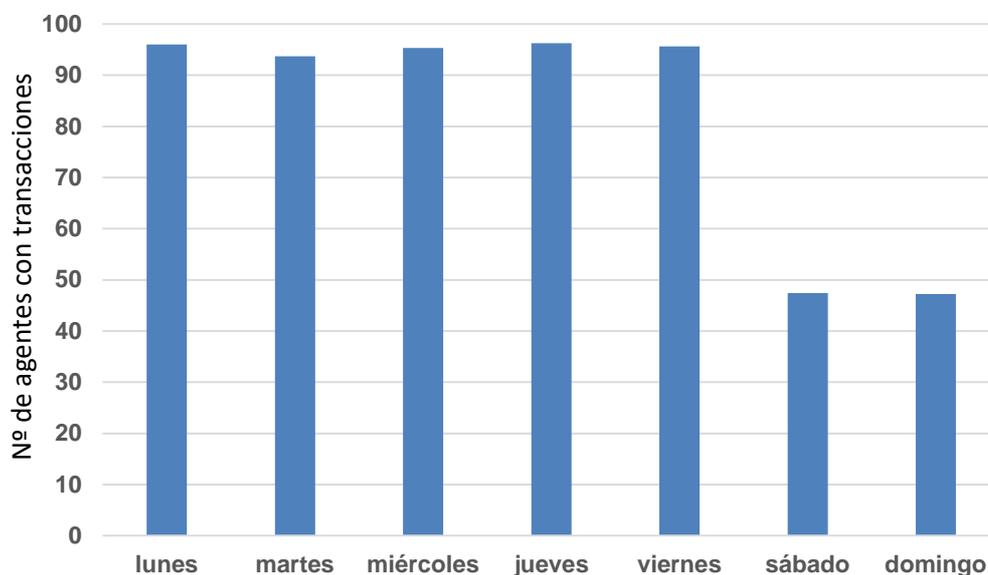
El volumen de negociación disminuye notablemente en los fines de semana cuando el promedio de negociación se sitúa entre 22 y 200 GWh/día, mientras que los días entre semana de lunes a viernes tienen volúmenes de negociación diaria entre 40 y 655 GWh/día durante el año 2021.

**Figura 29. Volumen de negociación en MIBGAS en 2021, en promedio por día de la semana**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**Figura 30. Número de agentes participando en MIBGAS en 2021, en promedio por día de la semana**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

### a) Número de ofertas y transacciones

En el conjunto del año 2021, el número total de ofertas de compra o de venta realizadas por los agentes a través de MIBGAS fue de 620.810, lo que supone

un promedio de 1.701 ofertas por día, que dieron lugar a un total de 202.707 transacciones u operaciones casadas en el mercado. La mayoría de las ofertas se concentran en el producto intradiario (242.623 ofertas) y en el producto diario D+1 (172.394 ofertas).

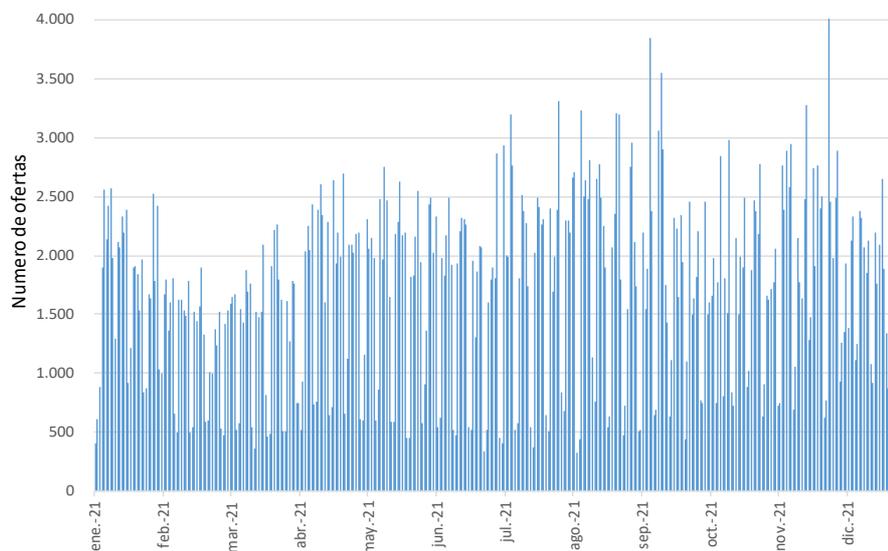
**Tabla 2. Número de ofertas y transacciones (2018-2021)**

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

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

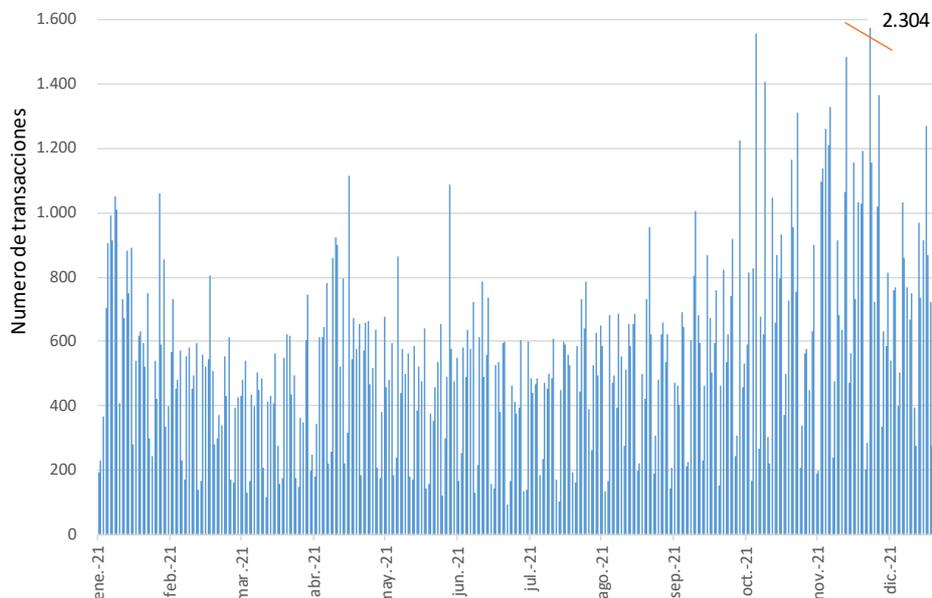
El número de ofertas y de transacciones evoluciona favorablemente a lo largo del año, en paralelo al aumento del volumen de negociación sobre todo en el último trimestre del año.

**Figura 31. Evolución del número de ofertas introducidas en MIBGAS en 2021, por día de negociación**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**Figura 32. Evolución del número de transacciones casadas en MIBGAS en 2021, por día de negociación (acotados a 1.600 transacciones/día)**



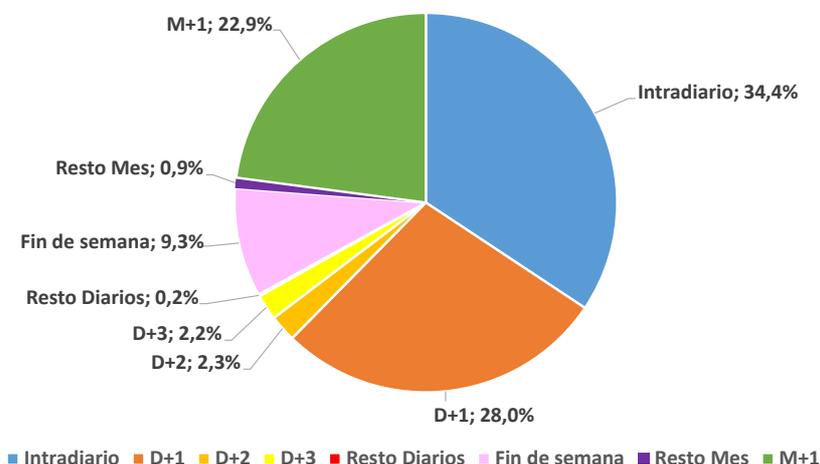
*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

La sesión con mayor actividad en la introducción de ofertas durante 2021 fue la del 29 de noviembre, con 4.042 ofertas, que dieron lugar a 2.304 transacciones entre agentes y se negociaron 655,5 GWh.

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

En el conjunto de 2021, el producto más negociado en el mercado MIBGAS es el producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación), con un 34,4% del volumen total negociado, seguido del producto D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 28,0% del volumen. Hay que destacar el volumen de negociación alcanzado por el producto mensual M+1 (con entrega el mes siguiente de la negociación) con un 22,9%.

**Figura 33. Volumen total negociado en MIBGAS por producto en el año 2021**



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 2021**

	INTRADIARIO	DIARIO						FIN SEMANA	BoM	M+1	TOTAL (MWh)
		D+1	D+2	D+3	D+4	D+5	D+6				
<b>Total 2020</b>	<b>14.890.711</b>	<b>10.207.646</b>	<b>1.993.909</b>	<b>1.404.534</b>	<b>114.388</b>	<b>36.584</b>	<b>500</b>	<b>4.214.350</b>	<b>177.480</b>	<b>6.739.520</b>	<b>39.779.622</b>
Enero	2.952.267	1.810.844	200.528	170.748	-	-	-	671.622	355.410	980.280	7.141.699
Febrero	1.516.680	939.508	83.647	82.093	-	-	-	477.442	-	635.500	3.734.870
Marzo	1.274.042	856.816	90.649	71.139	13.615	181	-	249.522	33.570	1.018.500	3.608.034
Abril	1.939.874	1.671.853	254.884	223.343	9.918	7.306	-	531.064	42.000	632.400	5.312.642
Mayo	1.833.682	1.043.498	69.741	30.379	7.670	-	-	451.828	-	910.200	4.346.998
Junio	1.409.899	1.083.253	76.289	73.036	-	-	-	377.188	17.250	1.275.960	4.312.875
Julio	1.374.871	1.216.181	80.119	87.995	-	-	-	545.292	8.000	1.747.470	5.059.928
Agosto	1.737.103	1.381.882	73.941	50.415	24.849	-	-	468.095	6.500	2.421.600	6.164.385
Septiembre	1.820.705	1.801.637	79.212	83.484	-	-	-	351.362	35.400	2.308.880	6.480.680
Octubre	2.501.650	2.072.995	158.395	226.879	-	-	-	824.362	93.020	1.208.100	7.085.401
Noviembre	2.570.687	2.659.036	219.467	237.959	-	-	-	674.308	5.280	1.554.650	7.921.387
Diciembre	2.713.874	2.693.278	182.516	160.194	35.336	11.694	-	754.758	14.400	1.058.340	7.624.390
<b>Total 2021</b>	<b>23.645.334</b>	<b>19.230.781</b>	<b>1.569.388</b>	<b>1.497.664</b>	<b>91.388</b>	<b>19.181</b>	<b>-</b>	<b>6.376.843</b>	<b>610.830</b>	<b>15.751.880</b>	<b>68.793.289</b>

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

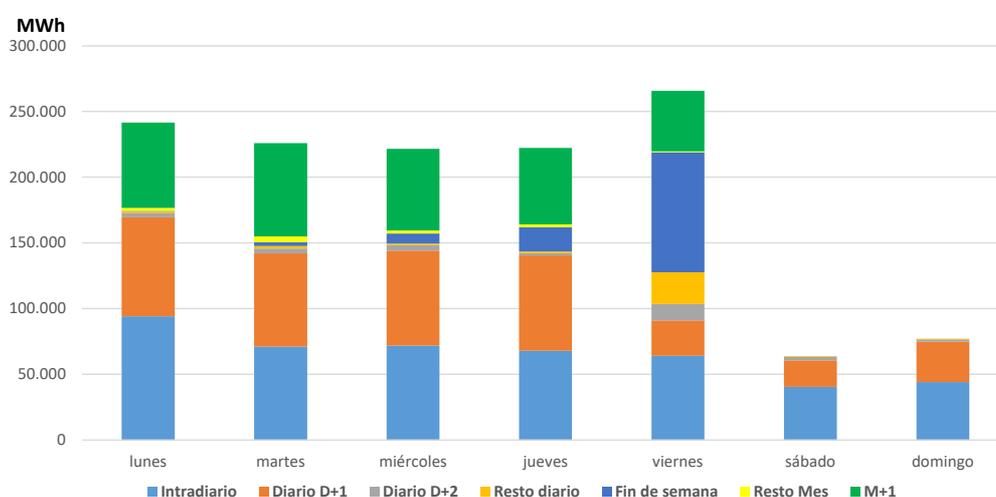
El volumen negociado del producto intradiario, diario D+1 y mensual aumentan considerablemente respecto 2020.

*En comparación con el año 2020, cabe destacar el **crecimiento de la negociación del producto intradiario, diario D+1, y mensual M+1** siendo el volumen total negociado alcanzado por estos productos a lo largo del 2021 de 23,6, 19,2, y 15,8 GWh respectivamente, lo que ha supuesto un incremento del volumen de 59%, 88% y 143% para los productos intradiario, D+1 y mensual M+1.*

El aumento de negociación del producto fin de semana permite a los comercializadores cerrar las operaciones con entrega en el fin de semana o puentes de mayor duración, y en conjunto suponen un volumen negociado de 6.376 GWh en MIBGAS frente a los 4.214 GWh de 2020.

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 viernes sean generalmente los días de más negociación, mientras que el producto diario tiene su máximo volumen de lunes a jueves.

**Figura 34. Volúmenes negociados en MIBGAS en 2021, en promedio por día de la semana**



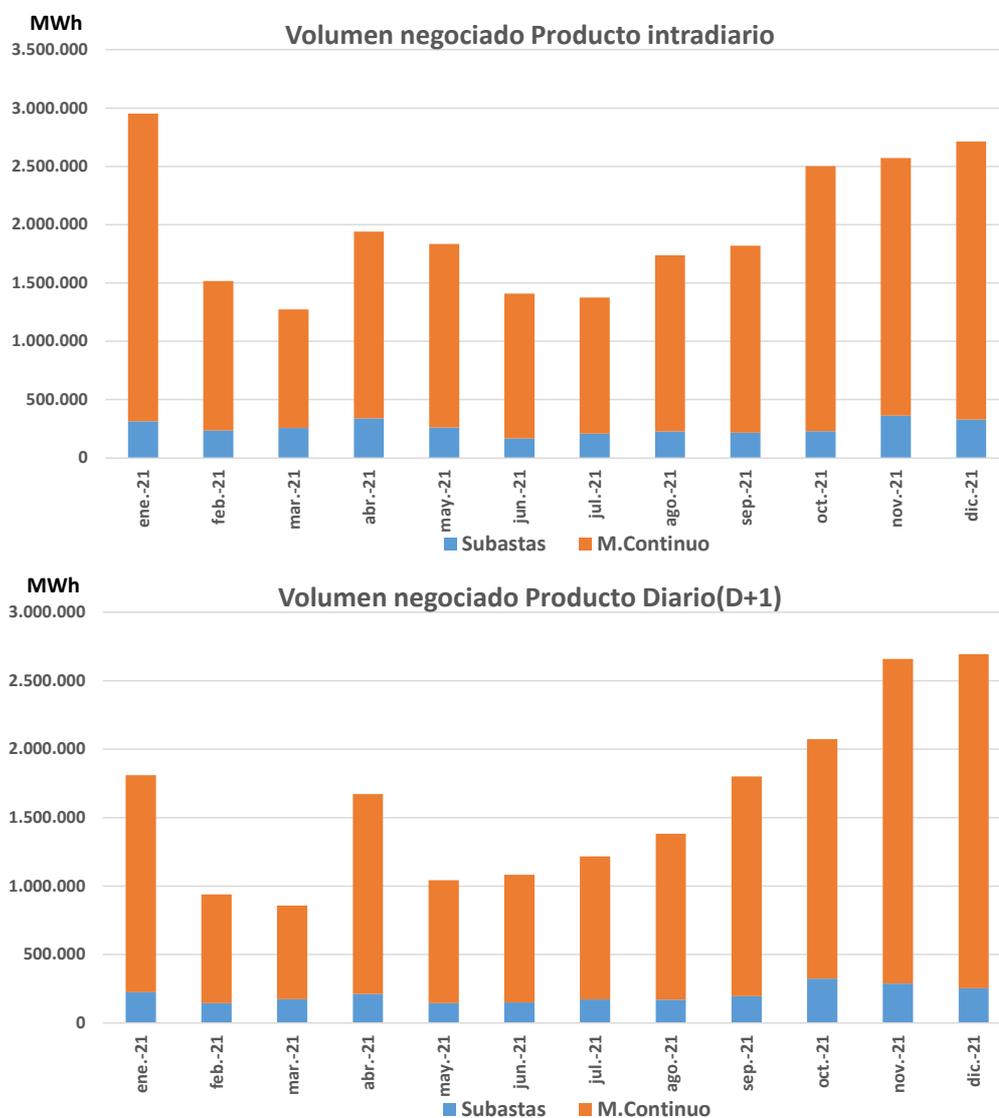
Fuente: MIBGAS y elaboración propia

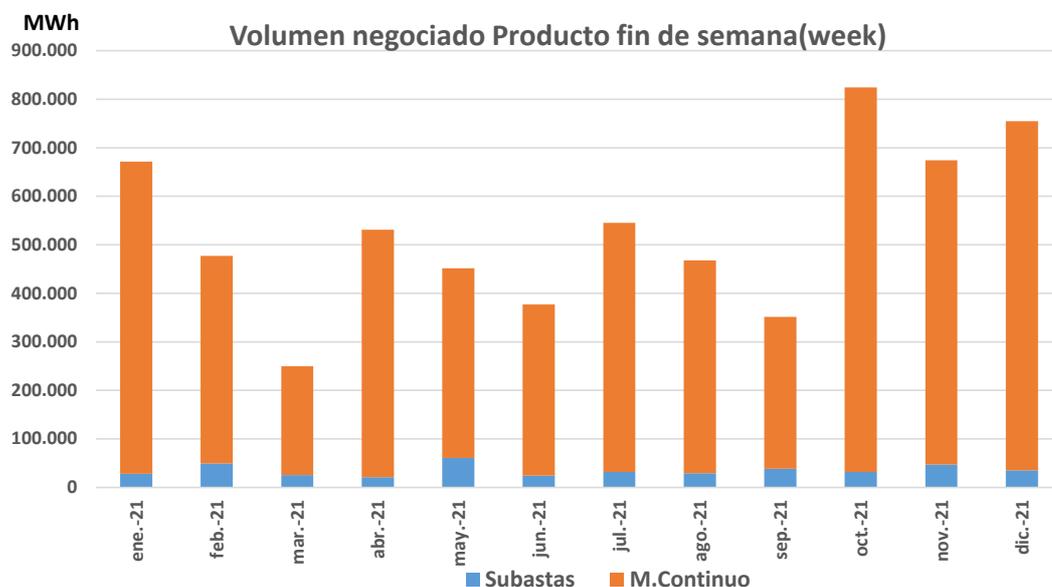
### c) Volumen negociado en la subasta y en el mercado continuo

El volumen total negociado durante 2021 en las subastas fue del 9,2%, mientras que en el mercado continuo fue del 90,8%.

Por productos: el intradiario (WD) se negoció el 13,3% en la subasta y el 86,7% en el continuo; el diario (D+1) se negoció el 12,7% en la subasta y el 87,3% en el continuo; el fin de semana se negoció el 6,6% en la subasta y el 94,6% en el continuo; y el mensual (M+1) se negoció el 0,2% en la subasta y el 99,8% en el continuo.

**Figura 35. 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*

En general, en el transcurso de 2021, MIBGAS evoluciona hacia un mercado en el que aumenta la variedad de productos. La mayor parte de la negociación se produce en el mercado continuo, para los tres tipos de productos representados, y en particular en el producto M+1.

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

MIBGAS Derivatives tuvo en 2021 un **volumen total de negociación de 5.071 GWh** lo que supone un descenso del 10,5% sobre el volumen negociado en el año 2020 (5.671 GWh).

La negociación se concentró principalmente en productos a plazo con entrega en el punto virtual PVB (4.615 GWh). Además, se negociaron productos spot de GNL (454,5 GWh) y de almacenamientos subterráneos (2 GWh).

El número de transacciones realizadas fue 4.465 lo que supone más del doble que las realizadas en el año 2020 (2.090). Este incremento se debe al aumento de las transacciones del producto spot de GNL, donde se realizaron un total de 3.938 transacciones (aunque de pequeño volumen promedio), a pesar de que disminuye el número de transacciones de los productos a plazo.

El número de agentes registrados a 31 de diciembre de 2021 ha sido de 49, con un incremento de 6 agentes respecto de 2020.

*A efectos de aumentar la liquidez de la negociación en el tanque virtual de GNL, el operador del mercado contrató a Pavilion Energy Spain como **creador de mercado para productos spot de GNL en España***

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

	Número de transacciones			Volumen Negociado (En MWh)		
	2019	2020	2021	2019	2020	2021
<b>Mibgas Derivatives a Plazo</b>	<b>1.582</b>	<b>622</b>	<b>527</b>	<b>7.626.270</b>	<b>5.483.950</b>	<b>4.615.220</b>
En PVB	1.582	622	527	7.626.270	5.483.950	4.615.220
<b>Mibgas Derivatives Spot</b>	<b>7</b>	<b>1.468</b>	<b>3.938</b>	<b>560</b>	<b>187.030</b>	<b>456.520</b>
Productos de GNL	7	1.458	3.934	560	178.730	454.520
Productos de AASS	0	18	4	0	8.300	2.000
<b>Total Mibgas Derivatives</b>	<b>1.589</b>	<b>2.090</b>	<b>4.465</b>	<b>7.626.830</b>	<b>5.670.980</b>	<b>5.071.740</b>

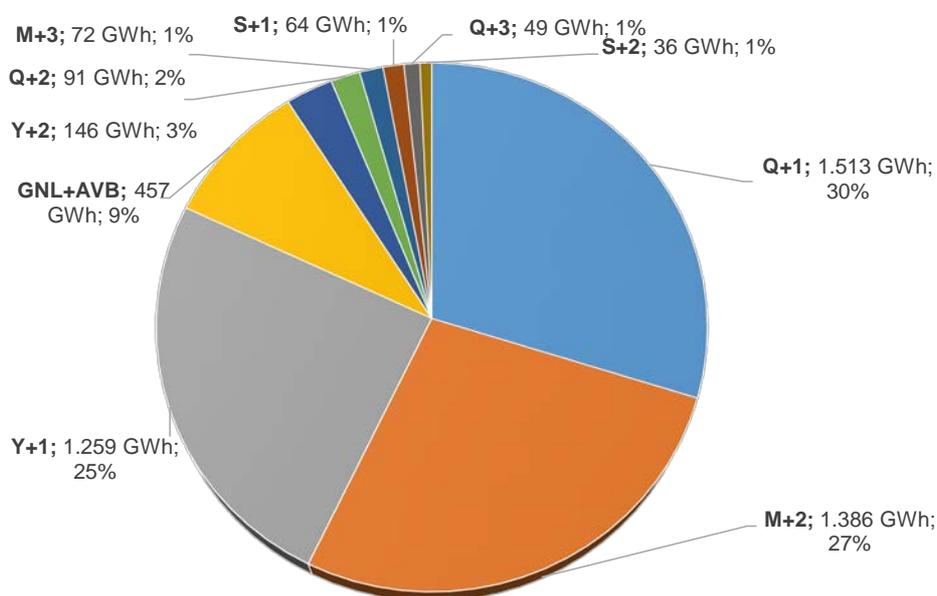
Fuente: Mibgas

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

MIBGAS Derivatives	
<b>Productos a Plazo con entrega en PVB</b>	<b>Productos Spot de GNL y AASS</b>
Productos mensuales: M+2, M+3	Producto GNL: Diario e Intradía
Productos trimestrales: Q+1, Q+2, Q+3, Q+4	
Productos Semestrales: S+1, S+2, S+3	Producto AVB: Diario e Intradía
Productos Anuales: Y+1, Y+2	

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

**Figura 36. Volumen negociado en MIBGAS Derivatives por productos**



Fuente: Mibgas

El mayor volumen negociado en 2021 se concentró en el producto Trimestral Q+1 que alcanza el 30% del volumen total negociado, mientras que en 2020 fue en el producto Anual Y+1, que alcanzó el 37,9%.

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 456,5 GWh de los cuales la mayor parte corresponden a volúmenes negociados de productos de GNL y sólo 2 GWh a los volúmenes negociados en almacenamientos subterráneos en AVB.

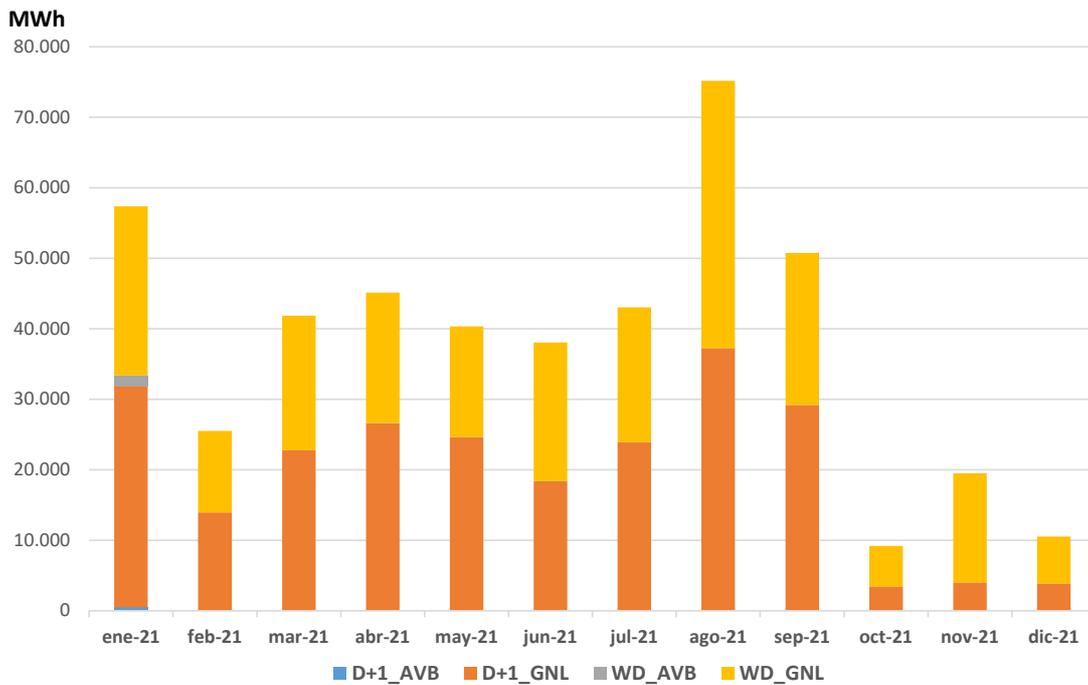
El 31 de marzo de 2020 se ejecutó la primera transacción de productos spot de GNL en el Tanque Virtual de Balance (TVB).

Desde el 1 de julio de 2020 y durante el año 2021 la empresa Pavilion Energy Spain, S.A.U ha desarrollado su labor de creador de mercado en los productos de GNL negociados en el TVB (Intradiarios y diarios en TVB).

El producto spot que ha alcanzado mayor volumen negociado fue el producto Diario D+1 GNL con un volumen total de 239,5 GWh.

Durante el año 2021 se han realizado un total de 4 transacciones de productos spot con entrega en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB) por un volumen de 2.000 MWh todas ellas durante el mes de enero, a un precio de 24,7 €/MWh.

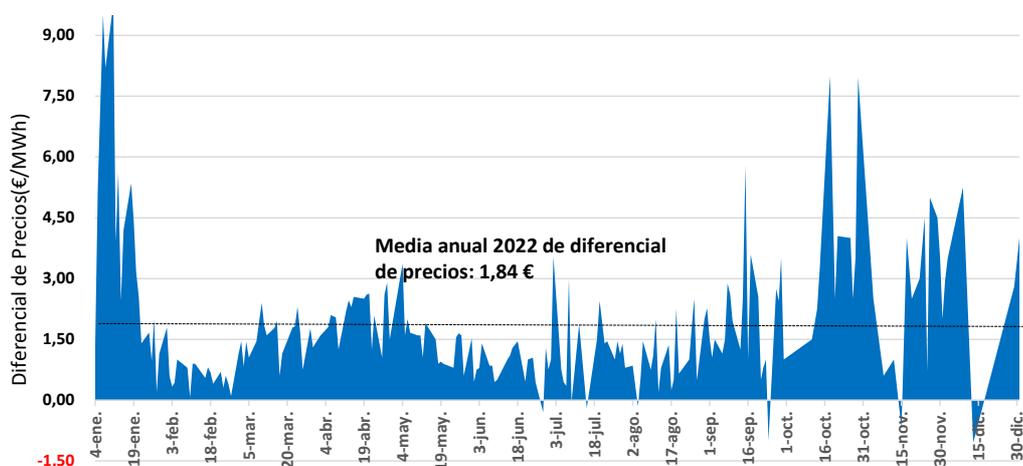
**Figura 37. Volumen negociado de productos de GNL y AA.SS.**



Fuente: Mibgas

El precio spot del producto diario en tanque virtual, se mueve en paralelo al precio spot en PVB, y en promedio anual fue 1,8 €/MWh superior, reflejando el coste de regasificación y entrada al sistema. No obstante, dependiendo de la situación del mercado, en periodos puntuales el precio en PVB puede situarse en niveles inferiores al TVB, según se observa en la siguiente gráfica.

**Figura 38. Evolución de precios en Mibgas para los productos D+1 en PVB y TVB**



Fuente: MIBGAS

### **MIBGAS Derivatives a Plazo**

El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives de productos a plazo en el PVB durante el año 2021, fue de 4.615 GWh mostrando un descenso del 15,85% respecto al 2020, en que se negociaron 5.484 GWh.

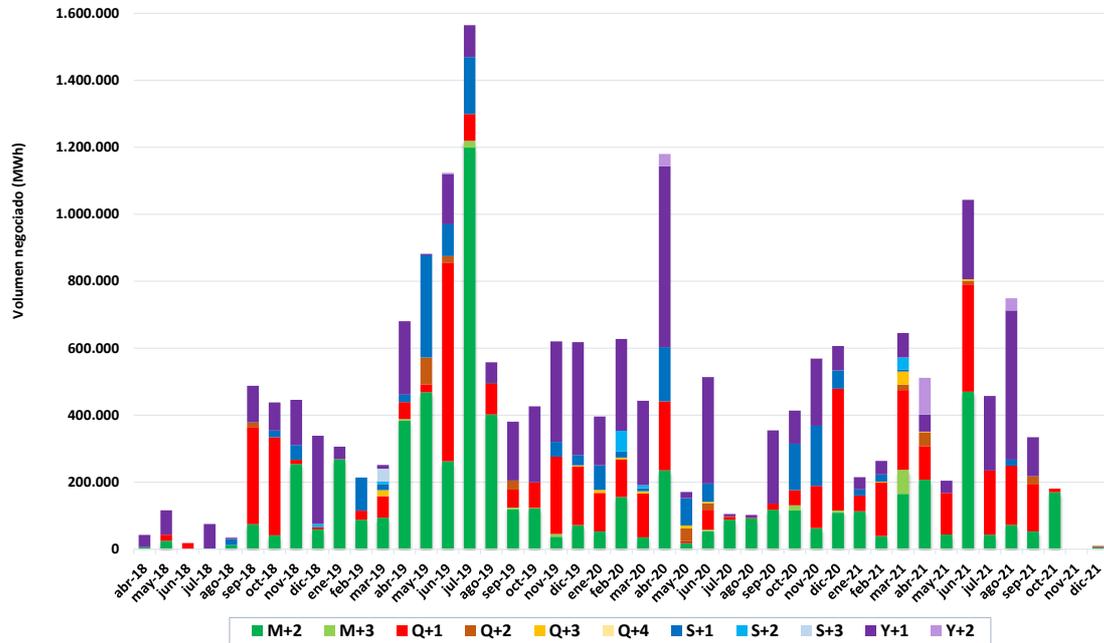
En relación con los productos negociados en PVB, durante 2021 se han negociado un total de 9 productos de los 11 que se listan cada día.

El mayor volumen negociado en este año se concentró en el producto Trimestral Q+1, con un 32,78% del volumen total negociado (1.513 GWh) seguido del producto Mensual M+2, con un 30,02% del volumen, del producto Anual Y+1, con un 27,28% del volumen y el resto de los productos no superan el 3% del volumen total.

En relación con el número total de transacciones realizadas en PVB en 2021 se registraron 527 transacciones lo que supone un descenso del 15,3% respecto del 2020 en que se registraron un total de 622 transacciones en consonancia con el menor volumen negociado en este año. El mayor número de transacciones se registró en el producto Mensual M+2 con 315 transacciones lo que representa un 59,8% del total.

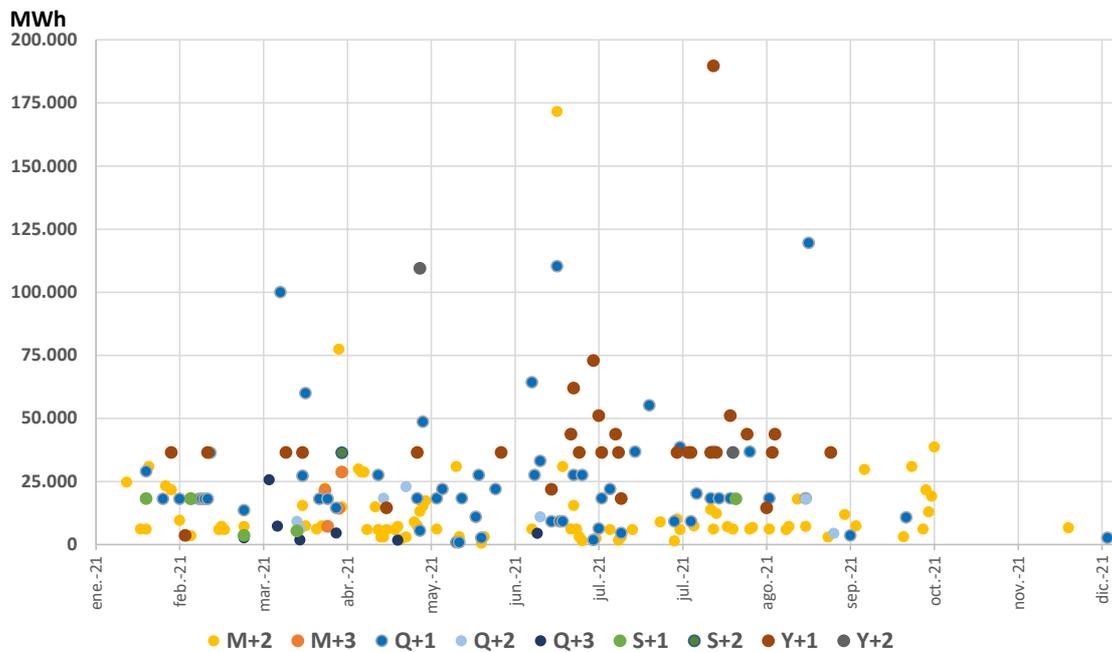
Cabe señalar que en el cuarto trimestre la negociación es prácticamente inexistente coincidiendo con el alza de precios en el mercado de gas natural.

**Figura 39. Evolución volumen negociado en PVB por producto y mes en MIBGAS Deriv.**



Fuente: MIBGAS

**Figura 40. Negociación diaria de los distintos productos de MIBGAS Derivatives en PVB**



Fuente: MIBGAS

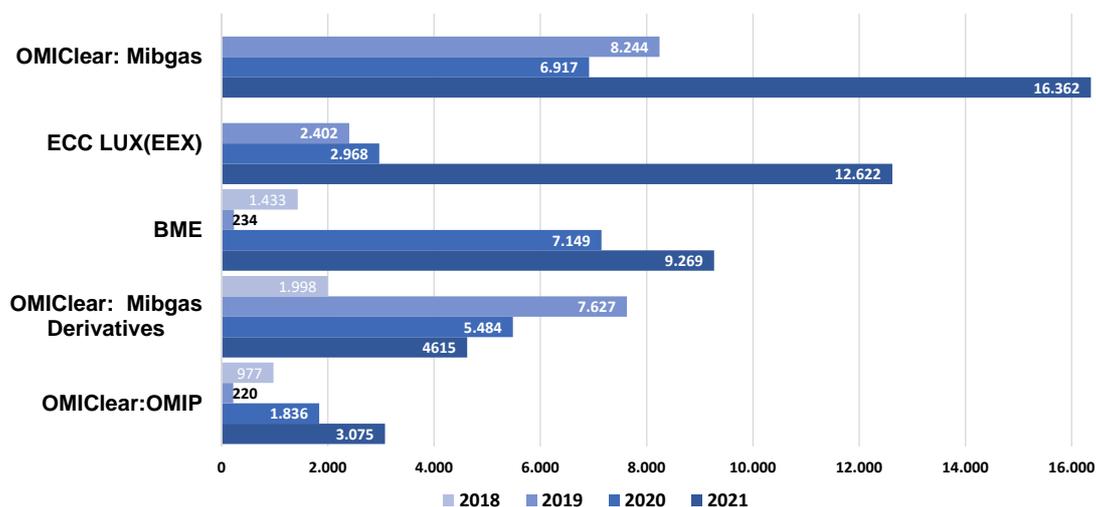
## 6.5. Volumen registrado a través de cámaras de compensación (OMIClear, ECC LUX y BME Clearing)

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), en particular en la segunda mitad de 2021, 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 2021 fue de **45.938 GWh**, lo que supone un aumento de 21.590 GWh en relación con el año anterior (24.348 GWh).

- OMIClear registró un volumen total de 24.052 GWh lo que supone un aumento del 69,0% respecto del año 2020 (14.237 GWh).
- BME Clearing registró un volumen total de contratos de 9.264 GWh lo que supone un incremento frente al año anterior (7.149 GWh).
- European Commodity Clearing (ECC-EEX) registró un volumen total de 12.622 GWh en 2021 lo que supone un importante incremento frente al año anterior (2.968 GWh) de los cuales 2,1 GWh fueron negociados directamente en la plataforma de mercado de EXX.

**Figura 41. Volumen registrado para su compensación y liquidación en CCPs: 2018-2021**



Fuente: MIBGAS, BME y EEX

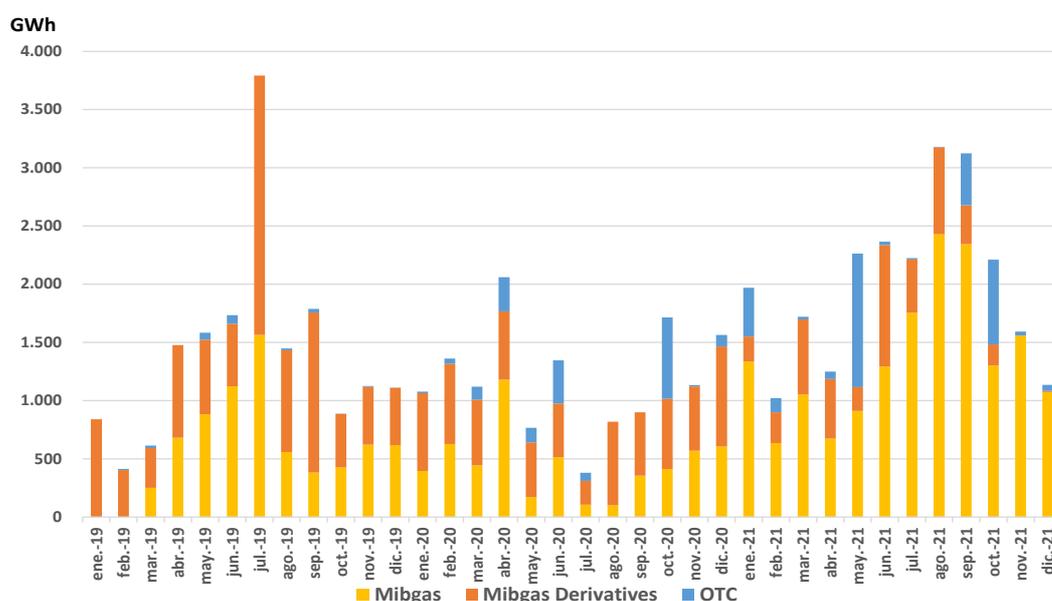
A continuación, se detalla el volumen registrado en cada una de las Cámaras anteriores.

- **Evolución volumen compensado por OMIClear**

Durante 2021 el **volumen total compensado por OMIClear** ascendió a **24.052 GWh**: correspondiendo 3.075 GWh a los volúmenes OTC registrados en OMIP a través de la plataforma de negociación de MIBGAS Derivatives, 16.362 GWh a los volúmenes registrados de los productos mes M+1 y resto del mes negociados en MIBGAS y 4.615 GWh a los volúmenes registrados de los productos negociados en MIBGAS Derivatives en PVB.

Durante el último año ha aumentado el volumen de las transacciones en los productos resto del mes y M+1 negociados en MIBGAS alcanzándose un volumen (16.362 GWh), muy superior a los 6.917 GWh negociados y registrados en 2020. También han aumentado las transacciones correspondientes a contratos bilaterales OTC registradas en OMIClear a través de la plataforma de negociación de MIBGAS Derivatives, alcanzándose un volumen (3.075 GWh) muy superior a los 1.836 GWh registrados en 2020.

**Figura 42. Evolución volumen registrado en OMIClear por mes**

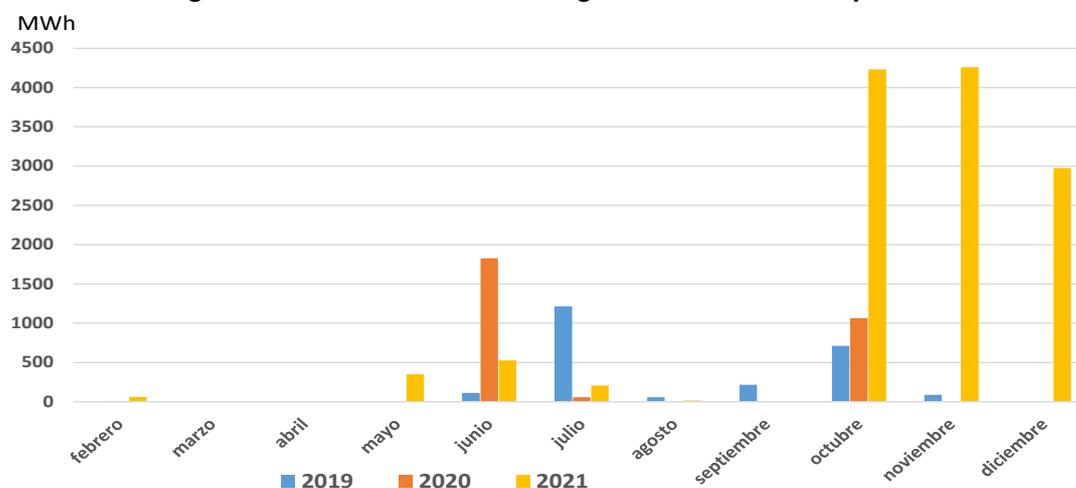


Fuente: MIBGAS

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

Durante el año 2021 se registró un **volumen total negociado de 12.622 GWh** lo que supone un gran incremento respecto de 2020 en que se negociaron 2.968 GWh.

**Figura 43. Evolución volumen registrado en ECC LUX por mes**



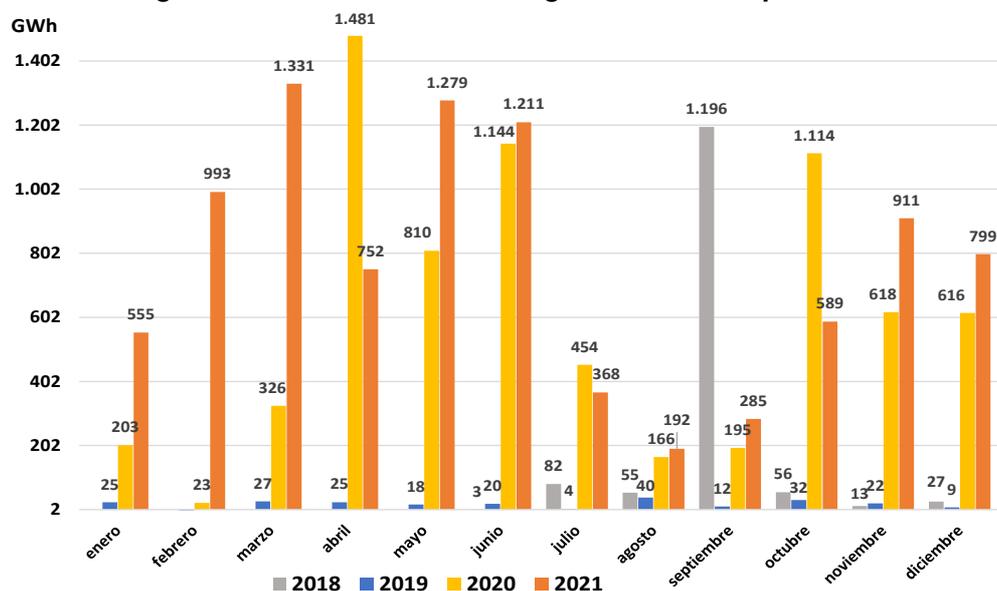
Fuente: EEX-ECC

- **Evolución volumen registrado en BME Clearing**

**BME Clearing** ha registrado durante el año 2021 un volumen total de **9.264 GWh** lo que supone un aumento respecto del volumen registrado en los años 2018 y 2019 y 2020 que alcanzó 1.433, 234 y 7.149 GWh, respectivamente.

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

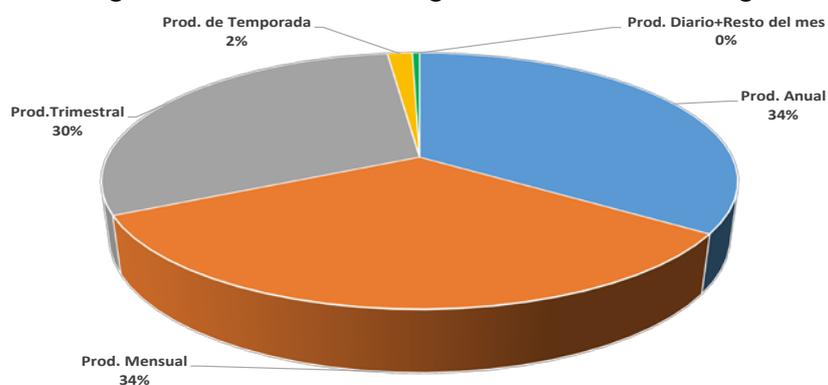
**Figura 44. Evolución volumen registrado en BME por mes**



Fuente: BME

El mayor volumen registrado en este año se concentró en los productos Anuales, con un 34,4% del volumen total registrado (3.187 GWh).

**Figura 45. Volumen total registrado en BME Clearing**



Fuente: BME

## 7. 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 operación, creadores de mercado voluntarios y obligatorios) que han continuado durante los años 2020 y 2021. 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.

### 7.1. 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>2</sup> en el mercado organizado, establecido mediante la Resolución de 23 de diciembre de 2015 de la Secretaría de Estado de Energía, que se realiza diariamente en la subasta de apertura del producto diario, desde enero de 2016.

En 2021 la compra del gas de operación ha supuesto un volumen total de compras en MIBGAS de **1.091,4 GWh**.

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

En 2021, 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>3</sup>, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

---

<sup>2</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>3</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, por un volumen total de **3.893,8 GWh** (1.524,1 GWh de compras y 2.369,8 GWh de ventas) en el año 2021.

- El servicio de **creador de mercado voluntario** en el mercado organizado está regulado mediante la Resolución de 6 de junio de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía. El Operador del Mercado ha realizado convocatorias para la prestación del servicio, con una periodicidad semestral desde principios de 2017. Las convocatorias realizadas en 2021 dieron los siguientes resultados:
  - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 22 de diciembre de 2020 a Axpo Iberia S.L.U. y a ENGIE España S.L.U. para actuar durante el primer semestre en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de enero y terminó el 30 de junio, y su actividad generó un total de 1.934 GWh de compra y 1.397 GWh de venta.
  - La adjudicación del servicio mediante Resolución de la DGPEM de 29 de junio de 2021 a Axpo Iberia S.L.U. y ENGIE España S.L.U., para actuar durante el segundo semestre en el producto mensual. Este servicio comenzó el 1 de julio y terminó el 31 de diciembre, y los resultados fueron un total de 2.243 GWh de compra y 2.422 GWh de venta.
- El servicio de **creador de mercado obligatorio** en el mercado organizado está reglado mediante la Resolución de 11 de diciembre de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía (sustituida en 2021 por la Resolución de 9 de julio de 2021). El Ministerio seleccionó a los operadores dominantes (Naturgy y Endesa) como creadores obligatorios, y comenzaron a actuar como tales a partir de finales de enero de 2018 en los productos diario y mensual, rol que han mantenido a lo largo de 2019, 2020 y 2021. La Resolución de 4 de febrero de 2021 añadió un nuevo operador obligado (Repsol LNG Holding), que empezó a actuar en el segundo semestre del año. El total negociado por los creadores de mercado obligatorios durante 2021 (en el mercado continuo) en el producto diario fue de 563 GWh de compra y 321 GWh de venta, y en el producto mensual fue de 3.219 GWh de compra y 3.604 GWh de venta.

---

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.

*En conjunto, las **medidas de fomento** de la liquidez desarrolladas a lo largo de 2021 proporcionaron al mercado un volumen de negociación de 20.688 GWh, que supone el **15,37% de las compras** totales y **14,70% 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 2021 sobre el total negociado.

**Tabla 6. Volumen de gas negociado en MIBGAS, diferenciando los volúmenes aportados por las medidas de fomento de la liquidez (2020-2021)**

	COMPRAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2020		Volumen negociado en MIBGAS en 2021	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Compra gas operación	829.455	2,09%	1.091.354	1,59%
Compra gas colchón Yela	0	0,00%	0	0,00%
Acciones balance (Compra)	1.652.631	4,15%	1.524.054	2,22%
Compras de comercializadoras	37.297.536	93,76%	66.177.881	96,20%
(Compras creadores de mercado voluntarios)	1.881.220	4,73%	4.176.930	6,07%
(Compras creadores de mercado obligatorios)	726.308	1,83%	3.782.504	5,50%
<b>Total</b>	<b>39.779.622</b>	<b>100%</b>	<b>68.793.289</b>	<b>100%</b>

	VENTAS			
	Volumen negociado en MIBGAS en 2020		Volumen negociado en MIBGAS en 2021	
	MWh	% sobre negociación en MIBGAS	MWh	% sobre negociación en MIBGAS
Acciones balance (Venta)	759.926	1,91%	2.369.771	3,44%
<b>Ventas de comercializadoras</b>	<b>39.019.696</b>	<b>98,09%</b>	<b>66.423.518</b>	<b>96,56%</b>
(Ventas creadores de mercado voluntarios)	2.046.100	5,14%	3.818.550	5,55%
(Ventas creadores de mercado obligatorios)	624.571	1,57%	3.925.184	5,71%
<b>Total</b>	<b>39.779.622</b>	<b>100%</b>	<b>68.793.289</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 comercializadoras, 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)	Compras entre comercializadoras	Volumen total MIBGAS (MWh)
Enero 2021	111.380	-	-	410.505	448.035	6.171.779	7.141.699
Febrero 2021	69.600	-	-	2.000	266.021	3.397.249	3.734.870
Marzo 2021	92.700	-	-	53.388	-	3.461.946	3.608.034
Abril 2021	73.698	-	-	182.150	120.552	4.936.242	5.312.642
Mayo 2021	72.229	-	-	35.000	192.913	4.046.856	4.346.998
Junio 2021	70.900	-	-	-	114.087	4.127.888	4.312.875
Julio 2021	74.005	-	-	59.470	29.135	4.897.318	5.059.928
Agosto 2021	53.049	-	-	134.320	110.300	5.866.716	6.164.385
Septiembre 2021	73.282	-	-	50.668	208.525	6.148.205	6.480.680
Octubre 2021	162.400	-	-	151.033	409.204	6.362.764	7.085.401
Noviembre 2021	123.811	-	-	278.088	85.200	7.434.288	7.921.387
Diciembre 2021	114.300	-	-	167.432	385.799	6.956.859	7.624.390
<b>TOTAL 2021</b>	<b>1.091.354</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.524.054</b>	<b>2.369.771</b>	<b>63.808.110</b>	<b>68.793.289</b>

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

## 7.2. 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, la adquisición del gas de operación en el MIBGAS por parte del Gestor Técnico del Sistema se realiza en la subasta de apertura del producto diario.

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 consumir.

A lo largo del año 2021 el GTS ha comprado gas de operación en 345 ocasiones, con un volumen medio de 3,2 GWh por sesión.

En el año 2021 se ha producido un aumento del volumen total de gas operación respecto a 2020, como se observa en la siguiente tabla, en consonancia con la recuperación de la demanda. El cierre del gasoducto del Magreb también supone un mayor esfuerzo de transporte, que se traduce en un mayor consumo de gas de operación.

**Tabla 8. Evolución de volúmenes adquiridos (MWh) de gases regulados en el mercado organizado (2016-2021)**

	Compra gas 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>	<b>1.091.354</b>	-	-

En 2021, al igual que en los tres años anteriores, no se registraron adquisiciones de gas talón, ni de gas colchón.

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

En el conjunto del año 2021, el GTS realizó acciones de balance en el PVB por un total de 3.893,8 GWh (1.524,1 GWh de compras de gas y 2.369,8 GWh de ventas de gas).

A lo largo de 2021, el GTS realizó acciones de balance 95 días. En 41 ocasiones las acciones fueron de compra de gas, y en 56 ocasiones se realizaron ventas de gas.

La siguiente tabla presenta una comparativa entre las acciones de balance de los últimos años. Como se observa, se ha producido un aumento del volumen transaccionado en forma de acciones de balance respecto al año 2020.

En el año 2021, predominaron las acciones de balance de venta por parte del GTS, que supusieron casi el 61% de las acciones realizadas por el GTS.

**Tabla 9. Acciones de balance realizadas por el GTS (2016–2021)**

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

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

El volumen promedio de las acciones de balance fue de 40,1 GWh, y el día que se produjeron mayores compras de gas para equilibrar el balance del sistema fue el 8 de enero (124,0 GWh).

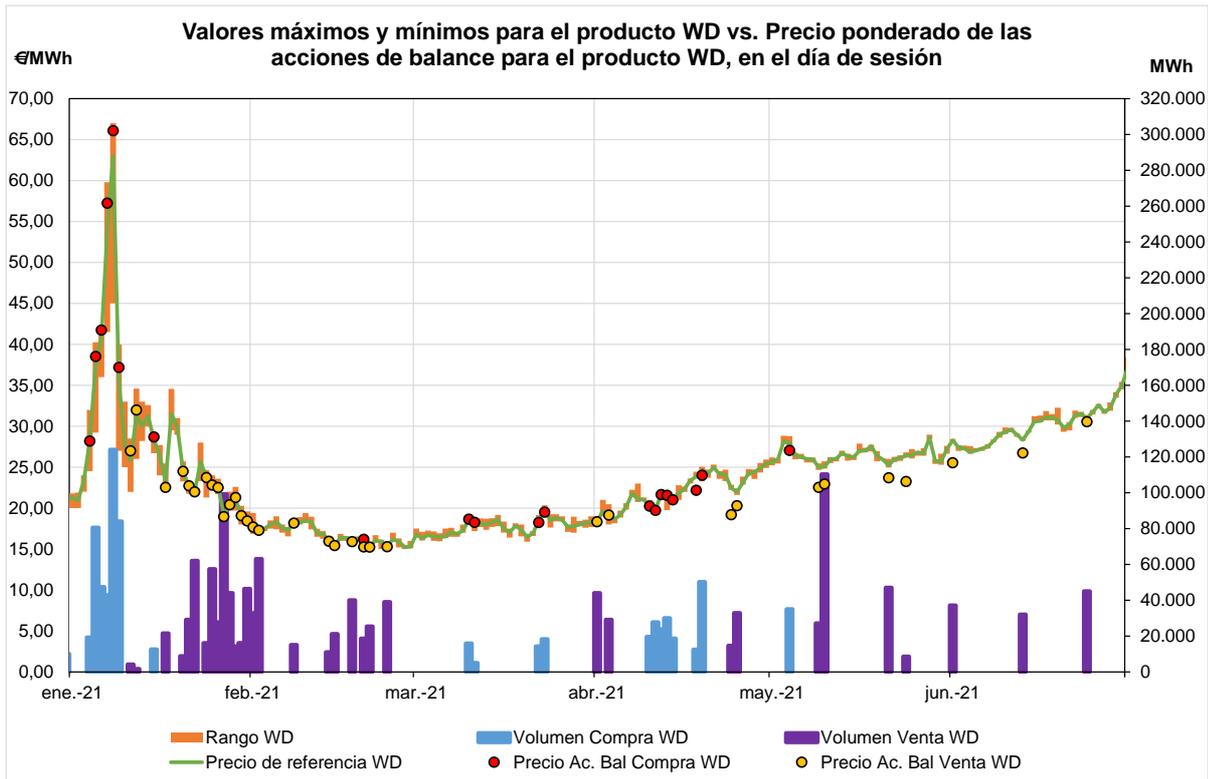
La totalidad de las acciones de balance efectuadas por el GTS se llevaron a cabo a través del producto intradiario, de acuerdo por tanto con la prioridad establecida en la Circular de balance.

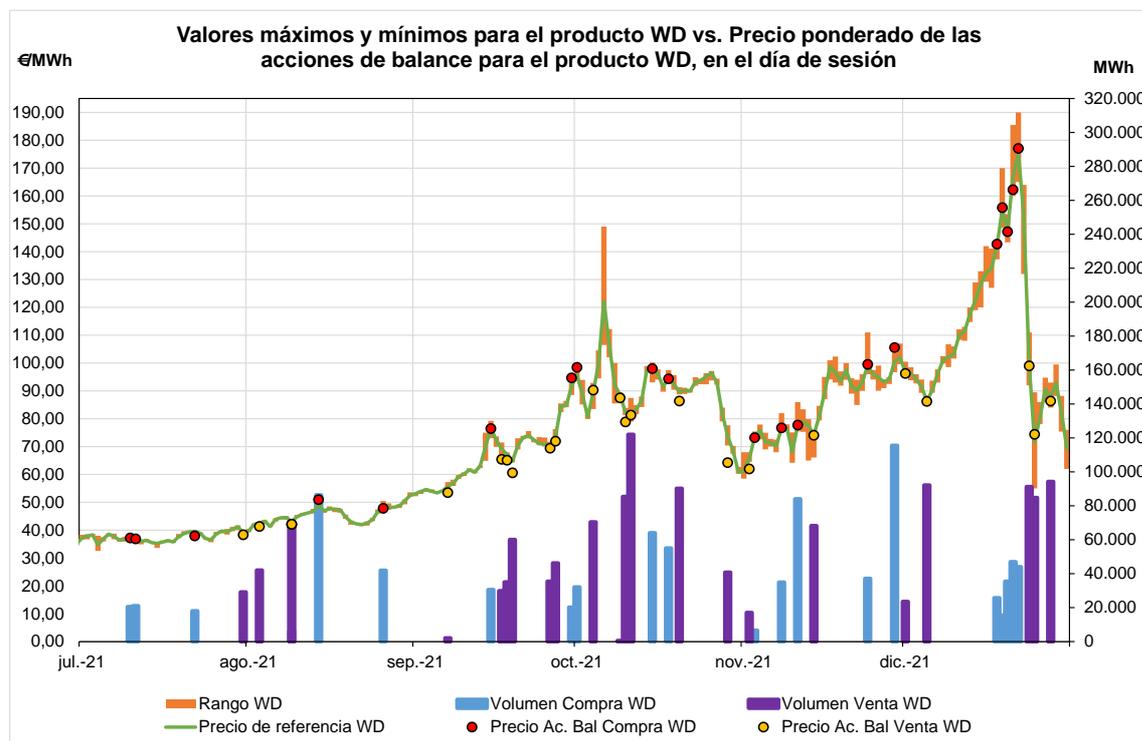
Tomando en cuenta los volúmenes negociados a lo largo del año, en total hay 24 días en los que el volumen de las acciones de balance superó los 50 GWh, 62 días en los que fue de entre 10 y 50 GWh y 9 días en los que la acción de balance fue inferior a 10 GWh.

En la siguiente figura se puede observar la evolución del precio y volumen de las transacciones realizadas por ENAGÁS 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 46. Volumen y precio diario de las acciones de balance, en comparación con el precio de referencia del mercado, para cada semestre**





*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

A lo largo de 2021, en los 95 días en los que el GTS realizó acciones de balance, hubo 32 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 2,2 % del volumen total negociado en MIBGAS en 2021, mientras que las acciones de venta fueron un 3,4%.

## 7.4. Análisis de la contribución a la liquidez de los creadores de mercado

### 7.4.1. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado voluntarios en 2021

Durante el año 2021, ha continuado la realización de convocatorias para la prestación del servicio de creadores de mercado voluntarios<sup>4</sup> en MIBGAS,

<sup>4</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

iniciada en 2017. El servicio se orientó hacia la prestación de este servicio en el producto mensual, pues es el que presenta una menor liquidez, en comparación con otros mercados europeos.

En ambos semestres de 2021, el servicio se adjudicó a los comercializadores AXPO IBERIA S.L.U. y ENGIE ESPAÑA S.L.U.

Se mantiene el spread ofertado por ambos comercializadores en el producto mensual (0,35 €/MWh) en el primer semestre, spread inferior al 0,5 €/MWh al que están obligados los creadores de mercado obligatorios durante la primera mitad del año, y en la segunda mitad del año se iguala el spread a 0,35.

A efectos comparativos, las principales condiciones de los adjudicatarios del servicio de creador de mercado en el año 2021 se muestran en la siguiente tabla:

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

#### **7.4.2. Condiciones de la prestación del servicio de los creadores de mercado obligatorios en 2021**

En la siguiente tabla se muestran las principales condiciones de prestación del servicio de creadores de mercado obligatorios durante el primer semestre, correspondientes a la Resolución de 11 de diciembre de 2017: separación de precios entre las ofertas de compra y de venta igual o inferior a 0,50 €/MWh para ambos productos, y un Volumen Anual Máximo a casar igual al 5,68% de su volumen de aprovisionamientos de gas a España (ajustado a cada sesión según el producto).

---

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.

**Tabla 10. Condiciones aplicables a los creadores de mercado obligatorios (1er semestre)**

	Creadores de mercado obligatorios			
	ENDESA		NATURGY <sup>5</sup>	
	D+1	Mes siguiente	D+1	Mes siguiente
Separación máxima de precios	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh	0,5 €/MWh
Valor de ajuste para calcular Volumen Máximo Diario	0,34	0,66	0,34	0,66
Límite máximo a casar por sesión de negociación	2.399 MWh	6.510 MWh	9.005 MWh	24.420 MWh

Para el segundo semestre fue aprobada la Resolución de 9 de julio de 2021, con nuevas condiciones: separación de precios entre las ofertas de compra y de venta igual o inferior a 0,35 €/MWh para ambos productos, y un Volumen Anual Máximo a casar igual al 5,68% de su volumen de aprovisionamientos de gas a España (ajustado a cada sesión según el producto).

**Tabla 11. Condiciones aplicables a los creadores de mercado obligatorios (2º semestre)**

	Creadores de mercado obligatorios					
	ENDESA		NATURGY		REPSOL	
	D+1	Mes siguiente	D+1	Mes siguiente	D+1	Mes siguiente
Separación máxima de precios	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh	0,35 €/MWh
Valor de ajuste para calcular Volumen Máximo Diario	0,20	1,80	0,20	1,80	0,20	1,80
Límite máximo a casar por sesión de negociación	1.698 MWh (en D+1 y D+3) 3.397 MWh (en Weekend)	22.651 MWh	3.145 MWh (en D+1 y D+3) 6.290 MWh (en Weekend)	41.947 MWh	872 MWh (en D+1 y D+3) 1.744 MWh (en Weekend)	11.628 MWh

### 7.4.3. Grado de presencia por los creadores de mercado en el año 2021

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

Para los creadores de mercado voluntarios los tres criterios de verificación son: cantidad mínima ofertada de forma visible de compra y de venta de al menos 200 MWh/d en el producto M+1, separación máxima de precios ofertada menor o igual a la indicada en el Acuerdo de creador de mercado, y tiempo de reposición de ofertas casadas inferior o igual a 5 minutos, todo ello durante el 80% del tiempo de la sesión de negociación. Para los creadores obligatorios los criterios

<sup>5</sup> El Grupo Naturgy (anteriormente denominado Grupo Gas Natural Fenosa), actúa como creador de mercado a través de la comercializadora Naturgy Commodities Trading, S.A.

son similares, salvo en los valores de cantidades mínimas ofertadas (en el primer semestre: 500 MWh/d en el producto D+1 y 100 MWh/d en el producto M+1; y en el segundo semestre: 100 MWh/d en el producto Diario y 200 MWh/d en el producto M+1) y de separación máxima de precios ofertada (indicadas en las tablas del punto anterior, del correspondiente Acuerdo de Creador de mercado).

De acuerdo con los informes de supervisión del Operador del Mercado, durante el año 2021, AXPO cumplió con las obligaciones de presencia establecidas en los respectivos acuerdos de creador de mercado, con un grado de presencia de 184 sesiones (con 23 sesiones que solicitó exoneración). Por otro lado, durante el mismo periodo, ENGIE tuvo un grado de presencia de 154 sesiones, con 21 sesiones en las que solicitó exoneración.

Teniendo en cuenta los informes de supervisión del Operador de Mercado en relación con los creadores de mercado obligatorios, a lo largo del año 2021 ENDESA tuvo un grado de presencia en el caso del producto diario D+1 de 275 sesiones (con 36 sesiones en las que solicitó exoneración y con 9 sesiones en las que incumplió parcialmente alguno de los objetivos de presencia) y en el caso del producto mensual, un grado de presencia de 220 sesiones (contando con 36 sesiones en las que solicitó exoneración y 2 sesiones con incumplimiento parcial).

Por otro lado, NATURGY, en los productos diarios tuvo un grado de presencia de 267 sesiones, solicitando exoneración en 36 sesiones y 17 días en que incumplió parcialmente alguno de los objetivos diarios de presencia. La mitad de los días con algún incumplimiento se concentran en el mes de enero, coincidiendo con el temporal de Filomena, en los que actúa como creador de mercado pero no alcanza el 80% de presencia durante la sesión. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 215 sesiones, solicitando exoneración en 36 e incumpliendo parcialmente en 7 sesiones.

Por último, REPSOL, que empezó a actuar a finales de julio, en los productos diarios tuvo un grado de presencia de 97 sesiones, solicitando exoneración en 16 sesiones y 1 día en el que incumplió parcialmente alguno de los objetivos diarios de presencia. En el caso del producto mensual, estuvo presente en 98 sesiones, solicitando exoneración en 15 e incumpliendo parcialmente en 2.

#### 7.4.4. Análisis de la liquidez aportada por los creadores de mercado en el año 2021

##### En el producto diario

Endesa, Naturgy y Repsol actuaron como creadores de mercado obligatorios sobre el producto diario D+1 en 2021. Además, deben presentar ofertas al producto fin de semana en la última sesión de negociación del producto diario, así como ofertas para el siguiente producto diario al producto fin de semana.

ENDESA realizó transacciones de compra y venta en el producto D+1 en un total de 207 días con un volumen de compras de 231.255 MWh y de ventas de 95.487 MWh, que han supuesto respectivamente un 1,2% y un 0,5% de lo negociado.

Por otro lado, NATURGY, realizó transacciones en 262 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 300.653 MWh y 205.423 MWh respectivamente, lo que representa un 1,6% y 1,1% sobre el total de lo negociado en mercado para este producto.

Por último, REPSOL, que empezó a actuar en julio, realizó transacciones en 64 sesiones, con unos volúmenes de compra y venta de 31.556 MWh y 20.354 MWh respectivamente, lo que representa un 0,2% y 0,1% del total negociado.

**Tabla 12. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado obligatorios sobre el producto D+1 durante 2021**

Año 2021. Producto D+1					
	Compras D+1 (MWh)	% negociado D+1	Ventas D+1 (MWh)	% negociado D+1	Nº días con transacciones
<b>ENDESA</b>	231.255	1,20%	95.487	0,50%	207 días (56,71%)
<b>NATURGY</b>	300.653	1,56%	205.423	1,07%	262 días (71,78%)
<b>REPSOL</b>	31.556	0,16%	20.354	0,11%	64 días (40,25%)

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

<b>Año 2021. Productos D+3 y Weekend</b>				
	<b>Compras D+3 (MWh)</b>	<b>Ventas D+3 (MWh)</b>	<b>Compras Weekend (MWh)</b>	<b>Ventas Weekend (MWh)</b>
<b>ENDESA</b>	8.700	5.635	20.410	14.653
<b>NATURGY</b>	28.212	9.398	66.219	22.610
<b>REPSOL</b>	4.140	2.992	8.430	9.630

### **En el producto mensual**

A lo largo de 2021 actuaron como creadores de mercado voluntarios Axpo y Engie, además de los creadores de mercado obligatorios.

En relación con los volúmenes negociados, en el producto mensual AXPO realizó transacciones de compra y venta en un total de 170 sesiones, con un volumen de compras de 2.515.990 MWh y 1.459.330 MWh de ventas, que han supuesto respectivamente el 16,0% y el 9,3% del total negociado para dicho producto.

En el caso de ENGIE, realizó transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 170 sesiones, con un volumen de compras de 1.660.940 MWh y de ventas de 2.359.220 MWh, que han supuesto respectivamente el 10,5% y el 15,0% del total negociado para dicho producto.

En lo que se refiere a los creadores de mercado obligatorios, durante 2021, ENDESA ha realizado transacciones de compra y venta del producto mensual en un total de 158 sesiones, con un volumen de compras de 932.960 MWh y de ventas de 1.164.750 MWh, que han supuesto respectivamente el 5,9% y el 7,4% del total negociado para dicho producto. Por su parte NATURGY ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 176 sesiones, con un volumen de compras de 1.922.680 MWh y de ventas de 1.954.320 MWh, que han supuesto respectivamente el 12,2% y el 12,4% del total negociado para dicho producto. Por último, REPSOL ha realizado transacciones de compra y venta en un total de 64 sesiones, con un volumen de compras de 363.400 MWh y de ventas de 484.850 MWh, que han supuesto respectivamente el 2,3% y el 3,1% del total negociado para dicho producto.

La reducción del spread ofertado por los creadores de mercado obligatorios ha incrementado los volúmenes negociados por dichos operadores, acercándolos a los volúmenes de los creadores voluntarios, y resultaron claves para mantener la liquidez del producto mensual.

**Tabla 13. Volumen negociado y grado de presencia de los creadores de mercado sobre el producto M+1 durante 2021**

	<b>Año 2021. Producto M+1</b>				
	<b>Compras M+1 (MWh)</b>	<b>% negociado M+1</b>	<b>Ventas M+1 (MWh)</b>	<b>% negociado M+1</b>	<b>Nº días con transacciones</b>
<b>AXPO</b>	2.515.990	15,97%	1.459.330	9,26%	170 días
<b>ENGIE</b>	1.660.940	10,54%	2.359.220	14,98%	170 días
<b>ENDESA</b>	932.960	5,92%	1.164.750	7,39%	158 días
<b>NATURGY</b>	1.922.680	12,21%	1.954.320	12,41%	176 días
<b>REPSOL</b>	363.400	2,31%	484.850	3,08%	64 días

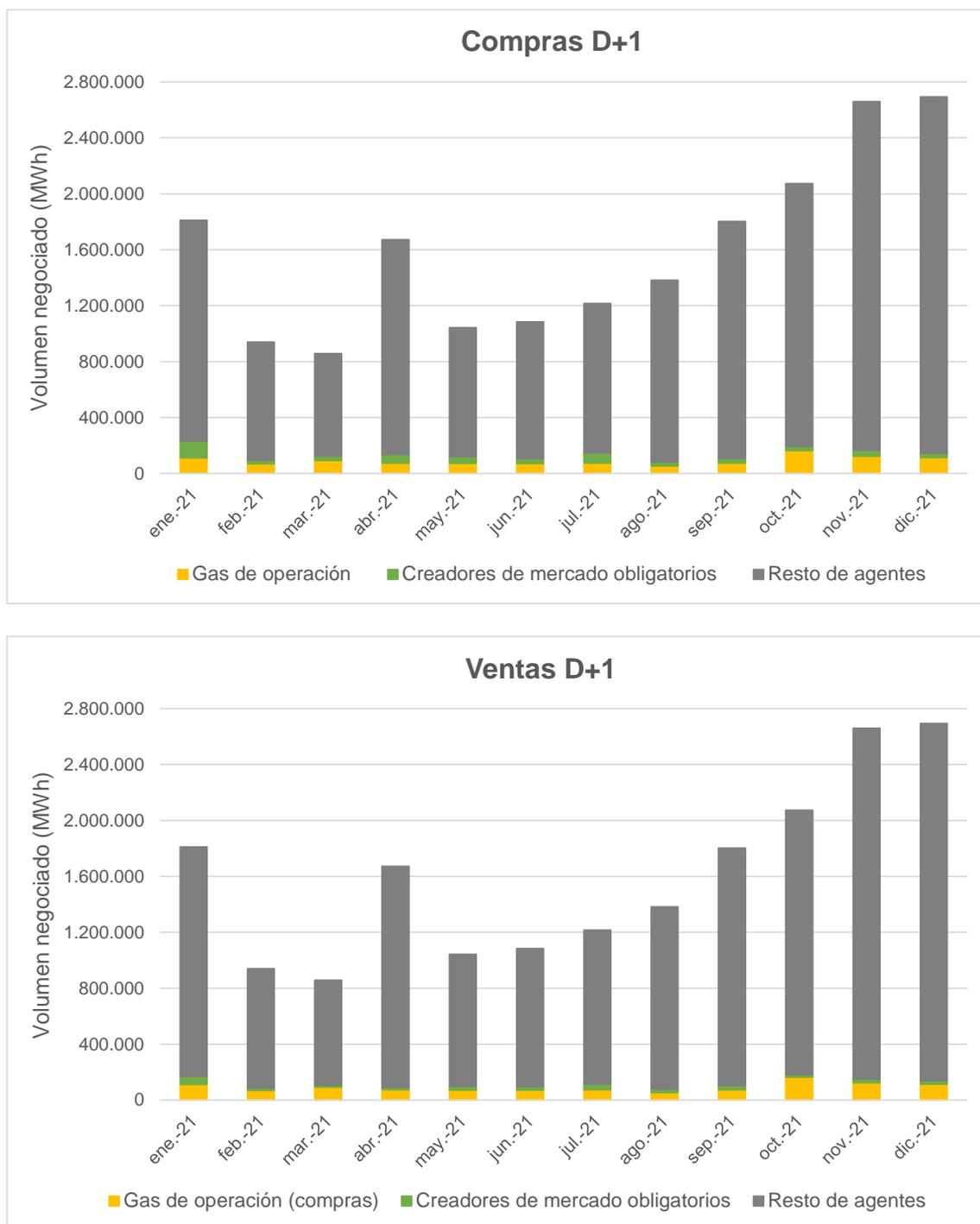
## 7.5. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez a la negociación de los productos diario y mensual

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

En 2021, 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 operación fue de 1.091.354 MWh, lo que supuso un 5,7% de la negociación del producto D+1 durante el conjunto de 2021. Como se puede observar en el siguiente gráfico, las compras de gas operación se distribuyen de una forma uniforme a lo largo del año.

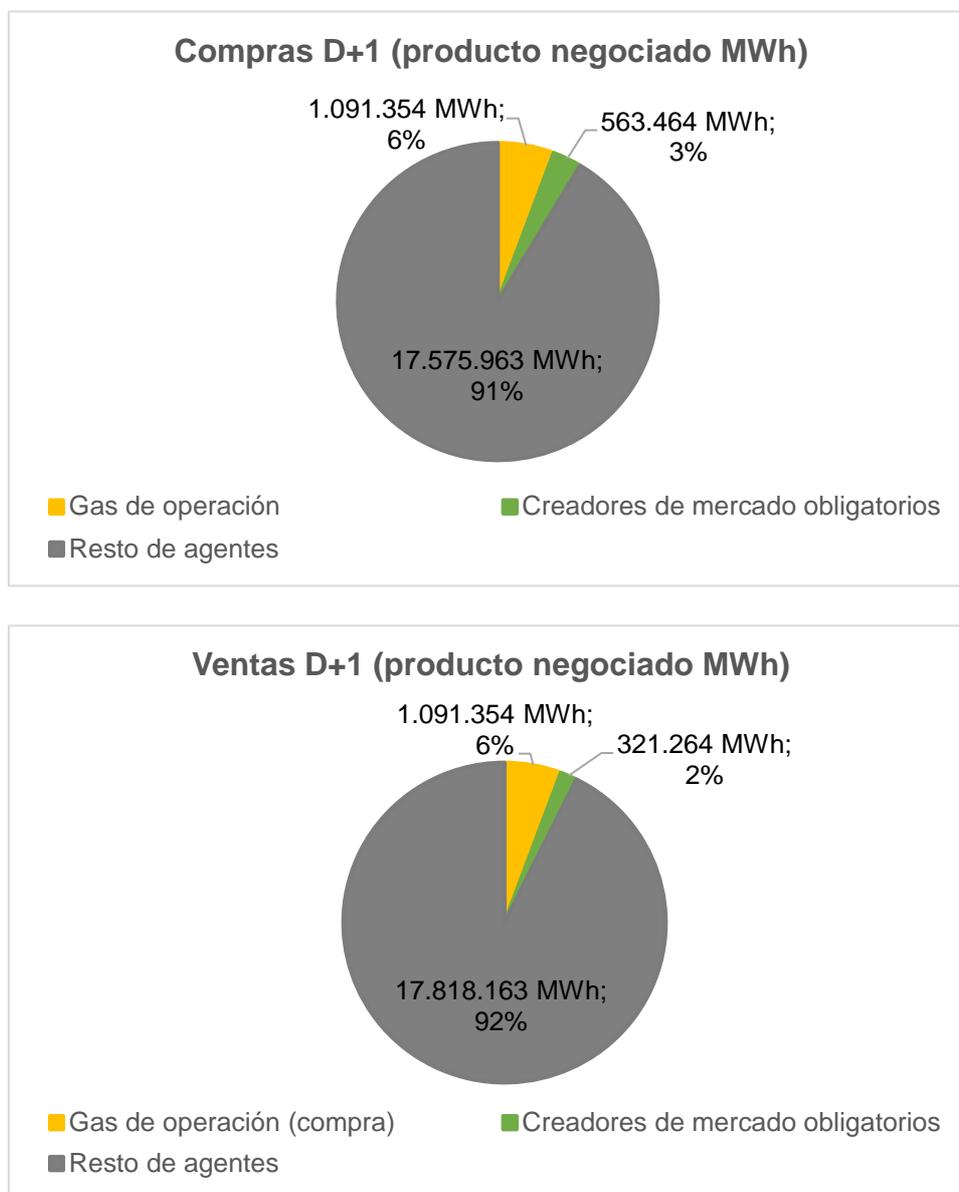
**Figura 47. Volúmenes de compra y de venta del producto D+1 (2021)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

En las siguientes figuras se exponen los datos anuales agregados:

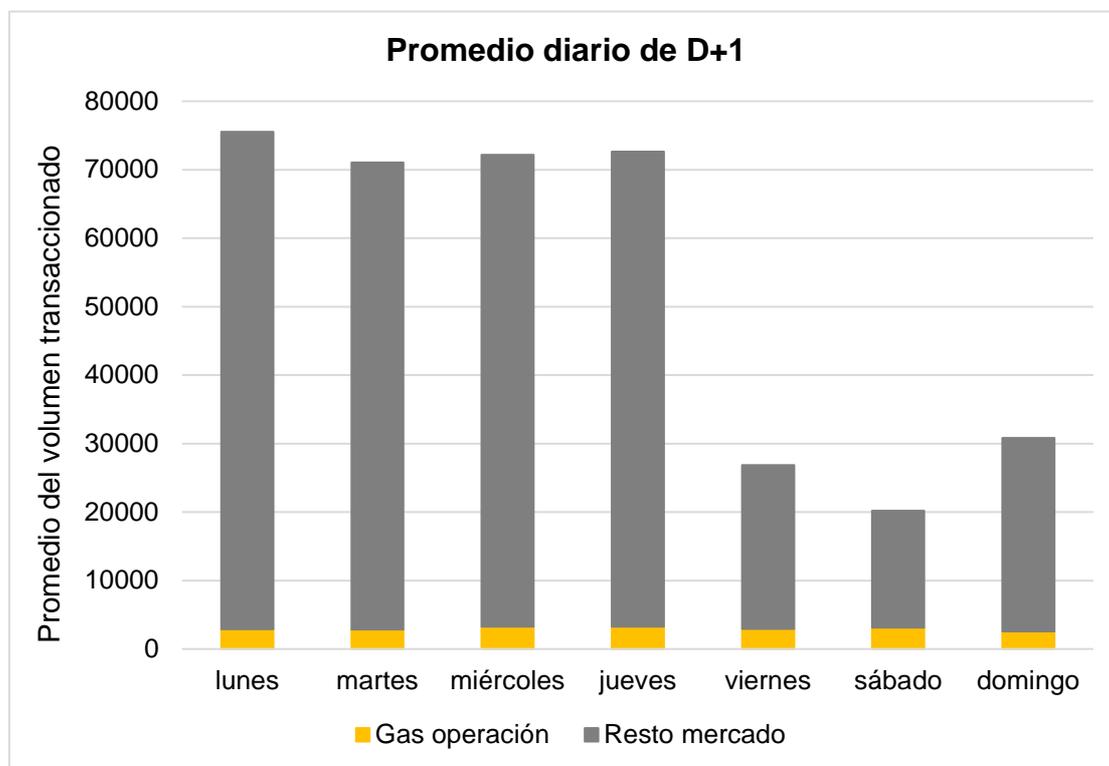
**Figura 48. Volúmenes de compra y venta del producto D+1 (2021)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

Teniendo ahora en cuenta la negociación de gas operación por día de la semana, en comparación con la negociación diaria en mercado, podemos observar cómo en promedio y en términos absolutos (MWh), la cantidad se mantiene constante independientemente de la negociación total en el mercado. Por tanto, la proporción que supone la adquisición de gas operación es mayor los fines de semana, al disminuir el volumen total negociado.

**Figura 49. Volúmenes transaccionados del producto D+1 (2021)**



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.

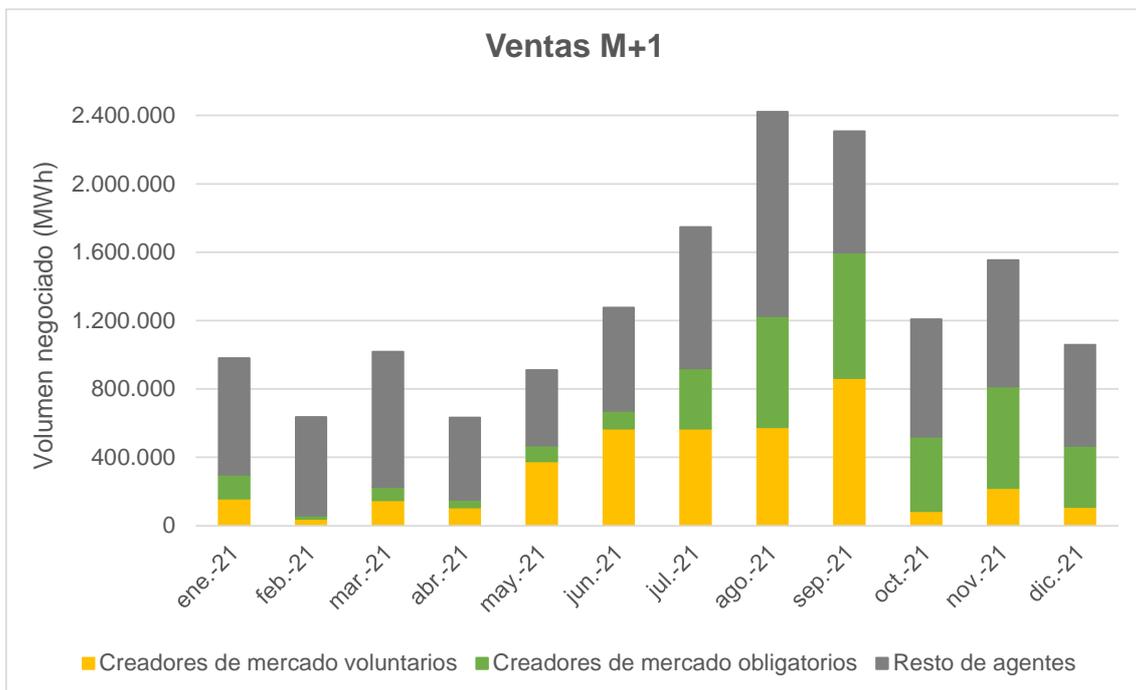
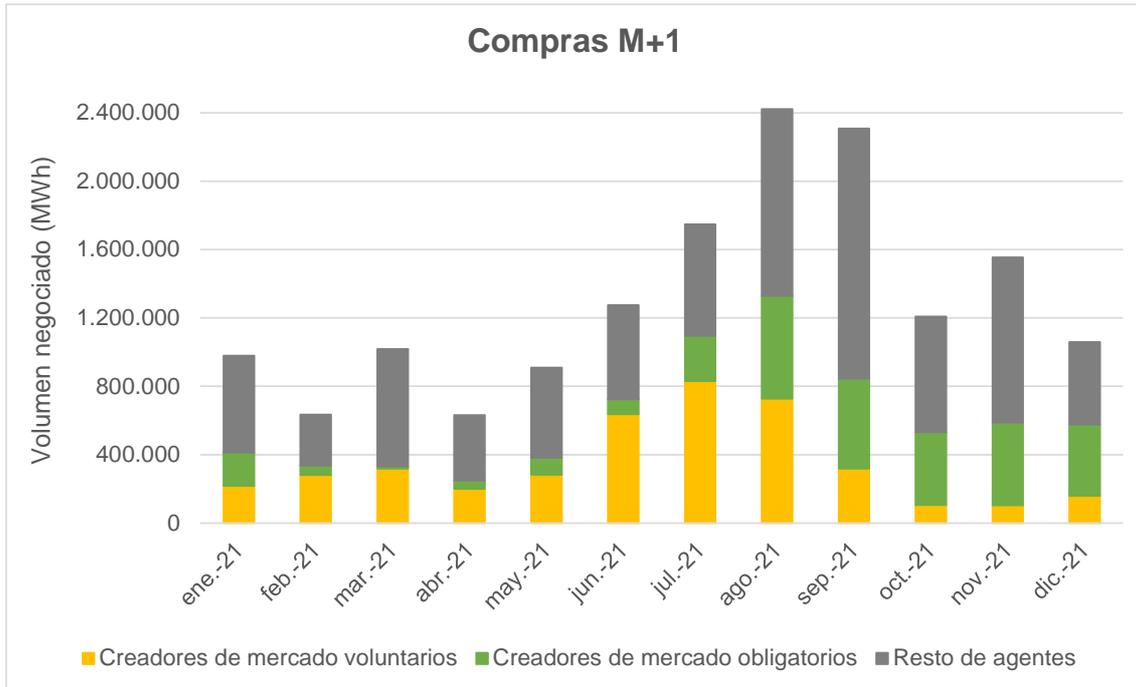
### 7.5.2. Contribución de las medidas de fomento de la liquidez sobre el producto mensual

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 2021, este producto alcanzó una negociación total de 15.752 GWh, compuesta de operaciones entre comercializadores, contando con la actividad de los creadores de mercado voluntarios y obligatorios.

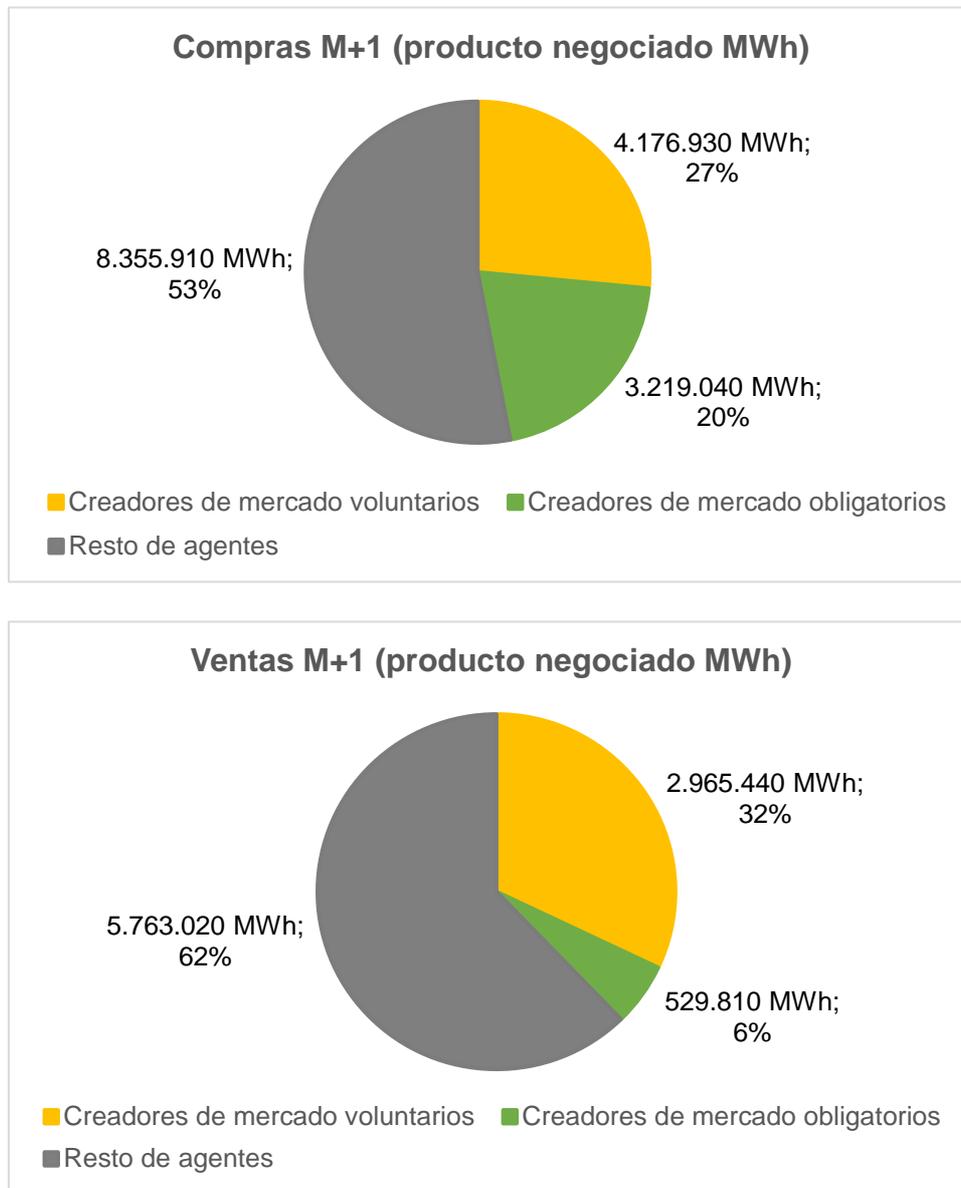
La actividad de los creadores de mercado en el producto mensual se traduce en un volumen de compras de 7.396 GWh y un volumen total de ventas de 7.422 GWh, lo que representa un 47% del total de las compras de este producto en mercado y un 47,1% del total de ventas.

**Figura 50. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2021)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

**Figura 51. Volúmenes de compra y venta del producto M+1 (2021)**



Fuente: MIBGAS y CNMC

En general, en el conjunto de 2021, se aprecia un gran aumento en la negociación del producto mensual.

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 aumento del número de sesiones en las que se realiza alguna transacción del producto mensual.

En el año 2018, se realizaron casaciones en 215 sesiones (sobre un total de 261 sesiones anuales), en el 2019 en un total de 222 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 160 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 261 sesiones anuales), y en el año 2020 en un total de 193 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 137 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 261 sesiones anuales). Por su parte, en el año 2021 hubo transacciones en un total de 207 sesiones en el caso de los creadores de mercado voluntarios y 205 en el caso de los creadores de mercado obligatorios (sobre un total de 258 sesiones anuales).

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

### 8.1. 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>6</sup> en España ha ido incrementándose progresivamente desde los 40 comercializadores que había en el año 2009 a las 265 empresas incluidas en el listado publicado en diciembre de 2021. El incremento en el número de comercializadores muestra la facilidad de entrada que existe en el mercado español.

**Tabla 14. Número de comercializadores en el mercado de gas natural**

Fecha	Número total de comercializadores en el listado	Variación neta del número de empresas comercializadoras
31-12-2009	40	
31-12-2010	49	9
31-12-2011	61	12
31-12-2012	76	15
31-12-2013	88	12
31-12-2014	120	32
31-12-2015	135	15
31-12-2016	150	15
31-12-2017	171	21
31-12-2018	180	9
31-12-2019	198	18
31-12-2020	246	48
31-12-2021	265	19
<b>Total incorporaciones desde el año 2009</b>		<b>225</b>

Fuente: CNMC

De las 265 empresas del listado, hay 74 empresas comercializadoras de gas natural que han manifestado su intención de operar exclusivamente en

<sup>6</sup> Artículo 80 de la Ley 34/1998. Artículo 14 del Real Decreto 1434/2002

mercados mayoristas de gas y capacidad, sin realizar suministro a consumidores finales.

Durante el periodo 2010 a 2021 se incorporaron 225 nuevas empresas, en el año 2020 se produjeron 48 nuevas incorporaciones netas y en el año 2021 se han producido 19 nuevas incorporaciones netas (38 altas y 19 bajas).

**Tabla 15. Evolución del número de agentes dados de alta en MIBGAS**

Mes	Nº Agentes Habilitados
Diciembre 2015	16
Junio 2016	29
Diciembre 2016	44
Junio 2017	51
Diciembre 2017	65
Junio 2018	70
Diciembre 2018	81
Junio 2019	97
Diciembre 2019	107
Junio 2020	122
Diciembre 2020	147
Junio 2021	169
Diciembre 2021	172

*Fuente: Elaboración propia y MIBGAS*

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2021 un total de 49 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el Mibgas Derivatives. En el mes de abril de 2018, cuando inició su negociación, este mercado contaba con 11 agentes.

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

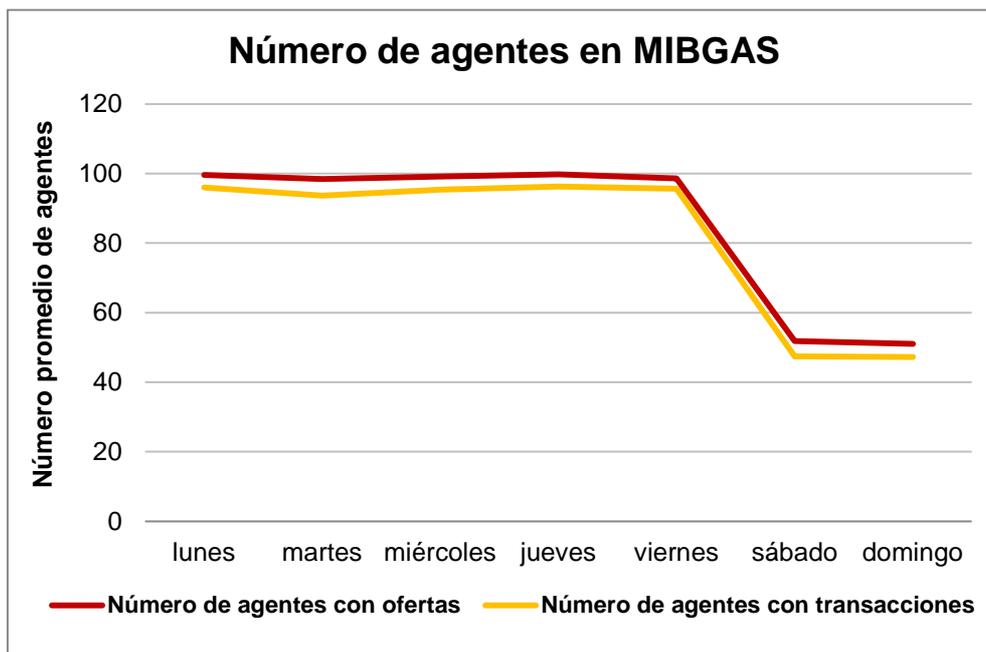
En este apartado se analiza el volumen total de compra – ventas realizadas por cada uno de los agentes que operaron en el mercado mayorista de gas en 2021, distinguiendo entre la participación en el mercado organizado (MIBGAS) y la participación en el mercado OTC, analizando las cuotas de mercado de cada agente, así como su posición neta compradora o vendedora.

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

En el año 2021, el número de comercializadores que realizaron alguna transacción en el MIBGAS fue de 133. Entre estos agentes, hay 37 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2021, y 96 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 93 y 96 agentes realizando transacciones entre semana y alrededor de 47 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 98 y 99 agentes entre semana y se reduce a 51 los fines de semana.

**Figura 52. Número de agentes transaccionando y ofertando productos en MIBGAS en 2021, en promedio por día de la semana**



Fuente: MIBGAS y elaboración propia

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

En la siguiente tabla se pueden observar las 10 primeras empresas comercializadoras con mayor volumen de transacciones agregadas en MIBGAS, tanto de venta como de compra. Dentro de la categoría “Resto” también se incluyen las transacciones realizadas por Enagás GTS, tanto para las compras reguladas de gases de operación como las relativas a acciones de balance; dichas transacciones de Enagás suponen el 3,7% del volumen total negociado (compras y ventas). Además, se compara con las cuotas de ventas de las principales empresas en el mercado minorista, donde las cinco primeras son los grupos Naturgy (27,3%), Endesa (16,2%), Repsol (10,1%), Iberdrola (8,3%) y Cepsa (5,6%).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

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

En relación con la participación en el MIBGAS Derivatives, a finales del mes de diciembre de 2021 un total de 49 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el MIBGAS Derivatives.

Entre estos agentes, 43 agentes durante 2021 han realizado alguna transacción, de los cuales hay 21 comercializadores que tienen un saldo neto vendedor en el conjunto de 2021, y 22 comercializadores con saldo neto comprador.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

El agente con una mayor cuota de compra en el año 2021 es Axpo que actúa como creador de mercado y tiene un 25% de las compras en MIBGAS Derivatives, seguido de Trafigura con un 20%.

El cálculo del índice HHI con las cuotas de transacciones de compra muestra un valor de 1.412, considerablemente inferior al del año pasado (2.190).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Respecto a las cuotas de venta, el agente con una mayor cuota anual es Axpo Iberia, que actúa como creador de mercado, alcanzando un 23,6% de las ventas en MIBGAS Derivatives, seguido de Engie España, con un 14,1%.

Como se puede observar en la tabla a continuación, las cuotas de ventas en MIBGAS Derivatives por agente están más diversificadas que las compras, siendo el valor del índice HHI de las ventas de 1.134, ligeramente inferior al del año pasado (1.176).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

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

Durante el año 2021, hasta un total de 129 agentes reportaron la realización de algún intercambio de gas a través de la plataforma MS-ATR, que registró un volumen de 943.573,4 GWh de energía intercambiada en operaciones OTC (tanto de ventas como de compras), según se muestra en la siguiente tabla.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

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

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

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

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

Los indicadores de liquidez propuestos son los siguientes:

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

Los indicadores de la salud del mercado son:

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

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

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

## 9.1. Indicadores de liquidez del mercado español

En el documento del Gas Target Model se proponen unos umbrales mínimos de cuatro indicadores relacionados con la liquidez del mercado. Los mercados que alcanzan dichos umbrales en sus productos a corto, medio y largo plazo, permitirían a los agentes participantes realizar transacciones de compra y venta de gas, desde el horizonte temporal más cercano como el diario, hasta transacciones de volúmenes de gas en los años futuros.

El Gas Target Model propone 4 indicadores de liquidez:

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

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

**Tabla 16. Umbrales mínimos propuestos por el GTM como indicadores de liquidez**

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

Fuente: GTM (ACER)

Se describen a continuación los resultados del mercado español (MIBGAS) en el año 2021 para cada uno de los indicadores propuestos en el GTM, junto con la metodología empleada en su cálculo, que servirán de referencia para evaluar el estado de evolución del mercado en España.

### 9.1.1. Volumen del libro de ofertas

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

El valor del indicador ha sido calculado por el Operador del Mercado MIBGAS según la metodología de cálculo por el Gas Target Model<sup>7</sup>.

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

**Tabla 17. Volumen del libro de ofertas para los diferentes productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2020-2021)**

PRODUCTO	2020		2021		Objetivo GTM
	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	VOLUMEN COMPRAS (MWh)	VOLUMEN VENTAS (MWh)	
Intradiario	202	199	232	250	≥2000
Diario D+1	188	190	229	292	≥2000
Mes siguiente	35	38	29	25	≥470

Fuente: MIBGAS

Se observa una notable mejoría en la profundidad de las ofertas de los productos Intradiario y Diario D+1, tanto de compra como de venta, respecto al año anterior.

<sup>7</sup> Para cada día de negociación, MIBGAS ha realizado capturas de pantalla de las ofertas existentes en el Libro de Ofertas cada 15 minutos durante toda la sesión. Para cada día de negociación, este indicador muestra la máxima cantidad disponible de forma simultánea en el Libro de Ofertas, calculada de la siguiente manera para cada producto:

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

Cabe destacar el notable incremento en la profundidad de las ofertas de venta del producto D+1, que ha aumentado un 54%.

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

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

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

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

**Tabla 18. Diferencial de precio entre oferta y demanda para los principales productos de MIBGAS y comparativa con los objetivos del GTM (2020-2021)**

PRODUCTO	SPREAD		Objetivo GTM (%)
	2020	2021	
Intradiario	2,33%	1,44%	≤0,4%
Diario D+1	2,40%	1,49%	≤0,4%
Mes siguiente	2,81%	1,96%	≤0,2%

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

En 2021, se ha reducido el diferencial de precios entre oferta y demanda en los principales productos de MIBGAS: intradiario, diario y mes siguiente, situándose entre el 1,4% y el 1,9%, mejorando con respecto a lo obtenido el año anterior. No obstante, todos los productos se sitúan todavía muy por encima del spread objetivo del GTM (0,2-0,4%). Podemos por tanto determinar que todavía no se trata de un mercado eficiente.

**Tabla 19. Evolución del diferencial de precio entre oferta y demanda de los productos WD, D+1 y M+1 en 2021**

MES	INTRADIARIO (%)	DIARIO (%)	MENSUAL (%)
Enero	2,66	2,59	3,22
Febrero	0,98	1,24	1,61
Marzo	1,50	1,37	1,41
Abril	1,16	1,01	1,26
Mayo	1,33	1,25	1,32
Junio	0,85	0,84	0,89
Julio	1,16	0,96	0,84
Agosto	1,64	0,96	0,68
Septiembre	1,00	1,32	1,97
Octubre	2,18	2,63	3,13
Noviembre	1,26	1,66	2,81
Diciembre	1,54	2,06	4,38

*Fuente: MIBGAS y elaboración propia*

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

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

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

### 9.1.4. Número diario de transacciones

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

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

Cabe observar una considerable mejora en el número de transacciones a lo largo de 2020, en los productos diario e intradiario.

**Tabla 20. Número de transacciones/día en los diferentes productos de MIBGAS en 2020-2021 y comparativa con los objetivos del GTM**

PRODUCTO	Nº transacciones/día		Objetivo GTM (Número de transacciones)
	2020	2021	
Intradiario	225	299	≥420
Diario D+1	108	183	≥420
Resto de mes	0,1	0,3	≥160
Mes siguiente	5,2	9,5	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

Los resultados del mercado español en 2021 (con una media de 299 transacciones al día en los productos spot y 9,5 en el producto mensual) han mejorado sustancialmente, pero todavía están muy alejados de los valores del GTM.

**Tabla 21. Evolución del número de transacciones en promedio por día de los productos WD, D+1 y M+1 en 2021**

MES	INTRADIARIO	DIARIO (D+1)	MENSUAL
Enero	379	171	9
Febrero	280	110	5
Marzo	232	105	7
Abril	292	178	4
Mayo	259	112	8
Junio	272	141	11
Julio	224	146	15
Agosto	258	176	15
Septiembre	279	208	15
Octubre	363	239	8
Noviembre	413	322	11
Diciembre	348	299	7

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

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

*A continuación, se presenta un cuadro resumen de los indicadores de liquidez del mercado español para el conjunto de 2021, que muestran que **el mercado español está todavía lejos del cumplimiento de los objetivos de liquidez establecidos en el GTM.***

**Tabla 22. Resumen de resultados de los indicadores de liquidez del MIBGAS en el conjunto de 2021**

2021	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	232	250	≥2000	1,4%	≤0,4%	279	≥420
D+1	229	292	≥2000	1,5%	≤0,4%	151	≥420
Resto de mes	ND	ND	≥470		≤0,2%	ND	≥160
Mes siguiente	29	25	≥470	1,9%	≤0,2%	12	≥160

Fuente: MIBGAS y elaboración propia

## 9.2. Indicadores de salud del mercado español

Los indicadores de salud de mercado reflejan si un mercado es competitivo, resiliente y posee un grado suficiente de seguridad de suministro. Estos indicadores no se limitan al funcionamiento del mercado organizado, sino que reflejan la situación general del mercado mayorista español.

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

### 9.2.1. Grado de diversificación de los aprovisionamientos

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

El GTM propone como medida del grado de concentración el índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI<sup>8</sup>), que es una medida del nivel de concentración de un mercado habitualmente utilizada por las autoridades de Competencia.

<sup>8</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.

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

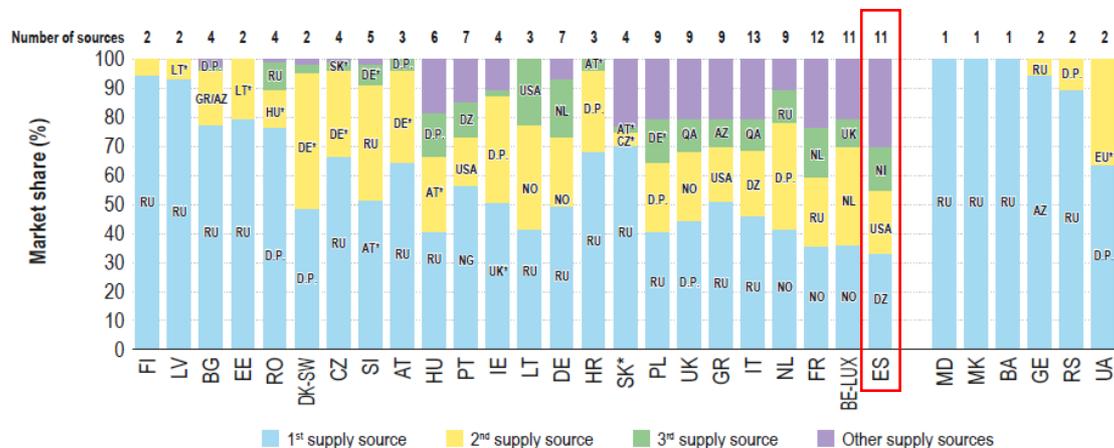
En el mercado español en 2021 **el índice HHI alcanza un valor de 2323**, algo más concentrado que en 2019 (con un HHI de 1546). El empeoramiento de este indicador se debe al aumento en la dependencia de aprovisionamiento de Argelia, que sigue siendo el principal suministrador del mercado español, con un aumento de su cuota de un 29% en 2020 a un 43% en 2021.

### 9.2.2. Número de fuentes de suministro (países de origen del gas)

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

En el año 2021, España recibió gas procedente de 13 países productores<sup>9</sup>, superando ampliamente el número mínimo de orígenes que propone el GTM, mayor o igual a 3.

**Figura 53. Diversificación de los aprovisionamientos en la Unión Europea, por países**



Fuente: ACER, MMR 2020

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

<sup>9</sup> Además de los países productores, Argelia, EEUU, Nigeria, Rusia, Noruega, Qatar, Trinidad, Egipto, Guinea E., Angola, Perú, Australia y Papúa N. Guinea habría importaciones desde Francia y Portugal añadido a la producción española.

### 9.2.3. Residual Supply Index (RSI)

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

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

En España, según la información de ACER, el valor de este índice se sitúa en el 160%, también por encima del nivel mínimo de 110% propuesto por el GTM.

Por otra parte, el cierre del gasoducto del Magreb disminuye la dependencia de Argelia, pero incrementa la dependencia del mercado español a los aprovisionamientos de GNL y, por lo tanto, la exposición a las tensiones en dicho mercado.

### 9.2.4. 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]**

El cálculo del índice HHI sobre el volumen total de ofertas de compra por agente da un total de 2481, y el mismo índice, calculado sobre el volumen de ofertas de venta, da un total de 2218, ambos por encima del objetivo del indicador de salud del GTM ( $\leq 2.000$ ).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Las cuotas por agente se indican en las siguientes tablas.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

### **9.2.5. 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 458, cumpliendo el objetivo del indicador de salud del GTM (HHI  $\leq$  2.000).

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Respecto a las cuotas de venta, y considerando los volúmenes negociados en el año 2021, el agente con una mayor cuota anual alcanza un 7%, no superando el 40% establecido por el GTM como máximo recomendable.

Como se puede observar en la tabla a continuación, las cuotas de ventas en MIBGAS por agente están diversificadas y el cálculo del índice HHI da un valor de 395, reflejando un mercado competitivo.

**[INICIO CONFIDENCIAL]**

...

**[FIN CONFIDENCIAL]**

### **9.2.6. 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.***

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

**Tabla 23. Resumen de resultados de los indicadores de salud del mercado en 2021**

	Umbrales GTM	Mercado Español
<b>Diversificación de los aprovisionamientos (HH Index)</b>	$\leq 2.000$	2323
<b>Número de fuentes de suministro</b>	$\geq 3$	13
<b>Residual Supply Index de los aprovisionamientos (2019)</b>	$\geq 110\%$	160%
<b>Concentración de las ofertas de compra y venta</b>	$\leq 40\%$ por empresa, para los mejores 120 MW	El agente con mayor cuota de ofertas de compra en MIBGAS alcanza el 48% y el agente con mayor cuota de oferta de ventas alcanza el 45%, pero son ofertas del creador de mercado resultado de algoritmos.
<b>Concentración de las transacciones de compra y venta</b>	$\leq 40\%$ por empresa	El agente con mayor cuota de compras en MIBGAS supone un 10%, mientras que el comercializador con mayor cuota de ventas alcanza el 7%.

Fuente: ACER y MIBGAS

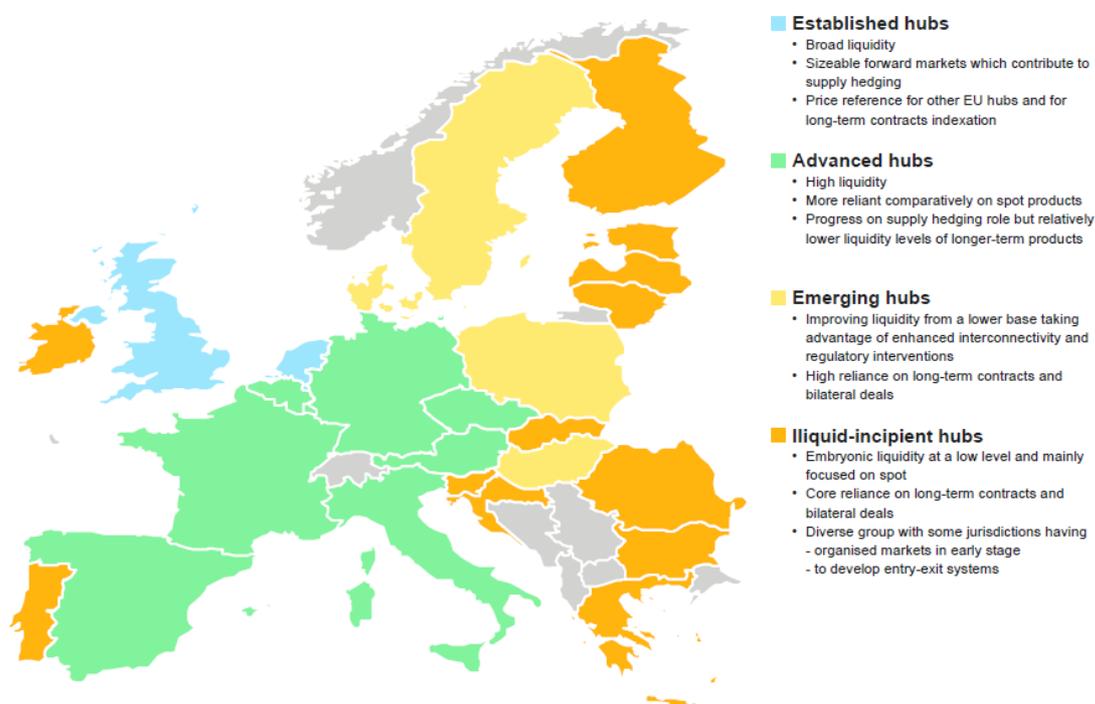
## 10. COMPARATIVA DEL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL CON OTROS MERCADOS EUROPEOS

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

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

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

**Figura 54. Clasificación de los Hubs de gas europeos según ACER**

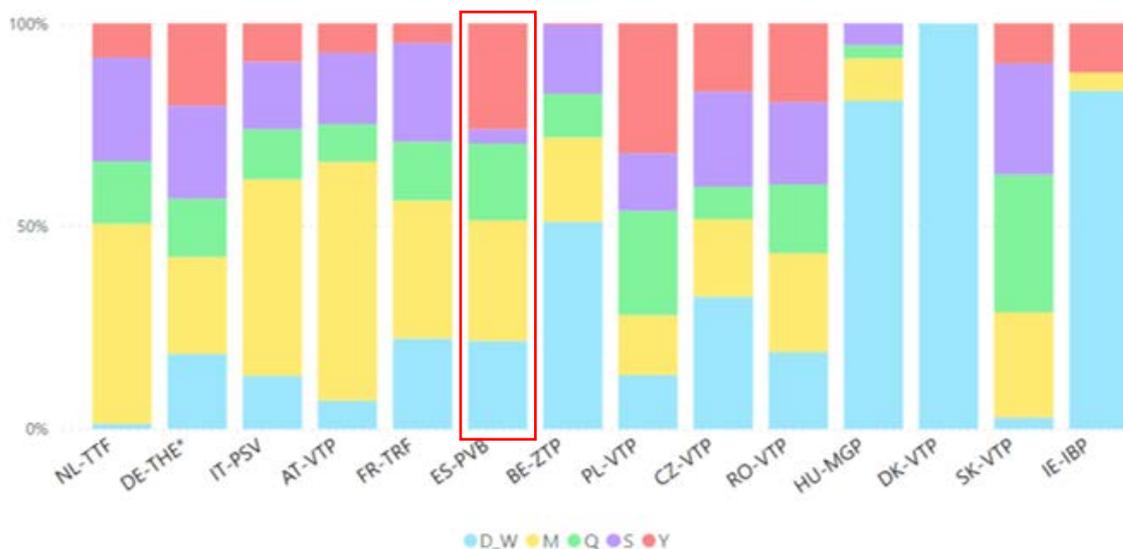


Fuente: ACER, MMR 2020

## 10.2. Distribución de los volúmenes negociados por producto en los hubs europeos

En la siguiente figura se presenta la distribución del volumen negociado en los principales mercados europeos, desglosados los volúmenes por tipo de producto, mostrando el peso relativo que cada producto tiene en cada mercado. Los datos empleados por ACER provienen de la base de datos REMIT, reporte obtenido de las propias plataformas de negociación y de lo reportado por los brokers en el caso de contratos OTC.

**Figura 55. Distribución del volumen negociado entre los distintos productos en los hubs europeos durante 2021**



Fuente: MMR 2021 ACER

En los hubs más avanzados, los productos spot presentan un porcentaje muy pequeño del total negociado, mientras que, en los mercados con muy poca liquidez, representan porcentajes mucho más altos, como un 80% en Hungría, un 82% en Irlanda y el 100% en Dinamarca. Excepto en estos tres últimos mercados, y el ZTP de Bélgica, en el que el volumen negociado se divide a partes iguales entre spot y medio-largo plazo, en el resto de los mercados los contratos a medio y largo plazo superan en volumen los contratos a corto plazo.

Así, por ejemplo, en el TTF, que es el mercado de mayor liquidez (a la izquierda de la figura), los contratos diarios e intradiarios representan un 1% de la negociación; el contrato mensual supone un 49% de la negociación, y el resto se distribuye entre contratos de futuros trimestrales, semestrales o anuales.

En otros mercados clasificados como hubs avanzados, como España, Francia, Alemania, Austria o Italia, el porcentaje de contratos diarios e intradiarios se sitúa entre un 8% y un 22% de la negociación, mientras que, en los mercados europeos con menor liquidez, como Irlanda, existe muy poca o nula negociación de productos futuros, por lo que la liquidez se corresponde casi en exclusiva a la contratación de productos spot diarios o intradiarios.

En el caso del mercado español (destacado en el gráfico), resalta la existencia de negociación de productos en todo el rango temporal de la curva, incluyendo contratos de futuros (Y). En particular destaca la negociación del producto mensual y del producto anual, que suponen alrededor de un 30% y un 25% respectivamente del total negociado en el mercado español.

## 11. CONCLUSIONES

**Primera.** El **mercado spot** de gas en España, **MIBGAS**, ha ido evolucionando apreciablemente desde su puesta en funcionamiento en diciembre de 2015, tanto en volumen de negociación como en número de participantes, y ha facilitado la convergencia de precios del mercado español con los principales mercados europeos.

El año 2021 ha venido marcado por la recuperación económica tras la pandemia del coronavirus, que afectó a todos los sectores económicos. En particular, la demanda de gas en España durante 2021 aumentó un 5,12% respecto a 2020, hasta los 378,4 TWh, lo que también ha influido sobre la negociación en MIBGAS.

En 2021, el volumen total negociado en MIBGAS ha sido de **68.793 GWh**, lo que equivale aproximadamente al 18,18% de la demanda nacional de gas, frente al 11,05% del año anterior. El **volumen de negociación ha aumentado un 72,95%** respecto al volumen de negociación del año 2020 (39.780 GWh), recuperando la tendencia de crecimiento existente antes de la pandemia del coronavirus.

El número de agentes registrados se ha incrementado hasta 169, con la incorporación de 25 agentes respecto a 2020. También ha aumentado considerablemente el número medio de agentes que participan diariamente en el mercado enviando ofertas (promedio de agentes activos), que es de 102, con un aumento de 26 sobre el año anterior.

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

- La medida de liquidez que mayor volumen aportó en 2021, sobre el total negociado, fueron las **operaciones realizadas por los creadores de mercado, tanto voluntarios como obligatorios**, seguidas de las **acciones de balance**.
- La presencia de **creadores de mercado voluntarios** en el producto mensual impulsa la negociación de este producto, tanto sobre el volumen como sobre el número de sesiones en las que se realiza alguna transacción.
- La presencia de los **creadores de mercado obligatorios** también contribuye al aumento de la liquidez. En el 2021 se ha reducido la diferencia de precios requerida en las condiciones de creador de mercado

obligatorio, con lo que el efecto de esta medida ha sido notablemente superior al del año pasado.

**Repsol** se ha incorporado como creador de mercado obligatorio, al haberse convertido en operador dominante (con una cuota de mercado superior al 10%), junto con Naturgy y Endesa<sup>10</sup>.

**Tercera.** En promedio, el **precio del producto D+1** en MIBGAS en el año 2021 fue de **47,31 €/MWh**. Esto supone un incremento de 37 €/MWh en relación con el precio promedio de 2020 (10,25 €/MWh), reflejando un **aumento en el precio medio anual del 361%**.

Durante 2021, **ha existido una fuerte convergencia de precios** del mercado mayorista español con los principales mercados europeos durante gran parte del año. Los diferenciales aumentaron a principio de año debido a la llegada del temporal Filomena a España. A final de año, la convergencia de precios se vio influenciada por la mayor volatilidad de los precios.

- En el caso del producto diario, el diferencial de precios del MIBGAS con el TTF se situó en una media anual de 1,19 €/MWh. Esto supone que el diferencial promedio del precio con Europa ha aumentado ligeramente respecto del año 2020 que fue de 0,86 €/MWh.
- El diferencial de precios del MIBGAS con el TTF para el producto M+1 se situó en una media anual de 1,05 €/MWh. Por tanto, se consolida la tendencia a la disminución del diferencial del precio con Europa respecto de los tres últimos años, que fue de 2,05, 1,4 y 1,06 €/MWh, respectivamente, lo que muestra una progresión en la convergencia del precio del mercado español.

Es necesario continuar mejorando la liquidez del mercado y el buen funcionamiento del sistema gasista para seguir progresando en la convergencia de precios con los mercados europeos.

**Cuarta.** Aunque se han producido avances importantes en la negociación en el mercado spot, la **negociación de los mercados de productos futuros de gas**,

---

<sup>10</sup> Esta medida fue introducida por Acuerdo de Consejo de Ministros, de 10 de noviembre de 2017, por el que se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural (Naturgy y Endesa). El 5 de febrero de 2021 se ha publicado en el BOE el Acuerdo del Consejo de Ministros por el que se determina la obligación del grupo REPSOL, como nuevo operador dominante en el sector del gas natural, de presentar ofertas de compra y venta de gas natural en el mercado organizado de gas (MIBGAS), conforme a lo establecido en la DA 34 de la Ley 34/1998. Está pendiente de desarrollo regulatorio.

**se ha visto afectada por la volatilidad** de los precios y la necesidad de aportar altas garantías por parte de los agentes. La liquidez de los futuros de gas del mercado español se encuentra muy alejada de la del resto de mercados europeos, estando todavía el mercado en una fase inicial de implantación y con menos agentes registrados que el mercado spot.

En 2021, el volumen total negociado en la plataforma de MIBGAS Derivatives fue de 5.071 GWh. Además, se incrementó el registro en cámaras de contrapartida central (CCPs), para reducir el riesgo de contraparte. Así, en 2021 se registraron transacciones por un volumen de 9.264 GWh en BME Clearing, 12.622 GWh en EEX y 24.052 GWh en OMIClear.

**Quinta.** En 2020 se implementó en España el modelo de **tanque virtual de GNL**, contemplado en la Circular 8/2019 de la CNMC por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural y en la Circular 2/2020 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

El nuevo modelo ha generado un aumento de la negociación OTC de GNL del 48,32%, 598,55 TWh en 2021, que representan el 259% del total del volumen anual descargado en plantas. Todo ello en el medio plazo, 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, ya que el volumen total negociado de productos para las plantas de GNL en MIBGAS Derivatives en 2021 fue de tan solo 454,52 GWh.

**Sexta.** En relación con el desarrollo del mercado ibérico, cabe destacar el **inicio de la negociación de productos de gas en Portugal**.

El 16 de marzo de 2021 MIBGAS Derivatives inició la negociación del mercado organizado portugués, incluyendo los productos intradiario, diario hasta D+3 y fin de semana con entrega en el punto virtual portugués (VTP).

Como ocurre con el comienzo de otros mercados, la liquidez del mercado portugués es baja.

## 12. RECOMENDACIONES

En relación con las **recomendaciones que se realizaron en el último informe**, cabe destacar que se ha implementado la recomendación que aconsejaba reducir el spread o diferencial medio entre las ofertas de compra y venta de los creadores de mercado obligatorios, a través de la Resolución de 9 de julio de 2021, que reduce el spread para los creadores de mercado obligatorios de 0,5 €/MWh a 0,35 €/MWh.

Como consecuencia de esta reducción – y de la incorporación de Repsol como creador de mercado obligatorio -, el volumen negociado por los creadores de mercado obligatorios se ha multiplicado por más de cinco, pasando de 726 GWh en 2020 a 3.782 GWh en 2021 en términos de compra; y de 625 GWh en 2020 a 3.925 GWh en 2021 en términos de venta, contribuyendo así a aumentar la liquidez del mercado.

Como principales **recomendaciones para el desarrollo del mercado**, 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 está motivando un significativo incremento de los requerimientos de garantías que los agentes tienen que depositar en las cámaras de contrapartida central, para garantizar la cobertura de los riesgos de sus posiciones abiertas. Esta problemática también afecta al mercado español a plazo (MIBGAS Derivatives), que ha visto reducida su liquidez, por lo que es preciso analizar posibles medidas adicionales para incentivar la negociación a plazo.
- R.2. Se encuentra pendiente de **aprobación la propuesta de modificación de las Reglas de Mercado**, informada por la CNMC en noviembre de 2020, que además de otras pequeñas adaptaciones, incorpora al articulado las resoluciones de mercado, con el fin de tener una versión consolidada de las reglas de mercado con una estructura más sencilla; su publicación facilitaría la comprensión de las reglas de mercado para los nuevos agentes de MIBGAS.
- R.3. Teniendo en cuenta el incremento de la liquidez del mercado spot, se considera que se podría **flexibilizar 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 (intradía, diario o fin de semana) en cualquier momento de la sesión de negociación. Este cambio puede evitar que se produzcan algunos

repuntes en dicha subasta, en los días de poca liquidez o alta volatilidad del mercado, considerando, adicionalmente, que el precio de dicha subasta influye significativamente en el precio a considerar en el mecanismo de ajuste del coste del gas en el mercado eléctrico.