

INFORME DE SEGUIMIENTO ANUAL DEL MERCADO DE GAS INTERMEDIADO POR AGENCIAS (BALANCE 2022)

IS/DE/024/22

20 de julio de 2023

www.cnmc.es

Índice

1. Hechos relevantes	3
2. Evolución del volumen de negociación en los mercados organizados y en el mercado no organizado (OTC) de contratos de compraventa de gas con entrega en el punto virtual de balance español (PVB).....	8
2.1. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB.....	8
2.2. Evolución de la negociación en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación) de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega.....	13
3. Evolución del volumen de negociación en los mercados organizados y en el mercado no organizado (OTC) de contratos de compraventa de gas con entrega en Title Transfer Facility (TTF)	16
3.1. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado no organizado (OTC) de contratos de compraventa de gas con entrega en el TTF	16
4. Evolución de los precios en los mercados de gas	17
4.1. Evolución de los precios de contratos de compraventa de gas en TTF, PVB y PEG	17
4.2. Volatilidades de las cotizaciones a plazo en TTF y PVB	21
4.3. Evolución del valor económico del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación) de contratos de compraventa de gas, con entrega en PVB, por mes de negociación .	22
4.4. Primas de riesgo ex post de los contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB	23

1. Hechos relevantes

Los precios y volatilidades sin precedentes observados durante el año 2021 fueron superados en 2022 y estuvieron fuertemente condicionados por la reducción de la oferta de gas ruso a través de gasoducto

El comienzo del año 2022 estuvo marcado por el bajo nivel de llenado de los almacenamientos y la incertidumbre generalizada respecto al suministro ruso. Sin embargo, el aumento de las llegadas de GNL al continente, así como unas temperaturas suaves propiciaron cierta estabilidad en los precios del gas durante los meses de enero y febrero, la cual se vio alterada el 24 de febrero, con la invasión rusa de Ucrania, provocando un fuerte incremento de precios y volatilidades¹.

El segundo trimestre mostró evoluciones dispares en los precios del gas en los distintos mercados europeos en función del acceso de cada uno de ellos al GNL. Así, los precios del gas se desacoplaron siendo más bajos en los mercados con mayor capacidad de regasificación y acceso a GNL (PVB, NBP y PEG), y, por el contrario, más elevados en aquellos más dependientes del suministro ruso por gasoducto (TTF, THE y PSV). Las constantes amenazas por parte de Rusia de suspender totalmente el flujo de gas a través del gasoducto Nord Stream, unidas al cierre de la planta de GNL estadounidense de Freeport en el mes de junio, que se prolongaría hasta final de año, aumentaron la incertidumbre respecto a la seguridad de suministro, llevando a la Unión Europea a establecer un objetivo de llenado de los almacenamientos subterráneos del 80%, para cada uno de los Estados Miembros, a 1 de noviembre² de 2022, y del 90% a partir de 2023.

Dicha incertidumbre en torno al suministro de gas de cara al invierno, junto con la sequía, las elevadas temperaturas y la elevada indisponibilidad del parque nuclear francés — que se vio reflejado en un incremento de la demanda de gas para generación eléctrica —, provocó que se adelantase la temporada de inyecciones en los almacenamientos, generando un fuerte interés de compra, que presionó al alza los precios del gas en los mercados europeos a lo largo del tercer trimestre. Así, el 26 de agosto se registraron máximos en las cotizaciones de todos los contratos a plazo de gas, situándose para el contrato trimestral Q4-22 en 348,8 €/MWh en el TTF y en 288,8 €/MWh en el PVB (véanse Gráfico 7 y Gráfico 8).

Sin embargo, en el último trimestre del año, y a pesar de la suspensión del suministro de gas ruso a través del Nord Stream, los precios disminuyeron. Dicho descenso fue debido al elevado nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos europeos³,

¹ La volatilidad media del TTF para el contrato M+1, calculada como la media de las variaciones diarias (en valor absoluto) de las cotizaciones de dicho contrato, pasó del 6,3% en enero al 10,8% en marzo, mientras que en PVB pasó del 3,6% en enero al 11,4% en marzo.

² <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2022-80975>

³ En el cuarto trimestre del año el porcentaje medio de llenado de los almacenamientos en Europa se situó en un 91% (con un incremento interanual del 29%). El llenado más rápido de los almacenamientos en 2022 fue facilitado por el elevado suministro de GNL, que en el último trimestre del año superó en un 13% la importación, ya récord, del tercer trimestre, así como por el suministro adicional a través de gasoductos (principalmente de Noruega y Azerbaiyán), que compensó parcialmente la caída de las importaciones de gas natural ruso, y la reducción del

al suministro robusto de GNL al continente⁴ — que incluso provocó que se pospusiera la descarga de varios buques a finales de octubre —, al aumento de la capacidad de regasificación europea por medio de regasificadoras flotantes⁵ y a unas temperaturas suaves para la época del año, que, unidas al aumento de la producción renovable en todo el continente, moderaron la demanda de gas para generación eléctrica. Por último, cabe mencionar el acuerdo alcanzado, el 19 de diciembre, por los ministros de energía de la Unión Europea para imponer un tope de precio al TTF de 180 €/MWh⁶ (a través del denominado mecanismo de corrección del mercado), si bien, dada la disminución de precios experimentada a final de año, no se dieron las circunstancias necesarias para que dicho tope fuera activado.

Por lo que se refiere a la demanda de gas, en 2022 el consumo de gas en Europa registró una caída del 13,2%, arrastrada por la reducción de la demanda convencional (industria y hogares), ya que, por el contrario, aumentó la demanda para generación (un 4%, un 13% y un 1,7% en el primer, tercer y cuarto trimestres de 2022, respectivamente⁷). De forma similar se comportó la demanda de gas en el mercado español, con una caída del 3,7% en 2022 (364,4 TWh) respecto a la de 2021 (378,6 TWh). Dicho descenso fue consecuencia directa del registrado en la demanda convencional (-21,4%), ya que la demanda de gas natural para el sector eléctrico registró un incremento del 52,7%, situándose en 138,1 TWh. En este sentido, la reducción de la generación renovable en un 4% en 2022, particularmente de la hidráulica - que alcanzó valores mínimos históricos -, provocó que la cuota de producción renovable disminuyera al 42,2%, frente al 46,7% alcanzado en 2021, incrementándose de esta forma el hueco térmico, en el que la contribución de los ciclos combinados a la cobertura de la demanda eléctrica se situó en un 26,1% frente al 15,5% de 2021.

En el contexto descrito, los precios spot y a plazo de los contratos de gas con entrega en el PVB se situaron en máximos históricos en 2022, aunque fueron inferiores a los del TTF, entre otros aspectos, por el suministro robusto de GNL al mercado español⁸. Así, en 2022 se invirtió el spread entre el PVB y el TTF, de forma que el

consumo de gas. Así, los almacenamientos europeos alcanzaron un nivel máximo del 95,6% el 13 de noviembre, casi un mes más tarde de lo habitual, debido al buen tiempo y al retraso en el inicio de la temporada de calefacción.

⁴ La prima de precio del mercado europeo respecto al mercado asiático, que se situó en torno a 100 €/MWh en el mes de agosto (alrededor de 10 €/MWh en diciembre) favoreció la llegada de GNL a Europa. Así, en diciembre de 2022 Europa se mantuvo como el principal importador mundial de GNL, por delante de China y de Japón, siendo Estados Unidos el principal suministrador (en el cuarto trimestre de 2022: 13,2 bcm, lo que supuso el 36% de las importaciones totales de GNL de la UE).

⁵ Estas instalaciones se denominan FSRU (Floating Storage Regasification Unit) y son unidades flotantes de almacenamiento de GNL que incluyen una planta de regasificación.

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32022R2578>

⁷ En el segundo trimestre de 2022 la demanda de gas para generación eléctrica descendió un 7% en comparación con el mismo periodo de 2021.

⁸ La aportación de GNL al mercado español aumentó un 24,2% en 2022 respecto al año anterior, con un récord histórico en descargas de buques de GNL, que ascendieron a 338.

spread medio para los contratos M+1 y Q+1 pasó de ser positivo en 2021 ($PVB > TTF$) a ser negativo en 2022 ($PVB < TTF$). El spread medio PVB-TTF para el contrato M+1 se situó en -28,52 €/MWh ($PVB < TTF$), frente al spread medio para el mismo contrato en 2021 de +0,66 €/MWh ($PVB > TTF$) (véase Gráfico 9). Por su parte, el spread medio PVB-PEG para el contrato M+1 fue en 2022 de -7,93 €/MWh ($PVB < PEG$), mientras que en 2021 se situó en +0,91 €/MWh ($PVB > PEG$) (véase Gráfico 10). Cabe destacar que desde el mes de marzo hasta el mes de junio el saldo neto a través de la interconexión VIP Pirineos fue exportador hacia Francia⁹. A pesar de que los precios a plazo en PVB fueron inferiores a los del TTF, la volatilidad de los precios fue superior a la del mercado holandés (véase Cuadro 6 y Cuadro 7), lo que podría estar justificado por la menor liquidez del mercado español.

Por otro lado, el incremento de los precios del gas no tuvo una repercusión directa en la tarifa de último recurso, en tanto que se estableció una limitación del 15% trimestral en el coste de la materia prima empleado para su cálculo¹⁰.

⁹ En VIP Pirineos, la contratación en sentido exportador se disparó hasta el 89,7% de la capacidad técnica (en 2021 representó un 56,8% de la capacidad técnica), con un factor de utilización del 47,8%, cantidad también muy superior a 2021. Por primera vez desde la entrada en funcionamiento del VIP Pirineos, la nominación durante 2022 fue mayoritariamente en sentido exportador, originando un flujo neto exportador de 13.825,9 GWh.

¹⁰ De acuerdo con la disposición adicional sexta del Real Decreto 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, modificada a través del apartado dieciséis del artículo 1 del Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, y por el artículo 1 del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía.

En contraste con la caída de la liquidez en TTF y en NBP, en 2022 aumentó el volumen de gas negociado en PVB, con un notable incremento de la negociación en los mercados organizados y en el registro de contratos. La liquidez se concentró en los contratos de corto plazo

En 2022, el volumen de negociación en los mercados de gas (organizados¹¹ y no organizados¹²) de contratos de compraventa en el PVB se situó en 584 TWh¹³, un 32,6% superior al volumen negociado el año anterior (440,4 TWh) (véase Cuadro 1); representando el 160,3% de la demanda de gas natural de 2022 (364,4 TWh)¹⁴ (véase Gráfico 1). En esta dinamización del mercado español, y en el contexto de situación de elevados precios y volatilidades desencadenada por la guerra en Ucrania, habrían contribuido, entre otros aspectos, una mayor disponibilidad de GNL, que posicionó al mercado español como uno de los principales hub de este tipo de producto, así como la demanda procedente (con saldo neto exportador) de Francia y Portugal.

No obstante, a pesar del aumento de liquidez registrado en el mercado español, esta sigue siendo muy inferior a la de otros *hubs* europeos, incluso teniendo en cuenta que los dos hubs más líquidos, el TTF y el NBP, vieron reducida su liquidez en 2022. En particular, el volumen total negociado en TTF en 2022 se situó en 40.798,5 TWh (-22% respecto al volumen de 2021) (véase Cuadro 5), pero manteniéndose como el *hub* europeo con mayor liquidez, con un volumen casi 7 veces superior al volumen negociado en el *hub* británico (NBP), en el que el volumen negociado en 2022 fue de 5.961,7 TWh (-13,9% respecto a 2021)¹⁵.

En el mercado español, aunque continuó predominando la negociación OTC (78,8% del volumen total negociado en PVB), aumentó de forma significativa la negociación de contratos de gas natural a través de mercados organizados¹⁶ (+67,6%). Asimismo, el volumen de contratos PVB negociados en OTC y registrados en Cámaras de Contrapartida Central (CCPs) experimentó un notable incremento, al triplicarse dicho volumen respecto a 2021 (pasando de 24,6 TWh a 78,4 TWh;

¹¹ Transacciones negociadas en MIBGAS, en MIBGAS Derivatives y EEX.

¹² Transacciones negociadas en el mercado OTC (operaciones bilaterales o intermediadas por agencia y que están registradas en el MS-ATR o en cámaras). La información agregada mensual del volumen de las transacciones en la plataforma MS-ATR reflejadas en el Cuadro 1 corresponden únicamente al volumen notificado de órdenes bilaterales de transferencia de titularidad de gas OTC (“*over the counter*”) en el PVB. No se incluyen las nominaciones que realizan los usuarios, a través de dicha plataforma, de órdenes bilaterales de transferencia de titularidad de gas OTC en el resto de hubs físicos (plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos) del Sistema Gasista Español.

¹³ La información contenida en las tablas y gráficos del informe incorpora únicamente la cantidad total negociada mediante contratos de compraventa en PVB, no se incluye la negociación en el tanque virtual de balance (TVB) ni en almacenamiento subterráneo (AVB).

¹⁴ Superior al porcentaje del volumen negociado sobre la demanda de 2021 (116,4%).

¹⁵ Los datos del TTF y del NBP son de fuente Trayport.

¹⁶ En el *hub* holandés TTF, el volumen negociado en el mercado organizado (65,7%), pese a registrar un descenso del 6,8% respecto al año anterior, continuó superando a la cuota negociada en el mercado OTC (34,3%) (véase Cuadro 5).

+218,6%). Sin embargo, se mantuvo el predominio de operaciones OTC no registradas (382 TWh), en las que, en todo caso, los agentes realizan una gestión bilateral de garantías para la cobertura del riesgo de contraparte, con un incremento de su cuota sobre el total negociado del 11,7%, en contraste con el retroceso del 59,6% de este segmento de negociación OTC bilateral en TTF (véase Cuadro 5)

En 2022, los contratos intradiarios y diarios, a pesar de que son los que tienen mayor volatilidad¹⁷ (véase Gráfico 8), fueron los más negociados, con un incremento del 82,9% respecto al volumen negociado en 2021. Esto unido al incremento del 52,7% registrado en la demanda de gas natural para el sector eléctrico, sugiere que el aprovisionamiento de los ciclos combinados se realizó, mayoritariamente, mediante estos contratos de corto plazo (véase Gráfico 6), trasladando al mercado eléctrico el aumento en los precios del gas. En este sentido, debe tenerse en cuenta que, de acuerdo con el Real Decreto-ley 10/2022¹⁸, por el que se establece el mecanismo de ajuste del coste del gas, el precio del gas natural a considerar en dicho mecanismo se establece a partir de los contratos de corto plazo (diarios y fines de semana) negociados en MIBGAS.

Consolidación de la negociación de productos spot de GNL en el AVB

La negociación en MIBGAS Derivatives de productos spot con entrega en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB)¹⁹ registró en 2022 un significativo aumento, pasando de 2 GWh en 2021 a 145,4 GWh en 2022. A través de agencias de intermediación, la negociación de contratos de GNL en AVB se limitó a un único contrato intradiario en el mes de diciembre, por un volumen total de 0,5 GWh.

Por el contrario, la negociación de productos spot (intradiario y diario D+1) de GNL en el Tanque Virtual de Balance (TVB)²⁰ en MIBGAS Derivatives se redujo un 13,9%, tras el fuerte aumento registrado en 2021 respecto a 2020 (+154,3%), situándose en 391,4 GWh (-13,9%). Asimismo, también se redujo la negociación de contratos GNL en TVB a través de agencias de intermediación (-9,9% respecto a 2021), que ascendió a 1.348,5 GWh.

¹⁷ Los precios de los contratos anuales son menos volátiles que los de los contratos trimestrales y mensuales por el conocido como efecto Samuelson. Los precios de los contratos a plazo con vencimiento más alejado tienden a ser menos volátiles ya que, en el largo plazo, existen más factores que, en el corto plazo, que pueden afectar al subyacente (precio spot), siendo baja la correlación de muchos de estos factores (véase Samuelson, P. A., 1965. Proof That Properly Anticipated Prices Fluctuate Randomly. Management Review, 6.2).

¹⁸ Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

¹⁹ Punto virtual en el que se negocia, desde el 30 de septiembre de 2020, el gas de los cuatro almacenamientos subterráneos con los que cuenta España (Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas), mediante productos spot (intradiario y diario D+1).

²⁰ Desde el 31 de marzo de 2020, la negociación de productos spot de GNL se unificó en un único punto virtual, el Tanque Virtual de Balance (TVB), que sustituyó a la negociación en cada una de las plantas de regasificación españolas (Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugardos y Bilbao).

2. Evolución del volumen de negociación en los mercados organizados y en el mercado no organizado (OTC) de contratos de compraventa de gas con entrega en el punto virtual de balance español (PVB)

2.1. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB

Cuadro 1. Volumen anual negociado (en TWh) en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB-ES. Periodo: 2020-2022

Volumen negociado TWh	Total 2022	Total 2021	Total 2020	% 2022	% 2021	% 2020	2022 vs 2021
MIBGAS, MIBGAS Derivatives y EEX	123,6	73,8	45,3	21,2%	16,7%	11,5%	67,6%
MIBGAS*	121,4	68,8	39,8	164,6%	93,3%	87,8%	76,5%
MIBGAS Derivatives (OMIClear)	1,8	4,6	5,5	2,5%	6,2%	12,1%	-59,9%
EEX	0,4	0,3	0,0	0,5%	0,5%	0,1%	4,3%
OTC	460,4	366,6	349,8	78,8%	83,3%	88,5%	25,6%
OTC MS-ATR (PVB-ES)**	382,0	342,0	337,8	83,0%	93,3%	96,6%	11,7%
OTC registrado en cámaras	78,4	24,6	11,9	17,0%	6,7%	3,4%	218,6%
OMIClear	5,6	3,1	1,8	7,2%	12,5%	15,4%	82,6%
BME Clearing	2,0	9,3	7,1	2,5%	37,6%	59,9%	-78,9%
European Commodity Clearing (EEX-ECC)	70,9	12,3	2,9	90,4%	49,9%	24,7%	477,1%
Total	584,0	440,4	395,0	100%	100%	100%	32,6%

*El volumen negociado en MIBGAS mediante productos mes siguiente y resto de mes se registra en OMIClear desde el 1 de marzo y desde el 1 de abril de 2019, respectivamente. En 2022 el volumen ascendió a 17,9 TWh (16,4 TWh en 2021).

**El volumen OTC MS-ATR no incluye el volumen asociado a las operaciones del GTS de traspaso de mermas. Asimismo, tampoco incluye las nominaciones que realizan los usuarios, a través de dicha plataforma, de órdenes bilaterales de transferencia de titularidad de gas OTC en el resto de hubs físicos (plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos) del Sistema Gasista Español.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y ENAGAS.

Cuadro 2. Volumen anual negociado (en TWh) en el mercado OTC (MS-ATR y registrado), bilateral e intermediado. Periodo: 2020-2022

Volumen negociado TWh	Total 2022	Total 2021	Total 2020	% 2022	% 2021	% 2020	2022 vs 2021
OTC PVB-ES: MS-ATR y registrado	460,4	366,6	349,8	100,0%	100,0%	100,0%	25,6%
<i>OTC Agencias de Intermediación*</i>	166,9	131,1	145,1	36,2%	35,8%	41,5%	27,3%
<i>OTC Bilateral</i>	293,5	235,5	204,7	63,8%	64,2%	58,5%	24,6%

*Las agencias de intermediación operan como Sistemas Organizados de Contratación (SOC; OTF por sus siglas en inglés) cuando intermedian contratos de gas.

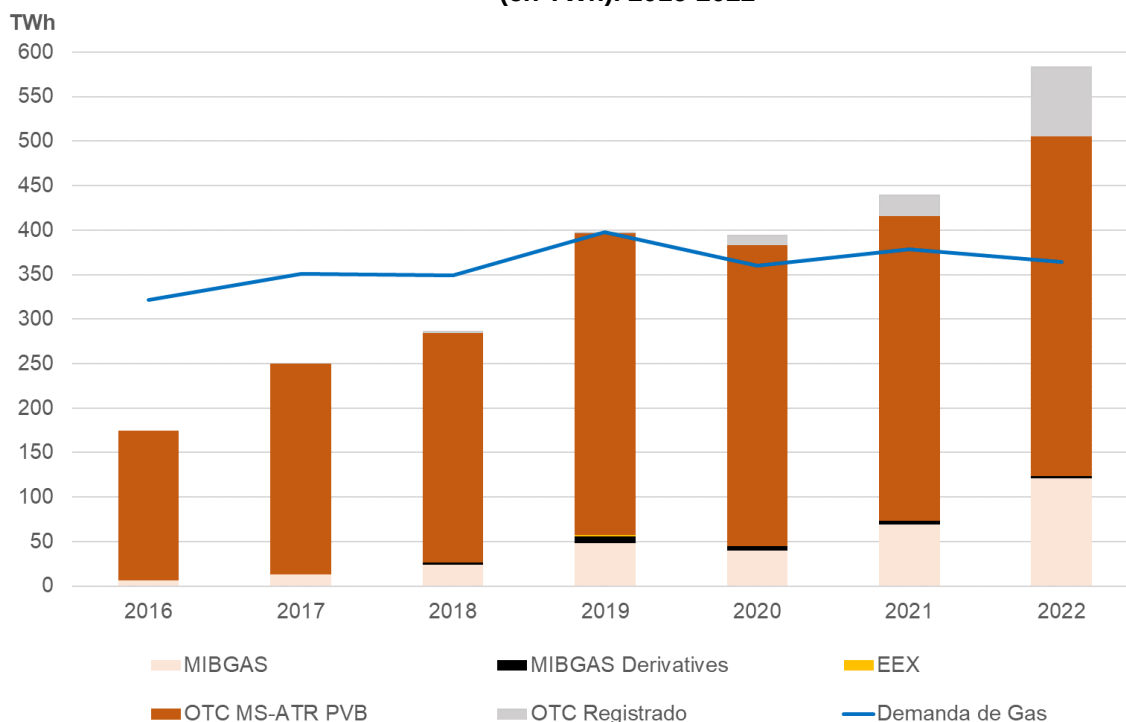
Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC, ENAGAS y agencias de intermediación.

Cuadro 3. Volumen registrado en CCPs (en TWh)

Volumen registrado en CCP TWh	Total 2022	Total 2021	2022 vs 2021
<i>OMIClear</i>	25,4	24,1	5,4%
<i>BME Clearing</i>	2,0	9,3	-78,9%
<i>European Commodity Clearing (EEX-ECC)</i>	71,2	12,6	464,3%
Total	98,5	45,9	114,5%

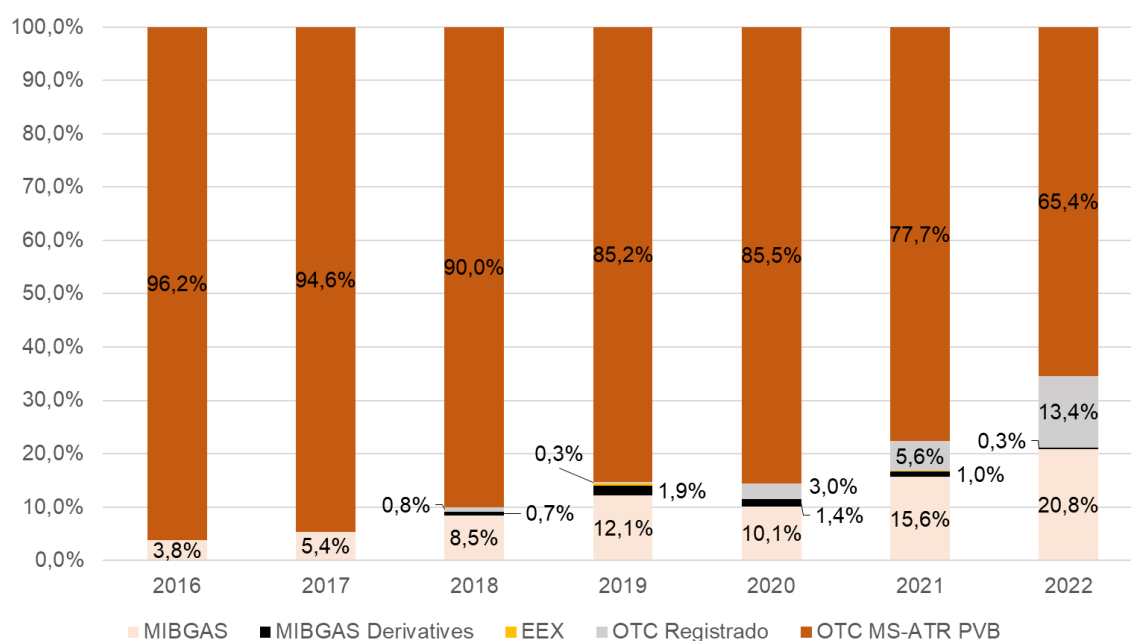
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing y EEX-ECC.

Gráfico 1. Volumen anual de gas PVB negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (MS-ATR y registrados en cámaras) y demanda de gas natural (en TWh). 2016-2022



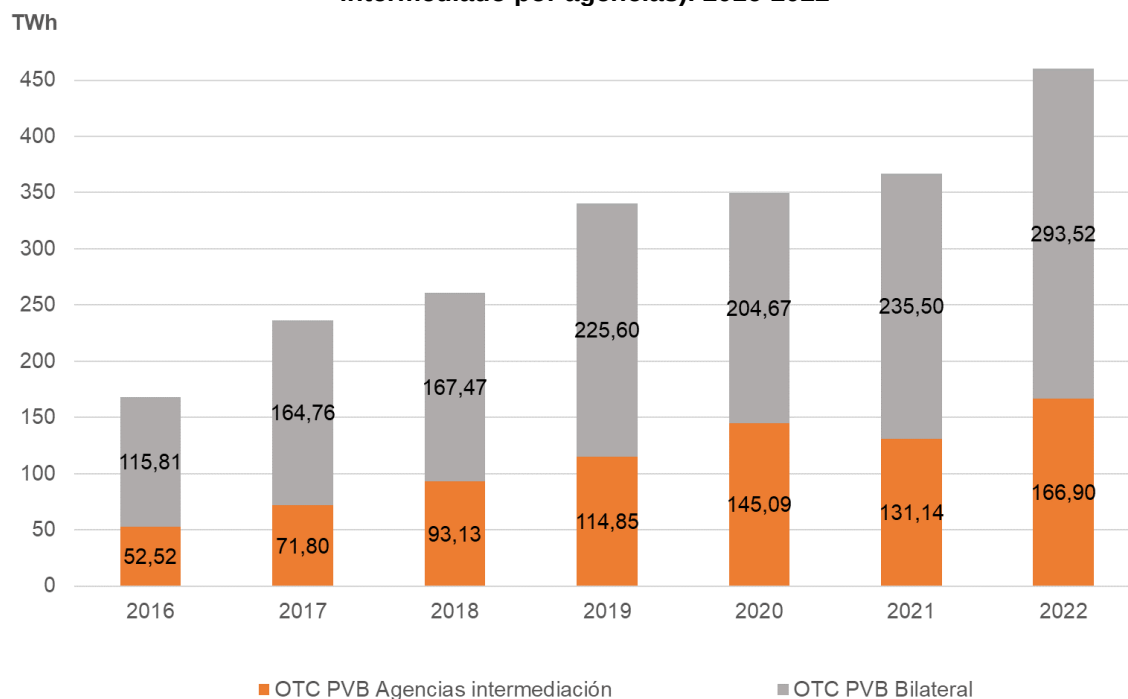
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y ENAGAS.

Gráfico 2. Volumen anual de gas (referencia PVB) negociado (en %) en los mercados organizados y en el mercado OTC (MS-ATR y registrados en cámaras). 2016-2022



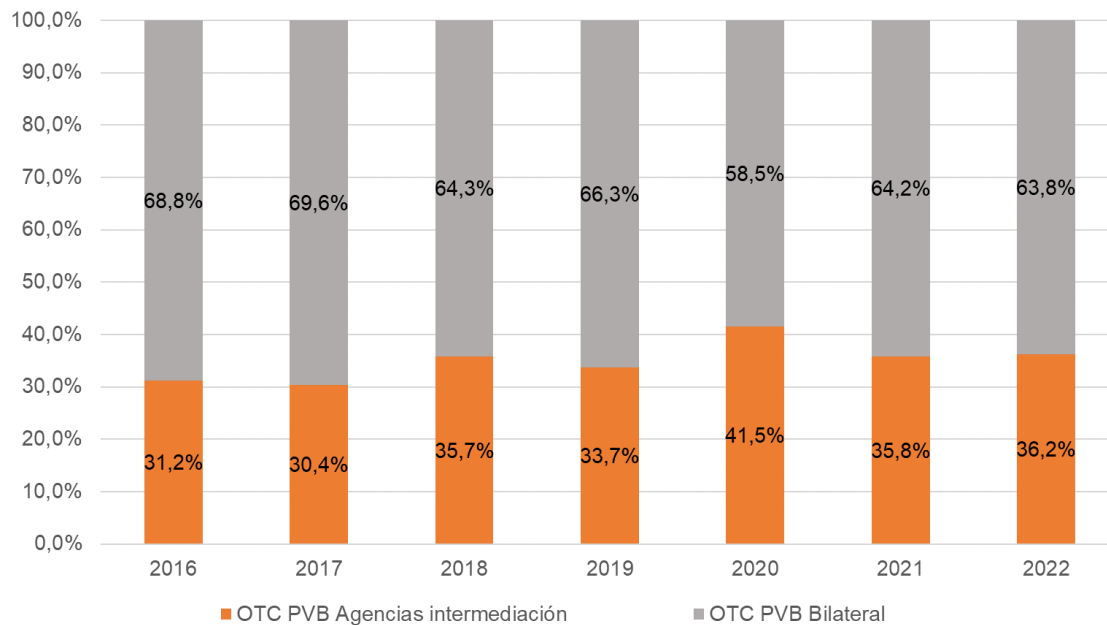
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC y ENAGAS.

Gráfico 3. Volumen anual negociado (en TWh) en el mercado OTC (bilateral e intermediado por agencias). 2016-2022



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC, ENAGAS y agencias de intermediación.

Gráfico 4. Volumen anual negociado (en %) en el mercado OTC, bilateral e intermediado. 2016-2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de OMIClear, BME Clearing, EEX-ECC, ENAGAS y agencias de intermediación.

2.2. Evolución de la negociación en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación) de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega

Cuadro 4. Volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado, de contratos de compraventa de gas con entrega en PVB, por horizonte de entrega (TWh)

Tipo de contrato	Total 2022	% Total 2022	Total 2021	% Total 2021	Total 2020	% Total 2020	2022 vs 2021
Intradiario y Diario	90,0	31,0%	49,2	24,0%	32,6	17,1%	82,9%
Intradiario	28,7	9,9%	24,4	11,9%	16,1	8,4%	17,6%
Diario	61,3	21,1%	24,8	12,1%	16,5	8,7%	146,9%
Fin de semana	13,9	4,8%	6,9	3,4%	4,8	2,5%	100,7%
Balance de semana	1,9	0,6%	0,9	0,4%	0,5	0,2%	104,2%
Balance de Mes	0,9	0,3%	1,3	0,6%	0,3	0,2%	-30,5%
Total Corto Plazo	106,7	36,7%	58,3	28,5%	38,1	20,0%	82,9%
Mensual	60,3	20,8%	49,2	24,0%	34,5	18,1%	22,5%
Trimestral	51,9	17,9%	37,8	18,4%	33,9	17,8%	37,4%
Estacional (Verano/Invierno)	33,5	11,5%	7,8	3,8%	10,8	5,7%	326,8%
Anual	38,2	13,1%	51,7	25,2%	73,1	38,4%	-26,2%
Total Largo Plazo	183,8	63,3%	146,5	71,5%	152,3	80,0%	25,5%
Total	290,5	100%	204,9	100%	190,4	100,0%	42%

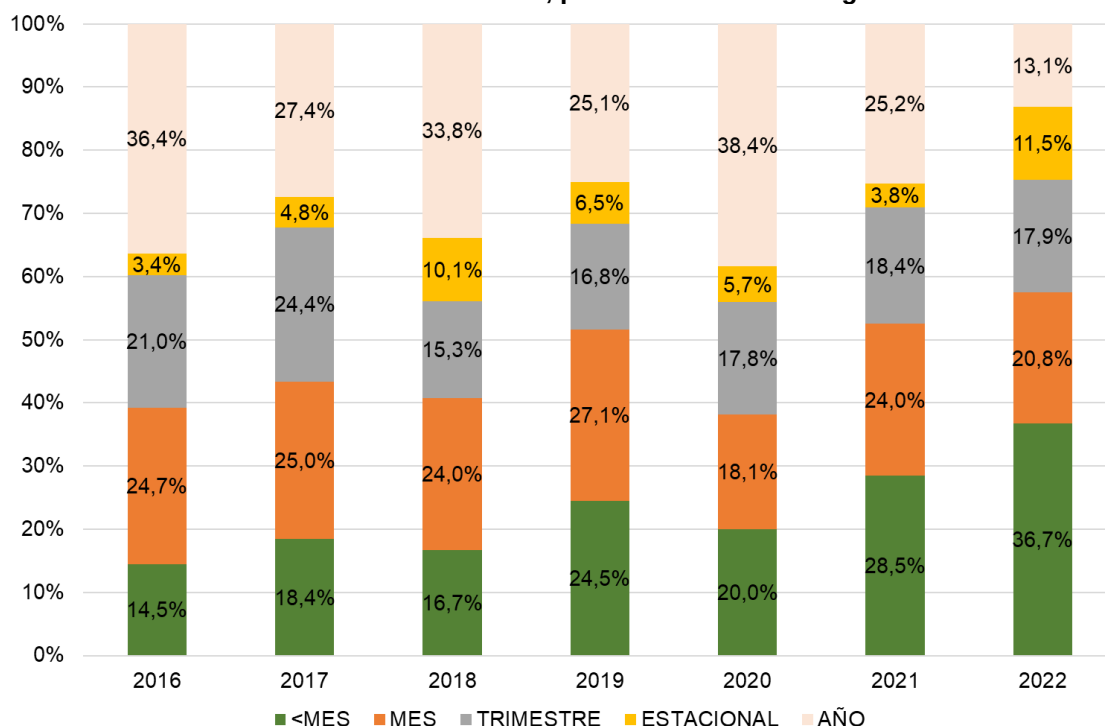
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX y agencias de intermediación.

Del volumen total de negociación en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado (a través de agencias), el 63,3% (183,8 TWh) correspondió a contratos con horizonte de entrega igual o superior a 1 mes²¹, inferior al porcentaje de contratos de largo plazo negociados en 2021 (71,5%). El 36,7% restante correspondió a contratos con horizonte de entrega inferior a 1 mes²² (106,7 TWh), por encima del porcentaje de contratos de corto plazo negociados en 2021 (28,5%). El 97,3% de la negociación de dichos contratos de corto plazo se realizó en MIBGAS (90,9% en 2021), así como el 98,5% de todos los contratos diarios e intradiarios negociados en los mercados organizados y en el OTC intermediado (93,6% en 2021), lo que vuelve a poner de manifiesto la concentración de la negociación a corto plazo en MIBGAS.

²¹ Se considera como contrato con horizonte de entrega igual a 1 mes si dicho horizonte se extiende durante al menos 28 días.

²² Contratos intradiarios y diarios, fines de semana, balances de semana y semanales, balances de mes.

Gráfico 5. Volumen anual de negociación (en %) en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado, por horizonte de entrega. 2016-2022

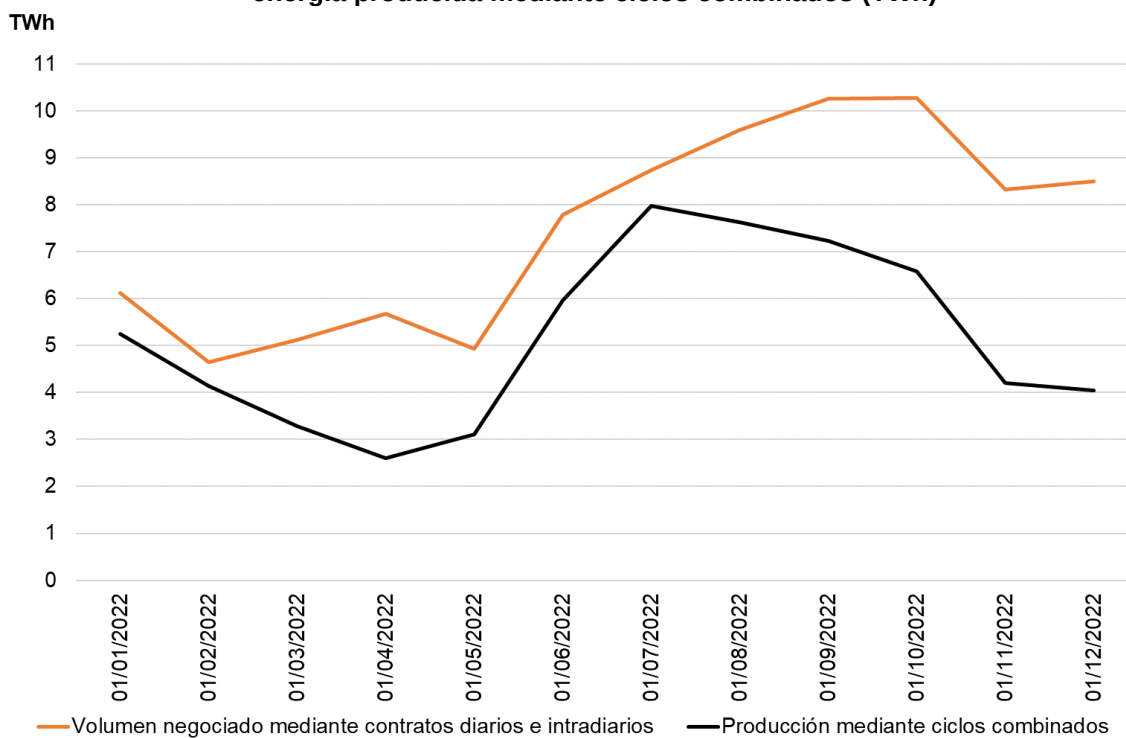


Nota: <Mes: Contratos de compraventa de gas, con entrega en PVB, de corto plazo inferior a 1 mes (intradía, diarios, fines de semana, balances de semana, semanales y balances de mes); Mes: Mensuales de 1 mes; Trimestres: Vencimientos menores o iguales a 3 meses; Estacional: Verano e Invierno; Años: Igual a 1 año.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX y agencias de intermediación.

A diferencia de lo ocurrido en los dos años anteriores, en los que los contratos más negociados fueron los anuales, en el año 2022 los contratos intradía y diarios fueron los de mayor volumen de negociación, con el 31% del volumen total negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado (290,5 TWh), experimentando una subida del 82,9% respecto a 2021. A continuación, se situaron los contratos mensuales, con el 20,8%, seguidos de los trimestrales, con el 17,9%. Por otro lado, es destacable el incremento experimentado por los contratos estacionales, que pasan del 3,8% en 2021 al 11,5% en 2022, y el retroceso de los contratos anuales, que pasaron a representar el 13,1% (frente al 25,2% en 2021).

Gráfico 6. Volumen negociado, en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado, de contratos diarios e intradiarios de gas con entrega en PVB y energía producida mediante ciclos combinados (TWh)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX, agencias de intermediación y REE.

3. Evolución del volumen de negociación en los mercados organizados y en el mercado no organizado (OTC) de contratos de compraventa de gas con entrega en Title Transfer Facility (TTF)

3.1. Evolución de la negociación agregada en los mercados organizados y en el mercado no organizados (OTC) de contratos de compraventa de gas con entrega en el TTF

Cuadro 5. Volumen anual negociado (en TWh) en los mercados organizados y en el mercado OTC de contratos de compraventa de gas con entrega en TTF. 2020-2022

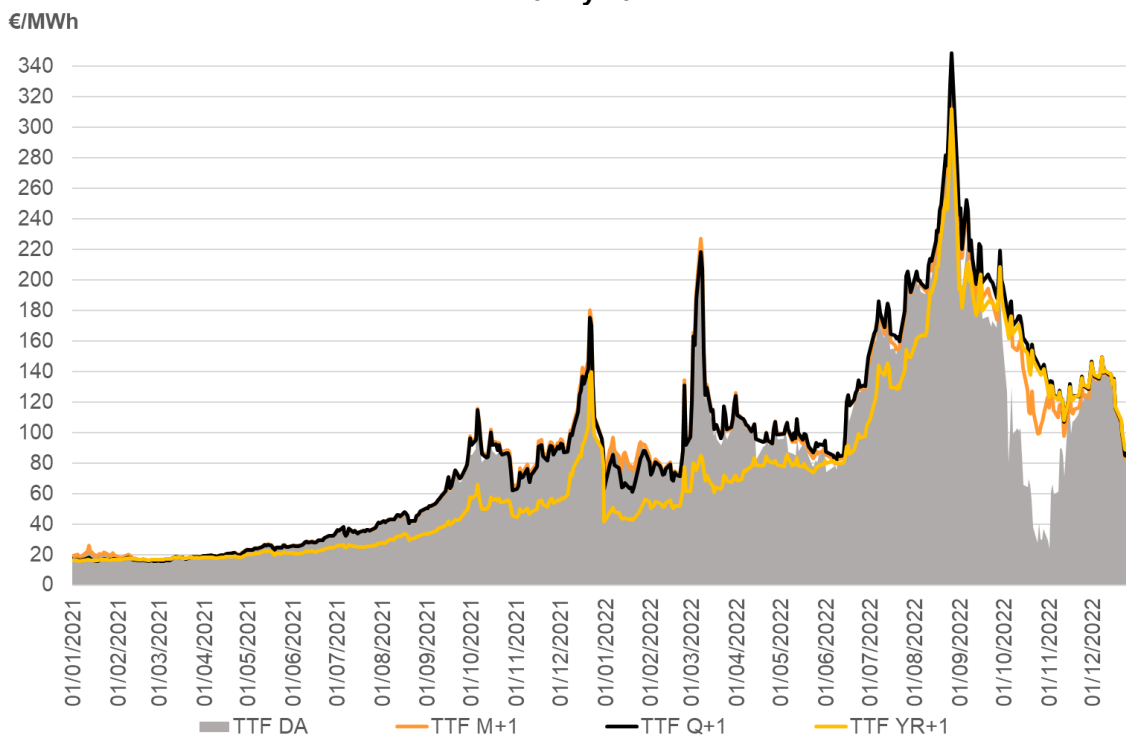
Volumen negociado TTF TWh	Total 2022	Total 2021	Total 2020	% 2022	% 2021	%2020	2022 vs 2021
<i>Mercados organizados</i>	26.807,7	28.770,1	18.633,3	65,7%	55,0%	38,4%	-6,8%
<i>OTC Bilateral</i>	7.514,8	18.582,9	26.922,7	18,4%	35,5%	55,4%	-59,6%
<i>OTC Registrado</i>	6.476,0	4.924,3	3.011,6	15,9%	9,4%	6,2%	31,5%
Total	40.798,5	52.277,3	48.567,5	100%	100%	100%	-22,0%

Fuente: Trayport

4. Evolución de los precios en los mercados de gas

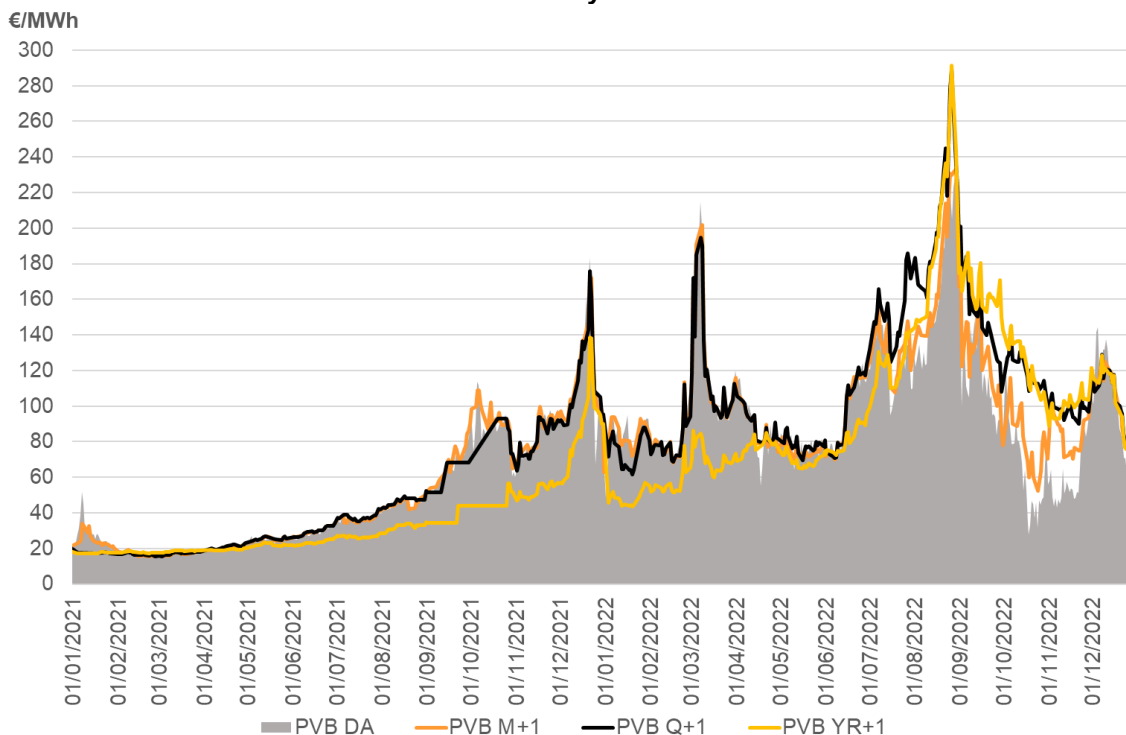
4.1. Evolución de los precios de contratos de compraventa de gas en TTF, PVB y PEG

Gráfico 7. Evolución de los precios spot y a plazo M+1, Q+1 Y YR+1 en TTF. 2021 y 2022



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencia ICE)

Gráfico 8. Evolución de los precios spot y a plazo M+1, Q+1 Y YR+1 en PVB. 2021 y 2022



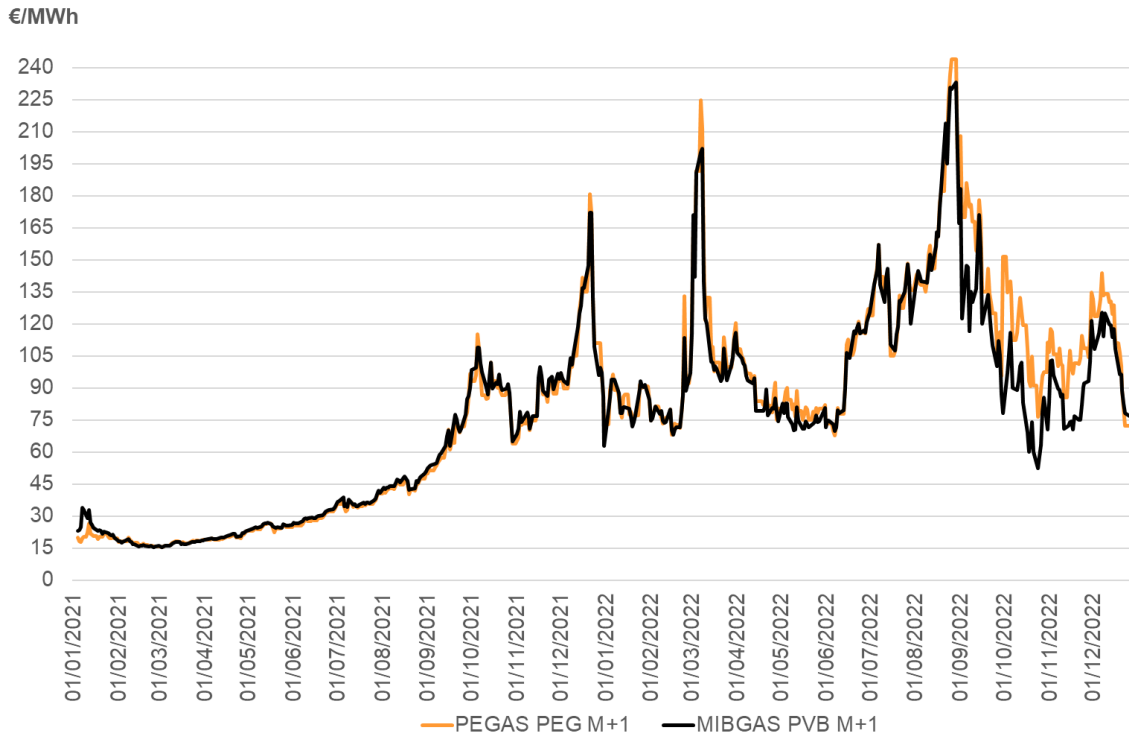
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencia MIBGAS)

**Gráfico 9. Evolución de los precios del contrato M+1 en TTF y PVB.
2021 y 2022**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencias ICE y MIBGAS)

**Gráfico 10. Evolución de los precios del contrato M+1 en PEG y PVB.
2021 y 2022**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencias PEGAS y MIBGAS)

4.2. Volatilidades de las cotizaciones a plazo en TTF y PVB

Cuadro 6. Volatilidades* de las cotizaciones de los contratos M+1, Q+1 y YR+1 en TTF

Año	Variación diaria TTF M+1	Variación diaria TTF Q+1	Variación diaria TTF YR+1
2019	2,9%	2,3%	1,4%
2020	3,2%	2,7%	1,4%
2021	4,2%	3,8%	2,8%
2022	6,0%	5,6%	4,2%

*Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv (referencia EEX)

Cuadro 7. Volatilidades* de las cotizaciones de los contratos M+1, Q+1 y YR+1 en PVB

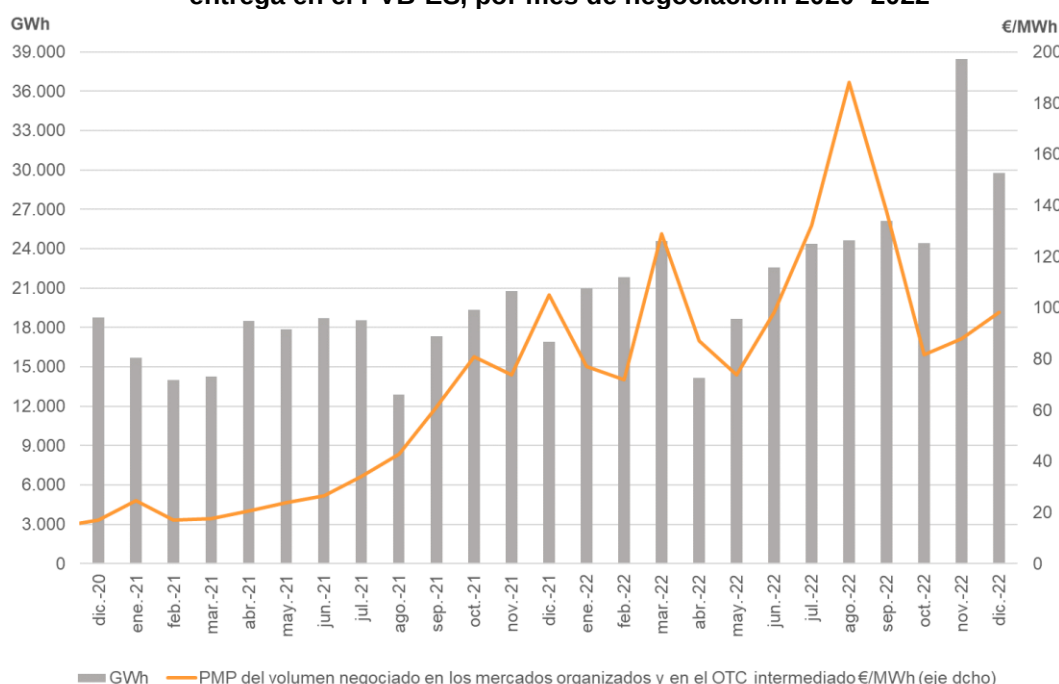
Año	Variación diaria PVB M+1	Variación diaria PVB Q+1	Variación diaria PVB YR+1
2019	2,2%	1,7%	1,0%
2020	2,4%	1,9%	1,4%
2021	4,0%	2,6%	2,3%
2022	7,1%	5,9%	4,4%

*Promedio de las variaciones diarias (en valor absoluto) de las cotizaciones diarias de los contratos mensuales, trimestrales y anuales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Refinitiv y MIBGAS

4.3. Evolución del valor económico del volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación) de contratos de compraventa de gas, con entrega en PVB, por mes de negociación

Gráfico 11. Energía (GWh) y PMP (€/MWh) del volumen negociado en los mercados organizados y en el OTC intermediado de contratos de compraventa de gas, con entrega en el PVB-ES, por mes de negociación. 2020- 2022



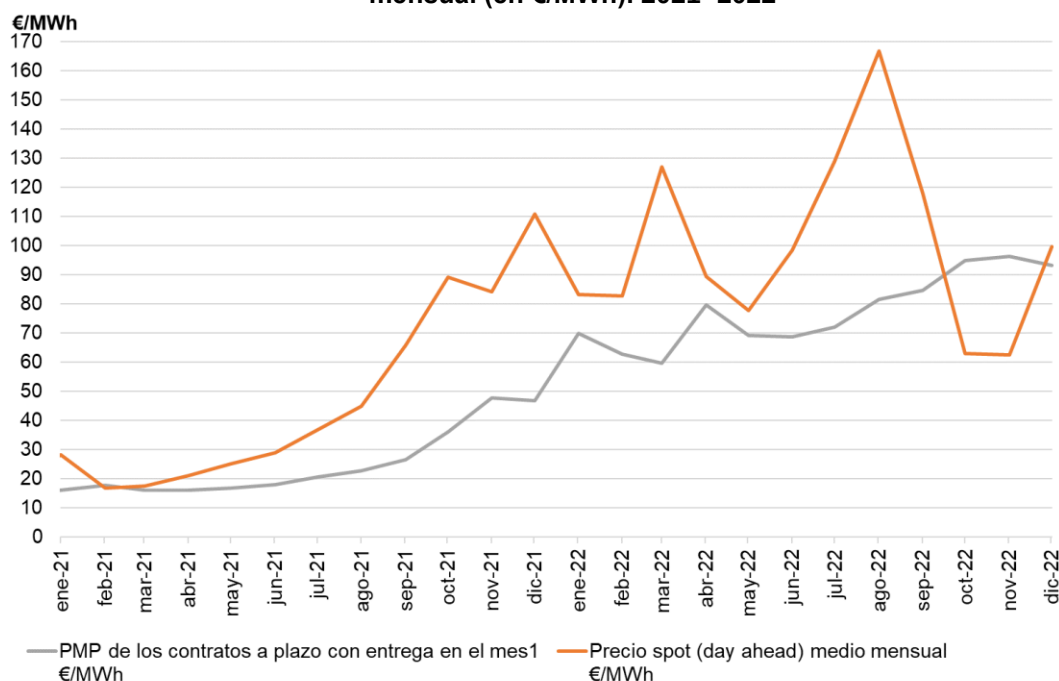
Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX y agencias de intermediación.

En 2022 el precio medio ponderado por el volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado se situó en 106,48 €/MWh en 2022, un 134,5% superior al precio medio ponderado por el volumen negociado en 2021 (204,9 TWh), 45,41 €/MWh.

El valor económico del volumen negociado en, dichos mercados, de los contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB (290,5 TWh) fue de 30.936,8 millones de euros, un 232,5% superior al valor económico del volumen negociado en 2021 (9.304,8 millones de euros), debido principalmente al considerable aumento de los precios (134,5%).

4.4. Primas de riesgo ex post de los contratos de compraventa de gas con entrega en el PVB

Gráfico 12. Precio medio ponderado (PMP) de los contratos a plazo de compraventa de gas, con entrega en el PVB-ES, en el mes correspondiente vs. precio spot medio mensual (en €/MWh). 2021- 2022



*Precio medio de los contratos a plazo mensuales, trimestrales, estacionales y anuales, negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado, con entrega en el PVB-ES en el mes correspondiente, ponderado por el volumen negociado que se entrega en dicho mes.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, EEX y agencias de intermediación

El volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado de contratos de compraventa de gas en PVB mensuales, trimestrales, estacionales y anual, con entrega en 2022 se situó en promedio en 14.675,6 GWh/mes, un 13,5% superior al volumen promedio con entrega en 2021 (12.932,9 GWh/mes), representando el 48,3% de la demanda promedio mensual de gas en 2022 (30.370,8 GWh/mes).

El precio medio de los contratos de compraventa de gas con entrega en PVB (contratos mensuales, trimestrales, estacionales y anuales con entrega en 2022) negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado, ponderado por el volumen entregado en 2022, se situó en 77,68 €/MWh, 22,13 €/MWh inferior al precio spot medio²³ de 2022 (99,81 €/MWh). En 2021, el precio medio de los contratos de compraventa de gas con entrega en PVB (contratos

²³ Precio medio de los contratos diarios con entrega al día siguiente (*day ahead*).

mensuales, trimestrales, estacionales y anuales con entrega en 2021), negociados en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado, ponderado por el volumen entregado en 2021, se situó en 25,05 €/MWh, 22,38 €/MWh inferior al precio spot medio de 2021 (47,43 €/MWh).

Por tanto, las transacciones de gas negociadas en los mercados organizados y en el mercado OTC intermediado mediante contratos de largo plazo (mensuales, trimestrales, estacionales y anuales) con entrega en 2022 fueron más caras (77,68 €/MWh) que las transacciones mediante contratos de largo plazo con entrega en 2021 (25,05 €/MWh). No obstante, el precio promedio de dichas transacciones fue inferior al precio medio spot en 2022 (99,81 €/MWh); aunque cabe destacar que, durante los meses de octubre y noviembre de 2022 los precios a plazo fueron superiores a los precios spot, los cuales disminuyeron como consecuencia de unas temperaturas inusualmente altas para esos meses del año. Sin embargo, en 2021, dicha situación en la que los precios a plazo superaran a los precios spot solo se produjo únicamente en febrero, siendo la diferencia mucho menor a la registrada en octubre y noviembre de 2022 (0,77 €/MWh en febrero de 2021 frente al promedio de 32,89 €/MWh de octubre y noviembre de 2022).

