

## Actualidad y análisis. El impacto de los fundamentales asienta los precios entre los 40 y 60 €/MWh

En pasadas *newsletter* exponíamos detalladamente las turbulencias sufridas en el mercado gasista global y el europeo en particular, donde la alta volatilidad y las tensiones por el lado de la oferta eran protagonistas en cada una de ellas.

En esta ocasión, entramos a analizar el avance de los fundamentales que rodean el sector del gas natural a lo largo del primer

trimestre de 2023, cuyo impacto en la evolución de los precios ha sido decisivo para que éstos se hayan asentado en un rango entre 40 y 60 €/MWh.

Tal y como señalábamos en la anterior *newsletter*, la demanda de gas en el último trimestre de 2022 se mantuvo débil como consecuencia de unas temperaturas suaves y unos niveles de almacenamiento altos.

Este hecho se vio reflejado en un descenso paulatino de los precios, especialmente a partir de la segunda quincena de diciembre.

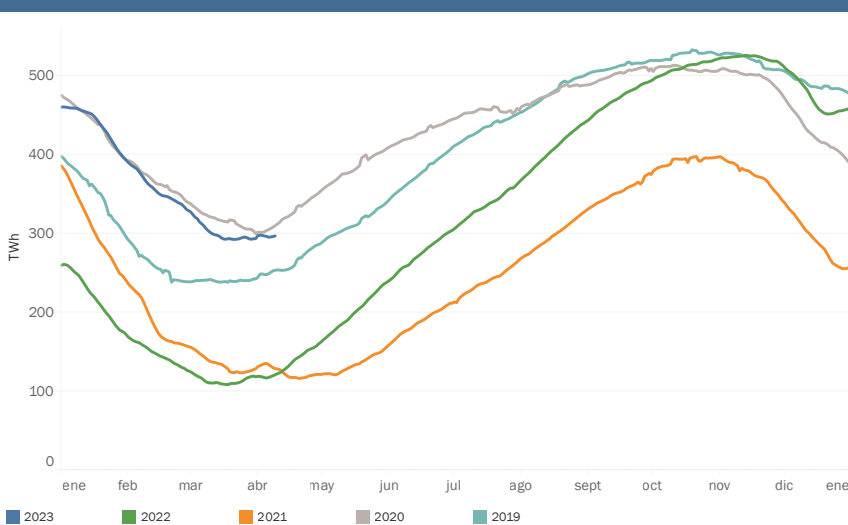
Los fundamentales del mercado a principios de 2023 no variaron en gran medida a los anteriormente analizados. A continuación, se detallan los factores más relevantes que han favorecido la estabilidad de los precios.

Por un lado, la demanda de gas en el continente europeo se ha mantenido moderada a lo largo del primer trimestre, influenciada por un descenso de la industrial de los cinco principales países consumidores<sup>(1)</sup> del continente, cayendo por debajo del 30% en comparación a la media de los últimos cinco años. La decisión del cierre de fábricas como consecuencia de los altos precios en 2022, el empleo de combustibles alternativos al gas natural para los procesos industriales -principalmente gases licuados del petróleo- y la expansión en el uso de contratos de coberturas para el suministro de gas que retrasan el traslado de los bajos precios spot del primer trimestre a los contratos de suministro, han sido las principales causas que han explicado la caída de la demanda industrial. También descendió la demanda total -en torno al 20%- respecto a la media de los últimos cinco años.

Por otro lado, este invierno ha registrado temperaturas extraordinariamente moderadas limitando el crecimiento de la demanda invernal, lo que unido a un nivel de almacenamiento alto -en torno al 55% de la capacidad total al finalizar el periodo de extracción, lo que supone un 65% por encima de la media de los últimos cinco años- contribuyeron a reprimir la evolución de los precios.

Gráfico 1

### Existencias almacenamientos EU\* (TWh)



\* NWE (Bélgica, Países Bajos, Francia y Alemania)

Fuente: EIKON

(1) Alemania, Italia, Países Bajos, Francia y España.

Observando la evolución del consumo de gas del principal competidor de Europa, Asia, la demanda a lo largo de los tres primeros meses de año ha ido en progresivo aumento respecto al mismo periodo de 2022. En el caso de China, este aumento ha sido del 5% en febrero y 10% en marzo, aunque muy por debajo de los niveles registrados en 2021. La recuperación de la actividad económica en el país tras la supresión de las medidas de confinamiento por parte del gobierno chino fue el factor que explica este auge.

Por el lado de la oferta, y a pesar de que los suministros de gas desde Rusia a Europa continúan siendo limitados, ésta se mantuvo sólida gracias a las importaciones de GNL a lo largo de toda la geografía europea. Cabe recordar que en 2021 se importaron en Europa 86 bcm incrementándose un 70% -146 bcm- en 2022. En lo que llevamos de año, la oferta de GNL ha continuado siendo robusta, en detrimento de las importaciones de gas ruso por gasoducto, tal y como muestra la siguiente gráfica.

Además, Freeport LNG, la segunda instalación de exportación de GNL más

grande de Estados Unidos, recibió en marzo la aprobación regulatoria para reiniciar su tercer y último tren de licuefacción, quedando cerca de operar a plena capacidad -a pesar de su inactividad en meses pasados como consecuencia de un incendio en junio del año anterior-. Freeport ha exportado siete cargamentos completamente cargados y otros cinco parcialmente desde que reinició el aumento de su producción, siete de los cuales se dirigieron a Europa y el resto a Asia.

En cuanto al gas ruso, a pesar del vertiginoso declive de las importaciones por gasoducto, los flujos de GNL de Rusia hacia la UE alcanzaron los 2 bcm en febrero, su nivel más alto registrado, donde Bélgica, Francia y España concentraron casi el 80% de estas importaciones. Mientras, en Alemania, las plantas de regasificación flotantes continúan su incorporación al sistema gasista, tales como la de Wilhelmshaven LNG que completó a finales de febrero todos los trámites administrativos para operar al 100%.

### Huelga en Francia

Uno de los acontecimientos más relevantes en el sector energético europeo se dio

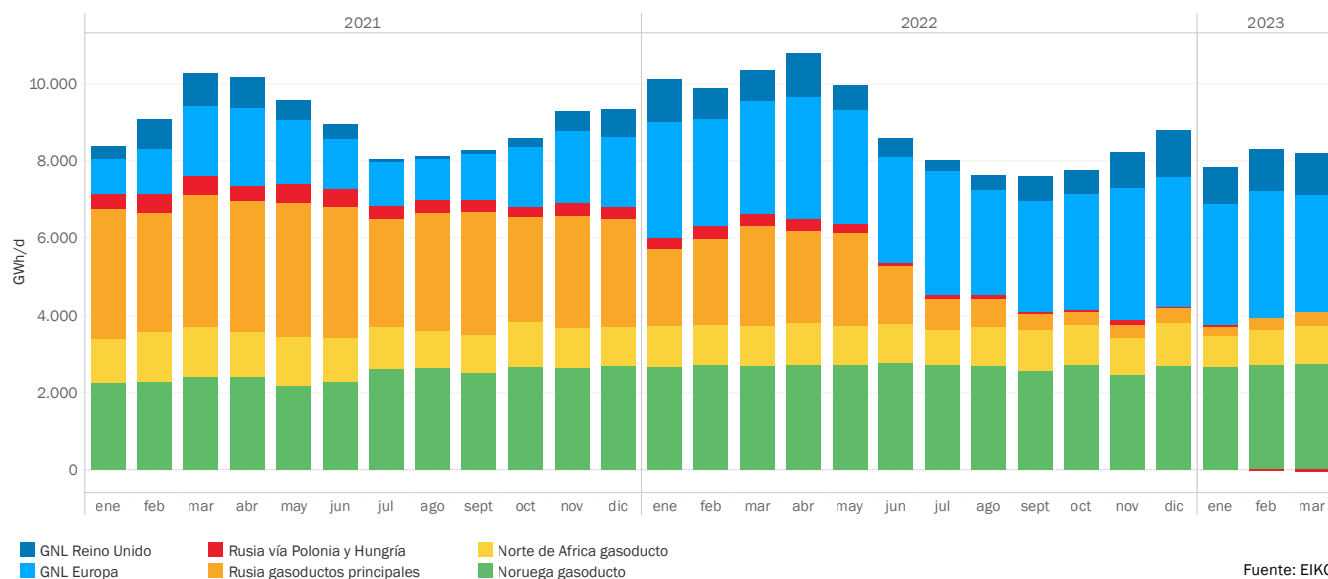
en marzo, donde todas las terminales francesas de GNL pararon sus operaciones en medio de una huelga por la reforma de las pensiones en Francia, restringiendo temporalmente el suministro de gas francés y del noroeste de Europa. En consecuencia, las cuatro terminales de Francia fueron afectadas: Montoir -10 bcm de capacidad anual-, Fos Cavaou -10 bcm-, Fos Tonkin -1,5 bcm- y Dunkerque -13 bcm-. En conjunto, se redujo el envío de GNL francés en aproximadamente 0,7 bcm.

Las consecuencias inmediatas fueron: desvíos de buques a mercados cercanos -principalmente Reino Unido y España-, mayores extracciones de almacenamiento en Francia y aumento de los precios del hub francés PEG en medio de la escasez de oferta. A pesar de toda esta situación, los precios europeos no sufrieron grandes variaciones, mientras que las exportaciones netas de España a Francia, alentadas por el diferencial de precios, alcanzaron los 2,7 TWh en marzo, frente a los 1,2 TWh de importaciones netas registradas en febrero.

De esta manera, teniendo en cuenta que la demanda a lo largo del trimestre fue ampliamente aprovisionada por la oferta,

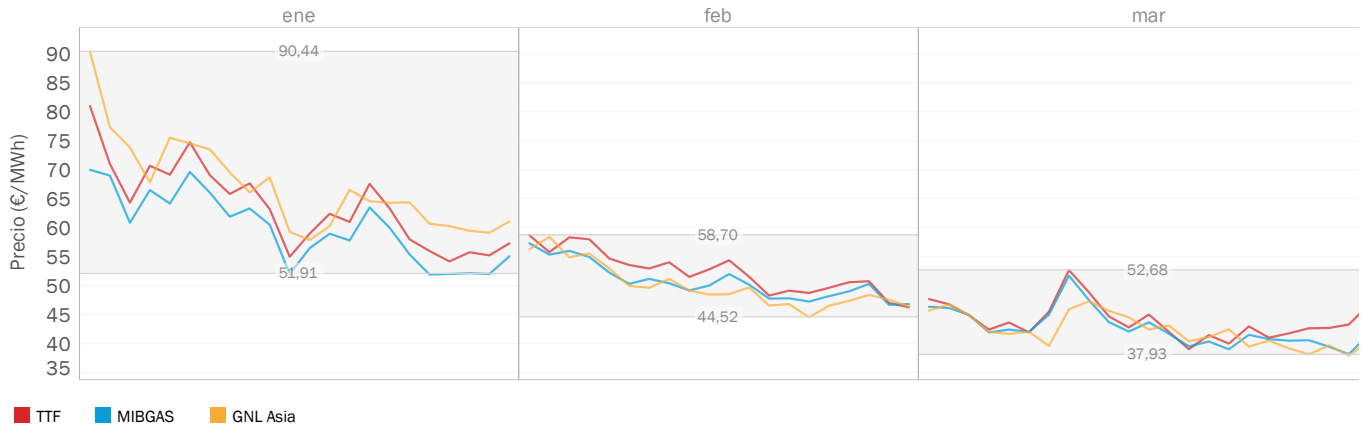
Gráfico 2

### Histórico mensuales suministros gas EU (GWh/d)



Fuente: EIKON

**Gráfico 3**  
**Precio (entrega M+1) del TTF, MIBGAS y GNL asiático (€/MWh)**



los precios cotizaron cómodamente por debajo de los 60 €/MWh. De hecho, el producto Day-Ahead del TTF ha descendido un 36% a lo largo del trimestre, cerrando marzo en 47,15 €/MWh mientras que su homólogo en España, MIBGAS Day-Ahead, lo ha hecho en un 45% cerrando el mismo mes a 38,62 €/MWh.

Por su parte, en Asia, los precios de JKM siguieron una trayectoria similar, con una caída en torno al 55% interanual, donde el último día de marzo cotizaba a 40,38 €/MWh.

En cuanto al Henry Hub de Estados Unidos, los precios se redujeron a 2,2 \$/MMBtu, lo que supuso un descenso del 100% respecto al 30 de diciembre de 2022 -que cotizaba a 4,4 \$/MMBtu- como consecuencia del crecimiento de la producción y los altos niveles de almacenamiento que, en conjunto, deprimieron los precios del gas americano.

Con relación al ámbito de la política energética -cuyo impacto en la estabilidad de los precios está siendo cada vez más notorio tras las altas volatilidades registradas en 2022- destaca el principio de acuerdo de los ministros de la UE, a finales de marzo, sobre la ampliación

del objetivo de recorte de la demanda de gas del bloque en un 15% hasta marzo de 2024, como parte de los esfuerzos para garantizar el suministro de cara al próximo invierno. Según el nuevo objetivo, ante situación de alerta declarada, los países de la UE reducirán su demanda de gas natural en un 15% entre el 1 de abril de este año y el 31 de marzo de 2024, en comparación con su demanda media durante los mismos meses de los últimos cinco años.

Paralelamente, los gobiernos de España y Portugal llegaron a un acuerdo con Bruselas, también a finales de marzo, para ampliar hasta final de año el tope que limita los precios del gas para la generación eléctrica. En consecuencia, el precio tope seguirá en aumento en los próximos meses hasta el fin de este año.

Por otro lado, el último día del trimestre, la Comisión Europea adoptó nuevas normas técnicas para ampliar el mecanismo de corrección del mercado (MCM) aplicable al *hub* holandés TTF a la negociación de futuros vinculados a los otros *hubs* de la Unión Europea. La aplicación de este mecanismo entrará en vigor el 1 de mayo, que tiene como objetivo garantizar la protección de los ciudadanos y las empresas de la UE tras un largo periodo de altas volatilidades e incertidumbres en el suministro dentro del sector gasista.

### MIBGAS en continua mejora de liquidez

Analizando la actividad en el mercado ibérico de gas, el volumen negociado en los tres primeros meses de año ha sido de 39,7 TWh, mientras que en el mismo periodo de 2022 la negociación fue de 21,9 TWh, lo que supone un incremento del 81%. Cabe señalar que más del 90% del volumen negociado en 2023 corresponde a productos *spot* y *prompt* con entrega en PVB.

Un indicador eficaz para determinar el nivel de liquidez de un mercado, además de proporcionar una idea del grado de madurez de ese mercado, es el porcentaje que representa el volumen negociado con relación a la demanda de gas natural en el PVB. En el caso de MIBGAS, los tres primeros meses de año, este porcentaje fue del 41% mientras que en el mismo periodo de 2022 fue de apenas un 20%, lo que consolida aún más a MIBGAS como el mercado de referencia en el suroeste de Europa.

En resumen, tras un 2022 energéticamente convulso, donde la alta volatilidad y las preocupaciones sobre el suministro de gas eran prácticas habituales, 2023 comienza con cierta estabilidad.

## MIBGAS publica su informe anual 2022, ejercicio en el que su negociación se incrementó un 67%



MIBGAS continuó, durante el ejercicio 2022, con la firme intención de consolidar su posición como mercado organizado de referencia en Europa -pese a la singularidad de este ejercicio- trabajando junto con otras entidades hacia una mayor integración del mercado ibérico del gas natural y hacia una mayor transparencia de los precios.

MIBGAS publica su [informe anual](#) en el que se detalla toda su evolución y trabajos durante el ejercicio 2022, en el que se negociaron 129,4 TWh en todos los productos de su plataforma, con un incremento con respecto al año anterior de un 67%; una evidencia clara de las buenas cifras de negociación para el mercado organizado de gas en la península ibérica, la referencia ya del suroeste europeo. Y todo esto un año marcado por la invasión rusa de Ucrania, que causó tensiones y volatilidades altas en los mercados energéticos.

Como señala el presidente de MIBGAS, Raúl Yunta Huete, en la [presentación del informe anual 2022](#):

“Aun afectado por este contexto europeo tan convulso, el mercado del gas ibérico ha proporcionado una señal de precios

en 2022 más competitiva y de menor variabilidad que sus homólogos europeos. La existencia de una robusta red de infraestructuras de gas, una adecuada regulación y un mercado organizado funcionando en competencia efectiva, hizo que el precio medio en 2022 en MIBGAS para el gas con entrega el día siguiente al de negociación fuera de 98,10 €/MWh frente al precio medio de 123,31 €/MWh del mismo producto en el mercado holandés. Esto es, -25,21 €/MWh menor.”.

Asimismo, MIBGAS continuó en 2022 avanzando en el camino hacia la descarbonización y sostenibilidad sumándose a iniciativas como el Pacto Mundial de las Naciones Unidas, y trabando en estudios con otras entidades que permitan definir la apuesta de MIBGAS por los gases renovables.

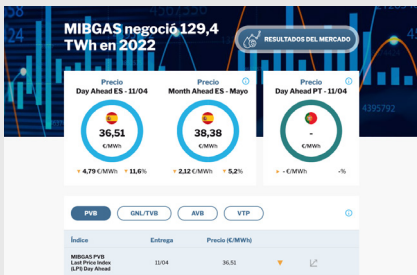
Además, cumpliendo con sus principios de transparencia e información pública, MIBGAS dispone -desde abril de 2022- de una aplicación móvil corporativa -en tres idiomas- donde se puede ver la evolución de la negociación (precios y volúmenes) en tiempo real (actualizado cada 30 minutos), a lo que en junio se unió la publicación del precio del gas natural para el mercado eléctrico PGN en €/MWh resultante de la aplicación de este Real Decreto-ley 10/2022.

Accede al informe completo disponibles para su descarga: [Informe del Mercado Organizado de Gas 2022](#) o consulta los siguientes apartados:

- [Presentación del presidente](#)
- [Resumen ejecutivo](#)
- [Magnitudes 2022](#)



## Nuevos índices de precios en MIBGAS: más robustos y alineados con los estándares europeos



MIBGAS publica -desde principios de febrero en la portada de su página web- nuevos índices de precios denominados **MIBGAS Last Price Index (LPI) Day-Ahead** (índice diario de precio último) y **MIBGAS PVB Average Price Index (API) Day-Ahead** (índice precio medio ponderado diario). Con la creación y publicación de estos nuevos índices de precios, MIBGAS quiere ofrecer a todo el sector energético indicadores más robustos y alineados con la metodología empleada en la mayoría de *hubs* y *exchanges* europeos.

Se consigue así una nomenclatura más armonizada y estandarizada con el objetivo de dotar de mayor robustez a los índices

y su comparabilidad. La robustez del precio afecta a su uso en liquidaciones, indexaciones de contrato o como subyacente de contratos a futuro.

Estos índices no sustituyen ni eliminan otros datos mostrados en el web público, sino que son adicionales a los existentes en la actualidad. Con su inclusión, MIBGAS consigue equiparar sus índices a los estándares europeos utilizados por otros *exchanges* y agencias de publicación de precios.

### ¿Qué ofrecen estos nuevos índices?

En ellos se introduce el término *Day-Ahead* y *Weekend* referidos a los períodos de entrega y no al de negociación, de conformidad con otras referencias de precios europeas. Así, el *Day-Ahead* se corresponde con el D+1 para sesiones de negociación del mercado de lunes a jueves, y con el D+3 para sesiones de negociación del mercado el viernes con entrega el lunes; y el producto *Weekend* corresponde a la negociación de sábado y domingo que se realiza el viernes.

## MIBGAS se registra como tenedor de garantías de origen

MIBGAS se ha registrado como tenedor de garantías de origen en la plataforma de Enagás GTS para los gases renovables, un paso más en el camino hacia la sostenibilidad y descarbonización que apoya la compañía que gestiona el mercado organizado de gas en la península ibérica.

Hidrógeno, biogás y biometano son los gases que marcan el camino a la descarbonización y ahí es donde las garantías de origen tienen mucho que aportar. Este sistema acredita que el gas utilizado procede de energía renovable e incluye información al respecto como el lugar y el momento en que se ha producido la energía, en qué tipo de instalación y qué tecnología ha sido la empleada para ello.

## MIBGAS tiene capacidad para desarrollar el mercado del hidrógeno verde

MIBGAS tiene la capacidad para desarrollar productos 'ad hoc' para el hidrógeno verde, así como ser el punto de encuentro entre su oferta y demanda, a pesar de ser un mercado todavía sin consolidar, tal y como afirmó Raul Yunta Huete, presidente de MIBGAS, en la jornada sobre "La crisis energética y la

propuesta del hidrógeno renovable como nuevo 'commodity', organizada por la Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas.

Raúl Yunta compartió con todos los asistentes -la jornada, presencial, se emitió también por streaming- las

numerosas posibilidades que puede ofrecer MIBGAS ante la evolución del hidrógeno verde, como una estimación óptima de su precio y la organización de subastas bajo petición, respaldado por la garantía y amplia experiencia con la que ya cuenta en el mercado del gas natural.