

La incertidumbre geopolítica ha marcado la evolución del segundo trimestre del año, marcado por el conflicto en el estrecho de Ormuz

Nota: desde el día 8 de julio se han producido ataques en Oriente Medio que pueden provocar una reactivación del conflicto y el fin del preacuerdo de paz.

La extensión del conflicto y sus consecuencias han mantenido en tensión al mercado global hasta mediados de junio, cuando finalmente se ha podido alcanzar el preacuerdo de paz.

La duración del conflicto ha dado el mayor motivo de preocupación de los mercados, que en un primer momento confiaban en una resolución rápida de las tensiones y una normalización progresiva del tráfico marítimo en el estrecho de Ormuz. Sin embargo, en estos meses se han sucedido diversos intentos de negociación sin éxito, con propuestas de alto el fuego y treguas temporales destinadas a facilitar un acuerdo, incluyendo un primer cese parcial de las hostilidades en abril.

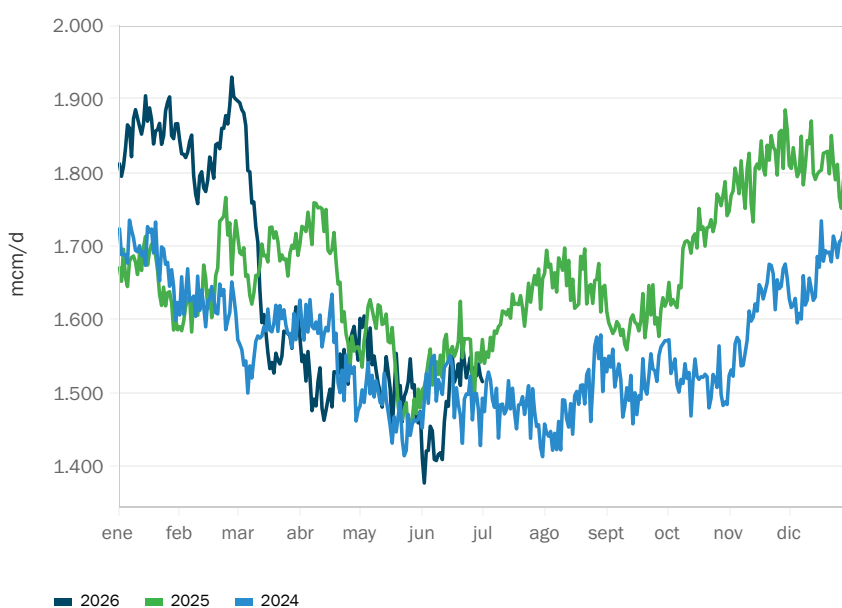
Las dificultades para alcanzar un entendimiento han retrasado la recuperación de los flujos energéticos hasta el 17 de junio, cuando se acordó la firma del preacuerdo, con una hoja de ruta formal para la desescalada y la reapertura progresiva del estrecho de Ormuz. Durante este tiempo, los principales actores adoptaron diversas y diferentes medidas para reducir el impacto de esta crisis; los grandes productores intentaron incrementar sus cuotas de producción, mientras que los mayores consumidores optaron por sustituir el gas natural por otros combustibles y recortar consumos en general.

A su vez, el transporte marítimo se ha visto gravemente afectado con el bloqueo de más de veinte metaneros. Durante el conflicto han transitado por el estrecho menos de 10 metaneros, la mayoría ya en junio, lo que ha obligado a redirigir la flota disponible hacia otros suministradores. La puesta en servicio de nuevos metaneros ha sido

de ayuda al aportar flexibilidad en este contexto de restricciones.

Según fuentes de la IEA, la reducción de la oferta mundial en los dos primeros meses del conflicto habría sido de más 20 bcm. La entrada de la nueva capacidad de producción en Estados Unidos junto con el incremento de

Gráfico 1
Media móvil de exportaciones de GNL mundial



Fuente: LSEG, elaboración propia.

producción de otros países como Nigeria, Malasia o Argelia ha aliviado esta escasez. Sin embargo, desde mayo han comenzado los mantenimientos en algunas plantas estadounidenses, como Cameron, Freeport y Corpus Christi, al igual que en Australia donde, además, ha habido recortes en la producción por huelgas en algunas plantas siendo en la Ichthys donde se ha prolongado más esta situación, aunque ya en junio algunas plantas habrían empezado pequeños mantenimientos bajando moderadamente su producción. La producción global se ha reducido un 2% en mayo y se ha recuperado en junio (+6%) hasta alcanzar los 1,63 bcm/d reduciendo un poco la escasez del mercado, que ha comenzado a incrementar su demanda estival por las olas de calor anticipadas en muchas regiones del mundo.

Respecto a la recuperación de la producción qatarí una vez que finalice el conflicto, las primeras informaciones apuntarían a un plazo de un mes para recuperar el 50% de su capacidad de producción y posiblemente dos para alcanzar el 80%.

Asia repunta su consumo con China a la cabeza

En cuanto al consumo mundial, Asia ha sido la región con mayor capacidad de adaptación, con un recorte del consumo en torno al 10-15%, gracias a la elasticidad de su demanda y apoyándose en medidas como el fuel *switching* hacia carbón y nuclear para producción eléctrica, eficiencia energética y una reducción de compras *spot*. Japón ha sido el primer importador mundial entre febrero y mayo, pero estas han sido un 15% inferiores al año anterior, siendo la generación eléctrica el primer sector de consumo.

La suave meteorología durante abril y el periodo festivo de finales de mes, habrían facilitado la reducción de la demanda en todo el norte de Asia hasta mayo, cuando la progresiva llegada del calor y la necesidad de incorporar el gas como combustible para

generación o materia prima sustitutiva en la industria, provocaron un progresivo aumento de la demanda. Este cambio de tendencia comenzó durante mayo y se consolidó en junio.

China ha sido el catalizador de este cambio tras permanecer fuera del mercado *spot* y reduciendo sus importaciones por debajo de los niveles de 2018, invirtiendo en mayo esta tendencia al recuperar sus importaciones y crecer su demanda un 10% interanual en junio. Varias circunstancias habrían contribuido a ello: el descenso en su producción de gas (-2%), el mantenimiento de algunas centrales de carbón, coincidiendo con recortes en la producción local de carbón, y el bajo nivel de los inventarios en el sur.

Corea y Japón también han recuperado su demanda desde mayo (7% y 3% respectivamente), pero este crecimiento no supera los niveles de importación de hace un año cuando las necesidades de almacenamiento o el consumo para generación eran mayores.

Es destacable la recuperación de la demanda en India, en generación por el aumento del consumo eléctrico por las elevadas temperaturas y en el sector de fertilizantes, al ser más competitivo el GNL que otros derivados como la nafta.

En términos generales, durante el primer semestre de 2026, las importaciones de GNL en Asia habrían descendido un 4% interanual, hasta 127,7 Mt.

Europa permanece con la demanda debilitada centrada en el llenado de almacenamientos

En Europa el impacto del conflicto ha sido diferente: por una parte, Qatar sólo representa un porcentaje menor de su aprovisionamiento (8% en 2025); por otra, la demanda gasista ya se encontraba en una trayectoria débil, tanto por el crecimiento de la generación renovable como por la moderación de

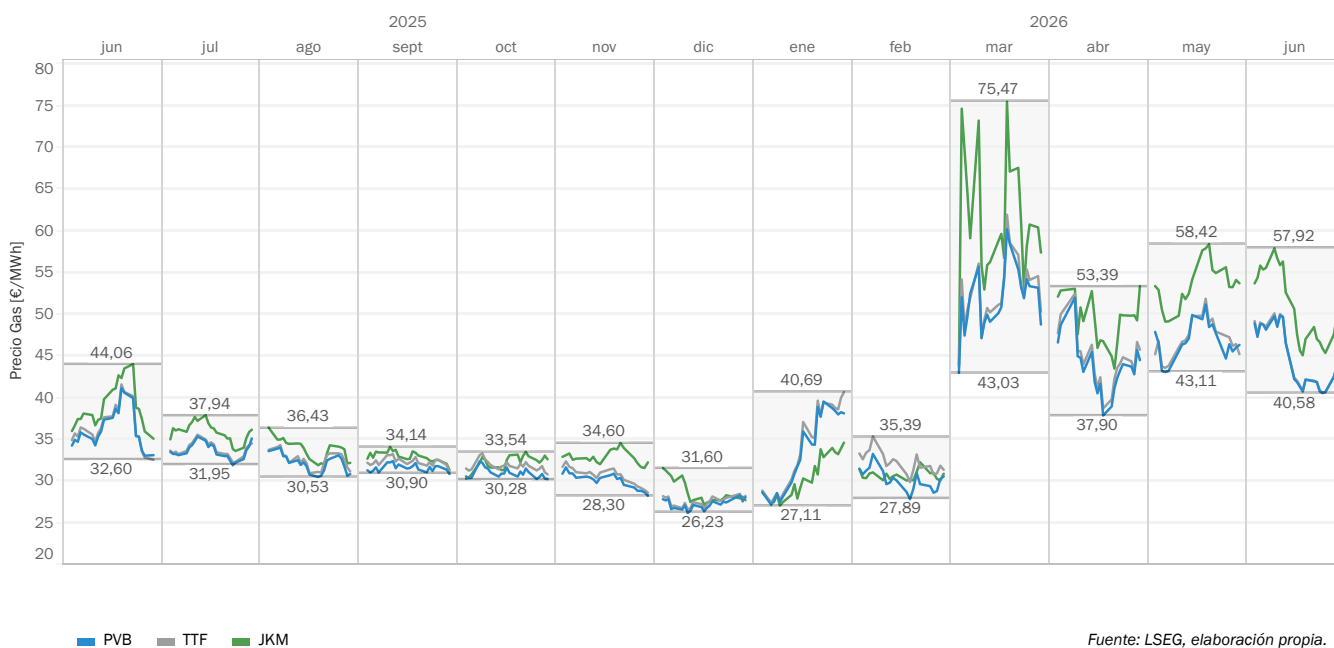
la actividad industrial ante la coyuntura de precios. La prolongación del conflicto durante cuatro meses también ha supuesto la reducción progresiva de metaneros a Europa. Muchos buques se han desviado a países asiáticos, a través de rutas más largas, ampliando la duración de los viajes y retrasando entregas. Al cierre del trimestre, las llegadas de cargamentos habrían bajado un 15% respecto a 2025. Los primeros destinos en Europa han sido Francia, seguido de Países Bajos con un 19% y 16% del total de descargas.

Esto ha coincidido con la primera fase de la prohibición de las compras de gas ruso asociada a contratos *spot* y de corto plazo, haciendo que se dependa más del suministro internacional de GNL lo que incrementa la exposición al riesgo derivado de acontecimientos globales.

Igualmente, el aprovisionamiento de gas por tubo ha sido algo inferior pues Noruega bajó sus entregas moderadamente (-2% interanual), caída que se ha compensado parcialmente con un repunte en el suministro de Argelia durante el mes de mayo.

Respecto a la demanda se ha comportado siguiendo la dinámica habitual de un segundo trimestre, ayudando a modular el recorte de suministro. En los últimos meses, el consumo de gas en Europa estaría en la banda inferior del promedio de los últimos cinco años, siendo el sector de generación eléctrica el único con una moderada reactivación durante junio. Las primeras estimaciones apuntarían a una caída del consumo total cercana al 1% interanual, con bajadas más acusadas en los segmentos residencial y comercial (-3% a -5%). La demanda para generación eléctrica se ha mantenido relativamente resiliente: si en abril la elevada producción renovable limitaba el consumo de gas, en junio el repunte del consumo por la ola de calor y la disminución hidráulica volvía a recuperar

Gráfico 2
Precio del gas desde enero de 2025 a junio de 2026



Fuente: LSEG, elaboración propia.

la generación con gas. Por su parte la industria ha continuado mostrando una recuperación moderada, aunque los altos precios restringieron el consumo de los sectores más gas intensivos.

La extensión de la crisis ha coincidido con el inicio de la temporada de inyección en los almacenamientos de gas. Esta demanda es estratégica por garantizar las reservas que cubrirán los consumos punta invernales, más aún en este año cuando las existencias disponibles, al final del invierno, eran las menores de los cinco últimos (-13%). La coyuntura internacional con la escasez de oferta global y el alto nivel de precios han desincentivado la inyección de gas, cuando las necesidades eran mayores. El ritmo de llenado se ha retrasado en los primeros meses y sólo en junio se han recuperado las ratios promedio de inyección. A finales del trimestre el llenado medio de los almacenamientos europeos era del 41%, unos 16-17% por debajo del mismo periodo de 2025

con diferencias entre países, algunos como Italia y Polonia con sus reservas al 70%, mientras que otros como Países Bajos o Bélgica no superaban el 25: Según ACER, sería necesario mantener las importaciones de GNL cercanas a 11 bcm mensuales para alcanzar aproximadamente un 80% de llenado antes de octubre, por debajo del objetivo del 90%.

Precios superiores a los de hace un año

Todos estos factores han contribuido a mantener los precios elevados, a pesar de la corrección inicial del mes de abril, y por encima de los valores de hace un año. La incertidumbre sobre la duración del conflicto y la recuperación de la demanda asiática, liderada por China, han facilitado la subida de precios a partir de mayo y la apertura del *spread* entre ambas regiones. A pesar del incremento de la volatilidad, se ha mantenido la correlación entre las referencias europeas y asiática

ampliándose el diferencial, lo que refleja la fuerte competencia por la producción *spot* entre ambas regiones. Al finalizar el trimestre los precios han bajado un 15% de media respecto a marzo y un 6% en el último mes, pero se mantienen por encima de los valores de hace un año (+35% TTF M+1 y +45% en el JKM), confirmando que es necesario que finalice el verano y se recupere la producción de Oriente Medio para recuperar la confianza en los mercados, dejando sin considerar la ampliación de la oferta mundial con la entrada de las nuevas plantas norteamericanas.

En definitiva, la resolución del conflicto en junio, habiéndose adelantado los picos de consumo por el calor, hace que los mercados se mantengan expectantes, con niveles de precios altos, a pesar de haberse confirmado una cierta normalización de las operaciones en la región afectada y el incremento de producción de las nuevas instalaciones productoras.

Nueva imagen de MIBGASinfo, la app de precios e índices

El nuevo diseño de la aplicación móvil de MIBGAS introduce mejoras que agilizan la navegación y muestran la información de manera más visual e intuitiva. Esta nueva imagen se presentó en el mes de mayo con el objetivo de ofrecer una mejor experiencia al usuario al simplificar los pasos y las pantallas de acceso a la información que facilita, principalmente volúmenes y precios en tiempo real, junto con la curva de futuros del gas natural.

El cambio más destacado se encuentra en la *home* o portada y en las pantallas de precios e índices. En el primer caso, el nuevo diseño muestra ahora unas “tarjetas” donde se reflejan los precios en tiempo real de los productos Day Ahead y Month Ahead; al presionar en el icono de cualquiera de ellos se muestra la información más destacada

de cada uno y la evolución de la senda de precios a lo largo de la sesión de negociación en curso. Al tocar en cada una de las “tarjetas” deriva a la pantalla correspondiente de cada producto con información más ampliada y datos históricos.

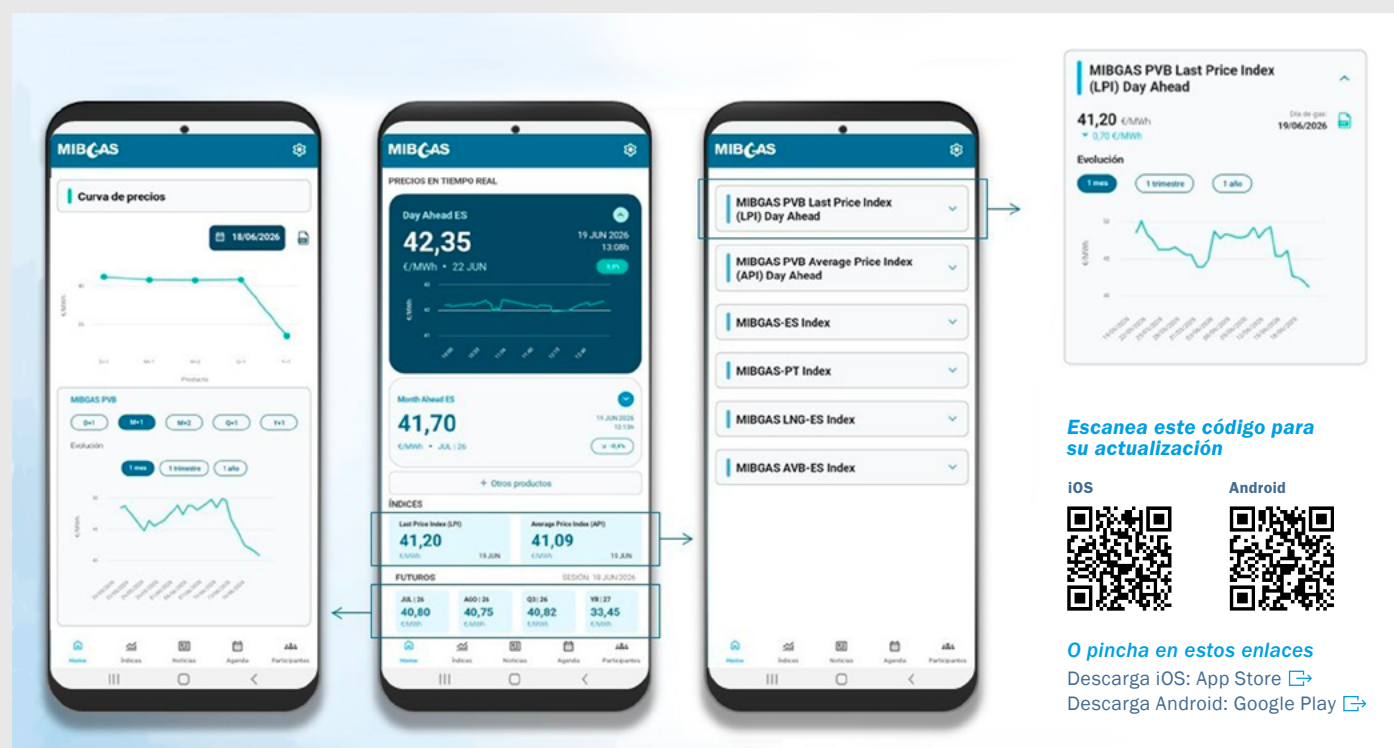
Además, se ha incorporado un nuevo menú inferior fijo, que simplifica el acceso a las principales secciones de MIBGASinfo (índices, noticias, agenda y participantes) y que permite el acceso directo a cada una de ellas.

Los productos y los índices se muestran ahora en un listado, pero con la novedad de que es desplegable y que, al tocar en cada uno de ellos, se abren o cierran mostrando u ocultando la información que se quiera consultar, lo que simplifica así la navegación.

Respecto a los índices, cada uno de ellos muestra el último precio disponible, calculado por día de gas, y su evolución mensual, trimestral o anual. Con relación a los productos, se abren en un desplegable en el que se muestra la información de precios y volúmenes negociados con las gráficas correspondientes, facilitando así –otra de las novedades– el que se puedan ver estos dos datos en la misma pantalla, para mayor comodidad del usuario.

Estas mejoras forman parte de una evolución continua de la aplicación, orientada a ofrecer una experiencia centrada en el usuario.

Tanto la aplicación como el acceso a la información de precios es gratuita y está disponible en tres idiomas: español, portugués e inglés.



MIBGAS y DXT Commodities acuerdan impulsar la negociación de GNL

La negociación en el tanque virtual de balance (TVB) donde se negocia el gas natural licuado (GNL) del conjunto de las plantas de regasificación españolas cuenta desde mayo con la figura de dinamizador de mercado. Esta figura contempla la puesta a disposición de volúmenes significativos de oferta de GNL en el TVB y, en consecuencia, fomenta la participación de los agentes y promueve una mayor liquidez del mercado de GNL.

Todo esto gracias al acuerdo suscrito entre MIBGAS y el agente DXT Commodities para que este último actúe como dinamizador de mercado en MIBGAS Derivatives Spot. Esta nueva figura aumenta la liquidez del mercado introduciendo volúmenes significativos de oferta de venta de GNL en los productos intradiario y día siguiente (D+1), tanto en la subasta de apertura como en el mercado continuo.

A diferencia del creador de mercado –que opera simultáneamente con ofertas de compra y venta y que es una figura ya tradicional en MIBGAS existente en el PVB y también en el TVB–,



el dinamizador de mercado actúa en un único sentido, incrementando el volumen disponible en el libro de ofertas y favoreciendo así una mayor participación de los agentes.

De esta manera, un creador de mercado aporta señales de precios y liquidez con volúmenes mínimos en pantalla, mientras que el dinamizador de mercado aporta mayores volúmenes disponibles para los agentes, ambos durante la mayor parte de la sesión.

Todos los agentes de MIBGAS Derivatives pueden negociar los productos spot del TVB, por lo que no se necesitan prácticamente requisitos adicionales a los existentes en MIBGAS. Se puede consultar toda esta información en la Guía de acceso a MIBGAS y MIBGAS Derivatives [↗](#).

Con esta iniciativa, MIBGAS continúa avanzando en el desarrollo de un mercado de GNL más líquido, eficiente y accesible para todos los agentes.

MIBGAS amplía el horario de negociación del producto intradiario

El producto intradiario negociado en MIBGAS y que es aquel cuyo gas se entrega y se negocia en el mismo día, ha ampliado, desde el pasado 16 de junio, su horario de negociación hasta las 23:00 horas.

Gracias a esta extensión, los agentes disponen de una mayor ventana

temporal para enviar ofertas de compra o venta de gas natural del producto intradiario en la plataforma de MIBGAS, un avance que refuerza la flexibilidad operativa y responde a las necesidades del mercado.

Esta ampliación del horario de negociación se aplica a los productos

intradiarios con entrega en el PVB español y el VTP portugués, y responde a una solicitud trasladada por los agentes a través del Comité de Agentes del Mercado.

Consulta la instrucción que lo regula [aquí](#) [↗](#).

Celebradas dos nuevas sesiones del Comité de Agentes del Mercado

Los días 21 de abril y 23 de junio tuvieron lugar, en las oficinas de MIBGAS, dos nuevas sesiones del Comité de Agentes del Mercado (CAM), el órgano consultivo que tiene por objeto conocer y ser informado del funcionamiento y de la gestión del mercado y participar en la elaboración y canalización de propuestas que puedan redundar en su mejor funcionamiento. Actualmente, 119 agentes forman parte del CAM.

En las sesiones del CAM, se analizan la evolución del mercado ibérico del gas

en los meses anteriores y el contexto internacional de los mercados gasistas, contando también con la participación de los gestores técnicos de los sistemas español y portugués, Enagás GTS y REN Gasodutos.

Asimismo, es habitual y aprovechando el contexto del CAM, el que MIBGAS invite a actores relevantes del mercado energético a participar con ponencias relacionadas con el sector. Así, el 21 de abril intervino Pedro Antonio Merino Garcia, economista del Estado

y execonomista jefe y director del Departamento de Estudios Económicos de Repsol, quien abordó en su ponencia la nueva geopolítica de los combustibles fósiles y los retos de la transición energética tras el conflicto con Irán; y el 23 de junio el analista del ICIS, Eduardo Escajadillo, habló sobre las perspectivas del sector gasista para el segundo semestre de 2026.

Los materiales presentados en los CAM se pueden consultar aquí [🔗](#) en el apartado "Informes".

MIBGAS, presente en foros estratégicos del sector

MIBGAS participó durante este trimestre en diferentes foros estratégicos del sector energético como fue la quinta reunión del grupo de trabajo del biometano, celebrada en la sede de CNMC en Madrid, centrada en las novedades regulatorias sobre gases renovables y en los primeros pasos para alcanzar un mercado ibérico del biometano. También asistió a la Asamblea General Ordinaria del Pacto Mundial de la ONU España, del que MIBGAS es socio, a la que asistieron otras 173 empresas comprometidas con la sostenibilidad y que se celebró en el Teatro Real de Madrid.

Por otra parte, a mediados del mes de junio, el director general de MIBGAS, Raul Santamaria, participó en la mesa "Mercados energéticos en transición: GNL, bioGNL y e-fuels" durante el Green Gas Mobility Summit 2026, organizado por Gasnam; y en el coloquio "Gases



renovables: la palanca necesaria para la transición energética", organizado por el periódico ABC en su sede de Madrid.

Asimismo, Raúl Santamaría fue el encargado de impartir la conferencia

de clausura sobre la evolución de los mercados gasistas a nivel global y europeo de la 35ª edición del *Master in Economics of Competition, Regulation and Markets* (CrEMA) de la Universidad Carlos III de Madrid.