

El verano ha estado marcado por la preocupación sobre la oferta de gas

No ha sido un verano tranquilo para los mercados del gas natural. El acuerdo provisional alcanzado en junio entre Estados Unidos e Irán abrió la posibilidad de recuperar el tránsito por el estrecho de Ormuz, pero la normalización no llegó durante el tercer trimestre y el mercado ha seguido tensionado.

El recrudecimiento de las hostilidades y los ataques a infraestructuras energéticas de Oriente Medio devolvieron la atención del mercado al riesgo de nuevas interrupciones. Adicionalmente, los ataques al oleoducto saudí East-West y la inseguridad en el estrecho de Bab el-Mandeb afectaron a las rutas que permiten evitar el de Ormuz.

Sin embargo, el menor suministro de GNL del golfo pérsico está siendo compensado parcialmente gracias al incremento de capacidad proveniente de las nuevas plantas estadounidenses y, en buena medida, al aumento en los niveles de producción de la capacidad existente de países como Australia, Malasia o Nigeria. Este esfuerzo de los países proveedores está requiriendo de unas altas tasas de utilización de las plantas que, aunque están consiguiendo mitigar la escasez de la oferta, dejan el sistema en un equilibrio inestable donde cualquier indisponibilidad puede provocar un desajuste de la oferta todavía mayor.

Europa compite por el GNL y afronta el invierno con menos reservas

En este contexto, la seguridad del suministro ha seguido siendo el factor que más ha marcado la tendencia de



los mercados. Europa comenzó julio con preocupación por el descenso en la llegada de buques al continente y por un ritmo insuficiente de llenado de los almacenamientos. En agosto y septiembre, el viejo continente consiguió revertir la situación y atraer un mayor número de cargamentos.

La disputa por el suministro de GNL ha intensificado la competencia con Asia y, junto con otros factores coyunturales, ha presionado al alza los precios. Uno de los elementos clave ha sido la evolución del spread JKM-TTF.

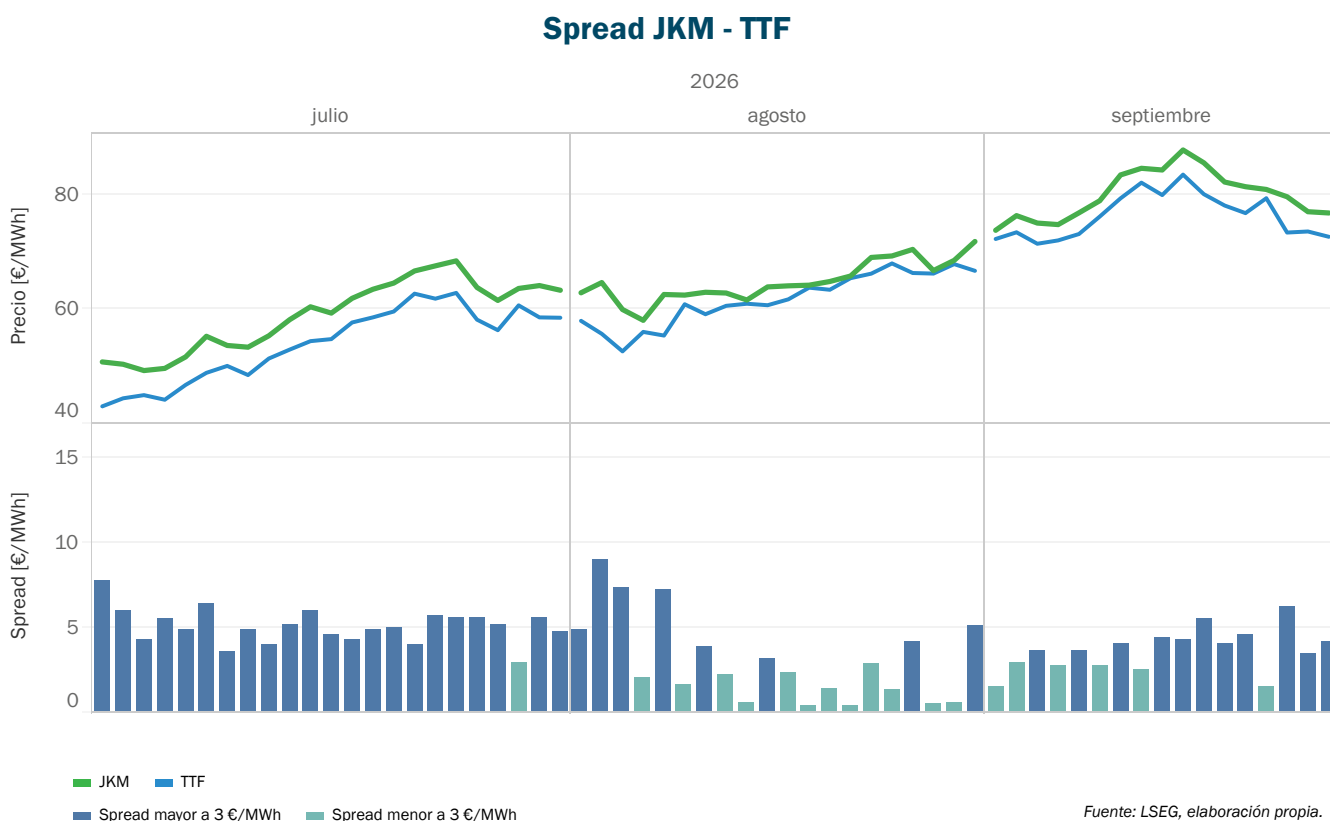
Durante los meses previos, el diferencial favorable a Asia les permitió atraer buena parte de los cargamentos; sin embargo, en agosto

el *spread* se estrechó ante la mayor preocupación europea por el suministro y la necesidad de acelerar el llenado de los almacenamientos. Esto hizo que aumentara el precio de gas en Europa, haciéndola más atractiva como destino, lo que apoyado a su vez en la menor duración de los viajes en la cuenca atlántica y una mayor disponibilidad de buques, favoreció la caída de los costes de flete.

Así, el arbitraje hacia Asia se ha reducido de forma significativa. Esta dinámica ha favorecido la llegada de GNL a Europa, pero también refleja que el equilibrio sigue siendo sensible: cualquier repunte de la demanda asiática o tensión adicional en la oferta puede volver a modificar los incentivos de destino.

Gráfico 1

Evolución del spread JKM (Asia) y TTF (Europa) en los meses de julio, agosto y septiembre



Mantenimientos en Noruega

A la competencia por los cargamentos se sumó la temporada de mantenimientos en los campos de producción de Noruega. En julio, las nominaciones se estabilizaron, pero en agosto la presión aumentó al coincidir la reducción de flujos en Nyhamna con el inicio de los trabajos en Kollsnes-Troll y algunas indisponibilidades no planificadas en otros campos. En septiembre, aunque se concentraba el grueso de los mantenimientos, estos transcurrieron sin incidencias relevantes.

El clima añadió otra fuente de demanda e incertidumbre. Europa occidental registró su verano más cálido desde que existen registros comparables, con una temperatura media de 21,7°C, 2,5 °C por encima de la referencia 1991-2020. Las

elevadas temperaturas incrementaron la demanda eléctrica asociada a la refrigeración y condicionaron el mix de generación: Copernicus (el programa europeo de observación y monitorización de la Tierra, coordinado por la Unión Europea y la Agencia Espacial Europea) documentó caudales excepcionalmente bajos en grandes ríos europeos, que limitaron la producción hidroeléctrica y afectaron a la refrigeración de varias centrales. En Francia, EDF comunicó paradas o adaptaciones de producción en reactores por las condiciones de los ríos; y lo mismo ocurrió en otros mercados. A ello se sumó un recurso eólico débil en algunos momentos, elevando la necesidad de generación con gas.

Esta escalada de los precios no ha sido favorable de cara a la inyección en los

almacenamientos. Al inicio del verano, la curva se mantenía en *backwardation*, reflejando que el mercado esperaba una normalización del conflicto hacia el final de la temporada estival. Sin embargo, el recrudecimiento de las tensiones y la subida de los precios fueron modificando esa expectativa y dejaron una curva más plana, reduciendo los incentivos económicos para seguir inyectando gas en los almacenamientos. Como resultado, Europa avanzó más lentamente en el llenado de sus reservas y, según la serie de ENTSOG utilizada para este análisis, cerró septiembre en torno al 71 % de llenado, frente al 83 % registrado un año antes.

Este menor nivel reduce el colchón disponible ante un invierno frío o una nueva interrupción del suministro, aunque

no implica por sí solo una situación de desabastecimiento. La Comisión Europea señaló el 25 de septiembre que, pese a situarse por debajo de los niveles históricos, el suministro de la UE permanecía estable.

En paralelo, aunque la regulación mantiene un objetivo general de llenado del 90%, alcanzable entre el 1 de octubre y el 1 de diciembre, la Comisión y los Estados miembros han introducido flexibilidad ante condiciones de mercado difíciles y han señalado que un nivel del 80% sería suficiente para asegurar el suministro durante el próximo invierno.

Asia modera sus compras

Desde el lado asiático las importaciones de GNL disminuyeron notablemente durante los meses de agosto y septiembre, después de haber alcanzado en julio el máximo estacional. Esta caída, sin embargo, no puede atribuirse únicamente al desvío de buques hacia Europa debido al estrecho diferencial de precios. Los elevados precios,

la contenida demanda en China, el elevado nivel de inventarios en Japón y la reducción de la generación con gas natural en Corea del Sur, son factores que han limitado las entradas de GNL en el continente asiático durante los últimos meses.

Cabe mencionar que países como India y Pakistán comienzan a ver cierta recuperación en sus flujos gracias a la salida reciente de algunos buques por el estrecho de Ormuz.

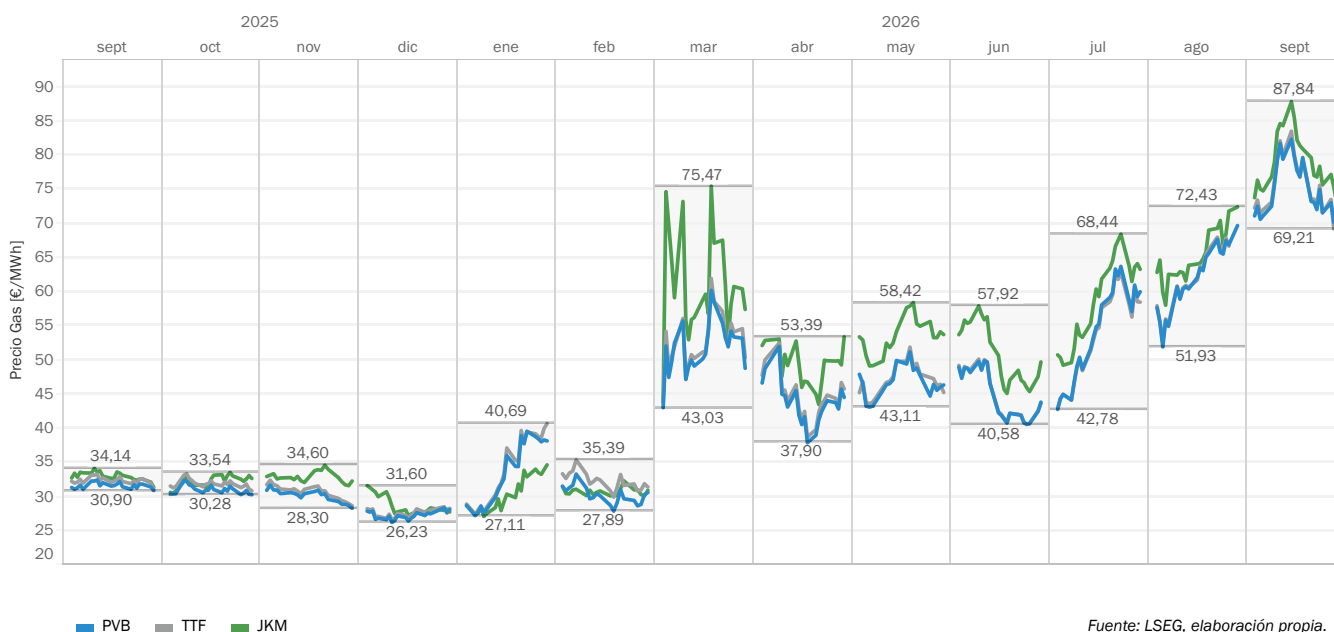
De cara al invierno europeo, Sudamérica podría añadir competencia por los cargamentos flexibles si una sequía redujera la generación hidroeléctrica. Brasil es un mercado especialmente sensible: cuando cae la producción hidráulica, puede aumentar la necesidad de generación con gas y, con ella, las compras de GNL. Argentina también podría recurrir a importaciones adicionales según la evolución de su demanda, su generación eléctrica y la disponibilidad de gas propio.

Los mercados europeos se mantienen al alza

La situación descrita anteriormente deja un contexto de precios elevados. El spot en el TTF aumentó en agosto un 17% respecto al mes de julio, y más de un 90% respecto al mes de agosto de 2025. Y los mercados señalan la inestabilidad en Oriente Medio, la menor entrada de GNL ruso, los mantenimientos noruegos y el bajo nivel de almacenamiento europeo, como los factores causantes de esta tendencia y de unos elevados niveles de volatilidad que reflejan la sensibilidad del corto plazo a los *shocks* del mercado.

El *spread* entre el Q1-27 y el Q2-27 se ha ampliado hasta alcanzar la cifra máxima entre estos contratos desde finales de 2022; mientras que el Q1 refleja la tensión por el bajo nivel de inventarios durante los últimos meses de consumo invernal y la incertidumbre sobre el futuro del estrecho de Ormuz, el Q2 proyecta las expectativas de una mejora del suministro durante la temporada de inyección.

Gráfico 2
Evolución de precios del PVB, TTF y JKM en el último año móvil



Fuente: LSEG, elaboración propia.

MIBGAS negocia más de 154 TWh en los primeros nueve meses de 2026

El volumen de negociación de MIBGAS en los primeros nueve meses de este año alcanzó los 154,3 TWh, un 14,7% más que el registrado en el mismo período de 2025. Asimismo, septiembre de 2026, con 21,3 TWh negociados, se convierte en el segundo mes con mayor volumen de transacciones en toda su historia.

La liquidez en MIBGAS experimenta un crecimiento constante y equilibrado, incluso tras el cambio de modelo de financiación que supuso la implantación del cobro de tarifas o fees a sus agentes el pasado mes de marzo por

los servicios prestados como operador del mercado en el punto virtual de balance español (PVB). En este sentido es preciso resaltar el carácter voluntario que tiene el uso de MIBGAS para los agentes del sistema gasista.

Asimismo, este crecimiento continuo y al alza de la negociación, también supone una mayor cuota en relación con porcentaje de volumen negociado sobre la demanda nacional, cuya media en estos primeros nueve meses es del 64%, situándose este porcentaje en septiembre en el 82,1%.

MIBGAS comenzó a implantar un sistema de tarifas (*fees*) por los servicios del mercado puestos a disposición de sus agentes en marzo de este año asumiendo así su autofinanciación. Este cambio ha reforzado su posición en el mercado ibérico consolidando su crecimiento y, todo ello, gracias a la confianza y el apoyo de su más de 300 agentes que ven en MIBGAS la plataforma de negociación ibérica más líquida, fiable y robusta para comprar y vender productos de gas natural y gas natural licuado (GNL) con entrega física en la península ibérica, así como para el registro de operaciones bilaterales (OTC).

Repsol se incorpora como creador de mercado en MIBGAS Derivatives y Axpo Iberia continúa ofreciendo este servicio

Repsol actúa, desde primeros del pasado mes de julio y por primera vez, como creador de mercado en MIBGAS Derivatives, servicio que continúa ofreciendo Axpo, que lleva ya siete años ejerciendo esta figura. MIBGAS cuenta con creadores de mercado que ofrecen este servicio en los futuros de gas natural y también en productos de GNL para fomentar la negociación en el mercado ibérico del gas.

Repsol se suma a la lista de agentes que deciden actuar como creadores de mercado, apoyando, proporcionando liquidez y fomentando la negociación de gas natural en los futuros del PVB (punto virtual de balance español) en los productos futuros con entrega de gas desde el M+2, M+3, Q+1 y Y+1.

Axpo Iberia ofrece también el servicio en el PVB en futuros desde el mes M+2 hasta el Y+1; y también ejerce de creador de mercado en el producto PVB-TTF: un contrato de gas natural con entrega física en el PVB, no financiero, cuya liquidación en la fecha de la entrega del gas, se realiza al precio neerlandés de gas TTF (índice ICIS TTF Day-Ahead/Weekend Index) más el spread resultante de la casación.

Asimismo, Axpo también fomenta la negociación de GNL en el TVB (tanque virtual de balance) donde actúa como creador de mercado en los productos con entrega diaria y mensual, D+1 y M+1.

La figura del creador de mercado o market maker existe en la mayoría de

los mercados europeos y su finalidad es fomentar la liquidez del mercado con la presencia continua de ofertas de compra y venta de gas en la pantalla de trading con un determinado diferencial de precios fijo entre ellas. De esta forma proporciona una señal de precios robusta y fomenta la liquidez del mercado.

Todos los agentes de MIBGAS Derivatives pueden negociar los productos futuros del PVB así como los 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](#) (punto 5. Adquisición de la condición de agente en MIBGAS Derivatives).

MIBGAS, presente en los foros sobre cogeneración y biometano

Durante el mes de septiembre MIBGAS ha reactivado su presencia en los foros más importantes del sector para difundir y dar su visión sobre la coyuntura actual. Así, el 6 de octubre Raul Santamaria participó en una mesa redonda sobre visión normativa, sistemas y mercados en el XXII Congreso Anual de Cogeneración, organizado por ACOGEN Asociación Española de Cogeneración y COGEN España, bajo el lema “Cogeneración 2026: subastas para la transición”. Asimismo, durante este mes también acudió a la reunión del grupo de trabajo sobre el biometano organizada por

Gasnam, donde abordó el posible papel de MIBGAS ante los retos actuales para la negociación del biometano en España.

En septiembre también se celebró una nueva sesión del Comité de Agentes del Mercado y MIBGAS también participó en la reunión del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista que organiza Enagás.

Dos nuevas formaciones

Septiembre fue también el mes donde se celebraron nuevas sesiones de formación en MIBGAS; así, tuvo lugar una edición más del curso de introducción al sistema

gasista español y al mercado organizado de gas, donde los participantes pudieron profundizar en algunos de los aspectos fundamentales del sector gasista, desde el marco regulatorio y el funcionamiento del sistema hasta los principales conceptos relacionados con la operativa y la negociación en nuestra empresa. Otra acción fue la “masterclass” de Trayport sobre su herramienta autoTRADER, centrada en la evolución de los mercados gasistas globales y europeos y en las herramientas y estrategias para operar en un entorno marcado por la volatilidad, que MIBGAS acogió en sus oficinas.

Nuevos productos disponibles para el registro de OTC

MIBGAS ha incorporado nuevas opciones para los registros OTC de transacciones bilaterales de gas. Hasta ahora, se podían registrar directamente operaciones del producto D+1 de gas natural o GNL negociados, respectivamente, en el PVB (punto virtual de balance) y en el TVB (tanque virtual de balance).

A estas opciones se ha incorporado desde septiembre la posibilidad de registrar OTC de los productos intradiarios en PVB y TVB, y la de registrar productos intradiario o D+1 del AVB (almacenamiento virtual de balance). A partir de ahora, estas operaciones pueden registrarse, liquidarse y notificarse al gestor técnico del sistema gasista a través de MIBGAS Derivatives, lo que garantiza su realización al mínimo coste.

Para registrar transacciones OTC [🔗](#) es necesario estar dado de alta en MIBGAS Derivatives; una vez dado este paso,



las operaciones pueden ser registradas directamente por los agentes o mediante brókeres autorizados [🔗](#).

El proceso para darse de alta en MIBGAS Derivatives es muy sencillo [🔗](#).

E, igual que en MIBGAS, los agentes podrán participar en el mercado

directamente o a través de un representante.

Para más información
otc@mibgas.es [🔗](#)

[Guía de acceso a MIBGAS y MIBGAS Derivatives](#) [🔗](#)