

Actualidad y análisis. El mercado se mantiene ajustado por la disminución de la producción global y la consolidación de la demanda asiática

El mercado se mantiene ajustado por la disminución de la producción global y la consolidación de la demanda asiática, mientras continúan las restricciones en el tráfico marítimo mundial y persiste la incertidumbre geopolítica internacional. La producción mundial de gas ha seguido limitada por paradas programadas o fallos imprevistos que han impedido dar una respuesta elástica y rápida para atender al progresivo crecimiento de la demanda global. Como resultado, los precios de gas han continuado subiendo durante el segundo trimestre del año, llegando a darse jornadas puntuales de cierta volatilidad en los mercados. Todo ello, a pesar de que la demanda de gas en Europa no se ha recuperado a los niveles previos de la crisis COVID y los almacenamientos se mantienen en niveles confortables que garantizan el llenado de cara al invierno.

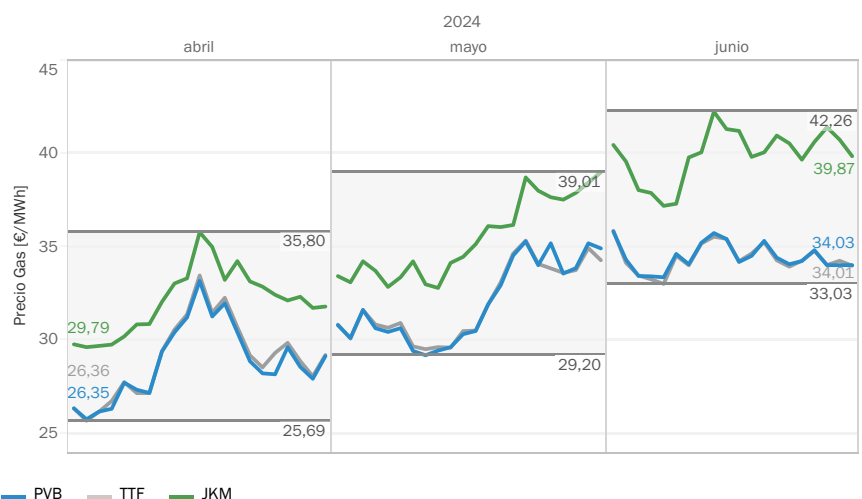
Tradicionalmente el segundo semestre del año era un periodo de transición en el que la demanda se reducía, los precios respondían a la baja y esto permitía iniciar el llenado de los almacenamientos y comenzar mantenimientos en muchas instalaciones productoras. Sin embargo, este año no se han dado estas circunstancias, como cabía esperar, y los mercados han estado alcistas. En este sentido, el segundo trimestre de 2024 ha sido poco habitual y los mercados así lo han reflejado.

Desde la perspectiva del mercado europeo, ha habido una ligera recuperación de la demanda industrial, pero solo en algunos países y en determinados sectores. De nuevo, el comportamiento de la meteorología ha sido determinante, condicionando la evolución de la demanda, con fríos tardíos no esperados, aunque no severos, y abundante pluviometría y viento. Este hecho ha ralentizado la campaña de inyección, contribuyendo a una caída importante de la demanda de gas para

generación eléctrica (-30% de media en Europa respecto a 2023). A pesar de esto, los precios europeos han subido de manera generalizada, consolidando ganancias durante el último trimestre y cerrando un periodo de casi cinco meses de caídas que han coincidido con los meses de invierno, históricamente los de mayor consumo.

El encarecimiento de los precios se ha debido tanto al incremento sostenido

Precio del gas con entrega en mes siguiente. MIBGAS, TTF y GNL asiático (€/MWh)



de la demanda asiática como a la contracción de la oferta mundial. El tensionamiento del mercado global ha impulsado la subida de los precios en Asia, arrastrando en su subida a los precios europeos.

Producción limitada

Como ya ocurría en el primer trimestre del año, la producción de gas sigue limitada, permaneciendo por debajo de la capacidad nominal, lo que ha generado inquietud en los mercados. Noruega continúa como primer suministrador de gas a Europa; durante este trimestre ha iniciado mantenimientos programados en algunas instalaciones (Troll, Kollnes, Karsto) que han coincidido con incidentes fortuitos en otras (Nyhamna). Esto ha provocado un descenso en las exportaciones de gas al continente, más significativo en el mes de mayo, siendo ya en junio cuando se ha recuperado la normalidad. No están previstas más paradas por mantenimientos hasta finales del verano.

En el caso del GNL, Estados Unidos, el primer exportador mundial, ha recortado su producción en abril volviendo a los niveles nominales ya en la segunda parte de mayo, coincidiendo con el retorno de la planta de Freeport, donde se han llevado a cabo trabajos de reparación desde finales de enero; igualmente han bajado producción por mantenimientos Cove Point, Cameron y Sabine Pass. En Australia también se ha visto reducida la producción por mantenimientos o incidentes en las plantas de Gorgon, North West Shelf, Gladstone y Wheatstone. Esta situación se ha repetido en plantas de otras regiones productoras como Omán, Qatar, Brunéi, Trinidad, Camerún, Nigeria o Malasia. Todo ello ha contribuido a ajustar aún más el mercado, coincidiendo con un repunte de la demanda mundial por el tirón del consumo asiático.

La demanda asiática se ha activado desde marzo, siendo China e India los países con un mayor repunte en el consumo. La fortaleza industrial de la

región, así como las altas temperaturas y sequía que han afectado a la zona, han motivado el gran incremento de la demanda. Sólo en India el consumo de gas para generación se ha duplicado en los últimos dos meses, mientras que en todo el sudeste asiático las importaciones de GNL han aumentado un 23% respecto al año previo. Mientras los grandes importadores tradicionales como Japón o Corea han mantenido su demanda por encima de los valores del año anterior, por diferentes motivos: en el primer caso se ha dado prioridad al llenado de los almacenamientos mientras se ha ido ampliando la generación nuclear, en el caso de Corea ha habido una mayor generación con gas y es posible que se mantenga esta tendencia por política medioambiental.



El tráfico marítimo de buques metaneros ha continuado con restricciones por las dificultades sobrevenidas en dos puntos claves para el tránsito de buques: el canal de Suez que sigue siendo evitado por muchos metaneros por motivos de seguridad, y el Canal de Panamá donde no se ha podido todavía aumentar el tráfico de buques por la escasez de agua en los lagos adyacentes. Las recientes lluvias en América central van a permitir que se vaya recuperando la normalidad

en las próximas semanas, según ha informado la autoridad portuaria.

Volviendo a Europa, los almacenamientos han permanecido con un alto volumen de llenado, muy similar al de 2023. Al finalizar el invierno el nivel promedio estaba en el 60%; a pesar de que el ritmo de inyección inicial ha sido bajo por episodios de frío; al final del trimestre se alcanza ya el 76%. Esta circunstancia ayuda a conseguir los objetivos de llenado en plazo y permite afrontar el verano con tranquilidad. En cuanto a la evolución de la demanda es destacable cómo parece haber una modesta reactivación en el consumo industrial, en relación con los valores de hace un año, si bien no es comparable con el comportamiento de la demanda asiática. Sectores como refino, petroquímico y fertilizantes estarían liderando esta recuperación en países como Alemania y Holanda, pero representando apenas un 9% de incremento del consumo desde marzo.

En cuanto a la coyuntura geoestratégica hay que mencionar que Europa ha adoptado el decimocuarto paquete de sanciones contra Rusia, que afecta directamente al GNL ruso que se transfiere en terminales europeas, no así el que se destina a consumo propio y a las inversiones en proyectos de plantas de licuefacción rusas (Artic LNG 2). Esto sucede unos meses antes de que finalice el acuerdo que permite el tránsito de gas ruso vía Ucrania.

En definitiva, en el segundo trimestre de 2024, los precios han reflejado la tensión del mercado por la escasez de la oferta y el incesante crecimiento de la demanda asiática. La referencia asiática (JKM) se ha revalorizado casi un 60% desde marzo mientras que la referencia europea (TTF) ha subido más de un 40% desde abril y la referencia norteamericana (HH) también ha duplicado su precio debido al incremento de la demanda para generación, que ha dejado los almacenamientos en mínimos coincidiendo con un descenso en la producción.

Axpo, Cepsa y MET, creadores de mercado en los futuros de gas y GNL

MIBGAS Derivatives cuenta, desde principios del mes de julio, con tres creadores de mercado que desempeñan este servicio en los futuros de gas natural y también en productos de GNL. Los agentes que ofrecen este servicio son: Axpo Iberia (que ya lleva varios años desempeñando el papel de market maker), Cepsa Gas Comercializadora y MET International.

Axpo Iberia y MET International ofrecen el servicio en el PVB (punto virtual de balance español) en productos que van con entrega del gas desde el mes M+2 hasta el Y+1. Por su parte, MET International también actúa en el PVB-LPI (contratos futuros con entrega física en el PVB, no financieros, y que cotizan con un diferencial respecto al índice

LPI o Last Price Index Day Ahead) y en los productos de GNL en el TVB (tanque virtual de balance).

Impulso al producto PVB-TTF

Estas dos compañías, junto con Cepsa Gas Comercializadora, también se han comprometido para el desarrollo de uno de los productos lanzados por MIBGAS Derivatives el año pasado, el PVB-TTF: un contrato de gas natural con entrega física en el punto virtual español o PVB listado en MIBGAS Derivatives pero referenciado al precio del TTF. No está considerado como un instrumento financiero y su liquidación durante el periodo de entrega está basado en el índice ICIS TTF Day-Ahead/Weekend Index más el spread resultante de la casación.

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 manera que haga las ofertas más atractivas y competitivas.

Productos futuros y de GNL con creadores de mercado

	PVB	PVB-TTF	PVB-LPI	TVB
AXPO IBERIA S.L.U.	M+2 Q+1 S+1 Y+1	M+1 M+2 Q+1 S+1 Y+1	-	-
CEPSA GAS COMERCIALIZADORA S.A.	-	M+1 M+2 Q+1 S+1 Y+1	-	-
MET INTERNATIONAL A.G.	M+2 Q+1 S+1 Y+1	M+1 M+2 Q+1 S+1 Y+1	M+1 M+2 Q+1 S+1 Y+1	WD D+1 M+1 M+2 M+3

MIBGAS celebra la 50ª sesión del Comité de Agentes con un encuentro sobre hidrógeno renovable

MIBGAS celebró la sesión 50ª del Comité de Agentes del Mercado (CAM) el pasado 18 de junio en el Círculo de Bellas Artes de Madrid, a la que le siguió un evento bajo el título: "Algunos apuntes sobre la regulación y las políticas de apoyo al hidrógeno verde".

El CAM comenzó sus reuniones el 28 de enero de 2016 y ejerce su función de órgano consultivo y de encuentro donde los agentes pueden intercambiar opiniones.





De izquierda a derecha, Santiago González, Raúl Yunta y Natalia Fabra.

En el mismo participan Enagás GTS y REN GTG (gestores técnicos del sistema ibérico) y la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) como miembros natos, mientras que ERSE (Entidades Reguladora dos Serviços Energéticos) acude como observador.

En esta ocasión, se organizó el encuentro “Algunos apuntes sobre la regulación y las políticas de apoyo al hidrógeno verde” en el cual, ante la presencia de más de 100 asistentes, Raul Yunta Huete, presidente de MIBGAS, moderó el debate centrado en la actualidad y futuro del hidrógeno en España que contó con las voces expertas de Natalia Fabra, catedrática de

Fundamentos del Análisis Económico de la Universidad Carlos III de Madrid; y Santiago González Herraiz, jefe del Departamento de Hidrógeno Renovable del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

Acceso a los [informes del CAM](#) [↗](#)
Acceso a la [presentación de Natalia Fabra](#) [↗](#), catedrática de Fundamentos del Análisis Económico de la Universidad Carlos III de Madrid.
Acceso a la [presentación de Santiago González Herraiz](#) [↗](#), jefe del Departamento de Hidrógeno Renovable del IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).

Nueva reunión del grupo de trabajo para valorar el precio de H₂ renovable

La segunda reunión del grupo de trabajo para la valoración del precio del hidrógeno renovable, grupo que lidera MIBGAS, se celebró el pasado 29 de mayo y en la misma participaron más de 50 actores del mercado y sistema gasista.

Este segundo encuentro sirvió para avanzar en el cálculo y establecimiento del primer índice de precios del hidrógeno verde para España y Portugal, con el objetivo final de impulsar el mercado de esta energía limpia en la península ibérica. La próxima reunión tendrá lugar el 17 de septiembre.

Celebradas tres nuevas subastas bajo petición en la que se adjudicaron 642 GWh en contratos PVB-LPI

MIBGAS Derivatives celebró, a principios del mes de mayo, tres nuevas subastas bajo petición de los productos futuros indexados PVB-LPI, en las que se adjudicaron 642 GWh, una cantidad que demuestra el interés de los agentes por estas nuevas herramientas que permiten una mejor cobertura del riesgo en el aprovisionamiento de gas natural. Los

productos PVB-LPI son contratos con entrega física en el PVB (punto virtual de balance español), y que cotizan con un diferencial (spread) respecto al índice LPI.

El agente iniciador solicitó a MIBGAS Derivatives la organización de estas subastas de compra (al menos 3.000

MWh/d en cada una) de los productos PVB-LPI para el mes de junio (M+1) y para los trimestres tercero (Q3/2024) y cuarto (Q4/2024). En los tres casos, el precio (lo que se negocia es el diferencial o spread) fue de 0,140 €/MWh.

Los productos que salieron a subasta son contratos indexados PVB-LPI, es decir, el subyacente es gas con entrega en el PVB español a un precio indexado al índice Last Price Index (LPI) Day Ahead de MIBGAS, lo que significa que el precio a negociar en cada subasta es el spread respecto al índice diario LPI publicado diariamente por MIBGAS y durante el período de tiempo de cada contrato. En palabras más sencillas: el gas que se

contrata ahora y se entrega en cada periodo futuro se liquidará al precio que haya en cada día de entrega de gas más el spread casado.

La liquidación de los contratos cerrados en estas tres subastas se realizará a través de la cámara de compensación

OMIClear por lo que no existe riesgo de contraparte.

Este tipo de productos son de gran utilidad ya que permite -en una operación- gestionar la exposición al riesgo de aquellas empresas que negocian gas natural referenciado a MIBGAS.

MIBGAS realiza dos plantaciones dentro de sus acciones de RSE



Dentro de las acciones de MIBGAS englobadas en su [Plan de acción de RSE \(responsabilidad social de la empresa\) 2023-2024](#) [↗](#), se encuentran actividades relacionadas con el ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) número 13: acción por el clima. Así, MIBGAS ha apoyado a dos entidades dedicadas a la recuperación de entornos degradados con la plantación de especies autóctonas.

El pasado mes de febrero tuvo lugar la acción en Portugal, desarrollado con la entidad *Plantar um árvore* que realizó una plantación de 100 ejemplares (entre ellos robles, espino blanco y mirtos) en el parque natural de Sintra-Cascais, en la zona de Tapada da Urzeira.

Por otra parte, a finales del año pasado, en colaboración con *Bosquia*, se realizó una plantación en Asturias, en concreto en Cue (Llanes), con plantas autóctonas que ayuden a recuperar el entorno, la flora y también la fauna. Con la creación de este bosque de 100 árboles por parte de MIBGAS, se han compensado 18 toneladas de CO₂.

El objetivo de este tipo de acciones (recogidas en el plan de RSE) es que el propósito corporativo asumido por MIBGAS, esa responsabilidad que tiene como empresa en la sociedad, se traslade a su entorno, generando un impacto positivo y sostenible como son estas dos acciones de reforestación.

MIBGAS participa en la 50ª reunión anual de Sedigas

MIBGAS intervino en la 50ª edición de la reunión que anualmente celebra Sedigas (Asociación Española del Gas) y que en esta ocasión tuvo lugar en el Museo Nacional Centro de Arte Reina Sofía de Madrid el 30 de mayo, bajo el lema “Forjando el camino hacia 2050: gas natural y gases renovables por la competitividad y la neutralidad climática de Europa”.

El presidente de MIBGAS, Raul Yunta Huete, participó en una de las mesas redondas que llevaba por título “Hidrógeno renovable, innovación y desarrollo de mercado”, junto a Izaskun Gorostiaga, presidenta del Think Tank H2 de Sedigas. Durante su intervención, Raúl Yunta destacó que “MIBGAS puede ser el punto de encuentro entre la oferta y demanda del hidrógeno renovable”, y como este vector puede ayudar a reforzar la competitividad económica y garantizar la seguridad energética.

Asimismo, se habló de la importancia de desarrollar un mercado de hidrógeno renovable en España y Portugal, para lo cual MIBGAS ha puesto en marcha un grupo de trabajo para valorar el precio del hidrógeno, que comenzó sus trabajos en el mes de marzo, y que el día anterior a este encuentro de Sedigas celebró su segunda reunión.