

El repunte de la demanda al final del año tensiona los mercados que consolidan subidas de precio generalizadas

A lo largo del último trimestre del año se ha recuperado la producción mundial de gas y GNL y, desde octubre, la producción ha sido robusta en términos generales, aunque ha habido interrupciones en algunas instalaciones debido a incidentes aislados sin gran relevancia, localizados en países como Argelia, Nigeria o Noruega.

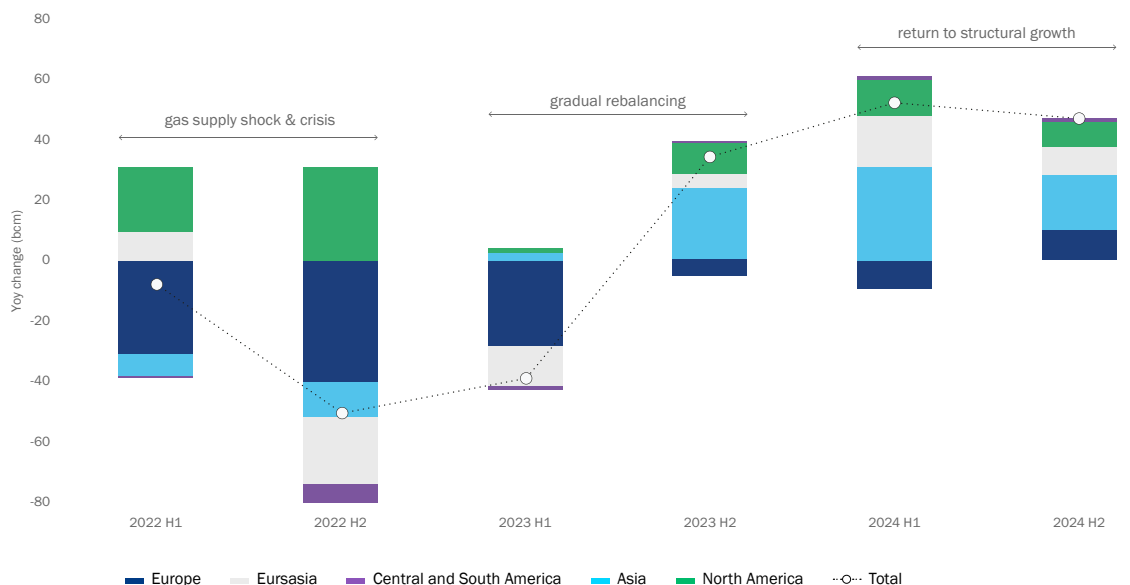
Por su parte, Estados Unidos ha liderado la recuperación de la producción mundial de GNL y ha iniciado la puesta en marcha de dos nuevas plantas: Plaquemines LNG y la ampliación de Corpus Christi;

Qatar, a su vez, ha completado sus mantenimientos en octubre y, a partir de noviembre, ha subido su producción hasta niveles máximos para poder atender con mayor holgura el pico de demanda invernal. Mientras, Australia ha visto reducida su producción por problemas en las plantas de licuefacción de Pluto y mantenimientos en Ichthys, cerrando el año sin recuperar su capacidad nominal.

Sin embargo, a pesar del progresivo incremento, no ha habido un repunte importante de oferta de GNL en

comparación con las cifras de hace un año, confirmando que la capacidad de producción mundial está ajustada para responder con agilidad a incrementos en el consumo y atender con garantías anomalías o episodios no esperados en la cadena de suministro. De hecho, 2024 ha sido el año con menor incorporación de nueva capacidad de producción (a excepción de 2020) desde 2015, con 10 bcm. Esto se ha debido a retrasos técnicos en algunos de los proyectos en construcción y estrategias comerciales de las grandes compañías, pero también a decisiones políticas como el nuevo

Gráfico 1
Evolución de la demanda de gas mundial (bcm)



Fuente: LSEG, elaboración propia.

paquete de sanciones de la Unión Europea al GNL de origen ruso o, al inicio de 2024, la del gobierno norteamericano de paralizar para la exportación la tramitación de nuevos proyectos de GNL.

Con relación a la demanda, Asia sigue siendo la región con un mayor crecimiento en el consumo de gas, liderando la demanda mundial. Sin embargo, se ha observado una progresiva ralentización en su actividad en los mercados durante los últimos meses, siendo China donde de manera más evidente se han frenado las importaciones, las razones de esto podrían ser una ligera contracción de la demanda interna, el progresivo aumento de la producción nacional de gas (+6% respecto a 2023), unido al incremento del suministro de gas ruso a través del gasoducto Power of Siberia, sin olvidar la contención frente al encarecimiento del mercado. A pesar de ello China ha sido el primer importador de GNL mundial durante 2024; seguido de Japón y Corea.

Mientras en Europa, desde finales de octubre, la demanda ha iniciado una lenta recuperación debido al aumento del consumo para generación eléctrica, motivado por el descenso de los recursos renovables y al incremento del consumo doméstico por la llegada del frío. En los últimos meses el crecimiento promedio de la demanda total de gas ha sido del 5%, representando el consumo para generación alrededor del 20%-25% de este incremento. Este cambio de tendencia ha contribuido a reactivar las importaciones de GNL, impulsando la llegada de metaneros a la zona, en un año que se ha caracterizado por el descenso en el aprovisionamiento de GNL respecto a los anteriores. Por ejemplo, en noviembre y diciembre a pesar de la mayor afluencia de GNL, el volumen total ha sido un -15% y -10% inferior al de hace un año.

En cuanto al origen del suministro de gas a Europa, hay que mencionar que los primeros países suministradores han sido Noruega y Argelia por gasoducto; mientras que se consolida el gas

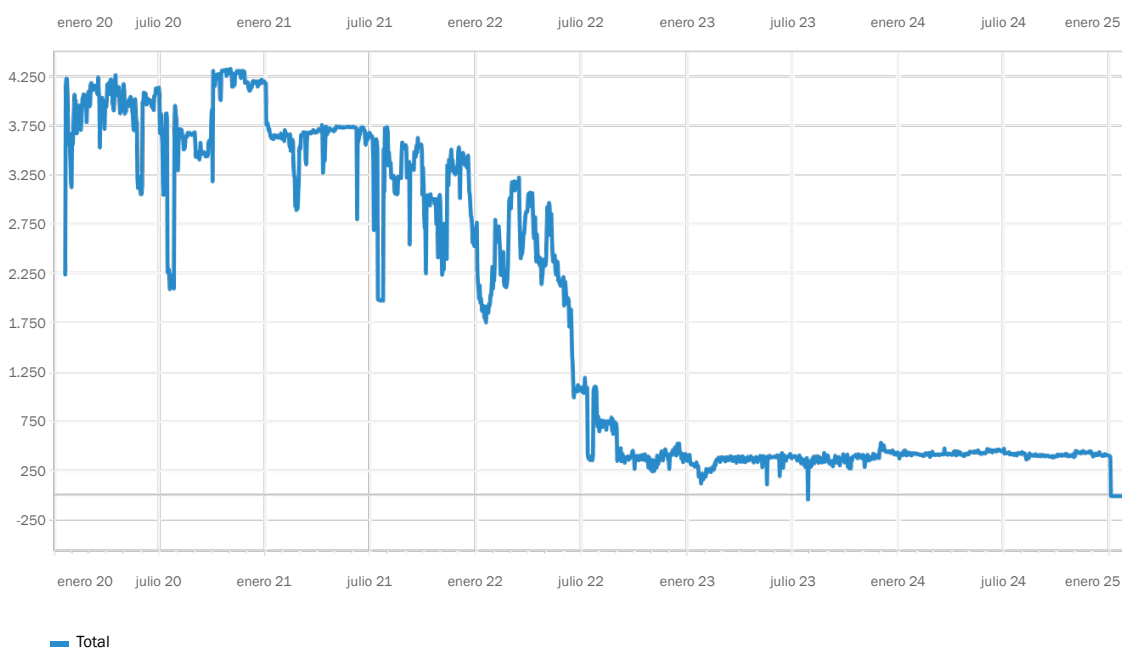
proveniente de Azerbaiyán, aunque no se haya podido garantizar el incremento de suministro como sustitución del gas ruso. En cuanto al GNL, Estados Unidos y Rusia han sido los primeros exportadores, de hecho, el incremento de volúmenes rusos ha sido del 20% con 21 bcm descargados en plantas de Francia, España, Bélgica y Holanda; esta circunstancia ha motivado la decisión de la Unión Europea de imponer nuevas sanciones.

Interrupción del suministro de gas ruso a Europa

A finales de año se confirmaba la no renovación del acuerdo de tránsito a través de Ucrania del gas ruso. Tras la invasión a Ucrania y a pesar del conflicto, se mantuvo un pequeño suministro de gas en tránsito hacia Austria y Centroeuropa que, finalmente, se ha interrumpido a principios de 2025.

Los mercados a lo largo de todo el año ya lo anticipaban y ha sido uno de los factores que ha contribuido

Gráfico 2
Flujos de gas ruso. Principales gasoductos (GWh)



al encarecimiento del precio, pues refuerza el sentimiento de escasez de gas. Sin embargo, desde el inicio del conflicto, las empresas han ido buscando alternativas de suministro y a nivel regulatorio, Europa ha reforzado los mecanismos de solidaridad entre países y estabilidad en los mercados. No obstante, supone una dificultad añadida asegurar la sustitución de este suministro con GNL, al representar un déficit de unos 15 bcm.

Con relación a los almacenamientos de gas en Europa, al inicio del último trimestre del año alcanzaban un

contribuido el aumento de la extracción, bajando progresivamente el volumen almacenado, hasta el 70% de su capacidad a finales de año. De manera que, el consumo de las reservas de gas ha sido más rápido que en los últimos años y aunque se encuentra dentro de los valores medios, el volumen total acumulado de gas a principios de enero es 15 bcm inferior a hace un año.

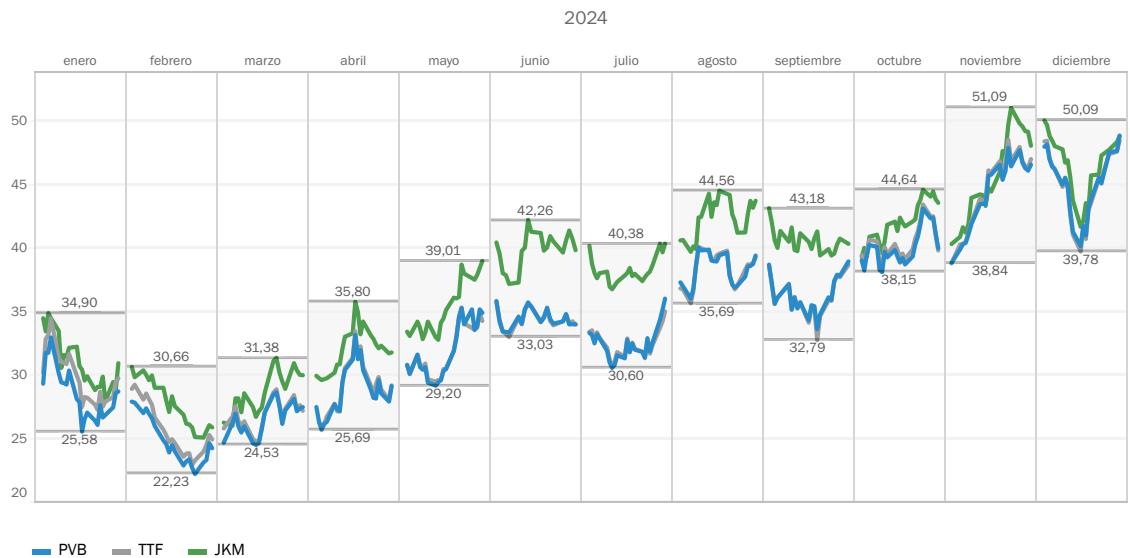
Por otra parte, el incremento de la producción mundial ha impulsado las exportaciones de GNL, fortaleciendo el comercio internacional de gas, principalmente en toda la región Asia-Pacífico que ha visto aumentar

Precios y mercados

Por último, la subida de precios ha sido generalizada en todos los mercados durante el último trimestre, observándose en noviembre las más fuertes por encima del 20%, mientras que en diciembre ha habido una mayor fluctuación cerrando el mes con valores promedio similares al anterior, pero, aproximadamente, un 20% por encima de los niveles de precio de hace un año.

Los grandes compradores asiáticos han mantenido su hegemonía en el mercado, cediendo posiciones a finales de año ante el creciente interés

Gráfico 3
Evolución referencias de precios 2024, bandas de fluctuación (€/MWh)



Fuente: LSEG, elaboración propia.

volumen medio de llenado del 95 %, cumpliendo con los objetivos marcados por la Comisión Europea. Sin embargo, el ritmo de inyección de este año y el volumen total almacenado al inicio del invierno era inferior a los valores de 2023, confirmando la situación de ajuste del mercado de suministros.

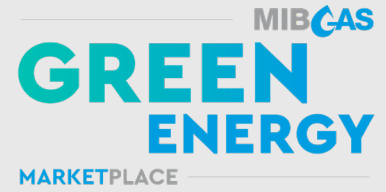
En los últimos meses del año, los almacenamientos han aportado la flexibilidad necesaria al sistema para poder modular las puntas de consumo. A esta circunstancia ha

significativamente los volúmenes comercializados, creciendo la liquidez de toda la región casi un 50%.

El aumento de la flota mundial y la reducción de las restricciones al tránsito en el canal de Panamá han ayudado a impulsar las dinámicas comerciales. Se han incorporado alrededor de 60 nuevos buques a lo largo de todo 2024, esto ha abaratado significativamente el coste de los fletamentos facilitando más flexibilidad en las entregas y ampliando las oportunidades comerciales.

comprador europeo. La competencia entre ambas regiones ha hecho que se produzca un gran acoplamiento entre las referencias de precios de las zonas, siendo la asiática la que se ha mantenido por encima de la europea, con un diferencial de precio que ha ido en disminución desde octubre y un grado de correlación muy elevado (0,95).

MIBGAS IBHYX, el primer índice ibérico del precio del hidrógeno



MIBGAS presentó en el mes de diciembre el primer índice ibérico del precio del hidrógeno renovable, con un precio en su primer día de 5,85 €/kg (148,36 €/MWh). La publicación de esta nueva señal de precios, que se actualiza semanalmente, se hace en la página web www.greenenergy.mibgas.es creada para acoger todas las acciones de MIBGAS en el campo de los gases renovables.

El índice MIBGAS IBHYX es fruto de los trabajos realizado por el grupo creado a primeros del año pasado y liderado por MIBGAS, que ha elaborado una metodología para calcular un precio de referencia del hidrógeno renovable, que refleja una señal fiable, robusta, no manipulable y representativa, basada

en costes. El grupo está integrado por agentes españoles y portugueses involucrados en la cadena de valor del hidrógeno, desde productores, comercializadores, consumidores, transportistas, instituciones académicas y representantes de organismos como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE).

El MIBGAS IBHYX refleja el coste de producción del hidrógeno renovable, es decir, el precio mínimo al que está dispuesto a vender un productor para obtener la rentabilidad esperada. Esta señal representa el coste nivelado de producción del hidrógeno renovable

de acuerdo con los criterios establecidos en los actos delegados de la Unión Europea para la obtención de hidrógeno RFNBO (*Renewable Fuel of Non Biological Origin*).

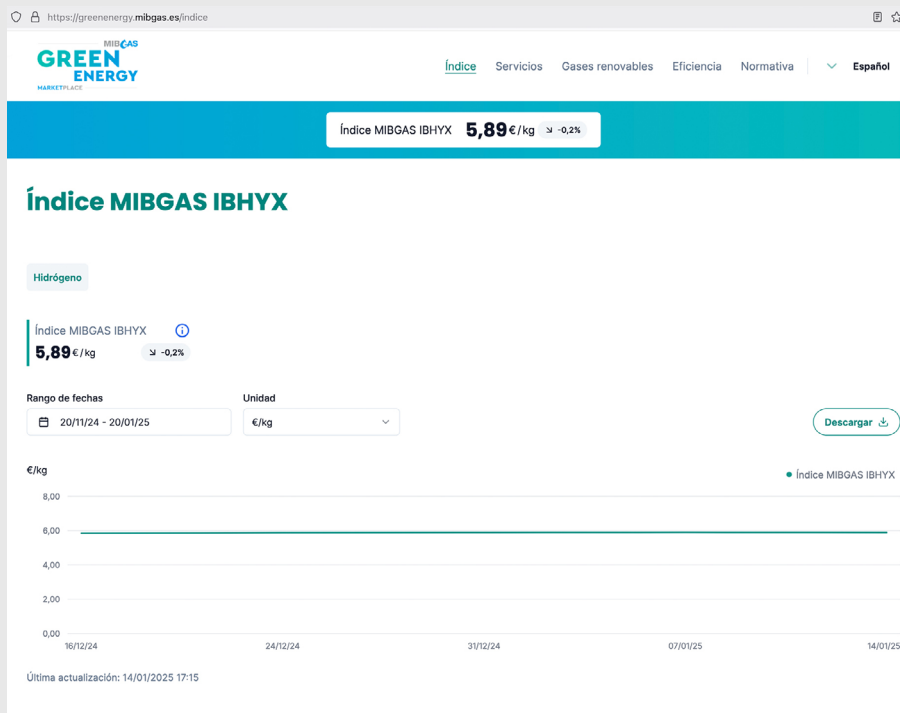
La metodología empleada se ha basado en los costes de producción para, en un primer paso, llegar a definir y a aunar criterios para la obtención del precio de producción en Iberia de este vector energético, que es lo que representa el índice MIBGAS IBHYX. El siguiente paso será conocer el precio de la demanda, el que está dispuesto a pagar un *offtaker* demandante de hidrógeno renovable. El gap o diferencial entre estos dos precios determinará el grado de liquidez del mercado aún en ciernes.

Lanzamiento de un *microsite* e imagen propia

MIBGAS ha desarrollado un *microsite* www.greenenergy.mibgas.es, así como una imagen propia que será la utilizada en sus acciones de gases renovables. La página web incluirá información relativa a estos gases y sobre eficiencia energética. En ella se publicará semanalmente el índice MIBGAS IBHYX, precio que representa el coste nivelado de producción del hidrógeno renovable, junto a su metodología de cálculo, la evolución del Índice y un fichero descargable con el histórico disponible. Además, ofrece información sobre la normativa aplicable y los servicios que MIBGAS ofrece con relación a la negociación de gases renovables y eficiencia energética.

Más información:

www.greenenergy.mibgas.es



MIBGAS y DH2 Energy acuerdan lanzar la primera subasta de hidrógeno renovable del mercado ibérico

MIBGAS Derivatives, el operador del mercado ibérico de futuros de gas, y DH2 Energy, desarrollador y productor de hidrógeno verde, lanzaron a mediados de diciembre la primera subasta para la compra de hidrógeno renovable en el mercado ibérico. La subasta se dirige a todas las empresas interesadas en la adquisición de hidrógeno renovable, a nivel nacional e internacional, sin restricciones en cuanto al tipo de aplicación del hidrógeno. Se ofertarán distintos lotes, en función del volumen de suministro y la duración del contrato,

partiendo de un precio base para cada uno de ellos.

Los participantes han presentado ofertas para la compra del hidrógeno renovable generado por la planta Hysencia de DH2 Energy. La planta se ubica en Aragón y está previsto que su construcción se inicie a mediados de 2025, mientras su entrada en operación se producirá en el primer semestre de 2027.

La planta Hysencia, de 35 MW de capacidad de electrólisis, 49 MW

de potencia fotovoltaica y 10 MW de conexión a red, es una iniciativa pionera que resultó ganadora en la primera subasta europea, la cual es financiada por el Fondo de Innovación, en el marco del Banco Europeo del Hidrógeno.

Hysencia, que obtuvo este año la autorización ambiental integrada, es uno de los primeros proyectos comerciales de hidrógeno verde en la península ibérica. El hidrógeno renovable producido por Hysencia contribuirá a descarbonizar los sectores de la industria y la movilidad.

MIBGAS se registra como administrador de índices de referencia de precios de gas ante la CNMV

MIBGAS ha sido autorizado por la CNMV (Comisión Nacional del Mercado de Valores) como administrador de índices de referencia (*Benchmarking Manager*), conforme al Reglamento (UE) 2016/1011. Este Reglamento europeo tiene por objeto establecer un marco común a efectos de garantizar la exactitud e integridad de los índices utilizados como índices de referencia en los instrumentos financieros y en los contratos financieros.

MIBGAS publica diariamente, sus índices LPI (*Last Price Index MIBGAS Day Ahead*) y API (*Average Price Index MIBGAS Day Ahead*), tanto para España como para Portugal.

Además, también publica precios diarios que son utilizados habitualmente por agentes y por entidades en contratos de futuros financieros sobre el punto virtual de balance de gas (PVB) español y punto virtual de *trading* (VTP) portugués. Asimismo, ha creado un apartado en su web público dedicado a estos índices.

Estos índices de precios se encuadran en la calificación de índices de referencia financieros de acuerdo con el Reglamento (UE) 2016/1011 por dos motivos principales: (1) por ser índices de datos regulados y de materias primas, y (2) por la potencialidad de ser utilizados en instrumentos financieros por otras entidades. Por ello, MIBGAS como

operador del mercado de gas decidió, en el mes de abril de 2024, iniciar el proceso de registro como administrador de índices antes la CNMV que culminó con la aprobación y autorización del regulador.

En definitiva, esta autorización acredita a MIBGAS como administrador o *Benchmarking Manager* como la entidad bajo cuyo control y responsabilidad se elaboran los índices de referencia del mercado ibérico del gas. MIBGAS figura ya en las páginas web de la CNMV [↗](#) y en la del regulador europeo ESMA [↗](#) (*European Securities and Markets Authority*) como administrador de índices de referencia.