Pedro Antonio Merino García*
Pilar Sánchez-Herrera Fernández**

EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS EUROPEO Y ESPAÑOL DE GAS NATURAL EN 2025 Y PRIMEROS MESES DE 2026

Este artículo analiza la evolución de los mercados europeo y español de gas natural durante 2025 y comienzos de 2026, así como los factores geopolíticos y estructurales que han condicionado su comportamiento. Se examinan los efectos del fin del tránsito de gas ruso por Ucrania y la expansión del gas natural licuado. Aunque 2026 comenzó con precios más bajos, el conflicto en Oriente Medio ha introducido nuevos riesgos que incrementan la volatilidad y la vulnerabilidad del mercado del gas natural.

Trends in the European and Spanish Natural Gas Markets in 2025 and the Early Months of 2026

This article analyses developments in the European and Spanish natural gas markets during 2025 and early 2026, as well as the geopolitical and structural factors that have influenced their performance. It examines the effects of the end of Russian gas transit through Ukraine and the expansion of liquefied natural gas. Although 2026 began with lower prices, the conflict in the Middle East has introduced new risks that increase the volatility and vulnerability of natural gas market.

Palabras clave: *gas, demanda, oferta, GNL, importaciones, inventarios, balance, precios, generación, volatilidad.*
Keywords: *gas, demand, supply, LNG, imports, inventories, balance, prices, generation, volatility.*
JEL: *L94, Q40, Q41.*

* Técnico Comercial y Economista del Estado. Exdirector de Estudios de Repsol.
** Analista sénior de energía. Departamento de Estudios de Repsol.
Versión de marzo de 2026.
https://doi.org/10.32796/ice.2026.943.7982

1. Introducción

El mercado europeo del gas natural en el año 2025 ha estado marcado por el fin del tránsito de gas ruso a través de Ucrania y la necesidad de importar más gas natural licuado (GNL) para aumentar el almacenamiento durante los meses centrales del año, cuando el consumo es más bajo. Esta necesidad de importar, más las medidas arancelarias y no arancelarias que empezó a imponer Estados Unidos, impactó en los precios durante el primer semestre; después, ante la no existencia de aranceles, los precios se fueron relajando a lo largo del año.

El aumento de la oferta mundial disponible de GNL, debido principalmente a las nuevas plantas de licuefacción y a la ampliación de las existentes de Estados Unidos, permitió una relajación de precios hasta el punto de que el arbitraje entre cuencas para cargamentos del Atlántico permaneció prácticamente cerrado durante la mayor parte del año debido a la débil demanda de países asiáticos y, en particular, de China (este arbitraje, cuando está abierto, significa que los precios en Asia son lo suficientemente altos como para desviar un cargamento desde el Atlántico al Índico porque el mayor coste de transporte es compensado por los mayores precios del mercado al contado en Asia). El conflicto entre Rusia y Ucrania ha llevado a Europa a negociar una hoja de ruta para la eliminación gradual tanto del GNL ruso como del gas por gasoducto en los próximos años. En cuanto a la demanda de gas en Europa, esta ha crecido modestamente en 2025 frente a 2024, impulsada por el mayor consumo de gas en generación eléctrica y en el sector residencial/comercial. En cuanto a la oferta, Noruega continuó siendo el principal proveedor de gas por gasoducto para Europa y el descenso en el gas por los gasoductos de origen ruso fue compensado principalmente por el aumento del GNL importado.

Antes de los ataques de Estados Unidos e Israel a Irán, se preveía que en 2026 los precios europeos bajaran respecto a 2025 debido al aumento de la oferta mundial de GNL y la débil demanda asiática. Sin embargo, el conflicto en Oriente Medio ha puesto fuera de juego al 20 % de las exportaciones mundiales de GNL con origen en Catar. Desde entonces, y especialmente con el ataque iraní a las plantas de licuefacción cataríes, el precio se ha doblado y en muchos países asiáticos se está reforzando la generación eléctrica con carbón ante la temporada de mayor consumo de aire acondicionado.

2. Análisis de la evolución de los precios del gas natural

El año 2025 en Europa ha estado marcado a nivel de oferta por dos cambios que han sido cruciales:

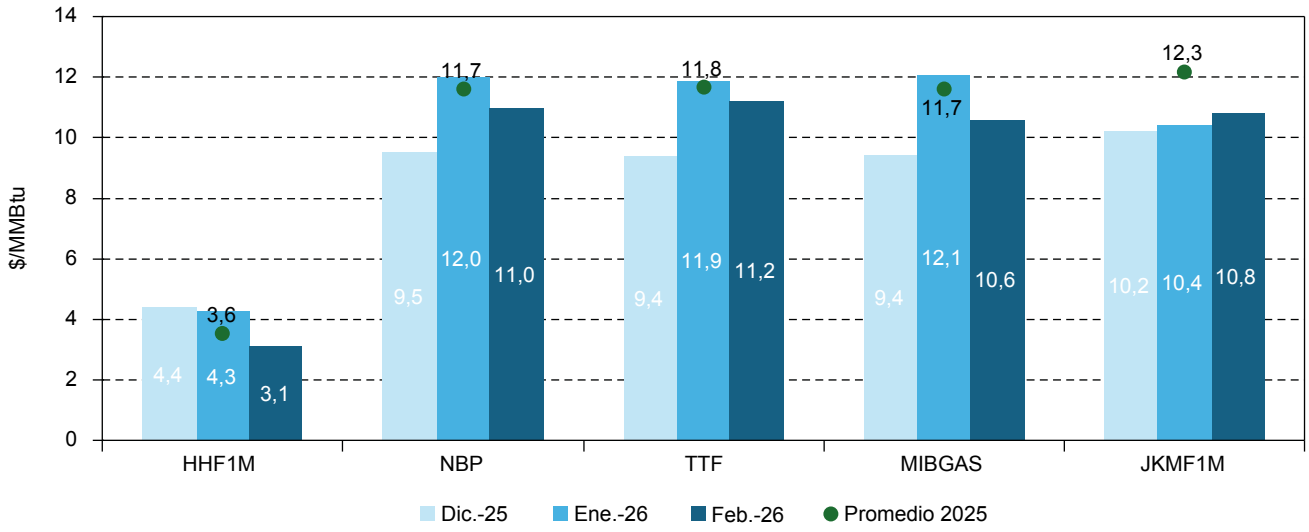
- El fin del tránsito del gas ruso por gasoducto a través de Ucrania, terminando con una relación comercial que empezó en 1968.
- El aumento de la oferta mundial de GNL, sobre todo gracias a Estados Unidos, de la cual se ha beneficiado principalmente Europa.

Esto se ha ido reflejando en los precios a lo largo del año 2025, que empezó con los precios elevados para luego moderarse sustancialmente. Los precios fueron altos durante el primer trimestre por el fin del tránsito ruso, por las olas de frío, por los bajos niveles de inventarios y por las dudas de si sería posible llenar el almacenamiento de gas durante el verano. Europa atrajo los cargamentos de GNL flexibles (son cargamentos flexibles aquellos que no tienen una cláusula contractual de entregarlo solo a un cliente o país), con lo que pudo reemplazar el volumen de gas ruso perdido y reconstruir el almacenamiento para el invierno (el nivel de llenado fue del 82 %, inferior al objetivo establecido del 90 %). A esta situación contribuyó la débil demanda en Asia que alivió la presión sobre los precios, para terminar el año con los precios más bajos desde un mes antes de la invasión rusa de Ucrania. El arbitraje entre cuencas para cargamentos del Atlántico permaneció cerrado durante la mayor parte del año debido a la débil demanda en Asia y, en particular, en China.

Aun así, el año no estuvo exento de altibajos: una ola de frío que impulsó los precios a finales del invierno; en

FIGURA 1

PRECIOS GLOBALES DEL GAS VS. 2025



FUENTE: LSEG Data & Analytics y Dirección de Estudios.

abril los aranceles en Estados Unidos impactaron negativamente en los precios ante el miedo de crisis económica y caída de la demanda a nivel mundial; en verano las tensiones en Oriente Medio (ataques a las centrales de enriquecimiento de uranio por parte de Estados Unidos y de Israel) estallaron y elevaron puntualmente los precios ante el temor de que la escalada del conflicto pudiera impedir el tránsito de cargamentos de GNL por el estrecho de Ormuz y que el GNL se desviara a Egipto y Turquía si el conflicto interrumpía aún más los flujos de los gasoductos regionales. Como consecuencia, el año 2025 tuvo precios promedio de gas superiores al año previo.

En el año 2026, el precio del HH (Nymex) (precio del contrato de futuro a un mes del gas natural preciado en el Henry Hub) empezó en 4,3 $/MMBtu (millones de unidades térmicas británicas) en enero para disminuir a 3,1 $/MMBtu en febrero. También disminuyeron los precios europeos pasando en promedio de 12 $/MMBtu en enero a 10,9 $/MMBtu en febrero. En cambio, el JKM *Futures Swaps* (referencia del *swap* a un mes del precio en Asia) subió de 10,4 $/MMBtu en enero a 10,8 $/MMBtu en febrero. Si lo comparamos con el año anterior, los precios europeos mensuales de febrero son inferiores en aproximadamente un 7 % con respecto al valor promedio anual (Figura 1).

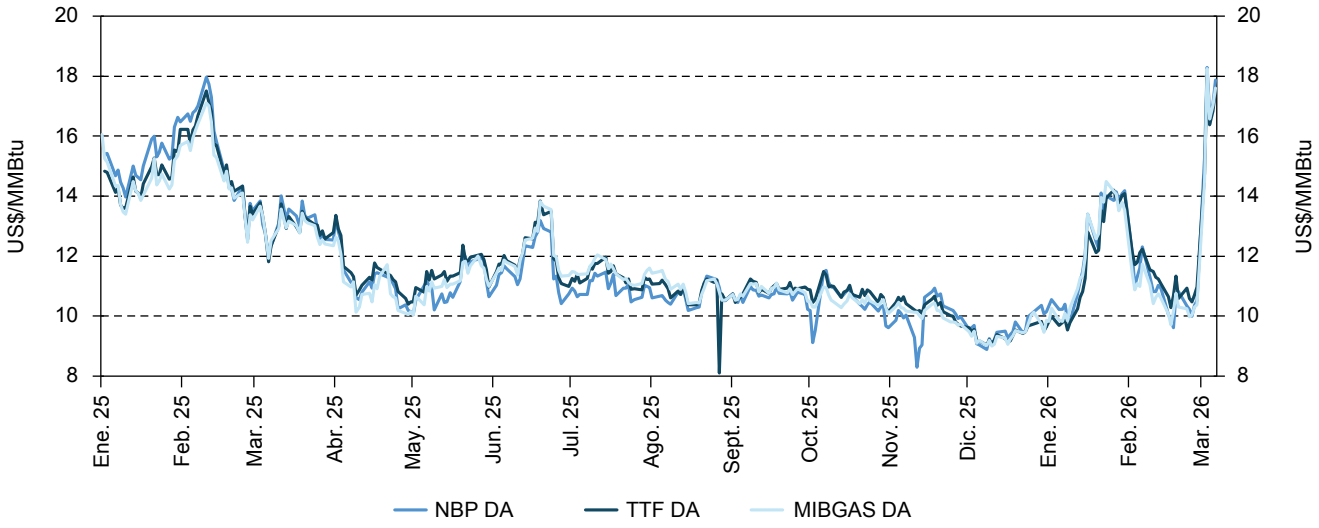
Respecto a la situación durante el año en curso, en los meses de enero y febrero la demanda ha sido acorde con la época del año (invierno) marcada por la demanda para calefacción (sector residencial/comercial) sobre todo en enero, con olas de frío, mientras que en febrero la climatología más templada relajó los precios.

Desde el punto de vista de la oferta, enero y febrero han estado marcados por algún mantenimiento previsto e imprevisto en Noruega, sin gran impacto. En general, el caudal de envío diario promedio de estos dos meses desde Noruega a Europa y Reino Unido ha sido superior al año previo.

A nivel mundial de oferta, la cual impacta cada vez más en los mercados europeos a través del GNL, se podría decir que en estos dos meses el suministro ha

FIGURA 2

EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS PRINCIPALES PRECIOS DEL GAS EUROPEOS



FUENTE: LSEG Data & Analytics y Dirección de Estudios.

sido robusto y superior al mismo período del año previo, con algún susto:

- El fin de semana del 24 y 25 de enero una gélida tormenta afectó prácticamente a todo Estados Unidos, la cual, además de disparar la demanda en Estados Unidos, implicó congelación de pozos e impactó en los precios locales al contado y el Henry Hub, pero también en los precios europeos y asiáticos. La congelación de los pozos redujo en aproximadamente un 17 % la capacidad de producción estadounidense, lo cual, junto con la mayor necesidad de gas en el mercado local, hizo que el gas que alimenta las plantas de exportación de GNL se redujera en aproximadamente un 42 % de la capacidad. El impacto de la tormenta, según fuentes de mercado, supuso aproximadamente 15 barcos de GNL a nivel mundial: nueve cancelados y seis importados a Estados Unidos para abastecer el mercado local, lo cual fue toda una sorpresa, ya que Estados Unidos es un país exportador. El miedo a esta falta de GNL es lo que aumentó los precios en el resto de los mercados, si bien al final el impacto fue transitorio y en febrero la situación se normalizó.
- El riesgo geopolítico ha estado presente en ambos meses elevando los precios. El mercado estuvo siguiendo con preocupación las conversaciones entre Irán y Estados Unidos por el programa nuclear, las protestas en Irán, por miedo a la posible intervención de Estados Unidos. Desafortunadamente, el riesgo se materializó el fin de semana del 28 de febrero, demostrando que no era una preocupación baladí, y la situación a nivel de precios ha cambiado radicalmente en el mes de marzo (Figura 2).

Conflicto en Oriente Medio y previsiones

Antes de la escalada del conflicto en Oriente Medio, el consenso de mercado para 2026 apuntaba a un entorno de precios del gas en Europa más bajos que en 2025.

Esta visión se sustentaba principalmente en una expansión significativa de la capacidad mundial de licuefacción de GNL, con un incremento estimado de alrededor de 70 Mtpa (millones de toneladas anuales) entre 2026 y 2027, de las cuales aproximadamente 29 entrarían ya en 2026, impulsadas sobre todo por Estados Unidos, Catar (ampliación de nuevas plantas de licuefacción), Canadá, Australia y nuevos proyectos en África. Este crecimiento de la oferta, combinado con una demanda asiática relativamente débil, favorecía un escenario en el que el GNL flexible presionaría los precios europeos a la baja, aunque manteniendo episodios de volatilidad.

Sin embargo, incluso en este escenario el mercado europeo ya mostraba una mayor sensibilidad estructural a los *shocks*. Por un lado, la progresiva eliminación del carbón, el declive del suministro doméstico y noruego y la expectativa de una ausencia prolongada del gas ruso eliminan una parte relevante de la oferta. Por otro lado, la demanda ya se contrajo tras la crisis ucraniana cuando los precios alcanzaron máximos históricos. De manera que lo que queda de demanda es más resiliente a precios altos. En este nuevo equilibrio, el almacenamiento europeo y el mercado mundial de GNL pasan a ser prácticamente las únicas fuentes de flexibilidad, aumentando el riesgo de episodios de volatilidad más intensos y persistentes.

Adicionalmente a lo anterior se suma una creciente brecha de suministro no contratado a largo plazo y con destino fijado, lo que obliga a Europa a competir activamente en el mercado mundial del GNL para asegurar volúmenes marginales. Ya en 2025, las expectativas de un posible acuerdo de paz en Ucrania generaron fuertes oscilaciones de precios al reabrirse el debate sobre el retorno o no de los flujos rusos hacia Europa. Esta incertidumbre también se traslada a 2026, agravada por la intención de la Unión Europea (UE) de prohibir importaciones de gas y GNL rusos, lo que introduce un componente político adicional en la formación de precios.

Es en este contexto de mercado estructuralmente más tenso y dependiente del GNL donde el conflicto en Oriente Medio altera de forma radical las estimaciones iniciales. El cierre del estrecho de Ormuz constituye el evento más disruptivo para el mercado mundial de gas y GNL desde la invasión de Ucrania en 2022. De prolongarse, transformará un mercado que se preveía holgado en 2026 en uno claramente ajustado, con implicaciones profundas para precios, flujos y seguridad de suministro.

Se estima que el cierre de tres meses del estrecho podría retirar del orden de 24 Mt (millones de toneladas) de suministro de GNL (Catar y Emiratos Árabes Unidos), limitando el llenado del almacenamiento europeo a tan solo 70-75 %, incluso bajo supuestos de reducción significativa de la demanda asiática. En este escenario, los precios europeos y del GNL *spot* podrían escalar puntualmente hasta 25 $/MMBtu o incluso más, reflejando una competencia directa entre regiones por volúmenes no contratados.

El impacto es especialmente severo debido al papel central de Catar, que representa cerca del 20 % del suministro mundial de GNL. La interrupción de sus exportaciones, junto con las exportaciones de Emiratos Árabes Unidos, no puede ser compensada rápidamente por otros productores. Estados Unidos opera prácticamente ya a plena capacidad y la nueva producción prevista para 2026 resulta insuficiente para cubrir una pérdida de esta magnitud. Australia carece de margen real y otros productores solo disponen de flexibilidad limitada y de corto alcance.

Desde el punto de vista de la demanda, los compradores asiáticos más expuestos al GNL catarí son China y el sur de Asia, los cuales tienden a reaccionar elevando el uso de combustibles alternativos como petróleo o carbón. Europa, aunque menos dependiente de Catar que Asia, se encuentra en una posición delicada: niveles de almacenamiento inferiores a los del año anterior, eliminación progresiva del gas ruso y una creciente competencia con Asia y Egipto por el GNL flexible.

El conflicto en Oriente Medio rompe el equilibrio previsto para 2026. Las expectativas iniciales de precios más bajos apoyadas en una expansión de la oferta de GNL se ven sustituidas por un escenario dominado por riesgos

TABLA 1

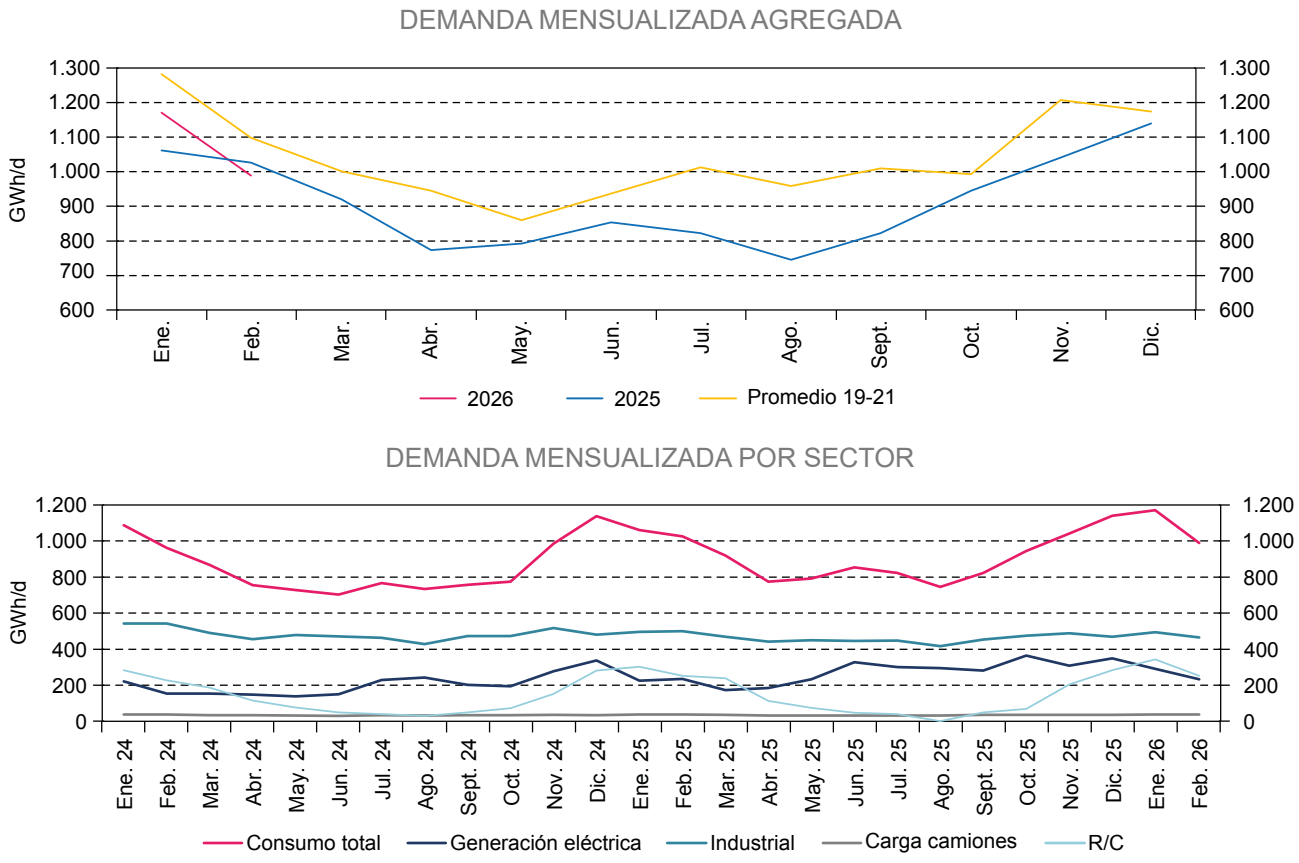
PREVISIONES DE PRECIOS ESPERADOS A CORTO PLAZO EN EUROPA
(En $/MMBtu)

Analista	Fecha publ.	T1 26	T2 26	T3 26	T4 26	**2026 Prom.**
Bancos de inversión	Mar.-26	12,9	16,6	13,0	11,5	**13,8**
Macro consultores	Mar.-26	12,4	11,1	9,8	10,6	**11,0**
Mercado de futuros	13-mar.-26	—	16,5	16,1	15,9	**16,2**
Promedio	**Mar.-26**	**12,6**	**14,7**	**13,0**	**12,7**	**13,6**

FUENTE: LSEG Data & Analytics y Dirección de Estudios.

FIGURA 3

DEMANDA DE GAS NATURAL EN ESPAÑA, POR SECTORES



FUENTE: LSEG Data & Analytics, Enagás GTS y Dirección de Estudios.

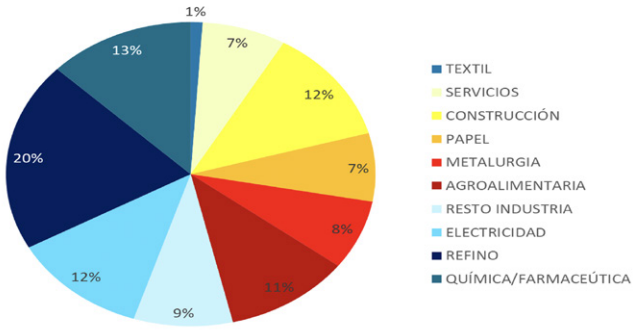
FIGURA 4

DEMANDA DE GAS NATURAL EN ESPAÑA PARA EL SECTOR INDUSTRIAL DESGLOSADO POR SECTORES DE MERCADO EN EL AÑO 2025

CONSUMO ANUALIZADO DE CADA SECTOR DEL MERCADO

Sector	Consumo (TWh) anual	% Variación con respecto al año previo
TEXTIL	1,7	4 %
SERVICIOS	12,0	1 %
CONSTRUCCIÓN	20,0	1 %
PAPEL	11,8	-1 %
METALURGIA	12,1	-2 %
AGROALIMENTARIA	18,0	-5 %
RESTO INDUSTRIA	14,1	-6 %
ELECTRICIDAD	19,6	-8 %
REFINO	32,9	-10 %
QUÍMICA/FARMACEÚTICA	21,0	-11 %

CONTRIBUCIÓN DE CADA SECTOR DEL MERCADO EN 2025



FUENTE: Enagás GTS y Dirección de Estudios.

geopolíticos, menor flexibilidad del sistema y una elevada dependencia del GNL *spot* o al contado. El resultado es un mercado más volátil, con precios estructuralmente más altos y una mayor probabilidad de destrucción de demanda como mecanismo de ajuste, cuya magnitud dependerá críticamente de la duración del conflicto y de posibles daños a la infraestructura de exportación en la región. A nivel de precios, las previsiones de corto plazo aumentan en promedio en aproximadamente 3,5 $/MMBtu con respecto a la situación previa antes del conflicto (Tabla 1).

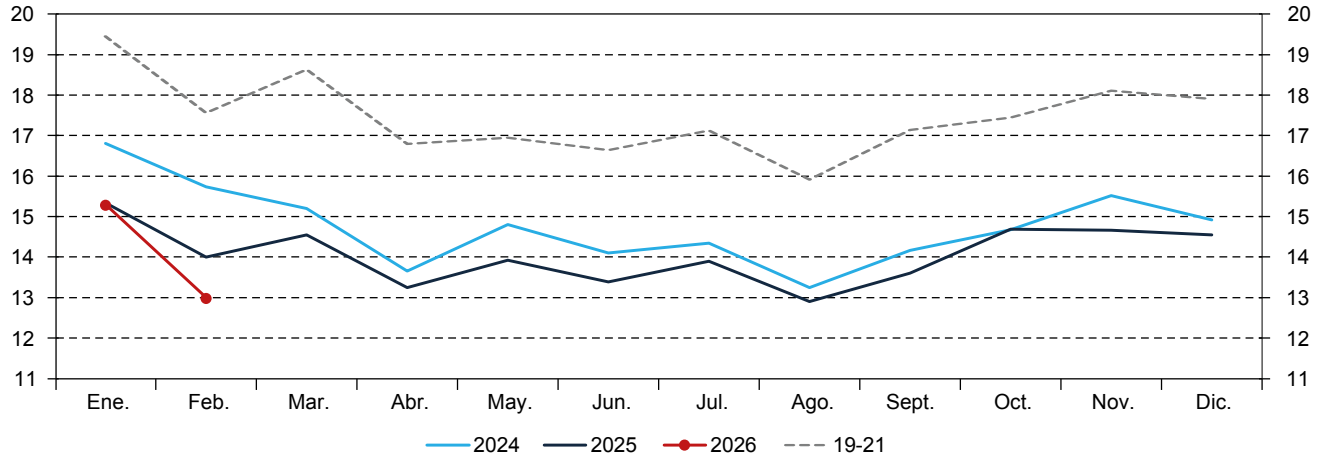
En el caso de España, la demanda en 2025 fue ligeramente superior al año previo en aproximadamente un 6 %, principalmente por el mayor consumo de gas en generación eléctrica, debido al apagón de abril de 2025 que hace que el gas funcione como respaldo del sistema eléctrico. A nivel mensualizado, y durante el mes de febrero de este año, se espera un descenso de la demanda total, en aproximadamente un 15,6 % inferior a la del mes previo, situándose en valores próximos a los 1.000 GWh/d. Si lo comparamos con el mismo mes del año anterior, se espera que la demanda disminuya un 3,7 %. Con respecto al mes anterior, se estima que el consumo habría disminuido un 20 % en generación eléctrica, un 27 % en residencial/comercial (R/C) y un 6 % en industrial (Figura 3).

Para España, podemos analizar la demanda de gas industrial por sectores. En la Figura 4 se muestra dentro del sector industrial el desglose del consumo por sectores de mercado del año 2025 y su variación con respecto al año 2024. Se observa que los mayores incrementos son para los sectores textil y servicios y los mayores descensos para química/farmacéutica y refino.

A nivel mensualizado, podemos comparar la evolución de la demanda de gas industrial en España a lo largo de los años. En concreto en el año en curso, en febrero la demanda de gas industrial disminuyó un 7 % en comparación con el mismo período de 2025, y un 26 % en comparación con el promedio de 2019-2021 (Figura 5).

FIGURA 5

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS EN LA INDUSTRIA Y COMPARACIÓN CON AÑOS PREVIOS (En TWh)



FUENTE: Enagás GTS y Dirección de Estudios.

Inventarios

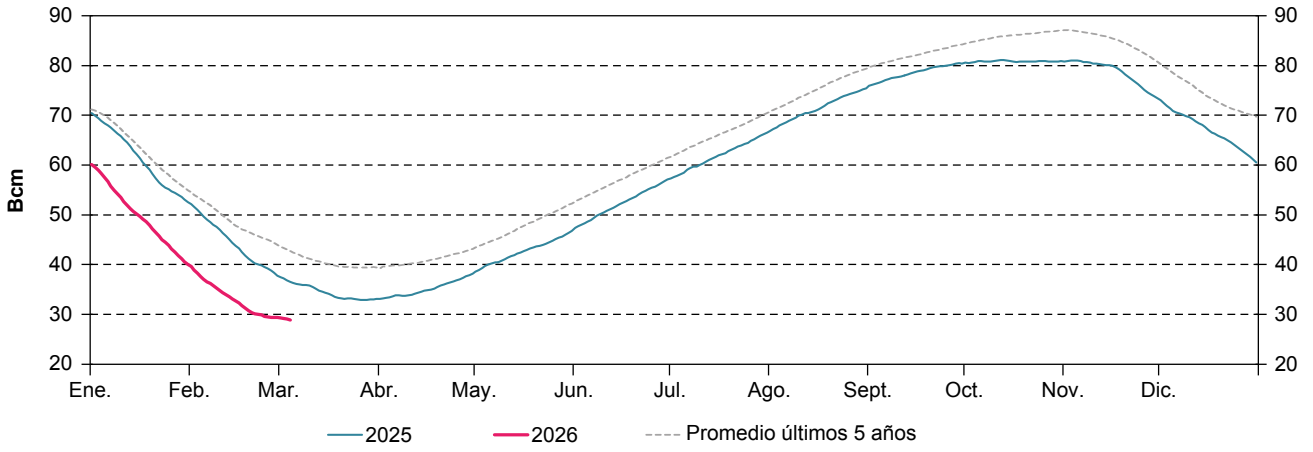
Los inventarios agregados en Europa finalizaron el año 2025 en niveles cercanos a los 708 TWh, unos 60,5 bcm (millardos de metros cúbicos), al 58 % de su capacidad de llenado, aproximadamente un 14,5 % inferior al nivel alcanzado el año previo y por debajo de la media de llenado de los últimos cinco años en aproximadamente un 15,8 %. No debemos olvidar que 2025 ha sido el primer año sin el gas ruso que se suministraba a través de Ucrania, por la no renovación del tránsito, y que, a diferencia del año previo, se partió de un objetivo agregado de almacenamiento inicial del 82 %, debido en parte a la relajación/flexibilización de los objetivos de almacenamiento para 2025 (en 2024 había obligación de alcanzar un 90 %) por parte de la Unión Europea, lo cual ayudó a relajar los precios europeos durante el verano.

Durante el año en curso, los retiros en el almacenamiento han sido pronunciados, sobre todo en el noreste y el centro de Europa, durante el mes de enero. En febrero, debido a la menor demanda por el clima más cálido, se ha ralentizado el retiro, terminando en niveles cercanos a los 343 TWh (29 bcm), el 30 % de su capacidad de llenado, aproximadamente un 22 % inferior al nivel alcanzado el año previo y por debajo de la media de llenado de los últimos cinco años en aproximadamente un 33 %. El nivel es uno de los más bajos de los últimos años, siendo superado solo por el año 2022. La situación actual eleva la sensibilidad del mercado ante posibles interrupciones de suministro (Figura 6).

El período de inyección en Europa para rellenar el almacenamiento de gas comienza en abril y suele terminar en octubre, aprovechando los meses de verano para reponer las reservas y estar preparados para el invierno, meses de mayor consumo. Las previsiones iniciales indicaban que a lo largo del verano se produjese la reposición del almacenamiento para llegar a valores próximos al 80 %, según distintos consultores. No obstante, esta previsión se ve afectada por la guerra en Oriente Medio, que en función de cómo evolucione y el

FIGURA 6

EVOLUCIÓN DE LOS INVENTARIOS (AGREGADO EUROPA)



FUENTE: Gas Infrastructure Europe (GIE) y Dirección de Estudios.

tiempo que dure la misma puede hacer que sea factible o no el alcanzarlo, probablemente a un precio más alto del previsto inicialmente.

Contexto del gas natural: sanciones al gas ruso 2025

El año 2025 en Europa ha estado marcado por la continuación del conflicto entre Rusia y Ucrania, que ha llevado a los responsables políticos de la Unión Europea a negociar una hoja de ruta para la eliminación gradual tanto del GNL ruso como del gas por gasoducto en los próximos años.

El 1 de enero de 2025 se produjo el cese del gas ruso que venía por gasoducto a través de Ucrania. Europa ha continuado trabajando en la eliminación gradual del GNL y del gas de origen ruso, principalmente con la aprobación del 19.º paquete de sanciones en octubre, el cual incluía explícitamente por primera vez un veto a las importaciones de GNL ruso, y más adelante se continuó avanzando al convertir en regulación vinculante la eliminación del gas y GNL rusos, la cual fue adoptada formalmente como legislación el 26 de enero de 2026. La legislación de la Unión Europea es más duradera que las sanciones, las cuales requieren una renovación unánime del Consejo cada seis meses.

Teniendo en cuenta lo anterior, la situación quedaría para los años siguientes, considerando las sanciones y la regulación:

- Las importaciones de gas ruso por gasoducto, bajo contratos a corto plazo celebrados antes del 17 de junio de 2025, estarán prohibidas a partir del 17 de junio del 2026.
- Las importaciones de gas por gasoducto bajo contratos a largo plazo estarán prohibidas a partir del 30 de septiembre de 2027, si los Estados miembros están en vías de cumplir los objetivos de llenado de las reservas de gas, y a partir del 1 de noviembre de 2027, si no están en vías de cumplirlos.
- Las importaciones de GNL ruso bajo contratos a corto plazo celebrados antes del 17 de junio de 2025 estarán prohibidas a partir del 25 de abril de 2026.

- Las importaciones bajo contratos a largo plazo estarán prohibidas a partir del 1 de enero de 2027, de acuerdo con las restricciones del 19.º paquete de sanciones de la Unión Europea, aprobado en octubre.

La incertidumbre planteada ante el conflicto en Oriente Medio es si se mantendrán las sanciones o bien se modificarán o atenuarán para determinados países.

3. Conclusiones

La evolución de la demanda y de la oferta de gas natural en Europa hacía prever un mercado con menos tensiones de precio en las referencias de precios de GNL para Europa y para Asia. El mes de marzo sin embargo todo cambió con el cierre del estrecho de Ormuz y el daño a las plantas de licuefacción en Catar. Las exportaciones de Catar y Emiratos suponen más del 25 % de las exportaciones de GNL mundial. La dependencia de los países asiáticos de este gas ha llevado ya a cerrar plantas industriales y a incrementar las importaciones de carbón para generación eléctrica. Aunque se recupere el tránsito por el estrecho, los daños en las plantas cataríes de licuefacción de Ras Laffan suponen que al menos hasta dentro de tres años no volverá la producción normal. Es decir, que el impacto acumulado será la pérdida de unos 60 bcm de gas, dos veces el consumo anual de España.

En el caso europeo, el mes de marzo es un mes que inicia la temporada de almacenamiento de gas, con una caída del consumo. Esta situación quita tensión en el corto plazo, pero la aumenta en el largo pues la subida de precios retardará la acumulación de inventarios dejando el mercado mucho peor preparado para las necesidades de gas del invierno. Probablemente la demanda industrial en Europa sea más resistente a estos altos precios, dado que la más sensible desapareció tras la crisis de Ucrania en el año 2022 (de hecho, se produjo una reducción del 20 %). Dada la sensibilidad del precio de la electricidad al precio del gas natural, es de esperar precios altos en Europa central y oriental. Esta situación incrementará la presión y la necesidad de reformar los mecanismos europeos de descarbonización. La razón es clara, dado que el combustible de sustitución para evitar precios más altos es el carbón y el sistema europeo de derechos de emisión a los precios actuales —70 euros la tonelada— supone un incremento de 65 euros MWh de electricidad generada con carbón. El número es muy relevante: estaríamos hablando de un incremento del precio marginal de la electricidad por el efecto de los costes de los derechos de emisión de CO_2 similar al precio medio mayorista de la electricidad en España en 2025. Finalmente, hay que decir que los precios en Europa dependerán mucho de la capacidad de los países asiáticos de sustituir gas por carbón en la generación eléctrica pues esto disminuye la demanda mundial de gas. Pero está claro que las previsiones para 2026 han cambiado radicalmente: de un balance con exceso de oferta o en equilibrio previsto en el pasado mes de febrero hemos pasado a una situación de escasez y precios altos del gas natural.

Referencias bibliográficas

CEDIGAZ. (2025, May 21). *CEDIGAZ first estimates 2025*. https://www.cedigaz.org/cedigaz-first-estimates-2025/

EIA. (2026). *Annual energy outlook 2025 (AEO2025)*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/

Enagás. (2025). *Informe del sistema gasista español 2024*. https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/publicaciones/informe-sistema-gasista-espanol/

Enagás, GTS. (2026). *Informe del sistema gasista español 2025*. https://www.sedigas.es/new/actualidad-articulo/informe-del-sistema-gasista-espanol-2025

European Commission. (s. f.). *Quarterly report on European gas markets* (serie). https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en

IEA. (2025). *Gas 2025. Analysis and forecasts to 2030* (rev. October 2025). International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/db3d568d-b985-4cc2-bb1a-119517f118ac/Gas2025.pdf

IEA. (2026). *Gas market report: Q1 2026*. International Energy Agency. https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2026

IEA. (2026). *The Middle East and global energy markets: Key facts on the Strait of Hormuz, oil and gas markets, and the IEA's response*. International Energy Agency. https://www.iea.org/topics/the-middle-east-and-global-energy-markets