



El veto al gas ruso y sus implicaciones para la seguridad de suministro europeo: riesgos e implicaciones para el invierno 2026/2027 y perspectivas para España

Tendencias y desafíos de regulación energética

Introducción

La reducción de la dependencia energética de Rusia se ha convertido en uno de los ejes centrales de la política energética y de seguridad económica de la Unión Europea desde el inicio de la invasión de Ucrania en febrero de 2022. La respuesta inicial de las instituciones europeas se articuló a través de la **Declaración de Versalles de marzo de 2022**, en la que los Jefes de Estado y de Gobierno acordaron avanzar hacia la eliminación progresiva de la dependencia de los combustibles fósiles rusos y reforzar la autonomía energética de la Unión.

Este objetivo tomó forma mediante el **Plan REPowerEU**, presentado por la Comisión Europea en mayo de 2022, que impulsó una estrategia basada en tres pilares fundamentales: la diversificación de los suministros energéticos, la reducción de la demanda a través de medidas de ahorro y eficiencia energética, y la aceleración del despliegue de energías renovables. Como resultado, la participación de Rusia en el abastecimiento energético europeo se redujo de forma significativa durante el período 2022-2025.

No obstante, el marco normativo existente hasta entonces presentaba una limitación relevante. Aunque permitía reducir gradualmente la exposición europea al gas ruso, no establecía una prohibición permanente de las importaciones procedentes de Rusia. Las restricciones aplicables se sustentaban principalmente en el **régimen de sanciones de la Unión Europea**, cuya adopción y renovación dependían de decisiones políticas periódicas de los Estados miembros. En consecuencia, la eliminación del gas ruso seguía vinculada, en gran medida, a instrumentos de carácter coyuntural y a la continuidad del consenso político europeo.

Con el objetivo de avanzar desde un modelo basado en la diversificación hacia un modelo de eliminación definitiva de las importaciones energéticas rusas, la Comisión Europea publicó el 6 de mayo de 2025 la **Roadmap towards ending Russian energy imports**, que estableció la hoja de ruta para una desvinculación progresiva y estructural del suministro energético ruso. Sobre la base de esta iniciativa, el 17 de junio de 2025, la Comisión presentó una propuesta legislativa destinada a prohibir las importaciones de gas ruso y a preparar la eliminación progresiva de las importaciones de petróleo procedentes de Rusia.

Este proceso culminó con la aprobación del **Reglamento (UE) 2026/261, de 26 de enero de 2026**, que introduce por primera vez una **prohibición jurídicamente vinculante, gradual y permanente de las importaciones de gas natural (GN) ruso**, tanto por gasoducto como en forma de gas natural licuado (GNL). A diferencia del régimen sancionador, el Reglamento configura un marco autónomo de carácter estructural y permanente, adoptado mediante el procedimiento legislativo ordinario de la Unión Europea. Entró en vigor el 3 de febrero de 2026 y **sus medidas comenzaron a aplicarse de forma gradual a partir del 18 de marzo de 2026**.

El Reglamento distingue entre:

- GNL y GN;
- contratos de corto plazo y de largo plazo;
- contratos anteriores y posteriores al 17 de junio de 2025;
- contratos que hayan sido modificados después de esa fecha.

La fecha del 17 de junio de 2025 determina qué contratos pueden beneficiarse de los períodos transitorios. Como regla general, **los contratos celebrados o modificados después de esa fecha han quedado sujetos a la prohibición desde el 18 de marzo de 2026, mientras que los contratos anteriores pueden continuar en funcionamiento temporalmente hasta las fechas indicadas a continuación.**

Tipo de suministro	Tipo de contratos	Fecha efectiva de entrada en vigor de la restricción
GNL ruso	Contrato celebrado después del 17 de junio de 2025	18 de marzo de 2026
GNL ruso	Contrato anterior al 17 de junio de 2025, de corto plazo y no modificado	25 de abril de 2026
Gasoducto ruso	Contrato celebrado después del 17 de junio de 2025	18 de marzo de 2026
Gasoducto ruso	Contrato anterior al 17 de junio de 2025, de corto plazo y no modificado	17 de junio de 2026
GNL ruso	Contrato anterior al 17 de junio de 2025, de largo plazo y no modificado	1 de enero de 2027
Gasoducto ruso	Contrato anterior al 17 de junio de 2025, de largo plazo y no modificado	30 de septiembre de 2027; excepcionalmente, 1 de noviembre

La posible extensión hasta el 1 de noviembre de 2027 de las importaciones de GN ruso por gasoducto únicamente será aplicable cuando la Comisión confirme, mediante una decisión de ejecución, que un Estado miembro corre el riesgo de no alcanzar sus objetivos de llenado de los almacenamientos establecidos por la normativa europea para 2027. Asimismo, determinados contratos de corto plazo destinados al abastecimiento de países sin litoral podrán beneficiarse excepcionalmente de este mismo régimen transitorio ampliado.

Durante los períodos transitorios, las importaciones de gas ruso estarán sujetas a autorización previa de los Estados miembro. Los importadores deben acreditar que la operación se realiza al amparo de un contrato que cumple los requisitos del Reglamento y facilitar información suficiente sobre el contrato, las cantidades y el origen del gas. La norma incorpora, además, mecanismos de trazabilidad y control destinados a **evitar que la prohibición sea eludida mediante intermediarios, transbordos, mezclas de GNL o importaciones realizadas a través de terceros países.**

Paralelamente, el Consejo de la Unión Europea aprobó, **el 23 de octubre de 2025, el 19.º paquete de sanciones contra Rusia**, que incorporó restricciones específicas sobre el GNL ruso, incluyendo **la prohibición de compra, importación o transferencia de GNL originario o exportado desde Rusia a partir del 1 de enero de 2027 para los contratos de largo plazo.** Estas medidas forman parte del régimen europeo de sanciones y coexisten con el régimen regulatorio establecido por el Reglamento (UE) 2026/261. **Las sanciones fueron posteriormente prorrogadas hasta el 31 de julio de 2027,** sin que esta fecha limite la vigencia del Reglamento.

Situación actual del mercado gasista

El mercado global de gas continúa operando en un entorno de elevada incertidumbre y estrechez de oferta, marcado por las restricciones operativas en el Estrecho de Ormuz y la reducción de las exportaciones de GNL procedentes de Qatar y Emiratos Árabes Unidos. Aunque el aumento de la producción en Norteamérica, Canadá y otros mercados exportadores ha compensado parcialmente esta pérdida de suministro, **la menor disponibilidad de volúmenes del Golfo sigue condicionando el equilibrio mundial entre oferta y demanda.** En este contexto, Europa y Asia compiten de forma directa por los cargamentos flexibles de GNL disponibles, lo que mantiene una presión sostenida sobre los precios internacionales y refuerza la sensibilidad del mercado ante cualquier perturbación adicional de la oferta o incremento de la demanda.

La demanda de gas en la Unión Europea y los principales mercados consumidores

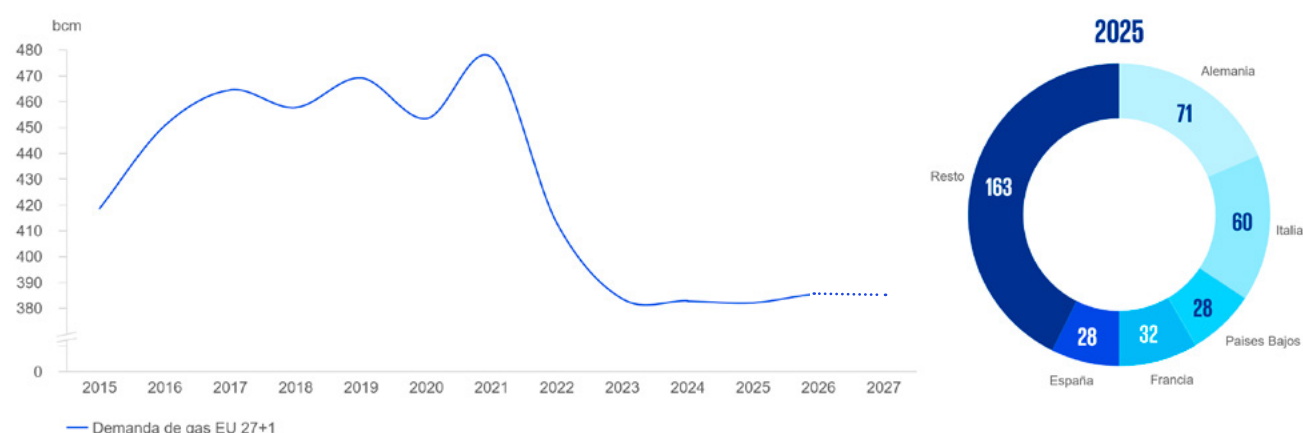
A pesar de la reducción del consumo registrada desde la crisis energética de 2022, el gas natural continúa desempeñando un papel fundamental en la economía europea. Sigue siendo una fuente esencial para la generación eléctrica, la calefacción de hogares y edificios, numerosos procesos industriales y actividades intensivas en energía como la química, los fertilizantes, el refino, la cerámica o la fabricación de vidrio. **El consumo agregado de gas de la Unión Europea se mantiene en niveles suficientemente elevados** como para convertir a Europa en uno de los principales importadores mundiales de gas y GNL.

Los cinco principales consumidores de gas de la Unión Europea son:

- **Alemania**, principal mercado gasista europeo y uno de los mayores consumidores de gas a nivel mundial.
- **Italia**, donde el gas mantiene un peso muy relevante tanto en la generación eléctrica como en la industria.
- **Francia**, cuyo consumo se concentra principalmente en usos industriales, residenciales y comerciales, dado el menor peso del gas en el mix eléctrico por la presencia de energía nuclear.
- **España**, donde el gas desempeña una función esencial como respaldo del sistema eléctrico y como combustible industrial.
- **Países Bajos**, que continúan siendo un mercado gasista de referencia en Europa pese al cierre progresivo del yacimiento de Groningen y la reducción de la producción nacional.

En conjunto, estos cinco países representan una parte muy significativa de la demanda total de gas de la Unión Europea y condicionan tanto la evolución de los precios como las necesidades de abastecimiento y almacenamiento del continente.

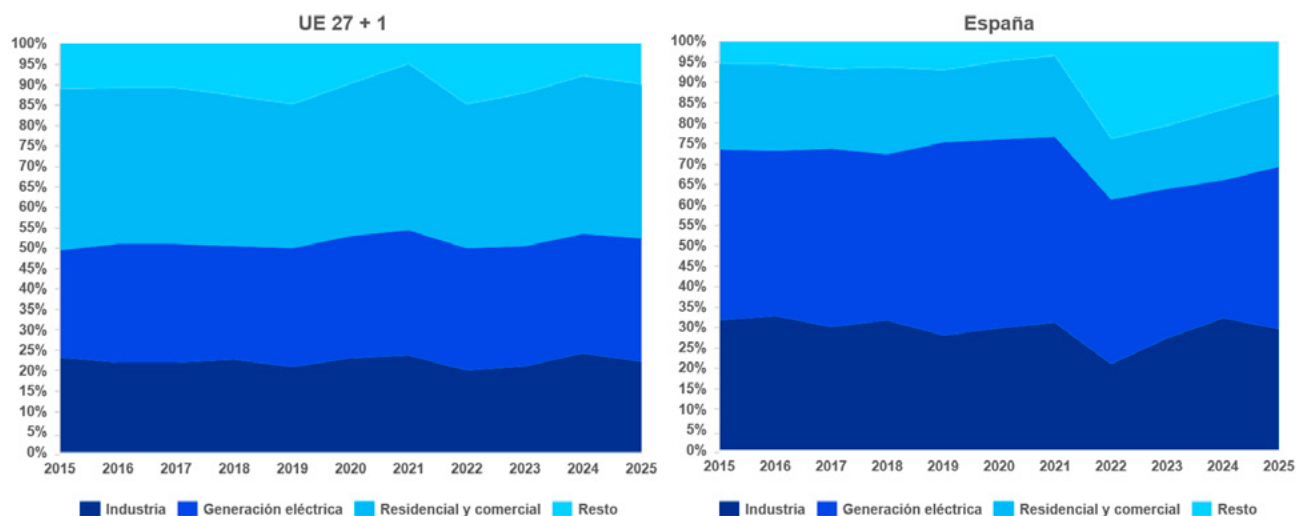
Figura 1.: Consumo de gas en la UE 27 +1 (bcm¹).



Fuente: S&P.

¹ bcm: miles de millones de metros cúbicos (del inglés, billion cubic metres).

Figura 2.: Consumo de gas en la UE y en España por segmento



Fuente: S&P, KPMG análisis.

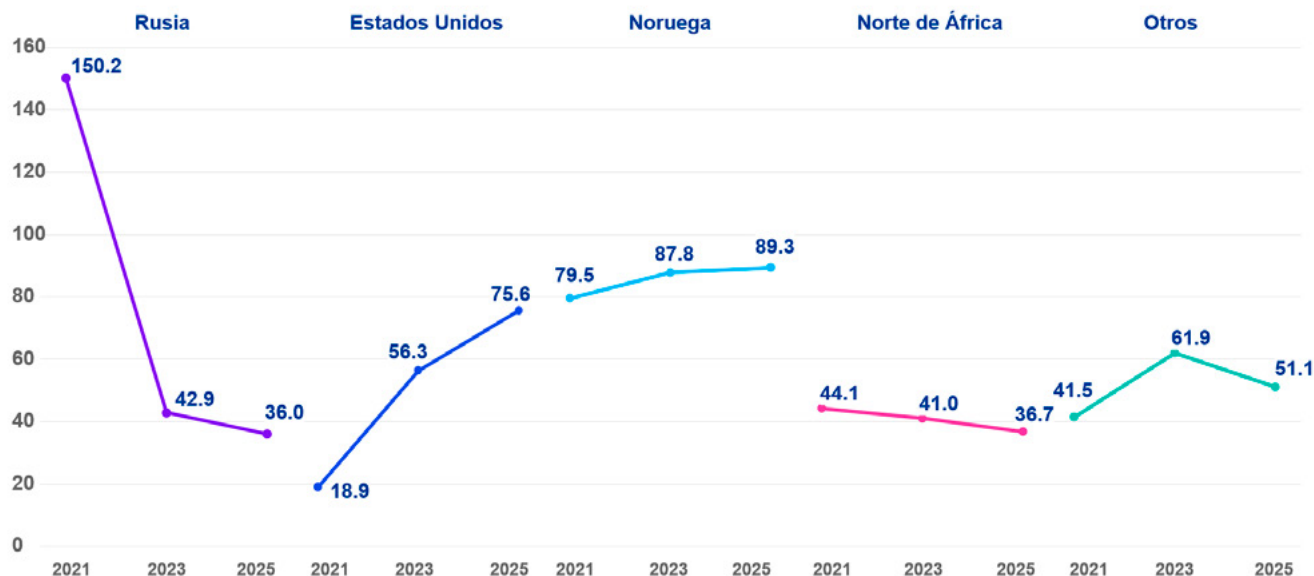
En la UE 27 + 1, el consumo de gas presenta una elevada participación de los sectores residencial y comercial, lo que introduce una marcada estacionalidad y concentra una parte significativa de la demanda durante los meses de invierno. En España, aunque la demanda de gas está más estrechamente vinculada a la generación eléctrica, la estacionalidad sigue siendo un factor relevante debido al incremento del consumo residencial durante el período invernal.

Reducción de la dependencia del gas ruso en Europa

Según datos de la Comisión Europea y del Consejo de la Unión Europea, entre 2021 y 2025, la participación de Rusia en las importaciones de gas de la Unión Europea se redujo desde aproximadamente el 45% hasta el 12%, lo que supone una caída de alrededor de 33 puntos porcentuales. En términos físicos, **las importaciones de gas ruso descendieron desde más de 150 bcm en 2021 hasta aproximadamente 36 bcm en 2025.**

La reducción de más de 114 bcm de suministro ruso fue compensada fundamentalmente por el incremento de las importaciones procedentes de **Estados Unidos**, cuyas exportaciones a la Unión Europea pasaron de **18,9 bcm a 75,6 bcm**, y por un aumento de los suministros de **Noruega**, que pasaron de **79,5 bcm a 89,3 bcm**. A ello se añadió una mayor contribución de los proveedores del Norte de África, **principalmente Argelia**, así como un incremento de las importaciones de GNL procedentes de otros mercados internacionales. La sustitución de los volúmenes rusos también se vio favorecida por una reducción estructural de la demanda europea de gas impulsada por las medidas de eficiencia energética y diversificación contempladas en REPowerEU. Adicionalmente, los elevados precios del gas registrados tras la crisis energética de 2022 provocaron una reducción del consumo en determinados sectores industriales intensivos en energía, contribuyendo a moderar la demanda agregada de gas en Europa.

Figura 3.: Volumen de gas importado por la UE 2021-2025 (bcm).



Fuente: Consejo de la UE / Comisión Europea (datos LSEG y ENTSO-G), KPMG análisis.

Norte de África: principalmente Argelia, Libia y una participación marginal de Egipto en GN.

Otros: Reino Unido, Azerbaiyán, Catar, Nigeria, Trinidad y Tobago y resto de suministradores de GNL.

El informe de ACER de julio de 2026, “ACER report on Russian gas import contracts and diversification”² (en adelante, “Informe de ACER”), proporciona la visión más actualizada sobre la **exposición de la Unión Europea al suministro ruso** y permite identificar con precisión los principales focos de dependencia que aún persisten en el mercado gasista europeo. El análisis pone de manifiesto que, aunque la dependencia agregada de la Unión se ha reducido de forma sustancial, subsisten contratos de suministro y flujos de importación concentrados en determinados Estados miembros y corredores de entrada, configurando una geografía de dependencia muy diferente a la existente antes de 2022.

Según ACER, **los contratos de suministro de gas aún autorizados a 26 de junio de 2026** representan entre **45 y 55 bcm** de capacidad contractual de suministro anual, frente a los **150-157 bcm que Rusia llegó a exportar a la UE en 2021**. Esta capacidad no equivale necesariamente a importaciones efectivas. Con los datos físicos disponibles, entre enero y mayo de 2026, las importaciones de gas ruso ascendieron a 17,1 bcm –10,3 bcm de GNL y 6,8 bcm por gasoducto–, frente a 15,7 bcm en el mismo período de 2025, **lo que supone un incremento interanual próximo al 9%**. Por tanto, aunque la dependencia estructural respecto de Rusia se ha reducido sustancialmente desde 2021, **los datos disponibles todavía no muestran una disminución de las importaciones efectivas como efecto de las sanciones aprobadas en 2026 respecto del mismo período del año anterior**.

Del volumen actualmente autorizado, **los contratos de GNL ruso representan entre 20 y 32³ bcm anuales** y tienen como principales puntos de entrega las terminales de **España, Francia, Bélgica y Países Bajos**. Por su parte, **los contratos de gas ruso por gasoducto** todavía vigentes se sitúan entre **16 y 26 bcm anuales** y se concentran fundamentalmente en **Hungría, Eslovaquia y Grecia**.

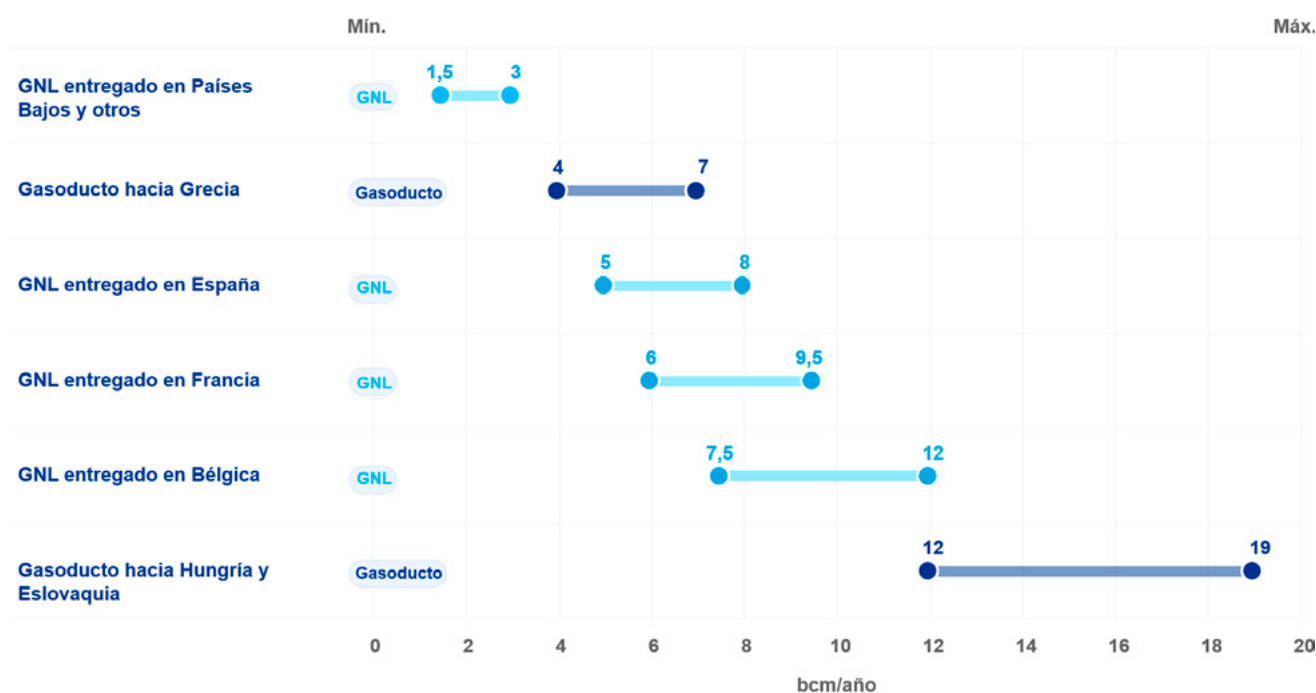
² ACER report on Russian gas import contracts and diversification. Pursuant to Article 7(6) of Regulation (EU) 2026/261.

³ Esta horquilla de volúmenes, publicada por ACER, se refiere a volúmenes contractuales agregados y no necesariamente a volúmenes físicos netos. De este modo, el extremo superior podría incluir solapamientos entre compradores primarios y secundarios de un mismo contrato, por lo que la cifra debe considerarse como una estimación indicativa.

Estos datos ponen de manifiesto la existencia de dos patrones diferenciados de dependencia dentro de la Unión Europea. Por un lado, **la exposición de Europa occidental se articula principalmente a través de las importaciones de GNL ruso que acceden al mercado comunitario mediante las grandes terminales de regasificación situadas en España, Francia, Bélgica y Países Bajos**. Por otro, la dependencia que todavía persiste en determinados **estados de Europa central y sudoriental continúa vinculada al suministro de gas ruso por gasoducto, recibido esencialmente a través del corredor TurkStream** y de sus interconexiones regionales.

Esta diferencia resulta especialmente relevante desde la perspectiva de la seguridad de suministro. Mientras que los Estados miembros con acceso marítimo disponen, en general, de una mayor capacidad para sustituir los volúmenes rusos mediante cargamentos alternativos de GNL procedentes del mercado internacional, dicha estrategia incrementa su dependencia de la disponibilidad global de cargamentos y de la estabilidad de rutas marítimas críticas, como la actual crisis en el Estrecho de Ormuz. Los países que siguen dependiendo de TurkStream deberán apoyarse en nuevas interconexiones, capacidad adicional de importación de GNL y fuentes alternativas de suministro para completar el proceso de diversificación previsto por la normativa europea.

Figura 4.: Contratos de suministro de gas ruso a largo plazo para los que se han autorizado solicitudes de suministro a la Unión Europea, por punto de entrega y volumen anual contratado (rango mínimo-máximo, bcm/año)⁴.



Fuente: ACER, KPMG análisis.

Las diferencias entre países mostradas en la Figura 4, sugieren que **la eliminación definitiva del gas ruso no tendrá un impacto homogéneo entre los distintos Estados miembros y que los desafíos de sustitución del suministro variarán en función de la estructura de aprovisionamiento de cada mercado nacional**. En particular:

⁴ Resulta importante señalar que los valores mínimos y máximos de las distintas categorías no deben sumarse directamente, ya que cada rango ha sido estimado de forma independiente con el fin de preservar la confidencialidad de la información contractual.

- **Estados receptores de GNL en Europa occidental:** el principal reto consistirá en sustituir los volúmenes actualmente cubiertos por contratos de GNL ruso mediante suministros alternativos procedentes del mercado internacional, en un contexto de creciente competencia global por los cargamentos disponibles.
- **Hungría y Eslovaquia:** además de asegurar fuentes alternativas de suministro, deberán reforzar el acceso físico a dichas fuentes mediante nuevas interconexiones y corredores de transporte, asumiendo potencialmente mayores costes logísticos y de infraestructura asociados al abastecimiento desde mercados alternativos.
- **Grecia:** parte de una posición relativamente más diversificada, por lo que la sustitución de los volúmenes rusos podrá apoyarse en una combinación de importaciones de GNL a través de las terminales de Revithoussa y Alexandroupolis y de suministros procedentes de Azerbaiyán mediante el Corredor Meridional de Gas (TAP).
- **Mercado interior europeo:** la desaparición gradual de los flujos rusos previsiblemente incrementará la relevancia de determinados corredores de transporte y de las infraestructuras de interconexión entre Estados miembros, especialmente aquellas destinadas a facilitar el movimiento de gas desde las terminales de GNL y las nuevas fuentes de suministro hacia los mercados de Europa central y sudoriental.

Aumento de importaciones de gas ruso registrado en Europa durante 2026 y volumen pendiente de sustitución

El Informe de ACER pone de manifiesto una aparente paradoja, **mientras la Unión Europea avanza hacia la desaparición definitiva del gas ruso, sus importaciones aumentaron durante los primeros meses de aplicación del Reglamento.**

Entre enero y mayo de 2026, las importaciones rusas de la UE por gasoducto crecieron, aproximadamente, un 7% interanual y las de GNL, un 11%. Si se considera únicamente el período comprendido desde el inicio de aplicación de las primeras restricciones, el 18 de marzo de 2026, las entregas de GNL ruso aumentaron, aproximadamente, un 17% respecto al mismo período de 2025, mientras que las entregas por gasoducto crecieron en torno a un 5%.

Este aumento no implica, por sí mismo, un incumplimiento del Reglamento. Según ACER, las importaciones autorizadas durante el período analizado estaban respaldadas por contratos de largo plazo celebrados antes del 17 de junio de 2025 y todavía cubiertos por los períodos transitorios previstos en el Reglamento. De hecho, ACER no había recibido solicitudes para autorizar contratos rusos de corto plazo durante el período examinado.

A comienzos de junio de 2026, las autoridades europeas habían autorizado la importación de volúmenes de gas equivalentes a, aproximadamente, un tercio del volumen anual asociado a contratos de GNL ruso y más del 85% del volumen contractual por gasoducto. Según ACER, esta diferencia se explica, en parte, porque las autorizaciones de GNL se conceden cargamento por cargamento –y, por tanto, sujetos principalmente a precios de mercado spot–, mientras que los suministros por gasoducto pueden autorizarse para períodos continuados –y, por tanto, sujetos principalmente a contratos a largo plazo–.

Por tanto, el repunte observado en 2026 debe interpretarse principalmente como una consecuencia del régimen transitorio, y no como una reversión de la política europea. De hecho, ACER lo atribuye a una combinación de factores transitorios y coyunturales (i) la anticipación de entregas –*frontloading*– antes de la entrada en vigor de prohibiciones más estrictas; (ii) ajustes contractuales, (iii) la permanencia en el mercado europeo de volúmenes que anteriormente se transbordaban hacia terceros países; y (iv) la búsqueda de suministros disponibles durante la crisis de Oriente Próximo y las perturbaciones en el Estrecho de Ormuz.

ACER estima que el GNL ruso podría situarse alrededor de 20 bcm durante 2026, equivalente a más del 15% de las importaciones europeas de GNL y, aproximadamente, al 5-6% del consumo total de gas de la UE. Estos cargamentos se descargan, principalmente, en terminales de Francia, Bélgica, España y Países Bajos.

No obstante, el país de descarga no debe confundirse con el país de consumo final. Una vez regasificado e introducido en la red europea, el gas se mezcla con otras fuentes y puede comercializarse y transportarse a otros Estados. En un sistema integrado no es posible seguir físicamente cada molécula hasta el consumidor final.

Por ello, las estadísticas aduaneras y de terminal identifican el punto de entrada, pero no determinan necesariamente quién consume el gas ruso ni qué empresa termina utilizando su equivalente energético. Esta precaución es especialmente importante al interpretar las importaciones de España, Francia o Bélgica.

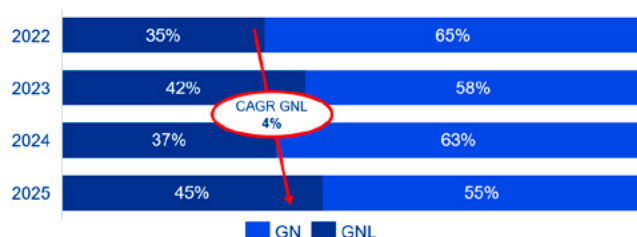
Europa compite por el GNL que debe sustituir al gas ruso

Tal y como muestra la Figura 5, **la seguridad de suministro europea depende cada vez más del mercado internacional de GNL**. El incremento de las importaciones de GNL desde 2022 ha sido uno de los principales factores que ha permitido sustituir una parte relevante de los volúmenes de gas ruso que históricamente accedían al mercado europeo a través de gasoductos.

Aproximadamente **el 45% del aprovisionamiento de gas de Europa procede de importaciones de GNL y una parte muy significativa de estos volúmenes está respaldada por contratos con cláusulas de destino flexible**, es decir, cargamentos que pueden redirigirse hacia el mercado que ofrezca una mayor rentabilidad.

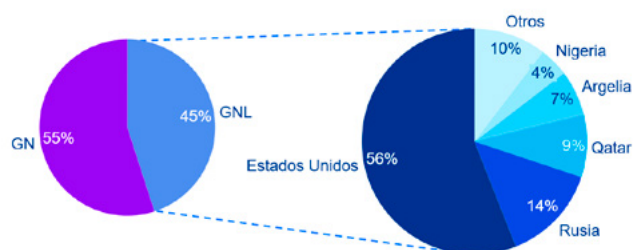
Esta creciente dependencia del GNL ha situado a Europa en una competencia directa con Asia por el suministro marginal disponible, donde la **distribución de dichos volúmenes depende principalmente del diferencial JKM-TTF⁵**, ajustado por los costes de flete, regasificación, tiempos de tránsito y demás factores logísticos y contractuales.

Figura 5.: Peso del GN y del GNL en el aprovisionamiento europeo de gas natural.



Fuente: Comisión Europea, KPMG análisis.

Figura 6.: Peso del GN y del GNL en el aprovisionamiento europeo de gas natural en 2025 y desglose por país de origen del aprovisionamiento de GNL.



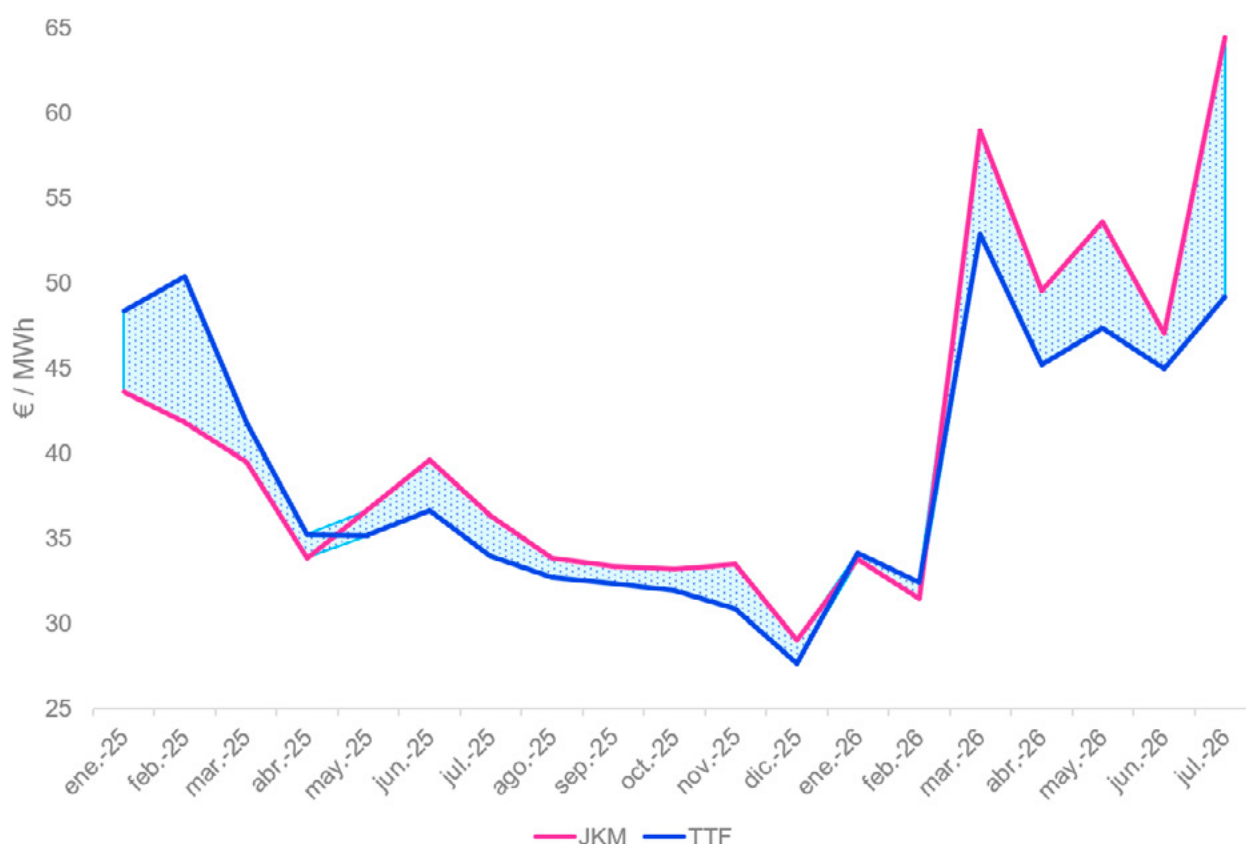
Fuente: Comisión Europea, Eurostat, KPMG análisis.

⁵ JMK (Japan/Korea Market); TTF (Dutch Tittle Transfer Facility).

La persistencia de restricciones en Ormuz continúa siendo el principal factor alcista para los índices JKM y TTF, ya que limita la disponibilidad de GNL flexible, ralentiza el llenado de los almacenamientos europeos y mantiene una elevada prima de riesgo geopolítico en las curvas forward.

Así, el TTF europeo y el JKM asiático alcanzaron durante 2026 sus niveles más elevados desde la crisis energética de 2022. La reducción de la oferta global de GNL ha provocado que el diferencial de precios entre Asia y Europa se haya desplazado a favor de Asia, pasando de una prima europea de aproximadamente 1 €/MWh a principios de 2026 a una prima media asiática de 6,3 €/MWh entre marzo y junio, incentivando el desvío de cargamentos flexibles hacia los mercados asiáticos. El TTF se situaba en el segundo trimestre de 2026 en 47,3 €/MWh, un 35% por encima de los niveles del año anterior, mientras que el JKM alcanzaba un precio de 53,6 €/MWh, un 46% superior interanualmente.

Figura 7.: Precios de referencia del gas en TTF y JKM (€/MWh) en 2025 y 2026.



Fuente: Investing.com, KPMG análisis.

La persistencia de este diferencial de precios entre mercados modifica la economía de los cargamentos flexibles. **Cuando el precio asiático supera suficientemente al europeo** como para compensar los mayores costes de navegación, combustible, seguros y utilización de rutas, como los canales de Panamá o Suez, **los comercializadores pueden obtener una mayor rentabilidad neta enviando el GNL hacia Asia.**

Por tanto, un mayor diferencial del precio del mercado asiático frente al europeo reduce la competitividad de Europa por el suministro flexible, ralentizando la llegada de nuevos cargamentos y obligando al mercado europeo a competir en precio para recuperarlos.

Este mecanismo resulta especialmente relevante durante los períodos de llenado de las instalaciones con capacidad de almacenamiento, cuando Europa necesita atraer volúmenes adicionales en un plazo relativamente limitado.

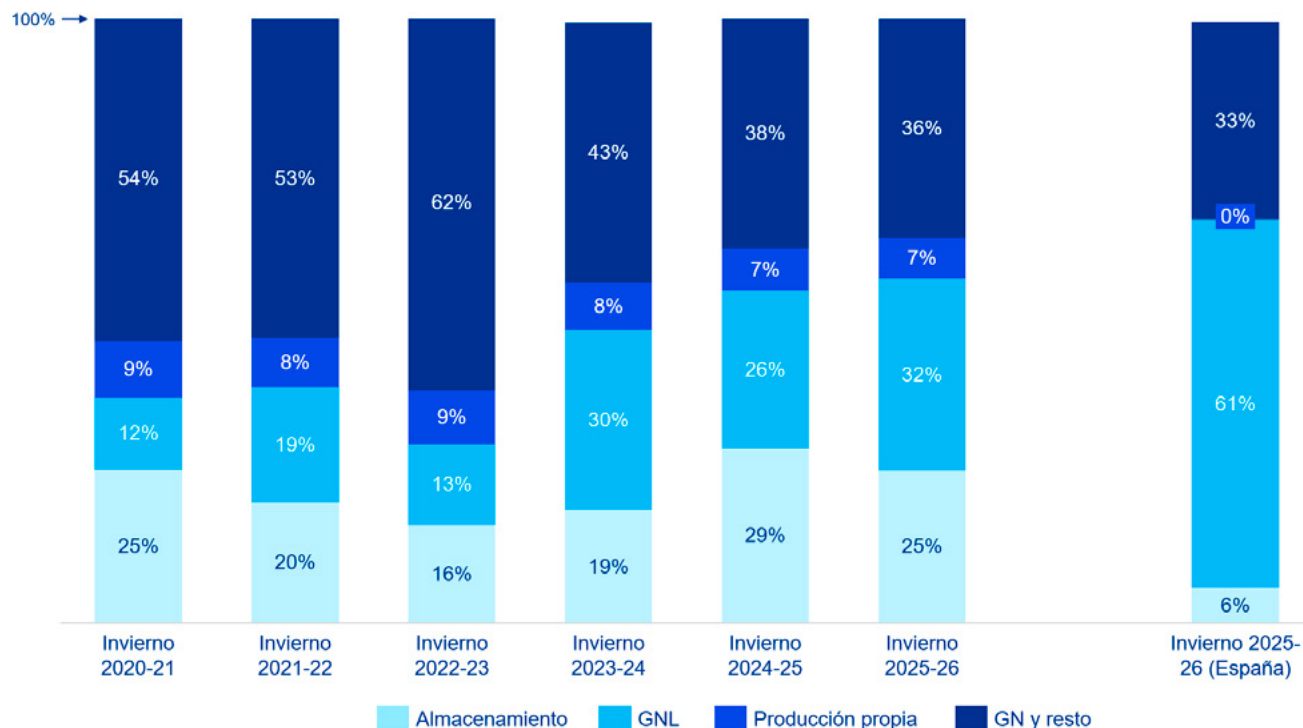
La capacidad de almacenamiento y la seguridad de suministro europea en 2027

Según ACER, la **previsión de importación de GNL ruso durante 2026** por parte de la Unión Europea se sitúa alrededor de **20 bcm**. La retirada de estos suministros coincidirá, además, con la fase central del invierno 2026/2027, cuando los almacenamientos europeos ya se encontrarán en período de extracción. Por ello, el nivel de llenado alcanzado antes del invierno es determinante para valorar la capacidad del sistema gasista europeo para absorber la pérdida de estos volúmenes.

La Unión Europea dispone de aproximadamente **1.131 TWh de capacidad de almacenamiento subterráneo, equivalentes a unos 104 bcm⁶**. Estas infraestructuras constituyen uno de los principales mecanismos de seguridad de suministro, ya que aportan habitualmente entre el **25% y el 30% del gas consumido en la UE durante el invierno⁷**. Sobre esta capacidad, **el objetivo europeo de llenado del 90%** exige alcanzarse en cualquier momento comprendido **entre el 1 de octubre y el 1 de diciembre** e introduce determinados márgenes de flexibilidad cuando las condiciones de mercado dificultan el llenado.

Tal y como se puede observar en la Figura siguiente, a diferencia de la Unión Europea, donde los almacenamientos constituyen el principal colchón de seguridad para afrontar los picos de demanda invernal, España depende en mayor medida de su capacidad para atraer cargamentos de GNL del mercado mundial, lo que la expone más directamente a la disponibilidad y al precio de dichos suministros.

Figura 8.: Cobertura media de la demanda de gas de invierno UE vs España.



Fuente: Comisión Europea, Enagás, KPMG análisis.

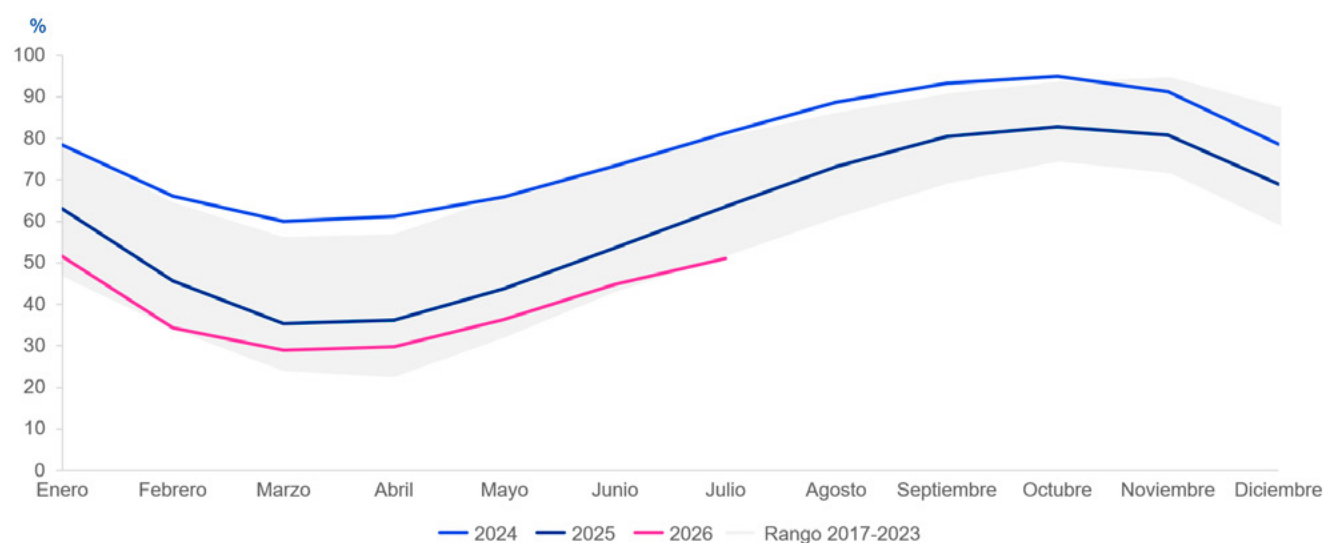
⁶ Europe's gas security of supply challenge: weak market signals and global dynamics raise the stakes for winter readiness. (GIE).

⁷ Propuesta de Reglamento COM(2025) 99 final.

La capacidad física disponible es, por tanto, significativa. Sin embargo, **su contribución a la seguridad de suministro depende del volumen de llenado de estas instalaciones antes del inicio del invierno**. La evolución de 2026 muestra que la campaña de llenado partió de una posición considerablemente inferior a la de los últimos años. De acuerdo con los datos de Gas Infrastructure Europe (GIE), el almacenamiento en el conjunto de la UE se situó en un nivel de llenado del **28,95% de la capacidad en marzo de 2026, y en 29,83% en abril**. A partir de ese nivel, las existencias aumentaron hasta un **44,75% en junio**, y hasta el **51,03% en julio**, si bien este último dato es provisional al corresponder a un mes todavía incompleto.

La comparación interanual muestra la magnitud de la diferencia. En junio de 2026 el llenado se encontraba **8,8 puntos porcentuales por debajo de 2025** y más de **28 puntos porcentuales por debajo de 2023 y 2024**.

Figura 9.: Evolución de las existencias de gas en los almacenamientos de la UE en 2024, 2025 y 2026 frente al rango histórico 2017-2023.



Fuente: GIE, KPMG análisis.

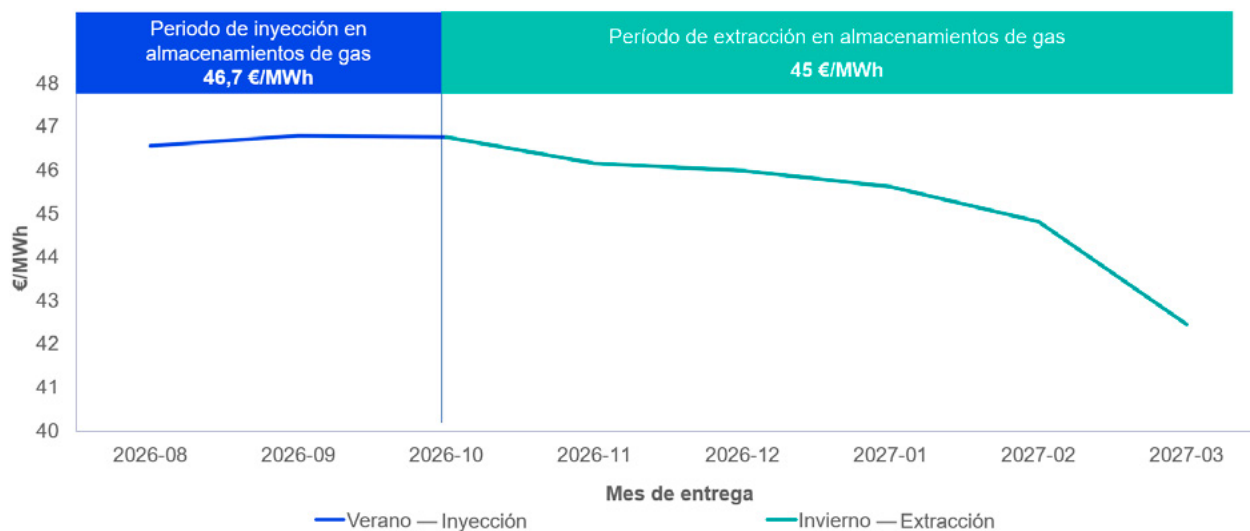
Esta evolución no refleja únicamente un bajo nivel de llenado de partida. También pone de manifiesto que, pese a las inyecciones realizadas durante la primavera y el comienzo del verano, **Europa no ha conseguido cerrar la brecha de volumen de reservas de gas respecto de las campañas anteriores. El problema no reside, por tanto, en la ausencia de capacidad de almacenamiento, sino en la necesidad de adquirir e inyectar gas suficiente para utilizarla en un contexto de oferta mundial de GNL tensionada, en competencia con Asia por los cargamentos flexibles y con menores incentivos económicos para almacenar.**

Desde el inicio de las **tensiones en torno al Estrecho de Ormuz**, el mercado internacional de GNL ha experimentado un incremento de precios y una marcada volatilidad a corto plazo y con una **curva forward en backwardation**, es decir, los precios para entrega inmediata o en los próximos meses son superiores a los precios previstos para períodos posteriores.

Como consecuencia, **la curva de precios no está generando incentivos económicos suficientes para realizar inyecciones adicionales en los almacenamientos subterráneos, dificultando el avance de la campaña de llenado europea.**

Figura 10.: Impacto de la curva de precios de gas en los almacenamientos de gas.

Curva forward TTF a 7 de Julio de 2026



Evolución del spread invierno – verano (2026)



Fuente: KPMG análisis.

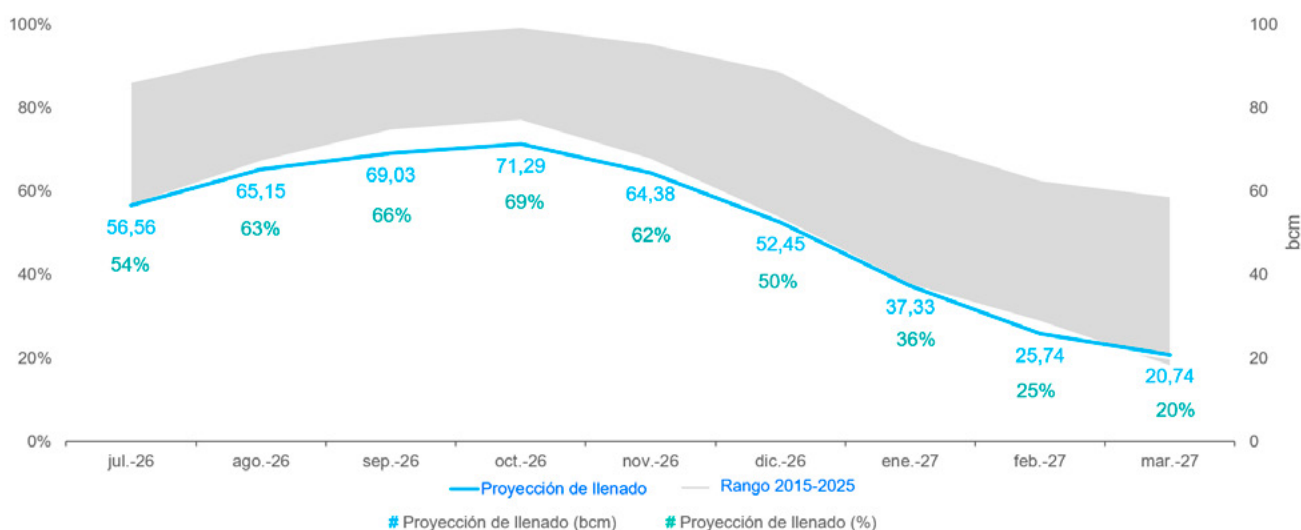
La distancia entre la trayectoria observada y el objetivo regulatorio de almacenamiento, establecido por la Comisión Europea, se recoge en el análisis publicado por ACER el 7 de julio de 2026, **The EU will need higher LNG imports to refill gas storage ahead of winter**. El informe estima que, para cubrir la demanda estival y alcanzar el objetivo de llenado del **90%**, las importaciones europeas de GNL deberían aumentar aproximadamente un **13% respecto de 2025**. En cambio, mantener unos flujos de GNL similares a los del ejercicio anterior permitiría situar el llenado en torno al **80%**.

La flexibilidad introducida en las normas europeas de almacenamiento trata de evitar que la obligación de comprar gas en una fecha determinada fuerce operaciones en condiciones especialmente desfavorables y contribuya a elevar los precios. No obstante, esa flexibilidad no elimina la necesidad física de disponer

de reservas suficientes. **Comenzar el invierno con un llenado próximo al 80%, en lugar del 90%, supondría contar con alrededor de 113 TWh menos de gas almacenado, tomando como referencia la capacidad agregada actualmente disponible.**

Las perspectivas de mercado son incluso más exigentes. Informes como el *Quarterly Gas Market Review: Tight global LNG market means Europe lagging on storage*, publicado en julio de 2026, considera **difícil alcanzar no solo el 90% de almacenamiento, sino también los niveles del 80% y del 75%, situando la trayectoria de llenado más cerca del 70% al final de la campaña de inyección. El mismo análisis vincula este escenario con una mayor dependencia de cargamentos de GNL adquiridos para entrega inmediata durante el invierno y con unas necesidades de reposición más elevadas en el verano de 2027.**

Figura 11.: Previsión del almacenamiento de gas natural en Europa a marzo de 2027.⁸



Fuente: KPMG análisis.

La Figura 11 presenta una estimación de la evolución del nivel de almacenamiento de gas natural en Europa hasta marzo de 2027, elaborada a partir de las variaciones intermensuales históricas de llenado de los almacenamientos de gas en Europa (UE 27 + 1), observadas entre 2015 y 2025, y ajustadas en función de la demanda anual de gas prevista para el conjunto de la UE 27 + 1. **Los resultados muestran que Europa no alcanzaría el 70% de llenado al cierre de la campaña de inyección de 2026**, situándose el nivel máximo de almacenamiento en torno al 69% de la capacidad total en octubre de 2026. Posteriormente, el modelo proyecta un descenso gradual durante la temporada invernal hasta niveles cercanos al 20% en marzo de 2027.

Esta situación amplifica las consecuencias de la retirada del gas ruso. **Si los almacenamientos comienzan el invierno en niveles próximos al 70%, la desaparición de los cargamentos rusos se producirá cuando las reservas ya estén descendiendo y el sistema disponga de un colchón menor para absorber incrementos de demanda o interrupciones adicionales. Europa tendría que compensar una parte más elevada de sus necesidades mediante compras de GNL durante la propia temporada invernal, aumentando su exposición a la competencia con Asia y a la evolución de los precios internacionales.**

⁸ Estimación propia a partir de las variaciones intermensuales históricas del volumen almacenado entre los años 2015 y 2025, ponderadas en función de la demanda anual prevista de gas.

El riesgo no se limita al invierno 2026/2027. Un menor nivel de reservas al inicio de la temporada implicará que el punto de partida del período de llenado del ejercicio siguiente será menor que en años precedentes, obligando a reponer un volumen de gas aún mayor durante el verano de 2027, sin poder recurrir ya al GNL ni al GN rusos. Europa deberá, por tanto, contratar simultáneamente los volúmenes necesarios para cubrir la demanda corriente y reconstruir las reservas antes del invierno siguiente.

En consecuencia, la capacidad de almacenamiento europea continúa ofreciendo una protección relevante, pero el margen de seguridad dependerá del nivel de llenado efectivamente alcanzado.

La combinación de unos niveles de almacenamiento inferiores a los registrados en los últimos quince años, la eliminación del GNL ruso del mercado europeo, posibles restricciones adicionales sobre la oferta global de GNL derivadas de retrasos en la entrada en operación de nueva capacidad de licuefacción, incidencias operativas en instalaciones existentes o interrupciones temporales asociadas a fenómenos meteorológicos extremos, configuran un escenario de creciente vulnerabilidad para el sistema gasista europeo. Si a ello se añade la prolongación de las restricciones en el Estrecho de Ormuz, que continúa limitando el acceso a una parte relevante de las exportaciones mundiales de GNL, el incremento del riesgo geopolítico y la competencia internacional por los cargamentos alternativos disponibles, Europa podría afrontar durante 2027 un riesgo de tensiones de suministro y episodios de fuerte volatilidad y repunte de precios, especialmente si tenemos un invierno más frío de lo habitual.

España ante la eliminación del gas ruso

En España, la relevancia del gas ruso en el aprovisionamiento del sistema gasista español aumentó, especialmente, en los meses de marzo y mayo de 2026⁹:

- **Marzo de 2026:** España registró su mayor compra histórica de GNL ruso en un solo mes, con **9.807 GWh**, superando incluso los picos de la crisis energética de 2023. Ese volumen situó a Rusia como **tercer** proveedor del sistema gasista español (por detrás de EE. UU. y Argelia), con una cuota del **26,1%** de la demanda total de ese mes¹⁰. El detonante directo fue la escalada del conflicto en Oriente Próximo (guerra de Irán y bloqueo del Estrecho de Ormuz), que encareció o interrumpió el suministro de otros proveedores habituales como Qatar.
- **Mayo de 2026:** según el Boletín Estadístico de Enagás, las entradas de gas ruso alcanzaron **8.726 GWh**, frente a los 5.505 GWh del mismo mes de 2025, un incremento interanual del **58,5%**. Con ello, Rusia cubrió el **27,8%** de todo el suministro recibido por España ese mes, **desbancando a Estados Unidos del segundo puesto** del ranking de proveedores¹¹. Argelia se mantuvo como principal suministrador, reforzada por un mayor flujo a través del gasoducto Medgaz. Estados Unidos, por su parte, sufrió un desplome del 48,1% en sus envíos a España (de 9.183 a 4.763 GWh), cayendo su cuota del entorno del 30% a apenas el 15,2%.

Ambos episodios muestran que, mientras los contratos rusos cubiertos por los períodos transitorios continúan disponibles, estos volúmenes pueden absorber tanto aumentos imprevistos de la demanda como reducciones del suministro procedente de otros orígenes.

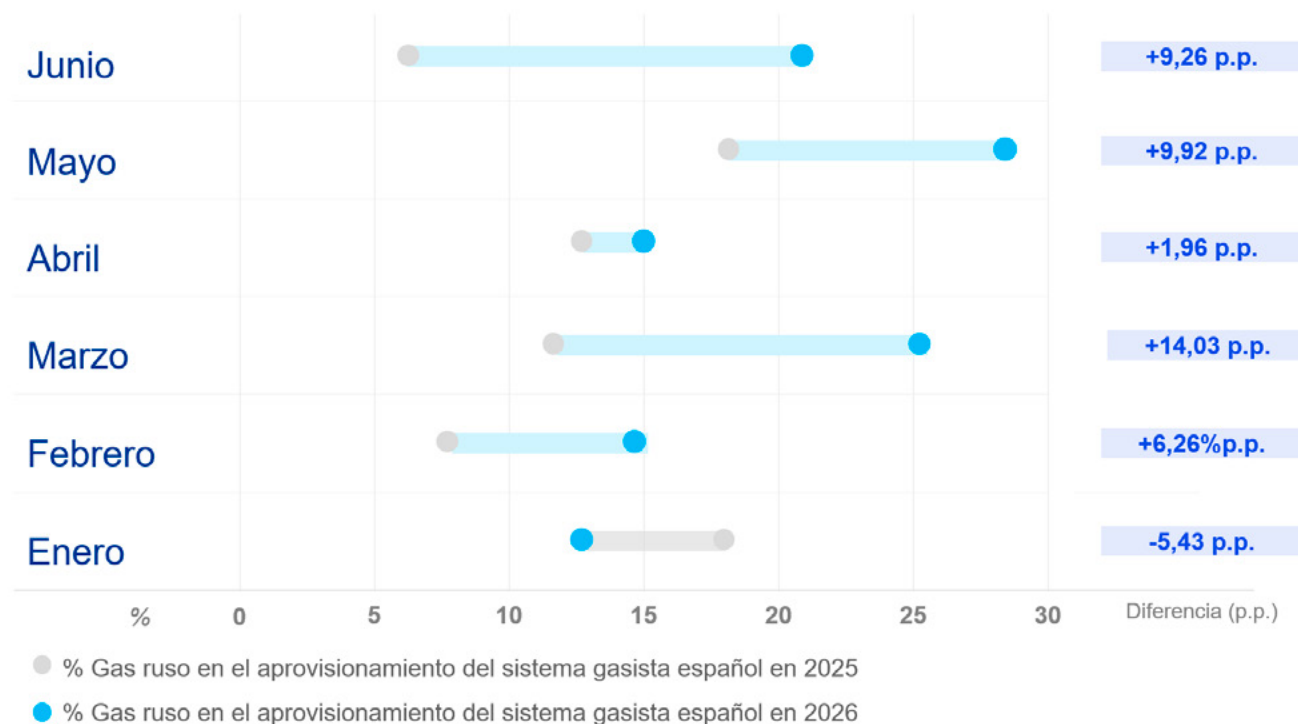
⁹ Los datos proceden del apartado “Cobertura de la demanda. Origen de suministros” de los boletines estadísticos de Enagás y reflejan los volúmenes de aprovisionamiento atribuidos a cada país de origen. No equivalen al consumo final interno de España ni a entradas netas de gas. Las salidas por interconexiones internacionales y las cargas de buques se registran separadamente. Por tanto, el GNL descargado en una terminal española puede ser posteriormente cargado en otro buque o exportado por gasoducto sin consumirse en el mercado nacional.

¹⁰ Enagás: Marzo 2026. Boletín Estadístico del gas.

¹¹ Enagás: Mayo 2026. Boletín Estadístico del gas.

La comparación con 2025 confirma que no se trata únicamente de un máximo puntual. Salvo en enero, la participación interanual del gas ruso fue superior en todos los meses comprendidos entre febrero y junio de 2026, con diferencias especialmente acusadas en los ya mencionados marzo y mayo, y en junio.

Figura 12.: Peso del gas ruso en el aprovisionamiento de gas natural en España: enero-junio de 2025 y 2026.



Fuente: Enagás, KPMG análisis.

El riesgo que reflejan estos datos no responde a una dependencia física comparable a la de aquellos Estados miembros cuya seguridad de suministro ha estado históricamente vinculada al gas ruso por gasoducto. En el caso de España, el desafío radica en sustituir una fuente de aprovisionamiento que, aunque incompatible con la nueva orientación regulatoria de la Unión Europea, continúa aportando volúmenes relevantes y capacidad de ajuste a la cartera de suministro del sistema gasista, especialmente en escenarios de tensión o elevada volatilidad del mercado.

España: mix de aprovisionamiento y límites de diversificación

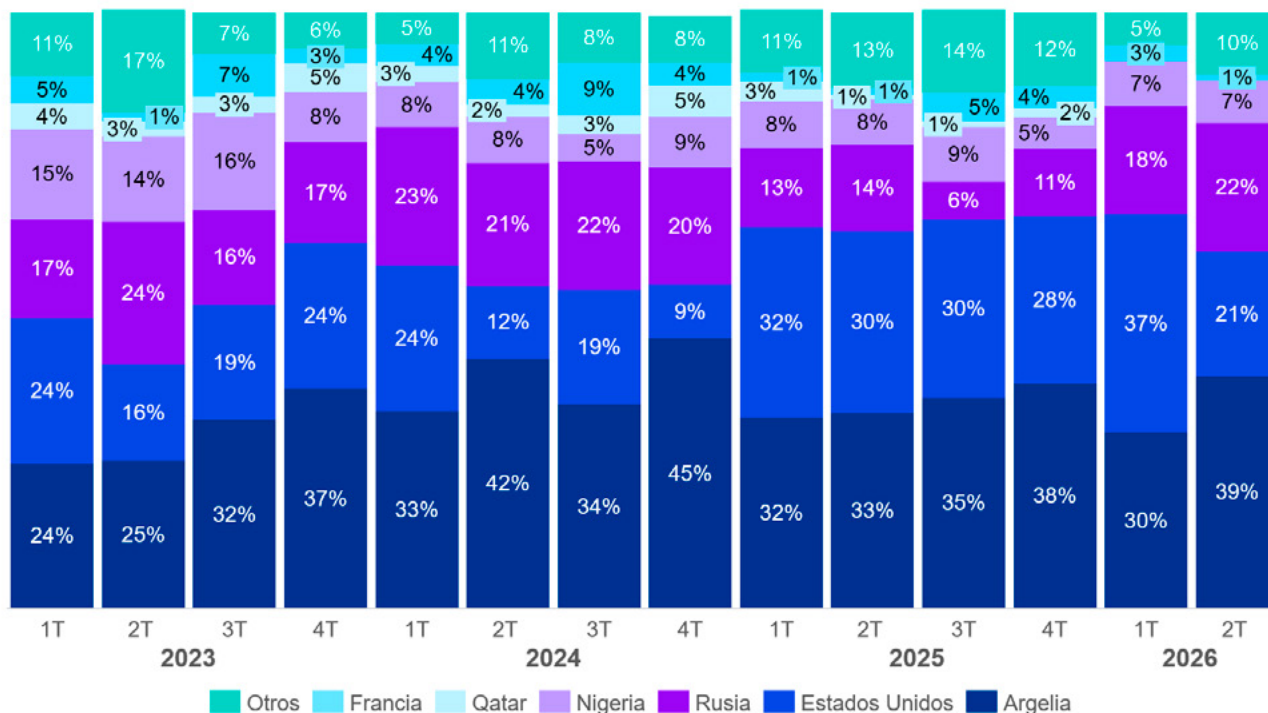
España dispone de una cartera de suministradores más amplia que la de otros mercados europeos. Esta diversidad se explica, principalmente, por su capacidad para combinar las entradas de gas canalizado (GN) con cargamentos de GNL provenientes de diferentes mercados internacionales. No obstante, el número de países suministradores no refleja por sí solo el grado de diversificación real.

La evolución trimestral muestra que **el aprovisionamiento español presenta una elevada concentración en tres países. El primer semestre de 2026, Estados Unidos, Argelia y Rusia aportaron conjuntamente alrededor del 83% del aprovisionamiento total del sistema gasista español.**

Además, aunque en 2026 el suministro continuó concentrado en los tres principales proveedores, su peso relativo varió entre trimestres. Estados Unidos pasó de representar, aproximadamente, el

37% en el primer trimestre de 2026 al 21% en el segundo, mientras que Argelia aumentó desde alrededor del 30% hasta el 39% y Rusia desde el 18% hasta el 22%. **El ajuste no se produjo, por tanto, mediante una ampliación sustancial de la base de suministro, sino mediante una redistribución de volúmenes entre los mismos proveedores principales.**

Figura 13.: Evolución del mix de aprovisionamiento de gas natural en España por país de origen.



Fuente: Enagás, KPMG análisis.

Esta concentración no significa que España carezca de alternativas. **Nigeria y otros productores africanos, así como diferentes suministradores atlánticos y mediterráneos, pueden aportar cargamentos adicionales. Sin embargo, su contribución es más irregular y está condicionada por la disponibilidad de producción, las rutas marítimas, los contratos existentes y la competencia con otros compradores.** La evolución observada durante el segundo trimestre de 2026 evidencia precisamente esta limitación: la reducción e incluso interrupción temporal de los suministros procedentes de Francia y Qatar en determinados meses, junto con el descenso de las importaciones desde Estados Unidos, fue compensada en gran medida por un aumento de las entradas de gas de origen ruso y argelino.

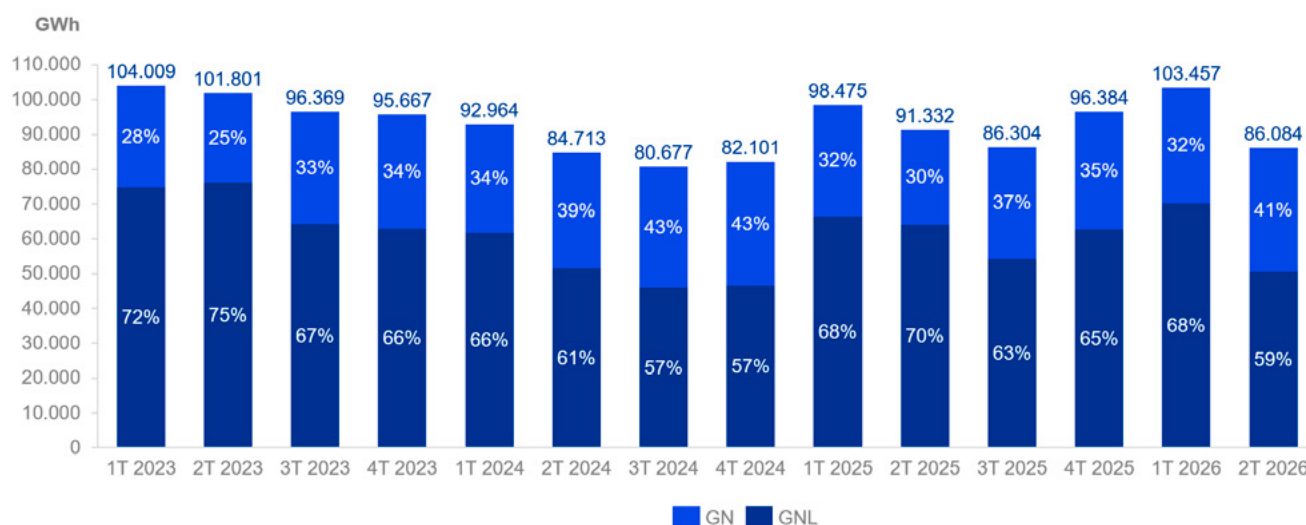
En consecuencia, el reto no consiste únicamente en encontrar proveedores alternativos al gas ruso. La cuestión es si esos suministradores alternativos pueden aportar volúmenes suficientes, de forma continuada y en condiciones económicas asumibles. Sustituir el gas procedente de Rusia mediante compras ocasionales en el mercado spot puede resolver necesidades puntuales, pero incrementaría la exposición a la volatilidad internacional. Sustituirlo fundamentalmente con gas procedente de Estados Unidos o de Argelia permitiría asegurar mayores volúmenes, pero aumentaría la dependencia de los ya dos principales proveedores.

España: el papel del GN y del GNL en la sustitución del gas ruso

La exposición española al gas ruso se materializa íntegramente mediante GNL. Sin embargo, esto no significa que cada cargamento ruso deba ser sustituido necesariamente por otro cargamento de GNL. **El balance del sistema gasista español puede ajustarse mediante una combinación de GN y GNL. El margen real para hacerlo depende, no obstante, de las características de cada vía.**

El GNL ha representado la mayor parte del aprovisionamiento español durante todo el período analizado con un peso significativamente superior al registrado en el conjunto de Europa. Entre 2023 y el segundo semestre de 2026, su participación trimestral se ha situado aproximadamente entre el 57% y el 75% del total.

Figura 14.: Peso del GN y del GNL en el aprovisionamiento español de gas natural.



Fuente: Enagás, KPMG análisis.

Esta elevada participación del GNL constituye una ventaja estructural para España, particularmente en materia de seguridad de suministro. Nuestra infraestructura de regasificación permite recibir GNL de múltiples orígenes y modificar con mayor flexibilidad la composición del aprovisionamiento. Sin embargo, disponer de capacidad de regasificación no garantiza por sí solo la existencia de cargamentos alternativos ni su contratación a precios competitivos.

En este sentido, y siguiendo una correlación temporal con el aumento del *spread* de precios entre los mercados JKM asiático y TTF europeo (Figura 7), comprobamos que durante el segundo trimestre del año 2026 ha surgido una diferencia significativa entre los buques programados para descarga de gas natural en España y los realmente descargados. Durante los primeros meses del año, ambos índices se mantuvieron en niveles bajos y muy próximos entre sí, coincidiendo con una ejecución de descargas alineada con la previsión. A lo largo del segundo trimestre, con la ampliación del *spread* entre estos dos mercados, las descargas efectivas comienzan a situarse por debajo de lo programado, con un desvío que se intensifica hasta alcanzar su máximo en junio. En ese período, aproximadamente 1 de cada 4 buques programados no llegó a descargar en las plantas españolas (69 programados frente a 52 efectivamente descargados).

Los datos evidencian, por tanto, una relación directa entre la ampliación del diferencial de precios Asia-Europa y el desvío entre buques programados y descargados en el sistema gasista español.

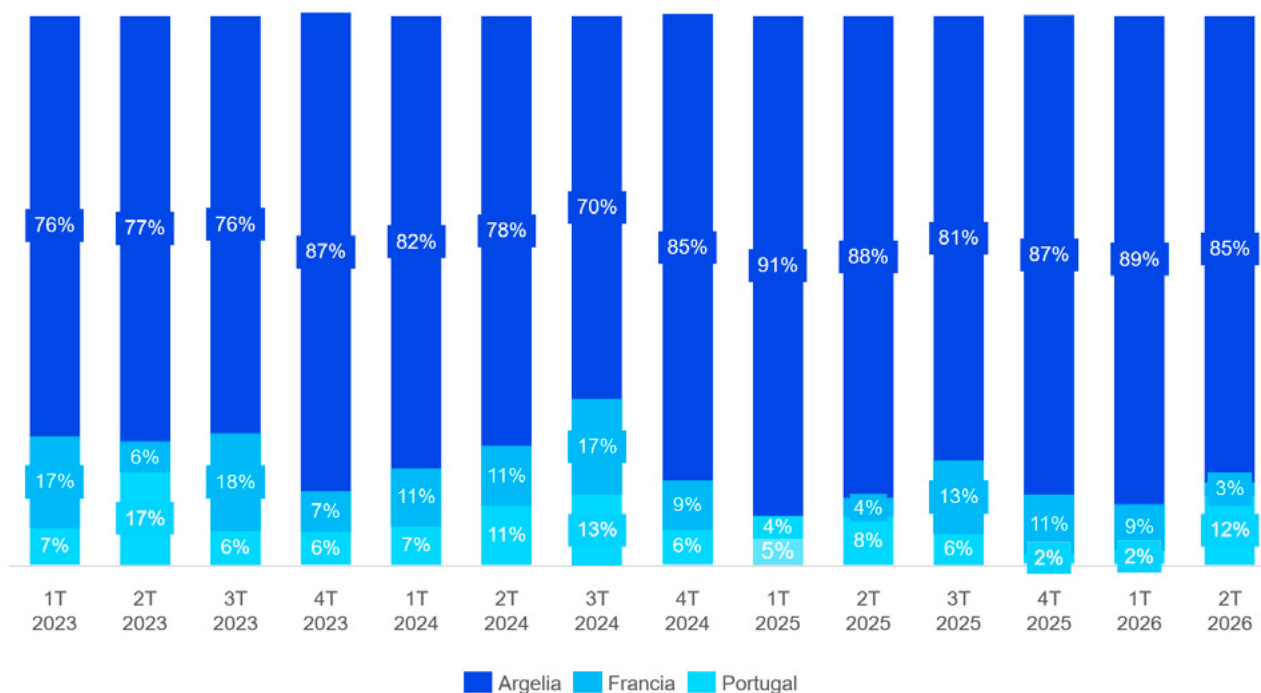
Figura 15.: Buques de GNL programados frente a descargas reales en España.

Concepto	ene-26	feb-26	mar-26	abr-26	may-26	jun-26	TOTAL 1S 2026
Programación	23	25	28	27	21	21	145
Real	21	24	28	21	19	12	125
Diferencia	2	1	0	6	2	9	20

Fuente: Enagás, KPMG análisis.

El GN podría contribuir a reducir la cantidad de GNL necesaria para compensar la salida de gas ruso, pero su capacidad para diversificar el aprovisionamiento es limitada. La razón principal es que la principal fuente externa de gran volumen conectada directamente al sistema español mediante gasoducto es Argelia.

Figura 16.: Distribución del aprovisionamiento canalizado de GN por país de origen en España.



Fuente: Enagás, KPMG análisis.

Según la serie analizada, **Argelia representó aproximadamente el 81% del GN recibido por España entre 2023 y 2025, ascendiendo hasta el 87% durante el primer semestre de 2026.** Francia y Portugal aportaron conjuntamente la mayor parte del volumen restante, mientras que la producción nacional y el biometano continuaron siendo residuales.

La gran cuota de participación de Argelia en el suministro de GN por gasoducto a España limita la capacidad de contrarrestar la pérdida de la cuota de suministro de gas ruso por esta vía. **Es decir, si los volúmenes adicionales de GN debieran proceder también de Argelia, España reduciría su exposición al mercado internacional de GNL, aumentando la seguridad de su suministro de gas natural, pero aumentaría la concentración del mismo y, por tanto, su dependencia en este país.**

Además, **el margen de crecimiento del suministro argelino no es ilimitado**. Durante 2025, según el informe de supervisión de la gestión técnica del sistema gasista de la CNMC¹², la capacidad del **gasoducto de Almería –Medgaz– (unos 10-10,5 bcm/año) registró una contratación media equivalente al 92,4% de su capacidad técnica y se utilizó el 94,1% de la capacidad contratada**. Esto indica que **Medgaz** puede seguir aportando estabilidad al Sistema, pero que **no dispone de capacidad suficiente para absorber sin restricciones toda la sustitución de los volúmenes rusos**. En este sentido, **recientemente se han materializado acuerdos** para poder **incrementar** el flujo de gas vehiculado a través de esta interconexión **en un 1 bcm anual** aproximadamente, con el objetivo de incrementar la seguridad de suministro de gas en la Península, si bien seguiría siendo insuficiente para sustituir los volúmenes de gas ruso.

Asimismo, el incremento de la capacidad de interconexión con Argelia contribuirá a compensar la reducción de los volúmenes suministrados bajo contratos de destino fijo prevista como consecuencia del cese de las importaciones de gas ruso.

Las interconexiones con Francia y Portugal ofrecen flexibilidad adicional, pero tampoco constituyen actualmente una alternativa equivalente. En 2025, la interconexión virtual Pirineos (VIP Pirineos, por sus siglas en inglés, Virtual Interconnection Point) presentó un saldo netamente exportador y la capacidad importadora contratada fue únicamente el 18,1% de su capacidad técnica. En VIP Ibérico, las importaciones netas disminuyeron un 77,5% respecto del ejercicio anterior. Estos datos muestran que **ambas conexiones pueden contribuir al balance en momentos concretos, pero no han funcionado como una fuente estructural de aprovisionamiento comparable a Argelia o al GNL descargado directamente en España**.

El almacenamiento español como margen operativo ante la retirada del GNL ruso

España afronta la segunda mitad de la campaña de inyección desde una posición relativamente sólida. Según Enagás, a 16 de julio de 2026, los almacenamientos subterráneos contenían **26.845,7 GWh**, equivalentes aproximadamente al **74,7% de los 35.926 GWh de capacidad disponible**¹³. El nivel alcanzado no solo superaba la referencia del 64% prevista para el 1 de julio, sino que situaba al sistema cerca del objetivo del 80% fijado para septiembre y claramente por encima del promedio europeo ya analizado.

A este volumen se añadían **10.414 GWh de GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación**, con un nivel agregado de llenado del **47,6%**. Aunque estos inventarios cumplen una función principalmente operativa y no son directamente equiparables a los almacenamientos subterráneos, amplían la capacidad del Sistema para absorber retrasos en la llegada de cargamentos, oscilaciones de la demanda o reducciones puntuales de otros suministros.

En comparación con otros Estados miembros, en España, el volumen de gas almacenado –tanto en instalaciones de almacenamiento subterráneo, como en inventarios de GNL en las terminales de las plantas de regasificación– permite tener un mayor margen a la hora de acometer nuestra estrategia de sustitución de los aprovisionamientos de gas procedentes de Rusia.

Sin embargo, el almacenamiento solo permite desplazar en el tiempo gas adquirido previamente. Si estos volúmenes se utilizan de forma continuada para compensar la retirada del suministro ruso, las reservas disminuirán y deberán reponerse posteriormente. Dado el margen limitado para aumentar las entradas por gasoducto, esa reposición dependerá en

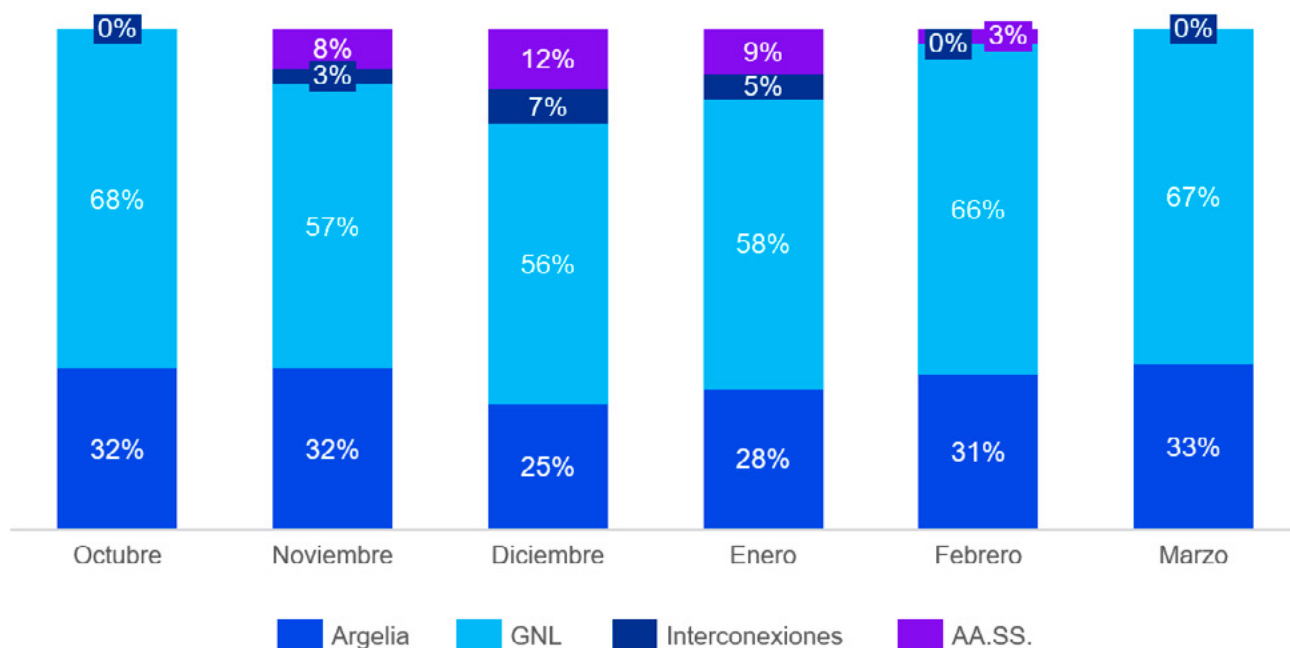
¹² CNMC: Informe de supervisión de la gestión técnica del sistema gasista. Año 2025. (<https://www.cnmc.es/sites/default/files/6446186.pdf>)

¹³ <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/energy-data/parametros-fisicos/capacidades-tecnicas-flujos-fisicos/seguimiento-diario-sistema/>

buena medida de la contratación de nuevos cargamentos de GNL no ruso, en competencia con el resto de los mercados europeos y asiáticos.

Adicionalmente, a diferencia de gran parte de la Unión Europea, cuya seguridad de suministro descansa en buena medida sobre los almacenamientos subterráneos, el sistema gasista español basa una parte sustancial de su abastecimiento para cubrir la demanda de gas de invierno en la recepción continua de cargamentos de GNL procedentes del mercado internacional, altamente expuesto a la dinámica de precios y a la competencia global por los volúmenes disponibles.

Figura 17: Cobertura mensual de la demanda de gas de invierno en España por origen de gas (2025).



Fuente: Enagás, KPMG análisis.

Por tanto, el nivel actual de reservas proporciona a España un importante margen de protección frente a eventuales perturbaciones de suministro y reduce el riesgo de una insuficiencia inmediata de gas pero no resuelve por sí solo el desafío estructural asociado a la sustitución del gas ruso. Dado el elevado peso del GNL en la cobertura de la demanda invernal española, el principal reto seguirá siendo garantizar, en condiciones económicas competitivas, los volúmenes necesarios tanto para atender la demanda como para reponer los niveles de almacenamiento una vez que el GNL ruso deje de estar disponible.

Este desafío adquiere una relevancia aún mayor en un contexto de mercado global de GNL tensionado, caracterizado por la competencia entre Europa y Asia por los cargamentos flexibles disponibles y por diferenciales de precios JKM-TTF que están favoreciendo el desvío de suministros hacia los mercados asiáticos.

Aunque estas desviaciones pueden explicarse por diversos factores, como renominaciones de cargamentos, retrasos operativos o comerciales en terminales de carga y procesos de optimización de cartera por parte de los comercializadores, la prima mantenida por el JKM frente al TTF durante buena parte de 2026, reforzada por las tensiones derivadas de las restricciones en el Estrecho de

Ormuz, ha favorecido el desvío de parte de los cargamentos inicialmente previstos para España, contribuyendo a que los volúmenes efectivamente descargados se sitúen por debajo de los inicialmente programados.

En consecuencia, la seguridad de suministro española no depende únicamente de la disponibilidad física de capacidad de regasificación o de almacenamiento, sino también de la capacidad de competir por los cargamentos de GNL en un mercado internacional crecientemente tensionado y expuesto a riesgos geopolíticos incrementales.

¿Dispone Estados Unidos de suficiente producción para aumentar sus envíos a Europa-España?

Estados Unidos dispone actualmente de suficiente producción de gas y capacidad exportadora de GNL para aumentar los envíos a Europa durante episodios de elevada demanda invernal. De hecho, tras la crisis energética de 2022, se ha convertido en el principal proveedor de gas de Europa y continúa ampliando su capacidad exportadora. La Energy Information Administration (EIA) prevé que las exportaciones estadounidenses de GNL alcancen una media de 17 Bcf/d en 2026 y sigan creciendo en 2027 gracias a la entrada en operación de nuevas plantas como Corpus Christi Stage 3, Golden Pass, Port Arthur y Rio Grande LNG.

Sin embargo, la cuestión relevante para España y Europa no es si existe suficiente gas en Estados Unidos, sino si ese gas estará disponible para Europa en las cantidades necesarias y a precios razonables si coinciden uno o varios factores adversos:

- Invierno frío en Europa.
- Incremento simultáneo de la demanda asiática (China, Japón, Corea, India).
- Menor disponibilidad de GNL de otros proveedores.
- Restricciones en la exportación por retrasos en la puesta en marcha de proyectos, problemas operativos o limitaciones de carga por inclemencias meteorológicas o por mantenimientos no programados.
- Niveles de almacenamiento europeos inferiores a lo previsto.

En ese escenario, Estados Unidos puede producir y exportar más GNL, pero los cargamentos se dirigirán hacia los mercados que ofrezcan el precio más alto, ya que la mayor parte del GNL estadounidense tiene cláusulas de destino flexibles. Por tanto, Europa competiría directamente con Asia por esos volúmenes.

Por ello, el principal riesgo para España en 2026 y 2027 no parece ser una falta absoluta de gas estadounidense, sino la dependencia creciente de un mercado mundial de GNL más competitivo y volátil, en el que Europa deberá competir con Asia por volúmenes flexibles de suministro, especialmente durante episodios de frío intenso o interrupciones de oferta en otras regiones exportadoras.

Conclusiones

Europa no puede dar por garantizada la seguridad de suministro de gas en 2026-2027. El riesgo al que se enfrenta el sistema gasista europeo no responde a un único factor aislado, sino a la acumulación simultánea de factores regulatorios, geopolíticos, estructurales y de mercado que reducen de forma significativa el margen de seguridad disponible ante un escenario de estrés.

El calendario regulatorio de eliminación de las importaciones de gas ruso establecido en el Reglamento (UE) 2026/261, las restricciones que siguen afectando al tránsito de GNL a través del Estrecho de Ormuz sin que exista visibilidad suficiente sobre el momento en que podría producirse una normalización completa de los flujos, la menor disponibilidad de exportaciones procedentes de Qatar y Emiratos Árabes Unidos, la competencia creciente con Asia por cargamentos flexibles, unos niveles de almacenamiento europeo inferiores a los de años anteriores y un riesgo geopolítico incremental, configuran un entorno de vulnerabilidad sustancialmente mayor que el observado en ejercicios recientes.

Según ACER, los **contratos europeos autorizados de gas ruso aún vigentes** durante el período transitorio representan entre **45 y 55 bcm anuales**, incluyendo tanto GNL como gas por gasoducto, lo que **equivalen aproximadamente al 11%-14% de la demanda anual de gas de Europa**. Estos volúmenes no son residuales: su sustitución exigirá atraer suministros alternativos en un **mercado internacional de GNL que muestra señales claras de tensión**. El verdadero desafío no consiste únicamente en identificar proveedores alternativos, sino en asegurar volúmenes suficientes, fiables y económicamente competitivos en un mercado donde la oferta flexible es limitada y los cargamentos disponibles se asignan crecientemente al comprador que ofrece el mayor valor neto.

Este riesgo se ha visto agravado por el deterioro del contexto internacional. El Estrecho de Ormuz sigue siendo una ruta crítica para el comercio mundial de GNL y las restricciones a los flujos procedentes del Golfo Pérsico han reducido la flexibilidad efectiva del mercado global. Aunque el crecimiento de la oferta desde Norteamérica y otros productores ha mitigado parcialmente la pérdida de volúmenes, no ha eliminado la tensión fundamental entre oferta y demanda. En este contexto, Europa y Asia compiten por los mismos cargamentos flexibles, lo que ha tenido un efecto directo sobre los precios internacionales. Durante 2026, **el TTF europeo y el JKM asiático alcanzaron sus niveles más elevados desde la crisis energética de 2022**, con un **diferencial entre ambos mercados** que se desplazó a favor de Asia, con una prima media del JKM sobre el TTF cercana a **6,3 €/MWh** entre marzo y junio, incentivando el desvío de cargamentos hacia los mercados asiáticos.

En consecuencia, Europa no solo compite por gas, sino por **flexibilidad**. Esta distinción es esencial. La seguridad de suministro europea depende cada vez menos de flujos por gasoducto y cada vez más de la capacidad de atraer GNL en un mercado global sensible a las señales de precio, a los fletes, a las restricciones logísticas y a las condiciones contractuales. Cuando Asia ofrece una prima sostenida frente a Europa, los cargamentos con destino flexible tienen incentivos económicos para dirigirse hacia los mercados asiáticos, obligando a Europa a pagar precios más elevados para atraer o retener esos volúmenes. Esta dinámica incrementa la exposición europea a la volatilidad internacional y refuerza su dependencia de proveedores alternativos, en particular Estados Unidos, Argelia, Qatar y otros exportadores de GNL.

A esta presión se suma una **situación especialmente delicada en los almacenamientos**. Europa **afrenta la campaña 2026-2027 con un nivel de reservas significativamente inferior al registrado durante los ejercicios recientes, reduciendo el margen de seguridad disponible ante posibles tensiones de suministro** y con una curva forward **en backwardation**, lo que reduce los incentivos económicos para inyectar gas en almacenamiento. Esta circunstancia genera una desconexión preocupante entre las señales de mercado y las necesidades de seguridad energética: desde una perspectiva comercial, puede no resultar atractivo comprar gas caro hoy para almacenarlo y venderlo más barato en el futuro; pero desde una perspectiva sistémica, reforzar los inventarios antes del invierno sigue siendo indispensable. En ausencia de mecanismos correctores, existe el riesgo de que el mercado no proporcione por sí solo niveles de almacenamiento compatibles con una adecuada resiliencia ante un invierno frío o una interrupción adicional de suministro.

España parte de una posición relativamente más robusta que otros Estados miembros desde el punto de vista físico. Su elevada capacidad de regasificación, la diversificación de sus fuentes de aprovisionamiento y la conexión directa con Argelia refuerzan la resiliencia del sistema gasista español frente a eventuales interrupciones. **Sin embargo, esta ventaja debe interpretarse con prudencia. El peso predominante del GNL en el aprovisionamiento nacional implica una mayor exposición a la dinámica del mercado global, a la volatilidad de precios y a la posible desviación de cargamentos hacia mercados más atractivos económicamente.** En otras palabras, España cuenta con mayor resiliencia física, pero no está aislada del riesgo económico.

Por ello, **la respuesta europea** no debería limitarse a confiar en que el mercado sustituirá automáticamente los volúmenes rusos por suministro alternativo. Esa visión sería insuficiente. **La prioridad debe ser preservar la seguridad de suministro durante la fase de transición, reforzar los incentivos al almacenamiento, asegurar contratos de aprovisionamiento suficientemente firmes, diversificar orígenes y evitar que la eliminación del gas ruso incremente de forma desordenada la presión sobre el mercado spot de GNL. Ante las limitadas opciones disponibles en el corto plazo, la Comisión Europea debería considerar la posibilidad de habilitar mecanismos de intercambio comercial (*swaps*) que permitan sustituir los volúmenes de GNL ruso actualmente consumidos en Europa por gas de origen no ruso, favoreciendo una reasignación más eficiente de los flujos globales de GNL.** Bajo este esquema, Europa recibiría moléculas alternativas de terceros países, mientras que los volúmenes rusos podrían redirigirse a mercados sin restricciones equivalentes, reduciendo la competencia directa entre Europa y Asia por los cargamentos flexibles disponibles. **Asimismo, estos mecanismos podrían permitir que los intercambios comerciales y la redistribución de cargamentos se realizaran utilizando navieras e infraestructuras sometidas a los estándares regulatorios europeos e internacionales, evitando una dependencia creciente de operadores rusos o vinculados a la denominada “flota en la sombra”.** Ello contribuiría a mejorar la transparencia, la trazabilidad y la supervisión de los flujos internacionales de GNL, reduciendo riesgos operativos.

Adicionalmente, **Europa debería maximizar el aprovechamiento de las infraestructuras existentes de importación por gasoducto, entre ellas los corredores procedentes de Argelia hacia España e Italia.** Un mayor uso de estas rutas contribuiría a reducir parcialmente la presión sobre el mercado global de GNL, aportando volúmenes más estables y menos expuestos a la competencia spot internacional. No obstante, esta alternativa tampoco está exenta de límites, dado que dependerá de la capacidad exportadora argelina, de la disponibilidad contractual, de las inversiones necesarias y de la evolución de la demanda interna en los países productores.

La conclusión principal es clara: **Europa entra en 2026-2027 con menos margen de seguridad que en ejercicios anteriores. La eliminación del gas ruso es coherente con los objetivos estratégicos de autonomía energética y seguridad geopolítica de la Unión, pero su ejecución exige una gestión extremadamente cuidadosa. Si la retirada de volúmenes aún significativos coincide con restricciones persistentes en Ormuz, menores exportaciones desde el Golfo Pérsico, inventarios insuficientes y una demanda asiática elevada, Europa podría verse obligada a competir agresivamente por un volumen limitado de GNL flexible, con consecuencias relevantes para los precios, la competitividad industrial y los consumidores finales.**

En definitiva, el debate europeo debe pasar de una lógica puramente regulatoria a una lógica de **seguridad energética integral**. En un mercado global de gas más fragmentado, más geopolítico y menos líquido, la resiliencia no dependerá únicamente de disponer de infraestructura, sino de asegurar acceso efectivo a moléculas, contratos suficientemente firmes, almacenamiento adecuado, diversificación real de proveedores y mecanismos de coordinación capaces de anticipar y amortiguar shocks. **Ese será el verdadero test de seguridad de suministro para Europa en el invierno 2026-2027.**

El presente documento ha sido elaborado a partir de la información disponible a la fecha de su emisión y se distribuye exclusivamente con fines informativos. Su contenido no es exhaustivo ni constituye asesoramiento profesional, recomendación de ningún tipo. La información utilizada no ha sido auditada ni verificada por KPMG, por lo que no se garantiza su exactitud ni integridad. KPMG Asesores, S.L., sus socios, empleados y colaboradores declinan expresamente cualquier responsabilidad derivada de decisiones o actuaciones que pudieran adoptarse sobre la base del contenido del presente documento.

kpmg.es

© 2026 KPMG Asesores, S.L.U., sociedad limitada unipersonal española y firma miembro de la organización global de KPMG de firmas miembro independientes afiliadas a KPMG International Limited, sociedad inglesa limitada por garantía. Todos los derechos reservados.

KPMG y el logotipo de KPMG son marcas registradas de KPMG International Limited, sociedad inglesa limitada por garantía.

La información aquí contenida es de carácter general y no va dirigida a facilitar los datos o circunstancias concretas de personas o entidades. Si bien procuramos que la información que ofrecemos sea exacta y actual, no podemos garantizar que siga siéndolo en el futuro o en el momento en que se tenga acceso a la misma. Por tal motivo, cualquier iniciativa que pueda tomarse utilizando tal información como referencia, debe ir precedida de una exhaustiva verificación de su realidad y exactitud, así como del pertinente asesoramiento profesional.