



Winter Outlook 2025 - 2026

Octubre 2025



Índice



1. Previsión de Demanda
2. Escenarios mercado eléctrico
3. Niveles de Reservas
4. Capacidades del Sistema
5. Previsiones de Oferta:
 - a. Aprovevisionamiento GN
 - b. Aprovevisionamiento GNL
6. Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios, Mapa de riesgos)
7. Previsión Balance Oferta-Demanda
8. Cobertura de la demanda

- Los **niveles de contratación y llenado de almacenamientos subterráneos y plantas de GNL** al inicio del invierno **reflejan el compromiso de los usuarios con el Sistema Gasista**. Se afronta este periodo con garantía de suministro dando cobertura a la demanda nacional y reforzando la seguridad de suministro europeo mediante exportaciones a través de las CC.II. y recargas de buques desde las terminales españolas.
- La Dirección General de Política Energética y Minas, a través de Resolución por la que **se modifica el Plan de Actuación Invernal**, ha **redistribuido** parte del número de días de obligación **hacia los meses de enero y febrero**, reforzando la cobertura del sistema ante eventuales olas de frío **sin alterar el número total de días establecidos para el período invernal**. El PAI se consolida como una **herramienta eficaz** para mantener existencias adecuadas en momentos críticos.
- A 31 de octubre de 2025, se han contratado **91 slots de descarga**, a falta de los procesos de asignación que elevarán el número de slots contratados (102 descargas realizadas en el invierno 24-25). Destaca el **alto nivel de contratación de acceso a PVB desde la C.I. de Almería** para el periodo invernal, que ya alcanza el 82% de la capacidad de esta interconexión, con procesos de asignación pendientes esperando que también alcance el 100% en invierno.
- La **capacidad contratada en almacenamientos subterráneos** alcanza una media del **87% para el invierno 25/26**.
- A 31 de octubre de 2025, **la contratación del servicio de almacenamiento de GNL para el invierno 25/26** alcanza aproximadamente el **80% de la capacidad disponible**, a falta de los procesos de asignación a lo largo del invierno.
- Las cifras de **demanda de gas natural previstas para el invierno 25/26** contemplan una **demanda eléctrica coordinada con REE** así como las **medidas de refuerzo a la operación del sistema eléctrico**.

Índice



1. Previsión de Demanda

2. Escenarios mercado eléctrico

3. Nivel de Reservas

4. Capacidades del Sistema

5. Previsiones de Oferta:

a. Aprovevisionamiento GN

b. Aprovevisionamiento GNL

6. Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios, Mapa de riesgos)

7. Previsión Balance Oferta-Demanda

8. Cobertura de la demanda

Demanda prevista invierno 25/26

Escenario BASE

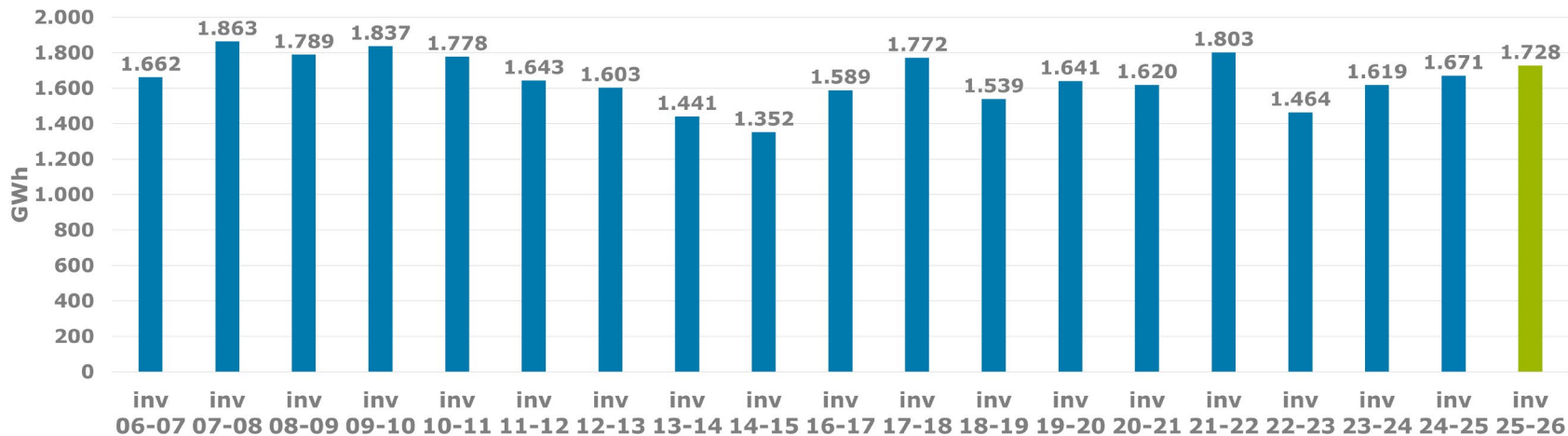
Escenario BASE

- ✓ Mercado Convencional: Condiciones normales de temperatura
- ✓ Mercado Eléctrico: Condiciones medias de generación hidráulica, eólica, demanda eléctrica y saldo exportador

Demanda (TWh)						INV 25/26	INV 24/25
Escenario BASE	nov	dic	ene	feb	mar		
Convencional GE	19,6	22,1	24,6	21,8	19,8	107,8	111,4
DCPyMES	5,1	8,4	9,9	8,0	5,6	37,0	35,4
Industrial	14,4	13,7	14,7	13,8	14,2	70,8	76,0
Cisternas GNL	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	5,5	5,4
Total Convencional	20,6	23,2	25,8	22,9	20,9	113,4	116,8
Sector eléctrico	8,6	8,2	8,4	6,7	6,5	38,4	37,7
Total demanda nacional	29,2	31,4	34,1	29,6	27,4	151,8	154,4

Las cifras previstas tienen en cuenta el papel de los ciclos combinados en las medidas de refuerzo a la operación en el sistema eléctrico

Evolución puntas del sistema



Puntas Invernales registradas en inviernos anteriores

**Punta Invernal prevista
invierno 2025-2026**

Sector eléctrico: **690 GWh/día**

Demanda convencional: **1.038 GWh/d**

Total demanda: **1.728 GWh/día**



1. Previsión de Demanda
2. **Escenarios mercado eléctrico**
3. Nivel de Reservas
4. Capacidades del Sistema
5. Previsiones de Oferta:
 - a. Aprovisionamiento GN
 - b. Aprovisionamiento GNL
6. Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios, Mapa de riesgos)
7. Previsión Balance Oferta-Demanda
8. Cobertura de la demanda

Escenarios mercado eléctrico

Escenario Base/Punta

Prob de ser superada	Escenarios Previsto	Valor GWh/día	Condiciones de contorno			
			Ola de frío	Eolicidad	Hidráulica	Nuclear
50%	LABORABLE INVERNAL	295	No	Media	Medio	0 paradas
10%	PUNTA PROBABLE	690	Sí	Baja	Seco	0 paradas

Si además de las condiciones de contorno que configuran esta tabla se añadieran las condiciones adicionales de 2 paradas nucleares y un incremento en la exportación eléctrica por conexiones internacionales, la punta podría verse incrementada hasta alcanzar la punta extrema de 870 GWh(g)



1. Previsión de Demanda
2. Escenarios mercado eléctrico
3. **Nivel de Reservas**
4. Capacidades del Sistema
5. Previsiones de Oferta:
 - a. Aprovisionamiento GN
 - b. Aprovisionamiento GNL
6. Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios, Mapa de riesgos)
7. Previsión Balance Oferta-Demanda
8. Cobertura de la demanda

Nivel de reservas AASS

Llenado del 87% de los AASS (31 de octubre 2025)

Atendiendo a lo establecido en el RD 1716/2004 y Orden TED 72/2023, la obligación de reservas en AASS se compone de 38,6 días, dividida en:

- ✓ 10 días de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico,
- ✓ 10 días de existencias mínimas de seguridad de carácter operativo del sistema,
- ✓ 18,6 días como existencias mínimas operativas de los usuarios (para la campaña 25-26)

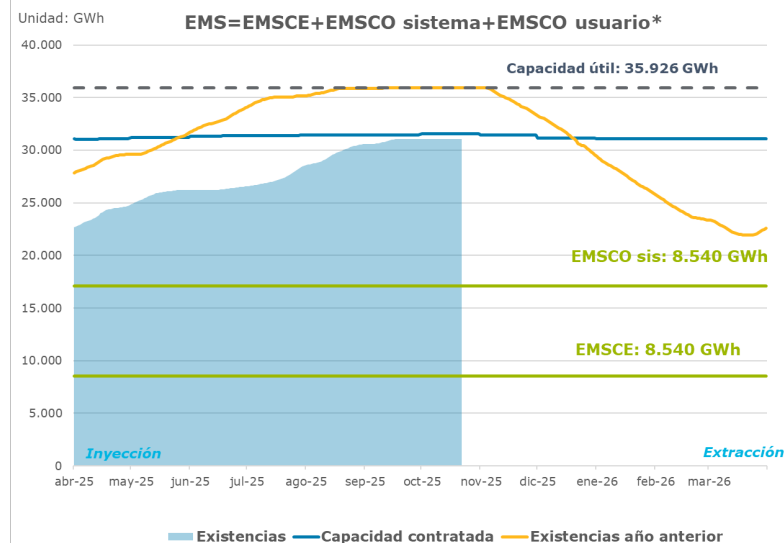
A fecha 31/10, el **gas disponible** para ser extraído por los usuarios durante el próximo invierno 2025-2026 asciende a **14,0 TWh**.

El llenado el **nivel de llenado de los AASS** alcanza el **87%**.

El hito establecido en el Reglamento (UE) 2022/1032, que fija un **objetivo de llenado del 90% a 1 de noviembre de 2025**, establece que parte de la obligación puede ser constituida mediante GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación.

Unidad: GWh

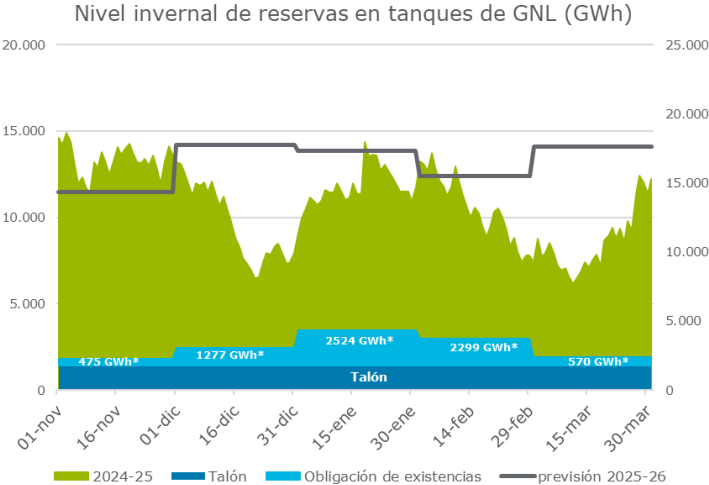
	Almacenamientos Subterráneos *		
	Inv. 24 - 25	Inv. 25 - 26	Δ
Gas útil *	35.926	31.067	-14%
EMSCO	8.897	8.540	-4%
EMSCE	8.897	8.540	-4%
Gas disponible	18.132	13.987	-23%



Tanques de las plantas de regasificación

Modificación del Plan de actuación invernol para la operación del sistema gasista (Resolución de 30 de septiembre de 2025 de la Dirección General de Política Energética y Minas)

Los **usuarios** deberán mantener en los tanques de las plantas de regasificación durante el invierno gasista (1/nov/2025 a 31/mar/2026) un **volumen mínimo de existencias** de gas natural licuado en concepto de reserva en función de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte con duración superior a un día.



*Valor de obligación invernol estimado

noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo
1 días	2,5 días	6,5 días	5 días	1,5 días

Plan de Actuación **anterior**: (Resolución de 26 de septiembre de 2021 de la Dirección General de Política Energética y Minas)

nov	díc	ene	feb	mar
1,5 días	4 días	5,5 días	4 días	1,5 días

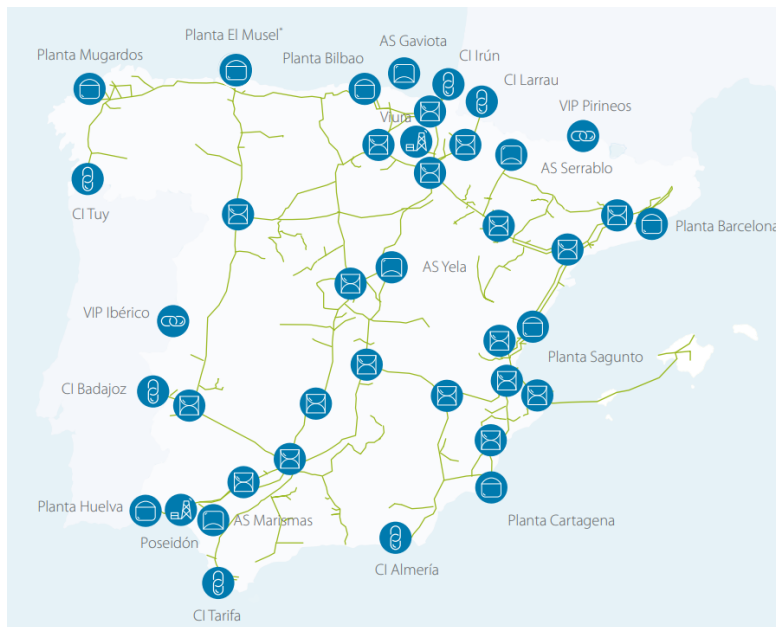


1. Previsión de Demanda
2. Escenarios Meteorológicos
3. Niveles de Reservas
4. **Capacidades del Sistema**
5. Previsiones de Oferta:
 - a. Aprovisionamiento GN

- b. Aprovisionamiento GNL
6. Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios, mapa de riesgos)
7. Previsión Balance Oferta-Demanda
8. Cobertura de la demanda

Capacidades del Sistema

Previsión de Capacidad de entrada al sistema



En julio-2023 se puso en funcionamiento la planta de regasificación del Musel e-hub, como parte del Plan Más Seguridad Energética aprobado por Gobierno en octubre de 2022. Dicha planta, tiene un régimen singular establecido por Resolución de 2 de febrero de 2023, de la CNMC.

Estas capacidades corresponden a la **previsión base para todo el invierno**. Las capacidades actualizadas diarias resultado de mantenimientos programados o cualquier otra circunstancia podrán ser consultadas en el SL-ATR y en la Web de Enagás GTS.

Unidad: GWh/día		Capacidades de Entrada
Producción Plantas GNL		1.948 *
Importación CCII		643 **
Extracción AASS		245 ***
Producción Nacional		7
Producción biometano		11
Total		2.854

* Aumento tras la Resolución de adaptación de la regasificación máxima de El Musel

** No incluye la CI de Tarifa

*** Capacidad máxima en AASS al inicio de la campaña de extracción

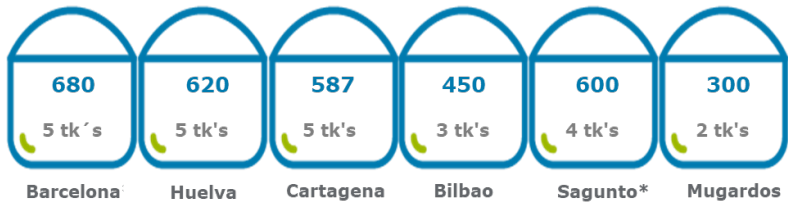
Capacidades del Sistema

Capacidades en Plantas de GNL

1. CAPACIDAD ALMACENAMIENTO GNL

La **capacidad de almacenamiento** supone el **36%** de la capacidad total de **almacenamiento de Europa**

Almacenamiento en tanques GNL (miles de m³)



* Un tanque de 150.000 m3 indisponible (ver [Nota Operación Nº4/2024](#))

2. CAPACIDAD REGASIFICACIÓN

Unidad: GWh/día	Capacidad de Regasificación TVB			
	Capacidad nominal		Capacidad contratada *	
	Inv. 24- 25	Inv. 25 - 26	Inv. 24- 25	Inv. 25 - 26
TVB	1.948	1.948	638	218

3. CAPACIDAD DESCARGA

Hay actualmente **97(*) slots de descarga contratados** para todo el invierno en procesos de asignación de largo plazo

	Slots Buques					
	Descargas		Cargas			
	Inv. 24-25: real	Inv. 25-26: asignado	Small scale		Large scale	
			Inv. 24-25: real	Inv. 25-26: asignado	Inv. 24-25: real	Inv. 25-26: asignado
Barcelona	18	7	22	30	0	0
Huelva	14	21	27	9	0	0
Cartagena	14	14	11	0	0	0
Bilbao	25	34	0	0	0	0
Sagunto	21	9	2	0	1	0
Mugaridos	10	12	1	0	0	0
Total	102	97	63	39	1	0

Los valores del inv. 24-25 corresponden a descargas realizadas mientras que los del invierno 25-26 corresponden a slots ya contratados

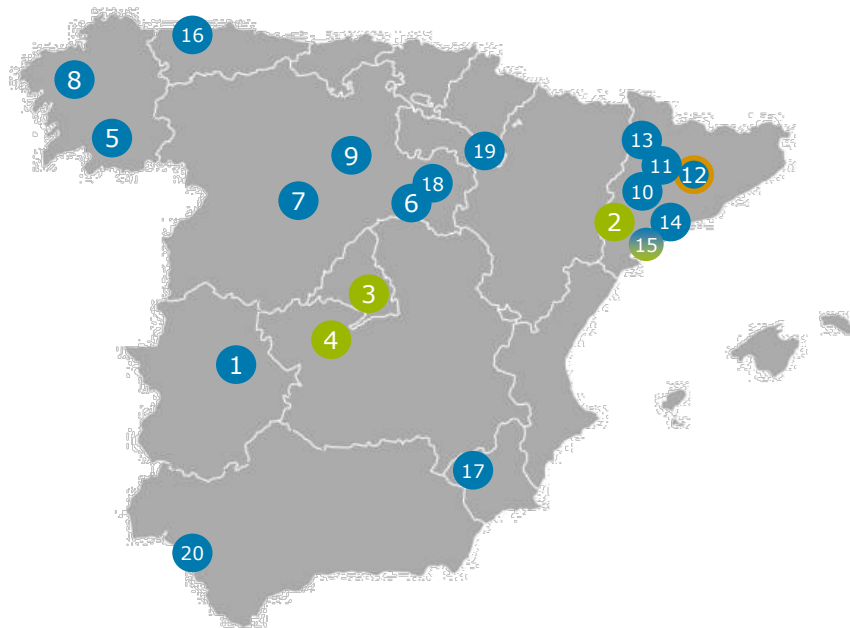
* Valor actualizado a 31/oct/2025

Capacidades del Sistema

Plantas de biometano con inyección al sistema gasista

Actualmente hay 20 puntos de inyección de biometano en el Sistema Gasista

Se estima que estas instalaciones pueden contribuir **885 GWh anuales** a la seguridad de suministro en España.



● Inyección en Transporte
 ● Inyección en Distribución
 ○ Punto de inyección remoto

	Descripción Punto Conexión	Operador
1*	TURN2X ASSET CON I EXTREMADURA, S.L.	Gas Extremadura
2	LA GALERA	enagas
3	VALLECAS BIOGAS	
4	BIOMETANO - BIOMETANO MONTES DE TOLEDO	
5	BIOMETANO-COREN-OURENSE (GAL)	gasNatural transporte
6	BIOMETANO-REDEXIS-ALMAZÁN (CyL)	
7	BIOMETANO-TUERO-VENTA DE BAÑOS (CyL)	
8	BIONED BENS	
9	BIONED BIOGASNALIA	
10	BIONED ELENA	
11	BIONED TORRE SANTAMARIA	
12	CYCLE 0 LLEIDA	
13	GRANJA PORGAPORCES	
14	Proyecto BioVO	
15	VERTEDERO CAN MATA	
16	BIOGASTUR NAVIA	
17	BIORED LORCA (GALIVI SOLAR)	
18	BIOLVEGAS	
19	BIOMETANO-ECOGEN-CABANILLAS	nortegas
20	BIOMETANO-GUNVOR GROUP	

Capacidades del Sistema

Slots descarga invierno 25-26



Alta contribución de slots de descarga en el aprovisionamiento de gas natural español



≈64 % aprovisionamiento total en último invierno en forma de GNL

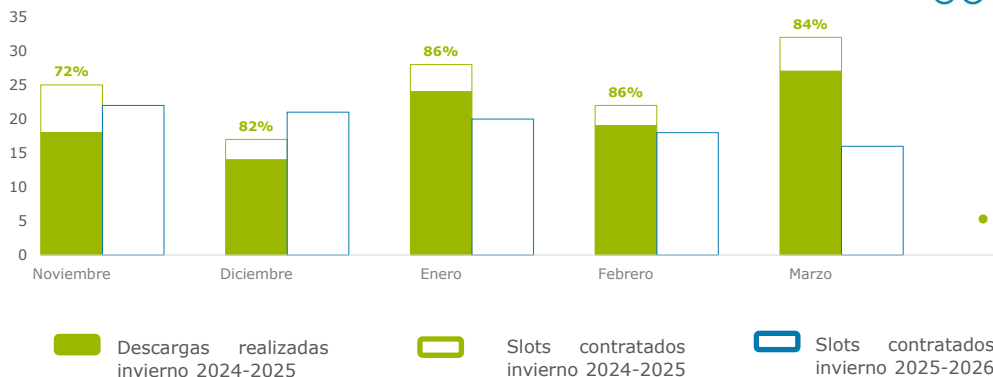


97

slots contratados actualmente
para el invierno 25-26

Alto interés y **compromiso**
del Sector con este servicio

Estado contratación descargas. Comparativas Invierno



Procesos pendientes contratación slots invierno



4 subastas mensuales en los que se pueden
contratar slots para meses de invierno 25-26



Referencia invierno anterior:

8 slots contratados en estas subastas

- 5 procesos intramensuales** en los que se podría
aumentar la oferta de slots para los meses de
invierno 25-26.

Referencia invierno anterior:

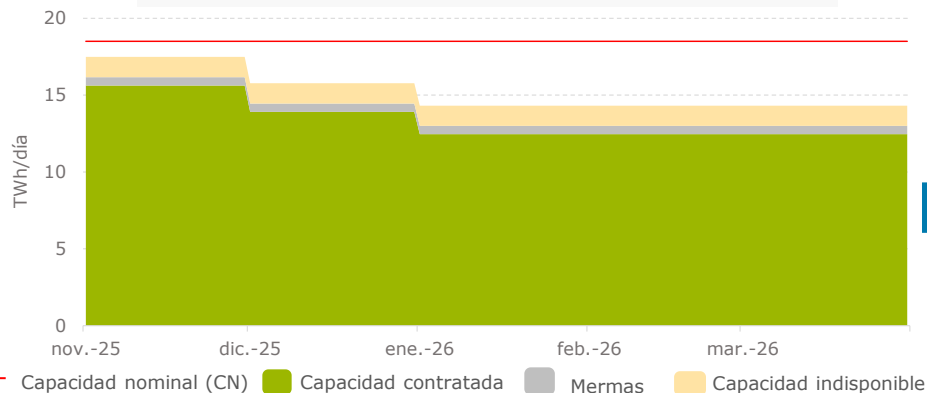
14 slots contratados en estos procesos

Capacidades del Sistema

Almacenamiento de GNL

Altos niveles de contratación para este servicio

Invierno contratado $\approx 80\%$ (en oct.-25)



Procesos pendientes contratación AGNL

- **4 subastas mensuales:** 68% asignación mismas subastas invierno anterior
- **1 subasta anual** (no se ofertó capacidad en período anterior)
- **1 subasta trimestral:** 91% asignación misma subasta invierno anterior
- Subastas **diarias** e **intradíarias**

Oferta capacidad invierno 25/26

Decrementos



Como en el invierno pasado la capacidad ofertada se ve condicionada por:

- Indisponibilidad temporal de un tanque de 150.000 m³ GNL en Planta de Sagunto (Nota de operación N°6/2024)
- Retirada de un tanque de 80.000 m³ de GNL en Planta de Barcelona (Nota de Operación N° 4/2024)

Incrementos



Como en el invierno pasado la capacidad ofertada se puede incrementar por:

- Mecanismo de uso o pérdida de capacidad para productos de plazo superior al diario.
- Mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad.

Este invierno también destaca:

- Saldo de mermas (542 GWh) inferior al valor disponible en octubre de 2024 (763 GWh)

Gestión desbalances por exceso en TVB

Mayor capacidad susceptible de estar contratada por el cambio en gestión desbalances en TVB.

Desde 11/06/25 a efectos de cálculo de los desbalances positivos en TVB se considera el máximo volumen que pueda almacenarse en el TVB en función de las existencias físicas corregida por un factor de seguridad (Workshop informativo de junio 2025)

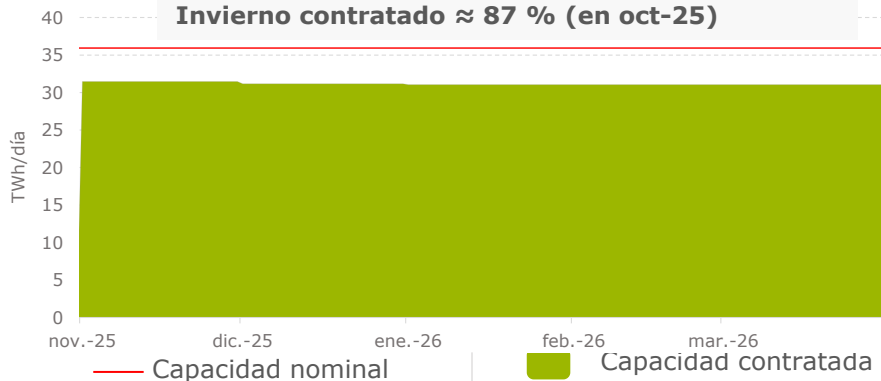
Capacidades del Sistema

Almacenamientos subterráneos

	Invierno 24-25	Invierno 25-26
Capacidad útil	35.926	35.926
Capacidad contratada	35.818	31.180
% cap. contratada / útil	100%	87%
Extracción máxima	243	243

Estado contratación AASS

Invierno contratado $\approx 87\%$ (en oct-25)

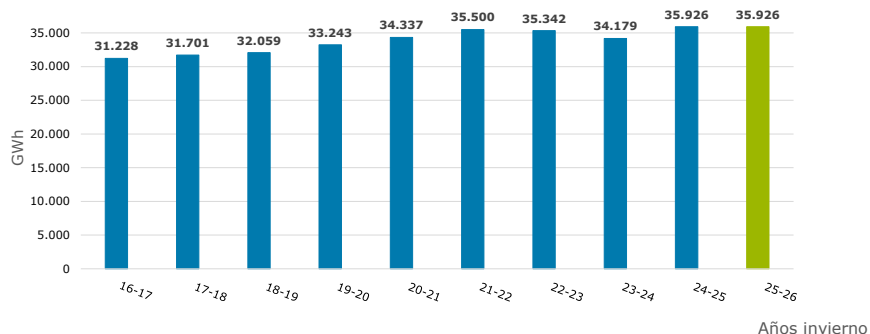


- Antes del inicio del invierno 24-25, el servicio estaba contratado $\approx 100\%$.

- Previsión existencias de GNL para mantenimiento EMS ≈ 2 TWh (frente a los 26 GWh del año anterior).



Evolución capacidad útil



Procesos pendientes contratación AASS

- **4 subastas mensuales**
- **1 subasta trimestral**
- Subastas **diarias** e **intradiarias** (reserva diaria = 100 GWh/día)

Capacidades en Conexiones Internacionales

- Conexión internacional de Almería :
 - La contratación del invierno 24-25 fue muy próxima a la nominal (98%)
 - La capacidad contratada en octubre de 2025 para el invierno 25-26 es superior a la contratada en el mismo periodo del año anterior
- Las capacidades contratadas pueden incrementarse una vez celebrados los procesos pendientes de subasta que contienen los meses de invierno

	Capacidad entrada CCII			
	Capacidad nominal		Capacidad contratada	
	Inv. 24-25	Inv. 25-26	Inv. 24-25	Inv. 25-26
Almería	338	338	330	271
VIP Pirineos	225	225	42	17
VIP Ibérico	80	80	21	1
Total	643	643	392	289

	Capacidad salida CCII			
	Capacidad nominal		Capacidad contratada	
	Inv. 24-25	Inv. 25-26	Inv. 24-25	Inv. 25-26
Tarifa	32 *	32	27	6
VIP Pirineos	225+40	225+40	197	122
VIP Ibérico	144	144	18	7
Total	176	176	242	135

* 40 GWh/d se ofrecen cada día para el día siguiente



1. Previsión de Demanda
2. Escenarios mercado eléctrico
3. Niveles de Reservas
4. Capacidades del Sistema
5. **Previsiones de Oferta:**
 - a. Aprovisionamiento GN
 - b. Aprovisionamiento GNL
6. Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios)
7. Previsión Balance Oferta-Demanda
8. Cobertura de la demanda y mapa de riesgos
9. Conclusiones

VIP Ibérico

- El flujo está estrechamente vinculado a las descargas de GNL en Sines.
- Promedio de 4 slots contratados entre nov-25 y ene-26, con unos AASS llenos al 100%.
- Se anticipa un comportamiento ligeramente importador, con una media de 0,3 TWh/mes de importación.

VIP Pirineos

- Exportaciones esperadas de 1,3 TWh en nov-25 y estabilizándose en ~0,2 TWh/mes entre dic-25 y mar-26.
- La capacidad contratada actual respalda los siguientes flujos medios: 122 GWh/d exportación, 17 GWh/d importación.
- El comportamiento de la interconexión dependerá de la situación energética en Francia, que muestra signos de estabilidad: mayor llegada de GNL, normalización de la producción nuclear y autosuficiencia sistémica.

Tarifa

- Se prevé una exportación constante de aproximadamente 0,8 TWh/mes, alcanzando un total de 4,1 TWh durante todo el periodo invernal, sin cambios significativos respecto a periodos anteriores.
- La infraestructura operará cerca de su capacidad nominal.

Almería

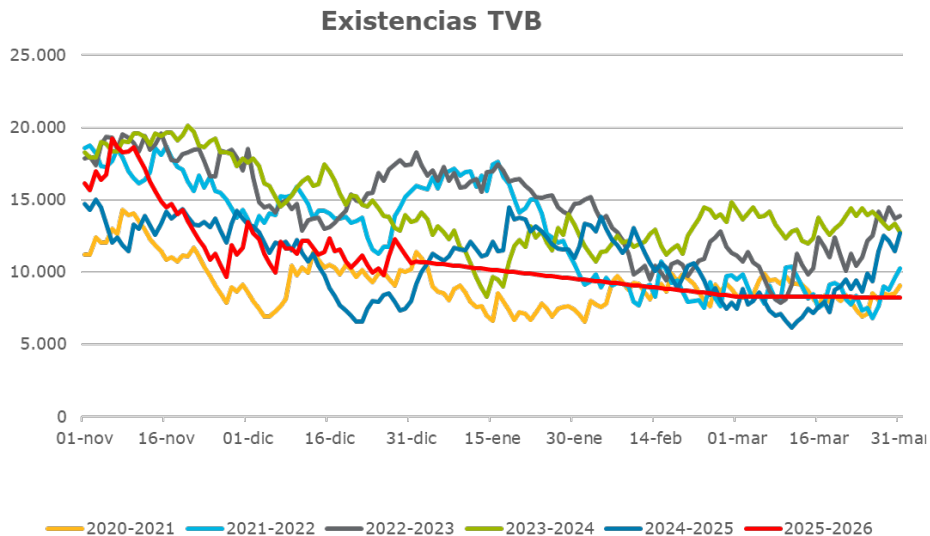
- Se espera un aprovechamiento máximo de la capacidad de importación, con una media diaria de 300 GWh, lo que totaliza aproximadamente 45 TWh durante el invierno.



Aprovisionamientos del sistema en forma de GNL

Las **existencias promedio de GNL en TVB** han seguido una tendencia similar durante los últimos seis años, disminuyendo de forma gradual a medida que avanza el invierno y situándose en una media cercana a los **13 TWh**.

Actualmente, hay **97 slots contratados para los meses invernales**, quedando aún por realizarse varios procedimientos de asignación mensual. Suponiendo un uso estimado del 83 % de los slots contratados (103 de un total de 124), que es la tasa de utilización del periodo 2024-2025, las **existencias de GNL a partir de enero de 2026** se situarían en torno a los **11 TWh**. De materializarse esta tendencia, se garantizaría la Seguridad de Suministro del Sistema.

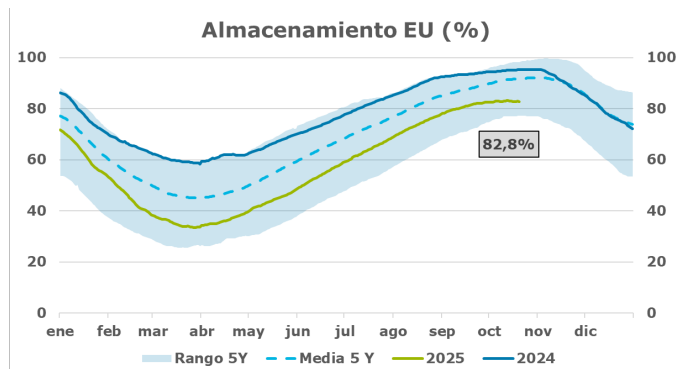


Situación actual PO nov y dic a 24-oct-25

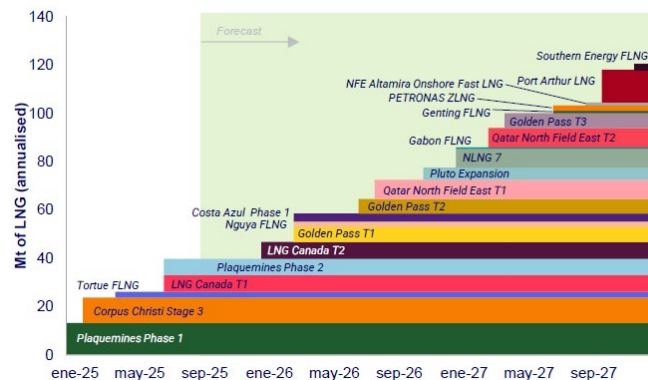
La regasificación dependerá del volumen de GNL realmente descargado. Una vez más, el Sistema Gasista español se consolida como un **destino preferente para las descargas de GNL**, con un papel relevante como centro de almacenamiento de GNL para Europa.



1. Previsión de Demanda
2. Escenarios mercado eléctrico
3. Niveles de Reservas
4. Capacidades del Sistema
5. Previsiones de Oferta:
 - a. Aprovisionamiento GN
 - b. Aprovisionamiento GNL
6. **Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios, Mapa de riesgos)**
7. Previsión Balance Oferta-Demanda
8. Cobertura de la demanda



Delivery of new projects (nominal capacity)



La **demanda mundial de gas se proyecta ligeramente más baja** que en años anteriores. En Europa se prevé una caída interanual cercana al 2%, principalmente por la menor actividad del sector industrial.

En cuanto a la oferta, el **suministro de gas por gasoducto desde Noruega hacia Europa descenderá un 2,7%** respecto al invierno anterior. En paralelo, el **flujo de gas ruso hacia China continuará creciendo** debido a las restricciones de la Unión Europea, consolidando un cambio estructural en las rutas de exportación.

A nivel global, la **oferta de GNL aumentará en torno a un 12%**, impulsada por un mayor volumen de exportaciones desde Estados Unidos. **En el caso de Europa**, este incremento será particularmente relevante, con **un crecimiento estimado del 50%** frente al invierno pasado.

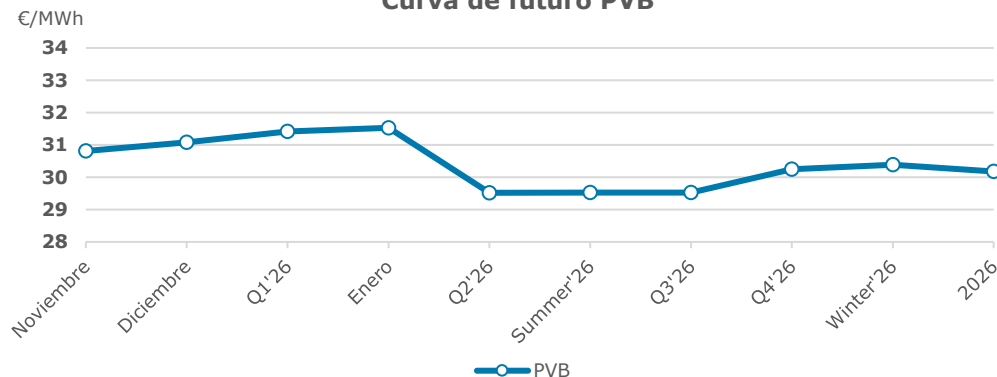
Como resultado, se espera que los **almacenamientos europeos finalicen el invierno con niveles de llenado más altos** que en los últimos años, una vez que han partido del 82% de llenado en octubre y de un previsible 90% a 1 de noviembre. Bajo un escenario de invierno frío, los inventarios podrían rondar el 27%, mientras que en los escenarios central y templado se proyectan en torno al 51% y 75%, respectivamente.

La **mayor disponibilidad de GNL y el suministro relativamente estable desde Noruega reducen los riesgos para el mercado europeo**. No obstante, persiste la posibilidad de congestión en las plantas de regasificación en caso de un exceso de oferta.



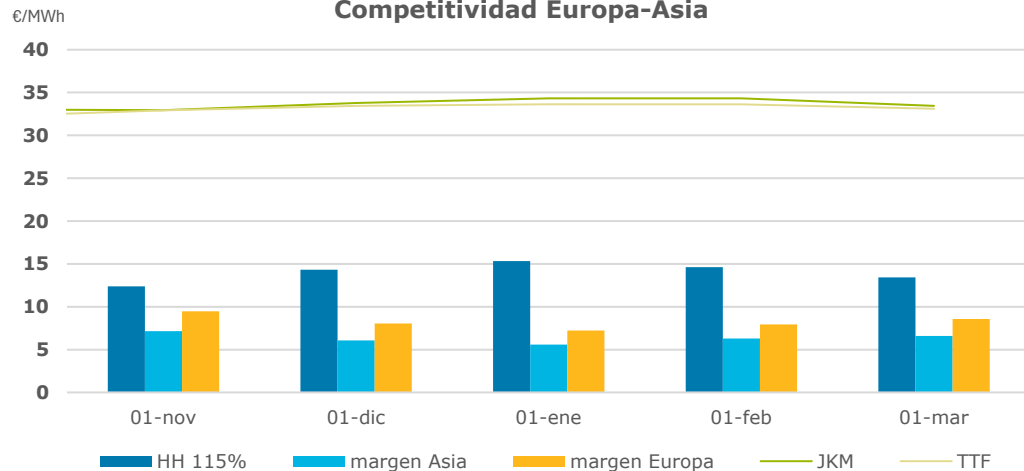
Previsión Precios Invierno 25/26

Curva de futuro PVB



Los futuros en los precios del gas **reflejan una curva de precios significativamente más plana que en años anteriores**, sin un spread claro entre invierno y verano y con un ascenso de los precios entre la cotización actual y el incipiente invierno de menos de 0,5 €/MWh mientras que el año anterior era de 3 €/MWh. **La curva** para el periodo invernal refleja, en el momento de realizar esta estimación, **precios en el entorno de los 30-32 €/MWh**.

Competitividad Europa-Asia

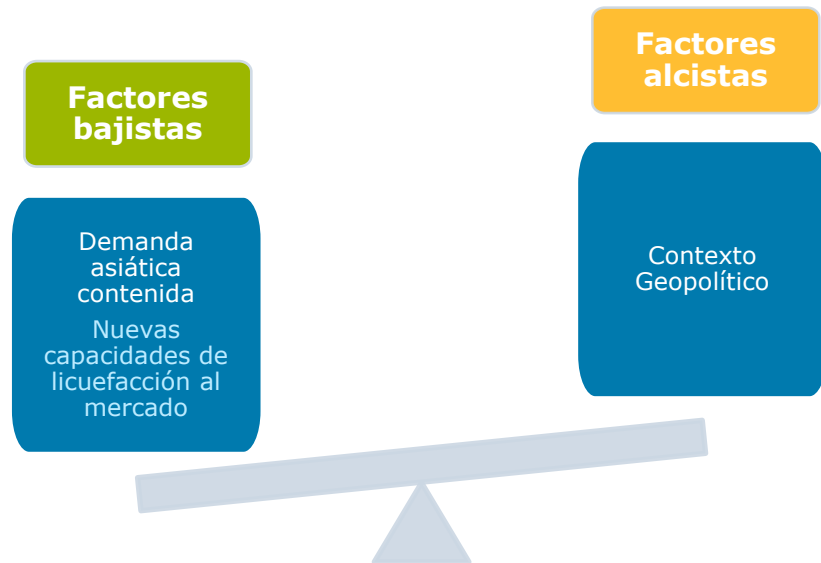


El **diferencial de los precios** los futuros de las referencias gas europeo y asiático **discurre entre la paridad para las entregas en noviembre y los 70 céntimos de enero y febrero**.

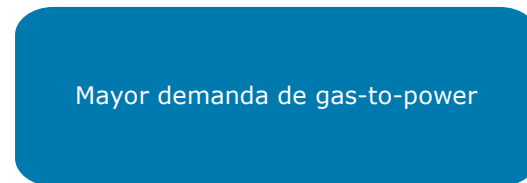
Con esta última actualización de precios, los márgenes calculados de los cargamentos de gas americano indican que **el mercado es favorable a las descargas en Europa durante todo el invierno**.

Mapa de riesgos

De alto impacto:



De menor impacto:



Además, partir de 2026:

- **Alcista:** Nuevas restricciones sobre las importaciones de gas y GNL ruso
- **Bajista:** Aumento de la oferta de GNL



1. Previsión de Demanda
2. Escenarios mercado eléctrico
3. Niveles de Reservas
4. Capacidades del Sistema
5. Previsiones de Oferta:
 - a. Aprovevisionamiento GN
 - b. Aprovevisionamiento GNL
6. Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios, Mapa de riesgos)
- 7. Previsión Balance Oferta-Demanda**
8. Cobertura de la demanda

Previsión Balance Oferta-Demanda

Unidad: GWh/mes

	nov-25 PO	dic-25 previsión	ene-26 previsión	feb-26 previsión	mar-26 previsión
MERCADO NACIONAL	28.305	31.379	34.144	29.580	27.421
DEMANDA CONVENCIONAL	20.641	23.220	25.757	22.862	20.889
SECTOR ELÉCTRICO	7.665	8.159	8.387	6.718	6.532
MERCADO INTERNACIONAL	4.173	2.610	3.275	3.263	3.194
CARGAS GNL	1.396	928	1.390	1.490	1.300
CONEXIONES INTERNACIONALES	2.777	1.682	1.885	1.773	1.894
TOTAL SALIDAS	32.478	33.990	37.418	32.842	30.615
TOTAL ENTRADAS GN	8.620	9.887	10.215	9.962	9.947
CONEXIONES INTERNACIONALES	8.557	9.824	10.151	9.898	9.883
YACIMIENTOS	24	24	24	24	24
BIOMETANO TRANSPORTE	16	16	17	17	17
BIOMETANO DISTRIBUCIÓN	23	23	23	23	23
TOTAL DESCARGAS GNL	21.032	22.068	22.992	20.896	18.992
EXTRACCIÓN	0	1.713	2.810	2.760	2.760
TOTAL ENTRADAS	29.652	33.668	36.017	33.618	31.699

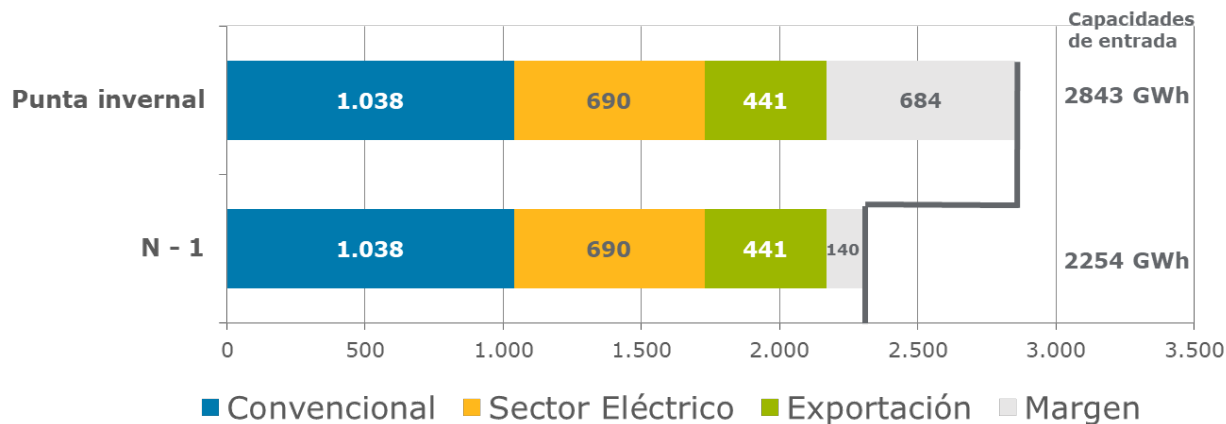
Aunque con los datos actuales no se anticipan episodios de congestión, su aparición dependerá de cómo evolucione la situación, por lo que no se puede descartar completamente este próximo invierno. Además, tanto la **demanda eléctrica como las cargas realizadas** en nuestro país **han aumentado respecto a años anteriores**, consolidando al sistema gasista español como un destino preferente para las descargas de GNL.

El panorama es positivo: la situación energética en Francia ha mejorado gracias a un mayor volumen de llegada de GNL, la recuperación de la producción nuclear y una mayor autosuficiencia. Y aunque el nivel de llenado de los almacenamientos en España solo supera al registrado en el año gas 2021-2022, **la operativa y la capacidad técnica de estos almacenamientos permiten garantizar el suministro** sin incidencias.



1. Previsión de Demanda
2. Escenarios mercado eléctrico
3. Niveles de Reservas
4. Capacidades del Sistema
5. Previsiones de Oferta:
 - a. Aprovisionamiento GN
 - b. Aprovisionamiento GNL
6. Contexto Global del Mercado (Balance Global, Precios, Mapa de riesgos)
7. Previsión Balance Oferta-Demanda
- 8. Cobertura de la demanda**

El Sistema gasista español cuenta con la capacidad de entrada y el nivel de mallado suficiente para garantizar la cobertura del 100% del mercado gasista en cualquier situación de demanda.



- El margen de seguridad esperado en el escenario de punta invernal, considerando una exportación máxima, es del 31%
- El margen de seguridad para el cumplimiento de la Fórmula N-1 (Reglamento EU 2017/1938) analizado, con la mayor entrada indisponible (planta Barcelona), es del 7 %

Muchas
gracias

