

INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA. AÑO 2024

REF. IS/DE/005/25

Fecha 13-febrero-2025

[**www.cnmc.es**](http://www.cnmc.es)

Índice

Resumen Ejecutivo	2
<hr/>	
I. Hechos relevantes	3
II. Demanda de gas	4
III. Entradas de gas al sistema y su gestión	6
IV. Balance de entradas y salidas de gas y su gestión.	9
V. Nivel de existencias de gas en el sistema	10
VI. Mínimos técnicos de las plantas de regasificación y su gestión	12
VII. Notas de Operación	13
VIII.El balance del sistema	13
IX. Entradas / salidas en la red de transporte	17
<hr/>	

Este informe emplea la **información** recogida en los **partes de operación del sistema y boletines estadísticos mensuales del gestor técnico del sistema (GTS)** publicados en su página web, así como información del **sistema logístico de acceso a terceros a la red (SL-ATR)**.

Resumen Ejecutivo

1. La demanda de gas en 2024 ascendió a 311.855 GWh, un 4,2% inferior a 2023. Los aumentos en el consumo mediante camión cisterna (6,4%) y el sector convencional atendido por gasoducto (3,2%) no compensaron la caída de la demanda eléctrica (-21,9%), pese a los incrementos de consumo de los ciclos combinados de noviembre y diciembre. Se registró un récord de demanda diaria para generación eléctrica el 11 de diciembre, de 680 GWh/d.
2. La aportación de gas natural a la red de gasoductos desde las plantas de regasificación representó el 58,4% (-24,6% con respecto a 2023). Se inyectaron un total de 9.233 GWh en los AASS (7.087 GWh en 2023).
3. La energía descargada neta por buques de GNL disminuyó en 2024 (181.287 GWh, frente a 271.089 GWh en 2023), con 216 buques descargados (297 en 2023), al igual que la carga de buques, bunkering y puesta en frío, con 147 operaciones (157 en 2023) y 12.037 GWh (21.664 GWh en 2023).
4. Las existencias de GNL en plantas, a finales de 2024, representaban el 36,7% de su capacidad total (porcentaje más bajo de los últimos años), si bien el nivel medio de llenado en el año fue del 60,2%. Cabe destacar el fin de la vida útil de uno de los tanques de 80.000 m³ de la planta de Barcelona a partir de noviembre, así como una incidencia ocurrida en febrero y aun sin solventar en un tanque de 150.000 m³ de la planta de Sagunto.
5. La capacidad de regasificación contratada alcanzó un valor medio de 534 GWh/día (756 GWh 2023), el 25,0% de la capacidad técnica. La capacidad media utilizada fue el 95,1% de la capacidad contratada, lo que muestra una contratación eficiente por parte de los usuarios.
6. En 2024, al contrario que en 2023, las conexiones internacionales con Europa funcionaron en sentido netamente importador (la exportación cayó un 70,8%). En VIP Pirineos, en sentido importador, la capacidad contratada presentó una media de 26,3% de la capacidad técnica, debido a la finalización de los contratos de largo plazo, usándose el 74,5% de lo contratado. En sentido exportador, el nivel medio de contratación alcanzó el 95,7% y su uso medio diario el 11,1%. En VIP Ibérico, en sentido importador, la contratación media representó el 42,5% de la capacidad técnica, con un factor de utilización del 98,9%. El nivel medio de contratación de exportación supuso el 9,4% de la capacidad técnica, usándose el 81,7% de lo contratado.
7. El gasoducto de Tarifa continuó exportando gas a Marruecos, con una contratación media anual de 27 GWh/d, equivalente al 84,4% de la capacidad técnica, y un factor de uso de lo contratado cercano al 100%. La interconexión por Almería también presentó una alta contratación (90,0%) y uso de lo contratado (95,2%).
8. Se registró también un aumento en la inyección de biometano (316 GWh en 2024, frente a 244 GWh en 2023), especialmente en la red de distribución.

I. Hechos relevantes

Respecto a la gestión técnica del sistema gasista en 2024, destaca el cumplimiento, holgado y sin incidencias, de la senda de llenado de los almacenamientos subterráneos del Reglamento de Ejecución (UE) 2023/2633, alcanzándose el 100% de llenado a mediados de agosto.

España contó con aprovisionamientos de gas procedentes de 14 orígenes diferentes. En algunos meses del año, el suministro desde Argelia (gas y GNL) superó el 50% de la demanda, aunque a nivel anual se mantuvo en el 38,5%, cumpliéndose la normativa de diversificación de suministros.

Se impusieron restricciones a las recargas de GNL ruso en plantas de la UE, ante la preocupación de un aumento de importaciones de GNL ruso hacia Europa, para lo cual el GTS elaboró un procedimiento que está en aplicación desde agosto. También aumentó el número de buques con prohibición de operar en puertos de la UE que, en consecuencia, fueron dados de baja en el SL-ATR.

Por otro lado, es reseñable el cambio en los movimientos de gas en las interconexiones con Europa. Así, en 2024 se registró un aumento de la cantidad neta de gas importado desde VIP Ibérico, 8.247 GWh (un 130,2% mayor que en 2023) y superior al neto importado desde VIP Pirineos, 7.201 GWh (que en 2023 exportó netamente gas por valor de 22.926 GWh).

Las incidencias en la operación del sistema (declaraciones de situación de operación excepcional – SOE, que incluyeron la indisponibilidad de un tanque de 150.000 m³ de la planta de Sagunto y la retirada de funcionamiento de un tanque de 80.000 m³ de la planta de Barcelona) se resolvieron sin afección a la seguridad y continuidad del suministro, aunque se tuvo que reducir la capacidad de almacenamiento de GNL a ofertar al mercado.

La Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 26 de julio de 2024 incrementó la regasificación anual permitida a la planta de El Musel, hasta una capacidad máxima de 11.744 GWh, regasificándose un total de 11.173 GWh en 2024 (con una regasificación diaria media de 30 GWh/d).

A mediados de año el sistema presentó una situación de altas existencias de GNL en tanques, debido principalmente a la disminución de la demanda y a la volatilidad de los flujos en las conexiones internacionales con Europa. Para aliviar esta situación, la CNMC aprobó la Resolución de 20 de septiembre de 2024, que obligó al GTS a usar como gas de operación o vender en el mercado organizado el gas de mermas del sistema almacenado en los tanques de GNL.

En septiembre comenzó a inyectar en la red de transporte de Mallorca la primera planta de producción de hidrógeno renovable, con un total de 28 MWh.

Además, a principios de noviembre el GTS comenzó a publicar en el SL-ATR indicadores de flexibilidad para que a los usuarios conozcan, de forma preliminar e informativa, la probabilidad de viabilidad de sus solicitudes de cambio de slots.

Finalmente, durante diciembre, se produjeron importantes oscilaciones diarias en la demanda para generación eléctrica, con un máximo de demanda el día 11 (680 GWh) por la ausencia de viento, baja producción solar e indisponibilidad de dos centrales nucleares. La flexibilidad operativa necesaria para atender estos cambios fue proporcionada por las plantas de regasificación.

Respecto a las novedades normativas de 2024, se destaca la aprobación de la Directiva (UE) 2024/1788 y el Reglamento (UE) 2024/1789, ambos sobre normas comunes para los mercados de gases renovables, gas natural e hidrógeno, que suponen un hito fundamental en el proceso de descarbonización del sector del gas natural. Además, en septiembre se publicó el Real Decreto 986/2024, que actualiza el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030.

Teniendo en cuenta esta normativa, la CNMC elaboró una propuesta de modificación de la Circular 8/2019, sobre acceso y asignación de capacidad en las instalaciones gasistas, aún pendiente de aprobación. La propuesta completa el marco normativo para la conexión y acceso a la red de gas natural por parte de los productores de gases renovables, promoviendo y facilitando la integración de estos gases en el sistema gasista. Además, el 4 de abril se aprobó la Resolución de la CNMC que determina un precio transitorio del alquiler de contadores inteligentes de gas natural para clientes conectados a redes de menos de 4 bar, herramienta importante para la medición y control del uso del gas y el ahorro energético. También destaca la Resolución de 19 de abril de 2024 que establece el procedimiento de gestión de conexiones de plantas de generación de biometano con la red de transporte o distribución.

II. Demanda de gas

La demanda de gas natural en España fue 311.855 GWh/año, un 4,2% inferior a la demanda de 2023. Se registraron aumentos en la demanda convencional sin cisternas (3,2%) y en la demanda convencional atendida por cisternas (6,4%). Por otro lado, se produjo un descenso significativo de la demanda de gas natural para producción eléctrica (-21,9%).

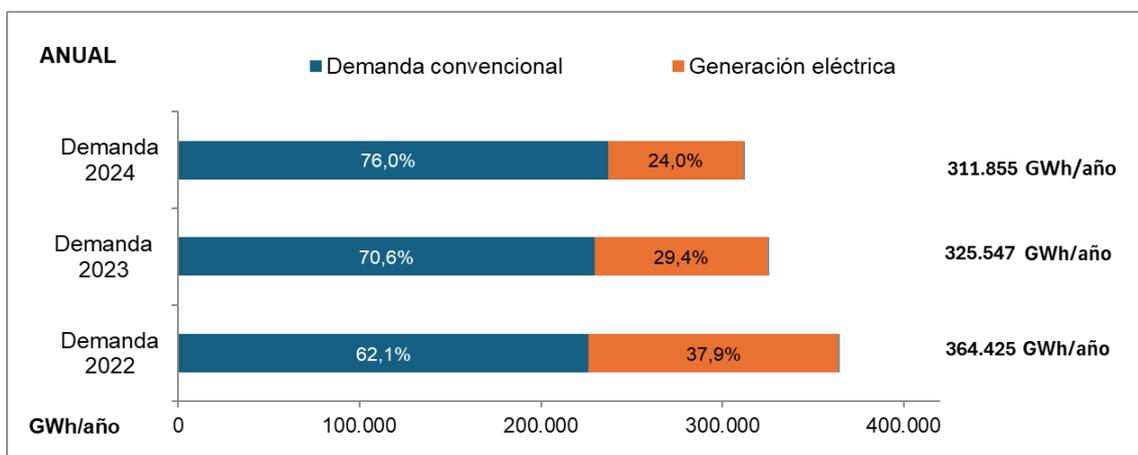


Figura 1. Demanda por tipo de consumo.

En este año, la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica alcanzó un valor promedio del 10,8%, siguiendo la senda descendente del año anterior. Esta caída se produjo constantemente durante todo 2024, registrándose un repunte en los meses de noviembre y diciembre.

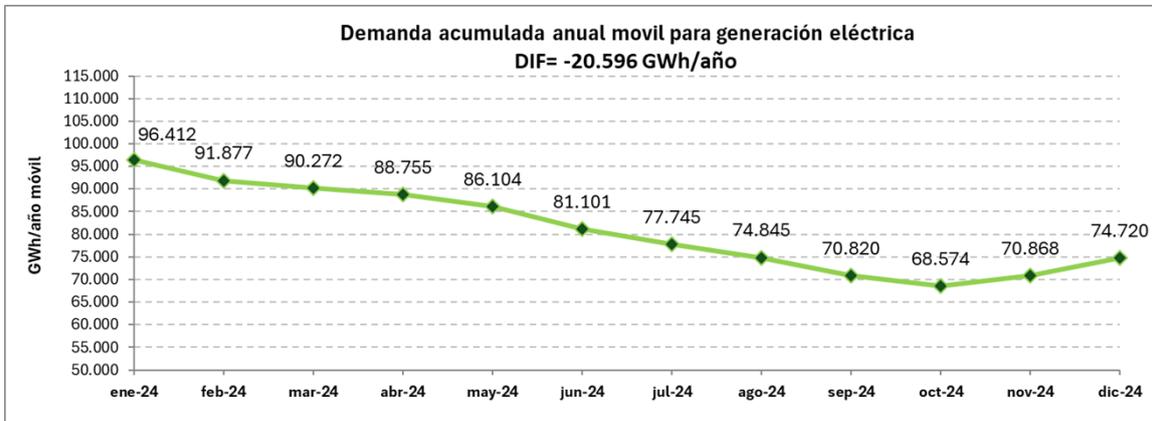


Figura 2. Acumulado anual de demanda para generación.

La demanda convencional (sin cisternas) descendió respecto a 2023 en 2.923 GWh. La caída se observa en los primeros nueve meses del año, manteniéndose más o menos estable al final del año.

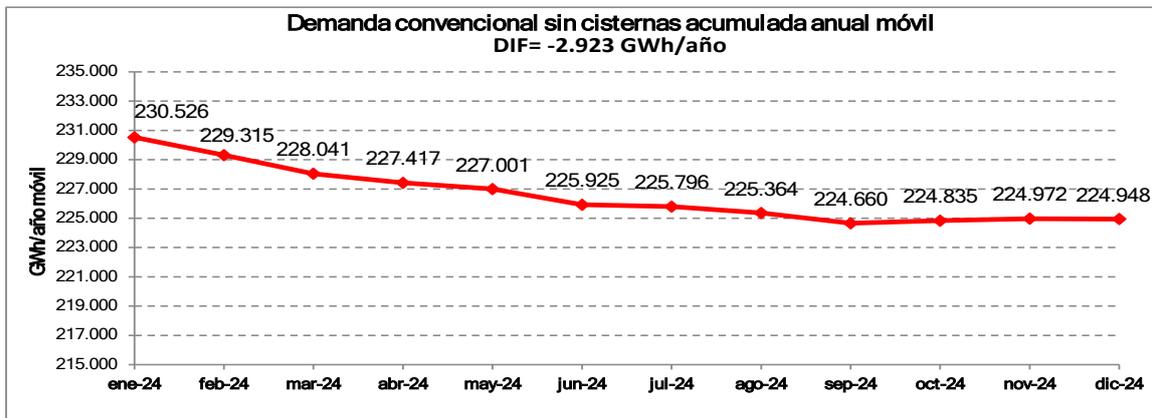


Figura 3. Acumulado anual de demanda convencional sin cisternas.

Por último, la demanda atendida mediante cisternas continuó creciendo, con un aumento de 734 GWh/año.

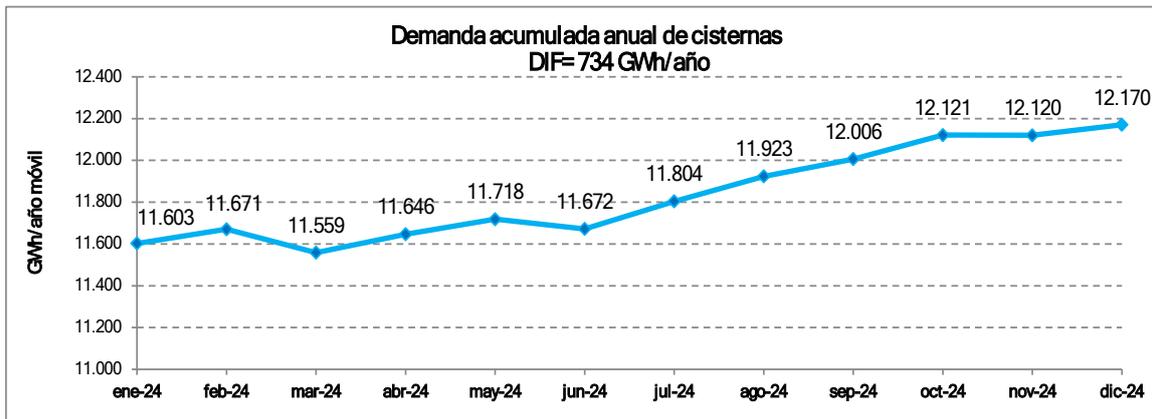


Figura 4. Acumulado anual de demanda de cisternas.

III. Entradas de gas al sistema y su gestión

En el año 2024, la entrada neta de gas a la red de gasoductos desde conexiones internacionales alcanzó el 41,6% del valor total de entradas a la red (21,0% en 2023), mientras que el gas introducido desde las plantas de regasificación representó el 58,4% (79,0% en 2023).

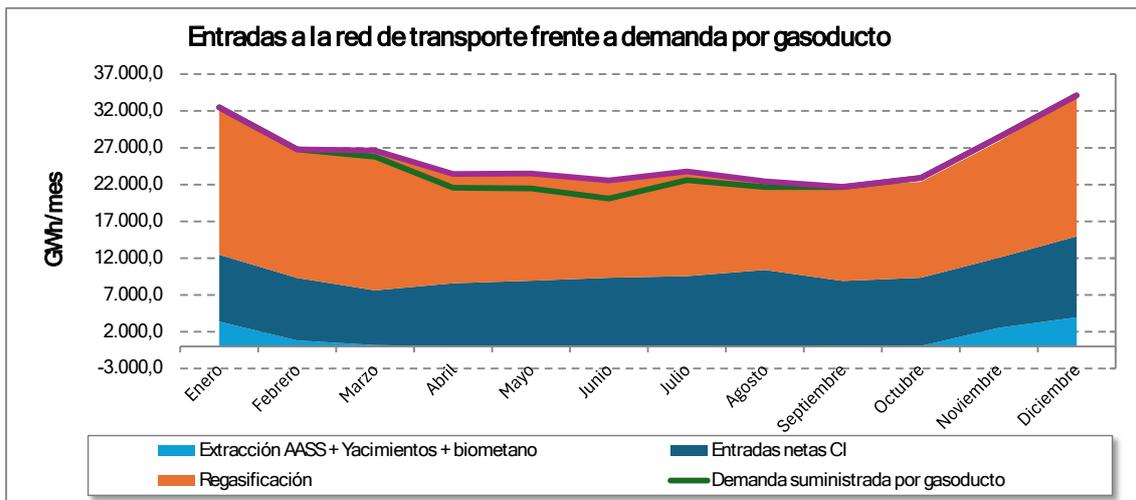


Figura 5. Entradas netas de GN y de GNL frente a la demanda de gas natural en 2024¹.

El factor de utilización máximo de las entradas respecto a la capacidad técnica tuvo lugar el 11 de diciembre, siendo del 59,7%, con 1.661 GWh/d. El día de mayor demanda fue también el 11 de diciembre, con 1.670 GWh/d.

En 2024, la cantidad de GNL descargada neta alcanzó los 181.287 GWh, un 33,1% inferior a 2023. También hubo un descenso en cuanto al volumen de recarga, bunkering y puestas en frío, que representó un total de 12.037 GWh (21.664 GWh en 2023).

¹La gráfica compara la demanda de gas natural atendida por gasoducto con las entradas netas de gas natural a la red de transporte. Se diferencia también el gas destinado a inyección en los almacenamientos subterráneos. La no coincidencia de la demanda por gasoducto + inyección en los almacenamientos subterráneos con las entradas se explica por las variaciones del stock, gas de operación, etc.

Se descargaron 216 buques de GNL, con una distribución algo menos uniforme que en años anteriores, siendo las plantas de Bilbao y Cartagena las más utilizadas. En lo relativo a las recargas a buques desde las plantas, se realizaron un total de 147 operaciones, destacando las plantas de Barcelona y Huelva. La mayor parte de estas operaciones responden al servicio de bunkering, lo que propició valores semejantes en cuanto al número de operaciones respecto a 2023, pero un menor volumen cargado. Los usuarios continuaron haciendo un uso extensivo de la flexibilidad de los slots, registrándose 520 modificaciones viables que afectan a slots de 2024.

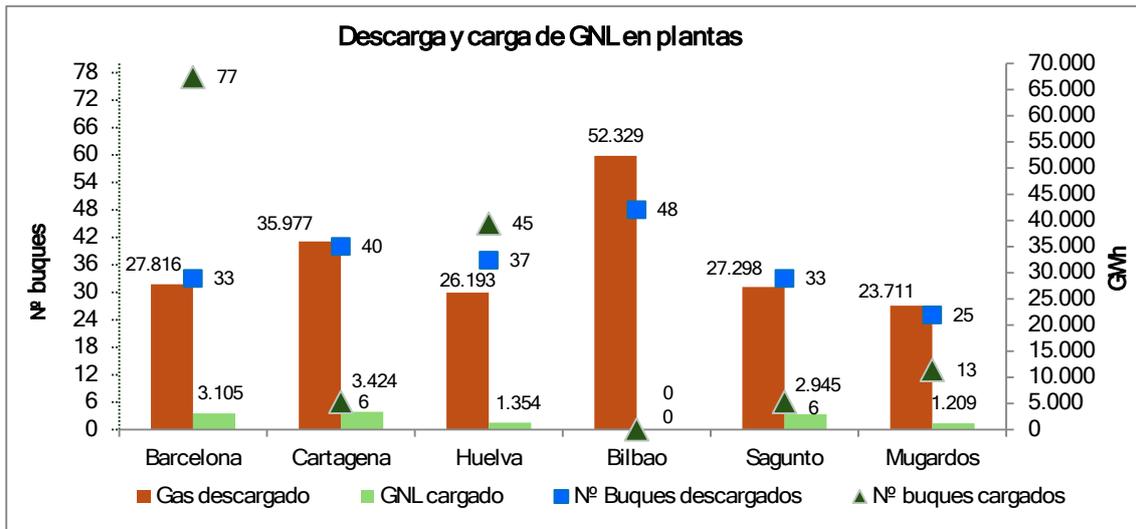


Figura 6. Descarga y carga de GNL en 2024. No se registró actividad dentro del régimen de acceso regulado según la Circular 8/2019 de la CNMC en la planta de regasificación de El Musel.

La capacidad de regasificación contratada media en 2024 se situó en 534 GWh/d, con un valor máximo de 1.260 GWh/d (la capacidad máxima de regasificación es de 2.138 GWh/d) y un valor mínimo de 295 GWh/d. El uso medio de la regasificación contratada alcanzó los 508 GWh/d (95,1 % de la capacidad contratada media).

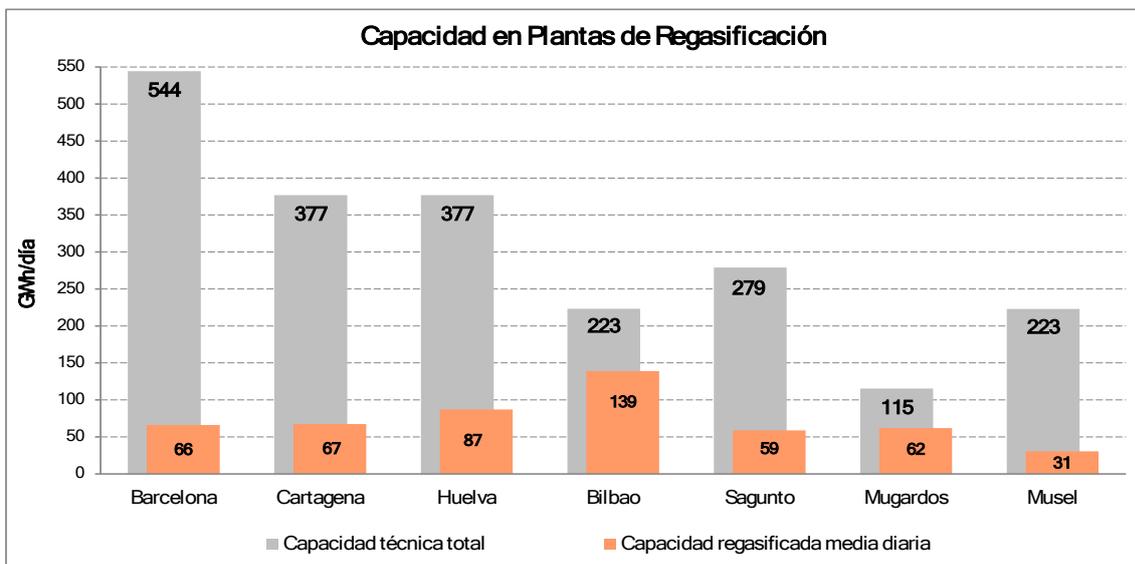


Figura 7. Utilización de la capacidad de regasificación en plantas en 2024.

Las conexiones internacionales por gasoducto presentan diferentes niveles de contratación y uso.

En VIP Ibérico y VIP Pirineos es reseñable el cambio en los movimientos de gas con respecto a 2023. Así, se registró un aumento de la cantidad neta de gas importado en VIP Ibérico, 8.247 GWh (un 130,2% mayor que en 2023) y superior al neto importado desde VIP Pirineos, 7.201 GWh (en 2023 VIP Pirineos exportó netamente gas por un total de 22.926 GWh).

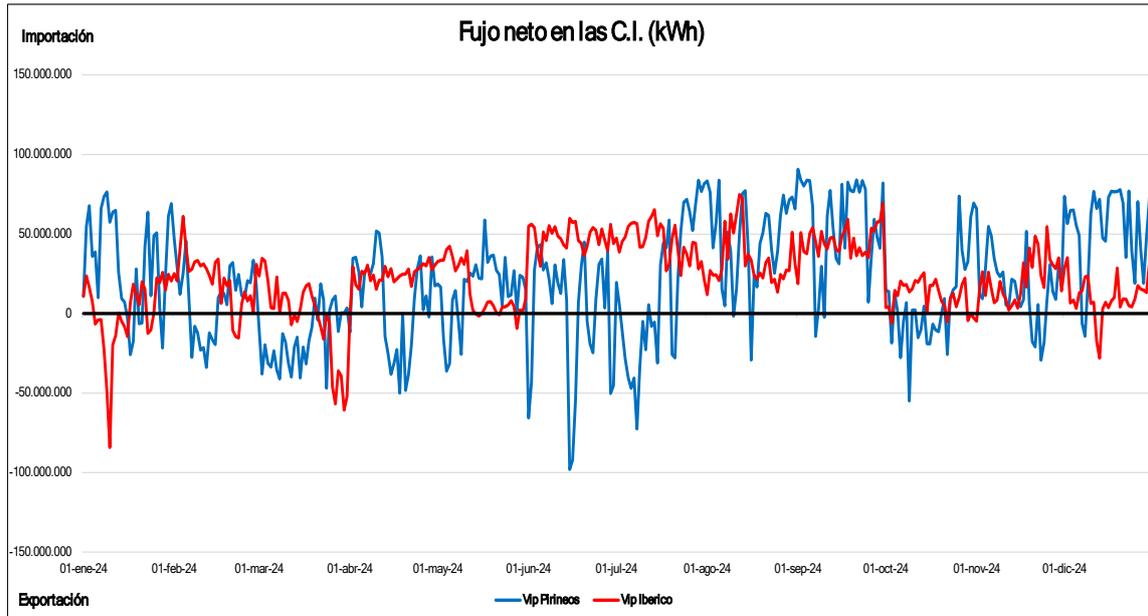


Figura 8. Flujo neto en las conexiones internacionales con Europa (VIP Ibérico y VIP Pirineos).

En cuanto a la contratación, en VIP Pirineos, en sentido importador se contrató una media de 26,3% de la capacidad técnica, lo que supone una caída importante respecto a años precedentes (debido a la finalización de los contratos de largo plazo), usándose el 74,5% de la capacidad contratada. En sentido exportador, el nivel medio de contratación alcanzó el 95,7%, siendo su uso medio diario el 11,1%. En VIP Ibérico, en sentido importador, la contratación media representó el 42,5% de la capacidad técnica, con un factor de utilización del 98,9%. El nivel medio de contratación de exportación alcanzó el 9,4% de la capacidad técnica, utilizándose el 81,7% de lo contratado.

En la interconexión de Tarifa, se produjo una contratación media del 84,4% en sentido exportador en dirección a Marruecos (27 GWh/d, frente a una capacidad ofertada de 32 GWh/d), con un factor de uso cercano al 100,0%.

Las entradas de gas desde Argelia por el gasoducto de Almería presentan cifras de contratación elevadas, con una media anual del 90,0% de la capacidad técnica y un factor de uso de 95,2%.

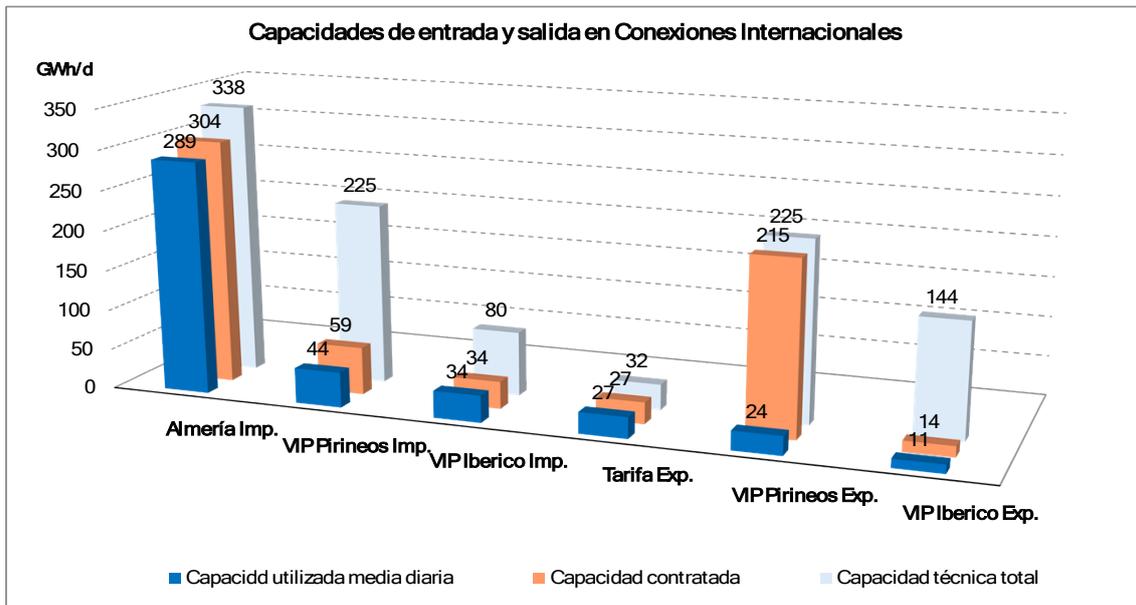


Figura 9. Contratación en las conexiones internacionales en el año 2024.

IV. Balance de entradas y salidas de gas y su gestión

En la tabla siguiente se muestran las entradas de gas a la red de gasoductos durante 2024 y su variación sobre los valores del año anterior.

	2024		% Δ año anterior
	GWh	% sobre el total de E. Netas	
Regasificación	186.828	62,4%	-24,6%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	110.370	36,9%	67,0%
Extracción neta Almacenamientos	1.376	0,5%	-12,8%
Producción Yacimientos + Biometano	543	0,2%	3,8%
Total entradas	299.117		-5,4%

Tabla 1. Entradas de gas en la red de gasoductos y variación sobre el año anterior.

En 2024 inyectaron biometano a la red de gas natural 2 plantas de producción en transporte y 10 en distribución. Además, en septiembre comenzó a inyectar en la red de transporte de Mallorca la primera planta de producción de hidrógeno renovable, con un total de 28 MWh durante el resto del año.

A continuación, se muestra el balance de entradas y salidas de gas en 2024.

ENTRADAS	GWh/año	SALIDAS	GWh/año
Regasificación	186.828	Demanda gasoducto	299.668
Importaciones C. Internacionales	132.771	Exportaciones C. Internacionales	22.401
Extracción AASS	10.609	Inyección AASS	9.233
Producción Yacimientos + Biometano	543	Inyección Yacimientos	0
Total entradas Red de transporte	330.751	Total salidas Red de transporte	331.302
BALANCE RED DE TRANSPORTE		330.751-331.302= -551	

Tabla 2. Balance entradas / salidas de la red de transporte en el año 2024.

V. Nivel de existencias de gas en el sistema

En la Tabla 3 se muestran las existencias finales en el último día del año y su variación respecto a periodos anteriores. Las existencias de gas a 31 de diciembre se repartían así: en plantas de regasificación, 19,8%, en almacenamientos subterráneos, 73,2% y en la red de gasoductos (*linepack*), 7,0%. Destaca el bajo nivel de gas en las plantas de regasificación con respecto a 2023.

	Dic 2024 (GWh)	Dic 2023		Dic 2022	
		GWh	%Δ Dic24-Dic23	GWh	% Δ Dic24-Dic22
Gas útil AASS	29.423	31.108	-5,4%	32.892	-10,5%
Plantas regasificación	7.948	13.640	-41,7%	17.924	-55,7%
Red de Transporte	2.818	2.849	-1,1%	2.850	-1,1%
Total	40.190	47.597	-15,6%	53.666	-25,1%

Tabla 3. Existencias finales en 2023 y su variación sobre periodos anteriores.

Este nivel de existencias se tradujo en una autonomía promedio de 56 días (existencias respecto a demanda), ligeramente inferior al de 2023, debido a que el descenso de almacenamiento en las plantas de regasificación se vio compensado por el descenso en la demanda.

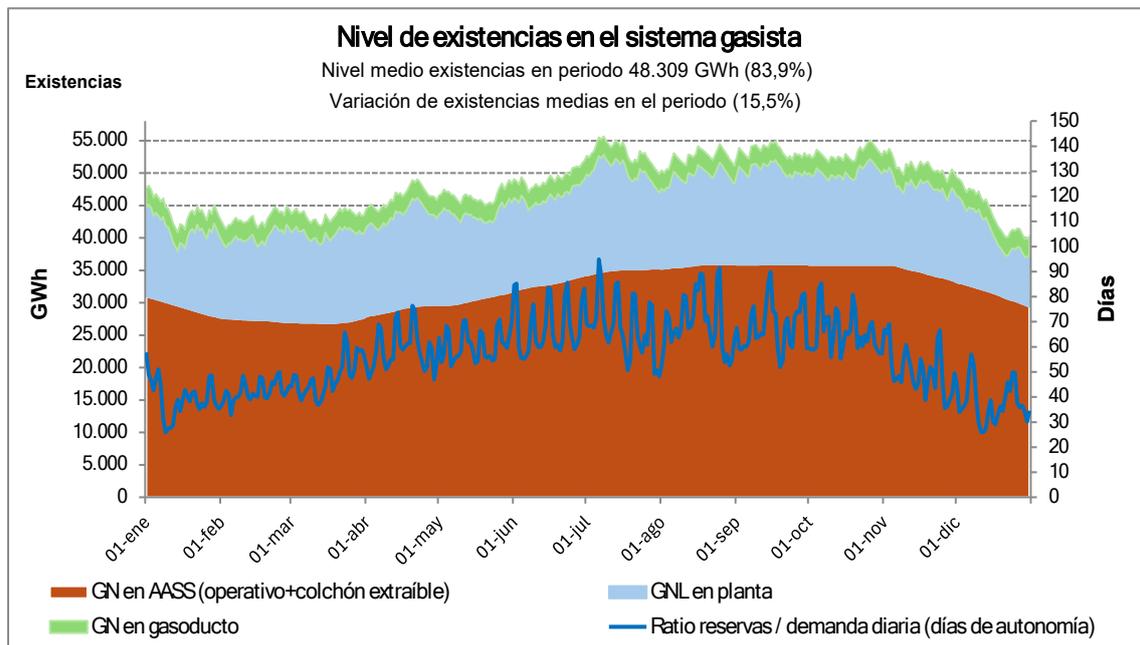


Figura 10. Variación de existencias en el sistema.

A finales de 2024, los almacenamientos subterráneos mantenían unas existencias totales (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) de 58.217 GWh, si bien el gas útil (gas colchón extraíble y gas operativo) se situó en 29.424 GWh.

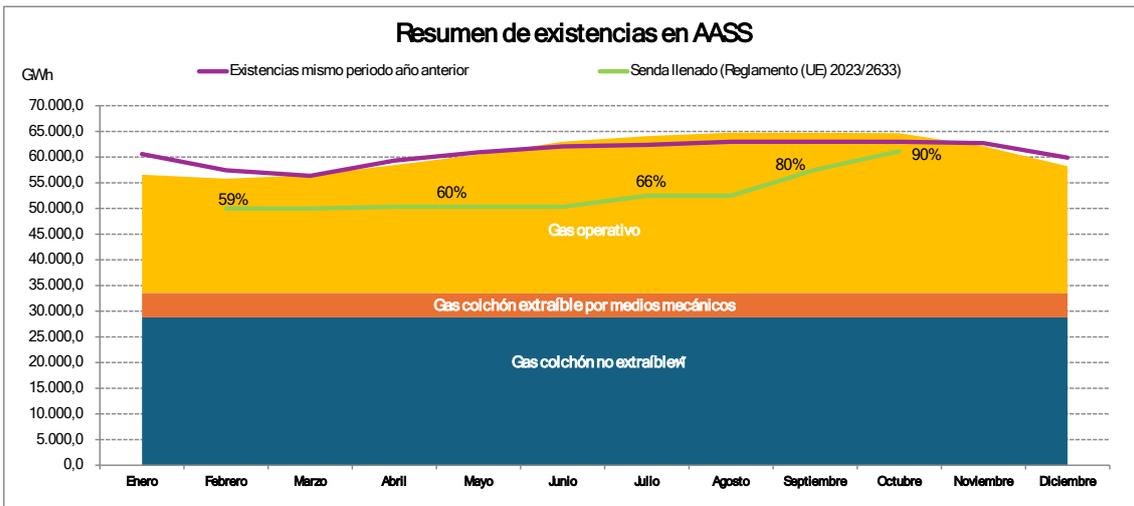


Figura 11. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

La contratación de almacenamiento en el Tanque Virtual de Balance (TVB) alcanzó un valor medio de 16.518 GWh/d, lo que supone un 88,1 % respecto de la capacidad media diaria del año ofertada al mercado, con un valor máximo de contratación de 18.199 GWh/d a mediados del mes de abril (96,4% de la capacidad ofertada).

En cuanto al nivel de existencias de GNL, el porcentaje medio de llenado en 2024 fue del 60,2%, inferior al del año 2023 (66,8%), observándose los mayores valores a mediados de año y un descenso pronunciado de existencias desde octubre. El mínimo anual de llenado de los tanques se registró el 21 de diciembre (30,3%). A partir de febrero y de noviembre disminuye la capacidad máxima de almacenamiento de GNL por indisponibilidad de un tanque de 150.000 m³ de la planta de Sagunto y la retirada de funcionamiento de un tanque de 80.000 m³ de la planta de Barcelona, respectivamente.

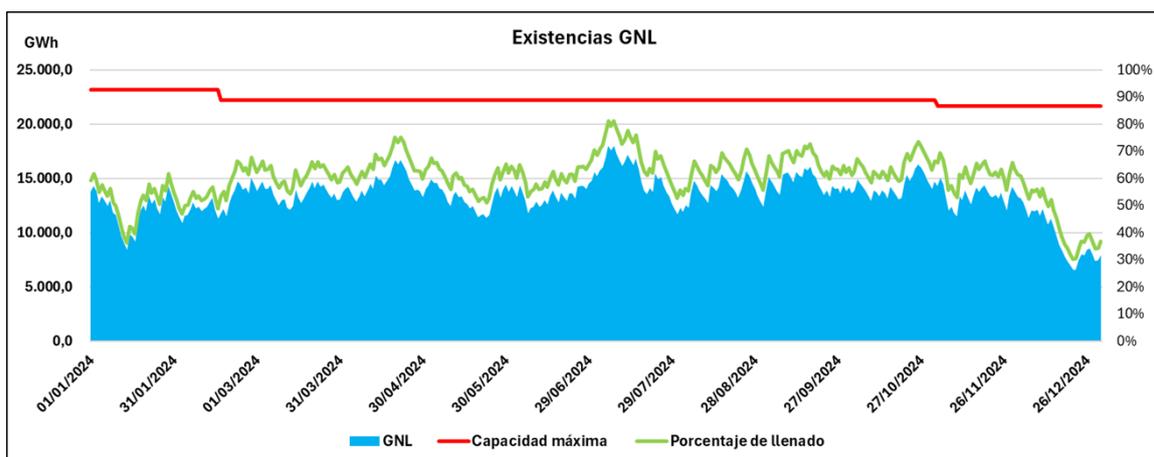


Figura 12. Existencias GNL en TVB en 2024.

La autonomía media de las plantas de regasificación en 2024 fue de 17 días en relación con su regasificación, inferior en 2 días a 2023.

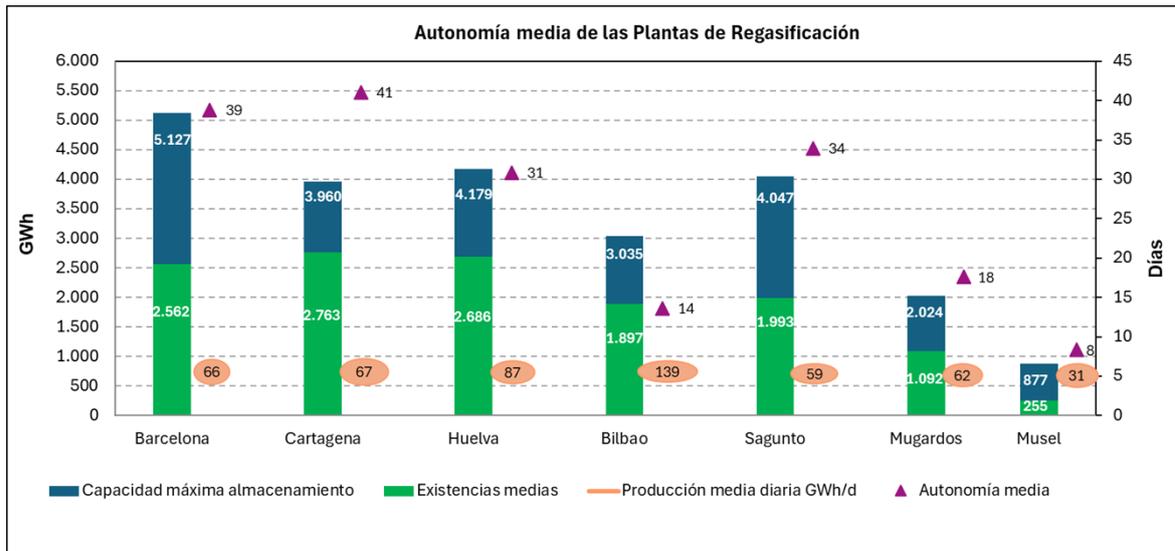


Figura 13. Autonomía, nivel de existencia y producción media en las plantas de regasificación en 2024.

VI. Mínimos técnicos de las plantas de regasificación y su gestión

En la Tabla 4 se representan los mínimos técnicos de regasificación de gas publicados por el GTS para cada una de las plantas de regasificación, así como los días en que cada una de ellas operó por debajo de estos valores en 2024.

Como ya se ha indicado, la actividad de regasificación en 2024 disminuyó respecto a 2023, aumentando así los días en que el conjunto de las plantas funcionó por debajo de los mínimos técnicos. A este hecho contribuye la parada de la planta de Sagunto durante unos días, debido a la rotura del gasoducto de transporte de Saggas que emite al sistema de transporte el gas regasificado.

Plantas	Mínimo Técnico 2024 (GWh/día)	Días por debajo del mínimo técnico			
		2024	% días	2023	% días
Barcelona	47	8	2,2%	1	0,3%
Cartagena	34	19	5,2%	26	7,1%
Huelva	47	14	3,8%	39	10,7%
Bilbao	34	0	0,0%	0	0,0%
Sagunto	25	11	3,0%	1	0,3%
MugarDOS	34	9	2,5%	4	1,1%
Musel*	34	49	13,4%	—	—
TOTAL		110	4,3%	71	3,2%

(*) La capacidad máxima de regasificación de El Musel no puede superar los 45 GWh/d, conforme la Orden TED/578/2023, ni los 11.744 GWh/año, según la resolución de 26 de julio de 2024 de la DGPEyM.

Tabla 4. Mínimo técnico y días en los que la planta está por debajo del mínimo técnico en 2024.

VII. Notas de Operación

Durante 2024, el GTS emitió un total de 15 avisos mediante notas de operación (9) y sus continuaciones (6), relacionadas con los siguientes aspectos:

- Olas de frío, que incrementaron la demanda con respecto a la demanda prevista.
- Mantenimiento de existencias mínimas operativas de los usuarios en los almacenamientos subterráneos.
- Indisponibilidad de la planta de Sagunto por rotura del gasoducto de conexión a la red de transporte.
- Mantenimiento sobrevenido en un tanque (150.000 m³) de la planta de regasificación de Sagunto.
- Mantenimiento programado en el gasoducto León-Oviedo, sin afectación al suministro.
- Retirada de servicio de un tanque de 80.000 m³ de la planta de regasificación de Barcelona.
- Inspección de los gasoductos por los efectos de la Dana en Valencia.

VIII. El balance del sistema

En 2024, el GTS realizó acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) de la red de transporte un total de 96 días, 20 días menos que en 2023.

A lo largo de 2024, las operaciones para resolver los desbalances de los usuarios en PVB tuvieron un saldo neto positivo (compra de gas), como suele ser habitual, por un total de 1.224 GWh, saldo similar al año 2023. En concreto, se produjeron acciones de balance de compra por un total de 2.402 GWh (2.660 GWh en 2023) y un valor de 92 mill. € (113 mill. € en 2023), así como acciones de balance de venta por un total de 1.178 GWh (1.427 GWh en 2023) y un valor de 37 mill. € (53 mill. € en 2023). Los menores precios registrados en el mercado organizado en 2024 explican la diferencia con respecto a 2023 de los ingresos y los costes.

Se sigue observando cómo, en general, el GTS suele realizar acciones de balance de compra/venta de gas a un precio superior/inferior al precio medio ponderado del producto intradiario del mercado organizado. Sin embargo, en 2024, en 25 de los días en que el GTS realizó acciones de balance el precio medio de las operaciones del GTS fue mejor que el precio medio ponderado del producto intradiario del mercado organizado.

Acciones de balance del GTS en PVB 2024												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de días con acciones de balance	11	8	10	9	7	6	7	3	5	9	8	13
MWh Comprados	313.776	209.290	82.064	243.577	60.013	120.631	202.023	128.000	104.708	245.299	239.807	453.046
MWh Vendidos	174.021	36.681	290.958	85.000	164.960	40.315	0	61.364	147.989	104.041	44.010	28.600
Coste Total de compra (€)	10.693.987	5.392.537	2.318.359	7.402.053	1.939.284	4.218.636	6.864.388	5.084.286	4.401.722	10.867.094	11.245.715	21.597.276
Importe Total de venta (€)	4.588.860	837.984	7.541.048	2.248.320	5.251.675	1.322.363	0	2.382.200	5.193.319	4.008.022	2.090.035	1.304.957
Precio medio de compra acciones balance GTS (€/MWh)	34,08	25,77	28,25	30,39	32,31	34,97	33,98	39,72	42,04	44,30	46,89	47,67
Precio medio de compra Mibgas (€/MWh)*	33,85	25,57	28,13	30,23	32,46	34,94	33,97	39,76	42,04	43,90	46,56	47,56
Precio medio de venta acciones de balance GTS (€/MWh) *	26,37	22,85	25,92	26,45	31,84	32,80	---	38,82	35,09	38,52	47,49	45,63
Precio medio de venta Mibgas (€/MWh)*	27,36	23,34	26,07	26,52	32,03	33,32	---	38,83	35,37	38,71	47,60	45,67

(*) Precio medio ponderado del producto intradiario MIBGAS en los días en que el GTS realizo acciones de balance.

Tabla 5. Acciones de balance realizadas por el GTS en PVB en el año 2024.

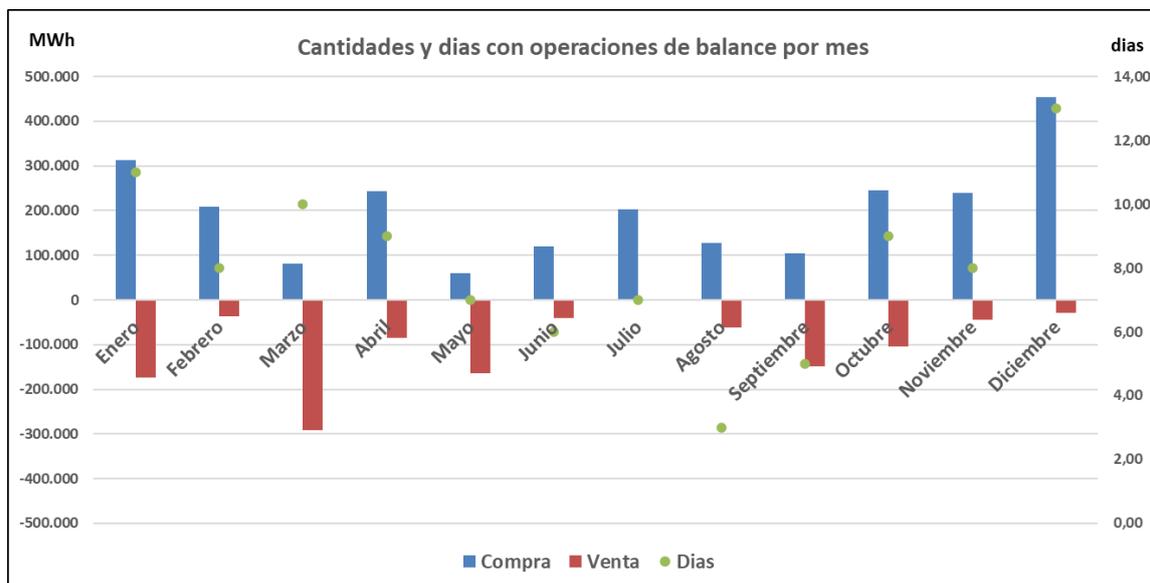


Figura 14. Volumen económico de las acciones de balance del GTS en 2024.

En cuanto a las operaciones para la gestión de desbalances en TVB y en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB), de conformidad con los artículos 7 y 8 de la Circular 2/2020 de la CNMC, se realizaron 167 operaciones de compraventa (139 operaciones realizadas en el año anterior).

Si bien el número de desbalances de los usuarios en TVB es mayor, también en 2024 se registraron desbalances de usuarios en AVB, más importantes en sentido positivo (exceso de gas almacenado). A esto contribuye el alto nivel de llenado de estas instalaciones (en cumplimiento de las obligaciones europeas), que impide gestionar los desbalances positivos de los usuarios mediante la asignación de capacidad.

En general, las operaciones de gestión del GTS en el mercado organizado se distribuyeron de manera uniforme en 2024, como se puede observar en la Tabla 6. Se produjeron 156 operaciones de compra, por un total de 33 GWh, igual que en 2023 y 1,1 mill. € (1,4 mill. € en 2023), y 11 operaciones de venta (16 en 2023), por un total de 65 GWh (46 GWh en 2023) y 2,3 mill. €, (2,0 mill. € en 2023). La mitad del gas vendido se produjo en junio (34 GWh).

	Gestión de balance del GTS en TVB y AVB 2024											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de operaciones	13	13	14	14	13	16	15	14	11	15	13	14
MWh Comprados	2.628	2.363	2.792	2.064	4.425	1.242	7.974	651	1.013	1.680	1.754	4.089
MWh Vendidos	0	0	6.744	9.434	0	34.064	249	134	0	369	0	14.232
Coste Total de compra (€)	80.043,72	59.867,30	72.855,24	57.744,13	141.075,48	44.772,55	272.656,33	25.441,88	37.080,73	67.832,13	78.730,45	182.893,05
Importe Total de venta (€)	0	0	185.856,75	242.813,40	0	1.128.191,74	8.249,40	5.063,60	0	15.534,90	0	691.260,20
Precio medio de compra del GTS (€/MWh)	30,46	25,34	26,09	27,98	31,88	36,05	34,19	39,08	36,60	40,38	44,89	44,73
Precio medio de venta del GTS (€/MWh)	---	---	27,56	25,74	---	33,12	33,13	37,79	---	42,10	---	48,57

Tabla 6. Operaciones para la gestión de desbalances en TVB y AVB en el año 2024.

