

INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA. AÑO 2023

REF. IS/DE/005/24

Fecha 22 de febrero 2024

www.cnmc.es

Índice

Resumen Ejecutivo	2
I. Hechos relevantes	4
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.	11
V. Nivel de existencias de gas en el sistema	12
VI. Mínimos técnicos de las plantas de regasificación y su gestión	16
VII. Notas de Operación	17
VIII.El balance del sistema	18
IX. Entradas / salidas en la red de transporte	22

RESUMEN EJECUTIVO

1. Las obligaciones de llenado de los almacenamientos subterráneos impuestas por primera vez en 2022 en Europa continuaron en 2023. Para su implementación en la normativa española, en enero se aprobó la Orden Ministerial TED/72/2023, que desarrolla cuestiones esenciales en relación mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.
2. La demanda de gas disminuyó un 10,6% en 2023 respecto a 2022; si bien se registraron aumentos en el consumo del sector convencional atendido por gasoducto (1,3%) y en el suministro mediante camión cisterna (7,3%), estos no consiguieron compensar la fuerte caída de la demanda eléctrica (30,9%).
3. La aportación de gas natural a la red de gasoductos mediante plantas de regasificación representó un 79,0% (si bien la regasificación disminuyó un 12,0% en 2023 con respecto a 2022) y mediante conexiones internacionales un 21,0%. En julio de 2023 se puso en marcha la planta de regasificación de El Musel, que si bien está destinada a desarrollar actividades logísticas de GNL (descarga, almacenamiento y carga de GNL), emite a la red de gasoductos el gas correspondiente al boil-off.
4. Se observa también un descenso de la energía descargada mediante buques de GNL con respecto a 2022 (271.089 GWh en 2023 frente a 296.358 GWh), con 297 buques descargados en 2023. En cuanto a la carga de buques, bunkering y puestas en frío, se alcanzó un nuevo récord en número de operaciones, con 157. Esta actividad en las plantas de GNL españolas viene propiciada por la regulación del tanque único (TVB), aprobado por la Circular 8/2019, de la CNMC, que permite flexibilizar y optimizar su utilización y eficiencia.
5. Se inyectaron un total de 7.087 GWh en los AASS (algo menos de la mitad del valor de 2022), cumpliéndose la obligación de alcanzar un 90% de nivel de llenado el 1 de noviembre de 2023 holgadamente y sin incidencias.
6. Las existencias de GNL en plantas, a finales de 2023, representaban el 60,6% de su capacidad total, con un llenado de tanques medio en el año del 66,8%.
7. La capacidad de regasificación contratada alcanzó un valor medio de 755,9 GWh/día, el 39,2% de la capacidad técnica, inferior al valor de 2022. La capacidad utilizada en media fue el 89,8% de la capacidad contratada, porcentaje prácticamente igual al año anterior. Esto indica una contratación eficiente por parte de los usuarios.
8. En VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató una media del 55,9% de la capacidad técnica, lo que supone una caída en la contratación considerable respecto a años precedentes, usándose el 31,5% de la capacidad contratada. En sentido exportador, el nivel medio de contratación alcanzó valores récord, de media por encima de la capacidad técnica (101,3%), debido a la oferta de capacidad interrumpible y sobreoferta de capacidad. Sin embargo, el uso medio diario de la capacidad contratada fue bajo, representando un 44,4%.

9. Respecto al VIP Ibérico, el nivel medio de contratación de exportación alcanzó el 16,0% de la capacidad técnica, utilizándose el 76,7% de lo contratado. En sentido importador, la contratación media alcanzó el 35,2% de la capacidad técnica, con un factor de utilización del 96,0%.
10. El gasoducto de Tarifa exportó gas a Marruecos durante todo el 2023, contratándose una media anual de 27,2 GWh/d, equivalente a un 85,0% de la capacidad técnica, con un factor de uso del 94,8%.
11. Se resolvieron las incidencias en la operación del sistema (declaraciones de situación de operación excepcional – SOE) sin afección a la seguridad y continuidad del suministro.

I. Hechos relevantes

En relación con la gestión técnica del sistema gasista en 2023, cabe destacar la puesta en funcionamiento de una nueva planta de regasificación en el mes de julio, la planta de El Musel. Esta terminal, si bien tiene como actividad principal la prestación de servicios logísticos de GNL, emite a red el gas necesario para la gestión eficiente del gas de boil-off (limitado por la Orden Ministerial TED/578/2023, de 7 de junio, a 45 GWh/día y 10.969 GWh/año) y proporciona capacidad adicional de carga de cisternas (9 GWh/d, 30 cisternas/día).

Por otro lado, también es reseñable el aumento de la cantidad de gas exportado a través de las interconexiones con Francia, que por segundo año consecutivo presenta un flujo exportador neto, en este caso, por valor de 22.993 GWh (un 66,3% mayor que en 2022). De igual manera, se subraya el alto nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos, en cumplimiento de las obligaciones impuestas por Europa, que alcanzó el 23 de agosto el 100%, así como el incremento de la inyección de biometano en las redes de distribución.

En cuanto a las novedades normativas en 2023, hay que señalar la entrada en vigor, en el mes de mayo, de la normativa de gestión técnica competencia de la CNMC y aprobada por Resolución de esta Comisión de fecha 22 de noviembre de 2022, y la publicación de la Circular 2/2023 de la CNMC, que modifica la Circular sobre la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista (GTS). Además, se aprobó el plan de acción preventivo y el plan de emergencia del sistema gasista español 2023-2026, mediante Orden Ministerial de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 30 de octubre de 2023, que desarrollan el Reglamento (UE) 2017/1938, sobre seguridad de suministro. Igualmente, se envió a Bruselas la primera actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2023-2030), para su conformidad.

II. Demanda de gas

La demanda total de gas natural en España fue 325.598 GWh/año, un 10,6% inferior a la de 2022.

Se registraron aumentos en la demanda convencional sin cisternas (1,3%) y en la demanda atendida por cisternas (7,3%). Por el contrario, la demanda de gas natural para producción eléctrica presentó un descenso muy significativo, del 30,9%, que no pudo ser compensado por el aumento de los otros dos sectores e hizo descender el valor de la demanda total.

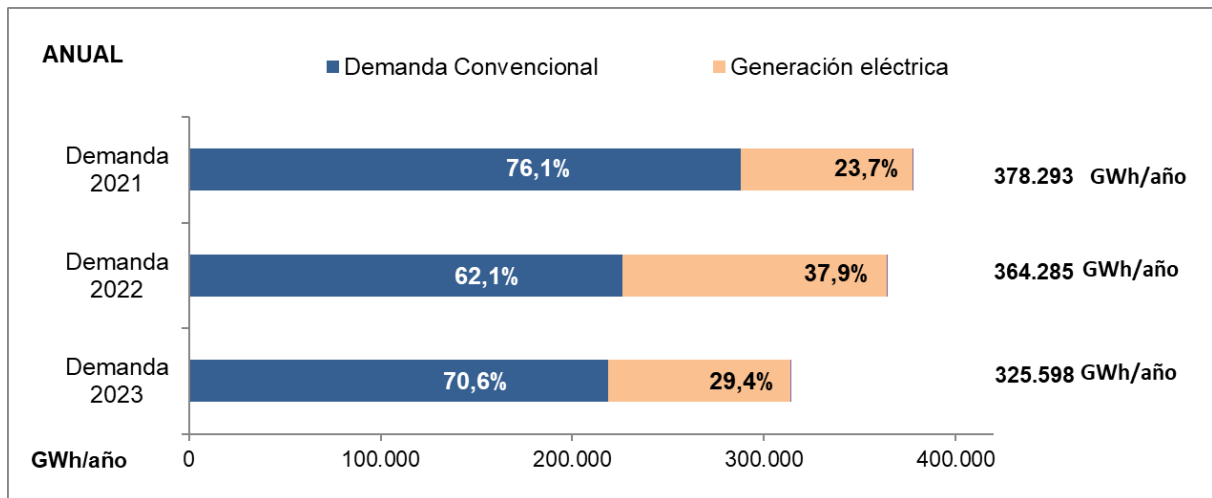


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda de los tres últimos años.

En el año 2023, la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica alcanzó un valor promedio de 15,9% (bastante inferior al de 2022, cuando se situó en el 23,8%). Esta caída se generalizó a lo largo del año, situándose la cobertura del hueco térmico mediante gas natural en el entorno del 11,0%, a excepción del mes de febrero y los meses de verano, de junio a septiembre, cuando se mantuvo en el 20,0%, aun así inferior a la media del año anterior.

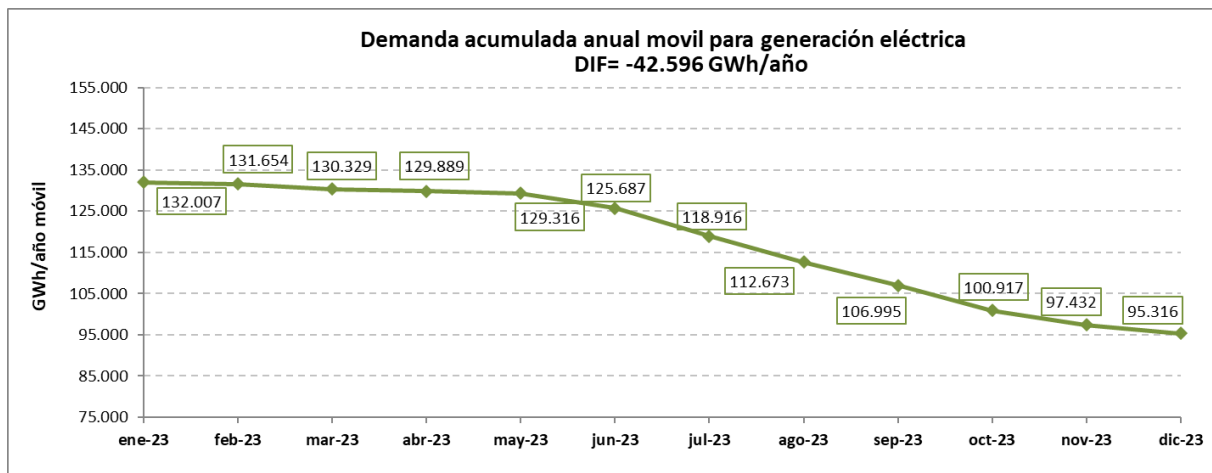


Figura 2. Acumulado anual de demanda para generación.

Como ya se ha indicado, la demanda convencional (sin cisternas) registró un aumento respecto al año anterior de 2.798 GWh, recuperándose sobre todo a partir del mes de junio (Figura 3).

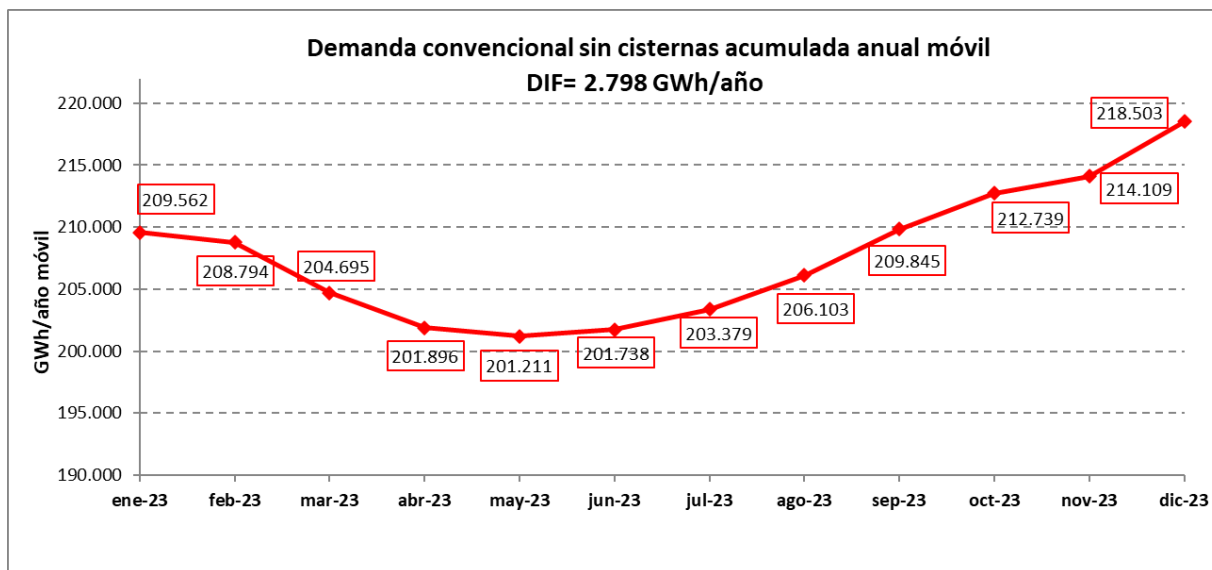


Figura 3. Acumulado anual de demanda convencional sin cisternas.

En cuanto a la demanda atendida mediante cisternas, también se observa cierta recuperación, con un aumento de 774 GWh/año, siendo un 7,3% superior a la demanda de cisternas de 2022.

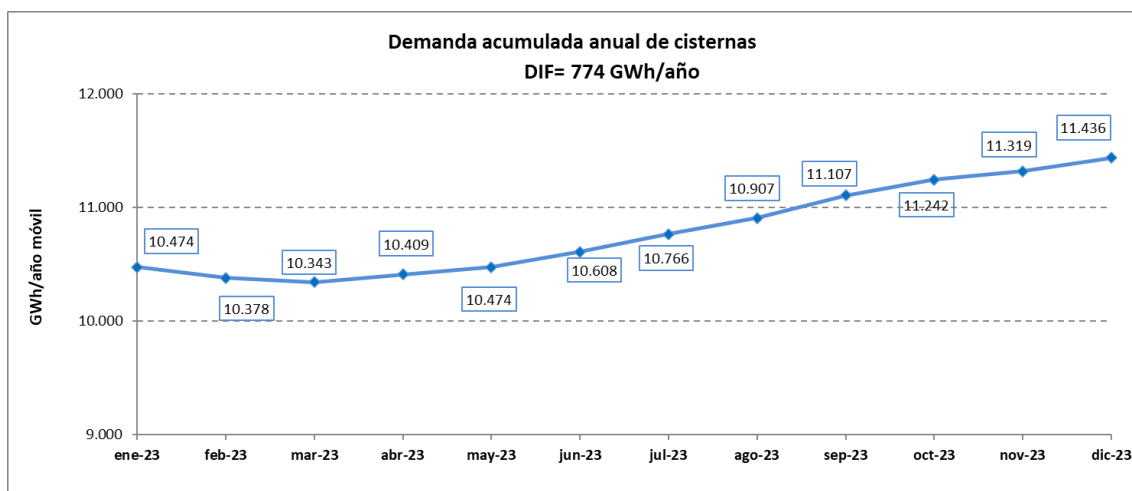


Figura 4. Acumulado anual de demanda de cisternas.

III. Entradas de gas al sistema y su gestión

En el año 2023, la entrada neta de gas a la red de gasoductos desde conexiones internacionales alcanzó el 21,0% del valor total de entradas a la red, mientras que el gas introducido desde las plantas de regasificación representó el 79,0%. Se observa, por tanto, continuidad en la tendencia observada en 2022, manteniéndose un reparto muy similar.

En 2023 se alcanzó el máximo porcentaje de cobertura de la demanda en España mediante regasificación de GNL de los últimos años. Este máximo no es debido a un aumento de la regasificación (de hecho, en 2023 disminuye de

manera significativa respecto a 2022, en consonancia con la disminución de la demanda), sino por la caída del saldo neto de importación de las conexiones internacionales, que pasó de 84.057 GWh en 2022 a 66.080 en 2023. En cualquier caso, el descenso de las entradas a la red de transporte desde las plantas de GNL ha sido inferior al descenso de las entradas por gasoducto. Esto sería debido a la creciente exportación a otros países europeos para la sustitución del gas ruso utilizando la conexión con Francia, donde se han alcanzado valores récord de contratación para la exportación.

El factor de utilización máximo de las entradas a la red de gasoductos respecto a la capacidad total tuvo lugar el 1 de marzo, siendo del 47,4%, con 1.424,6 GWh/d. El día de mayor demanda fue también el mismo 1 de marzo, con 1.462,9 GWh/d.

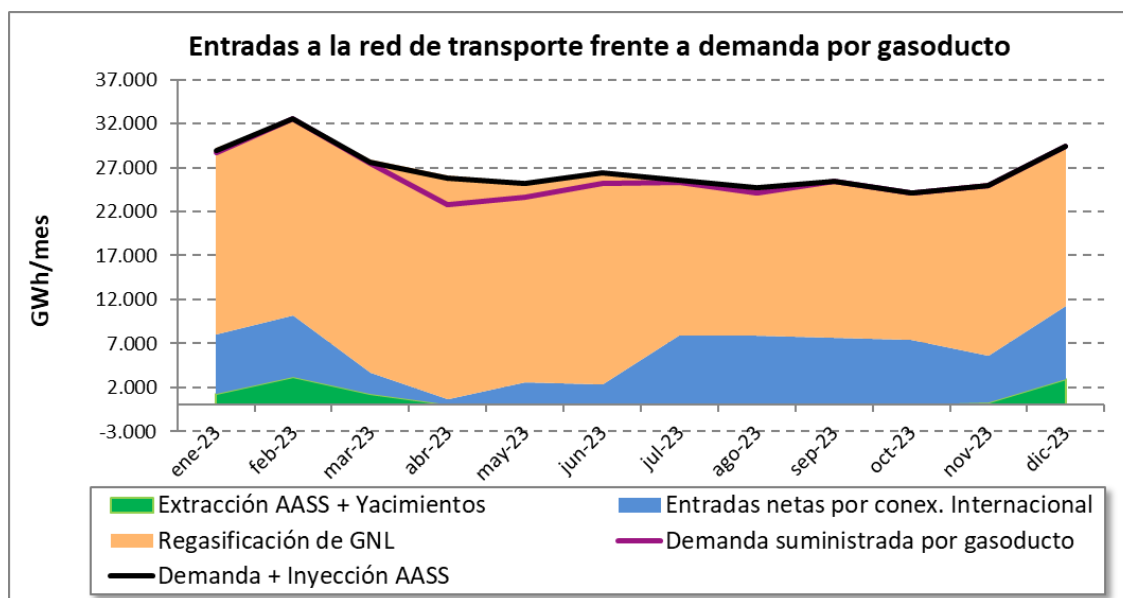


Figura 5. Entradas netas de GN y de GNL frente a la demanda de gas natural en 2023¹.

La regulación gasista española que se aplica a las plantas de regasificación desde abril de 2020, conocida como tanque único (TVB), otorga a los usuarios gran flexibilidad en el uso de las plantas de regasificación, desvinculando la contratación comercial de la regasificación y almacenamiento de GNL de una planta física concreta, para la mejor optimización de la operación y eficiencia del sistema gasista en su conjunto.

En 2023, la cantidad de GNL descargada neta alcanzó los 271.089 GWh, un 8,5% menor al año 2022. También ha habido un descenso en cuanto al volumen

¹En esta gráfica se comparan las cifras mensuales de demanda de gas natural por gasoducto con las entradas netas de gas natural a la red de transporte desde de las conexiones internacionales, desde las plantas de regasificación de GNL, desde los almacenamientos subterráneos y desde los yacimientos. 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.

de GNL de las operaciones de recarga, bunkering y puestas en frío, que representan un total de 21.664 GWh (el año anterior, 25.009 GWh), lo que supone un descenso del 13,4%.

Se descargaron 297 buques de GNL², con una distribución uniforme entre las plantas de GNL. Este hecho refuerza la bondad del sistema de tanque único para garantizar el uso óptimo de las instalaciones de regasificación.

Los usuarios continuaron haciendo un uso extensivo de la flexibilidad de los slots definida en la Circular 8/2019 en 2023, tanto para la modificación de la fecha de descarga/carga, como la modificación de la planta de regasificación y la tipología de la descarga, llegando a viabilizarse 2.303 modificaciones. Esta cifra dobla los cambios viabilizados en el año anterior (1.113 viabilizaciones).

En lo relativo a las recargas a buques desde las plantas, se realizaron 157 operaciones, valor récord en el sistema, frente a las 113 de 2022. El mes que concentró el mayor número de cargas en 2023 fue enero. Por planta, con gran diferencia respecto al resto, destaca la planta de Barcelona, que acogió 54 operaciones de carga.

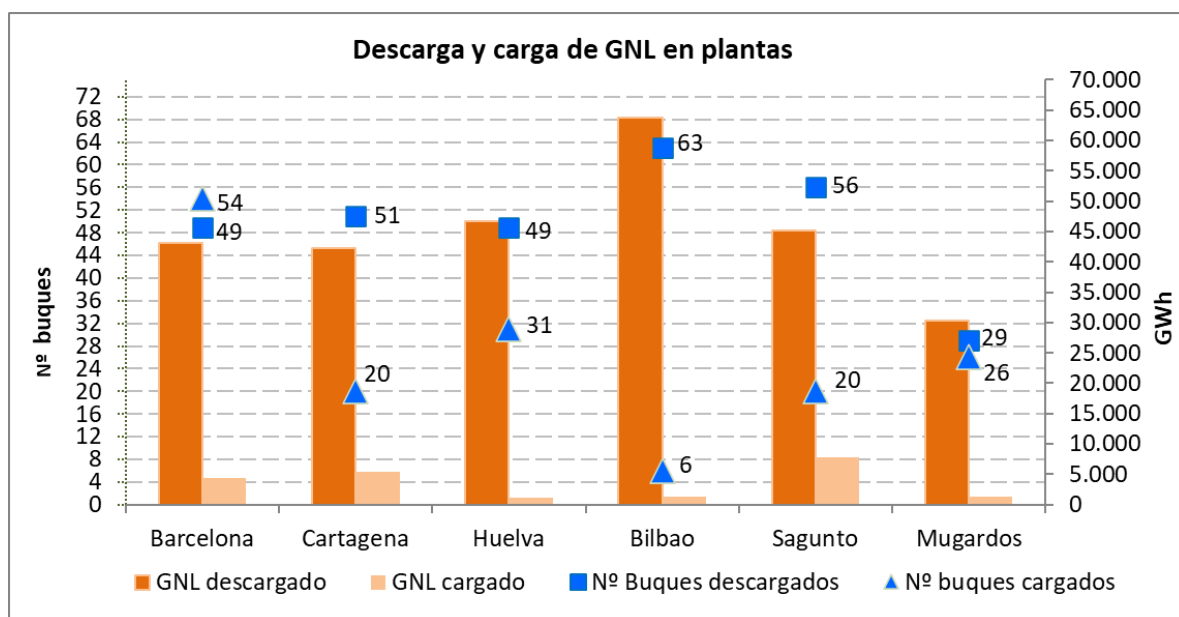


Figura 6. Descarga y carga de GNL en el año 2023.

La capacidad de regasificación contratada media en 2023 se situó en 755,9 GWh/d, con un valor máximo de 1.180,0 GWh/d (siendo la capacidad técnica máxima de regasificación desde julio, una vez incorporada la planta de El Musel, 1.945,5 GWh/d) y un valor mínimo de 475,5 GWh/d.

² No se descargaron buques en la planta de El Musel destinados a regasificación y carga de cisternas.

La nominación media de uso de la regasificación contratada (incluyendo la capacidad de la planta de El Musel ofertada) alcanzó los 679,1 GWh/d, cantidad inferior al año anterior, lo que representa un uso medio de la capacidad contratada del 89,8 %, prácticamente idéntico al del año 2022. También el uso de la capacidad de regasificación se distribuyó entre las distintas plantas más uniformemente comparado con el año anterior (Figura 7).

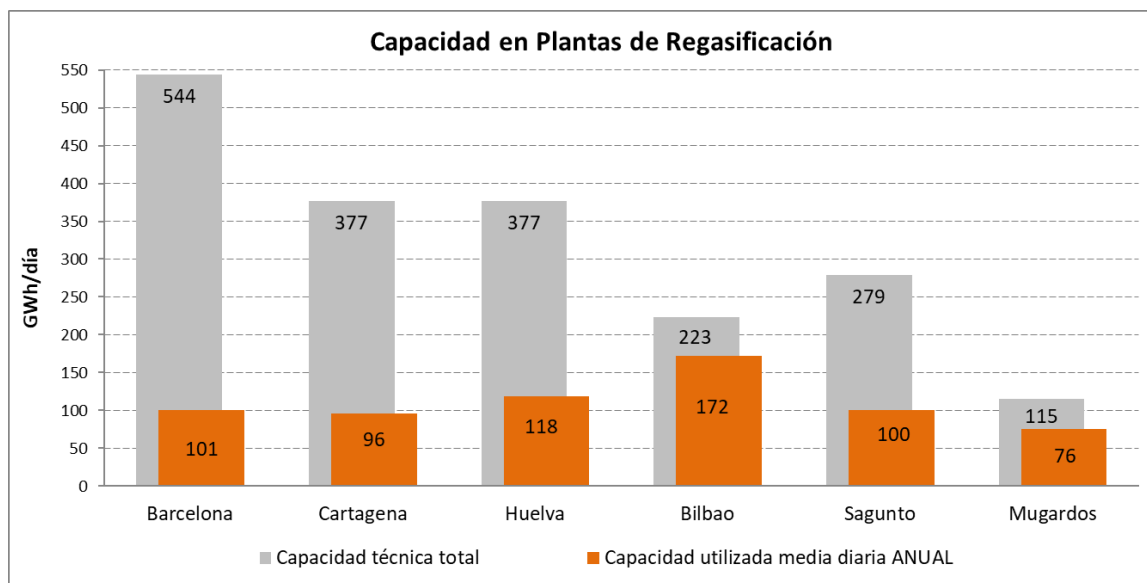


Figura 7. Utilización de la capacidad de regasificación en plantas en el año 2023.

La planta de El Musel, teniendo en cuenta las limitaciones a la regasificación impuestas por la Orden TED/578/2023, supuso una capacidad adicional de regasificación de 45 GWh/d, de las que se ha hecho un uso medio desde julio de 2023 de 31,8 GWh/d (un total de 5.844 GWh en 2023).

Las conexiones internacionales por gasoducto presentan diferentes niveles de contratación.

En VIP Ibérico, en el año 2023, los niveles de contratación de salida medios fueron bajos, en torno al 16,0% de la capacidad técnica, utilizándose el 76,7% de lo contratado. En sentido entrada a España se contrató una media de 35,2% de la capacidad disponible (superior al año anterior), con un porcentaje de uso del 96,0%. Las nominaciones en la interconexión con Portugal en 2023 se alternaron a lo largo del periodo entre importación y exportación, originando un flujo neto comercial de importación (esto es, nominaciones de importación menos nominaciones de exportación) por valor de 3.447 GWh.

En VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató una media del 55,9% de la capacidad técnica, porcentaje muy inferior a los años precedentes. El factor de uso medio de esta capacidad es también bajo, un 31,5% de la capacidad contratada, mejorando con respecto a 2022. Por el contrario, en sentido exportador, la contratación media se disparó hasta el 101,3% de la capacidad técnica, debido a la oferta de capacidad interrumpible y sobreoferta de capacidad. Sin embargo, el factor de utilización media fue bajo, un 44,4%,

ligeramente inferior a 2022 (47,8%). Al igual que en 2022, en 2023 la nominación fue mayoritariamente en sentido exportador, originando un flujo neto comercial exportador (nominaciones de exportación menos nominaciones de importación) de 22.465 GWh.

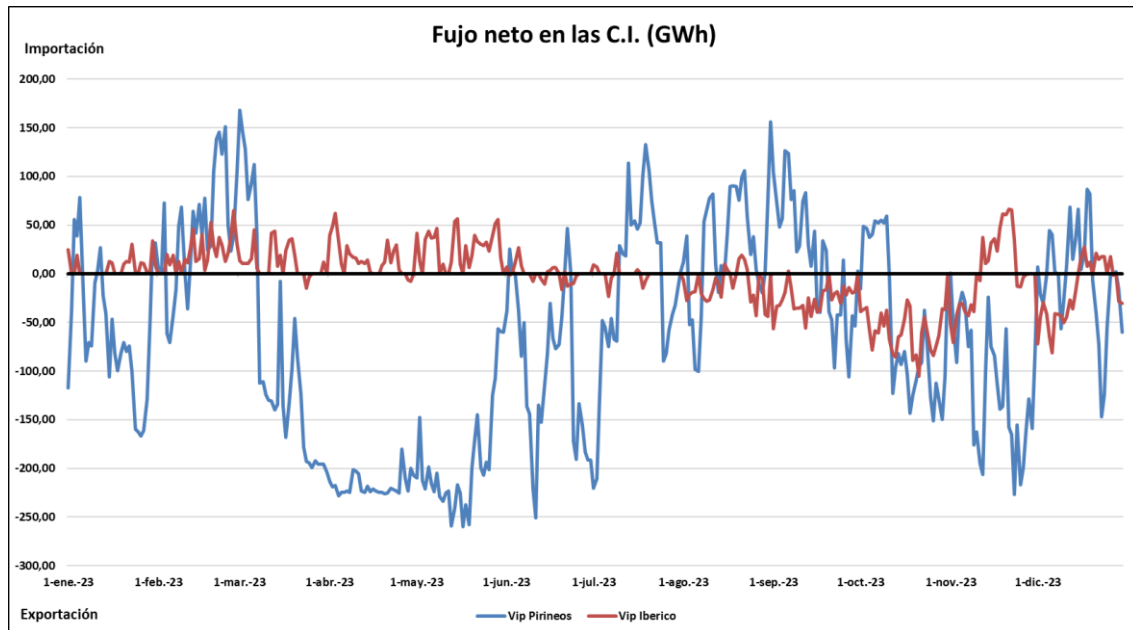


Figura 8. Flujo neto en las conexiones internacionales con Europa (VIP Ibérico y VIP Pirineos).

Desde junio del 2022, la interconexión de Tarifa solo tiene flujo en sentido exportador en dirección a Marruecos, ofertándose una capacidad técnica (en sentido exportador) de 32 GWh/d. Durante este año 2023, se ha producido una contratación media del 85,0 % de esta capacidad, con un factor de uso del 94,8%.

Las entradas de gas desde Argelia por el gasoducto de Almería presentan cifras de contratación elevadas, con una media anual del 89,6% de la capacidad técnica, y un factor de uso del 85,3%.

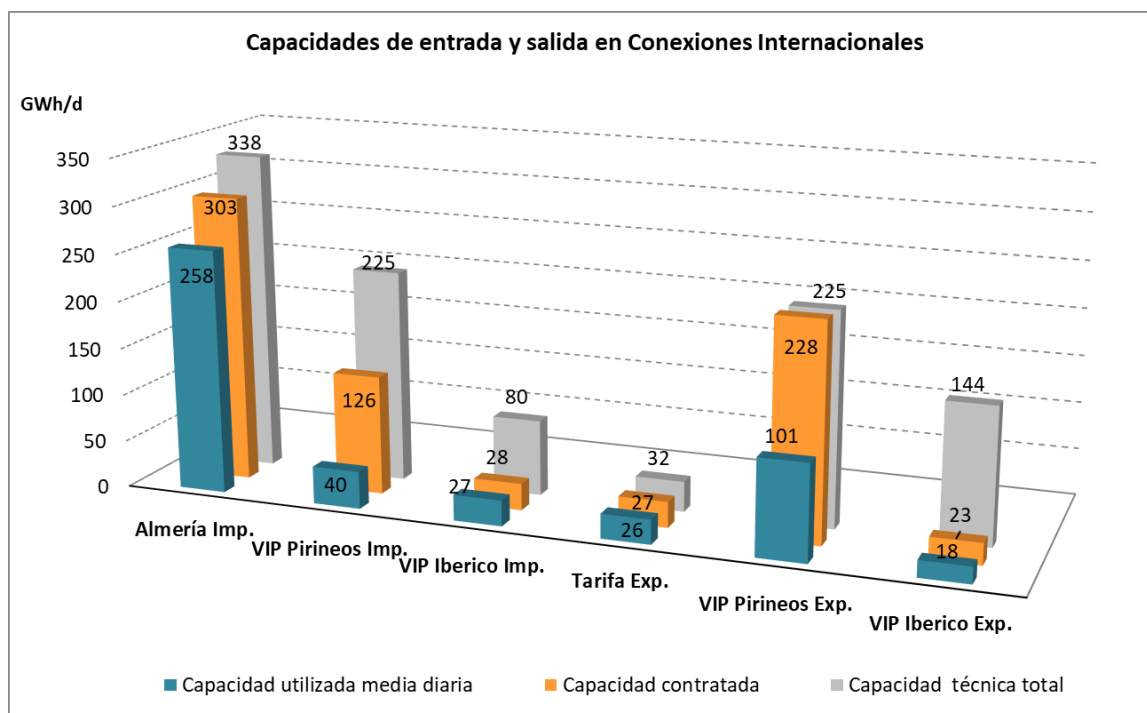


Figura 9. Contratación en las conexiones internacionales en el año 2023.

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

En la tabla siguiente (Tabla 1) se muestran las entradas de gas a la red de gasoductos durante el año 2023 y su variación sobre los valores inicialmente previstos.

	2023		% Δ año anterior
	GWh	% sobre el total de E. Netas	
Regasificación	247.861	78,4%	-12,0%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	66.080	20,9%	-21,4%
Extracción neta Almacenamientos	1.579	0,5%	-115,0%
Producción Yacimientos + Biogás	523	0,2%	2,0%
Total entradas	316.043		

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

Como puede observarse, el valor de las entradas correspondientes a producción de yacimientos y biogás es solo ligeramente superior al correspondiente a 2022. Sin embargo, hay que señalar que la producción de biogás en 2023 ha aumentado (un 42,3%), compensando el descenso de producción de los yacimientos (-19,6%). Actualmente hay 9 plantas de producción de biogás inyectando en la red de gasoductos, 2 de ellas en transporte y 7 en distribución; la cantidad de biogás inyectada en distribución en 2023 superó el doble de la cifra de 2022.

En la Tabla 2 se muestra el balance de entradas y salidas de gas en 2023, que arroja un saldo positivo de 1.881 GWh.

ENTRADAS	GWh/año	SALIDAS	GWh/año
Regasificación	247.861	Demanda gasoducto	314.162
Importaciones C. Internacionales	107.892	Exportaciones C. Internacionales	41.812
Extracción AASS	8.666	Inyección AASS	7.087
Producción Yacimientos + biogás	523	Inyección Yacimientos	0
Total entradas Red de transporte	364.942	Total salidas Red de transporte	363.061
BALANCE RED DE TRANSPORTE	364.942-363.061= 1.881		

Tabla 2. Balance entradas / salidas de la red de transporte en el año 2023.

V. Nivel de existencias de gas en el sistema

Al final del año 2023, las existencias de gas en el sistema gasista se repartieron de la siguiente forma: un 28,6% en plantas de regasificación, un 65,4% en almacenamientos subterráneos (AASS) y un 6,0% en la red de gasoductos (*linepack*), aumentando ligeramente la proporción correspondiente a los almacenamientos subterráneos con respecto a 2022.

A lo largo del año se inyectó gas en los almacenamientos subterráneos por una cantidad total acumulada de 7.087 GWh.

Las existencias en plantas de GNL a finales de diciembre representan el 60,0% de su capacidad total.

El nivel de existencias del año 2023 se tradujo en una autonomía promedio de 58,6 días respecto a la demanda registrada. Este valor es superior al de 2022 (34 días), debido principalmente a los altos niveles de existencias en el sistema y la reducción de la demanda.

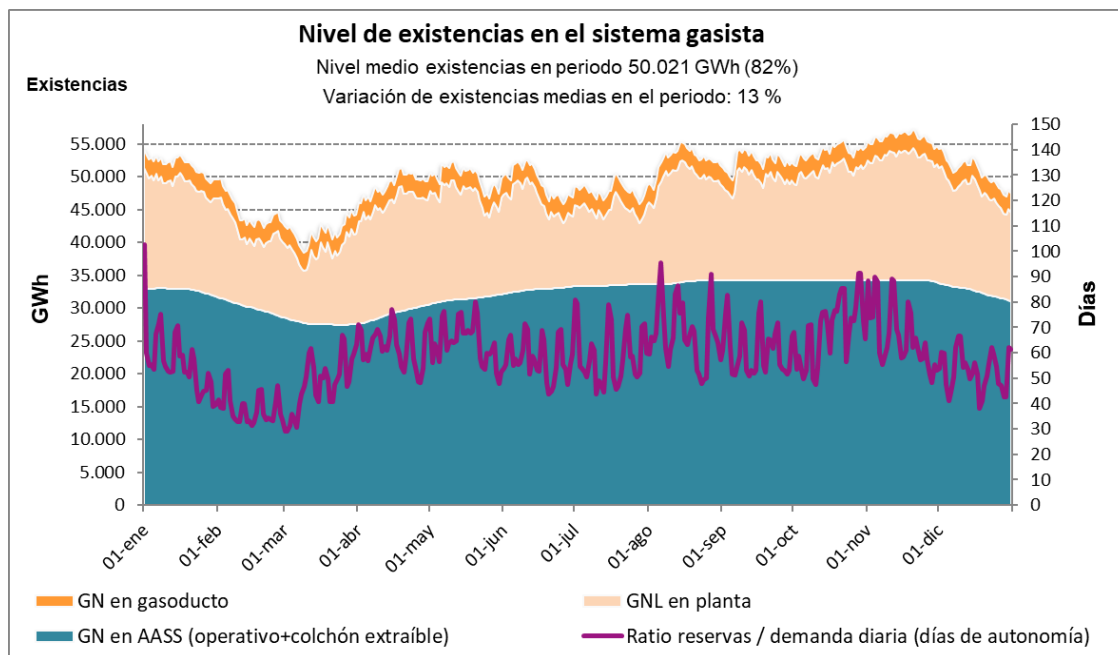


Figura 10. Variación de existencias en el sistema.

En la Tabla 3 se muestran las existencias finales en el último día del año y su variación respecto a periodos anteriores.

	Dic 2023 (GWh)	Dic 2022		Dic 2021	
		GWh	%Δ Dic23-Dic22	GWh	% Δ Dic23–Dic21
Gas útil AASS	31.108	32.892	-5,4%	22.643	37,4%
Plantas regasificación	13.640	17.924	-23,9%	15.803	-13,7%
Red de Transporte	2.849	2.850	0,0%	2.920	-2,4%
Total	47.597	53.666	-11,3%	41.366	15,1%

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

Al comparar los niveles de existencias disponibles en fecha 31 de diciembre de 2023 respecto a la misma fecha de 2022, se aprecia un ligero descenso del nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos, aun así en niveles muy altos. También en las plantas de regasificación se produjo un descenso del 23,9%. El gas en la red se mantuvo estable.

Como puede observarse en la Figura 11, a finales de 2023 los almacenamientos subterráneos mantenían unas existencias totales (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) de 59.901 GWh, si bien el gas útil (gas colchón extraíble y gas operativo) se situó en 31.108 GWh.

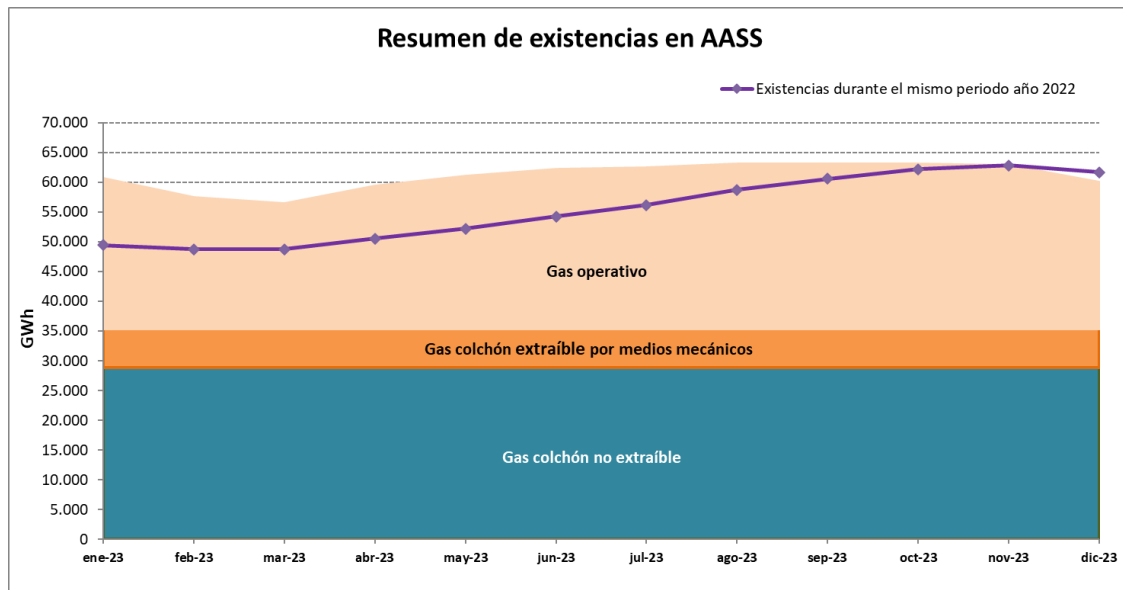


Figura 11. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

La contratación de almacenamiento en el Tanque Virtual de Balance (TVB) alcanzó un valor medio de 17.557 GWh/d, lo que supone un 93,9 % respecto de la capacidad técnica media diaria del año, con un valor máximo de contratación de 18.578 GWh/d a mediados del mes de noviembre (97,0%).

A continuación, la Figura 12 representa la variación de existencias de GNL en cada una de las plantas de regasificación en el año 2023. Se muestra el nivel de llenado de GNL en los tanques y la evolución de la regasificación a lo largo del año. Se observa, en determinados periodos de septiembre y octubre, en las plantas de Huelva y Cartagena, descensos muy suaves de los niveles de tanque, lo que sugiere niveles de regasificación muy bajos y ausencia de descarga de buques.

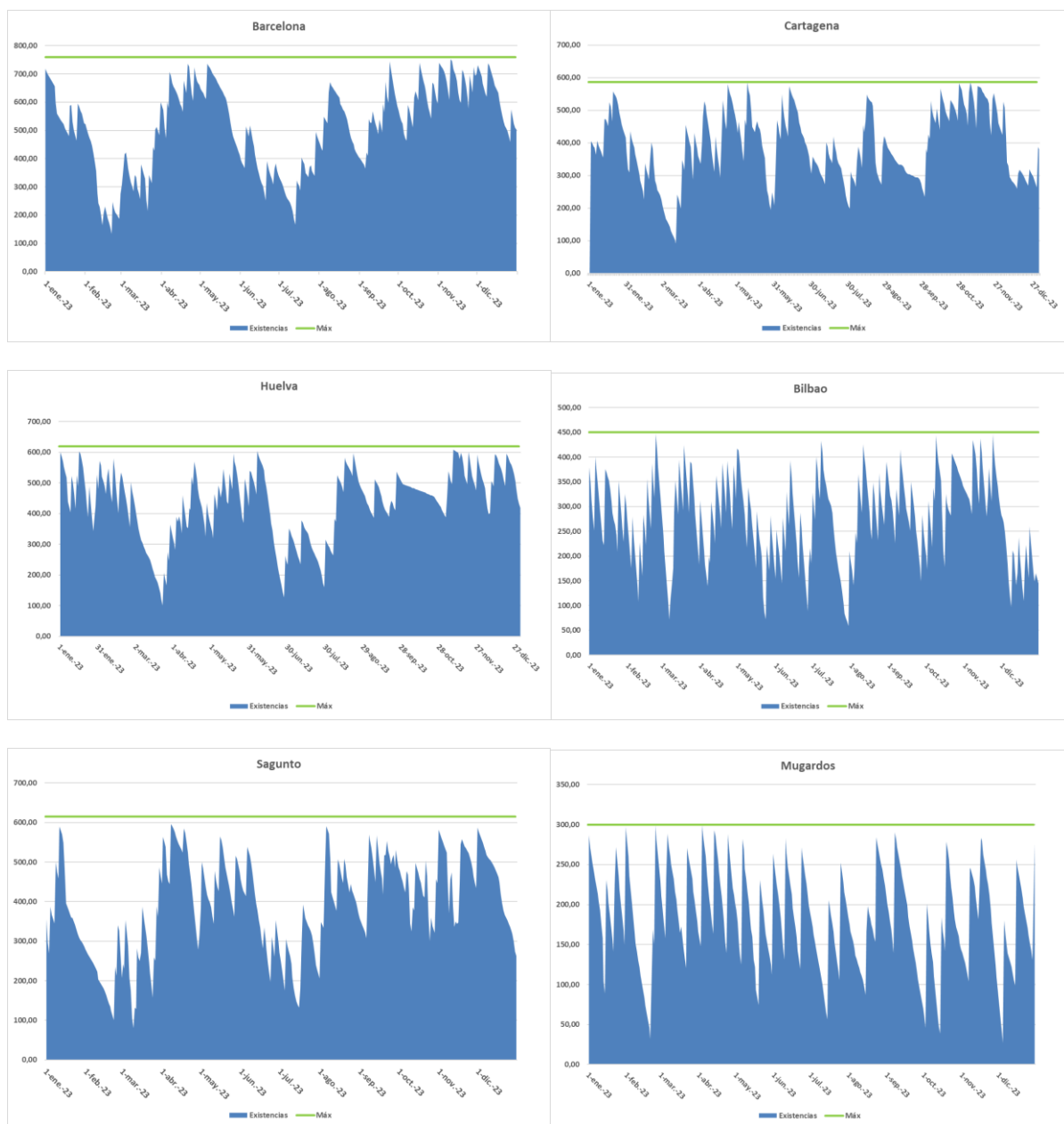


Figura 12. Existencias de GNL en plantas de regasificación.

Al igual que en el año 2022, debido a la Circular 8/2019 en abril de 2020, el patrón del GNL almacenado en todas las plantas también se uniformiza en 2023.

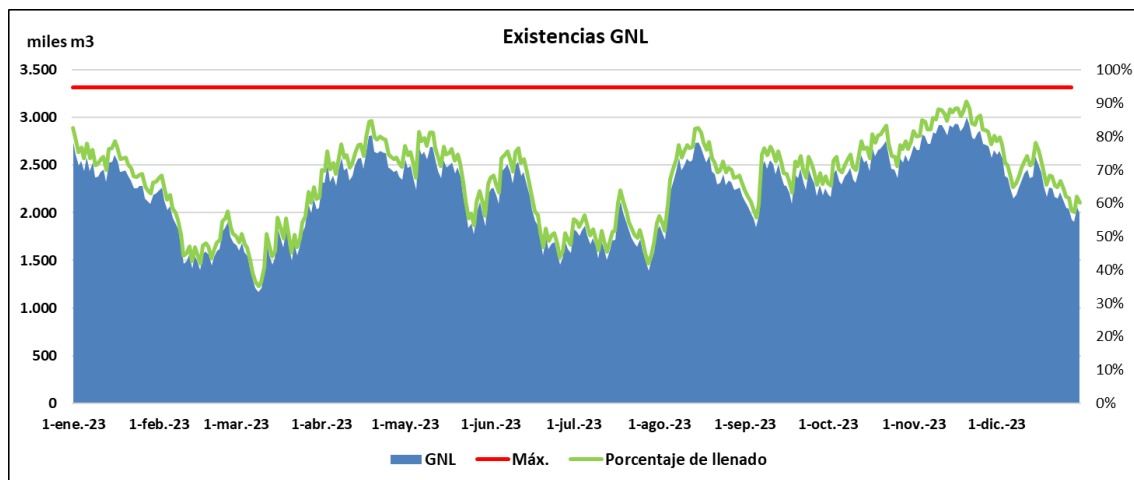
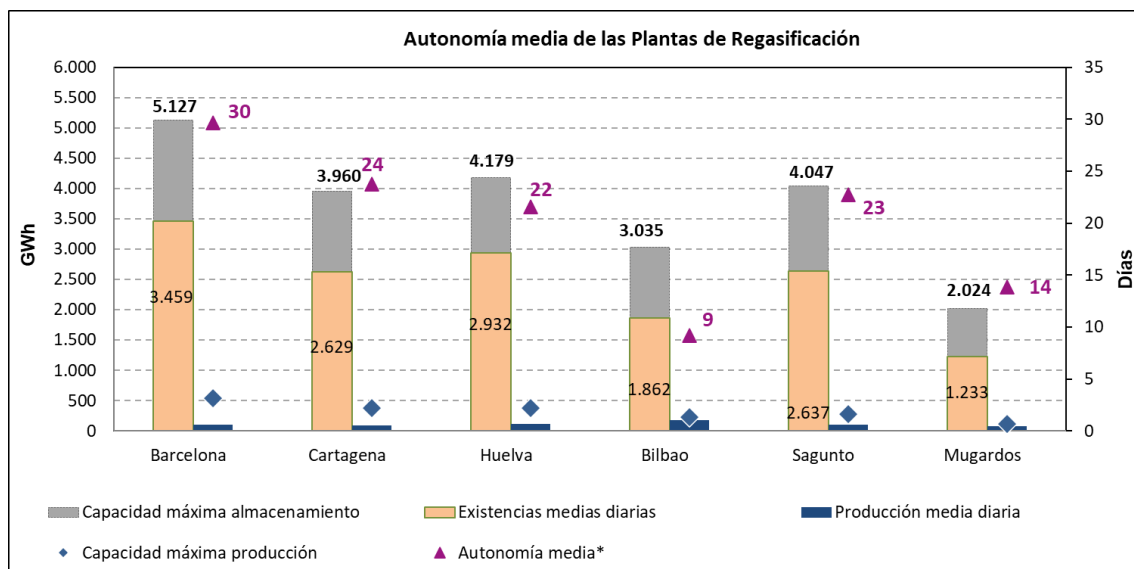


Figura 13. Existencias GNL en TVB.

Considerando la capacidad total de almacenamiento de GNL del conjunto de las plantas (TVB), se ve que, en el mes de noviembre, se produjeron máximos de llenado en TVB en el entorno del 90,0%, como muestra la Figura 13.

La autonomía media de las plantas de regasificación en 2023 (sin considerar la planta de El Musel) fue de 19,2 días en relación con su producción real, aumentando con respecto a 2022 debido al descenso de la regasificación.



*Autonomía media= (Existencias medias diarias - Gas talón) / Producción media diaria.

Figura 14. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

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

En la Tabla 4 se representan los mínimos técnicos de producción de gas publicados por el GTS para cada una de las plantas de regasificación (sin considerar la planta de El Musel), así como los días que cada una de ellas ha operado por debajo de dichos mínimos técnicos durante el año 2023. En este

año se mantienen los valores de los mínimos técnicos de todas las plantas que ya se daban en 2022.

Como ya se ha indicado, la actividad de regasificación en 2023 disminuyó respecto a 2022, por lo que han aumentado los días en que el conjunto de las plantas ha estado por debajo de los mínimos técnicos. A este hecho contribuye la disminución de la demanda. No obstante, debe recordarse que la aplicación de la Circular 8/2019, que define la regasificación como un producto deslocalizado y crea el TVB, favorece una distribución más homogénea de la descarga de buques de GNL y del gas regasificado en plantas.

En el año 2023, el número total de días en los que se operó por debajo del mínimo técnico representó el 3,2% de los días del año, más del doble de 2022 (1,5%), pero inferior a 2021 (5,1%).

Plantas	Mínimo Técnico 2023 (GWh/día)	Días por debajo del mínimo técnico *			
		2023	% días	2022	% días
Barcelona	47	1	0,3%	13	3,6%
Cartagena	34	26	7,1%	4	1,1%
Huelva	47	239	10,7%	2	0,5%
Bilbao	34	0	0,0%	4	1,1%
Sagunto	25	1	0,3%	0	0%
Mugardos	34	4	1,1%	9	2,5%
TOTAL		71	3,2%	32	1,5%

Tabla 4. Mínimo técnico y días en los que la planta está por debajo del mínimo técnico en el año 2023.

VII. Notas de Operación

Durante 2023, el GTS emitió un total de 15 avisos mediante notas de operación (7) y sus continuaciones (8).

Los motivos principales de la publicación de dichos avisos fueron los siguientes:

- Olas de frío, que incrementaron la demanda con respecto a la demanda prevista.
- Cumplimiento de las existencias mínimas de seguridad de carácter operativo de los usuarios.
- Indisponibilidad de estación de compresión de Euskadour.
- Primera descarga de GNL en la planta de regasificación de El Musel.
- Mantenimiento del gasoducto León-Oviedo.
- Cierre puntual de puertos por borrascas.

VIII. El balance del sistema

En 2023, el GTS ha realizado acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) de la red de transporte en 116 días, 21 días más que en 2022.

A lo largo de 2023, las operaciones para resolver los desbalances de los usuarios en PVB tuvieron un saldo neto positivo (compra de gas) de 1.233.300 MWh. Es decir, los usuarios presentaron, en volumen, mayores desbalances negativos (posiciones cortas de gas), llevando al GTS a comprar gas en el mercado organizado para mantener la operación de la red de transporte en condiciones de funcionamiento normales. En concreto, se produjeron acciones de balance de compra por un total de 2.660.195 MWh y un valor de 113.234.196,06 €, así como acciones de balance de venta por un total de 1.426.895 MWh y un valor de 53.354.047,92 €.

Debe señalarse que, en este año, el volumen de gas comprado por el GTS casi se duplica en comparación con el año anterior (en 2022, el GTS compró mediante acciones de balance 1.449.594 MWh, un 83,5% menos). Sin embargo, el volumen de gas vendido por el GTS se redujo considerablemente, a más de la mitad del valor de 2022 (3.478.088 MWh). Por ello, y a pesar de que los precios de gas en 2023 se mantuvieron significativamente por debajo de los precios registrados en 2022, el saldo económico anual de las acciones de balance del GTS en el mercado organizado en 2023 arroja un coste de 59.880.148,14 € (en 2022, este saldo fue a favor del GTS, por un valor de 138.922.705,23 €).

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 2023, 28 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. A este hecho ha contribuido la entrada en vigor de la normativa de gestión técnica del sistema competencia de la CNMC en mayo de 2023, que eliminó la obligación del GTS de anunciar su participación en el mercado organizado antes de realizar acciones de balance.

	Acciones de balance del GTS en PVB 2023											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de días con acciones de balance	9	7	10	12	7	10	8	7	8	11	15	12
MWh Comprados	357.903	124.165	102.491	253.188	206.102	323.303	138.052	279.184	150.593	143.624	259.793	321.797
MWh Vendidos	75.000	-156.462	-296.681	-21.000	-35.463	-54.626	-186.358	-30.317	0	-137.914	-235.925	-197.149
Coste Total de compra (€)	22.864.707	6.824.785	4.639.533	10.494.718	6.380.399	11.729.488	4.535.967	11.100.263	5.916.911	5.981.674	11.017.636	11.748.115
Importe Total de venta (€)	4.283.734	7.883.853	12.159.050	744.346	925.794	1.665.537	4.519.286	1.076.024	0	6.097.958	7.451.705	6.546.759
Precio medio de compra acciones balance GTS (€/MWh)	63,89	54,97	45,27	41,45	30,96	36,28	32,86	39,76	39,29	41,65	42,41	36,51
Precio medio de compra Mibgas (€/MWh)*	63,24	54,59	44,70	41,22	30,58	36,16	31,89	40,01	39,08	41,18	42,40	33,20
Precio medio de venta acciones de balance GTS (€/MWh) *	57,12	50,39	40,98	35,45	26,11	30,49	24,25	35,49	---	44,22	31,59	33,21
Precio medio de venta Mibgas (€/MWh) ³	57,53	52,14	41,26	36,40	26,52	31,88	25,20	35,43	---	44,60	31,91	33,58

(*) 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 2023.

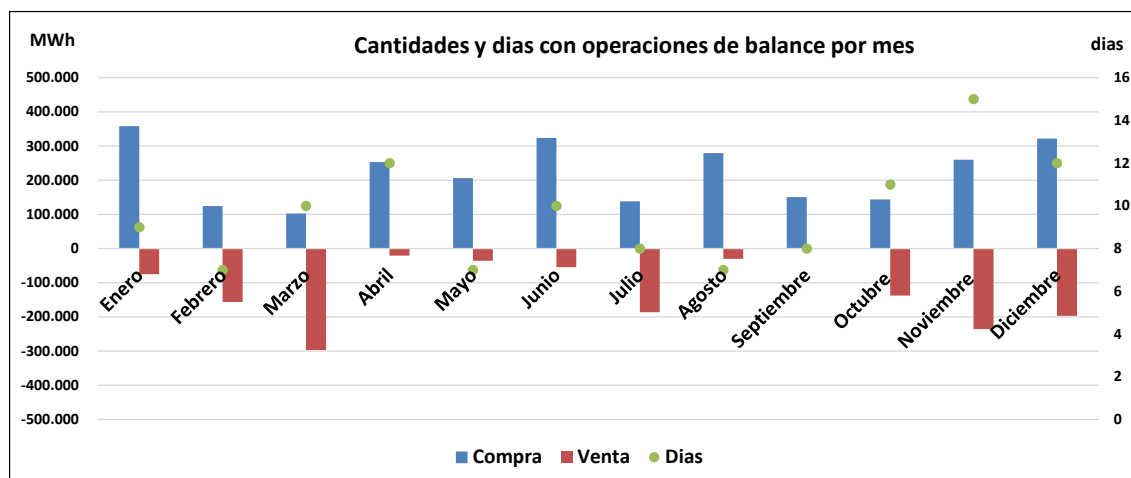


Figura 15. Volumen económico de las acciones de balance del GTS en 2023.

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 139 operaciones de compraventa (160 operaciones realizadas en el año anterior). Si bien el número de desbalances de los usuarios en TVB es mayor, se empiezan a registrar desbalances de usuarios en AVB, más importantes en sentido positivo (exceso de gas almacenado).

A excepción del mes de junio, las operaciones de gestión del GTS en el mercado organizado se distribuyeron de manera uniforme en el año, como se puede observar en la Tabla 6. De esta forma, se produjeron 123 operaciones de compra, por un total de 32.583 MWh y 1.358.739,37 €, y 16 operaciones de venta, por un total de 45.831 MWh y 2.016.459,57 €. Aunque el número de las operaciones de compra es mucho mayor, el volumen medio que representan es inferior a las de venta. El mayor volumen de las operaciones de venta se explica por la imposibilidad, ante los altos niveles de contratación en las instalaciones, de gestionar los desbalances positivos de los usuarios mediante la asignación de capacidad.

	Gestión de balance del GTS en TVB y AVB 2023											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de operaciones	9	12	13	13	9	4	13	14	13	13	13	13
MWh Comprados	2.540	5.362	3.200	1.139	2.822	94	925	1.858	2.521	1.643	6.174	4.305
MWh Vendidos	14.177	---	---	161	6.735	-63	---	---	---	9.666	14.629	---
Coste Total de compra (€)	144.460,00	287.165,75	142.046,52	41.429,10	84.887,56	3.139,86	28.899,86	59.540,59	92.206,47	71.689,10	252.199,55	151.075,01
Importe Total de venta (€)	847.380,30	---	---	6.118,00	193.926,15	12.246,35	---	---	---	423.854,00	532.934,77	---
Precio medio de compra del GTS (€/MWh)	56,87	53,56	44,39	36,37	30,08	33,40	31,24	32,05	36,58	43,63	40,85	35,09
Precio medio de venta (€/MWh) *	59,77	---	---	38,00	28,79	26,45	---	---	---	43,85	36,43	---

Tabla 6: Operaciones para la gestión de desbalances en TVB y AVB en el año 2023.

IX. Entradas / salidas en la red de transporte

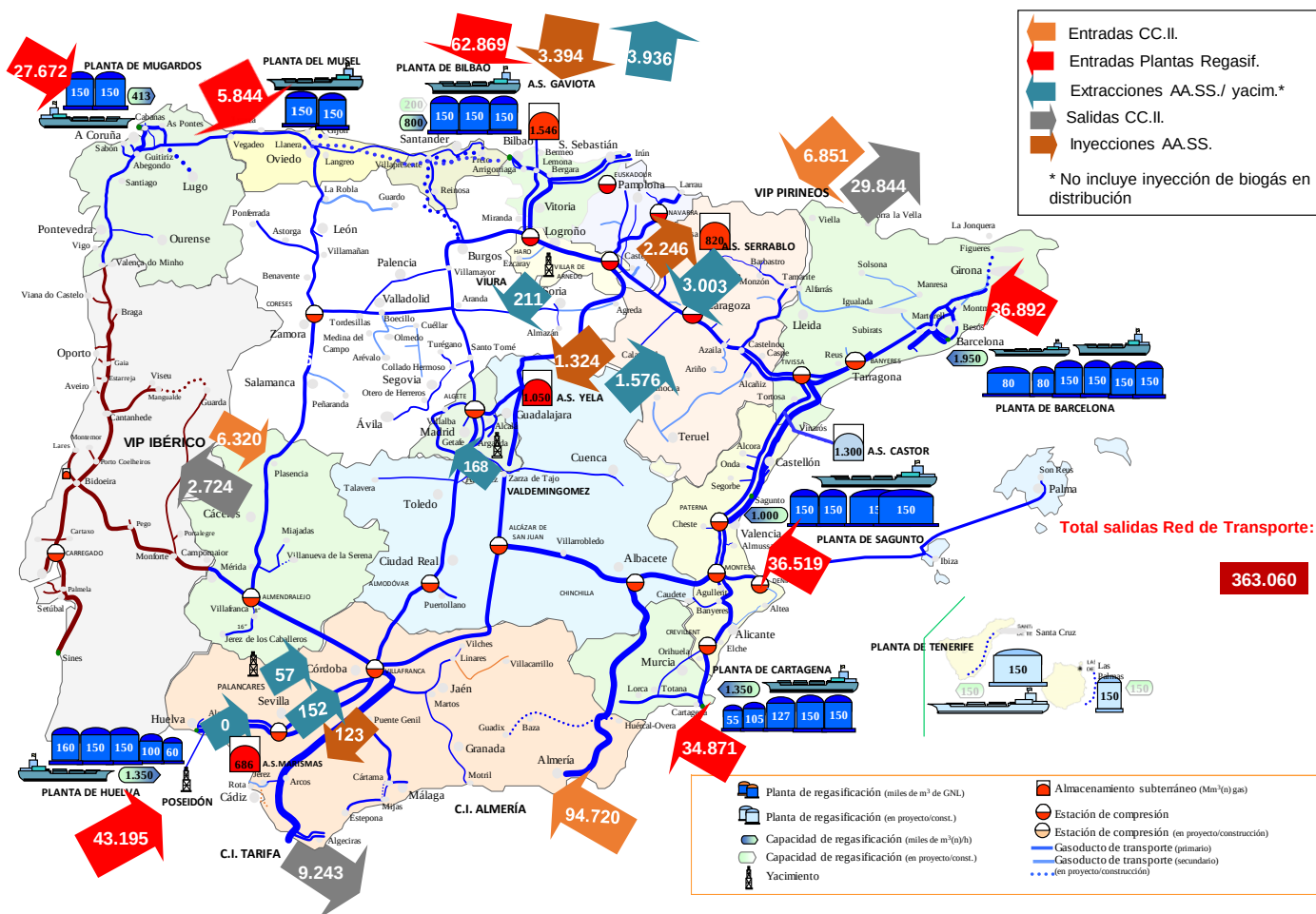


Figura 16. Entradas / salidas en la red de transporte 2023 (GWh).