

INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA. AÑO 2022

REF. IS/DE/005/23

Fecha 22 de junio de 2023

www.cnmc.es

Índice

Resumen Ejecutivo	2
<hr/>	
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. En 2022 la CE estableció nuevas obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas de gas en los almacenamientos subterráneos para reforzar la seguridad de suministro. En España las obligaciones se cumplieron holgadamente y sin incidencias.
2. La demanda de gas disminuyó un 3,8% respecto a 2021, con descensos en el consumo del sector convencional (21,1%) y en el suministro de camión cisterna (26,4%), que no se ven compensadas por el fuerte incremento del consumo eléctrico (53,8%).
3. Las entradas de gas natural se realizaron en un 23,0% por gasoducto y un 77,0% por plantas de regasificación. La aportación de GNL aumentó un 24,2% respecto al año anterior y la actividad de regasificación un 47,9%, que casi dobló la del año 2021.
4. Se registró un récord histórico de descargas de buques de GNL, que ascendieron a 338. Se realizaron operaciones de recarga de GNL, que, junto con las cargas de buques, bunkering y puestas en frío, alcanzaron también una cifra récord de 113 operaciones.
5. Esta actividad en las plantas de GNL españolas fue 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.
6. Se inyectaron 14.573 GWh en los AASS.
7. Las existencias de GNL en plantas, a finales de 2022, representaban el 79,4% de su capacidad total, con un llenado de tanques medio en el año del 78,5%.
8. La capacidad de regasificación contratada alcanzó un valor medio de 858,9 GWh/día, el 44,8% de la capacidad técnica, considerablemente superior a 2021. La capacidad utilizada en media fue el 89,9% de la capacidad contratada. Esto indica una contratación eficiente por parte de los usuarios.
9. En VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató el 92,9% de la capacidad disponible, usándose el 28,2% de la capacidad contratada, mientras que en sentido exportador el nivel de contratación alcanzó el 89,7%, utilizándose el 47,8% de la capacidad contratada. Las diferencias entre lo contratado y lo finalmente utilizado, más amplias que años anteriores, responden a los acontecimientos inesperados relacionados con la crisis energética.
10. Respecto al VIP Ibérico, el nivel de contratación de exportación alcanzó el 12,9% de la capacidad técnica, utilizándose el 85,8% de lo contratado. En sentido importador, la contratación alcanzó el 22,1% de la capacidad técnica, con un factor de utilización del 72,6%.
11. El gasoducto de Tarifa comenzó a exportar gas a Marruecos el 28 de junio de 2022, contratándose una media anual de 5,1 GWh/d, equivalente a un 16,3% de la capacidad técnica, con un factor de uso del 98,2%.

12. 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

La operación del sistema gasista español se ha visto fuertemente influenciada por las medidas adoptadas en la UE con carácter de urgencia (5 reglamentos europeos), encaminadas a reducir la dependencia de Europa del gas ruso, garantizar la seguridad de suministro y minimizar el impacto en los precios de la energía.

Dentro de la normativa española aprobada, destaca el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, que recoge obligaciones respecto a los almacenamientos subterráneos, y el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, que establece el mecanismo de ajuste de costes de producción eléctrica, ambos en línea con los reglamentos europeos indicados en el apartado anterior.

Asimismo, cabe citar la publicación de la Hoja de Ruta del Biogás, la Resolución de 24 de marzo de la CNMC sobre mecanismos de gestión de congestiones, la Resolución de 28 de julio de la CNMC para el uso del exceso del gas de mermas como gas de operación y la Resolución de 10 de noviembre de la CNMC que aprueba la normativa de gestión técnica sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, conexiones internacionales y autoconsumos.

En 2022, se puso de relieve la flexibilidad que otorga el modelo de tanque único (TVB) en las plantas de regasificación españolas, aprobado por la Circular 8/2019, de la CNMC. Esta regulación obliga a la gestión conjunta del total de las capacidades de almacenamiento de GNL y regasificación de las plantas española. De esta forma, los usuarios indican sus necesidades de regasificación y es el gestor técnico del sistema (GTS) quien designa la planta en la que se presta el servicio. En cuanto al almacenamiento de GNL del usuario, se entiende localizado en un tanque único virtual de capacidad igual al del total de las plantas.

El modelo de TVB promueve una mayor utilización y un mejor reparto en el uso de las terminales españolas, eliminando la concentración de usuarios en determinadas plantas y la infrautilización de otras. Asimismo, facilita el intercambio de GNL entre los usuarios y favorece el desarrollo de la competencia.

II. Demanda de gas

La demanda total de gas natural en España fue 364.285 GWh/año, un 3,8% inferior a la de 2021.

Se registraron descensos en la demanda convencional sin cisternas (21,1%) y en la demanda atendida por cisternas (26,4%). Por el contrario, la demanda de gas natural para producción eléctrica presentó un aumento significativo, del 53,8%, aunque no compensó la caída de demanda de los otros dos sectores.

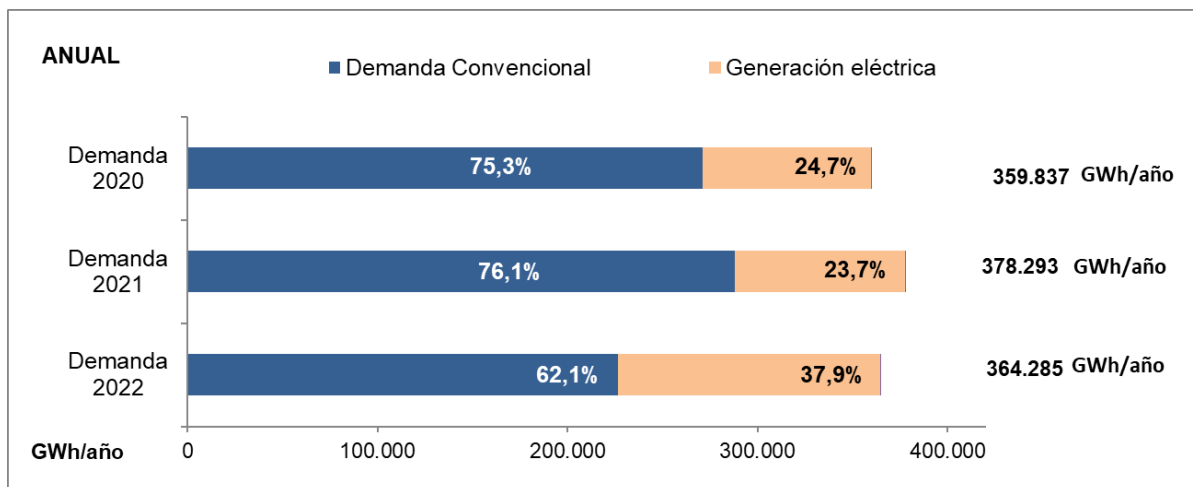


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda de los tres últimos años.

En el año 2022, la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica alcanzó un valor promedio de 23,8% (superior a 2021, cuando se situó en el 15,3%). Esta contribución se concentró en los meses de verano, con aportaciones entre el 27,0% y el 32,0% de la generación mensual.

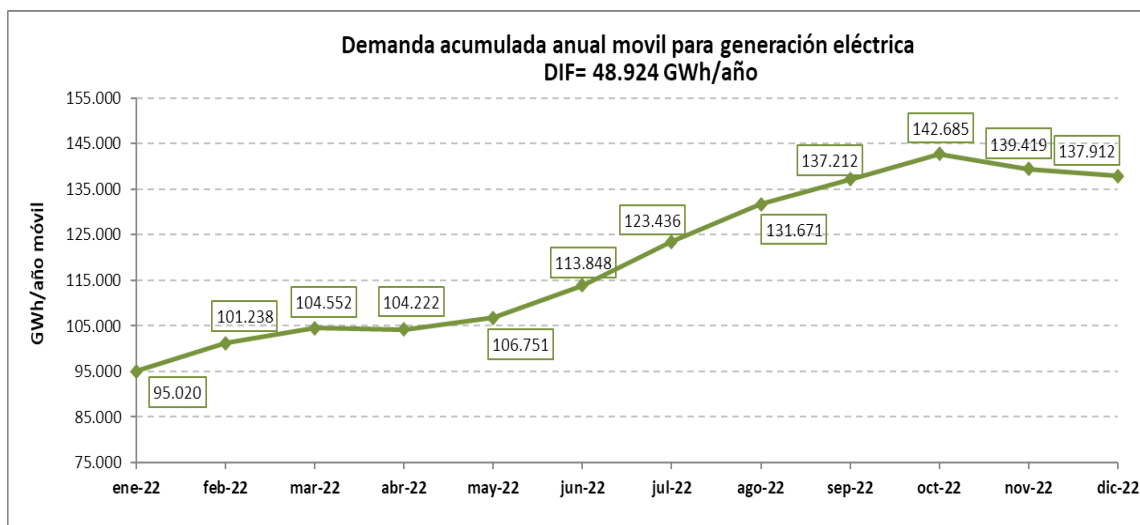


Figura 2. Acumulado anual de demanda para generación.

Como ya se ha indicado, la demanda convencional (sin cisternas) registró una caída respecto al año anterior de 57.846 GWh y fue cayendo sostenidamente en año móvil a lo largo del año (Figura 3).

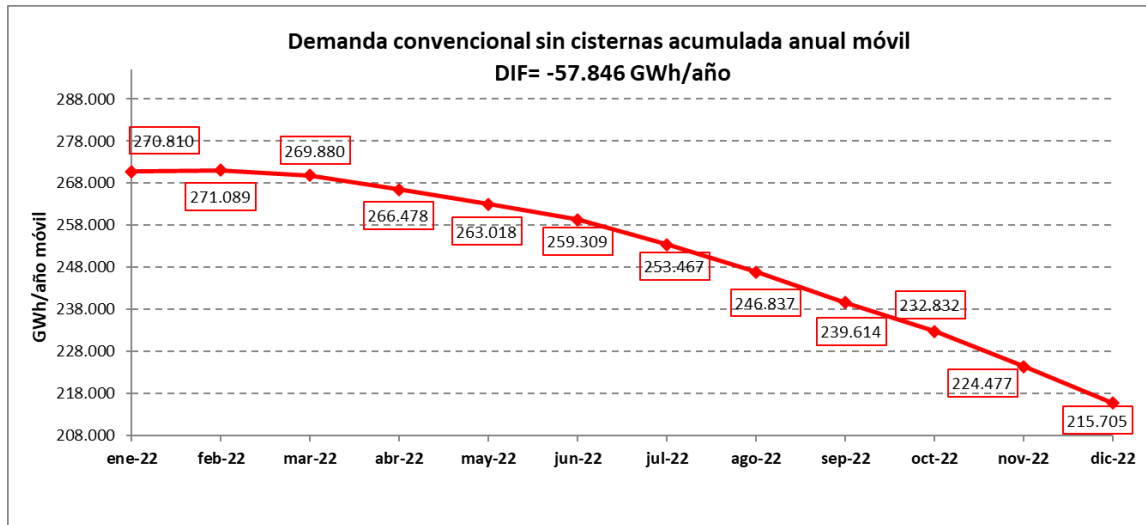


Figura 3. Acumulado anual de demanda convencional sin cisternas.

En cuanto a la demanda de gas natural atendida mediante cisternas, 2022 es el primero en años en que se ve reducida, con una caída del 26,4% respecto a 2021.

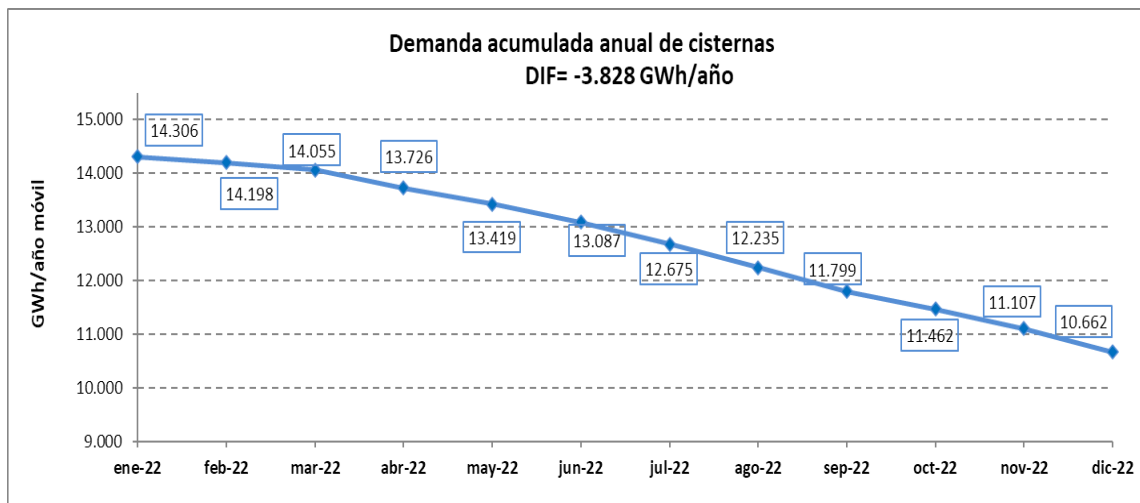


Figura 4. Acumulado anual de demanda de cisternas.

III. Entradas de gas al sistema y su gestión

En el año 2022, la entrada neta de gas a la red de gasoductos alcanzó el 23,0% del valor total de entradas netas, mientras que el gas introducido por planta de regasificación representó el 77,0%. Se observa, por tanto, continuidad en la tendencia de suministro observada en 2021, donde las entradas por planta de regasificación superaron (aunque solo ligeramente) a las de gasoducto.

En 2022 se alcanzó el máximo de cobertura de la demanda en España mediante GNL, en parte por la interrupción del gasoducto de Tarifa a partir del mes de

noviembre del 2021, no compensado por el incremento de la capacidad del gasoducto de Medgaz.

El aumento de las entradas a la red de transporte desde las plantas de GNL se relaciona además con la creciente reexportación a otros países europeos para la sustitución del gas ruso. Por ello, pese al descenso de demanda nacional, la actividad de regasificación este año registra niveles muy superiores a los de 2021, con un aumento del 47,9%.

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. También ha favorecido la elección de España para llevar a cabo operaciones de carga de buques de GNL para exportación desde nuestras costas.

El factor de utilización máximo de las entradas a la red de gasoductos respecto a la capacidad total tuvo lugar el 17 de enero, siendo del 42,7%, con 1.747,9 GWh/d. El día de mayor demanda fue el 18 de enero, con 1.802,7 GWh/d.

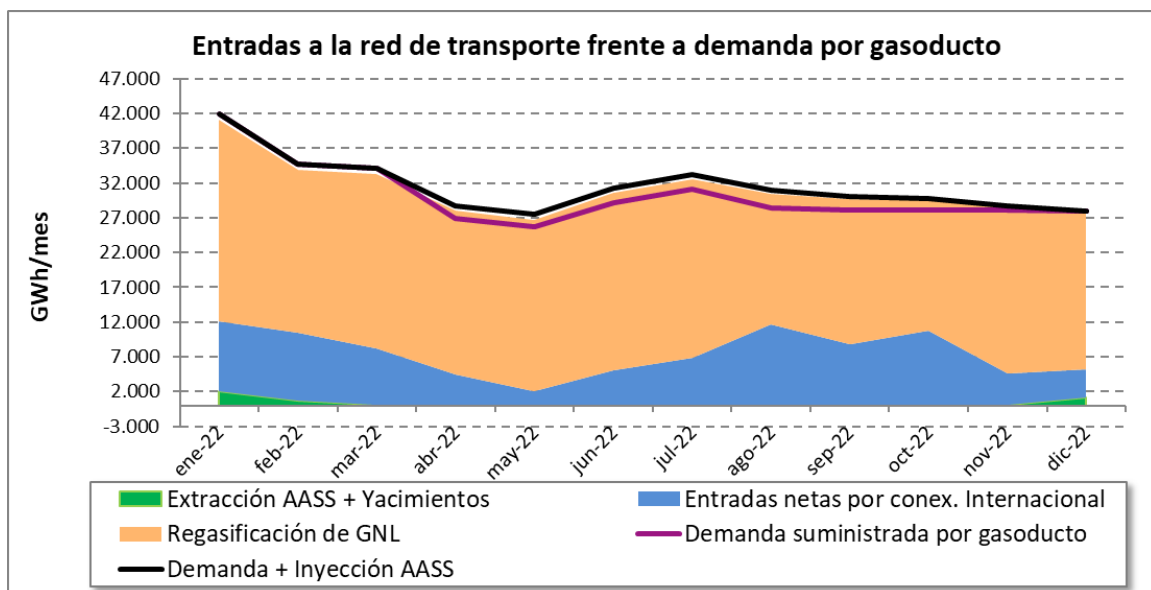


Figura 5. Entradas netas de GN y de GNL frente a la demanda de gas natural¹.

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.

La cantidad de GNL descargada neta alcanzó los 296.358 GWh, un 40,7% superior al año 2021. También ha habido un elevado incremento en las operaciones de recarga, bunkering y puestas en frío, que representan un total de 25.008,8 GWh (el año anterior fueron 17.401,9 GWh), lo que supone un incremento del 43,7%.

Descargaron 338 buques de GNL; se observa que las descargas de buques se distribuyen más uniformemente entre las plantas de GNL que antes de la regulación del tanque único (TVB) en abril de 2020. Este hecho refuerza la bondad del nuevo sistema de tanque único para garantizar el uso óptimo de las instalaciones de regasificación.

Debe remarcar que los usuarios continuaron haciendo un uso extensivo en 2022 de la flexibilidad de los slots definida en la Circular 8/2019, tanto para la modificación de la fecha de descarga/carga, como de planta de descarga/carga, llegando a concretarse 1.113 modificaciones, una cifra muy superior respecto a la del año anterior.

En lo relativo a las recargas a buques desde las plantas, se realizaron 113 operaciones, valor récord en el sistema, frente a las 52 operaciones de 2021. Los meses de 2022 donde se cargó más GNL fueron agosto, octubre y diciembre.

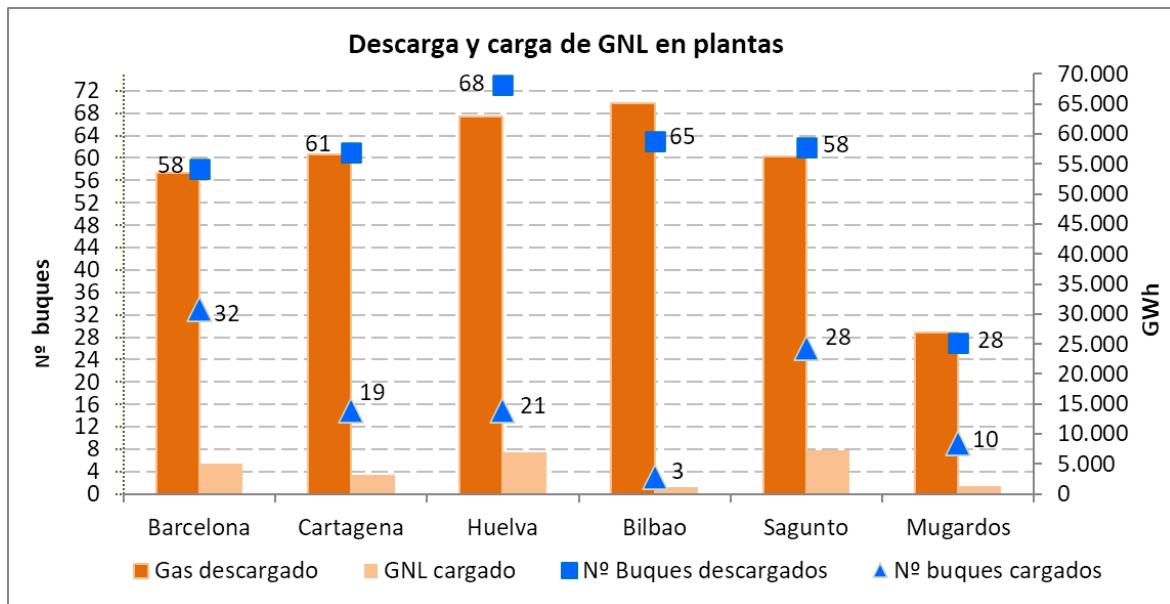


Figura 6. Descarga y carga de GNL en el año 2022.

La capacidad de regasificación contratada media en 2022 se situó en 858,9 GWh/d, con un valor máximo de contratación de 1.378,9 GWh/d (siendo la capacidad técnica máxima de regasificación 1.916,0 GWh/d) y un valor mínimo de 557,2 GWh/d.

La nominación media alcanzó los 771,9 GWh/d, arrojando un promedio de uso de la capacidad contratada del 89,9 %. También, el uso de la capacidad de

regasificación se distribuyó más uniformemente entre las distintas plantas comparado con el año anterior (Figura 7).

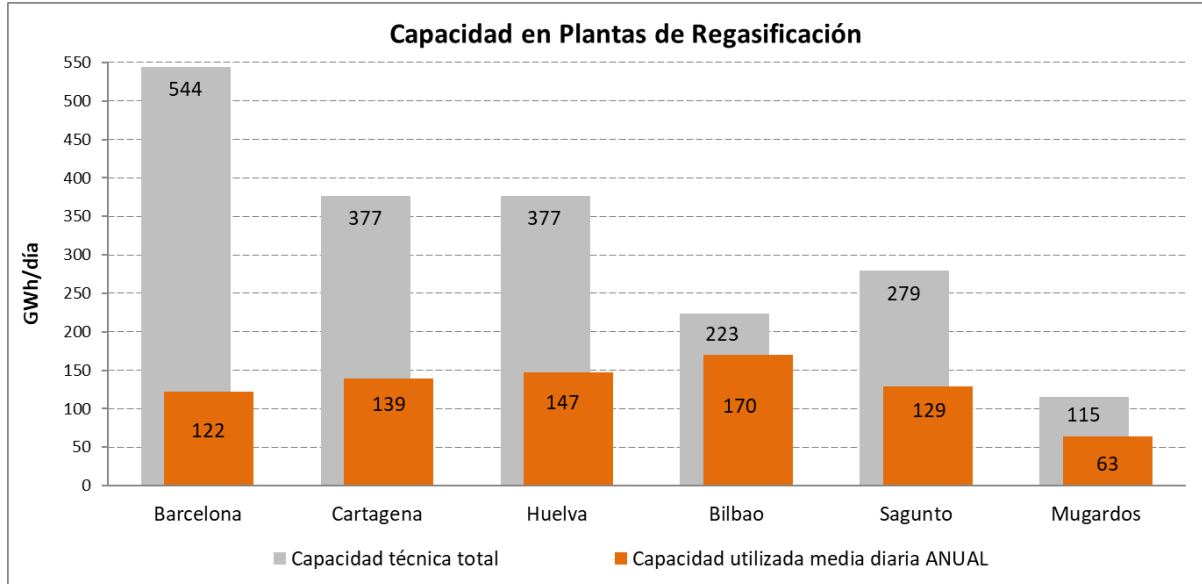


Figura 7. Utilización de la capacidad de regasificación en plantas en el año 2022.

Las conexiones internacionales por gasoducto presentan diferentes niveles de contratación.

En VIP Ibérico, en el año 2022, los niveles de contratación de salida fueron bajos, en torno al 12,9% de la capacidad técnica (similares al año anterior), utilizándose un 85,8% de lo contratado. En sentido entrada a España se contrató un 22,1% de la capacidad disponible (superior al año anterior), con un porcentaje de uso del 72,6%. Las nominaciones en la interconexión con Portugal se alternaron a lo largo del periodo entre importación y exportación, originando un flujo neto de exportación en 2022 por valor de 1.184,6 GWh.

En VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató el 92,9% de la capacidad técnica, porcentaje superior a 2021. Sin embargo, el factor de uso de las entradas de gas por Francia se situó en el 28,2% de la capacidad contratada, por debajo del uso en 2021. Por el contrario, en sentido exportador, la contratación se disparó hasta el 89,7% de la capacidad técnica (en 2021 representó un 56,8% de la capacidad técnica), con un factor de utilización del 47,8%, cantidad también muy superior a 2021. Por primera vez desde la entrada en funcionamiento del VIP, durante 2022, la nominación fue mayoritariamente en sentido exportador, originando un flujo neto exportador de 13.825,9 GWh.

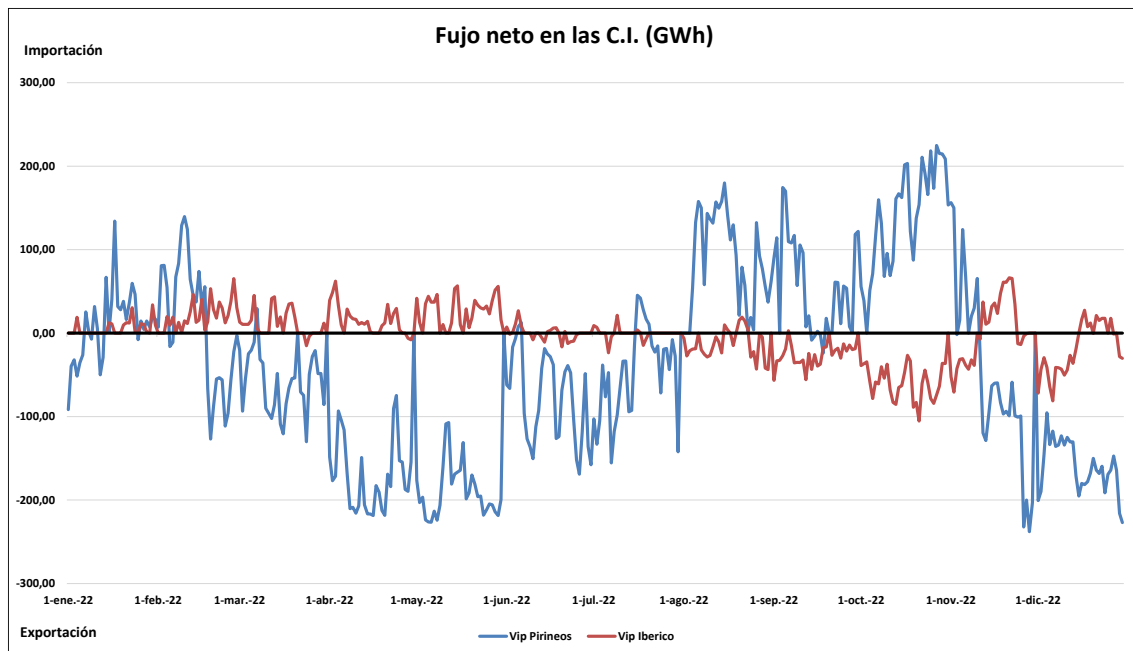


Figura 8. Flujo neto en las conexiones internacionales con Europa (VIP Ibérico y VIP Pirineos).

El 1 de noviembre de 2021 se interrumpió la importación de gas de Argelia a través del gasoducto de Tarifa, tras la finalización del contrato de suministro con Argelia de las contrapartes española y portuguesa. Las importaciones de Tarifa se compensaron con GNL y mayores importaciones por el gasoducto de conexión con Argelia por Almería (Medgaz), que además incrementó su capacidad técnica.

En fecha 28 de junio, la interconexión de Tarifa invirtió el flujo y se empezó a exportar gas en dirección a Marruecos, ofertándose una capacidad técnica (en sentido exportador) de 32 GWh/d. Durante este año 2022, se ha producido una contratación media del 16,3 % de dicha capacidad, con un factor de uso del 98,2%.

Las entradas de gas desde Argelia por el gasoducto de Almería presentan cifras de contratación elevadas, de hasta el 90,3% de la capacidad técnica, creciendo respecto a 2021 (77,4%), con un factor de uso del 90,5%.

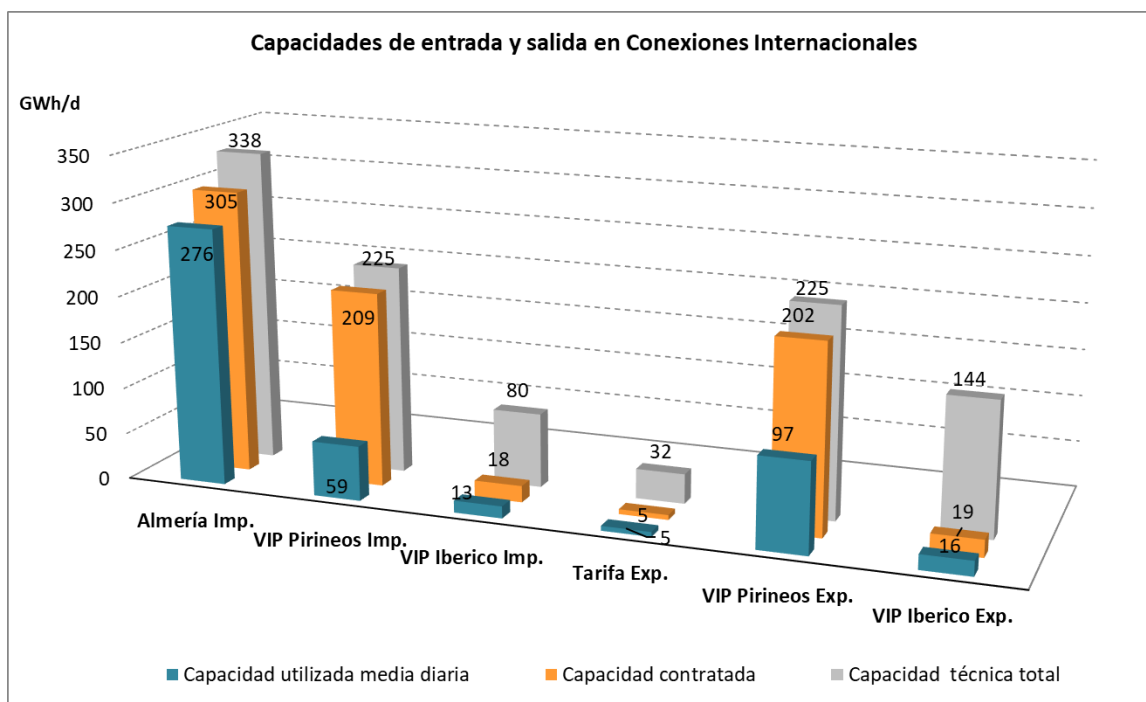


Figura 9. Contratación en las conexiones internacionales en el año 2022.

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 2022 y su variación sobre los valores inicialmente previstos.

	2022		% Δ año anterior
	GWh	% sobre el total de E. Netas	GWh
Regasificación	281.727	79,2%	47,9%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	84.057	23,6%	-50,6%
Extracción neta Almacенamientos	-10.595	-3,0%	-331,8%
Producción Yacimientos + Biogás	513	0,1%	5,2%
Total entradas	355.702		

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

En la Tabla 2 se muestra el balance de entradas y salidas de gas en 2022, que arroja un saldo positivo de 182 GWh.

ENTRADAS	GWh/año	SALIDAS	GWh/año
Regasificación	281.727	Demanda gasoducto	355.520
Importaciones C. Internacionales	127.181	Exportaciones C. Internacionales	43.124
Extracción AASS	3.978	Inyección AASS	14.573
Producción Yacimientos + biogás	513	Inyección Yacimientos	0
Total entradas Red de transporte	413.399	Total salidas Red de transporte	413.217
BALANCE RED DE TRANSPORTE	413.399– 413.217= 182		

Tabla 2. Balance entradas / salidas de la red de transporte en el año 2022.

V. Nivel de existencias de gas en el sistema

Al final del año 2022, las existencias de gas en el sistema gasista se repartieron de la siguiente forma: un 33,4% en plantas de regasificación, un 61,3% en almacenamientos subterráneos (AASS) y un 5,3% en la red de gasoductos (*linepack*).

A lo largo del año se inyectó gas en los almacenamientos subterráneos por una cantidad total acumulada de 14.573 GWh.

Las existencias en plantas de GNL a finales de diciembre representan el 79,4% de su capacidad total.

El nivel de existencias del año 2022 se tradujo en una autonomía promedio de 34 días respecto a la demanda registrada.

Este año, el elevado nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos no ha permitido inyectar el gas del saldo de mermas del sistema en los almacenamientos subterráneos. Esto ha obligado a mantener los saldos de mermas en las propias plantas de regasificación. Por lo tanto, el llenado de los tanques ha sido mayor y se ha reducido la capacidad de almacenamiento de GNL para los usuarios.

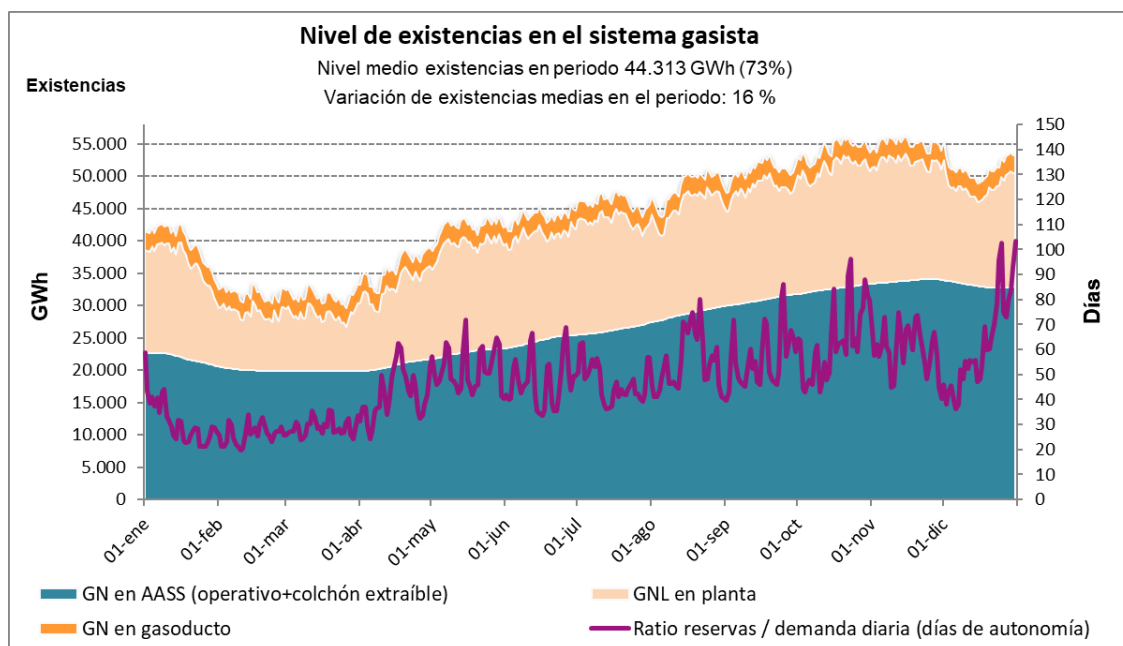


Figura 10. Variación de existencias en el sistema.

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

	Dic 2022 (GWh)	Dic 2021		Dic 2020	
		GWh	%Δ Dic22-Dic21	GWh	% Δ Dic22-Dic20
Gas útil AASS	32.892	22.643	45,3%	27.369	20,2%
Plantas regasificación	17.924	15.803	13,4%	10.245	74,9%
Red de Transporte	2.850	2.920	-2,4%	2.822	1,0%
Total	53.666	41.366	29,7%	40.436	32,7%

Tabla 3. Existencias finales en 2022 y su variación sobre periodos anteriores.

Al comparar los niveles de existencias disponibles en fecha 31 de diciembre de 2022 respecto a la misma fecha de 2021, se aprecia un aumento muy significativo del nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos, que se situó en el 45,3%. También en las plantas de regasificación se produjo un aumento del 13,4%. Sin embargo, el gas almacenado en la red de gasoductos disminuyó un 2,4%.

Como puede observarse en la Figura 11, a finales del 2022 los almacenamientos subterráneos mantenían unas existencias totales (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) de 61.685 GWh, si bien el gas útil (gas colchón extraíble y gas operativo) se situó en 32.892 GWh.

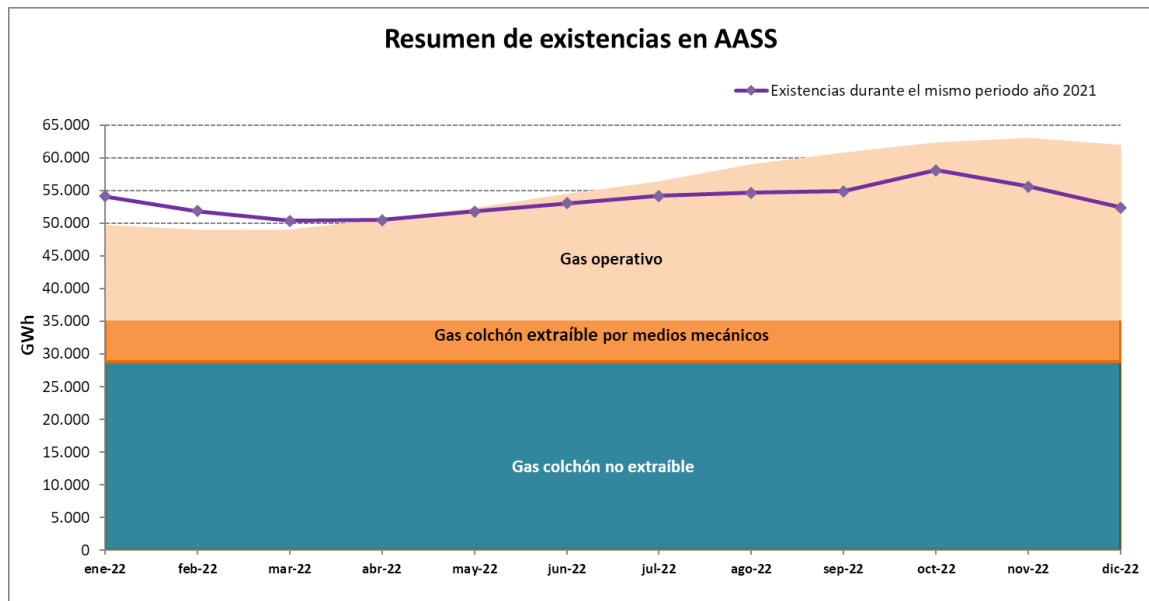


Figura 11. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

La contratación de almacenamiento en el Tanque Virtual de Balance (TVB) alcanzó un valor medio de 17.718,1 GWh/d, lo que supone un 78,6 % respecto de la capacidad técnica, con un máximo de 20.817,1 GWh/d a finales del mes de octubre (92,3%).

A continuación, la Figura 12 representa la variación de existencias de GNL en cada una de las plantas de regasificación en el año 2022. Se muestra así cómo, en general, el nivel de llenado de GNL en los tanques en cada una de las plantas ha sido muy superior al de otros años. En determinados periodos de finales de octubre y noviembre de 2022, y en particular en las plantas de Barcelona, Cartagena y Sagunto a partir de mayo, se han mantenido niveles de GNL especialmente altos, en ocasiones llegando a superar el 90% de la capacidad, y produciéndose primas en las subastas de adjudicación de capacidad de almacenamiento de GNL.



Figura 12. Existencias de GNL en plantas de regasificación.

Al igual que en el año 2021, tras la entrada en vigor de la Circular 8/2019 en abril de 2020, el patrón del GNL almacenado en todas las plantas también se uniformiza en 2022.

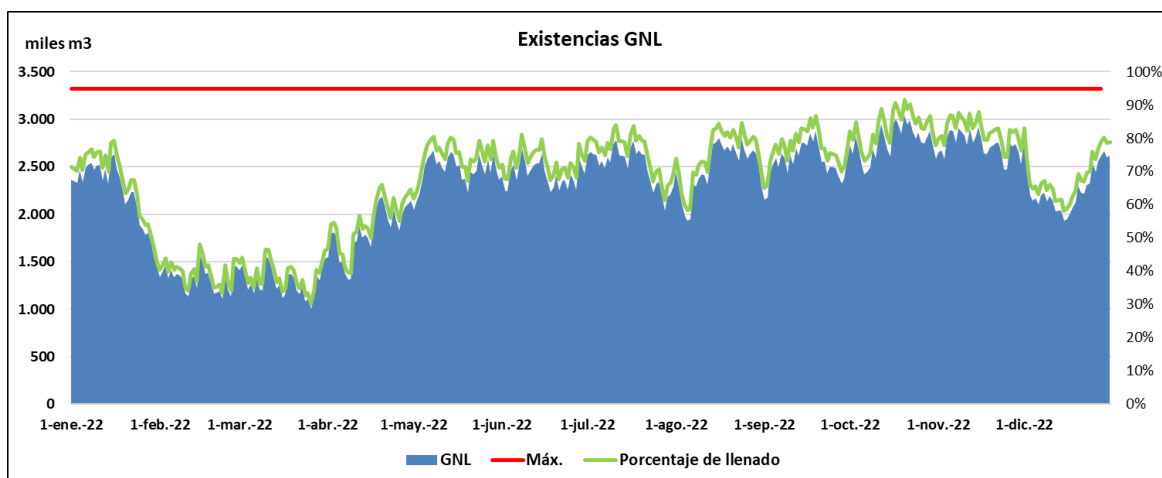
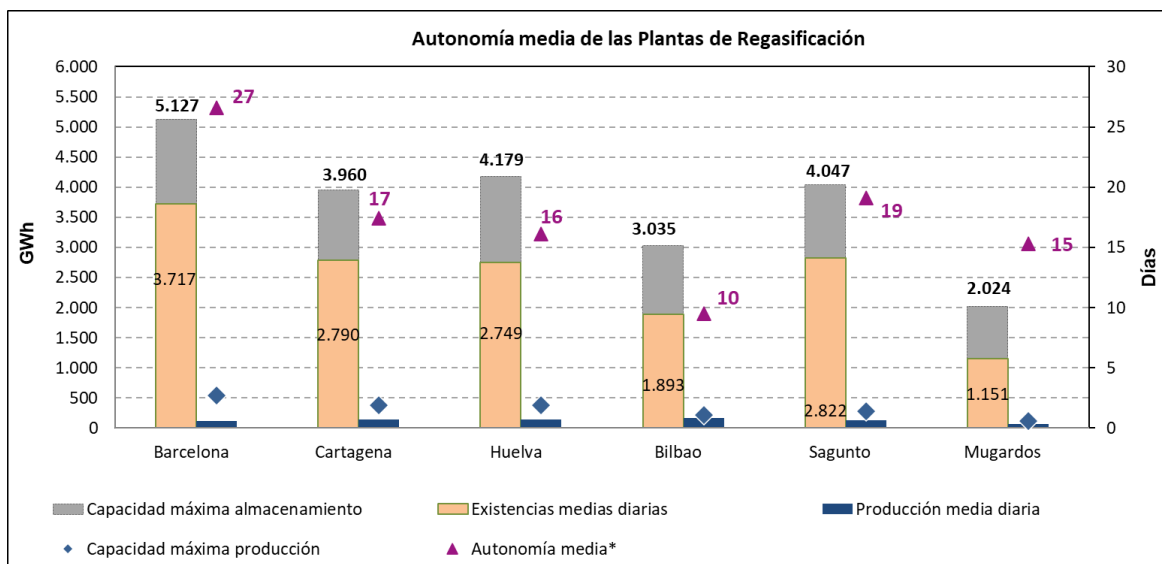


Figura 13. Existencias GNL en TVB.

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

La autonomía media de las plantas de regasificación en el año 2022 fue de 17 días en relación con su producción real, reduciéndose con respecto a 2021 debido al mayor uso 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 gestor técnico del sistema (GTS) para cada una de las plantas

de regasificación, así como los días que cada una de ellas ha operado por debajo de dichos mínimos técnicos durante el año 2022.

Conforme a la revisión de los mínimos técnicos realizada por los operadores de las plantas en función de la situación de las terminales y comunicada al GTS, se observa en 2022 un descenso en los valores de los mínimos técnicos de las plantas de Cartagena (-1 GWh/d) y Sagunto (-8 GWh/d), así como un incremento en los valores de las plantas de Barcelona (5 GWh/d) y Mugarodos (2 GWh/d) y, en especial, de la planta de Hueva (22 GWh/d).

Aun así, este año, como ya se ha indicado, la actividad de regasificación aumentó respecto a 2021 y se redujeron los días en que el conjunto de las plantas ha estado por debajo de los mínimos técnicos. A este hecho también contribuye la aplicación de la Circular 8/2019, que define la regasificación como un producto deslocalizado² y crea el TVB, lo que favorece una distribución más homogénea de la descarga de buques de GNL y del gas regasificado en plantas.

En el año 2022, el número total de días en los que se operó por debajo del mínimo técnico representó solo el 1,5% de los días del año (en comparación con el 5,1% del 2021 y el 6,4% del 2020).

Plantas	Mínimo Técnico 2022 (GWh/día)	Días por debajo del mínimo técnico			
		2022	% días	2021	% días
Barcelona	47	13	3,6%	9	2,5%
Cartagena	34	4	1,1%	27	7,4%
Huelva	47	2	0,5%	0	0,0%
Bilbao	34	4	1,1%	0	0,0%
Sagunto	25	0	0%	58	15,9%
Mugarodos	34	9	2,5%	18	4,9%
TOTAL		32	1,5%	112	5,1%

Tabla 4. Mínimo técnico y días en los que la planta está por debajo del mínimo técnico en el año 2022.

VII. Notas de Operación

Durante el 2022, el gestor técnico del sistema emitió un total de 13 avisos mediante notas de operación (4) y sus continuaciones (9).

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.

² El usuario nomina regasificación sin especificar en qué planta se produce y el Gestor Técnico del Sistema indica la planta en la que debe regasificarse.

- Gestión de las garantías para el producto anual del servicio agregado de almacenamiento, inyección y extracción.
- Indisponibilidad de la planta de Reganosa por incidencia en su red de transporte, que implicó la declaración de situación de operación excepcional de nivel 2.
- Incidente en red de transporte de Enagás Transporte, que condujo a la declaración de situación de operación excepcional de nivel 0.
- Altos niveles de existencias en tanques en las plantas de regasificación, que obligó a la declaración de situación de operación excepcional de nivel 0.

VIII. El balance del sistema

Durante el año 2022, el GTS ha realizado acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) de la red de transporte en 95 días, el mismo número de días que en 2021.

A lo largo de 2022, las operaciones para resolver los desbalances de los usuarios en PVB tuvieron un saldo neto negativo de 2.028.494 MWh. Es decir, los usuarios presentaron, en volumen, mayores desbalances positivos (posiciones largas de gas), llevando al gestor técnico del sistema a vender más gas para mantener la operación de la red de transporte en condiciones de funcionamiento normales.

En concreto, en 2022 se produjeron acciones de balance de compra por un total de 1.449.594 MWh y un valor de 174.134.305 €, así como acciones de venta por un total de 3.478.088 MWh y un valor de 313.057.010 €. Debe señalarse que, en este año, tanto el volumen vendido por el gestor técnico del sistema, como su valor económico, han sido significativamente superiores al año anterior. Así, en 2021 el GTS vendió 2.361.672 MWh, por un valor de 116.193.442 € (un 65,2 % menos en cuanto a cantidad y un 169,4 % menos en cuanto a su valor económico). El resultado económico de las acciones de balance del gestor técnico del sistema en 2022 se debe, tanto al incremento de los precios del gas, como del volumen negociado, en el mercado organizado con respecto a 2021.

Se sigue observando cómo, en general, el GTS suele realizar acciones de compra a un precio superior al precio medio ponderado del producto intradiario del mercado organizado y acciones de venta a un precio inferior.

Desde mayo de 2023 la normativa de gestión técnica del sistema aprobada por la CNMC elimina la obligación del GTS de avisar con antelación al sector sobre su intención de acudir al mercado organizado para realizar acciones de balance, pues MIBGAS tiene ya liquidez suficiente. Ello podría reducir el coste de las actuaciones de balance del GTS en el futuro.

	Acciones de balance del GTS en PVB 2022											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de días con acciones de balance	8	7	6	13	4	4	5	10	10	9	8	11
MWh Comprados	212.857	0	68.407	233.610	34.000	53.000	37.067	214.803	108.920	194.305	182.990	109.635
MWh Vendidos	202.787	342.423	312.690	466.751	178.045	297.843	246.601	366.786	329.890	251.619	104.517	378.136
Coste Total de compra (€)	18.936.168	0	14.270.602	21.517.790	2.759.850	5.314.857	4.884.642	45.972.295	13.153.993	16.098.852	15.254.398	15.970.859
Importe Total de venta (€)	15.161.324	27.132.815	34.094.460	36.307.523	12.806.778	33.207.164	23.495.577	52.460.328	32.428.658	10.584.097	4.803.839	30.574.447
Precio medio de compra acciones balance GTS (€/MWh)	88,96		208,61	92,11	81,17	100,28	131,78	214,02	120,77	82,85	83,36	145,67
Precio medio de compra Mibgas (€/MWh)*	89,07		207,22	93,01	80,49	102,09	124,95	211,71	119,22	81,20	81,22	140,55
Precio medio de venta acciones de balance GTS (€/MWh) *	74,76	79,24	109,04	77,79	71,93	111,49	95,28	143,03	98,3	42,06	45,96	80,86
Precio medio de venta Mibgas (€/MWh) ³	74,65	81,95	110,72	79,18	72,87	111,58	96,85	144,26	103,31	47,01	47,02	82,59

(*) 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 2022.

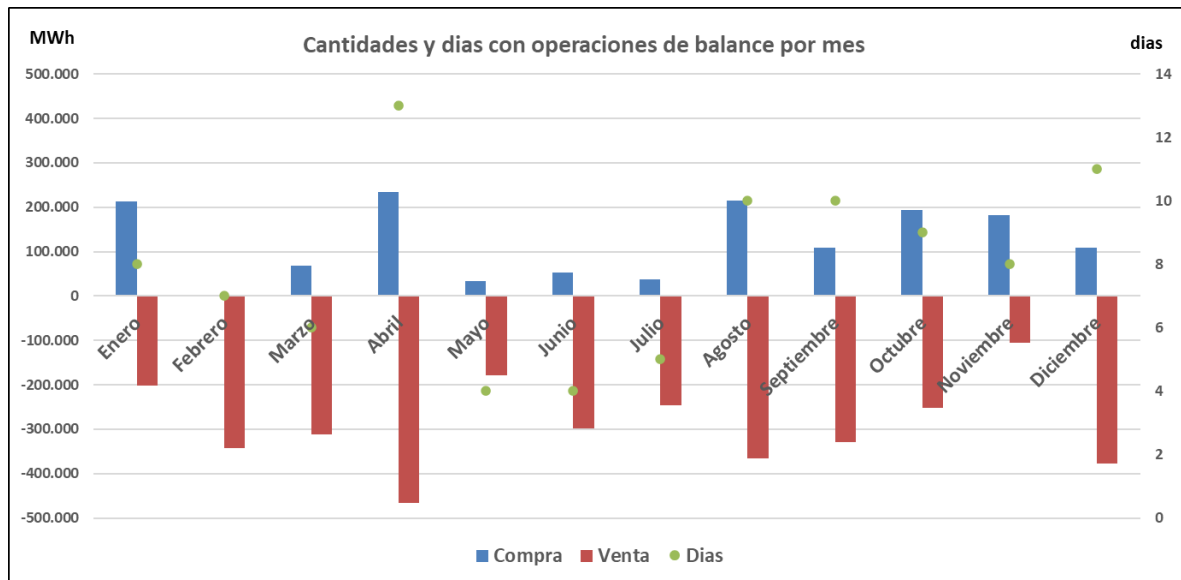


Figura 15. Volumen económico de las acciones de balance del GTS en 2022.

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 160 operaciones de compraventa que tuvieron lugar conforme a la normativa vigente a lo largo del año (contrasta con las 50 operaciones realizadas en el año anterior), fundamentalmente todas para la gestión de desbalances en TVB.

Las gestiones se distribuyeron uniformemente a lo largo del año, como se puede observar en la Tabla 6. De esta forma, se produjeron un total de 140 operaciones de compra, por un total de 201.385 MWh y 21.713.471 €, y 20 operaciones de venta, por un total de 294.059 MWh y 18.265.972 €. 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 tanque, de gestionar los desbalances positivos de los usuarios mediante la asignación de capacidad.

Gestión de balance del GTS en TVB y AVB 2022												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de operaciones	13	12	15	13	13	13	13	14	12	14	15	13
MWh Comprados	1.151	1.050	101.195	3.394	10.493	4.226	1.019	5.215	1.624	1.107	64.125	6.786
MWh Vendidos	187				7		13.206	16.438		45.523	97.314	121.384
Coste Total de compra (€)	97.023	87.935	14.519.321	293.262	865.757	370.434	137.254	788.666	207.605	64.494	3.665.625	616.095
Importe Total de venta (€)	12.622				518		1.669.654	2.627.308		2.021.866	5.124.454	6.809.551
Precio medio de compra del GTS (€/MWh)	84,29	83,75	143,48	86,41	82,51	87,66	134,69	151,23	127,84	58,26	57,16	90,79
Precio medio de venta (€/MWh) *	67,50				74,00		126,43	159,83		44,41	52,66	56,10

Tabla 6: Operaciones para la gestión de desbalances en TVB y AVB en el año 2022.

IX. Entradas / salidas en la red de transporte

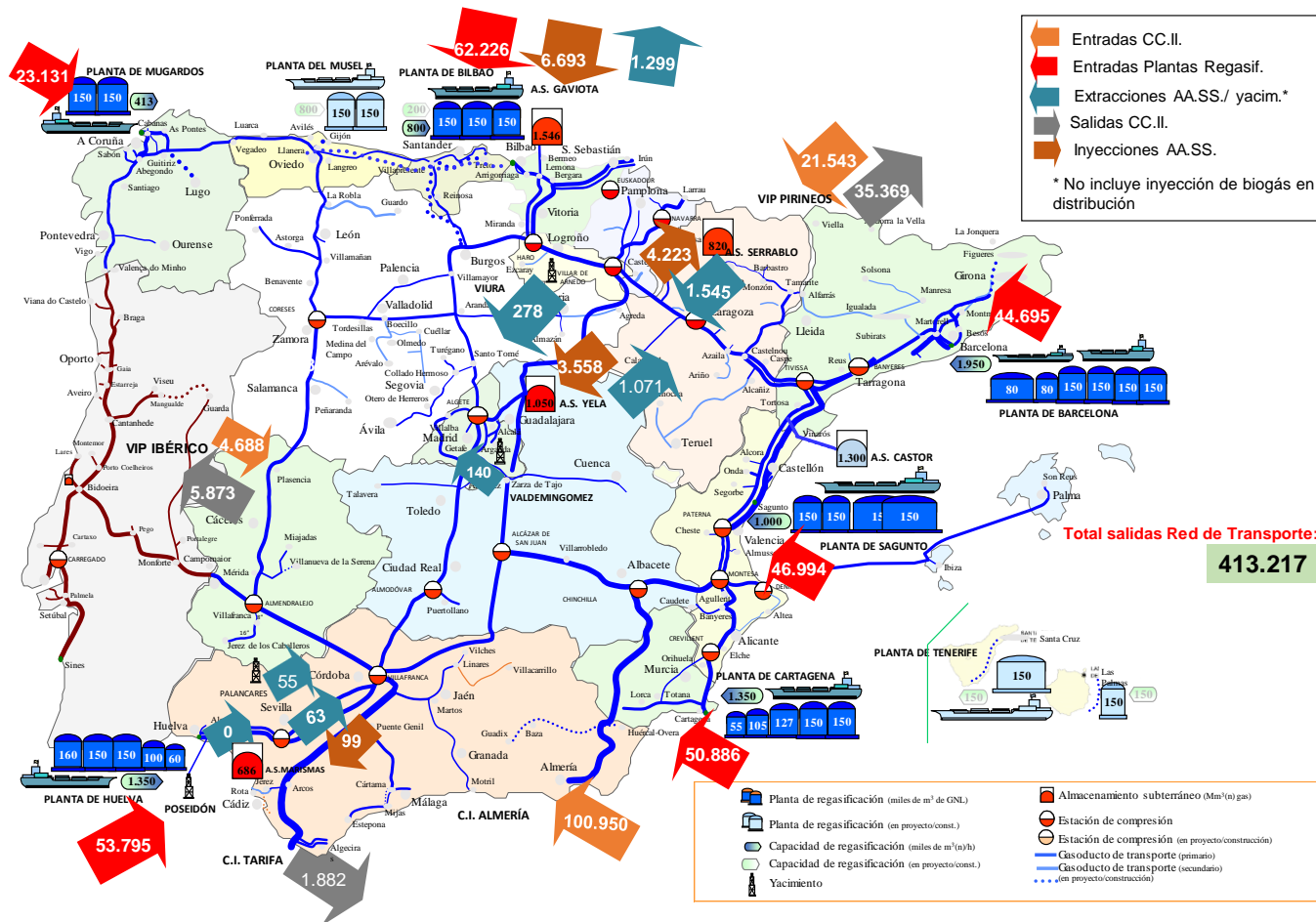


Figura 16. Entradas / salidas en la red de transporte 2022 (GWh).