

INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA. AÑO 2021

REF. IS/DE/005/22

23-06-2022

www.cnmc.es

Índice

A. Hechos relevantes	2
B. Demanda de gas	4
C. Entradas de gas al sistema y su gestión	6
D. Balance de entradas y salidas de gas y su gestión.	10
E. Nivel de existencias de gas en el sistema	11
F. Mínimos técnicos de las plantas de regasificación y su gestión	15
G. Notas de Operación	16
H. El balance del sistema	17
I. Entradas / salidas en la red de transporte	20
J. Conclusiones y recomendaciones	22

A. Hechos relevantes

Durante el año 2021, los hechos más relevantes relativos a la gestión técnica del sistema gasista son los siguientes:

Primero. Se aprobaron las Circulares de la CNMC 6/2021 (incentivos del Gestor Técnico del Sistema - GTS), 7/2021 (mermas) y 9/2021 (modificación de la Circular 8/2019 para la incorporación de mecanismos de gestión de congestiones).

Segundo. La demanda de gas aumentó un 5,1% respecto a 2020, con incrementos generalizados en todos los sectores: en el sector convencional (6,1 %), en el suministro mediante camión cisterna (9,2%) y en el consumo eléctrico (1,1%). Aun así, este aumento no ha alcanzado cifras similares de demanda alcanzadas en 2019. Cabe destacar el evento meteorológico extremo de ola de frío (borrasca Filomena), que tuvo lugar del 1 al 17 de enero, con un incremento extraordinario de demanda de 3,7 TWh respecto a la demanda prevista.

Tercero. La entrada de gas natural al sistema por gasoducto representó un 47,2% del valor total de entradas, mientras que el introducido por plantas de regasificación supuso el 52,8%; aumenta la proporción de entradas por conexiones internacionales con respecto al año anterior. La actividad de regasificación registró niveles inferiores a los del año 2020, con una disminución del 13,7% respecto a dicho periodo.

Cuarto. El número de buques que descargaron GNL en planta fue 254, lo que supone 46 buques menos que en la previsión inicial. Hubo 32 operaciones de recarga de GNL, entre cargas de buques, bunkering y puestas en frío, lo que supone una cifra récord en el sistema gasista.

Quinto. Se inyectaron 8.141 GWh en los AASS. Las existencias de GNL en plantas, a finales de diciembre de 2021, representaban el 69,6 % de su capacidad total.

Sexto. La capacidad de regasificación contratada alcanzó un valor medio de 562,4 GWh/día, bastante inferior a 2020, con un promedio anual de 29,4% con respecto a la capacidad técnica. La capacidad utilizada se situó en el 92,9% de media respecto de la capacidad contratada.

Séptimo. En VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató el 86,9% de la capacidad disponible, usándose el 43,3% de la capacidad contratada, mientras que en sentido exportador el nivel de contratación alcanzó el 56,8%, utilizándose el 29,5% de la capacidad contratada. Respecto a VIP Ibérico, disminuyeron mucho los niveles de contratación de exportación, hasta el 12% de la capacidad técnica, aunque mejoró mucho el nivel de uso, representando el 79,0% de lo contratado. En sentido importador, la contratación alcanzó el 15,9% de la capacidad técnica, con un factor de utilización del 76,5%.

Octavo. El 1 de noviembre de 2021 dejó de importarse gas de Argelia a través del gasoducto de Tarifa, tras la finalización del contrato de suministro

que abastecía a España y Portugal por este gasoducto. Desde esta fecha, el flujo por Tarifa pasó a ser cero, compensándose mediante buques de GNL y el aumento de las importaciones por el gasoducto de conexión con Argelia por Almería (Medgaz), que incrementó su capacidad técnica a finales de año. La cifra de contratación media en las entradas de gas desde Argelia por Tarifa se situó en el 46,6% de la capacidad técnica y en el 77,4% en Almería. Los factores de uso de la capacidad contratada aumentaron respecto del año anterior en ambas interconexiones, siendo del 87,2 % en Tarifa y el 92,9% en Almería.

B. Demanda de gas

La demanda de gas natural del año 2021 registró un aumento del 5,1% sobre el 2020, con incremento en todos los segmentos; la demanda convencional, sin tener en cuenta el suministro por cisternas, ascendió un 6,1%, en el sector eléctrico un 1,1% y la demanda atendida por cisternas un 9,2%. Aún así, no se llegaron a alcanzar las cifras de demanda del año 2019, como puede observarse en la figura 1.

Debe destacarse el incremento de demanda en 3.760 GWh que se produjo en el mes de enero de 2021, entre los días 1 y 17, respecto de los valores previstos, debido al paso de la borrasca Filomena. El frío extremo, con temperaturas más bajas de las últimas décadas, disparó la demanda convencional, alcanzándose el 12 de enero el máximo histórico (1.298 GWh).

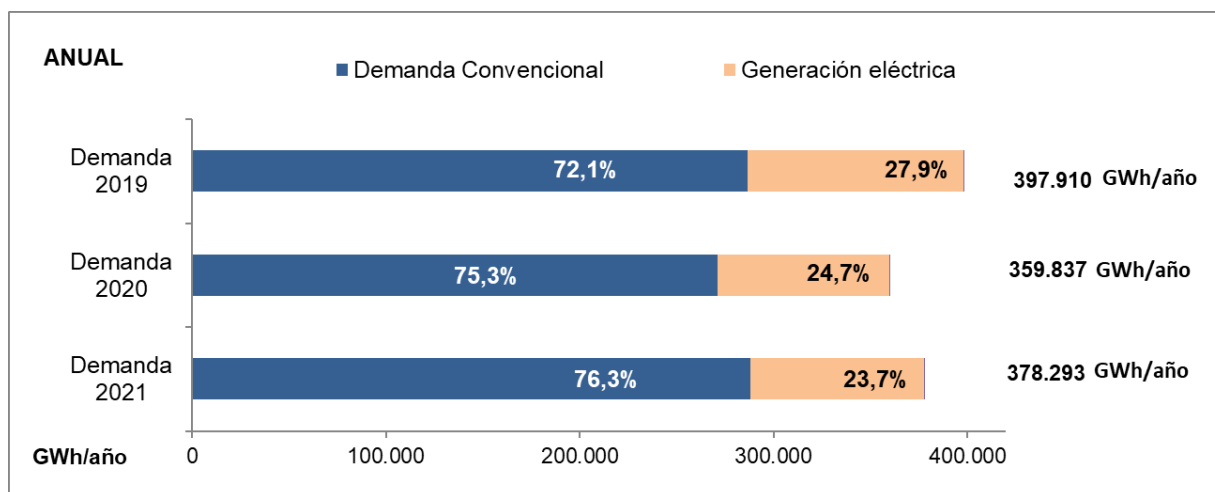


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda de los tres últimos años.

En relación con la demanda de generación eléctrica, en el año 2021 la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica alcanzó un valor promedio de 15,3% (inferior a 2020, cuando se situó en el 15,8%). Destacar la poca homogeneidad del aporte del gas a la producción eléctrica a lo largo del año, siendo en los primeros meses bajo y aumentando al final del año, con valores entre el 20% y el 27 %.

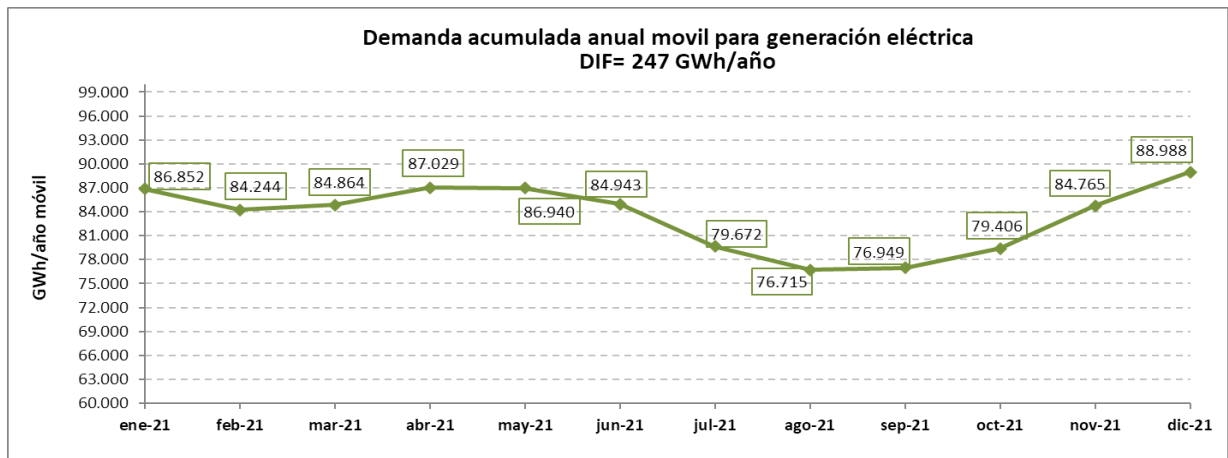


Figura 2. Acumulado anual de demanda para generación.

Como ya se ha indicado, la demanda convencional (incluyendo cisternas) registró un aumento respecto al año anterior, en total de 16.945 GWh.

La siguiente figura (Figura 3) muestra la demanda convencional acumulada sin considerar el suministro mediante camiones cisterna.

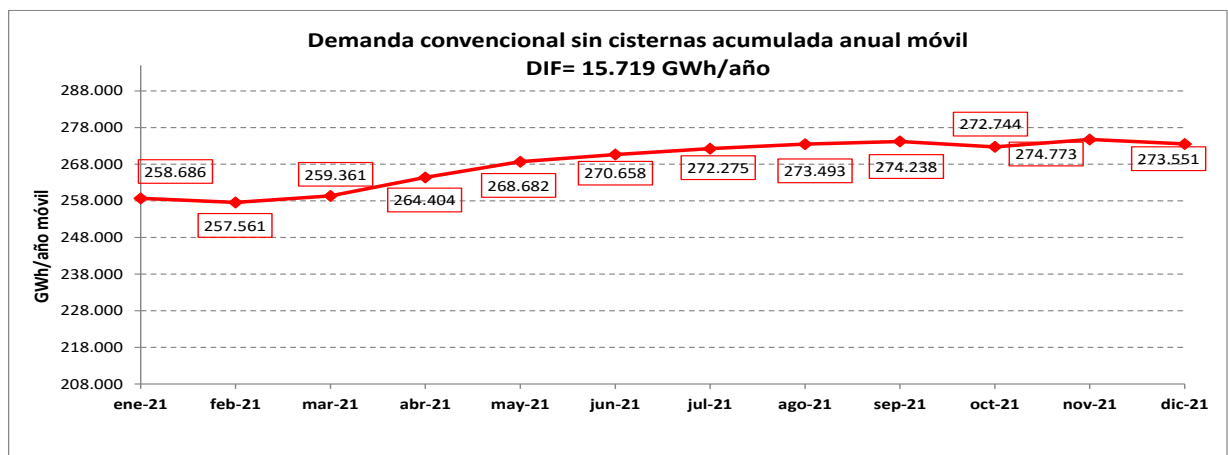


Figura 3. Acumulado anual de demanda convencional sin cisternas.

En cuanto a la demanda de gas natural atendida mediante cisternas, esta aumentó notablemente, un 9,2% respecto a 2020.

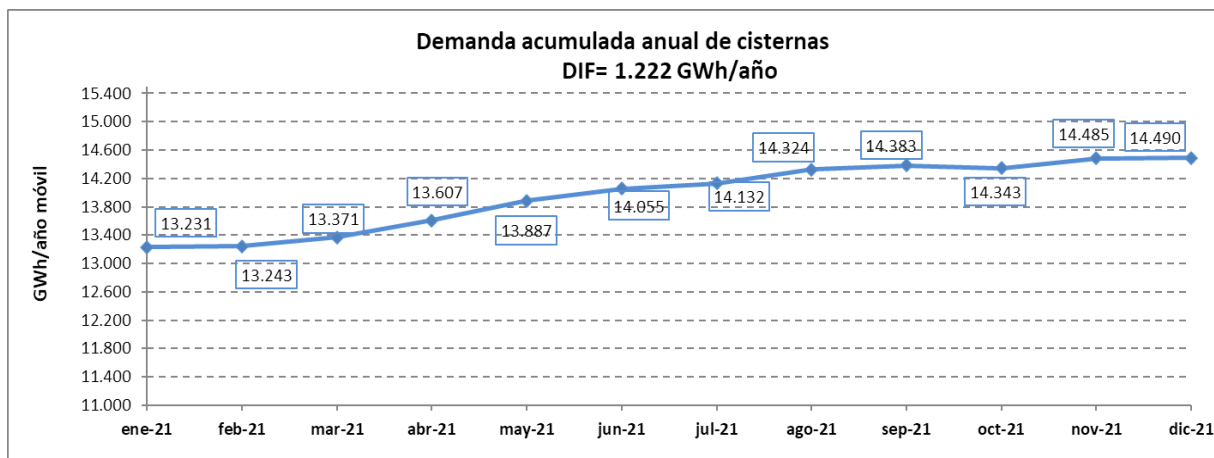


Figura 4. Acumulado anual de demanda de cisternas.

C. Entradas de gas al sistema y su gestión

En el año 2021, la entrada de gas por gasoducto alcanzó el 47,2% del valor total de entradas, mientras que el introducido por planta de regasificación representó el 52,8%. Se observa, por tanto, un cambio en la tendencia de suministro con respecto a los dos últimos años, donde la entrada de GNL fue superior. En 2021 se alcanza casi un equilibrio entre los dos tipos de suministro, GNL y gas, aun teniendo en cuenta el cierre del gasoducto de Tarifa a partir del mes de noviembre.

La actividad de regasificación este año registra niveles inferiores a los del año anterior, con un descenso del 13,7%. Desde el 1 de abril de 2020 la regasificación constituye un servicio deslocalizado, de manera que la capacidad contratada por el usuario no hace referencia a una planta concreta, y es el GTS el que señala a los operadores de las plantas las cantidades a regasificar, según el uso que los usuarios quieran hacer del servicio contratado y la mejor optimización de la operación y eficiencia del sistema gasista en su conjunto.

El factor de utilización máximo de las entradas respecto a la capacidad total tuvo lugar el 30 de noviembre, siendo del 52,7%, con 1.627,2 GWh/d. El día de mayor demanda fue el mismo 30 de noviembre, con 1.736,1 GWh/d.

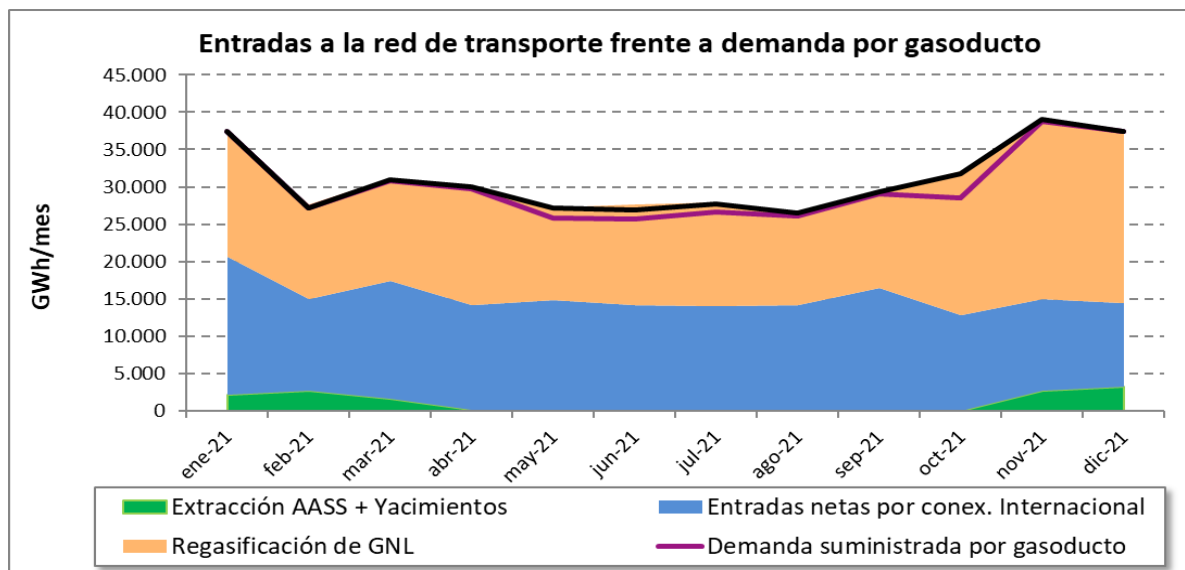


Figura 5. Entradas netas de GN y de GNL frente a la demanda de gas natural¹.

La cantidad de GNL descargada netamente alcanzó los 210.614,9 GWh, un 8,1% inferior al año 2020, debido en parte al elevado incremento en las operaciones de recarga, bunkering y puestas en frío, que representan un total de 17.041,9 GWh (el año anterior fueron 985,6 GWh).

El número de buques que descargaron GNL en el periodo analizado fue de 254, lo que significa 46 buques menos que la previsión realizada. Como se puede observar en la figura Figura 6 en 2021 las descargas de buques se siguen distribuyendo más uniformemente entre las distintas plantas de GNL que con anterioridad al tanque único. A este respecto debe remarcarse el uso extensivo que se realizó durante el 2021 de la flexibilidad de los slots definida en la Circular 8/2019, tanto para la modificación de fecha como de planta de descarga/carga, llegando a realizarse más de 760 modificaciones.

En lo relativo a las recargas a buques desde las plantas, se realizaron 52 operaciones, valor récord en el sistema, contrastando con las 26 operaciones del 2020 (además en 2020 solo una recarga fue de más de 150 GWh). Los meses de 2021 donde se cargó más GNL fueron julio, agosto y septiembre.

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.

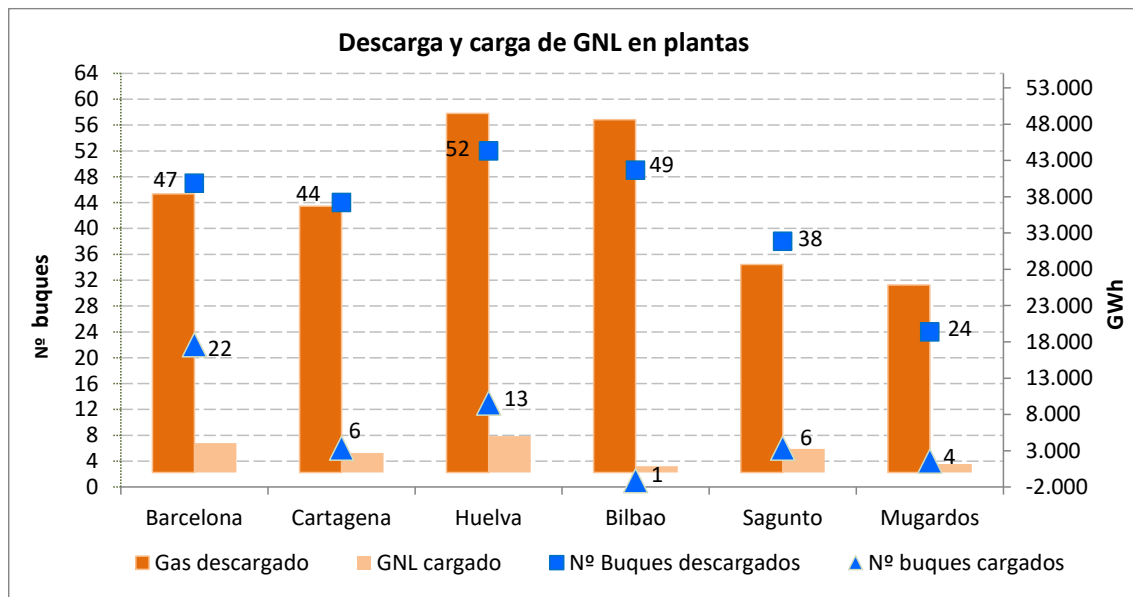


Figura 6. Descarga y carga de GNL en el año 2021.

La capacidad de regasificación contratada media en 2021 se situó en 562,4 GWh/d, con un valor máximo de contratación de 1.190,6 GWh/d (siendo la capacidad técnica máxima de regasificación en 1.916,0 GWh/d) y un valor mínimo de 411,9 GWh/d. En cuanto al uso de la capacidad contratada, la nominación media alcanzó la cifra de 522,7 GWh/d. El promedio de uso de la capacidad contratada fue del 92,9 %. Tal como representa la Figura 7, el uso de la capacidad de regasificación también se distribuye más uniformemente entre las distintas plantas comparado con el periodo regulatorio anterior a la Circular 8/2019.

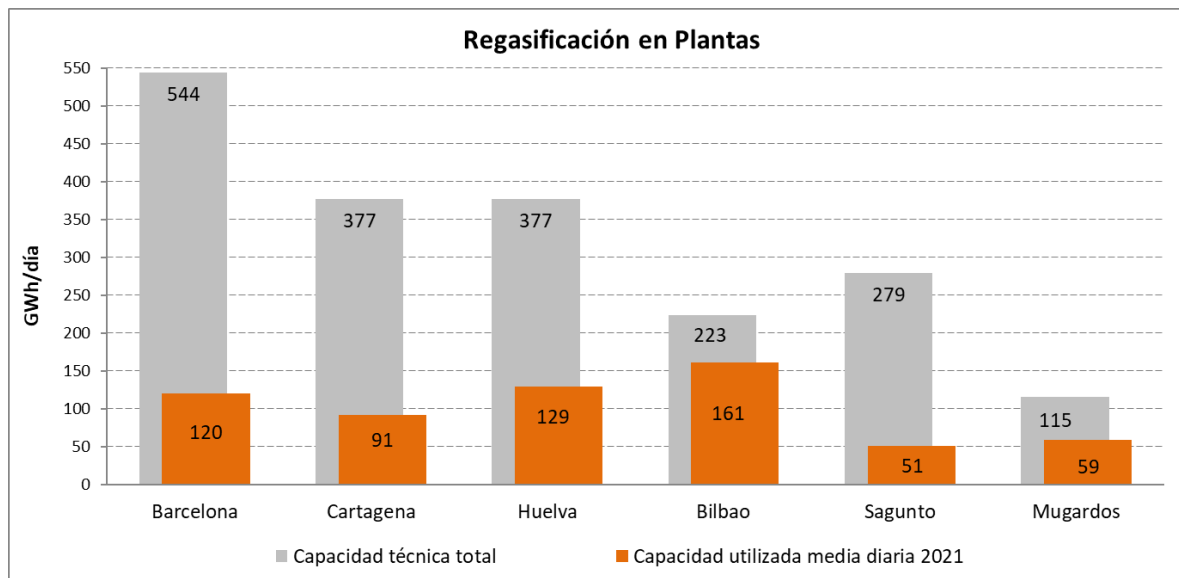


Figura 7. Contratación de capacidad de regasificación y utilización en plantas en el año 2021.

Las conexiones internacionales por gasoducto presentan diferentes niveles de contratación.

En VIP Ibérico, en el año 2021, se mantuvieron unos niveles de contratación de salida muy bajos, en torno al 12,0% de la capacidad técnica, utilizándose un 79,0% de lo contratado. En sentido entrada a España se contrató un 15,9% de la capacidad disponible, con un porcentaje de uso del 76,5%. El sentido de flujo de la interconexión con Portugal ha variado a lo largo del periodo entre importación y exportación, con un volumen neto de exportación en 2021 de 1.430,2 GWh.

En VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató el 86,9% de la capacidad técnica, porcentaje superior a 2020. Además, el factor de uso de las entradas de gas por Francia se situó en el 43,3% de la capacidad contratada. En sentido exportador, la contratación se mantuvo en el 56,8% de la capacidad técnica (muy similar al año anterior), con un factor de utilización del 29,5%, cantidad muy superior a otros años. Durante 2021, el flujo fue mayoritariamente importador, arrojando un saldo neto de 17.106,1 GWh. No obstante, se observa un aumento de las exportaciones de gas a Francia, con un registro máximo de 110,6 GWh exportados en un día (como se puede ver en la Figura 8, entre los meses de febrero y julio el flujo fue netamente exportador).

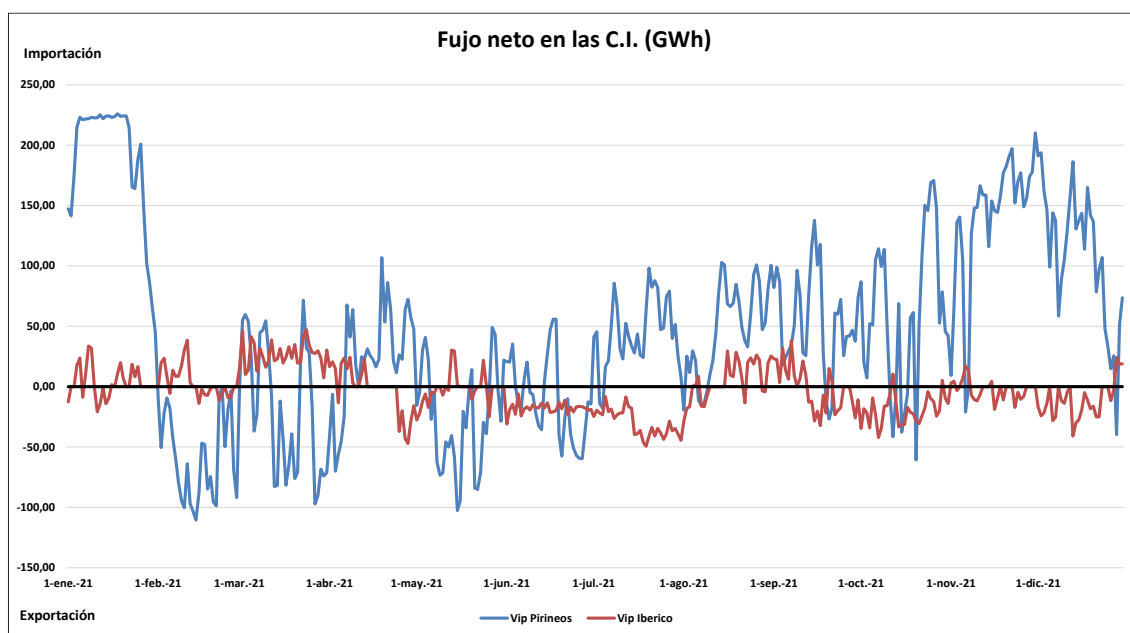


Figura 8. Flujo neto en las conexiones internacionales con Europa (VIP Ibérico y VIP Pirineos).

El 1 de noviembre de 2021 dejó de importarse gas de Argelia a través del gasoducto de Tarifa, tras la finalización del contrato de suministro con Argelia de las contrapartes española y portuguesa. Desde entonces, el flujo por Tarifa pasó a ser cero, compensándose mediante buques de GNL y el aumento de las importaciones por el gasoducto de conexión con Argelia por Almería (Medgaz), que además incrementó su capacidad técnica a finales de año.

Aun así, las entradas de gas desde Argelia por los gasoductos de Tarifa y Almería presentan cifras de contratación superiores a los VIPs. La contratación de Tarifa se situó en el 46,6% de la capacidad técnica, aumentando el factor de

utilización hasta el 87,2% de la capacidad contratada. En Almería, la contratación también creció respecto al año anterior, hasta el 77,4%, presentando un factor de uso del 92,9%, también mayor que en 2020. Cabe señalar el aumento de la capacidad técnica del gasoducto Medgaz hasta los 344 GWh/d, desde los 294 GWh/d.

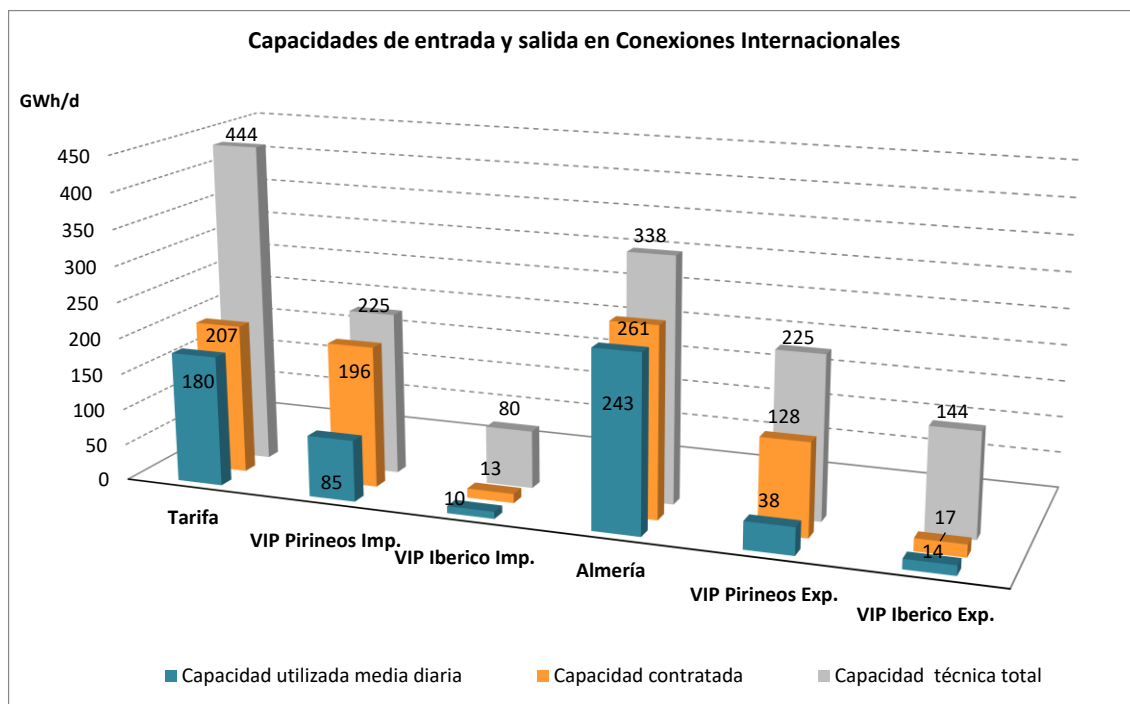


Figura 9. Contratación en las conexiones internacionales en el año 2021.

D. 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 2021 y su variación sobre los valores inicialmente previstos.

	2021		% Δ sobre previsto
	GWh	% sobre el total de E. Netas	
Regasificación	190.526	52,1%	-12,9%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	170.234	46,5%	37,9%
Extracción neta Almacenamientos	4.555	1,2%	-43,6%
Producción Yacimientos + Biogás	487	0,1%	74,2%
Total entradas	365.803		9,1%

Tabla 1. Entradas de gas en la red de gasoductos y variación sobre previsto en el año 2021.

En la Tabla 2 se muestra el balance de entradas y salidas de gas en 2021, que arroja un saldo positivo de 1.987 GWh.

ENTRADAS	GWh/año	SALIDAS	GWh/año
Regasificación	190.526	Demanda gasoducto	363.385
Importaciones C. Internacionales	188.984	Exportaciones C. Internacionales	18.750
Extracción AASS	12.696	Inyección AASS	8.141
Producción Yacimientos + biogás	487	Inyección Yacimientos	0
Total entradas Red de transporte	392.693	Total salidas Red de transporte	390.706
BALANCE RED DE TRANSPORTE	392.693– 390.706= 1.987		

Tabla 2. Balance entradas / salidas de la red de transporte en el año 2021.

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

	Dic 2021 (GWh)	Dic 2020		Dic 2019	
		GWh	%Δ Dic21-Dic20	GWh	% Δ Dic21–Dic19
Gas útil AASS	22.643	27.369	-17,3%	30.402	-25,5%
Plantas regasificación	15.803	10.245	54,3%	16.192	-2,4%
Red de Transporte	2.920	2.822	3,5%	2.846	2,6%
Total	41.366	40.436	2,3%	49.440	-16,3%

Tabla 3. Existencias finales en 2021 y variación de las mismas sobre periodos anteriores.

E. Nivel de existencias de gas en el sistema

Al final del año 2021, las existencias de gas en el sistema gasista se repartieron de la siguiente forma: un 38,2% en plantas de regasificación, un 54,7% en almacenamientos subterráneos (AASS) y un 7,1% en la red de gasoductos (*linepack*).

A lo largo del año se inyectó gas en los almacenamientos subterráneos por una cantidad total acumulada de 8.141 GWh.

Las existencias en plantas de GNL a finales de diciembre representan el 69,6% de su capacidad total.

El nivel de existencias del año 2021 se tradujo en una autonomía promedio de 40 días respecto a la demanda registrada.

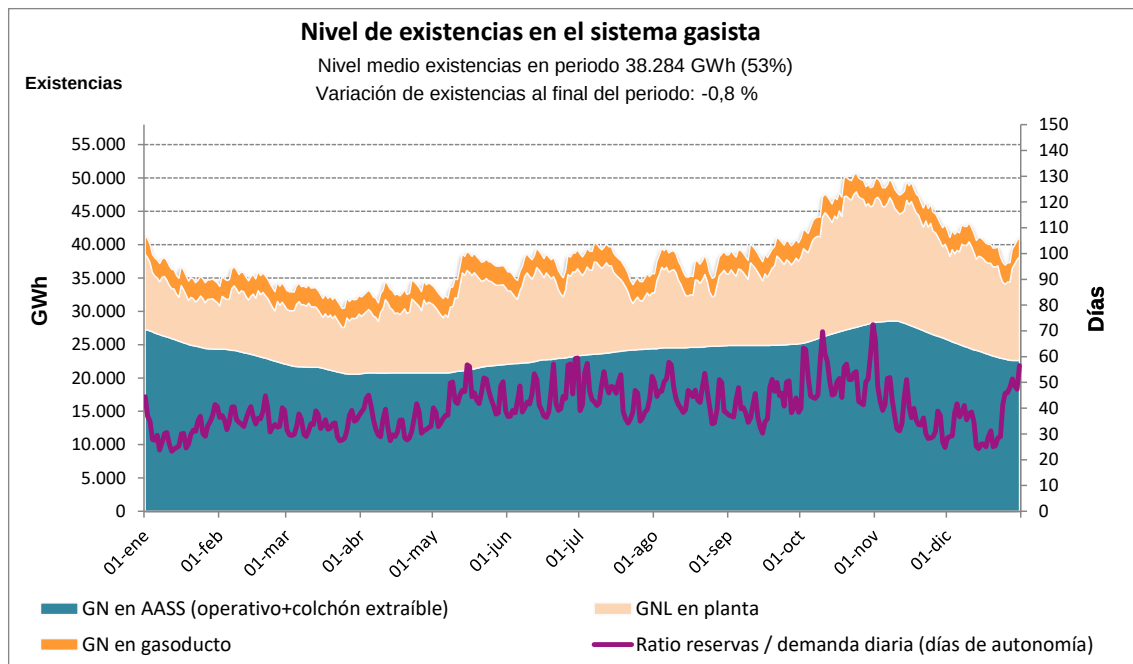


Figura 10. Variación de existencias en el sistema.

Al comparar los niveles de existencias el 31 de diciembre del 2021 respecto a la misma fecha de 2020, se aprecia una disminución de estas en los almacenamientos subterráneos del 17,3 %, mientras que en las plantas de regasificación y en gasoducto se produjo un aumento del 54,3% y 3,5% respectivamente.

A finales del 2021, los almacenamientos subterráneos mantenían unas existencias totales (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) de 52.398 GWh, si bien el gas útil (gas colchón extraíble y gas operativo) se situó en 22.643 GWh.

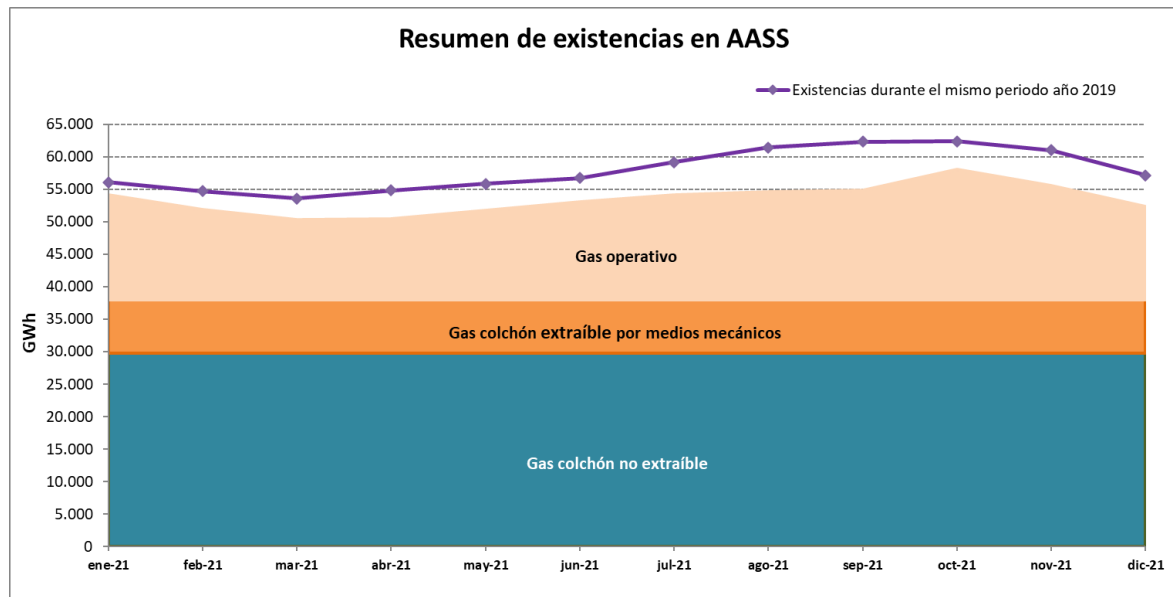


Figura 11. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

La contratación de almacenamiento en TVB alcanzó un valor medio de 15.526 GWh/d, lo que supone un 68,8 % respecto de la capacidad técnica, con un máximo de 20.985 GWh/d en el mes de noviembre (93,0%).

A continuación, se representa la variación de existencias de GNL en cada una de las plantas de regasificación en el año 2021.

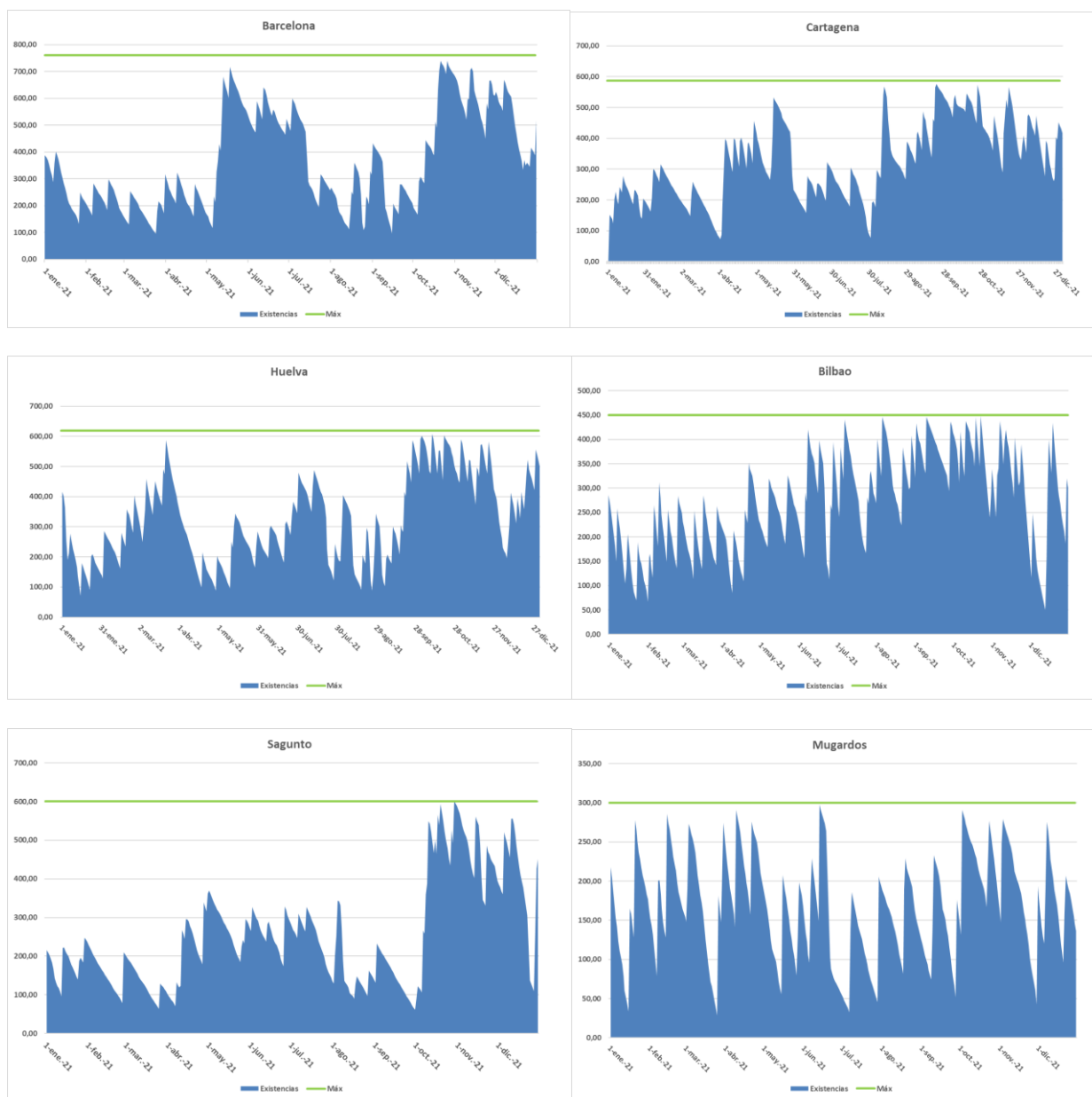


Figura 12. Existencias de GNL en plantas de regasificación.

Como ya se observaba el año anterior, 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 2021. En determinados periodos de finales de octubre y noviembre de 2021, la capacidad de almacenamiento en TVB ha estado en máximos muy cercanos al 90%, llegando a producirse primas en las subastas de adjudicación de capacidad de almacenamiento en varios días. Además, se detectan llenados muy próximos al 100% en determinados días de octubre y noviembre en plantas concretas.

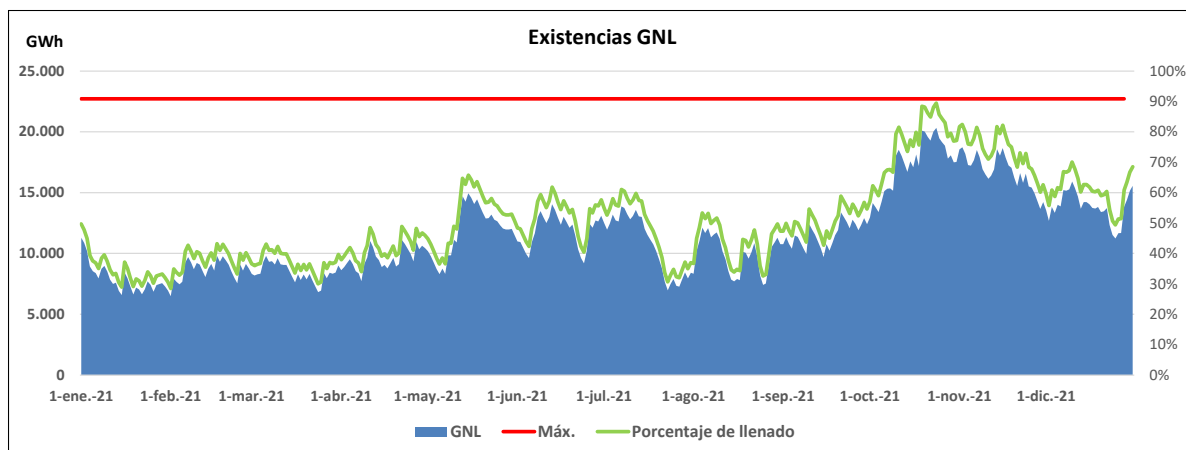
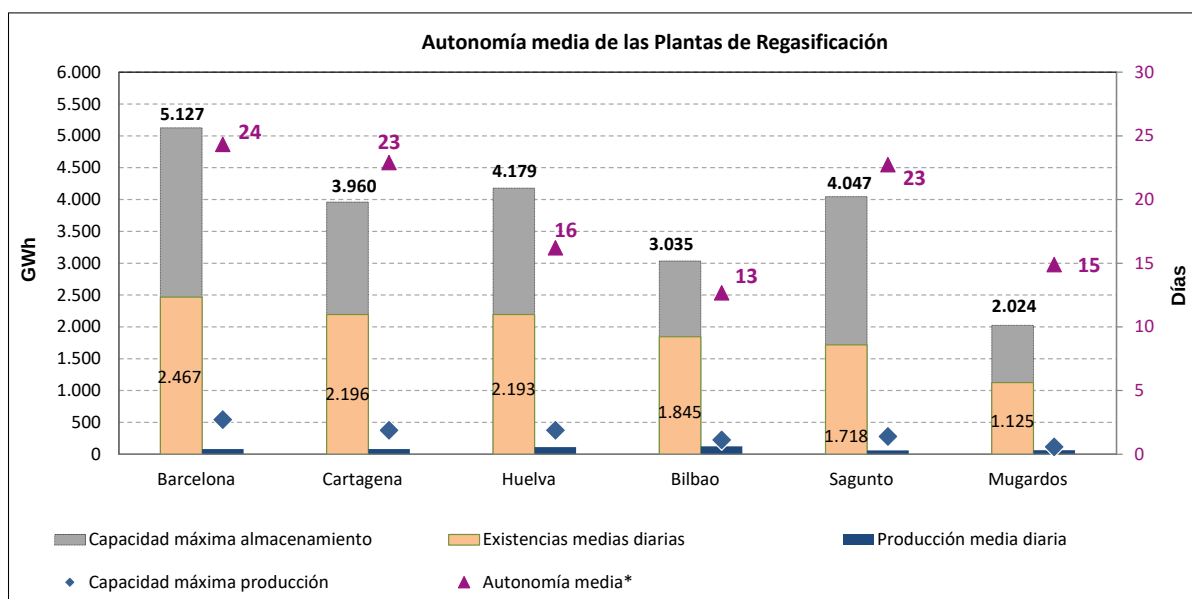


Figura 13. Existencias GNL en TVB.

La autonomía media de las plantas de regasificación en el año 2021 fue de 18 días en relación con su producción real, aumentando con respecto a 2020.



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

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

F. 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, así como los días que cada una de ellas ha operado por debajo de dichos mínimos técnicos durante el año 2021.

En este año, como ya se ha indicado, la actividad de regasificación disminuyó respecto a 2020, pero la aplicación de la Circular 8/2019, que define la

regasificación como un producto deslocalizado² y la creación del TVB favorece una distribución más homogénea de la descarga de buques de GNL y del gas regasificado entre plantas, disminuyendo los días en que alguna de las mismas tuvo que operar por debajo del mínimo técnico. Así, en el año 2021, el número total de días en los que se operó por debajo del mínimo técnico representó solo el 5,1% de los días del año (en comparación con el 6,4% del 2020 y el 38,4% del 2019).

Plantas	Mínimo Técnico (GWh/día)	Días por debajo del mínimo técnico			
		2021	% días	2020	% días
Barcelona	42	9	2,5%	0	0,0%
Cartagena	35	27	7,4%	5	1,4%
Huelva	25	0	0,0%	0	0,0%
Bilbao	34	0	0,0%	0	0,0%
Sagunto	33	58	15,9%	113	31,0%
Mugardos	32	18	4,9%	23	6,3%
TOTAL		112	5,1%	141	6,4%

Tabla 4. Mínimo técnico y días en los que la planta está por debajo del mínimo técnico en el año 2021.

G. Notas de Operación

Durante el 2021 el GTS emitió un total de 6 notas de operación, además de la continuación de la nota emitida en diciembre de 2020 en relación con la ola de frío que se extendió hasta mediados de enero de 2021.

Los motivos principales de la publicación de dichas notas fueron los siguientes;

- Olas de frío, que incrementaron la demanda con respecto a la demanda prevista, destacando la borrasca Filomena.
- Desvío de buques, debido a cancelaciones con preavisos muy cortos de descargas programadas, que obligaron a desviar buques para mantener los niveles y la regasificación en las plantas afectadas.
- Reducciones de las obligaciones de mantenimiento de GNL del Plan Invernal, conforme a las previsiones meteorológicas y de demanda.
- Publicación de la regla transitoria para la aceptación de cargas de GNL de planta a buque en el corto plazo en periodo invernal.
- Reducciones de capacidades en el almacenamiento subterráneo de Marismas debido a trabajos de mantenimiento para aumentar la capacidad de inyección y extracción del almacenamiento.

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.

H. El balance del sistema

Durante el año 2021, el GTS ha realizado acciones de balance en PVB 95 días, un 18,8% más que en 2020, con operaciones en 80 días.

A lo largo de 2021, en PVB los usuarios han estado, tanto cortos, como largos de gas, lo que dio lugar a que el GTS tuviera que realizar unas veces compras y otras ventas para equilibrar la red de transporte. No obstante, el saldo final del año fue negativo, es decir, los volúmenes de venta del GTS fueron mucho más altos que los de compra (en general los usuarios fueron largos de gas), con un saldo anual neto de 845.717 MWh vendidos.

En concreto, en 2021 se produjeron acciones de balance de compra de un total de 1.515.955 MWh, por valor de 105.409.374€, y acciones de venta de un total de 2.361.672 MWh, por valor de 116.193.442 €. Debe señalarse que, en este año, tanto las acciones de balance de venta, como el volumen de las mismas, han sido significativamente superiores al año anterior. Así, en 2020 el GTS vendió 932.842 MWh, por un valor de 13.118.232 € (un 253% menos en cuanto a cantidad y un 886% menos en valor económico con respecto a 2021). El gran aumento del valor de las operaciones se debe más al incremento de los precios en el mercado organizado en 2021 que al volumen de las operaciones.

	Acciones de Balance del GTS en PVB 2021											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de días con acciones de balance	21	9	4	11	5	3	4	4	8	9	7	10
MWh Comprados por GTS	410.505	0	53.338	182.150	35.000	0	59.470	128.221	50.668	151.033	278.088	167.432
MWh Vendidos por GTS	448.035	264.021	0	120.552	192.913	114.087	29.135	104.201	208.525	409.204	85.200	385.799
Coste Total de compra (€)	19.750.430	0	1.003.692	3.972.552	946.750	0	2.219.450	6.402.258	4.242.806	14.616.456	25.573.683	26.681.297
Importe Total de venta (€)	9.444.335	4.317.545	0	2.311.421	4.453.161	3.177.548	1.116.781	4.358.055	13.762.860	33.463.336	6.104.972	33.683.427
Precio medio de acciones balance de compra del GTS (€/MWh)	48,11	0	18,80	21,81	27,05	0	37,32	49,93	83,74	96,78	91,96	159,36
Precio medio ponderado producto intradiario en Mibgas cuando el GTS compra (€/MWh)	46,14	0	18,87	21,79	26,40	0	37,42	49,69	83,11	96,71	91,32	160,09
Precio medio de acciones de balance de venta del GTS (€/MWh)	21,08	16,35	0	19,17	23,08	27,61	38,33	41,82	66	81,78	71,65	87,31
Precio medio ponderado producto intradiario en Mibgas cuando el GTS vende (€/MWh)	21,20	16,46	0	19,31	23,23	28,83	38,49	41,88	66,20	81,81	72,09	87,20

Tabla 5. Acciones de balance en PVB realizadas por el GTS en el año 2021.

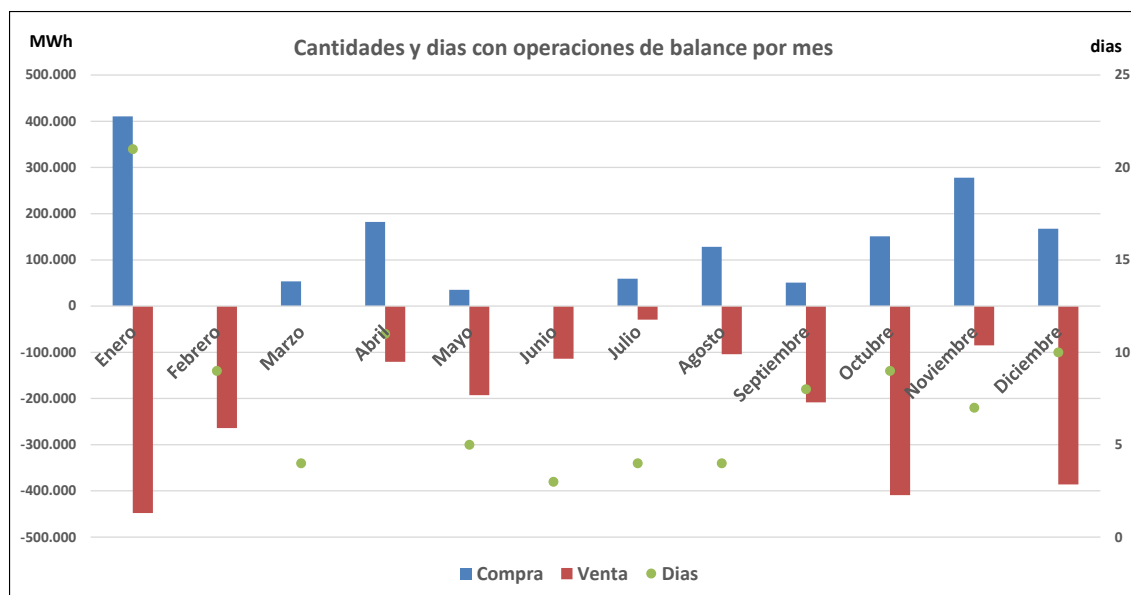


Figura 15. Volumen económico de las acciones de balance del GTS en 2021.

Comparando el precio medio de las acciones de balance que publica el GTS en su página web (Tabla 5) con el precio medio ponderado del producto intradiario los días que el GTS acude al mercado a realizar acciones de balance, se observa que, en general, las operaciones de compra del GTS siempre son a un precio superior y las de venta a un precio inferior. En alguna ocasión, estas diferencias rozan los 2 euros.

En cuanto a las operaciones para la gestión de desbalances en TVB/AVB, de conformidad con los artículos 7 y 8 de la Circular 2/2020 de la CNMC, el GTS realizó 50 operaciones de compraventa a lo largo del año, que tuvieron lugar en PVB, conforme a lo que establece la normativa vigente. De estas 50, 40 ocurrieron a partir del mes de octubre. Esto responde fundamentalmente que el 1 de octubre de 2021 entró en vigor la Circular 6/2021, de la CNMC, por la que se establecen los incentivos del GTS y la afección a su retribución. Esta circular contiene un incentivo a que el GTS gestione los desbalances de los usuarios en TVB/AVB lo antes posible, y siempre dentro del periodo que comprende los 5 días posteriores al que se produce el desbalance. Además, contribuyó el alto nivel de llenado de los tanques, que obliga a la gestión de los desbalances positivos como ventas en PVB en el mercado organizado, en lugar de mediante contratación del acceso.

Para los desbalances de los usuarios en TVB/AVB el GTS realizó un total de 36 operaciones de compra, por un volumen de 20.025 MWh y un valor de 1.212.996 €, y 14 operaciones de venta, por un volumen de 49.631 MWh y un valor de 4.131.722 €. Todas estas operaciones de compraventa realizadas por el GTS para la gestión de desbalances en TVB/AVB responden a desbalances de los usuarios en TVB; no se dieron desbalances de usuarios en AVB.

	Gestión de Desbalances del GTS en TVB y AVB 2021											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de operaciones	1	1	1	1	1	1	0	0	4	13	13	14
MWh Comprados	127	0	0	0	709	2.000	0	0	13.889	372	1.507	1.421
MWh Vendidos	0	654	269	428	0	0	0	0	0	13.556	22.917	11.807
Coste Total de compra (€)	2.873	0	0	0	17.843	63.600	0	0	787.685	36.977	141.746	162.272
Importe Total de venta (€)	0	10.333	4.842	9.630	0	0	0	0	0	1.162.689	1.831.940	1.112.288
Precio medio de compra del GTS (€/MWh)	22,62				25,17	31,80			56,71	99,40	94,06	114,20
Precio medio venta del GTS (€/MWh)		15,80	18,00	22,50						85,77	79,94	103,79

Tabla 6. Operaciones de balance realizadas por el GTS en TVB/AVB en el año 2021.

I. Entradas / salidas en la red de transporte

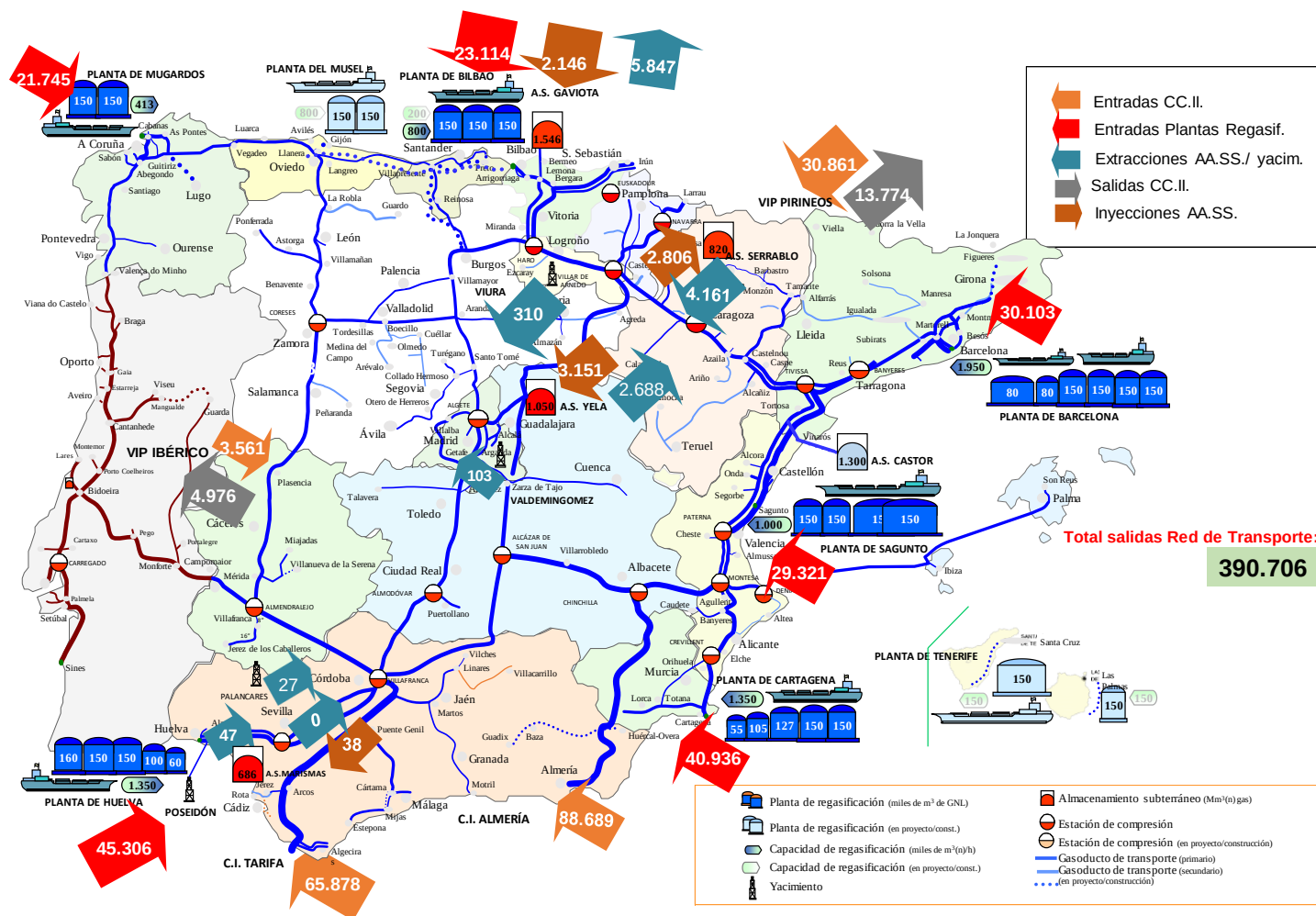


Figura 16. Entradas / salidas en la red de transporte 2021 (GWh).

J. Conclusiones y recomendaciones

Primero. La situación de incremento de demanda excepcional causada por el temporal Filomena a principios de enero, hasta un total de 3,9 TWh por encima de la demanda prevista para ese mes, se resolvió sin incidencia significativa en la atención a la demanda, con la excepción del suministro a algunas plantas satélite debido al cierre de carreteras (que impidió la circulación de los camiones cisterna) y no por la falta de gas. Esto ha puesto de manifiesto la resiliencia del sistema gasista español.

Segundo. El alto precio del gas en los mercados internacionales en los últimos meses de 2021 propició que a finales de diciembre de 2021 las existencias que los agentes mantenían en los almacenamientos subterráneos presentaran niveles significativamente inferiores a los del año anterior (un 17,3% menor).

Tercero. Durante 2021 se produjo un alto consumo del gas de operación necesario para la correcta operación del sistema, debido fundamentalmente a dos factores:

- El cierre de la conexión internacional de Tarifa a partir del 1 de noviembre de 2021.
- El alto nivel de llenado de los tanques de GNL a partir de octubre, que obligaron a una relocalización física de las existencias de GNL hacia los almacenamientos subterráneos de hasta 2,3 TWh con objeto de poder cumplir con los compromisos de descarga de GNL adquiridos.

Este mayor consumo, junto con el contexto de altos precios en el mercado organizado, dieron lugar a un coste récord del gas de operación en 2021, muy por encima del coste de años anteriores. Sería necesario, por tanto, analizar posibles soluciones que minimicen el coste en gas de operación.

Cuarto. Las operaciones de recarga, bunkering y puestas en frío marcaron un máximo histórico en el sistema gasista español en 2021, potenciadas por el establecimiento de unos peajes reducidos, en vigor desde octubre de 2021. A este incremento contribuye significativamente la gestión conjunta de las plantas de regasificación (tanque virtual de balance) que trata el almacenamiento de todas las plantas de GNL como si se trataran de una sola y permite el intercambio/comercio de GNL entre agentes independientemente de las terminales en las que se produzca la descarga y la carga del GNL intercambiado/comerciado.

Quinto. El coste de las acciones de balance del GTS para la gestión de desbalances en PVB, en general mayor que el precio de las transacciones ocurridas entre agentes cuando el GTS compra, y menor cuando vende, hacen plantearse la conveniencia de que el GTS anuncie con anterioridad su participación en el mercado organizado a la vista del grado de desarrollo del mercado organizado y su nivel de liquidez.