



CNMC

**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**INFORME DE SUPERVISIÓN DE
LA GESTIÓN TÉCNICA DEL
SISTEMA GASISTA**

AÑO 2020

Expediente IS/DE/005/20

30 de septiembre de 2021

Índice

A. Hechos relevantes	3
B. Demanda de gas	4
C. Entradas de gas al sistema y su gestión	5
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. El balance del sistema	16
H. Entradas / salidas en la red de transporte.	19
I. Notas de Operación	20
J. Normativa aprobada	20

A. Hechos relevantes

Los hechos más relevantes relativos a la gestión técnica del sistema gasista durante el año 2020 son los siguientes:

- Primero. La emergencia sanitaria en 2020 causada por la covid-19 ha marcado el descenso en la demanda de gas, que disminuyó un 9,6% respecto a 2019 (el consumo del sector eléctrico descendió un 19,9,2% y el consumo del sector convencional un 5,6%), si bien aumentó la demanda de cisternas (+6,4%).
- Segundo. El 1 de abril entraron en vigor las Circulares 8/2019 y 2/2020 de la CNMC, sobre el acceso y asignación de capacidad en las instalaciones gasistas, y las normas de balance de gas natural. El principal cambio que establecen afecta al modelo de acceso y gestión de las plantas de regasificación, introduciendo los servicios deslocalizados (regasificación, almacenamiento de GNL y licuefacción) y creando un Tanque Virtual de Balance (TVB), que agrupa la capacidad de almacenamiento del conjunto de plantas del sistema. Esto supone un cambio en la contratación y operación de estas instalaciones.
- Tercero. La entrada de gas al sistema por gasoducto representó un 37,3% del valor total de entradas, mientras que el gas introducido por plantas de regasificación supuso un 62,7%, manteniendo la tendencia incremental del GNL de años anteriores. La actividad de regasificación registra niveles inferiores a 2019, con una disminución del 3,1%.
- Cuarto. El número de buques que descargaron GNL en planta fue 238, lo que supone 31 buques menos que la cifra prevista inicialmente. También hubo 26 operaciones de recarga, bunkering y puesta en frío, un número muy superior a años anteriores.
- Quinto. Se inyectaron 9.589 GWh en los AASS; las existencias de GNL en plantas, a finales de diciembre de 2020, representaban el 44,4% de su capacidad total.
- Sexto. La capacidad de regasificación contratada alcanzó un valor medio de 730 GWh/día, un promedio del 36,7% de la capacidad disponible, inferior al año anterior. A su vez, la capacidad utilizada se situó en el 81,2% de media respecto de la capacidad contratada, con una media de regasificación diaria de 603 GWh/d.
- Séptimo. En el VIP Pirineos, en sentido importador se contrató el 85,2% de la capacidad disponible, usándose el 48,8% de esta, mientras que en sentido exportador el nivel de contratación alcanzó el 56,3%, utilizándose el 12,2%. Respecto al VIP Ibérico, el nivel de contratación de salida fue un 66,9%, con una utilización del 17,9% de lo contratado. En sentido de entrada, la contratación alcanzó un 11,0% de la capacidad disponible, con un factor de utilización del 58,1%. La cifra de capacidad contratada en las entradas de gas desde Argelia por Tarifa fue del 42,8% de la capacidad técnica, mientras que en Almería supuso el 69,5%. Los factores de uso de la capacidad contratada fueron del 58,8 % en Tarifa y del 72,5% en Almería.

B. Demanda de gas

La demanda de gas del año 2020 registró un descenso del 9,6% sobre los valores de 2019, debido a la disminución de la demanda en el sector convencional (-5,6%) y en el sector eléctrico (-19,9%), aun con el aumento de la demanda atendida por cisternas (+6,4%). No obstante, se observa una ligera recuperación de la demanda en los últimos meses del año.

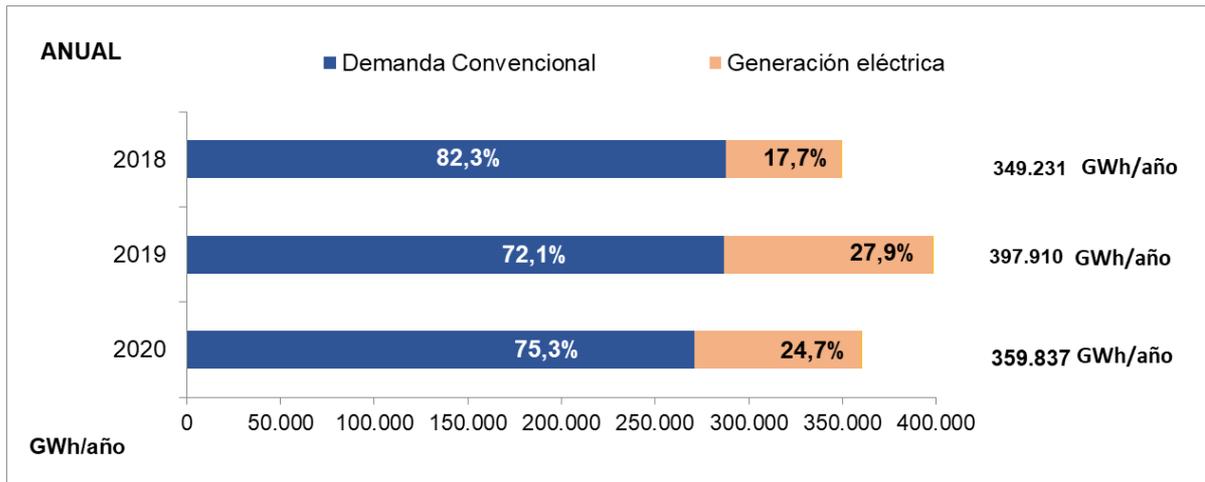


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en 2020.

En relación con la demanda de generación eléctrica, en el año 2020 la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica alcanzó un valor promedio de 15,8% (inferior al año anterior, cuando se situó en el 20,8%).

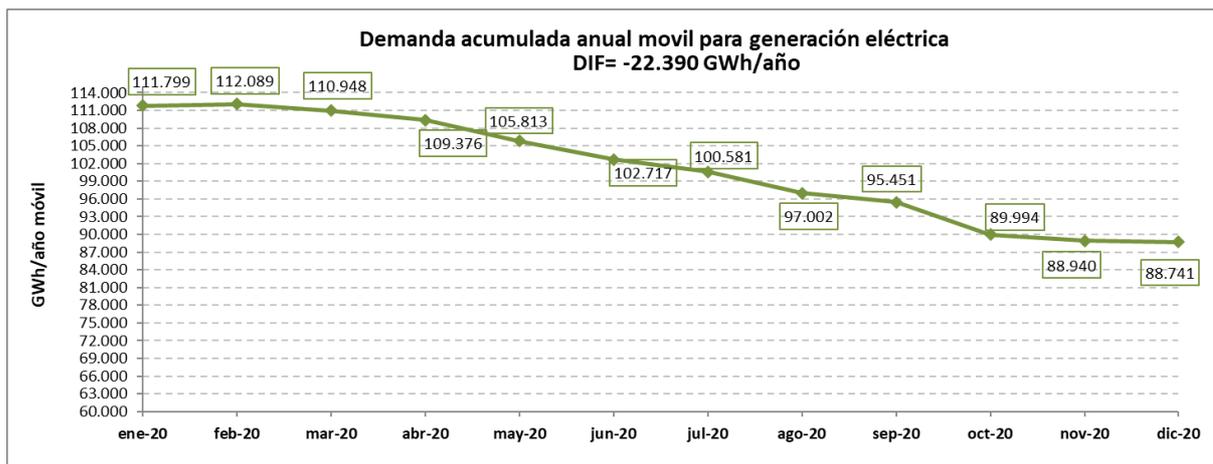


Figura 2. Acumulado de demanda para generación, año móvil.

Como ya se ha indicado, la demanda convencional (sin considerar la atendida por cisternas) registró una caída respecto a 2019 de 15.677 GWh.

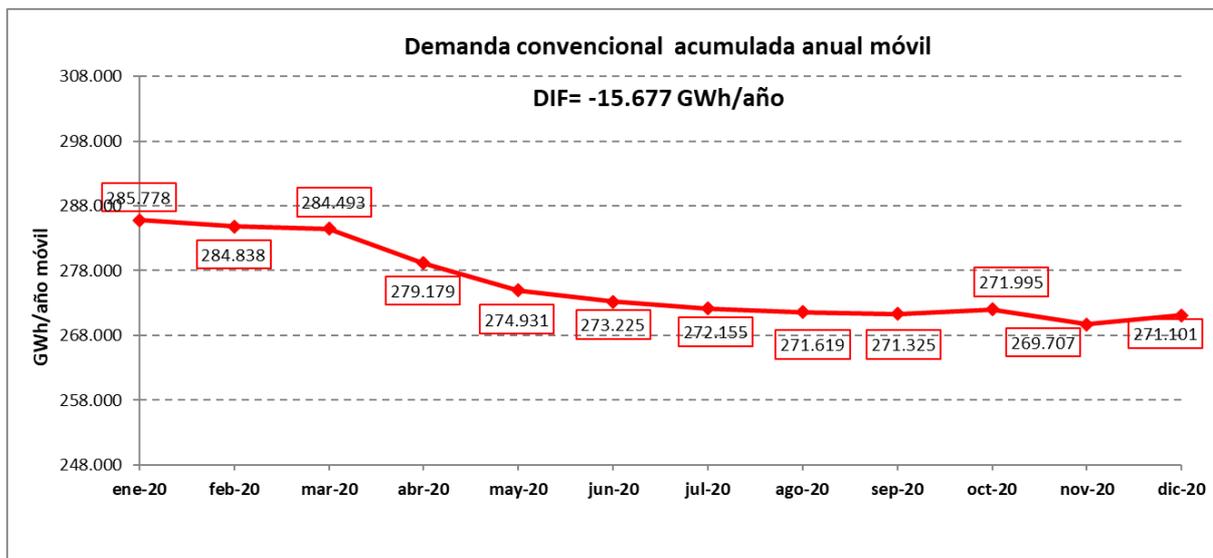


Figura 3. Acumulado de demanda convencional, año móvil.

Dentro de la demanda convencional, la demanda de gas natural licuado destinado a camiones cisterna aumentó, registrando en año 2020 un aumento del 6,4% respecto al mismo periodo del año anterior.

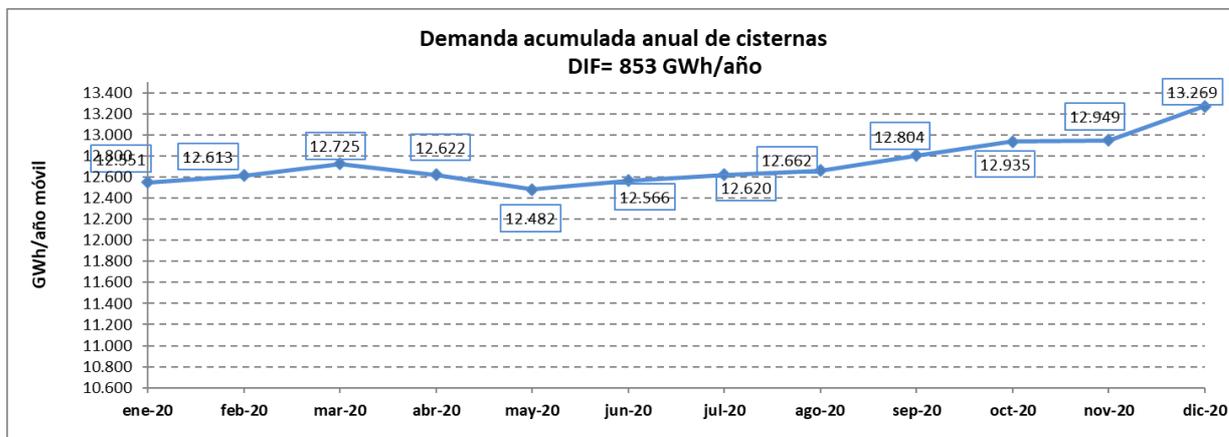


Figura 4. Acumulado de demanda de cisternas, año móvil.

C. Entradas de gas al sistema y su gestión

En el año 2020, la entrada de gas al sistema por gasoducto representó un 37,3% del valor total de entradas, mientras que el gas introducido por planta de regasificación supuso un 62,7%, continuando la tendencia hacia un mayor suministro mediante GNL que ya se observaba en años anteriores. En 2019 la entrada por gasoducto supuso un 42% y la entrada por planta de regasificación un 58%.

Por otra parte, la actividad de regasificación en 2020 registra niveles inferiores a los del año anterior, con un descenso del 3,1%, si bien ha aumentado en las plantas de Cartagena (+84,4%) y Mugaridos (+60,3%) de manera significativa consecuencia del nuevo modelo de plantas.

El factor de utilización máximo de las entradas en el año 2020 respecto a la capacidad total de entrada tuvo lugar el día 23 de enero, siendo del 48,2%, con 1.492 GWh/d. El día de mayor demanda fue el mismo 23 de enero, con 1.536 GWh/d.

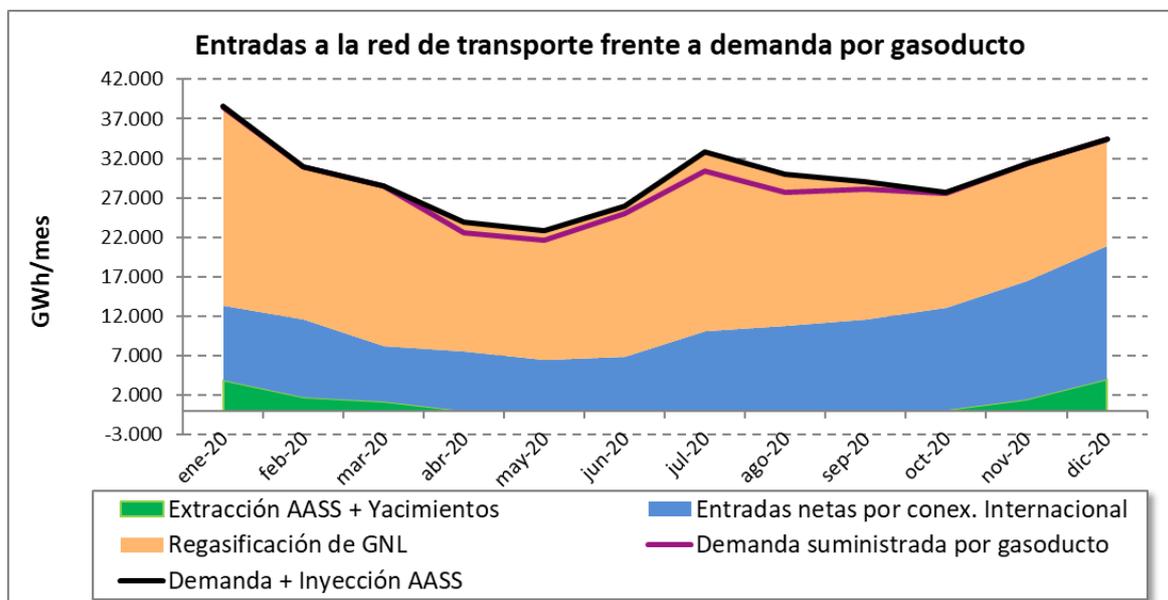


Figura 5. Entradas netas de GN y de GNL frente a la demanda de gas natural¹ en 2020.

La cantidad de GNL descargada neta (descontadas las recargas de GNL a buques) por los buques metaneros alcanzó los 227.749 GWh, un 5,1% inferior al año 2019 (240.041 GWh).

El número de buques que descargaron GNL en el periodo analizado fue de 238, lo que contrasta con los 260 del año anterior (-8,5%), 31 buques menos que la previsión realizada. Al igual que en años anteriores, prevalece la descarga de buques grandes, de más de 900 GWh (223 de los 238 buques descargados).

En lo relativo a las recargas de GNL a buques desde las plantas, se realizaron 26 operaciones, con un volumen total de 986 GWh. De estas cargas, 25 fueron operaciones de pequeño volumen asociadas a bunkering y puesta en frío (hasta 50 GWh) y una de mayor tamaño (más de 150 GWh).

Como se puede observar en el gráfico siguiente, tras la entrada en vigor el 1 de abril de las Circulares de la CNMC 8/2019 y 2/2020, la descarga de buques se distribuyó más uniformemente en las distintas plantas de GNL; hasta ese momento las descargas se concentraban en 3 plantas (Bilbao, Barcelona y Huelva), con muy baja utilización en especial de Sagunto y Mugaros.

¹En esta gráfica se comparan las cifras mensuales de demanda de gas natural atendida 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.

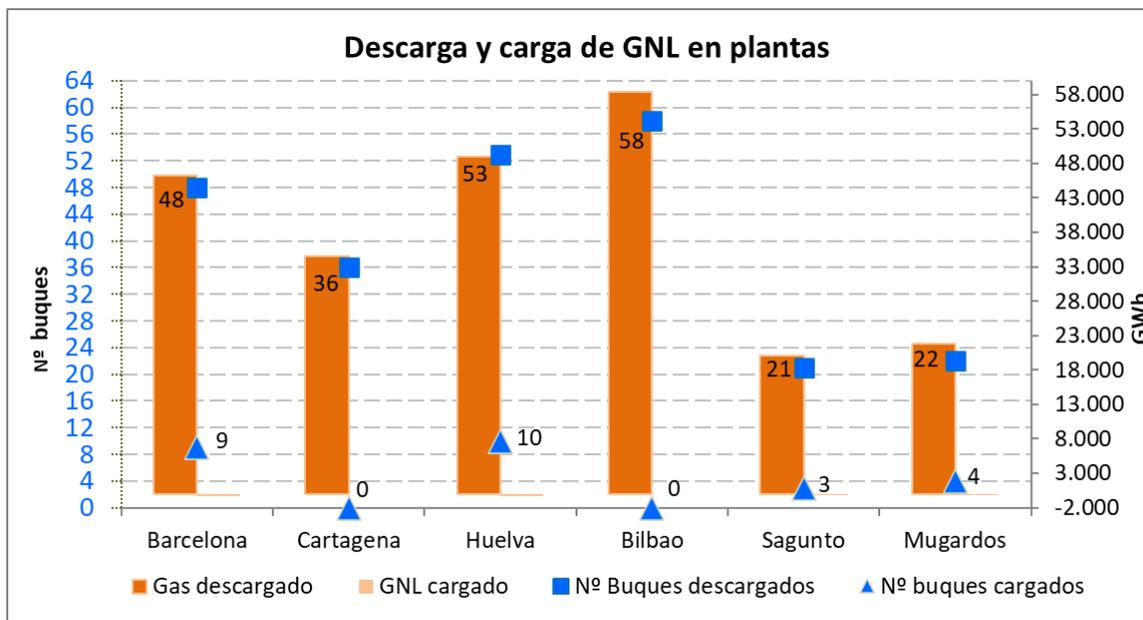


Figura 6. Descarga y carga de GNL en 2020.

En relación con las capacidades contratadas de regasificación, debe destacarse que, desde el 1 de abril de 2020, este servicio es deslocalizado, de manera que la capacidad contratada por el usuario no hace referencia a una planta concreta, y es el GTS quién señala a los operadores de las plantas las cantidades a regasificar, según las nominaciones de los usuarios y la mejor optimización de la operación y eficiencia del sistema gasista en su conjunto. Por eso, a partir de abril, las capacidades de regasificación contratadas dejan de aportarse por planta de regasificación, y pasan a indicarse en el conjunto de las mismas.

Durante el año 2020 la capacidad de regasificación contratada es ligeramente inferior a la del año anterior, manteniendo unos niveles de contratación bajos, con un promedio del 36,7% y un uso de la capacidad contratada del 81,2%; se observa que el nivel de contratación de enero a abril, que se situaba en el 42 % de la capacidad nominal y que disminuyó posteriormente hasta el 34,1%, si bien subió el índice de uso desde el 71,8% hasta el 85,0%. Como se puede observar en el siguiente gráfico, la capacidad de regasificación utilizada también se distribuye más uniformemente que en años anteriores, debido a la aplicación de las citadas circulares de la CNMC, aumentando en Cartagena y Mugaridos lo regasificado por estas plantas, respecto a 2019.

Por otra parte, debe destacarse que desde octubre de 2020 se oferta al mercado un nuevo servicio, el de licuefacción, que permite a los agentes introducir gas desde la red de transporte a las plantas de regasificación, de manera virtual y que de facto supone la reducción de la regasificación. En el último trimestre de 2020, se contrató preferente capacidad intradiaria y diaria de licuefacción en pequeñas cantidades, no llegando a superar 1 MWh/día en su conjunto, a excepción del mes de diciembre, que presenta contratación de licuefacción mensual por valor de 4 MWh/día.

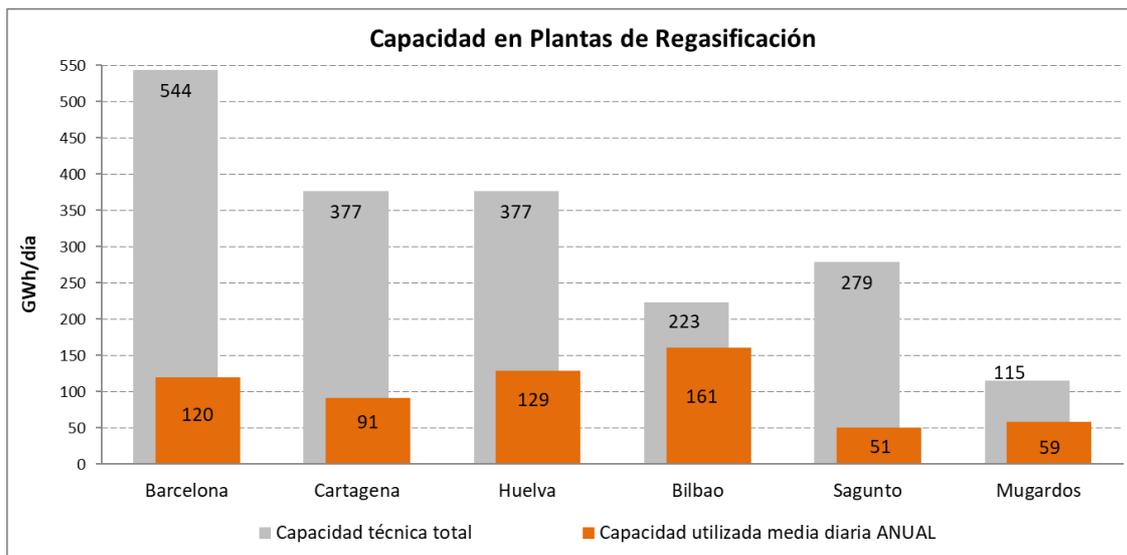


Figura 7. Capacidad de regasificación y utilización en plantas en 2020.

Las conexiones internacionales por gasoducto presentan diferentes niveles de contratación.

En el VIP Ibérico, en el año 2020, los niveles de contratación de salida se situaron en el 67,9% de la capacidad técnica, utilizándose un 7,9% de lo contratado. En sentido entrada a España se contrató un 11,0% de la capacidad disponible, con un porcentaje de uso del 58,1%. 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 de 4.460. GWh.

En el VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató el 85,2% de la capacidad técnica. El factor de uso de las entradas de gas por Francia se situó en el 48,8% de la capacidad contratada. En sentido exportador, la contratación alcanza un 56,3% de la capacidad técnica, con un factor de utilización del 12,2%. En el siguiente gráfico se puede observar como la mayor parte del año analizado predomina la importación de gas desde Francia, exceptuando los meses de octubre y noviembre, arrojando un saldo neto de 28.080 GWh.

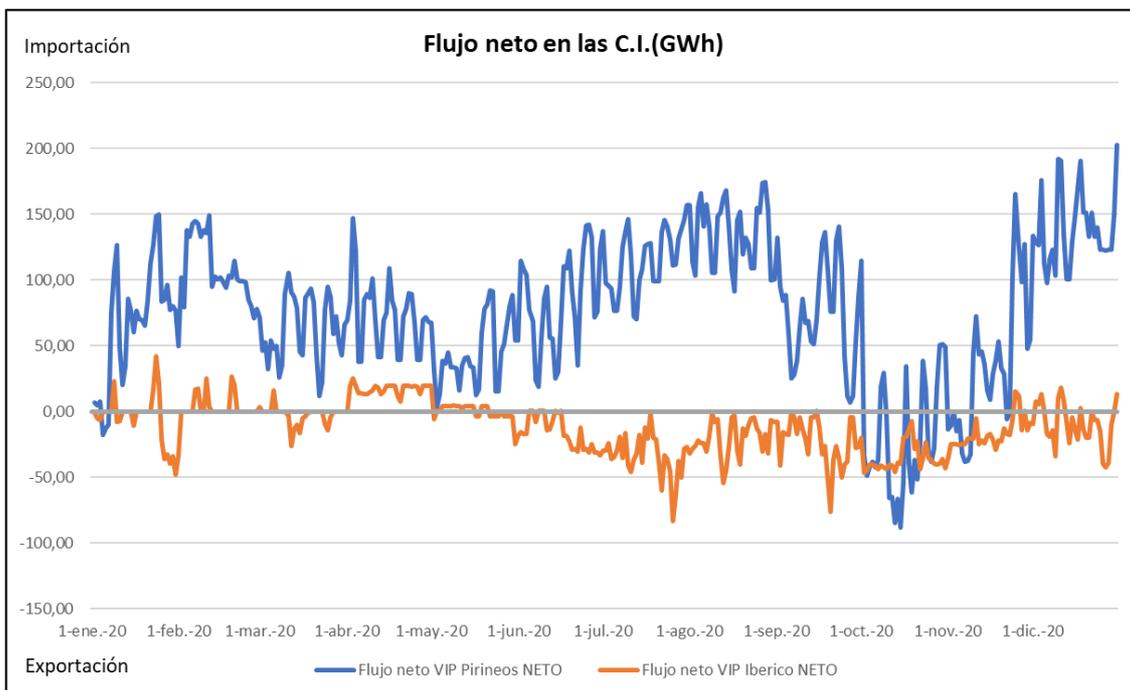


Figura 8. Flujo neto en las conexiones internacionales con Europa (VIP Ibérico y VIP Pirineos) en 2020.

Las entradas de gas desde Argelia por los gasoductos de Tarifa y Almería presentan cifras de contratación diferentes, disminuyendo el uso de la contratación de la conexión con Tarifa en relación con años anteriores, así como en Almería (Medgaz), si bien se observa un incremento del uso de la capacidad contratada en esta última interconexión. La disminución de la contratación fue más pronunciada en el primer semestre del año, aumentando los niveles de contratación y uso al final de año.

Por otro lado, debe señalarse que, a partir de octubre de 2020, la capacidad máxima de la interconexión de Almería (Medgaz) aumento hasta 306 GWh/d. La Figura 9 refleja la capacidad nominal media de esta interconexión en 2020.

La contratación media de Tarifa en el año 2020 se situó en el 42,8% de la capacidad técnica, y el factor de utilización en el 58,8% de la capacidad contratada. En Almería, en el último trimestre la contratación alcanzó el 87,8%, con un factor de uso del 86,6%; la media anual fue inferior, del 76,9% de la capacidad técnica, con un factor de uso medio anual del 73,0%.

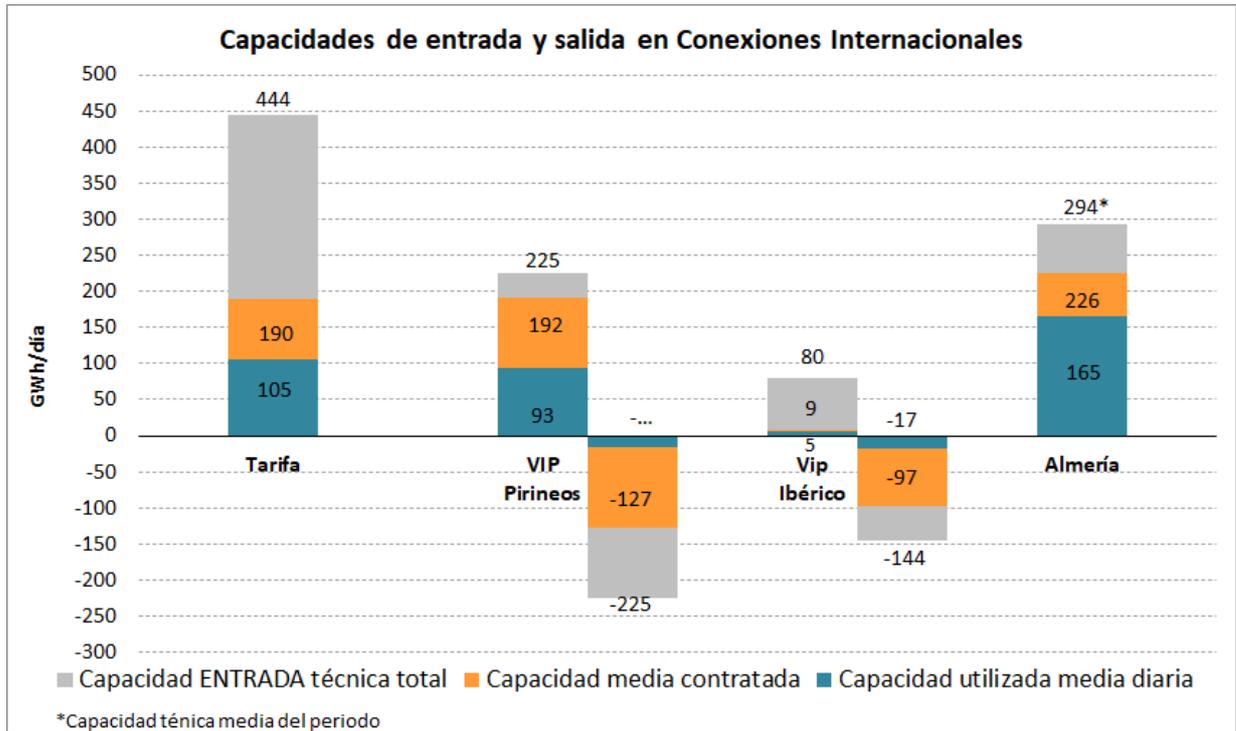


Figura 9. Contratación en las Conexiones Internacionales por gasoducto en 2020.

D. 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 el año 2020 y su porcentaje sobre el total.

	Año 2020	
	GWh	% sobre el total de E. Netas
Regasificación	220.820	63,4%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	124.263	35,7%
Extracción neta Almacenamientos	2.565	0,7%
Producción Yacimientos y Biogás	569	0,2%
Total entradas	348.217	

Tabla 1. Entradas de gas en la red de gasoductos en y variación sobre lo previsto en 2020.

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

ENTRADAS	GWh / año	SALIDAS	GWh / año
Regasificación	220.820	Demanda gasoducto	348.471
Importaciones C. Internacionales	136.267	Exportaciones C. Internacionales	12.004
Extracción AASS	12.154	Inyección AASS	9.589
Producción Yacimientos y Biogás	569	Inyección Yacimientos	0
Total entradas Red de transporte	369.810	Total salidas Red de transporte	370.064
BALANCE RED DE TRANSPORTE		369.810 – 370.064 = -254	

Tabla 2. Balance entradas / salidas de la red de transporte en 2020.

En el año 2020 el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos arroja un saldo negativo de 254 GWh. La aportación de la regasificación a las entradas representó un 63,4%, aumentando un 6,2% con respecto a 2019 (donde supuso el 57,2% del total de entradas).

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

	2020 (GWh)	2019		2018	
		GWh	%Δ 2020-2019	GWh	% Δ 2020-2018
Gas útil AASS	27.369	30.402	-10,0%	22.754	20,3%
Plantas regasificación	10.245	16.192	-36,7%	15.684	-34,7%
Red de Transporte	2.822	2.846	-0,8%	2.851	-1,0%
Total	40.436	49.440	-18,2%	41.289	-2,1%

Tabla 3. Existencias finales en 2020 y variación de las mismas sobre años anteriores.

E. Nivel de existencias de gas en el sistema

Al final del año 2020, las existencias de gas en el sistema gasista se repartieron de la siguiente forma: un 25,3% en plantas de regasificación, un 67,8% en almacenamientos subterráneos (AASS) y un 6,9% en la red de gasoductos (*linepack*).

A lo largo del año se inyectó gas en los almacenamientos subterráneos por una cantidad total acumulada de 9.589 GWh.

Las existencias en plantas de GNL a finales de diciembre representaron el 44,4% de su capacidad total.

El nivel de existencias a fecha 31 de diciembre de 2020 se tradujo en una autonomía promedio de 44 días respecto a la demanda media anual registrada, 3 días menos que a finales de 2019.

Si se analiza las existencias en el periodo invernal de 2020, los almacenamientos subterráneos alcanzaron un nivel de llenado medio diario en el primer trimestre de 2020 de 54.753 GWh/d (49.798 GWh/d en 2019), ascendiendo en el cuarto trimestre a 60.166 GWh/d (60.946 GWh/d 2019). En cuanto a las existencias de GNL en planta, en el primer trimestre de 2020 la media diaria de llenado era 10.672 GWh/d (11.791 GWh/d en 2019), mientras que en el cuarto trimestre llegó a 10.781 GWh/d (18.057/d GWh en 2019).

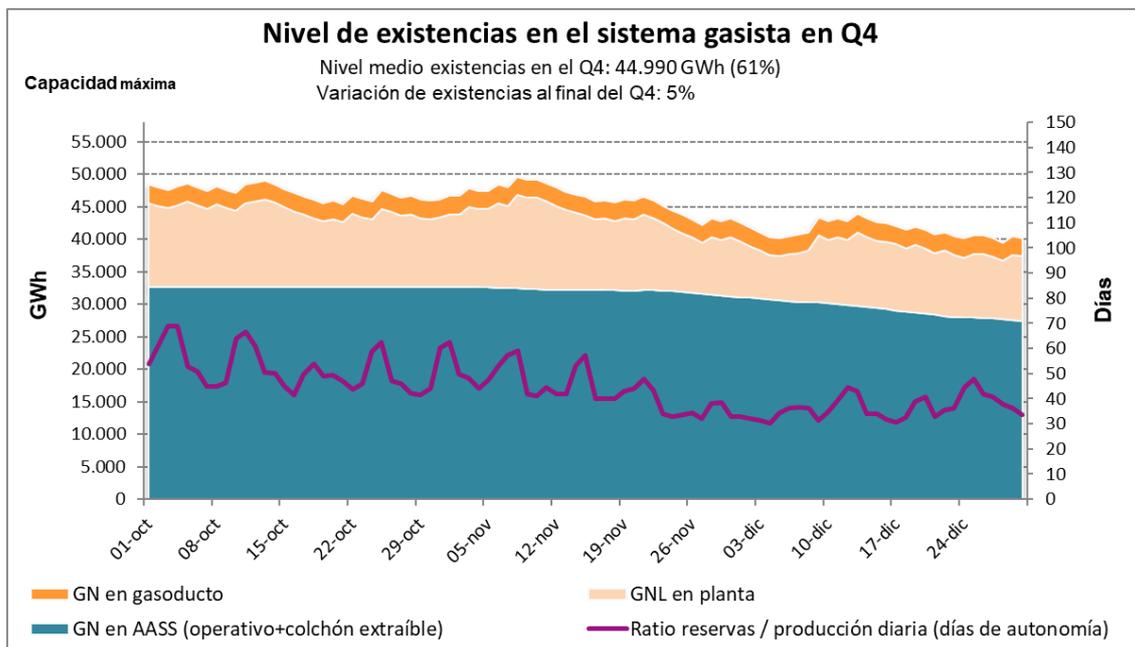


Figura 10. Variación de existencias en el sistema en el cuarto trimestre de 2020.

Al comparar los niveles de existencias a 31 de diciembre de 2020 respecto a la misma fecha de 2019, se aprecia una disminución en los almacenamientos subterráneos del 10,0%, en las plantas de regasificación del 58,1% y en gasoducto del 1,0%.

A finales del 2020, los almacenamientos subterráneos mantenían unas existencias totales (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) de 57.124 GWh, si bien el gas útil (gas colchón extraíble y gas operativo) se situó en 27.369 GWh.

Debe señalarse que, en fecha 30 de enero de 2020, el GTS, de conformidad con la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de capacidad de los AASS de gas natural, notificó las capacidades disponibles para el periodo 1 abril 2020 a 31 marzo 2020, aumentando dicha capacidad con respecto al periodo anterior hasta los 34.337 GWh. Este incremento se muestra en la Figura 11 (línea roja).

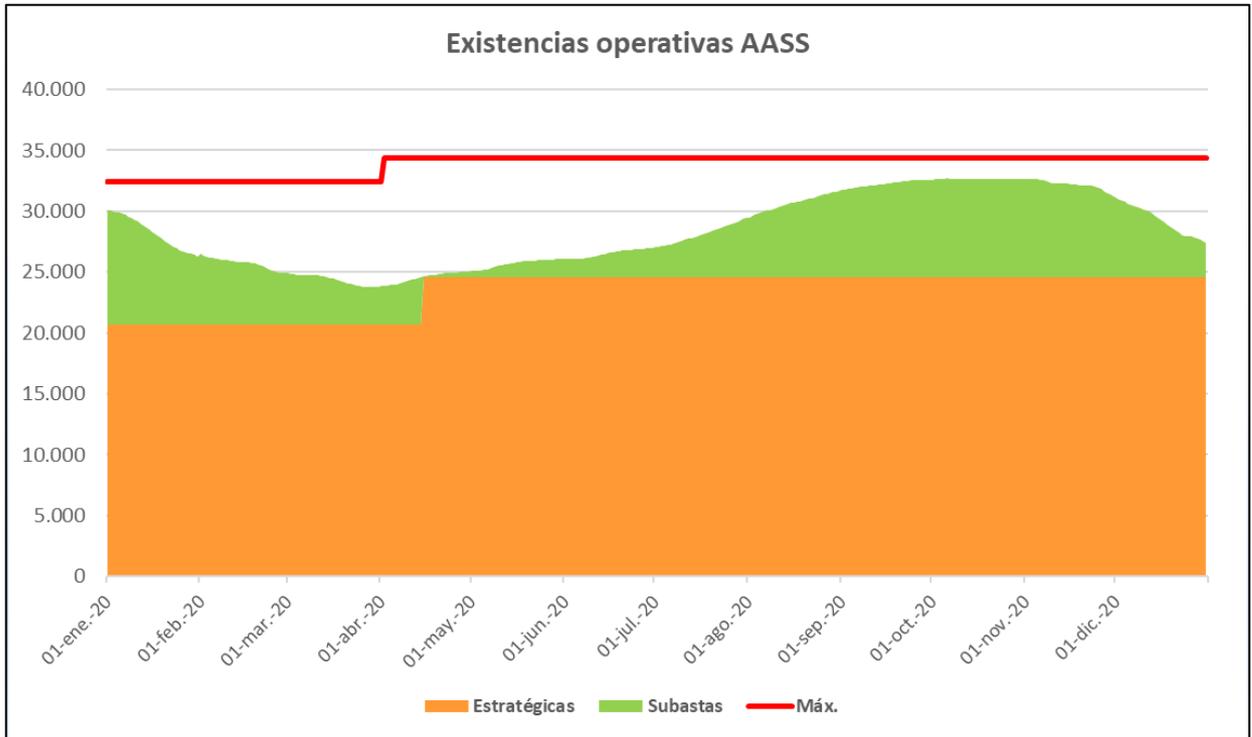


Figura 11. Existencias en almacenamientos subterráneos en 2020.

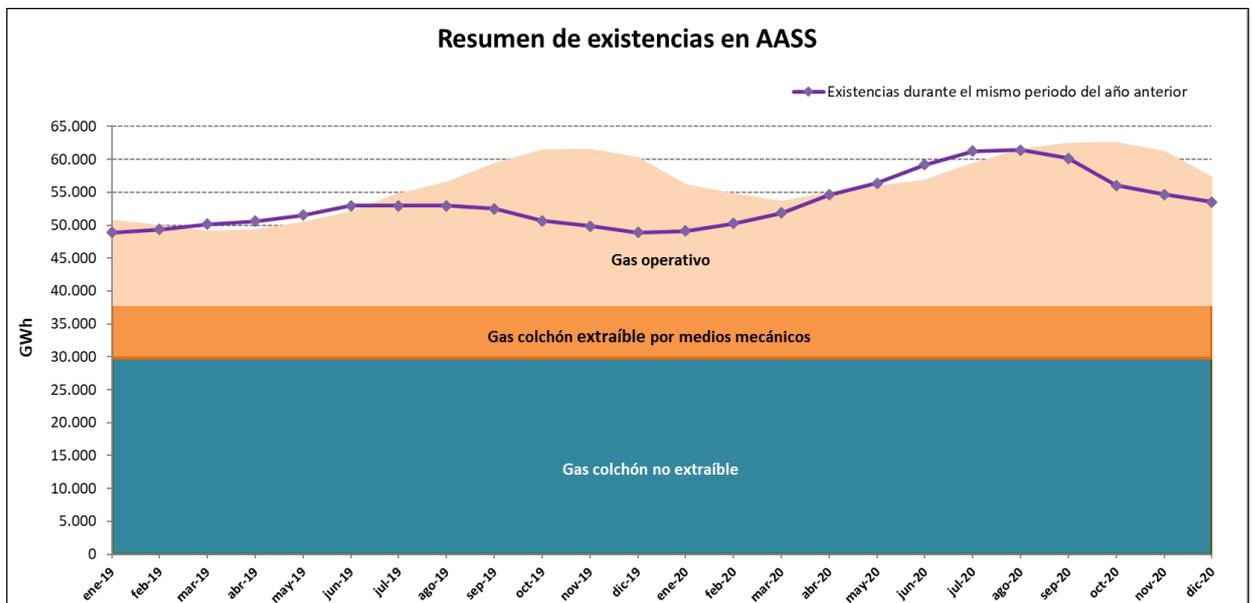


Figura 12. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos en 2020.

A continuación, se representa la variación de existencias de GNL en cada una de las plantas de regasificación en el año 2020.

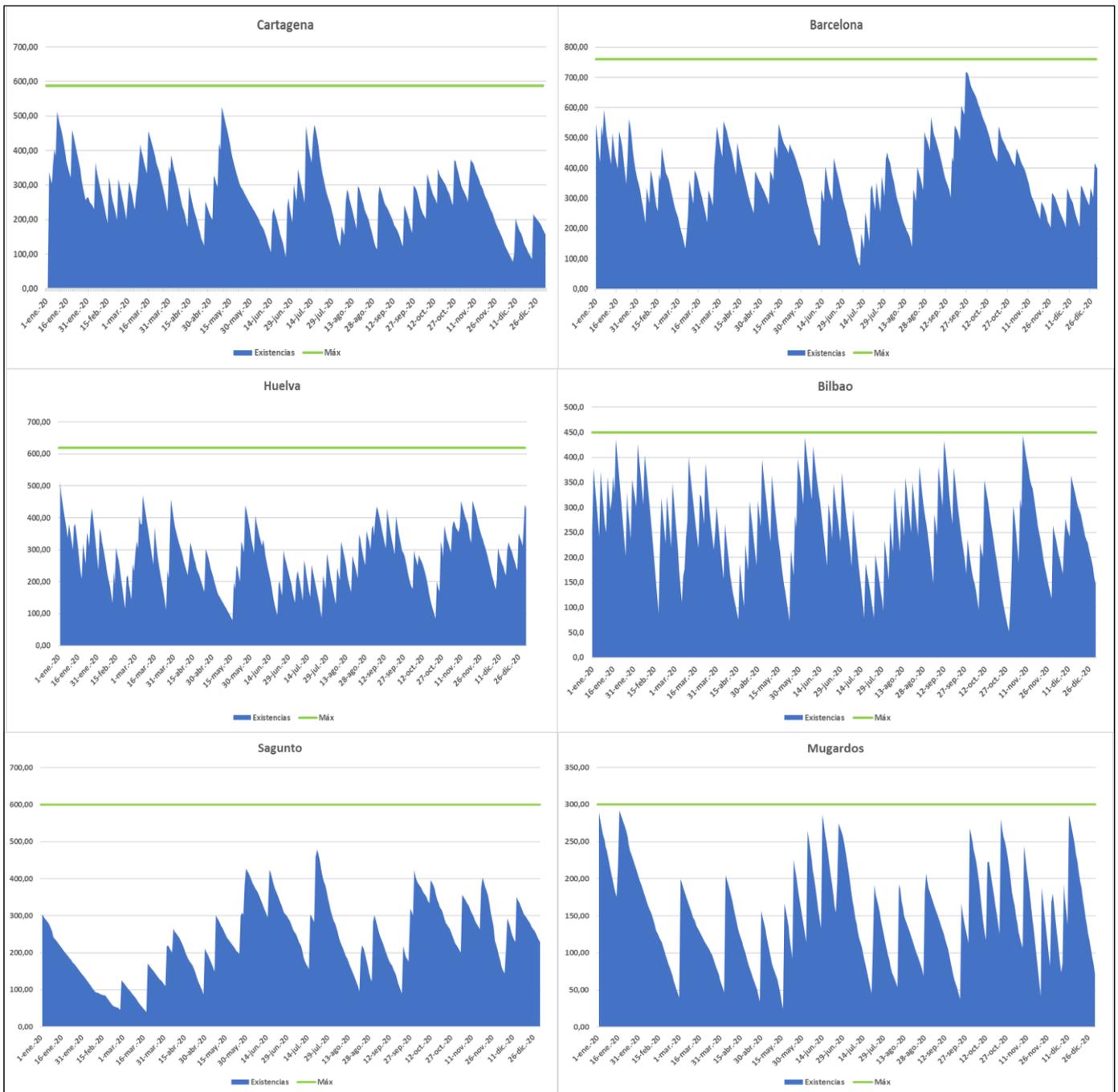


Figura 13. Existencias de GNL en plantas de regasificación en el año 2020.

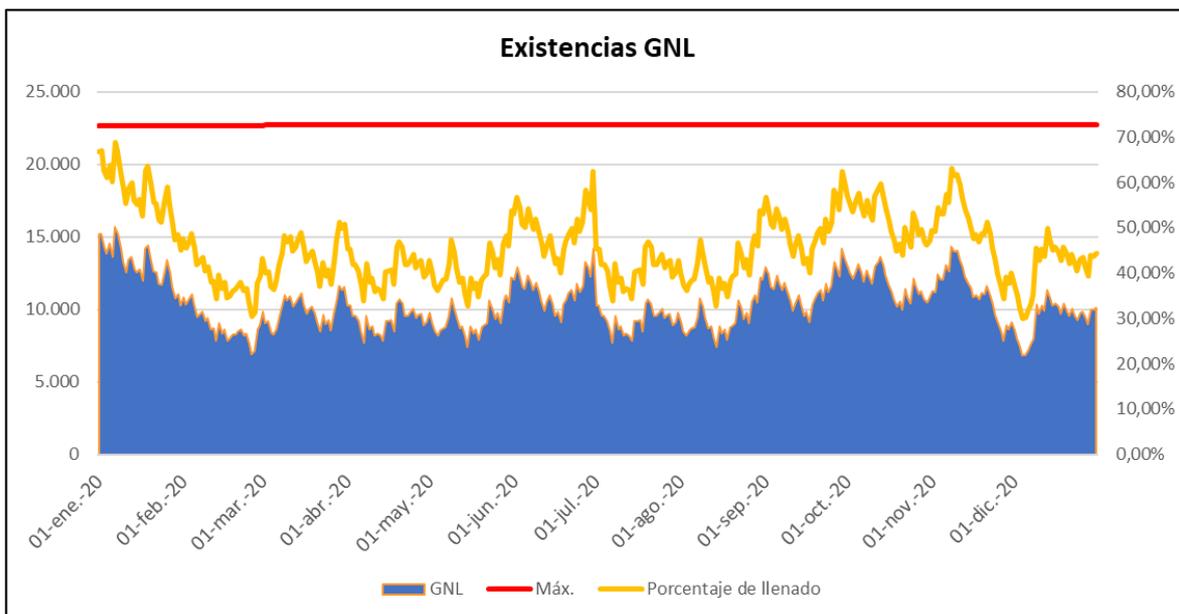
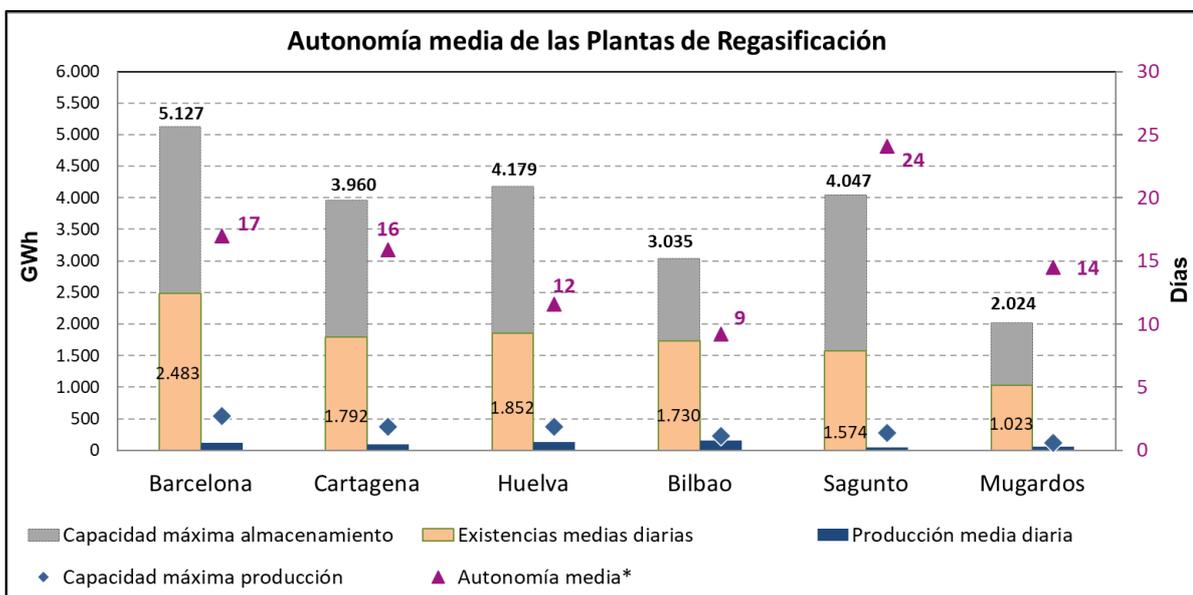


Figura 14. Existencias GNL en el sistema gasista en 2020.

La autonomía media de las plantas de regasificación en el año 2020 fue de 15 días en relación a su producción real, aumentando con respecto al año anterior.



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

Figura 15. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación en 2020.

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

En la tabla siguiente se especifican los mínimos técnicos de producción de gas publicados por el Gestor Técnico del Sistema para cada una de las plantas de

regasificación, así como los días que cada una de ellas ha operado por debajo de dichos mínimos durante el año 2019 y 2020.

Plantas	Mínimo Técnico (GWh/día)	Días por debajo del mínimo técnico*			
		2020	% días	2019	% días
Barcelona	42	0	0,0%	0	0,0%
Cartagena	35	5	1,4%	154	42,2%
Huelva	25	0	0,0%	0	0,0%
Bilbao	34	0	0,0%	0	0,0%
Sagunto	33	113	31,0%	178	48,8%
Mugardos	32	23	6,3%	140	38,4%

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

Aunque en este periodo la actividad de regasificación ha disminuido respecto del año anterior, la aplicación de las Circulares 8/2019 y 2/2020 de la CNMC ha favorecido una distribución más homogénea de los buques de GNL descargados, distribuyéndose la regasificación entre las plantas de forma más uniforme y disminuyendo los días en que alguna de las mismas operó por debajo del mínimo técnico. Así, en el año 2020, el número total de días en los que hubo alguna terminal operando por debajo del mínimo técnico representó solo el 6% de los días del año (en comparación con el 22% del año anterior).

G. El balance del sistema

Durante el año 2020, el Gestor Técnico del Sistema ha realizado acciones de balance en 80 días, un 39,4% menos que en 2019, cuando se realizaron operaciones en 132 días. A lo largo del año, los usuarios han estado tanto cortos como largos de gas, lo que dio lugar a que el Gestor Técnico del Sistema tuviera que realizar unas veces compras y otras ventas para equilibrar la red de transporte. No obstante, los volúmenes de compra fueron mucho más altos que los de venta, por lo que el saldo neto del año 2020 fue positivo.

En concreto, en el año 2020 se produjeron acciones de balance de compra de 1.652.631 MWh, por valor de 24.445.115 €, y acciones de venta de 759.926 MWh, por valor de 7.187.020 €. Esto arroja un saldo económico neto de compra de 17.258.095 €. Debe señalarse que, en este año, tanto el importe de las acciones de balance como el volumen de las mismas ha sido significativamente inferior al año anterior, cuando se produjeron acciones de compra por un volumen de 3.142.837 MWh por valor de 52.108.970 € (-47,42% en volumen y -53,1% en €) y unas operaciones de venta por un volumen de 932.842 MWh por valor de 13.118.232 € (-18,5% en volumen y 45,2% en €). Esto se debe también a que los precios registrados en el mercado organizado en 2020 también fueron en general menores que los de 2019.

	Acciones de Balance del GTS 2020											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Nº de días con acciones de balance	13	7	8	2	6	2	6	4	4	8	7	13
MWh Comprados	358.690	25.178	71.475	87.678	-	39.175	-	75.060	80.240	278.416	289.877	346.842
MWh Vendidos	99.699	137.060	77.573	-	109.257	16.978	112.807	63.832	-	-	-	142.720
Coste de compra (€)	4.806.744	276.878	643.256	933.724	-	323.280	-	899.848	1.008.705	4.128.508	4.796.624	6.627.548
Importe de venta (€)	992.067	1.286.663	611.828	-	610.075	122.027	624.146	478.052	-	-	-	2.462.162
Precio medio de compra acciones balance (€/MWh)	16,17	11	9	10,65	-	8,25	-	11,99	12,57	14,83	16,55	19,11
Precio medio de compra Mibgas (€/MWh)	15,15	10,31	9,03	10,58	-	8,25	-	10,79	7,43	14,38	15,5	18,2
Precio medio de venta acciones de balance (€/MWh)	9,95	10,08	8,1	-	5,58	7,19	5,53	7,49	-	-	-	17,25
Precio medio de venta Mibgas (€/MWh)	9,96	9,39	7,89	-	5,55	7,21	5,63	8,79	-	-	-	18,03

Tabla 5. Operaciones de balance realizadas por el GTS en 2020.

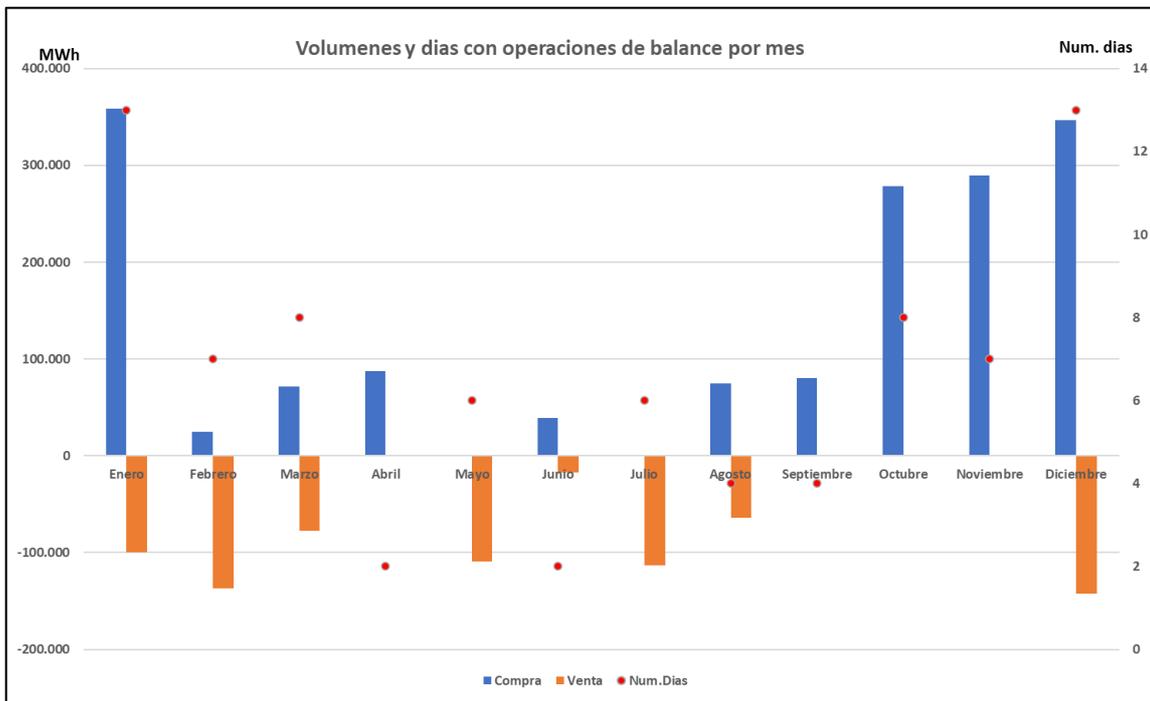
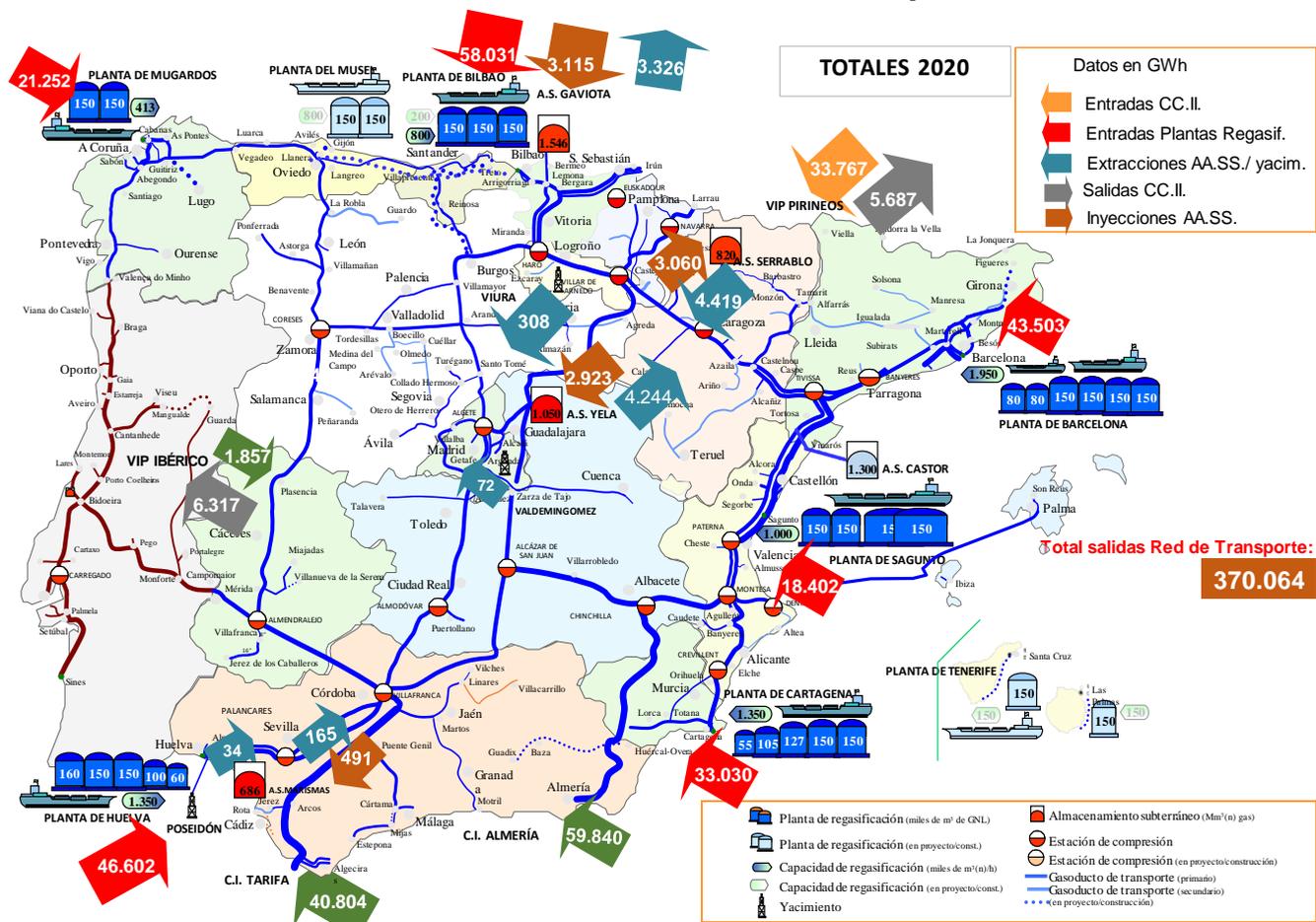


Figura 16. Distribución de las operaciones de balance del GTS en PVB en 2020.

La Circular 2/2020 de la CNMC por la que se establecen las normas de balance de gas natural, en su artículo 7 establece las normas de balance en el tanque virtual de balance (TVB) y en el almacenamiento virtual de balance (AVB) que aglutina los almacenamientos subterráneos. Desde octubre de 2020 el Gestor Técnico del Sistema realiza acciones de balance en estas áreas virtuales de balance, habiéndose registrado en los meses de noviembre (3 operaciones de compra de un volumen total de 11.257 MWh) y diciembre (1 única operación por un volumen de 2.530 MWh), a un precio medio de 15,2 €/MWh.

H. Entradas / salidas en la red de transporte.



*Nota: datos de yacimientos y biogás tomados del Sistema Logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR).

**Nota: no se incluye biogás introducido en la red de distribución.

Figura 17. Entradas / salidas en la red de transporte.

I. Notas de Operación

- Nota de Operación 1 (14/02/2020). Reducción de obligación de reserva invernal. Publicación del calendario de reducción progresiva de las cantidades de la reserva invernal de los usuarios en el mes de marzo.
- Nota de Operación 2 (30/03/2020). Aviso de bajas temperaturas. Vista la previsión de la Agencia Estatal de Meteorología, se previó un incremento sustancial de la demanda de gas. Se adjunta a la nota de operación la previsión de la misma y un termograma.
- Nota de Operación 3 (09/10/2020 y 16/10/2020). Aviso de fallos informáticos detectados tras la implantación del nuevo modelo de gestión de carga de cisternas en el SL-ATR, como consecuencia de la adaptación de programación, nominación y denominación de carga de cisternas a la nueva metodología establecida en la Circular 2/2020 de la CNMC, que requirieron de gestiones y comprobaciones manuales, las cuales afectaron a toda la cadena de gestión de carga de cisternas sin afección a la seguridad de suministro del mismo.
- Nota de Operación 4 (04/10/2020). Regla transitoria de asignación de capacidad de carga de cisternas desde el 4 noviembre 2020 para optimizar este servicio.
- Nota de Operación 5 (23/12/2020). Aviso de bajas temperaturas. Vista la previsión de la Agencia Estatal de Meteorología, se previó un incremento de la demanda de gas de 400 GWh entre los días 25 y 27 de diciembre. Se adjunta a la nota de operación la previsión de la misma y un termograma.
- Nota de Operación 6 (31/12/2020). Situación de Operación Excepcional, nivel cero, por ola de frío desde el día 1 al 7 de enero de 2021. Vista la previsión de la Agencia Estatal de Meteorología, se previó inicialmente un incremento de la demanda de gas de 700 GWh en dicho período. Se adjunta a la nota de operación la previsión de la misma y un termograma.

J. Normativa aprobada

- Circular 1/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establece metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema (BOE 16/01/2020).
- Circular 2/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establece las normas de balance de gas natural (BOE 17/01/2020).
- Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la CNMC, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural (BOE 03/04/2020).

- Resolución de 3 de abril de 2020 de la CNMC, por la que se establece el procedimiento de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad (BOE 15/04/2020).
- Resolución de 15 de abril de 2020 de la CNMC, por la que se aprueba el contrato marco para el acceso a las instalaciones del sistema gasista. (BOE 23/04/2020).
- Resolución de 9 de junio de 2020 de la CNMC, por la que se aprueba el procedimiento de habilitación y baja de la cartera de balance de los usuarios del sistema gasista en el tanque virtual de balance, el punto virtual de balance y el almacenamiento virtual de balance; y el contrato marco de cartera de balance. (BOE 16/06/2020).
- Resolución de 23 de junio de 2020 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/06/2020).
- Orden TED/627/2020, de 3 de julio, por la que se establecen orientaciones de política energética a la CNMC (BOE 9/07/2020).
- Resolución de 1 de julio de 2020 de la CNMC, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de desbalances de los usuarios y de acciones de balance y gestión de desbalances del gestor técnico del sistema (BOE 15/07/2020).
- Circular 6/2020 de 22 de julio de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural (BOE 25/07/2020).
- Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, por el que se regula la contabilización de consumos individuales en instalaciones térmicas de edificios (BOE 6/08/2020).
- Resolución de 22 de septiembre de 2020 de la CNMC, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de octubre 2020 a septiembre 2021 (BOE 26/09/2020).
- Orden TED/902/2020, de 25 de septiembre, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, con objeto de su adaptación a la nueva estructura de peajes del sistema gasista (BOE 29/09/2020).
- Resolución de 29 de septiembre de 2020 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. (BOE 30/09/2020).

- Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la CNMC, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado (BOE 16/12/2020).
- Resolución de 10 de diciembre de 2020 de la CNMC, por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos. (BOE 22/12/2020)
- Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la CNMC, por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en la disposición adicional tercera del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos (BOE 22/12/2020).
- Resolución de 17 de diciembre de 2020 de la CNMC, por la que se establece la cuantía de retribución del Gestor Técnico del Sistema para 2021 y la cuota para su financiación (BOE 22/12/2020).
- Resolución de 21 de diciembre de 2020 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 29/12/2020).
- Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso (BOE 30/12/2020).
- Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021 (BOE 31/12/2020).

