



Informe 2020

El Sistema Gasista Español



Índice

Códigos para navegar por el documento:



Buscar



Última página
visitada



Portada



Imprimir



Página
anterior



Nº pág.
siguiente



Algunos datos publicados están sujetos a cambios, al tratarse de datos provisionales a cierre de este informe.
Ante cualquier discrepancia prevalece la información del SL-ATR.
Versión actualizada el 22/04/2021, que sustituye a las anteriores tras la corrección de erratas.

Excelencia operativa en el año de la COVID-19

Durante 2020, año marcado por la pandemia de la COVID-19, el Sistema Gasista español ha funcionado con total normalidad, garantizando la continuidad y seguridad del suministro energético. **La disponibilidad, tanto comercial como técnica, ha sido del 100% las 24 horas, todos los días del año.** El conjunto del Sistema Gasista español ha trabajado para que, durante las circunstancias excepcionales vividas este año, la operación se haya realizado de manera eficiente y con flexibilidad.

La demanda ha alcanzado los 360 TWh, lo que supone un incremento del 3,1% respecto a 2018. En comparación con 2019, cuando la demanda creció excepcionalmente (+14%) por las altas entregas de gas natural para la generación de electricidad, la demanda total se ha situado en torno al 90,4%, al finalizar el año.

En 2020, **la demanda gasista ha sido un 4% superior a la media de los últimos diez años y la tasa anual compuesta para el periodo 2015-2020 ha sido de +3%**, confirmando una tendencia sostenida de crecimiento a lo largo de estos últimos años.

En un contexto de pandemia, el consumo de gas se ha mostrado resiliente, con una demanda más de un 5% por encima de lo previsto por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en su escenario objetivo.

Este ha sido un año marcado también por la entrada en vigor, a partir del 1 de abril, de una nueva regulación, que implica otra forma de entender el acceso a la capacidad del Sistema Gasista español: el **tanque virtual de balance**, que aglutina la gestión de las seis plantas de regasificación españolas y virtualiza su almacenamiento en un único punto.

Este hecho facilita a los usuarios su gestión comercial y dota de mayor flexibilidad y liquidez al sistema de plantas de regasificación españolas. Esta nueva regulación se ha implantado con éxito en una situación de excepcionalidad motivada por la pandemia mundial de la COVID-19, cumpliendo con la hoja de ruta establecida por la CNMC.

En este contexto, el Sistema Gasista se enfrenta al reto de la descarbonización para cumplir con los objetivos de neutralidad climática. Los gases renovables, biometano e hidrógeno principalmente, jugarán un papel fundamental en los próximos años. Para ello, sin perder de vista que el proceso debe realizarse **en el contexto de una transición justa y socialmente sostenible, el gas natural y sus infraestructuras van a ser claves:** la integración e inyección de gases renovables en el Sistema Gasista permitirá aprovechar al máximo las infraestructuras gasistas ya existentes.

El consumo de gas se ha mostrado resiliente en un año marcado por la COVID-19, con una demanda más de un **5%** superior a la prevista por el PNIEC en su escenario objetivo

En 2020 se ha implantado con éxito una nueva regulación que implica otra forma de entender el acceso a la capacidad del Sistema Gasista: el tanque virtual de balance

Datos clave

360 TWh

Demanda gasista nacional, la segunda más alta desde 2012

89%

Uso medio de la capacidad contratada en plantas de resgasificación

375

Subastas cada día en productos de corto plazo (desde el 30 de septiembre)

208

Usuarios adheridos al Contrato Marco de Acceso

13.341 GWh

Volumen de cisternas gestionado (+6% vs. 2019)

238

Buques metaneros descargados

150

Media de asistentes al Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (+20% vs. 2019)

12.223 GWh

Gas extraído (+123% vs. 2019)

184

Usuarios adheridos al Contrato Marco de Cartera de Balance

750

Subastas de capacidad de largo plazo

63%

Aprovisionamiento en forma de GNL

83

Acciones de balance en PVB (y 4 acciones de gestión de desbalances en TVB/AVB)

100%

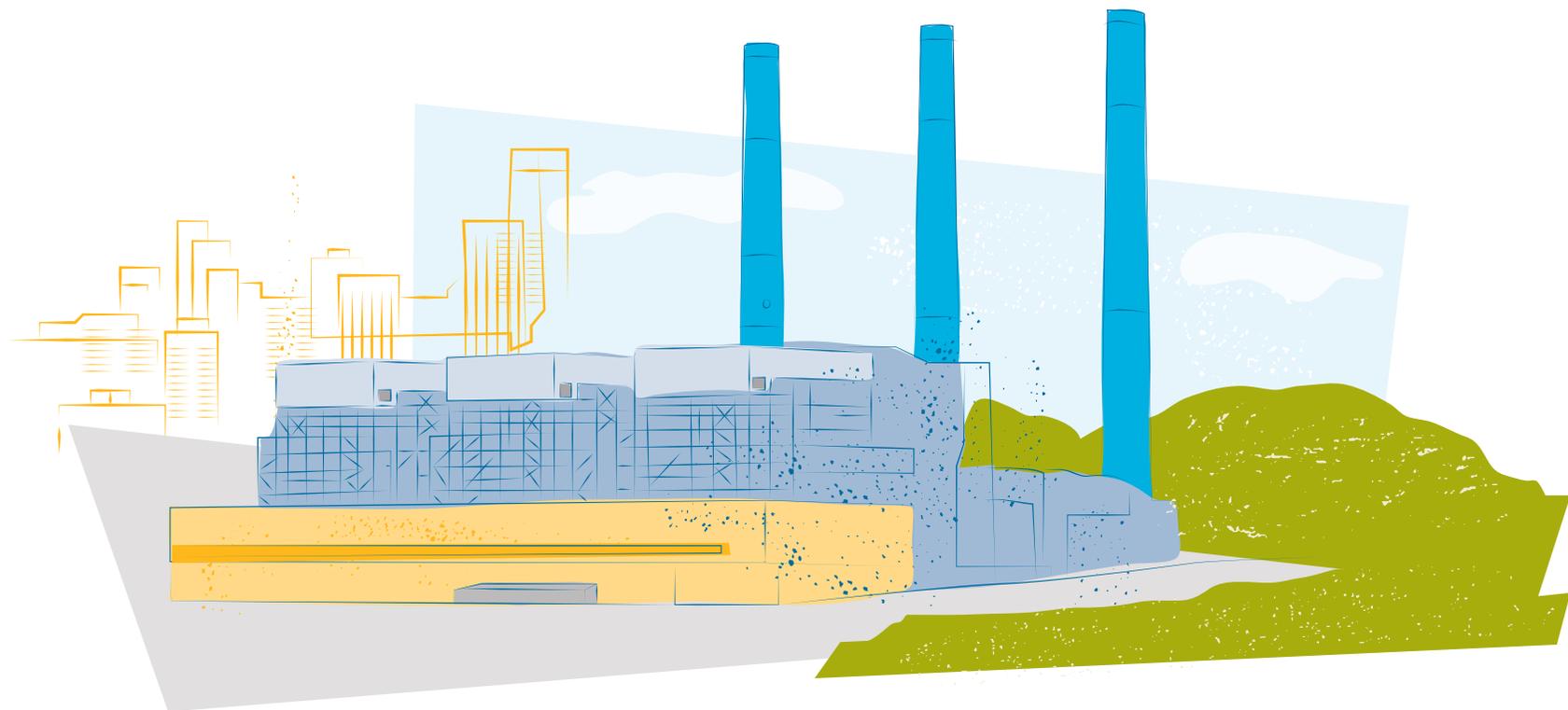
Contratación de capacidad de almacenamientos (octubre)

14

Países suministradores de gas natural al Sistema Gasista español

1 Demanda

La demanda gasista nacional ha alcanzado en 2020 los 360 GWh, una cifra un 4% superior a la media de los últimos diez años y la segunda más alta desde 2012.



Principales cifras de 2020

En el año 2020, la demanda gasista nacional ha alcanzado los 360 TWh, lo que supone un 3,1% más que la cifra registrada en 2018. Comparado con 2019, que fue un año en el que la demanda creció excepcionalmente (+14%) por las altas entregas de gas natural para la generación de electricidad, la demanda total se encuentra en torno al 90,4%.

La demanda gasista de 2020 ha sido un 4% superior a la media de los últimos diez años. Por su parte, la tasa anual compuesta para el periodo 2015-2020 ha sido del 3%, confirmando una tendencia sostenida de crecimiento a lo largo de estos últimos años.

Para consultar la demanda real transportada con detalle diario, mensual o anual, accede a la página [web de Enagás](#).



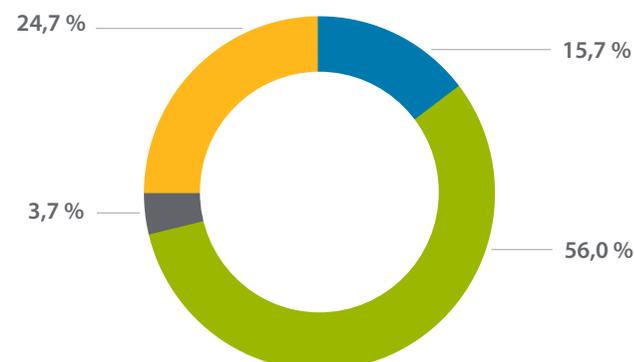
Demanda anual de gas natural

	2020	2019	2018	2020 vs. 2019		2020 vs. 2018	
	Cierre	Real	Real	TWh	%	TWh	%
Convencional	271,1	286,9	287,5	-15,8	-5,5%	-16,3	-5,7%
D/C + PyMES	56,4	60,1	66,1	-3,7	-6,2%	-9,7	-14,7%
Industrial	201,4	214,2	209,6	-12,8	-6,0%	-8,2	-3,9%
Cisternas GNL	13,3	12,6	11,7	0,7	5,9%	1,6	14,0%
S. Eléctrico	88,9	111,3	61,8	-22,4	-20,2%	27,0	43,7%
Total demanda nacional	360,0	398,2	349,3	-38,2	-9,6%	10,7	3,1%

360 TWh

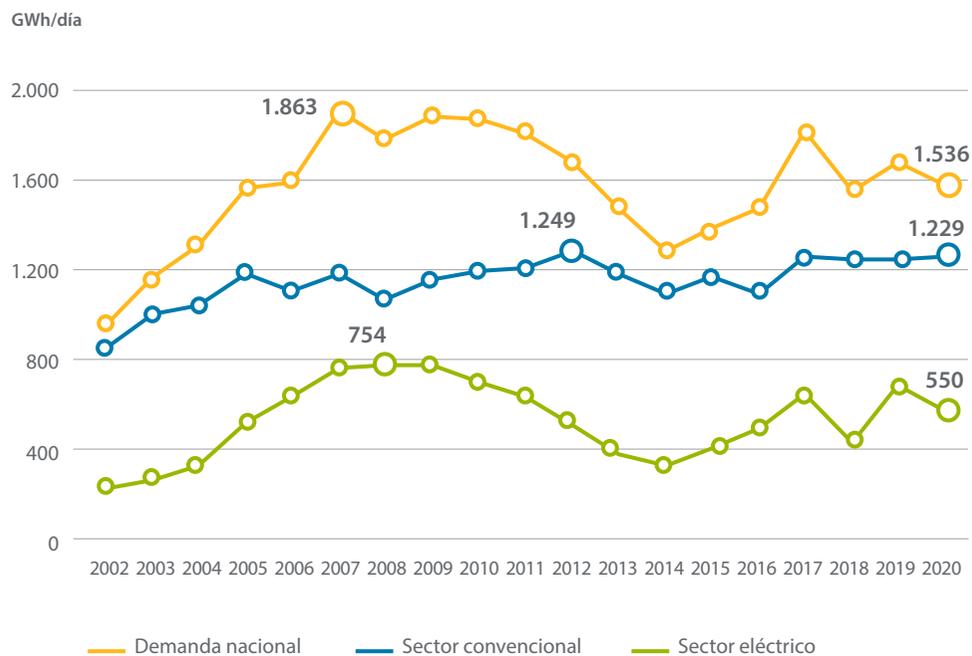
Demanda gasista nacional en 2020, un 4% superior a la media de los últimos diez años

% Demanda de gas natural en 2020



■ D/C+PyMES ■ Industrial ■ Cisternas GNL ■ Eléctrico

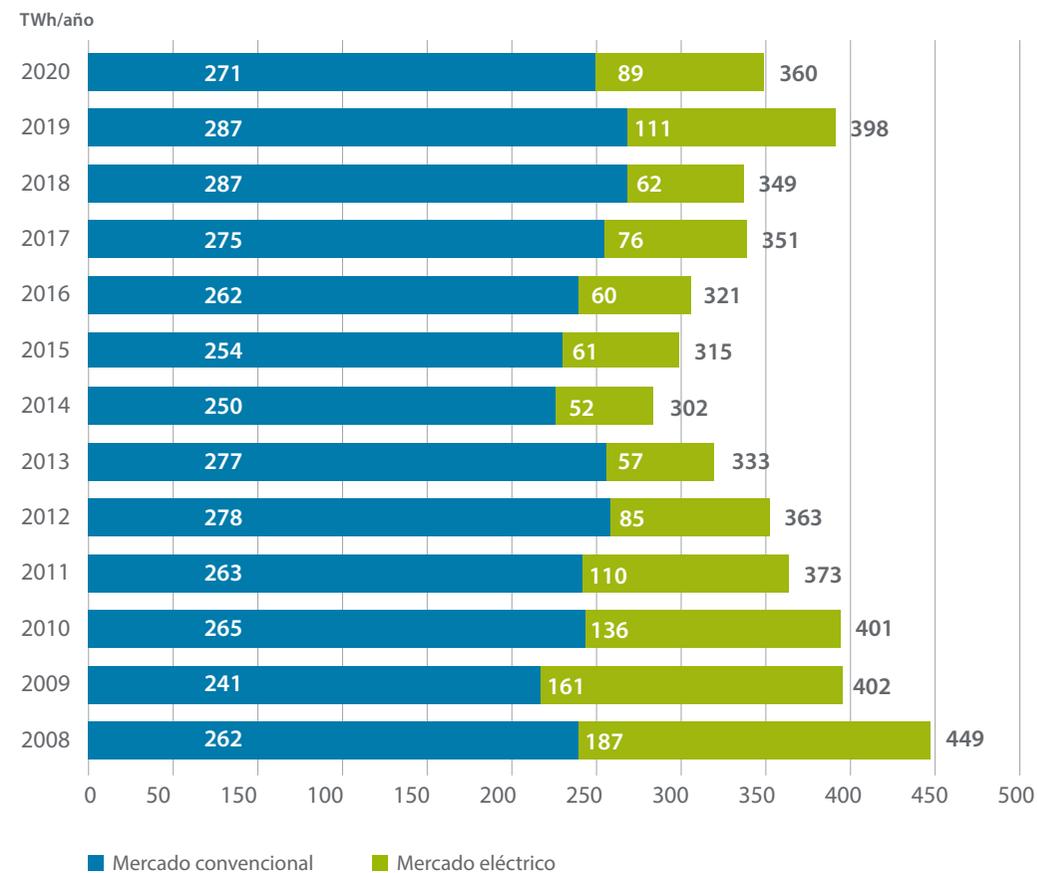
Evolución de máximos anuales de demanda



Los máximos diarios alcanzados en 2020 han sido:

- ▶ Demanda nacional total: 1.536 GWh/día (23 de enero)
- ▶ Demanda convencional: 1.229 GWh/día (20 de enero)
- ▶ Demanda sector eléctrico: 550 GWh/día (22 de julio)

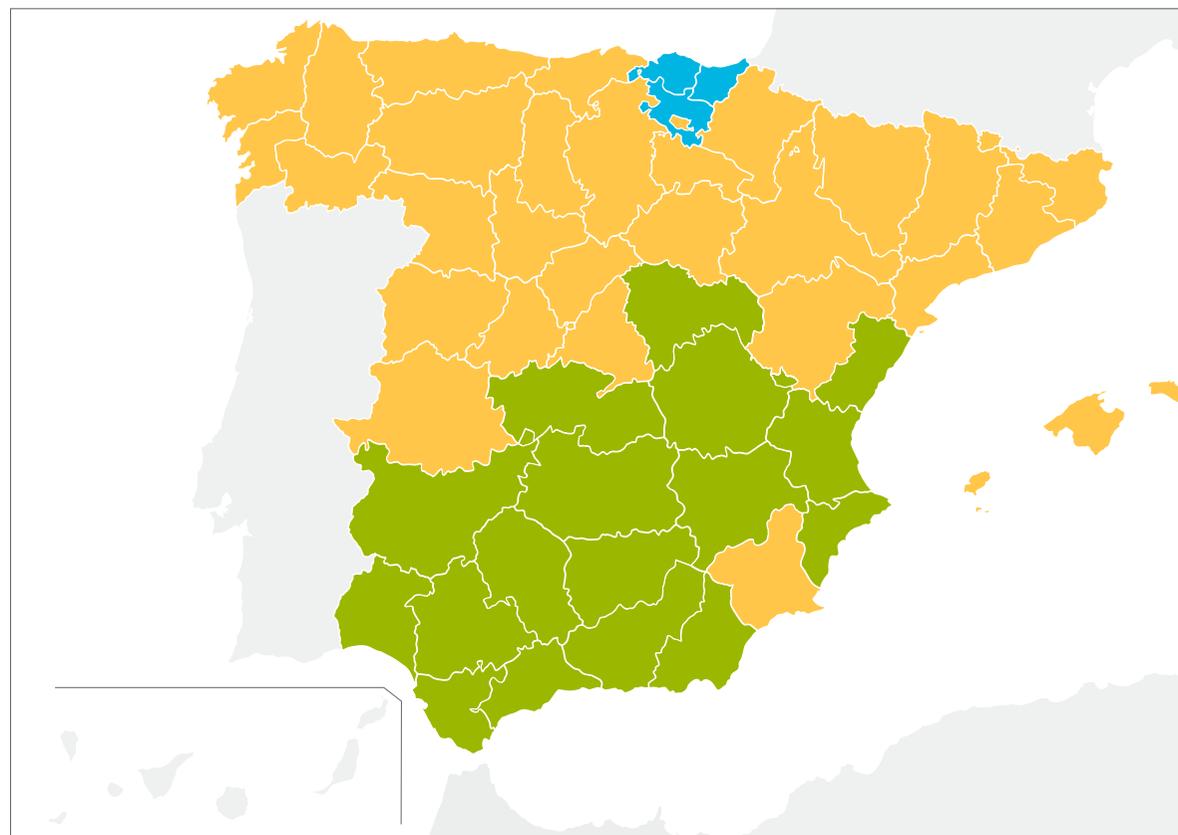
Evolución anual de la demanda de gas natural



Durante el año 2020, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural han sido Cataluña, Andalucía, Comunidad Valenciana y Comunidad de Madrid. Entre ellas suman cerca de la mitad del consumo total de gas natural en España.

La comunidad autónoma que ha visto más reducido su consumo en 2020 respecto al año anterior ha sido Andalucía, con -4,2 TWh en valor absoluto (-8%).

Demanda total de gas de emisión por comunidades (2020 vs. 2019)



- [-1; 1] TWh/año
- [-2; -1] TWh/año
- < -2 TWh/año

Impacto de la COVID-19

Los efectos de la pandemia de la COVID-19 en España han conllevado que el Gobierno tomara una serie de medidas en función de la propagación de la enfermedad. Estas medidas han supuesto el cese de gran parte de la actividad económica y social, impactando significativamente en el consumo de gas natural.

Teniendo en cuenta la evolución de la demanda en los meses de enero y febrero de 2020, previo a la declaración del estado de alarma en el mes de marzo mediante la aprobación del Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo de 2020, la demanda nacional era muy similar a la del año previo, con un ligero descenso del 1% y una actividad industrial con tendencia creciente. Desde marzo hasta finales de año, debido a la crisis sanitaria de la COVID-19, la demanda de gas acumula un descenso del 11%.

En el caso de la demanda de gas para el sector eléctrico, aunque la COVID-19 también ha impactado en la demanda de electricidad de forma general, el descenso tiene su origen en una mayor participación de las energías renovables, principalmente hidráulica y solar.

La demanda de gas para el sector industrial ha sido la que ha sufrido un mayor impacto por la pandemia de la COVID-19. La mayor incidencia tuvo lugar en el momento en que se declara el cese de toda actividad no perteneciente a servicios esenciales mediante la publicación del Real Decreto ley 10/2020, de 29 de marzo de 2020.

Demanda de gas natural

Etapa pre-COVID-19

TWh	Ene-Feb 2020		Ene-Feb 2019		2020 vs. 2019	
	Cierre	Real	TWh	%		
Convencional	59,2	61,2	-2,0	-3,3%		
D/C + PyMES	18,4	20,8	-2,4	-11,5%		
Industrial	38,2	38,0	0,2	0,5%		
Cisternas GNL	2,6	2,4	0,2	8,3%		
S. Eléctrico	13,0	12,0	1,0	8,3%		
TOTAL	72,2	73,2	-1,0	-1,4%		

Etapa COVID-19

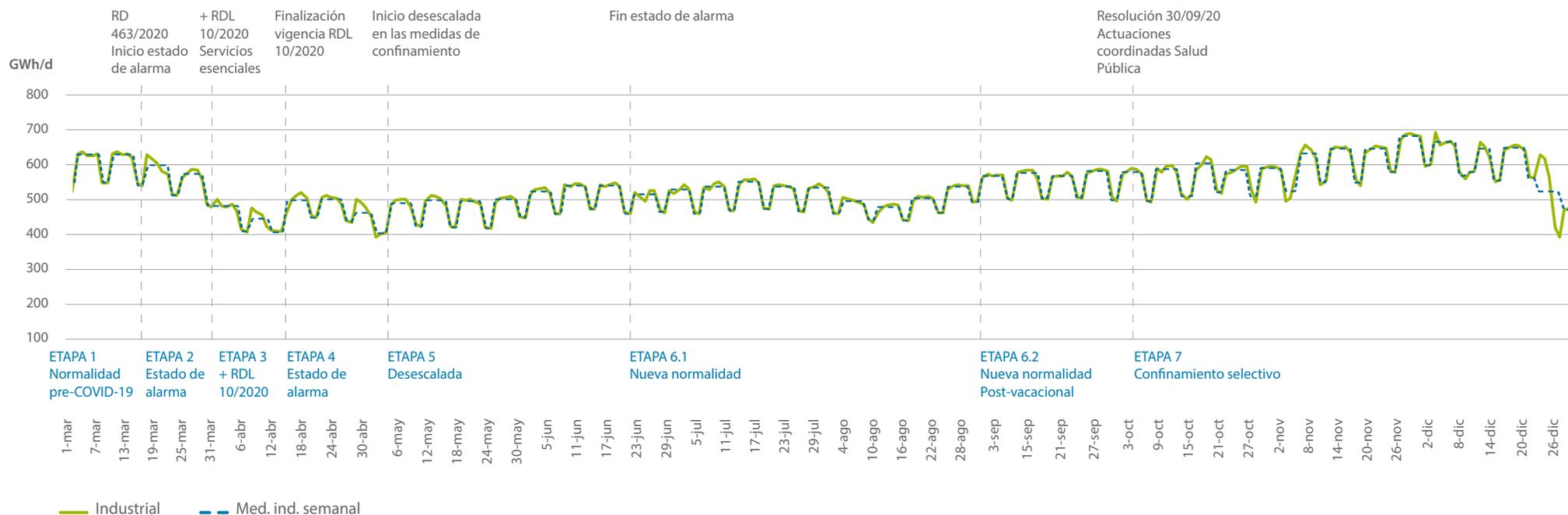
TWh	Mar-Dic 2020		Mar-Dic 2019		2020 vs. 2019	
	Cierre	Real	TWh	%		
Convencional	212,4	226,3	-13,9	-6,1%		
D/C + PyMES	38,1	39,3	-1,2	-3,1%		
Industrial	163,6	176,8	-13,2	-7,5%		
Cisternas GNL	10,8	10,3	0,6	5,4%		
S. Eléctrico	76,0	99,0	-23,0	-23,2%		
TOTAL	288,4	325,3	-36,8	-11,3%		

Para tratar de analizar la evolución de la demanda de gas en el sector industrial a lo largo de 2020, se ha dividido el periodo anual en diferentes etapas atendiendo a las medidas del Gobierno tomadas para tratar de contener los efectos de la pandemia.

Demanda de gas en la industria por etapas

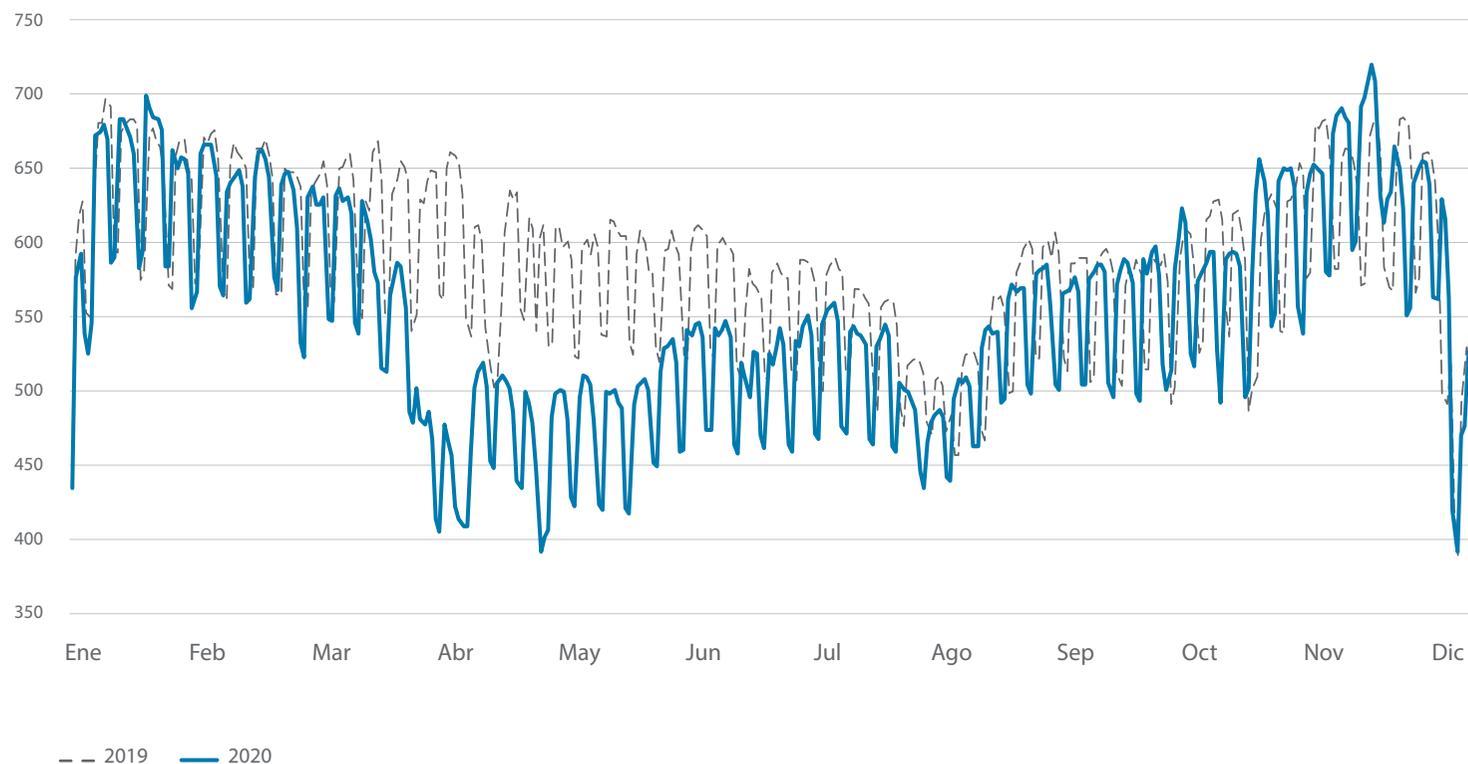
	Nombre	Periodo	Promedio semanal laborable (GWh)	Disminución vs. Etapa 1
Etapa 1	Pre-COVID-19	01/03 – 15/03	629	
Etapa 2	Inicio estado de alarma (RD 463/2020)	16/03 – 29/03	586	-7%
Etapa 3	Servicios esenciales (RDL 10/2020)	30/03 – 12/04	476	-24%
Etapa 4	Fin vigencia RDL 10/2020	13/04 – 02/05	497	-21%
Etapa 5	Desescalada	03/05 – 21/06	513	-18%
Etapa 6.1	Nueva normalidad	22/06 – 30/08	522	-17%
Etapa 6.2	Nueva normalidad. Post-vacacional	31/08 – 30/09	575	-9%
Etapa 7	Confinamiento selectivo. Actuaciones coordinadas de Salud Pública (Resol. 30/09/2020)	01/10 – 31/12	632	+0,5%

Demanda nacional - Sector industrial



Como puede observarse en la siguiente gráfica, el impacto de la COVID-19 ha sido más notable a partir de la declaración del estado de alarma en el mes de marzo y es más acusado en la etapa de servicios esenciales. Una vez que se levantan las restricciones de actividad económica al resto de servicios no esenciales, la demanda industrial comienza a recuperarse. Esta recuperación se confirma con el inicio de la desescalada desde el mes de mayo, llevando una senda de demanda similar a la observada en 2019, coincidiendo con la última etapa de confinamiento selectivo.

Demanda industrial diaria



Demanda convencional

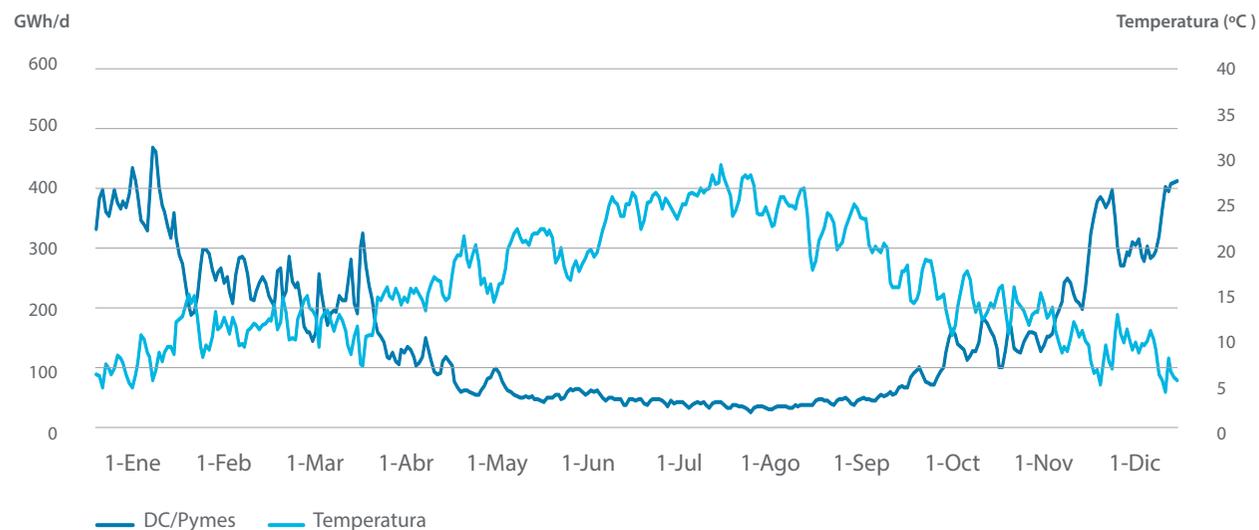
A lo largo de 2020, el sector convencional ha registrado 271,2 TWh, un -5,5% respecto al año anterior.

Este descenso ha sido generalizado tanto en el sector doméstico-comercial y pymes como en el mercado industrial con cifras de -6,2% y -6,0%, respectivamente, comparado con 2019. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el descenso de la demanda convencional se reduce del -5,5% al -4,2% respecto al año anterior.

DC/Pymes

En 2020, la demanda de gas natural del mercado doméstico-comercial y pymes ha registrado un decrecimiento de 3,7 TWh (-6,2%) respecto al año anterior. Este descenso se ha debido al efecto de las temperaturas, que han sido más cálidas en 2020 que en 2019.

Demanda nacional – Sector doméstico-comercial y pymes



La variación en el sector doméstico-comercial estuvo motivada por dos factores:

- ▶ 25.000 nuevos clientes, lo que supone una subida de 0,2 TWh.
- ▶ Temperaturas más cálidas que en 2019, provocando un descenso de 3,9 TWh.

Factores de variación en el sector doméstico-comercial

1

Nuevos clientes

≈ 25.000 clientes nuevos

7,05 MWh consumo medio

≈ +0,2 TWh/a

MWh/a	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Consumo unitario	8,7	9,2	9,3	8,6	9,7	8,7	8,9	8,8	7,6	7,9	8,2	8,0	8,4	7,6	7,1

2

Temperaturas

mar, jun, ago, sep, oct y dic temperaturas más frías en 2020

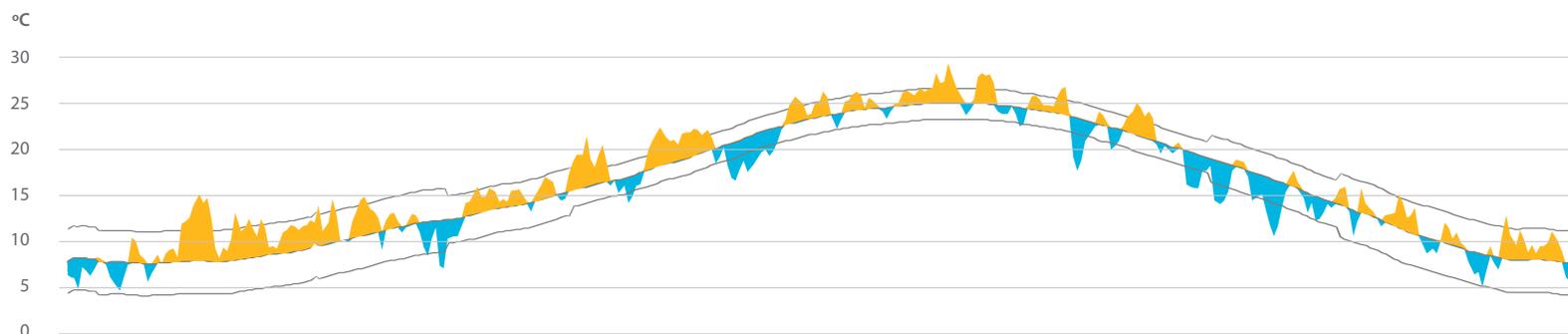
resto temperaturas más cálidas 2020

≈ -3,7 TWh/a

■ Muy cálido
 ■ Cálido
 ■ Normal
 ■ Frío
 ■ Muy frío

El año 2020 ha sido junto con 2017 el año más cálido desde 1961, primer año de la serie histórica de registros con los que cuenta AEMET, con una desviación media en +1,0 °C en el conjunto de la Península.

Temperatura de referencia del Sistema Gasista en 2020



Valoración frío/calor	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sept	oct	nov	dic	2020
Σ °C por exceso	32,9	88,5	43,8	35,3	68,6	22,8	41,8	33,5	23,4	6,7	34,3	35,0	466,5
Σ °C por defecto	-25,4	0,0	-23,5	-9,3	-10,1	-40,5	-4,2	-23,4	-29,9	-61,4	-9,6	-25,6	-262,9
Variación	7,5	88,5	20,3	25,9	58,6	-17,7	37,6	10,1	-6,6	-54,7	24,6	9,5	203,6

Demanda industrial

El consumo de gas del sector industrial ha registrado en 2020 la cifra de 201,4 TWh, lo que supone una bajada de 12,8 TWh respecto a 2019. Este descenso en la demanda de gas para el mercado industrial ha sido generalizado en todos los sectores a excepción de textil y servicios.

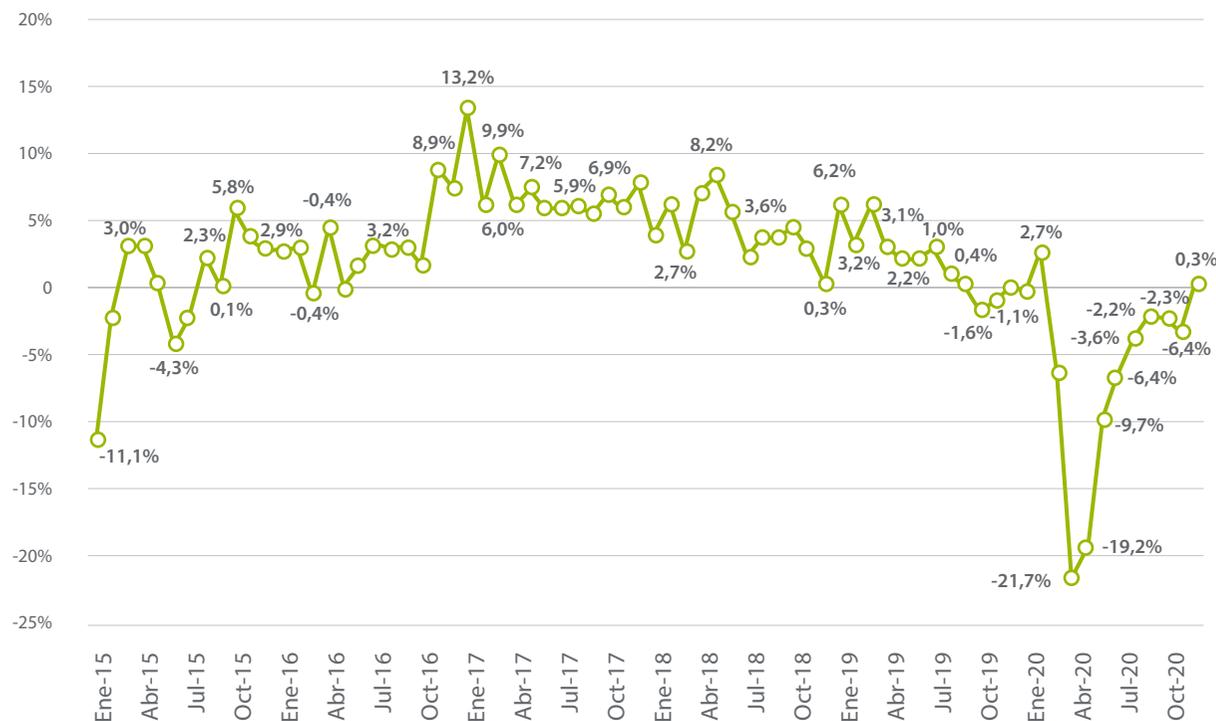
El sector papel ha sido el que más ha acusado la crisis sanitaria de la COVID-19, seguido de metalurgia y electricidad, siendo el sector agroalimentario el que ha registrado menores descensos.

La evolución de la demanda industrial, tal y como se representa en la siguiente figura sobre la evolución del IGIG¹, se mantuvo estable durante los dos primeros meses de 2020, evidenciando un repentino descenso a partir de marzo y llegando al -22% en la fase más severa del confinamiento. Una vez que se suavizaron las restricciones, se observa una notable corrección que ha permitido finalizar el año en valores de tasa interanual positivas y totalizando un consumo de gas de 201,4 TWh/año.

Consumo anual de gas natural por sector industrial

TWh/año	2020	% vs. 2019
Agroalimentaria	21,0	-2,3%
Construcción	22,5	-6,3%
Electricidad	27,2	-7,6%
Metalurgia	14,2	-7,9%
Papel	15,6	-12,9%
Química/ farmacéutica	28,2	-4,4%
Refino	39,3	-5,8%
Resto industria	18,1	-7,3%
Servicios	12,7	2,2%
Textil	2,0	>100%
Otros	0,6	-74,1%

Evolución IGIG



Para consultar el seguimiento mensual del IGIG, accede a la página [web de Enagás](#).



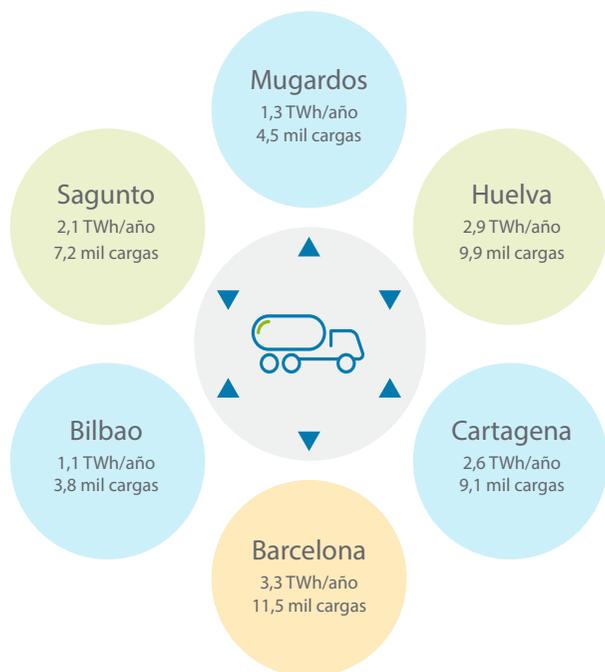
¹ El Índice de Grandes Consumidores Industriales de Gas (IGIG), que empezó a publicar el Gestor Técnico del Sistema en el año 2015, muestra la evolución del consumo de gas de las principales industrias consumidoras de gas para los diez sectores industriales más intensivos en el uso de este combustible.

Cisternas

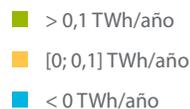
El consumo de gas por cisternas de GNL ha ascendido en 2020 a 13,3 TWh/año (46.124 cisternas cargadas), lo que supone una subida de 0,75 TWh/año respecto a 2019. Barcelona ha sido la planta de carga con mayor actividad en 2020, seguida de Huelva y Cartagena. Por comunidades autónomas, el mayor incremento se ha localizado en la Comunidad Valenciana (+0,37 TWh/año), seguido de Andalucía (+0,29 TWh/año).

46.124
Cisternas cargadas

13,3 TWh/año
Consumo de gas por cisternas
(+5,9% vs. 2019)



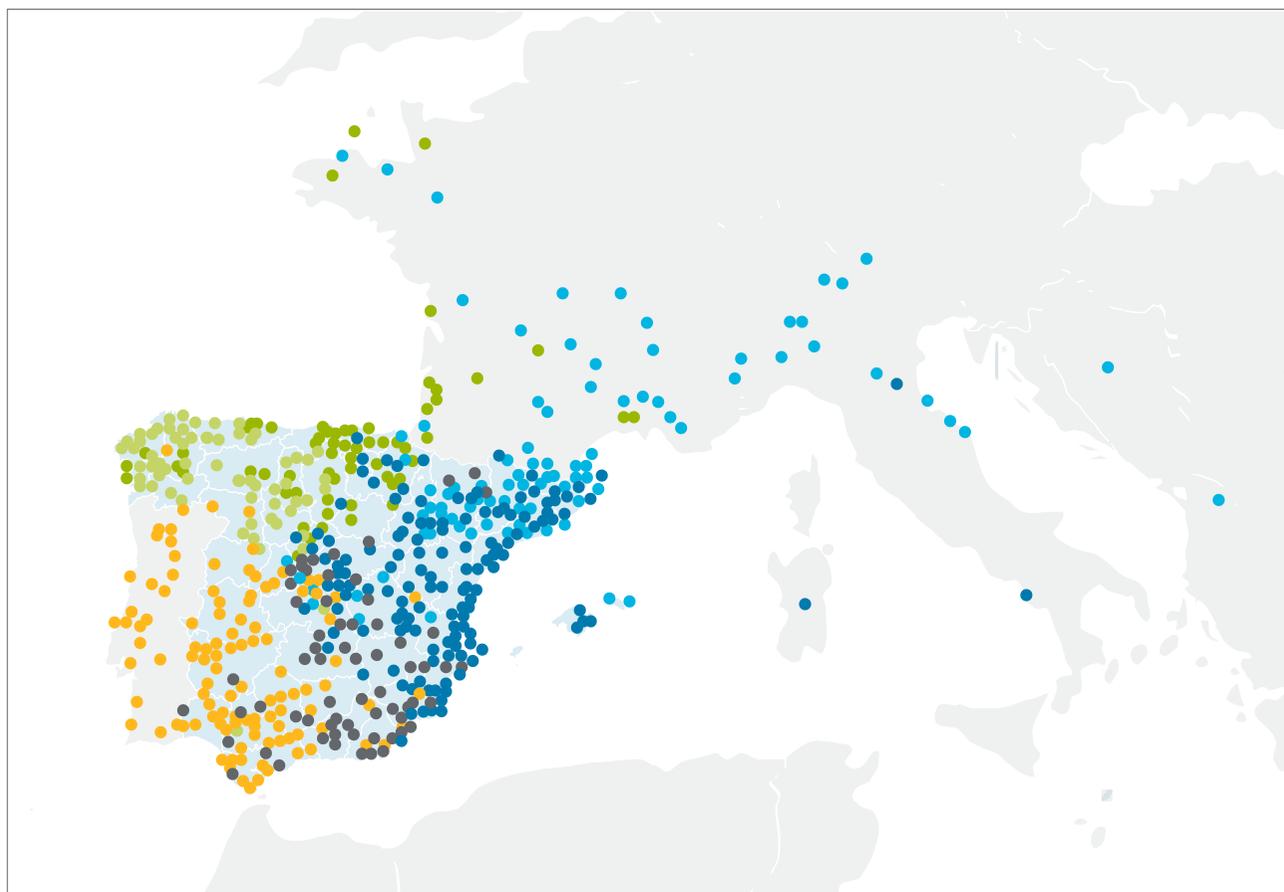
Demanda anual de cisternas por comunidades (2020 vs. 2019)



Destinos de cisternas

El año 2020 ha cerrado con 1.427 destinos activos de plantas satélite, lo que ha supuesto un incremento del 6,2% respecto a 2019 (83 destinos más). Además del territorio nacional, el Sistema Gasista español ha suministrado camiones cisterna a 100 destinos en el extranjero, pertenecientes a los países de Portugal, Francia, Andorra, Italia, Suiza, Bosnia y Macedonia.

Destinos de cisternas por planta de resgasificación



● Mugardos ● Huelva ● Cartagena ● Barcelona ● Sagunto ● Bilbao

1.427

Número total de destinos
(+83 nuevos destinos)

100

Número total de destinos
extranjeros

Demanda de gas para transporte

La demanda de gas natural en el sector transporte ha experimentado un incremento respecto al año anterior. Durante 2020 se han superado los 3 TWh/año, habiéndose destinado aproximadamente tres cuartas partes del total al transporte terrestre y un cuarto al transporte marítimo.

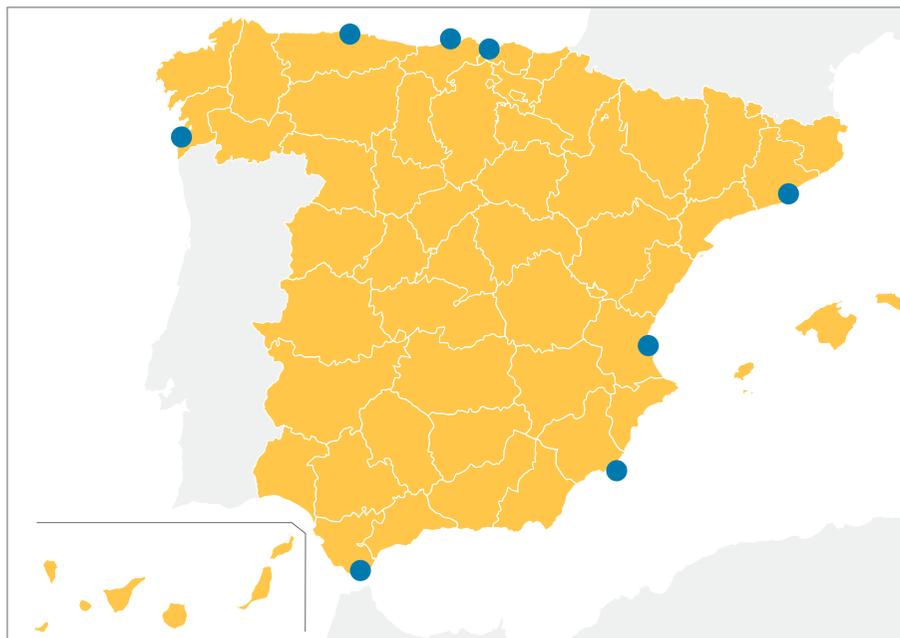
Transporte terrestre

El consumo anual monitorizado de gas vehicular en España ha registrado un aumento del 2% respecto a 2019 hasta alcanzar los 2,19 TWh/año. Durante el año 2020, las comunidades autónomas con mayor consumo de gas natural para transporte terrestre han sido la Comunidad de Madrid y Cataluña.

Transporte marítimo

A lo largo de 2020 se han suministrado 0,83 TWh/año para transporte marítimo, de los cuales 0,26 TWh corresponden a *bunkering* de GNL realizados en 17 operaciones *ship-to-ship* (STS¹) desde barcasas de suministro. Los restantes 0,52 TWh/año han sido suministrados mediante cisternas de GNL, habiéndose realizado 248 descargas de cisterna a buques en operaciones *truck-to-ship* (TTS²) y *multi-truck-to-ship* (MTTS³).

Suministro de cisternas de GNL para transporte marítimo



2.005 pedidos



0,57 TWh/año
(>100% vs. 2019)

17 operaciones



0,26 TWh/año
(>100% vs. 2019)

¹ En el caso en el que el suministro de GNL lo realice otro buque estamos ante una operación *ship-to-ship* (STS).

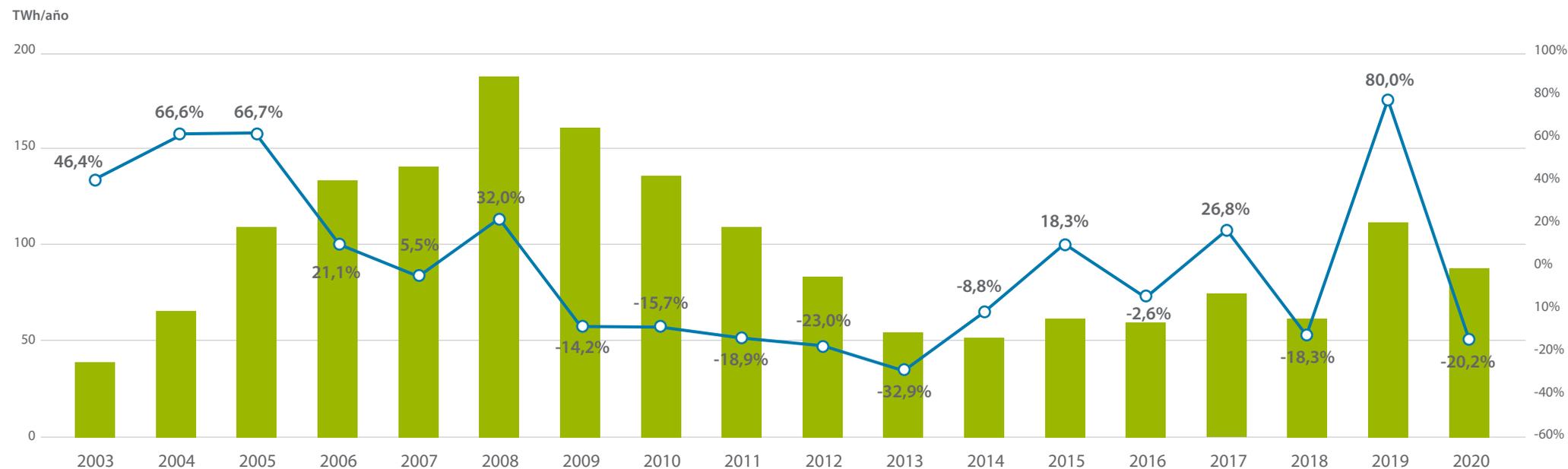
² El proceso *truck-to-ship* (TTS) se basa en el suministro de GNL a barco desde un camión cisterna que se sitúa en el muelle donde está el buque atracado.

³ Cuando en la misma operación de repostaje de GNL participan varios camiones cisterna simultáneamente, el proceso se denomina *multi-truck-to-ship* (MTTS).

Demanda de gas para el sector eléctrico

En 2020 las entregas de gas para el sector eléctrico han acumulado 88,9 TWh. Esta cifra es un 20,2% inferior a la registrada en 2019 debido, principalmente, a una mayor producción de energía renovable en detrimento del hueco térmico.

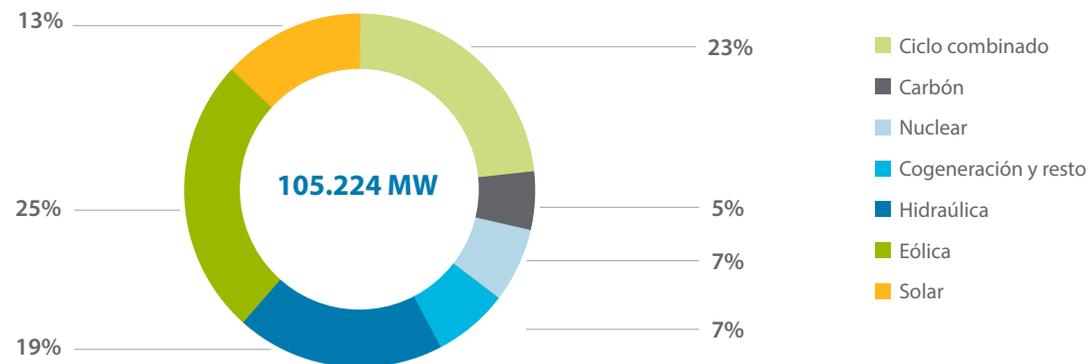
Entregas de gas para generación eléctrica



El parque generador de energía eléctrica en España se ha mantenido en una potencia instalada similar a la del año anterior. A lo largo de 2020 se han retirado 4 GW de potencia instalada de centrales térmicas de carbón. Esto ha coincidido con incrementos de otros 4 GW de potencia renovable, repartidos en 1.383 MW adicionales de eólica y 2.633 MW de potencia solar fotovoltaica.

La demanda de energía eléctrica en España, según datos a cierre de ejercicio, ha experimentado en 2020 un descenso del 5,1% respecto al año anterior.

Potencia eléctrica instalada peninsular (31 dic. 2020)



Fuente: REE



Las tecnologías que han proporcionado una mayor cobertura de la demanda han sido la nuclear, con un 23%; seguida muy de cerca por la generación eólica, con una representación porcentual también del 23%, y el ciclo combinado, con un 16%.

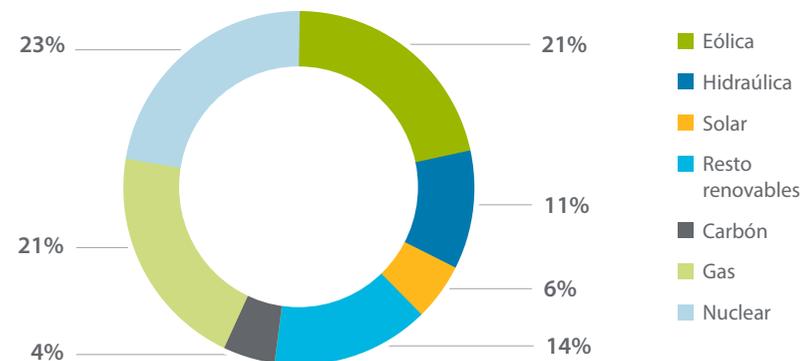
Las variaciones más significativas respecto al año anterior han sido:

- ▶ El aumento de las producciones hidráulica y solar, que han incrementado su participación en un 26,1% y 38,5%, respectivamente. Las dos tecnologías sumaron un incremento de 12,3 TWh (e), coincidiendo prácticamente con el descenso de 12,7 TWh (e) de los ciclos combinados.
- ▶ El descenso en la contribución del carbón, quedando reducida a menos de la mitad de la energía entregada en 2019.
- ▶ La reducción de la importación en los intercambios internacionales. El año 2020 ha cerrado por quinto año consecutivo con un saldo importador, aunque con un descenso notable hasta los 3,3 TWh, menos de la mitad que en 2019.

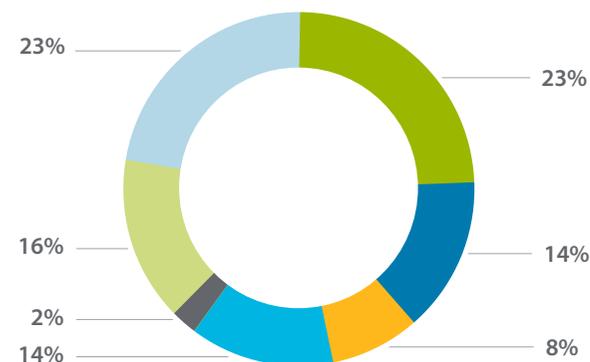
Balance eléctrico anual

TWh (e)	2019	2020
Demanda eléctrica	249,3	236,5
Eólica	53,1	53,8
Hidráulica	26,4	33,3
Solar	14,0	19,4
Resto renovables	36,0	33,9
Cogeneración	29,6	26,9
Otros	6,4	7,0
Hueco térmico	61,8	43,2
Carbón	10,7	4,8
Gas	51,1	38,4
% gas en HT	83%	89%
Nuclear	55,8	55,8
Saldos internacionales	6,9	3,3
importación		importación

2019



2020



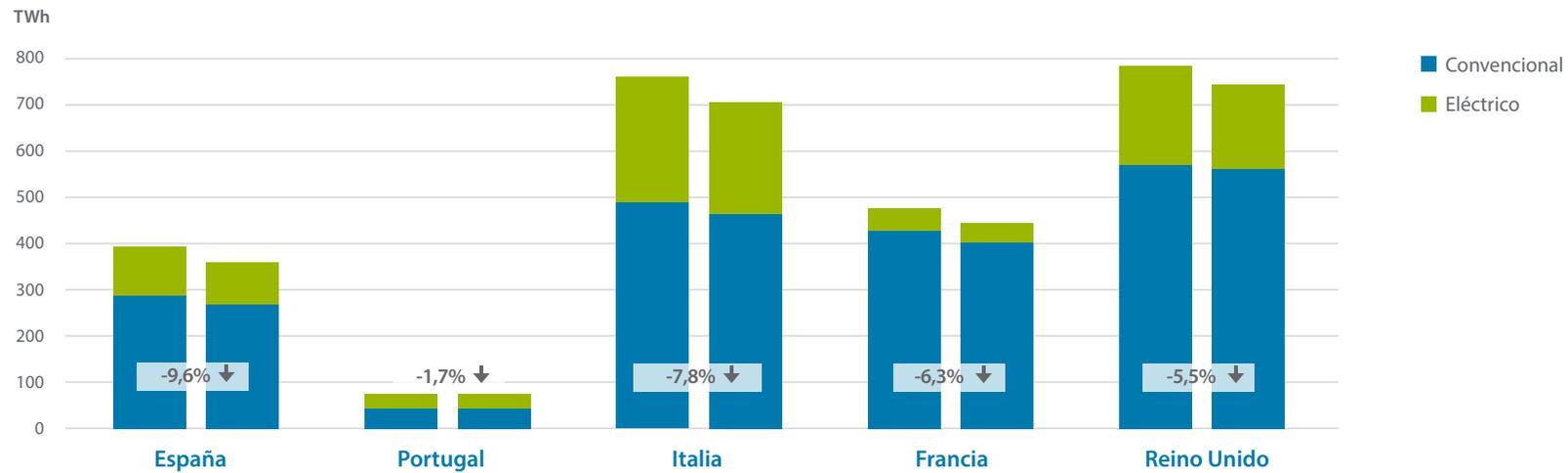
Fuente: REE.

Comparativa europea de la demanda de gas natural

La demanda total de gas natural experimentó un descenso generalizado en Europa.

Demanda total de gas natural por países

Variación 20 s/ 19

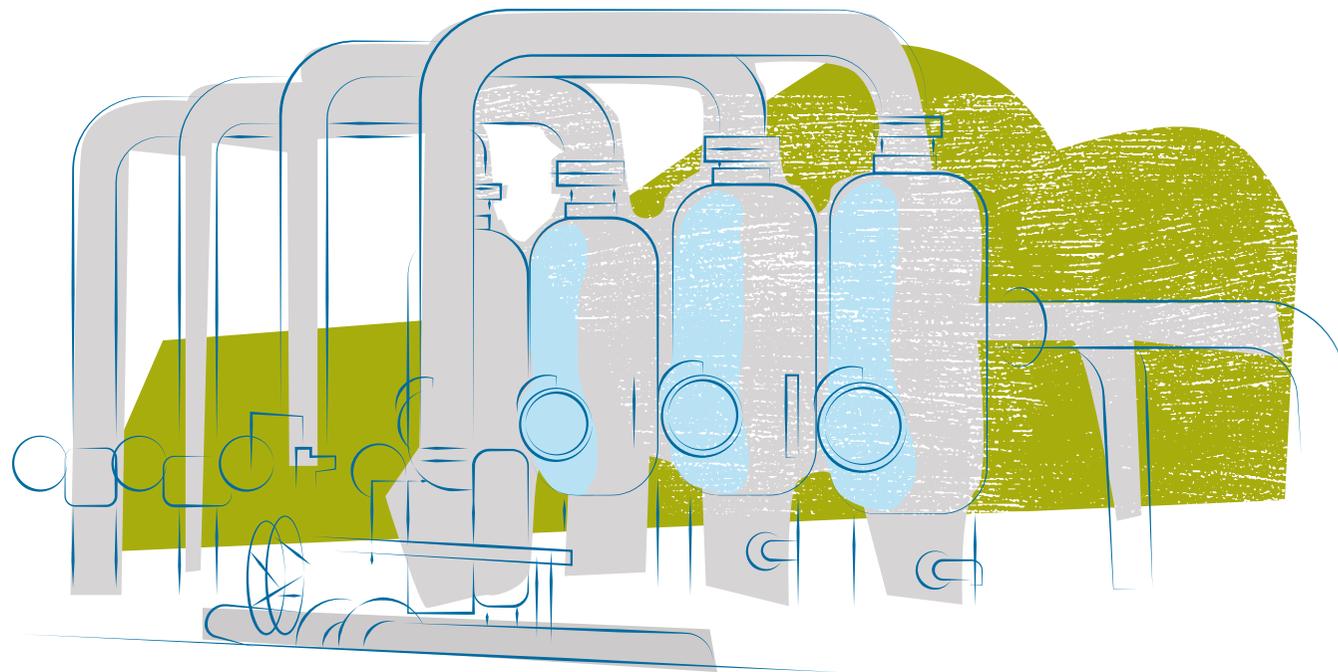


	España	Portugal	Italia	Francia	Reino Unido
Convencional	-5,5%	-4,8%	-5,0%	-5,8%	-1,2%
D/C	-6,2%	-4,5%	-4,0%	-6,0%	-2,6%
Industrial	-6,0%	-5,2%	-7,4%	-5,3%	16,0%
Eléctrico	-20,2%	3,8%	-12,7%	-11,1%	-17,0%
TOTAL	-9,6%	-1,7%	-7,8%	-6,3%	-5,5%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Snam, GRTgaz, REN, Teréga y National Grid.

2 Operación

El Sistema Gasista español ha funcionado en 2020 con total normalidad. La disponibilidad técnica y comercial ha sido del 100% las 24 horas, todos los días, en un contexto excepcional de pandemia global.



Continuidad, calidad y seguridad del suministro

En 2020 el Gestor Técnico del Sistema ha seguido garantizando la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; buscando el correcto funcionamiento del Sistema con criterios de eficacia, eficiencia, mejor servicio al cliente y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución.

A 31 de diciembre de 2020, hay habilitados 184 usuarios en alguna de las tres áreas de balance (PVB, TVB o AVB) y 208 usuarios adheridos al Contrato Marco de Acceso a las Instalaciones del Sistema Gasista español.

Tras la asignación de capacidad en el Sistema español en un horizonte a 15 años, se ha asegurado el uso del Sistema Gasista a largo plazo.

Por otro lado, en 2020 se han llevado a cabo un total de 238 descargas de GNL en el conjunto de las terminales de regasificación españolas.

Notas de Operación

A lo largo de 2020 se han publicado siete Notas de Operación, en el siguiente orden:

- ▶ Reducción de obligación de reserva invernal 2019-2020 (14/02/2020).
- ▶ Aviso de bajas temperaturas (30/03/2020).
- ▶ Gestión de carga de cisternas (09/10/2020).
- ▶ Gestión de carga de cisternas-cierre (16/10/2020).
- ▶ Regla transitoria de asignación de capacidad de carga de cisternas desde 04/11/2020 (30/10/2020).
- ▶ Aviso de bajas temperaturas (23/12/2020).
- ▶ Situación de operación excepcional nivel 0 - Ola de frío (31/12/2020)

El Sistema Gasista español ha funcionado en 2020 con total normalidad gracias al plan de contingencia ante la COVID-19 puesto en marcha por Enagás a principios de marzo. La disponibilidad, tanto comercial como técnica, ha sido del 100% las 24 horas, todos los días, garantizando siempre el suministro a todos los consumidores.

Habilitación y acceso al Sistema Gasista

Entre el 17 de junio y el 17 de septiembre de 2020 se realizó la adaptación del Contrato Marco de Cartera de Balance al nuevo modelo que establece la Resolución de 9 de junio de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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. Participaron en este proceso 159 usuarios que firmaron su adhesión al nuevo contrato marco.

Entre el 24 de abril y el 24 de julio de 2020 se realizó la adaptación del Contrato Marco para el Acceso al nuevo modelo establecido en la Resolución de 15 de abril de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el Contrato Marco para el Acceso a las Instalaciones del Sistema Gasista. Participaron en este proceso 178 usuarios, que firmaron su adhesión al nuevo contrato marco.

A 31 de diciembre de 2020:

- ▶ 208 usuarios han formalizado su adhesión al Contrato Marco de Acceso a las Instalaciones del Sistema Gasista Español
- ▶ 184 usuarios se han adherido al Contrato Marco de Cartera de Balance. De estos, 182 disponen de Cartera de Balance en PVB, 145 de Cartera de Balance en TVB y 142 de Cartera de Balance en AVB
- ▶ 136 compañías se han habilitado en Contrato Marco de Acceso a las Instalaciones del Sistema Gasista Español y en las tres Carteras de Balance (PVB, TVB y AVB)
- ▶ 11 agrupaciones de Cartera de Balance se encontraban vigentes

El Sistema logístico SL-ATR ha contado con más de 1.300 usuarios activos en el ejercicio 2020.

La información relativa a cómo habilitarse en el Sistema para operar en las instalaciones gasistas y en las áreas de balance PVB, TVB y AVB puede consultarse en la [web de Enagás](#).



Contratación de capacidad

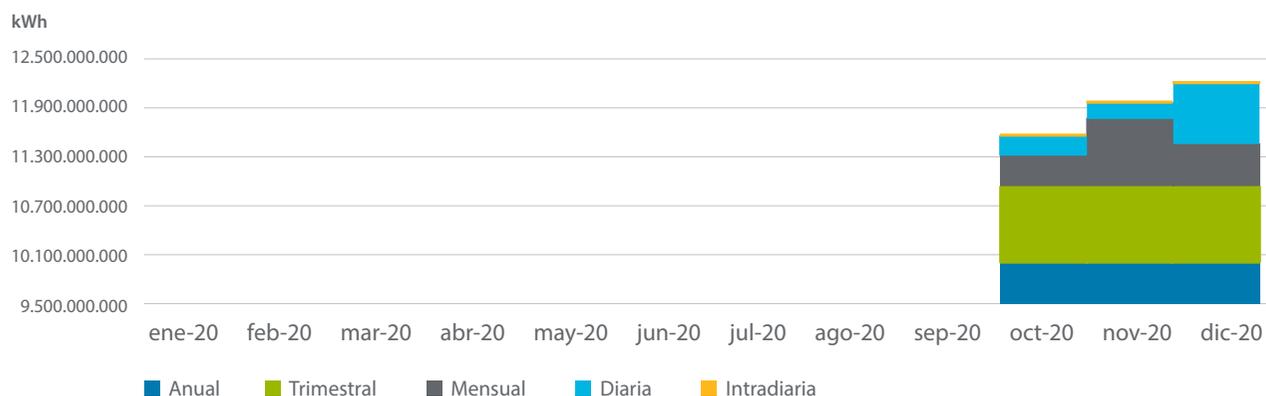
A lo largo del año 2020 se ha puesto en marcha el nuevo modelo de Tanque Virtual del Sistema Gasista. La metodología de asignación de capacidad ha pasado de ser cronológica a basarse en un mecanismo de mercado, donde el Gestor Técnico del Sistema realiza la totalidad de las asignaciones de capacidad, con excepción de salidas a un consumidor final y conexiones internacionales europeas.

En este proceso de cambio cabe destacar los siguientes hitos:

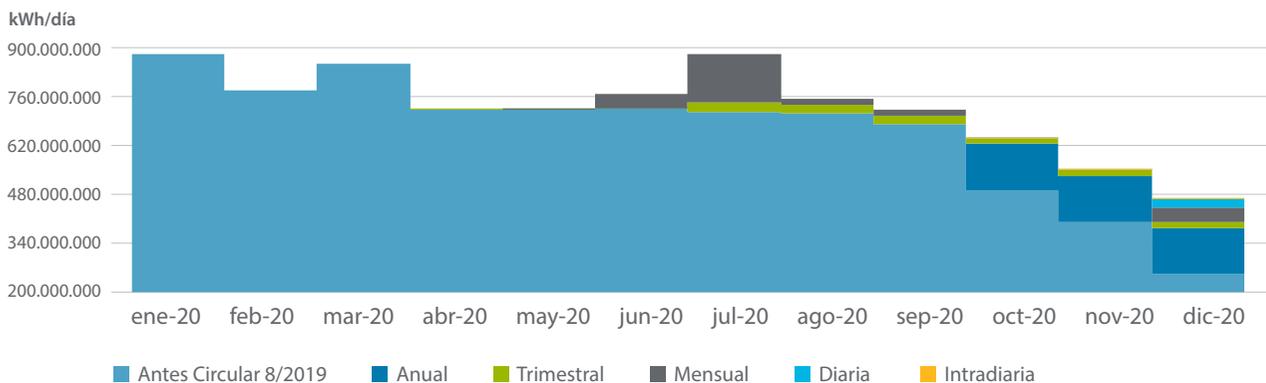
- ▶ En febrero se comenzó a asignar por primera vez capacidad mediante mecanismos de mercado de *slots* de descarga y carga de GNL de cara al periodo transitorio (1 de abril-30 de septiembre 2020)
- ▶ En julio se celebró la primera subasta anual a 15 años, de *slots* de descarga en las terminales de regasificación españolas, ofertándose también los servicios agregados de descarga de buque-almacenamiento de GNL-regasificación y descarga de buque-almacenamiento de GNL-regasificación-entrada a PVB.
- ▶ En septiembre, se realizaron el resto de subastas anuales (15 años) del resto de servicios recogidos en la legislación, incluidos también los nuevos servicios de licuefacción virtual y almacenamiento de GNL en tanque. Adicionalmente, se ofertan los servicios agregados de almacenamiento de GNL-regasificación y almacenamiento de GNL-regasificación-entrada a PVB.
- ▶ El 1 de octubre, se completó la implantación total de las circulares de la CNMC, con el inicio del uso de la capacidad asignada previamente en los procesos anual, trimestral y mensual. Por otra parte, comenzaron a celebrarse las subastas diarias e intradiarias de todos los servicios no *slots*.

Contratación en plantas de regasificación

Contratación de almacenamiento de GNL por producto

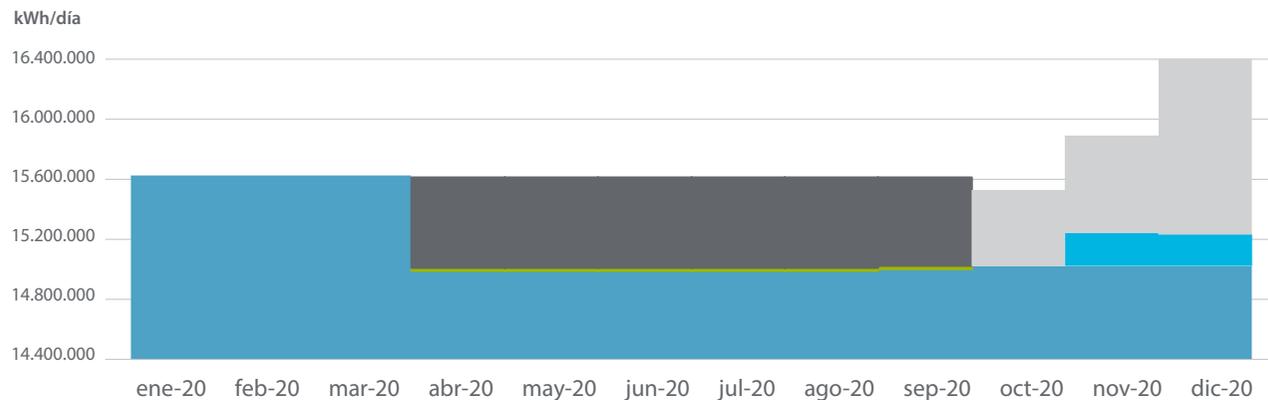


Contratación de regasificación por producto

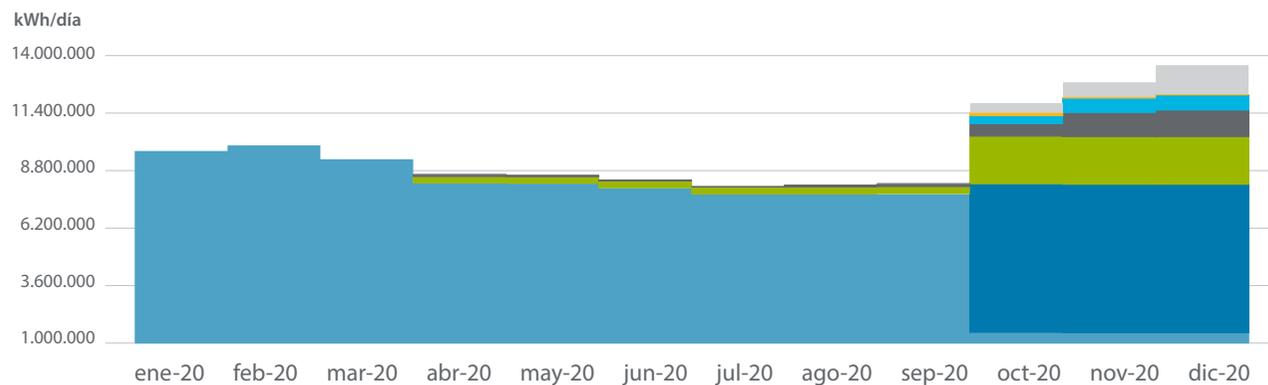


Contratación de carga de cisternas por planta y producto

Planta de Barcelona



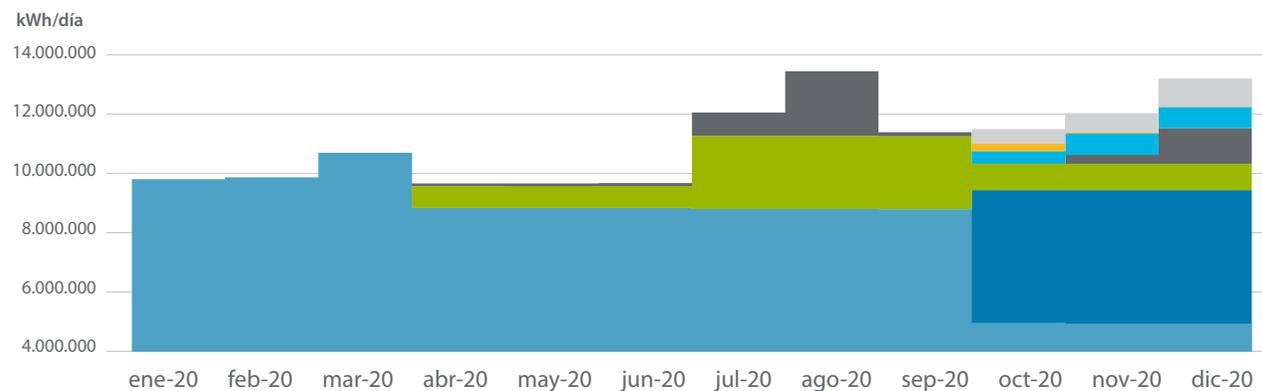
Planta de Cartagena



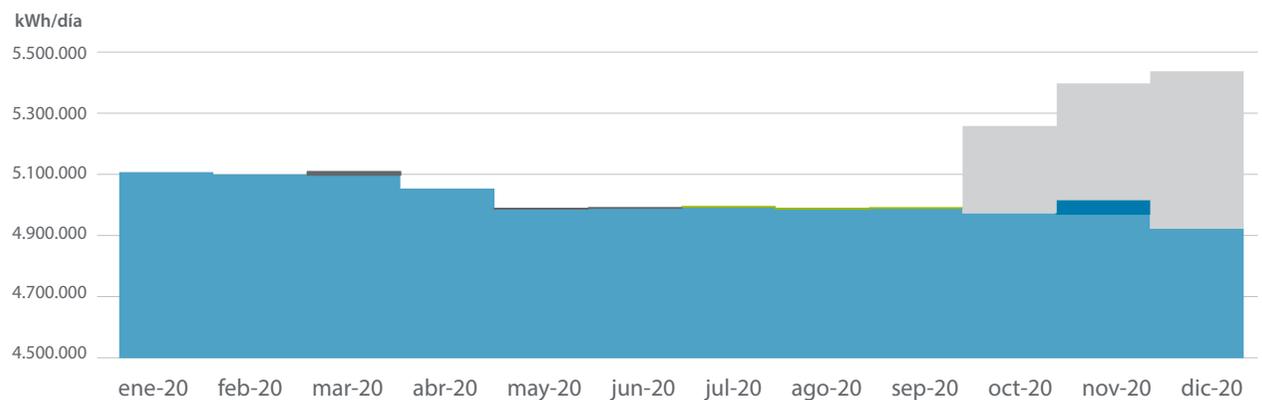
■ Antes Circular 8/2019
 ■ Anual
 ■ Trimestral
 ■ Mensual
 ■ Diaria
 ■ Intradiaria
 ■ Distribución

Contratación de carga de cisternas por planta y producto

Planta de Huelva



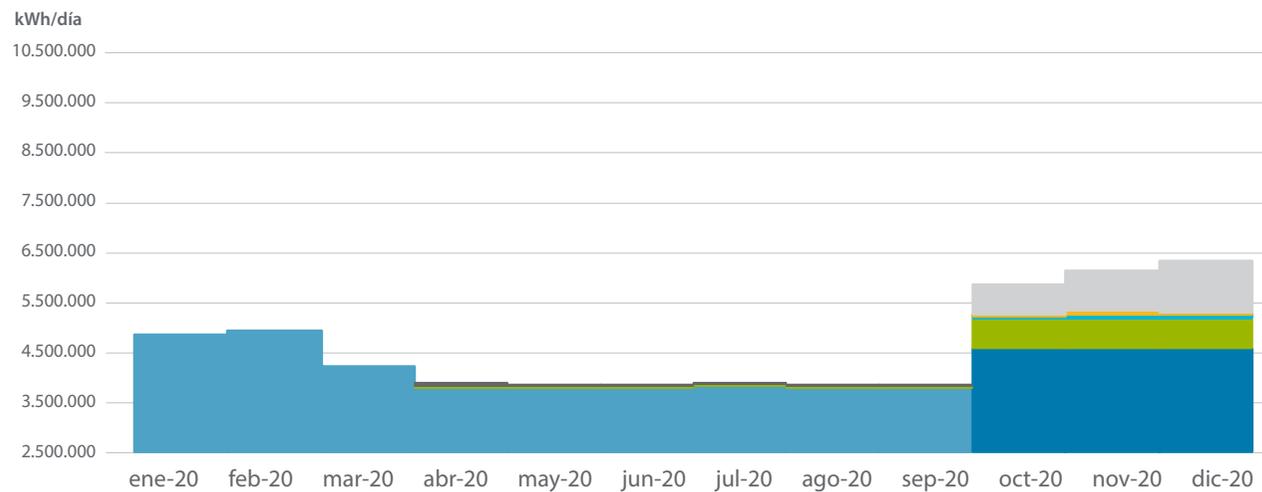
Planta de Bilbao



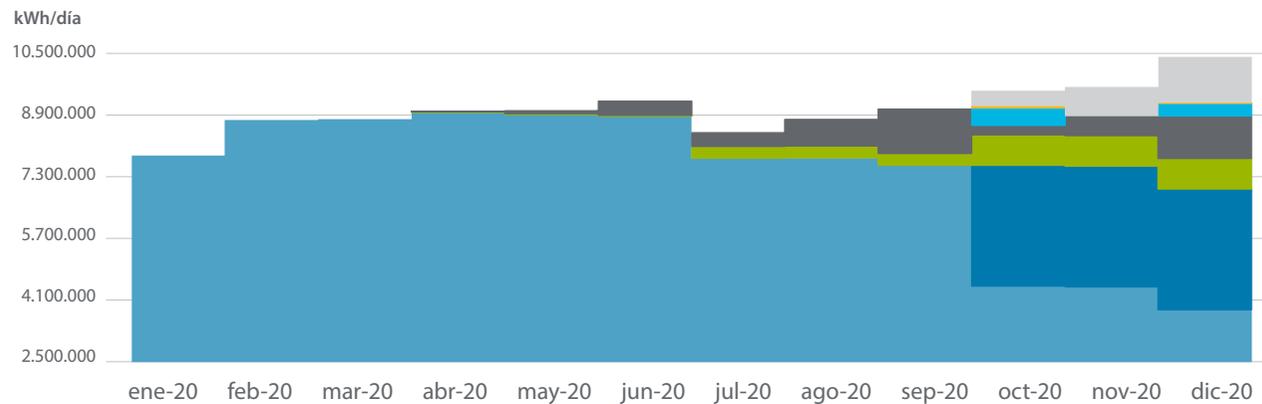
■ Antes Circular 8/2019 ■ Anual ■ Trimestral ■ Mensual ■ Diaria ■ Intradiaria ■ Distribución

Contratación de carga de cisternas por planta y producto

Planta de Mugarodos

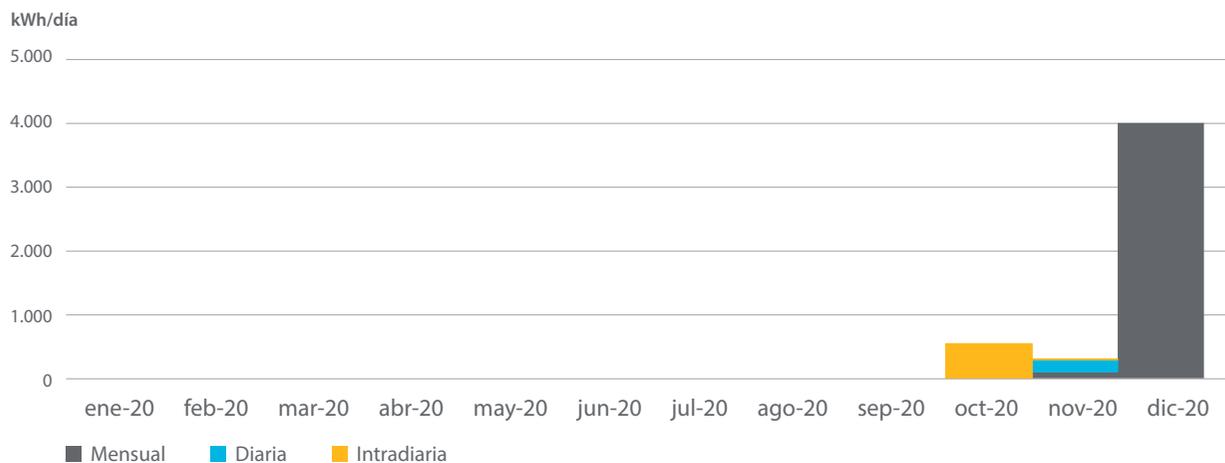


Planta de Sagunto



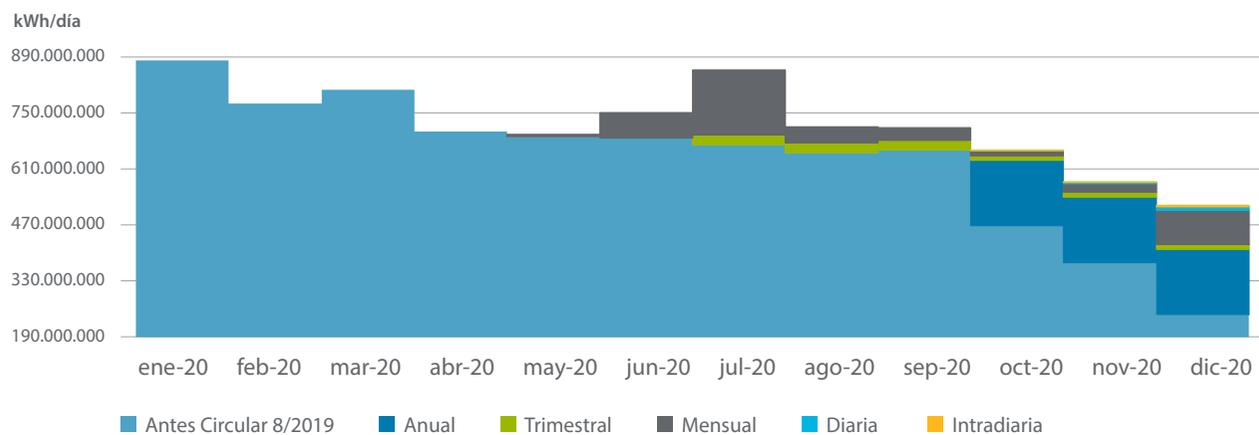
Antes Circular 8/2019 Anual Trimestral Mensual Diaria Intradiaria Distribución

Contratación de licuefacción virtual



Este servicio no localizado, disponible desde octubre de 2020, da derecho a la transferencia de gas desde el Punto Virtual de Balance hasta el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación, en forma de GNL.

Contratación de acceso al PVB desde TVB



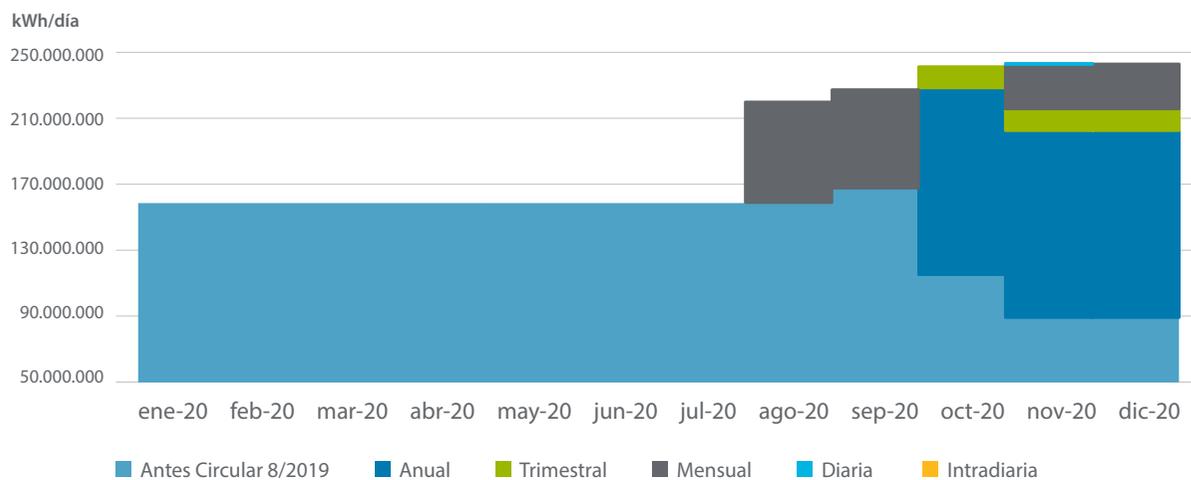
Contratación por conexiones internacionales

Conexiones internacionales con el norte de África

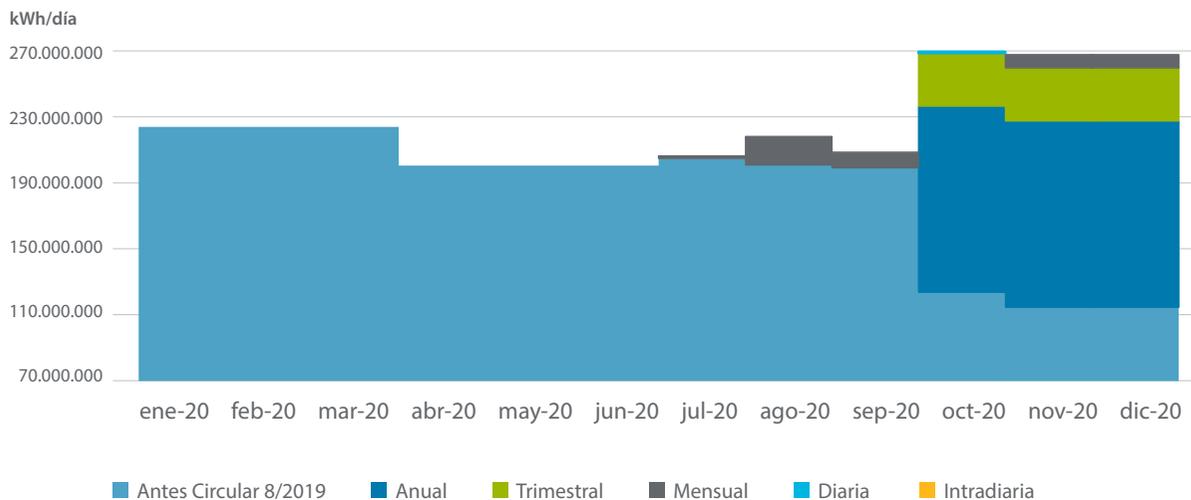
GWh	2019			2020		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Tarifa	161.998	90.956	56%	161.998	98.582	61%
Almería	105.760	87.187	82%	105.760	75.390	71%
TOTAL	267.758	178.143	67%	267.758	173.973	65%

La capacidad contratada en las conexiones internacionales con el norte de África ha alcanzado el 65% en el año 2020. Las cantidades importadas por la Conexión Internacional de Tarifa se han incrementado, mientras que, por la Conexión Internacional de Almería han descendido con respecto a las de 2019.

Conexión Internacional de Tarifa



Conexión Internacional de Almería

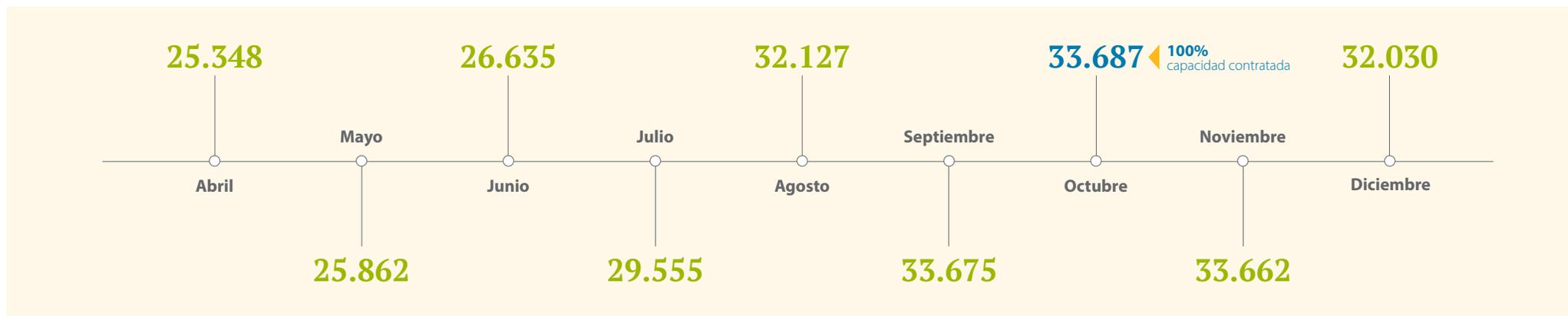


Conexiones internacionales con Francia

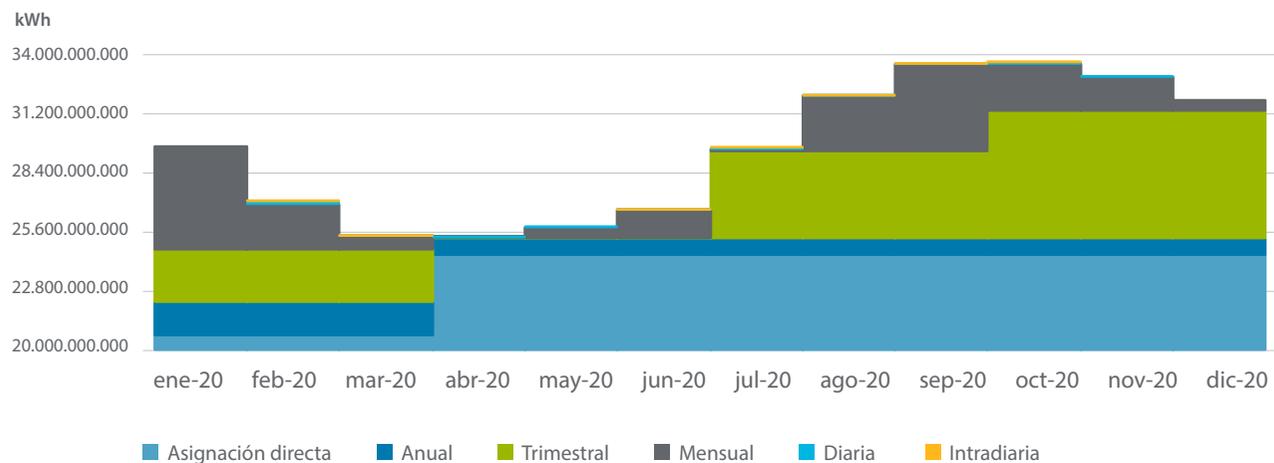
GWh	2019			2020		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Importación	82.125	68.639	84%	82.350	63.631	77%
Exportación	82.125	46.639	57%	82.350	46.392	56%

Contratación en almacenamiento subterráneo

GWh



Contratación en almacenamiento subterráneo



La media de la capacidad contratada por día para el año 2020 del servicio de extracción ha sido de 3.013.347 kWh/día (diaria) y 1.531.514 kWh/día (intradiaria)

La media de la capacidad contratada por día para el año 2020 del servicio de inyección ha sido de 5.822.389 kWh/día (diaria) y 530.395 kWh/día (intradiaria)

En los almacenamientos subterráneos se ha alcanzado el 100% de capacidad contratada en el mes de octubre, y en los meses de noviembre y diciembre, el 97,8 y 94,0%, respectivamente.

En el caso de la asignación de capacidad en almacenamientos subterráneos se desarrolla en dos fases: una primera asignación directa a petición de cada usuario en función de su demanda y subastas posteriores de los distintos productos definidos.

Servicios ofertados por subastas

Las subastas de capacidad representan un mecanismo para la asignación de capacidad de las instalaciones del Sistema Gasista español.

Cabe destacar las siguientes cifras de 2020:

- ▶ Se han realizado 750 subastas de capacidad de largo plazo.
- ▶ En la subasta anual de capacidad de almacenamiento de GNL celebrada hasta 2026, se asignó para el primer año cerca de 10 TWh (70% de la capacidad ofertada).
- ▶ Se han celebrado subastas de corto plazo para todos los servicios no *slots* desde el 30 de septiembre. Han tenido lugar 375 subastas cada día en productos de corto plazo diarios e intradiarios, que suponen una herramienta de balance clave para los usuarios.

750
Subastas de capacidad a largo
plazo realizadas en 2020

Slots de descarga asignados en procedimientos anuales

En la subasta anual de *slots* de descarga se recibieron un total de 2.977 solicitudes para un total de 1.720 *slots* disponibles, siendo contratados un total de 1.513 *slots* en las plantas del Sistema a 15 años. Para el primer año se han asignado el 94% de *slots* de descarga ofertados.

En julio se celebró la primera subasta anual a 15 años de *slots* de descarga en las terminales de regasificación españolas.

Año	Slots disponibles	Solicitudes recibidas	Slots asignados
1	250	525	236
2	105	426	88
3	105	371	84
4	105	244	96
5	105	250	97
6	105	194	95
7	105	142	92
8	105	130	90
9	105	129	97
10	105	129	101
11	105	89	89
12	105	87	87
13	105	87	87
14	105	87	87
15	105	87	87

Slots de descarga asignados en procedimientos mensuales

El 1 de octubre se completó la implantación total de las circulares de la CNMC, con el inicio del uso de la capacidad asignada previamente en los procesos anual, trimestral y mensual.

En diciembre de 2020 se comenzaron a ofertar *slots* disponibles tras los procedimientos de asignación para ser contratados en el mes en curso, en el proceso de asignación intramensual de *slots*. En concreto, durante el mes de diciembre, se asignaron cinco *slots* de descarga adicionales.

Garantías en el Sistema Gasista

El Sistema Gasista español establece para los usuarios un régimen de garantías para hacer frente a las obligaciones de pago de las facturas de peajes de los contratos de servicios y de los recargos de desbalances de acuerdo con lo establecido por la CNMC.

El cálculo y la gestión de las garantías en las actividades de contratación y desbalances son realizados por el Gestor Técnico del Sistema y se notifican al usuario afectado y al Gestor de Garantías.

Proceso de gestión de garantías

Las principales referencias normativas que rigen el funcionamiento de las garantías del Sistema Gasista español son las Normas de Gestión de Garantías y las circulares 8/2019, 2/2020 y 6/2020 de la CNMC.

El Gestor Técnico del Sistema gestiona todas las garantías relacionadas con los desbalances en las diferentes áreas de balance y las relacionadas con todos los procesos de contratación de capacidad, tanto los realizados en la plataforma de solicitud y contratación de capacidad gestionada por el Gestor Técnico del Sistema, como en la plataforma PRISMA.

En relación a las garantías para la contratación de capacidad, antes de la formalización de los contratos, se exige que los usuarios tengan garantías suficientes para hacer frente al pago de los peajes de los mismos.

Por otro lado, la gestión de las garantías para clientes conectados a redes de distribución se realiza trimestralmente, debido a que los procesos de contratación en redes de distribución se realizan en las plataformas de los distribuidores. El objetivo de este proceso es retener un importe de garantías equivalente a la operativa del último año en cuanto a capacidades contratadas y consumos medios. No obstante, el Gestor Técnico del Sistema realiza un trabajo minucioso con los distribuidores para tratar de garantizar al máximo el pago de los peajes de los contratos del servicio de salida del PVB a un consumidor conectado a una red de distribución.

Esquema de funcionamiento de gestión integrada de garantías del GTS



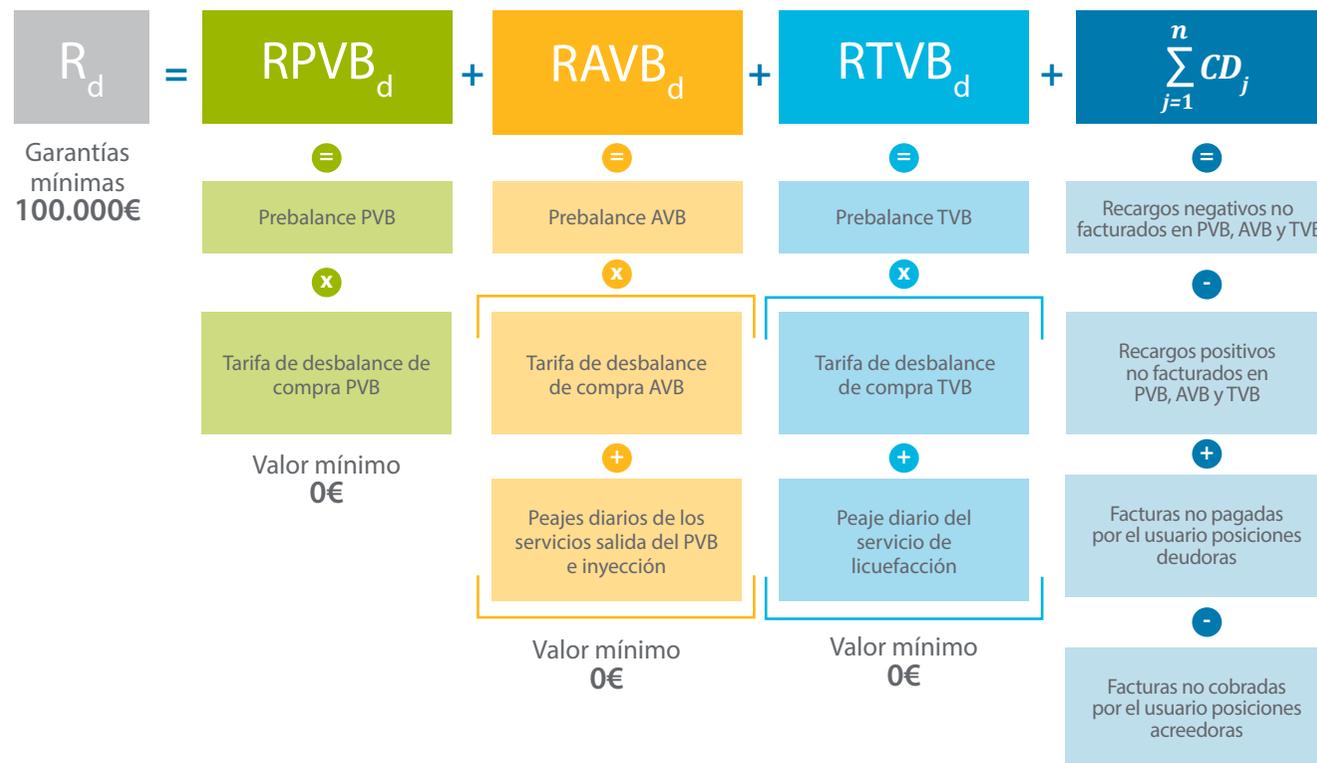
Gestión del riesgo

Una de las novedades establecidas en la Circular 2/2020 está relacionada con la gestión del riesgo económico para desbalances.

De acuerdo con esta circular, diariamente, tras la finalización del último ciclo de renominación, se cuantifica el nivel de riesgo de todos los usuarios que disponen de cartera de balance.

Este cálculo tiene en cuenta el valor económico del prebalance, que incluye las operaciones del día de gas actual y las cesiones y adquisiciones del día de gas actual y del siguiente, así como todos los recargos de los desbalances pendientes de facturar y las facturas de recargos de desbalances emitidas pendiente de cobro o pago. Es decir, se trata de tener la posición acreedora o deudora de cada usuario en relación a las obligaciones de pago con respecto a los desbalances, reduciendo de manera significativa el riesgo de impagos de facturas de recargos de desbalances.

Esquema de sumatorios para el cálculo del nivel de riesgo calculado diariamente



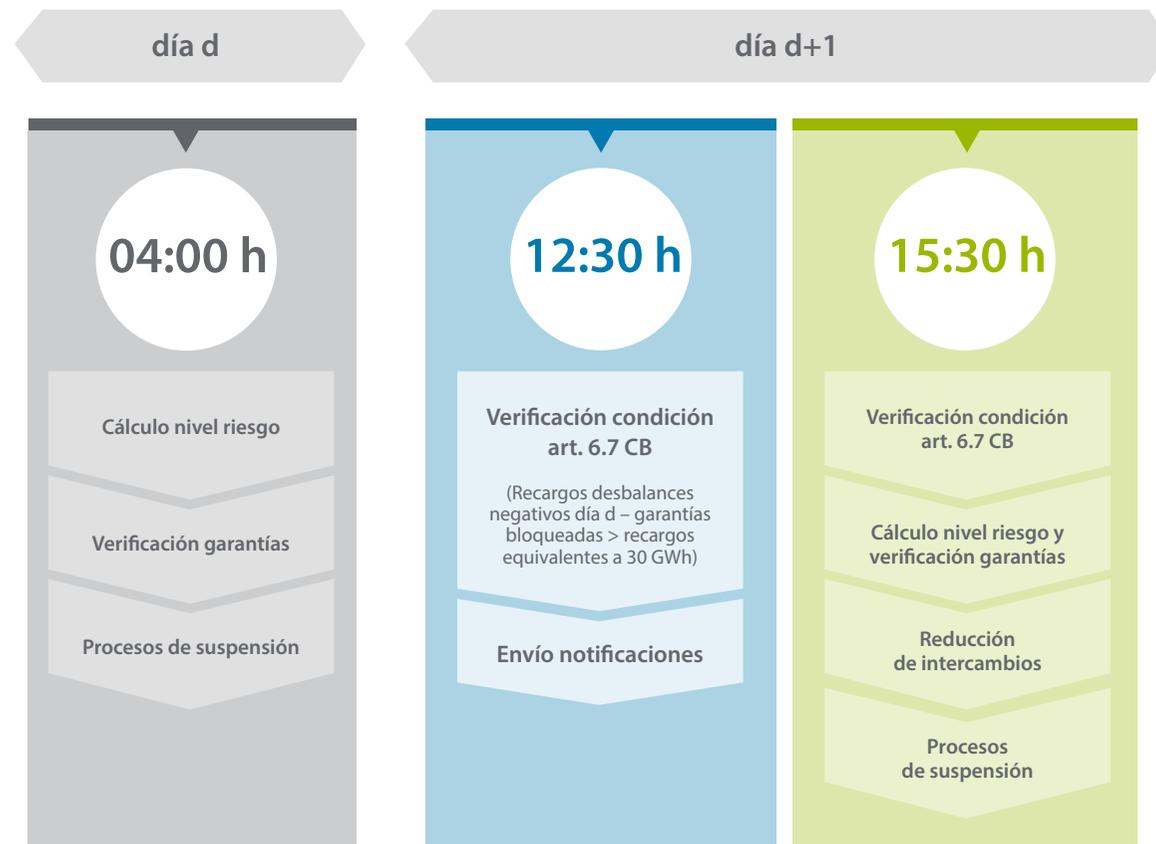
Tras la realización del mencionado cálculo, se solicita a los usuarios unas garantías por un importe igual a su nivel de riesgo.

Si un usuario no dispusiera de garantías suficientes se le notifica el incumplimiento y es suspendido inmediatamente, de tal forma que no podrá realizar operaciones que supongan una salida de gas del Sistema Gasista y que incrementen la posición deudora del usuario.

El usuario puede constituir las garantías requeridas, reteniéndose estas y restableciendo su habilitación de forma inmediata.

Durante el año 2020, desde el mes de abril, el número de suspensiones ha ascendido a 32.

Esquema y horarios de comprobación del nivel de riesgo



Aprovisionamientos de GN y GNL

En 2020, los aprovisionamientos de gas natural han alcanzado los 365.569 GWh.

Por segunda vez desde hace siete años, los suministros en forma de gas natural licuado (GNL) han superado a los de gas natural (GN). La entrada de GNL ha representado un 63% del aprovisionamiento de gas para el Sistema Gasista español. En 2020 se ha recibido GNL de 13 orígenes distintos, la mayor parte procedente de EE.UU., Nigeria, Rusia y Qatar.

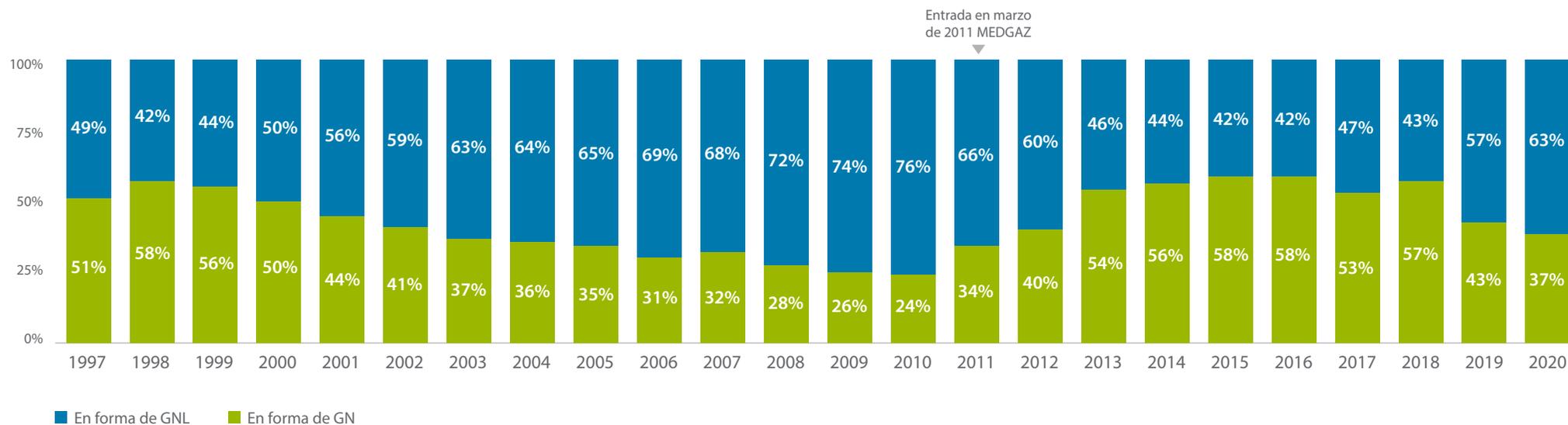
El GNL descargado en 2020 ha registrado un ascenso del 6% con respecto a 2019. Dos terminales, Cartagena y Mugardos, han experimentado un incremento en el número de descargas, mientras que el resto ha descendido en volumen descargado.

Entradas al Sistema Gasista español

Las entradas en forma de GN han supuesto 136.834 GWh, un 23% menos respecto al año anterior.

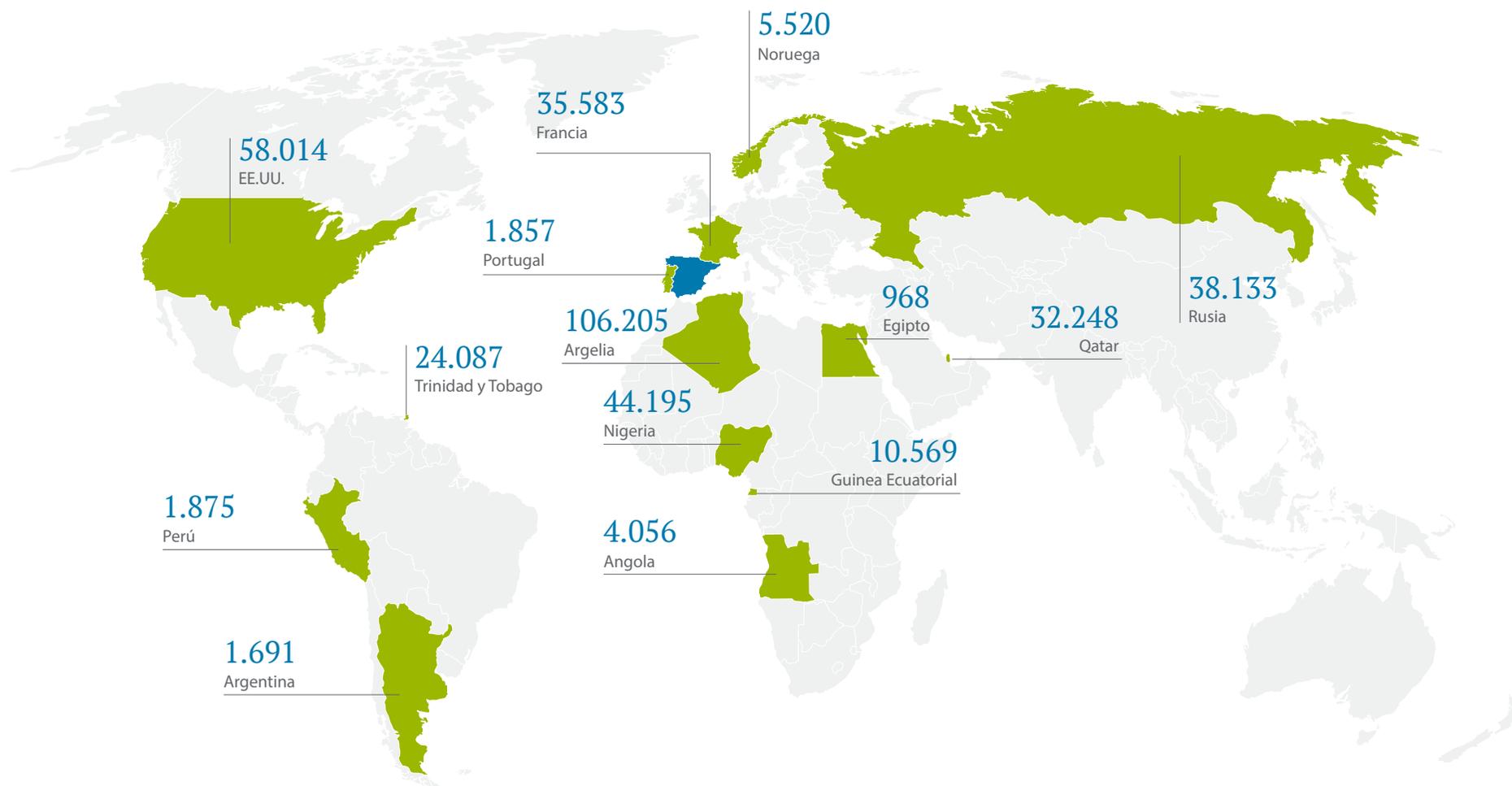
El aprovisionamiento en forma de GNL, por su parte, ha alcanzado los 228.735 GWh. Las plantas en las que se han registrado mayores crecimientos del gas descargado han sido las de Cartagena y Mugardos.

Evolución de los aprovisionamientos

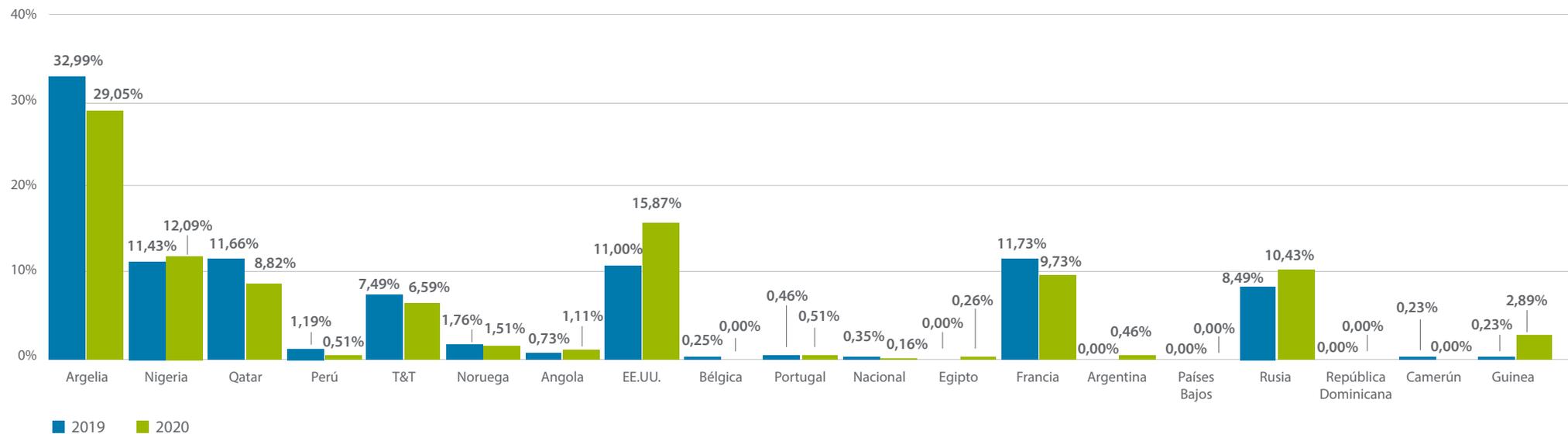


Origen de los suministros

GWh



Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento



14

Países que han suministrado gas natural al Sistema en 2020

En la cartera de aprovisionamientos, Argelia ha seguido siendo el tradicional suministrador del Sistema Gasista español, suponiendo prácticamente el 29% de los aprovisionamientos en 2020, seguido de EE.UU., con un 16%.

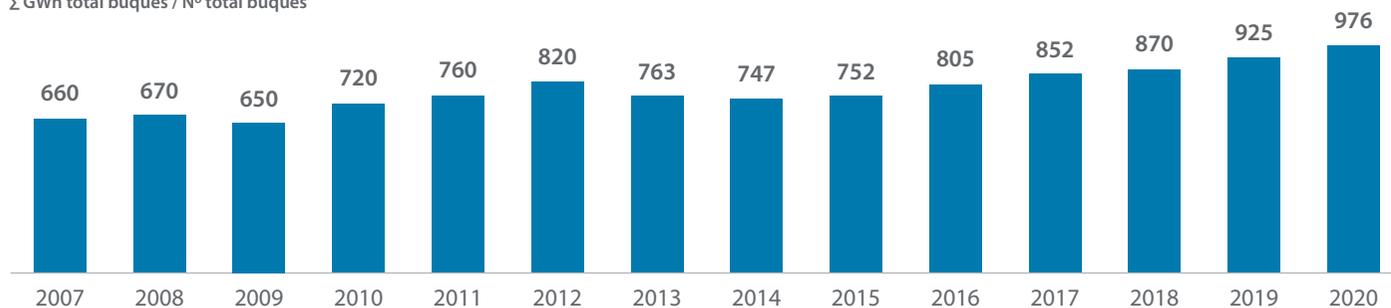
Descargas de buques de GNL

N.º descargas	2019	2020	s/2019
Barcelona	69	48	-28%
Huelva	59	53	-10%
Cartagena	23	36	74%
Bilbao	66	58	-9%
Sagunto	23	21	-20%
Mugardos	20	22	38%
Total	260	238	-5%



Evolución del volumen medio: GNL descargado

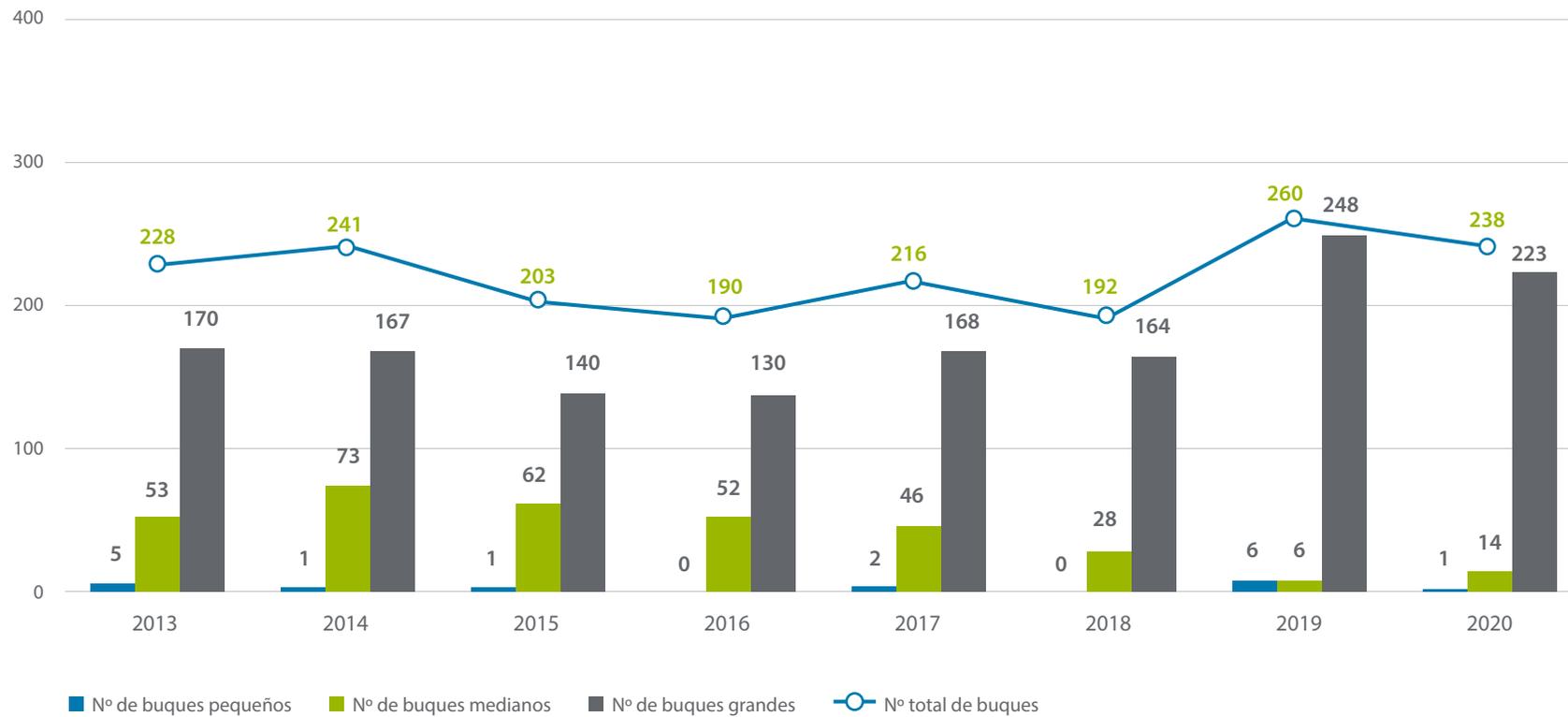
Σ GWh total buques / N° total buques



En cuanto al volumen medio descargado por buque en 2020, la cifra ha alcanzado 976 GWh, un dato ligeramente superior al de 2019.

Evolución del número de buques descargados

En 2020 se han contabilizado un total de 238 descargas de buques metaneros en las seis terminales de regasificación del Sistema Gasista.



Descargas por orígenes y plantas de regasificación

En 2020, cada planta de regasificación ha recibido gas procedente de al menos seis países diferentes, lo que ha contribuido a reforzar la seguridad del Sistema. La terminal que ha acumulado un mayor número de descargas ha sido Bilbao, seguida de Huelva y Barcelona.

Por orígenes, EE.UU. y Nigeria han sido los países de los que se ha recibido un mayor número de cargamentos, un total de 62 y 47 buques metaneros, respectivamente, seguidos de Rusia y Qatar, con 35 y 30 buques, respectivamente. Entre los cuatro orígenes concentran casi el 73% del volumen descargado.

Nº descargas en 2020	Argelia	Nigeria	Bélgica	EE.UU.	Noruega	Perú	Qatar	T&T	Francia	Angola	Rusia	Egipto	Argentina	Guinea	TOTAL	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	2	4	-	9	2	-	18	4	-	2	3	-	1	3	48	957
Huelva	3	21	-	19	3	1	2	1	-	1	1	-	-	1	53	945
Cartagena	2	6	-	16	-	-	5	3	1	-	1	1	-	1	36	995
Bilbao	-	6	-	11	1	1	-	13	1	1	20	-	-	4	58	1.014
Sagunto	2	8	-	4	-	-	5	1	-	-	1	-	-	-	21	956
Mugardos	-	2	-	3	-	-	-	6	-	-	10	-	-	1	22	983
TOTAL	9	47	-	62	6	2	30	28	2	4	36	1	1	10	238	976
Tamaño medio descargado (GWh)	658	932	-	967	920	938	1.128	894	902	1.014	1.088	968	843	961	976	

Movimientos de gas en las conexiones de GN

El aprovisionamiento en forma de GN durante 2020 ha acumulado casi 137 TWh.

GWh	2019			2020		
	Saldo	Entradas	Salidas	Saldo	Entradas	Salidas
CCII Norteafricanas	126.264	126.264	-	100.644	100.644	-
VIP Pirineos	44.707	49.196	4.489	28.080	33.767	5.687
VIP Ibérico	-5.324	1.929	7.254	-4.460	1.857	6.317
Nacional	1.455	1.455	-	616	616	-
Total	167.101	178.844	11.743	124.880	136.884	12.004

Plantas de regasificación

España continúa encabezando Europa en número de infraestructuras de GNL y capacidad de vaporización y almacenamiento de GNL.

Las instalaciones mantienen sus características y capacidades técnicas. El Sistema Gasista español cuenta con un total de 25 tanques de almacenamiento, con ocho atraques y una capacidad para buques metaneros de hasta 270.000 m³.

Modelo de Tanque Único

A partir del 1 de abril, momento en el que entra en vigor el Modelo de Tanque Único, las existencias que los usuarios tenían en cada planta, se unifican en el llamado tanque virtual. A partir de este momento los usuarios continúan eligiendo dónde dirigir sus descargas y pueden comprar y vender gas con cualquier otro usuario que también opere en cualquier otra terminal española, sin limitaciones. Este hecho facilita a los usuarios su gestión comercial y dota de mayor flexibilidad y liquidez al sistema de plantas de regasificación españolas, constituyendo un incentivo para la competencia.

La implantación de este modelo ha supuesto un hito relevante para el sector del gas en España y se ha desarrollado con éxito en una situación además de excepcionalidad motivada por la pandemia mundial de la COVID-19. En todo momento se ha cumplido con la hoja de ruta establecida por la CNMC.

Características técnicas de las plantas de regasificación

Planta regasificación	Capacidad máxima vaporización	Almacenamiento GNL		Capacidad carga cisternas	Atraques	
	Nm ³ /h	Nº tanques	m ³ GNL	GWh/día	Nº atraques	m ³ GNL
Barcelona	1.950.000	6	760.000	15	2	266.000
Huelva	1.350.000	5	619.500	15	1	175.000
Cartagena	1.350.000	5	587.000	15	2	266.000
Bilbao	800.000	3	450.000	5	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	11	1	266.000
Mugardos	412.800	2	300.000	11	1	266.000
Total	6.862.800	25	3.316.500	71	8	Hasta 270.000

Producción en plantas de regasificación

En un contexto de descenso de la demanda provocado por la pandemia de la COVID-19, en 2020 las entradas desde las plantas de regasificación al Sistema solo han disminuido un 3% respecto a 2019. Destaca el incremento en las plantas de Cartagena y Mugaridos, con un 84% y 60%, respectivamente.

La producción media diaria en las plantas de regasificación ha alcanzado los 603 GWh/día y la contratación media ha sido de 654 GWh/día.

En cuanto a las existencias en tanques, el promedio anual ha sido del 51% llegando a alcanzarse, algún día puntual, el 71%.

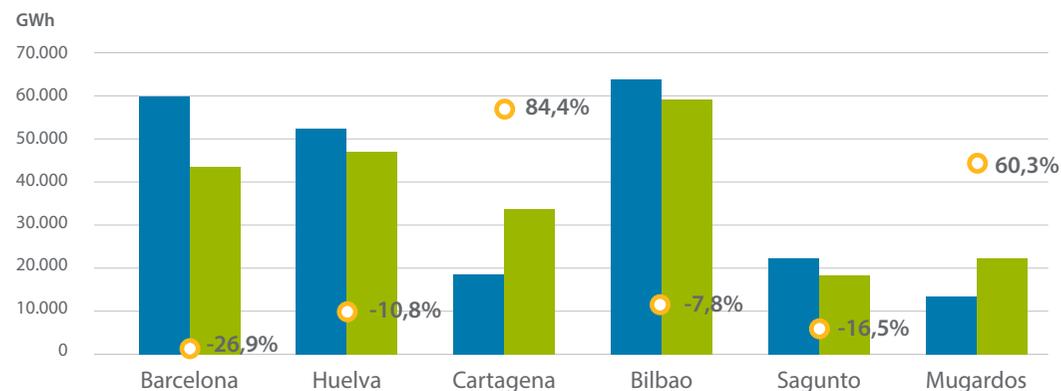
Por su parte, la carga de cisternas en general ha aumentado un 5,9%, destacando la Planta de Sagunto con un 59% respecto al año anterior.

603 GWh/día

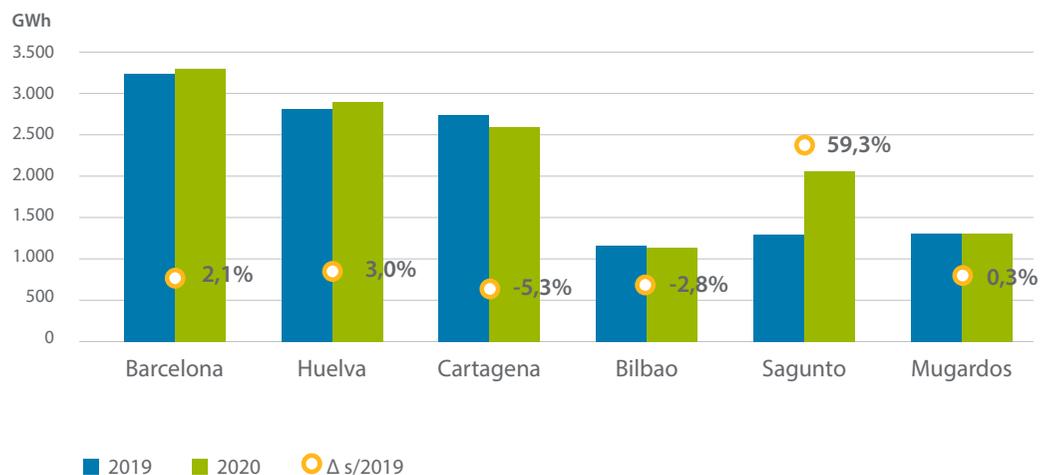
Producción media diaria en 2020 de las plantas de regasificación

Evolución de regasificación entre 2019 y 2020

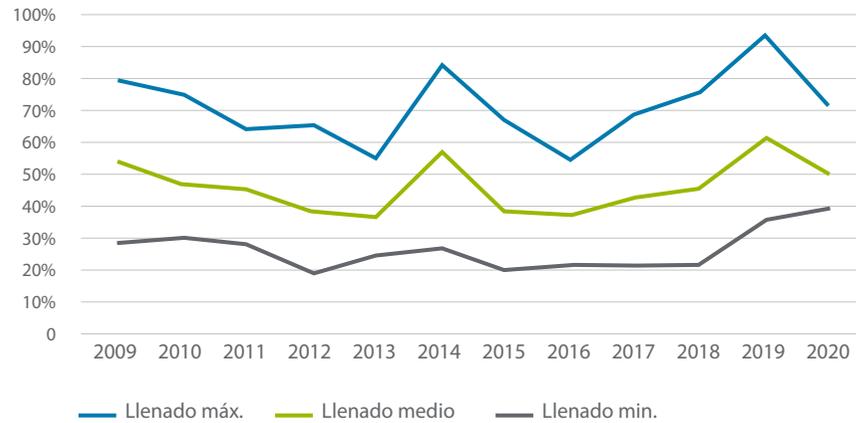
Evolución de la regasificación



Evolución de carga de cisternas



Evolución de existencias totales en tanques 2009-2020



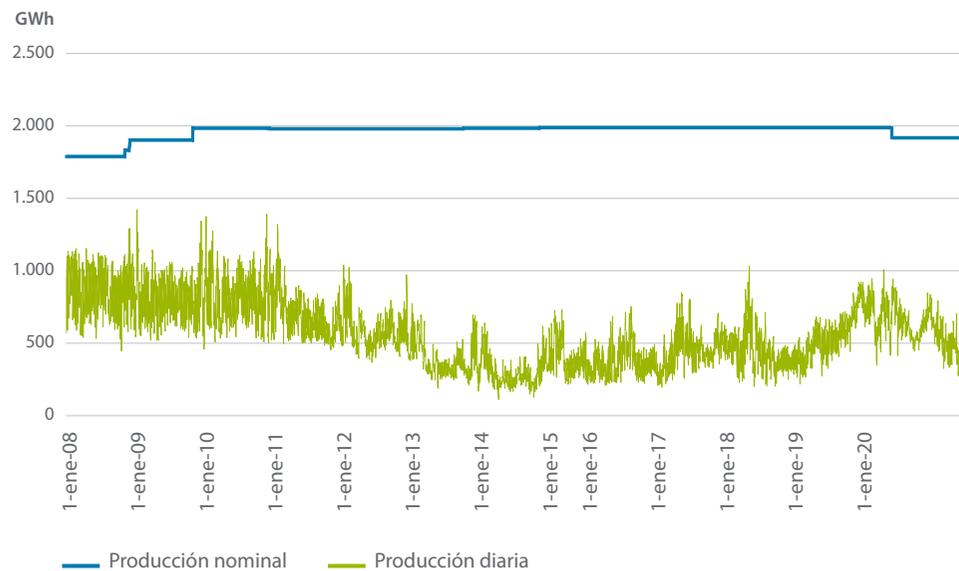
Evolución de regasificación y contratación medias en las plantas



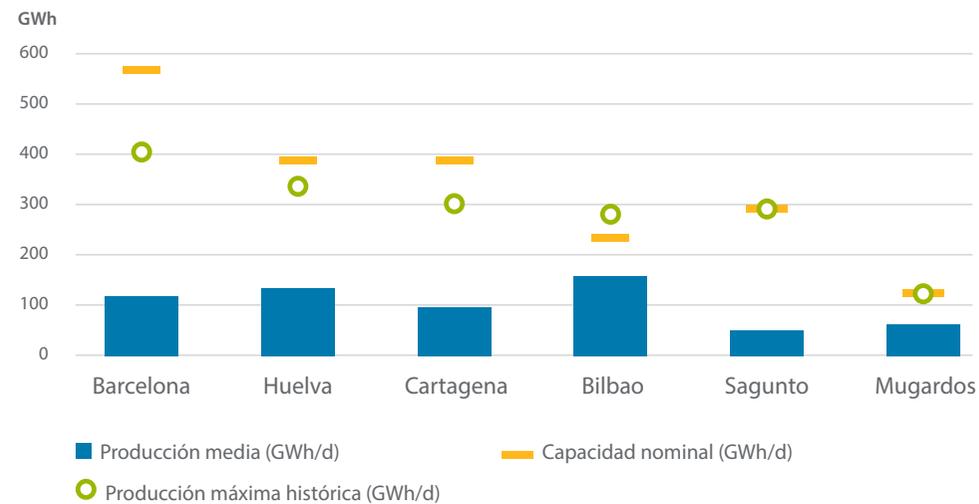
En el año 2020, el uso medio de la capacidad de contratación ha ascendido al 89%.



Evolución de producción nominal y diaria



Producciones y capacidades por plantas en 2020



Carga de cisternas en plantas de regasificación

En 2020, el volumen de cisternas gestionado ha sido de 13.341 GWh, un 6% más que en 2019, continuando la tendencia al alza en la demanda de este servicio.

El incremento más destacable se observa en la Planta de Sagunto, con un aumento del 59%. Han crecido también las plantas de Huelva, con un 3%, y Barcelona, con un 2%.

Carga de cisternas en plantas

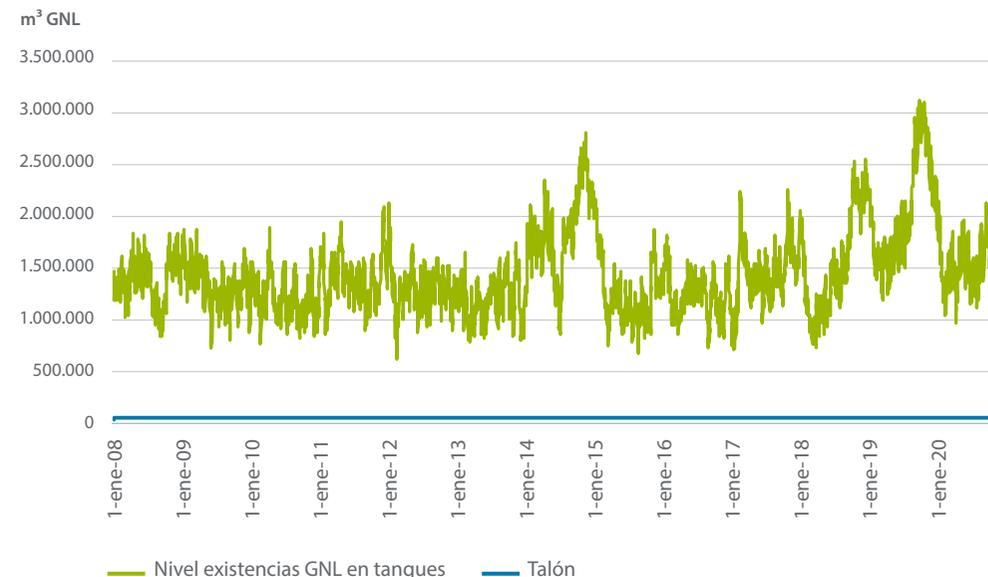
	2019	2020			
	Total GWh	Total GWh	Δ s 2019	Máx. diario GWh/día	% s/total 2019
Barcelona	3.252	3.319	2%	17	25%
Huelva	2.834	2.919	3%	15	22%
Cartagena	2.756	2.611	-5%	15	20%
Bilbao	1.156	1.124	-3%	7	8%
Sagunto	1.292	2.058	59%	10	15%
Mugardos	1.306	1.310	0%	8	10%
Total	12.597	13.341	6%	72	

72 GWh/día

Máximo diario de carga de cisternas en plantas de regasificación

Existencias en plantas

Evolución de las existencias en plantas



22.718 GWh

Capacidad nominal de existencias en tanques

Conexiones internacionales

En 2020 el Sistema Gasista ha recibido 136.268 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales. En cuanto a la exportación, la suma ha ascendido a 12.004 GWh, cifra ligeramente superior al año anterior.

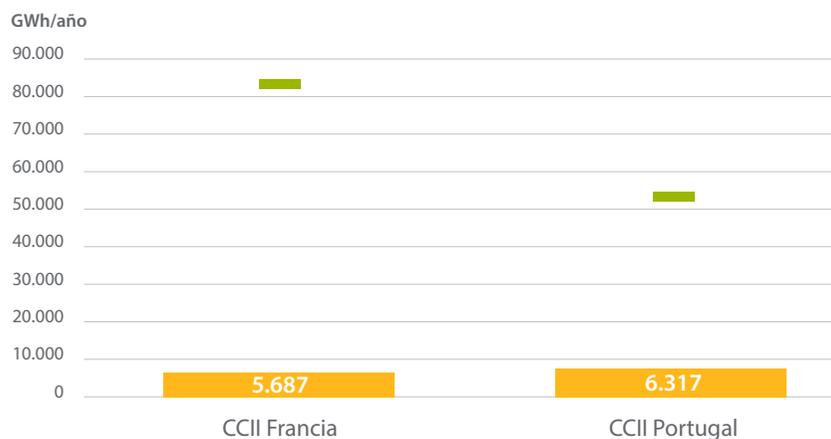
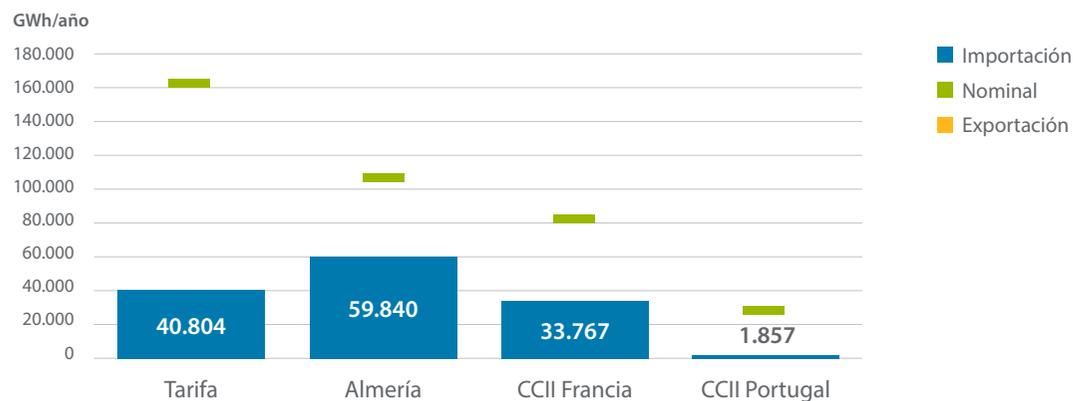
En Francia disponemos de un flujo exportador/importador dependiendo del arbitraje de precios a un lado y otro.

En cuanto a Tarifa y Almería el flujo es importador con poca variabilidad en el propio día.

136.267 GWh

Gas natural recibido en 2020 en el Sistema a través de las conexiones internacionales

Movimientos comerciales en conexiones internacionales

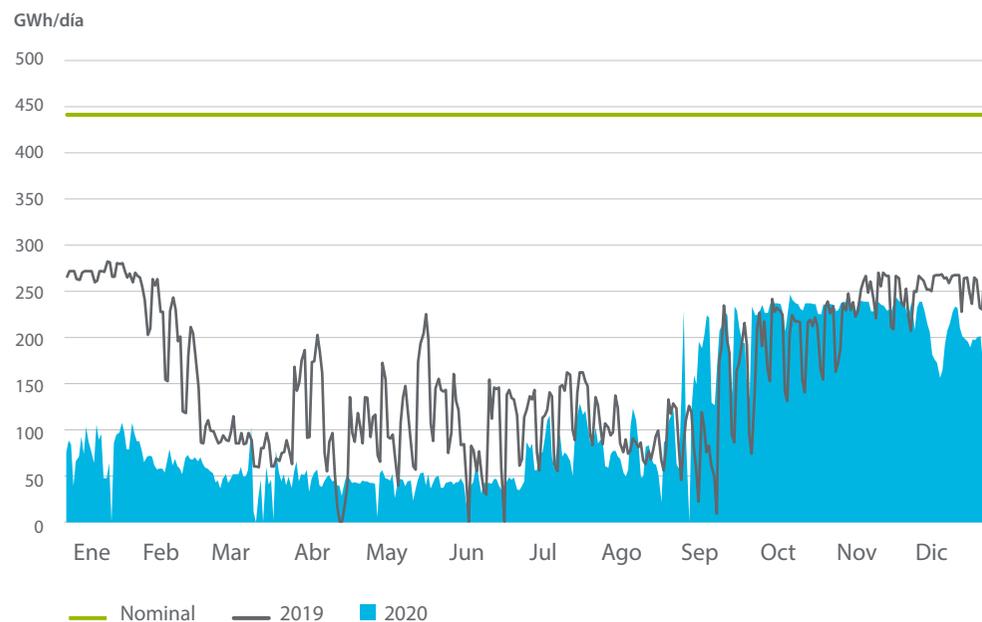


Conexiones internacionales con el norte de África

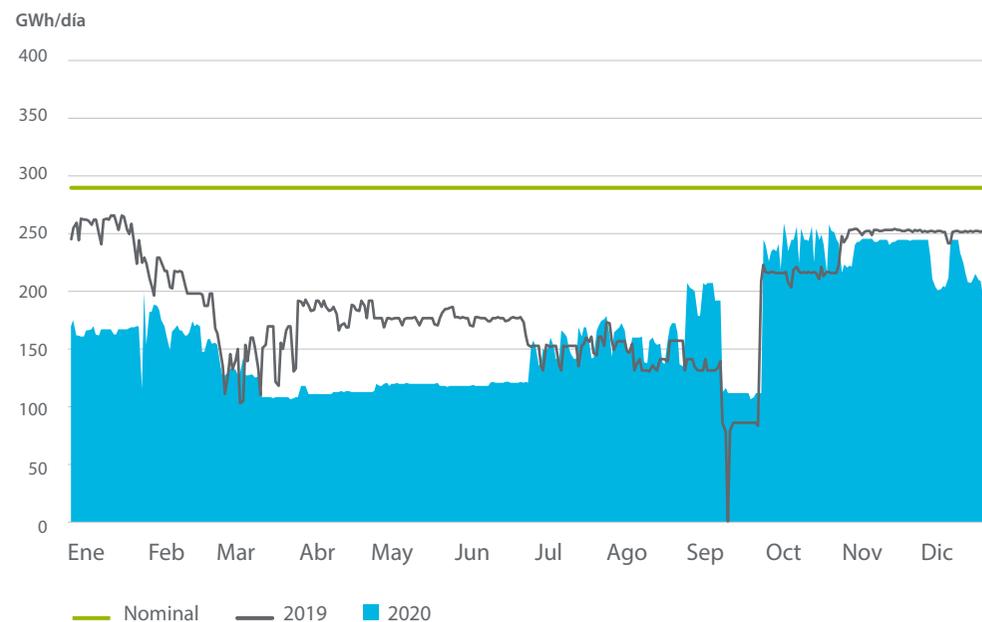
La Conexión Internacional de Tarifa ha experimentado un significativo descenso de importaciones en los primeros nueve meses del año.

Movimientos físicos

Entradas por Tarifa

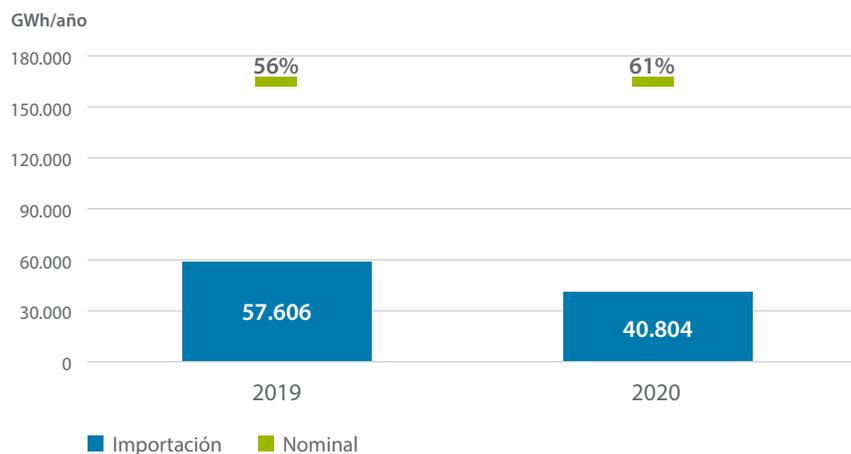


Entradas por Almería

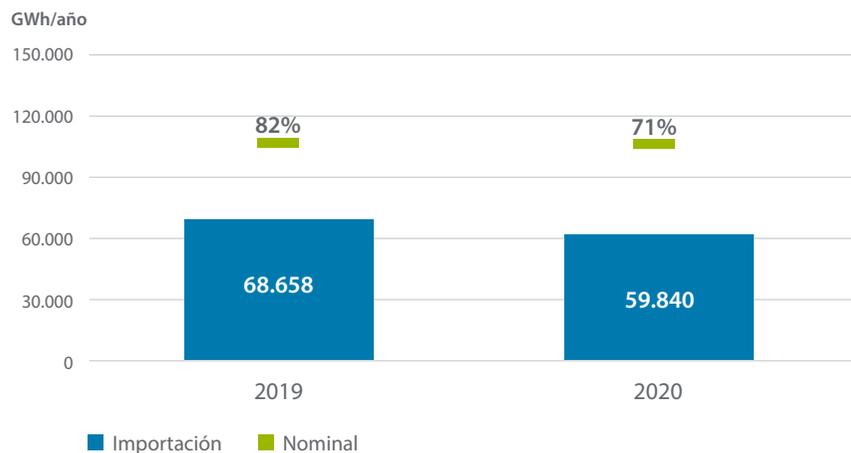


En 2020, las importaciones a través de la conexión internacional de Tarifa han alcanzado los 40.804 GWh. El gas importado a través de la conexión internacional de Almería ha sido de 59.840 GWh.

CI Tarifa



CI Almería



Conexiones internacionales con Francia

En 2020, las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia han descendido un 37%. A través de esta interconexión las exportaciones aumentaron un 3% respecto al año 2019.

Las conexiones con Francia han registrado flujos netos importadores salvo el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 7 de noviembre de 2020.

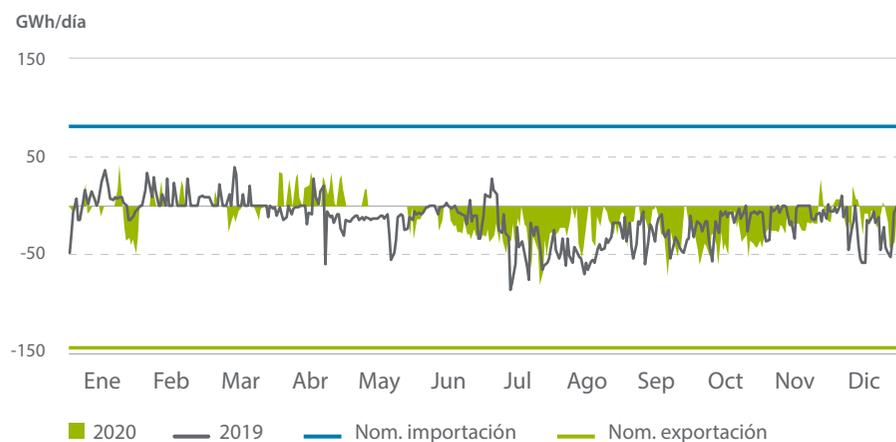
Movimientos físicos (Saldo = Importación - Exportación)



Conexiones internacionales con Portugal

Las exportaciones a través de las conexiones internacionales con Portugal han sido de 6.317 GWh en 2020. Los flujos en esta conexión han mantenido una tendencia similar a los del año anterior.

Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)

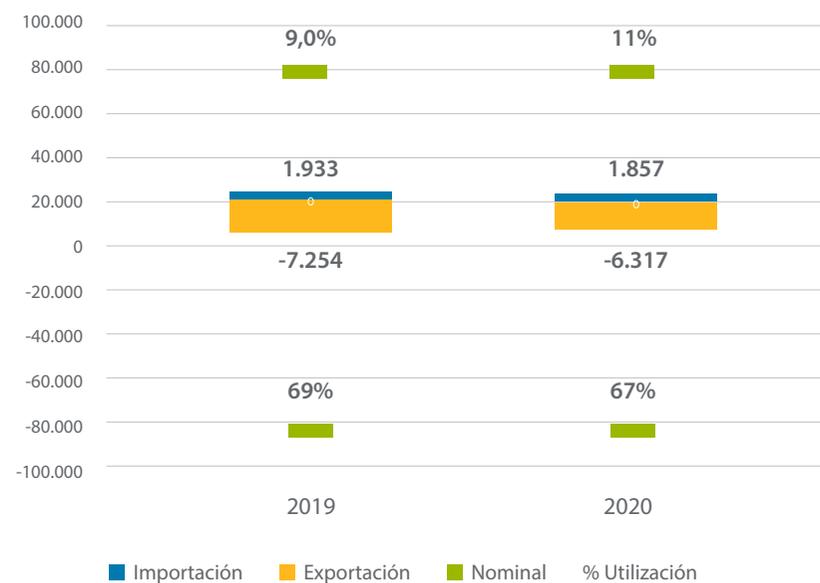


Contratación

GWh	2019			2020		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Importación	29.200	2.592	9%	29.280	3.218	11%
Exportación	52.560	36.360	69%	52.560	35.375	67%

Movimientos comerciales

En cuanto a la capacidad de exportación contratada, las salidas hacia Portugal han alcanzado los 35.375 GWh, equivalentes al 67% de su capacidad nominal. La capacidad de importación contratada ha sido un 2% superior al año 2019, alcanzando los 3.218 GWh.



Almacenamientos subterráneos

En el ejercicio 2020, en los almacenamientos subterráneos se ha contratado el 100% de la capacidad disponible en el mes de octubre.

El gas inyectado durante 2020 ha sido de 9.523 GWh, similar al del año anterior. La extracción, por su parte, ha sido de 12.223 GWh, lo que ha supuesto un incremento de más del 100% respecto al año anterior.

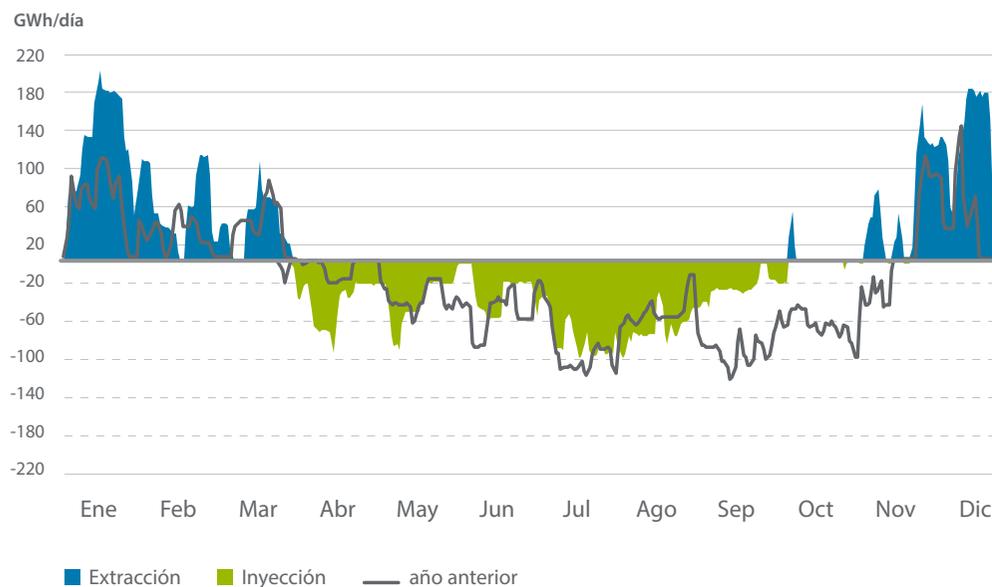
La circular 8/2019 introdujo un cambio en el cálculo de derechos de inyección y extracción de los usuarios. A partir del 1 de octubre de 2020, la capacidad contratada por cada usuario para el mantenimiento de existencias mínimas de carácter estratégico no computa para el cálculo de derechos de inyección/extracción.

El llenado de los almacenamientos, al finalizar la campaña de inyección, alcanzó la totalidad de la capacidad, excepto Marismas.

12.223 GWh

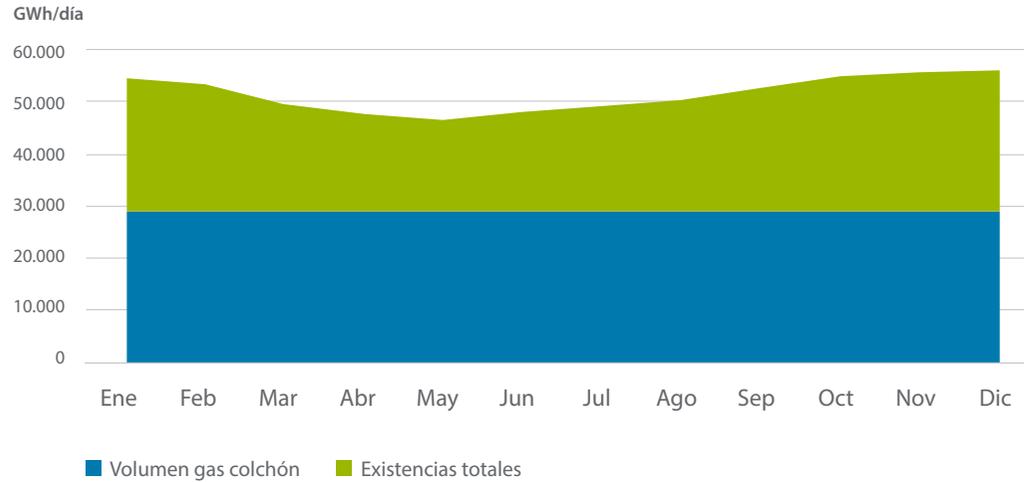
Gas extraído en 2020,
+123% respecto a 2019

Inyección/Extracción en almacenamientos



GWh	2019	2020	Δ vs. 2019
Inyección	12.869	9.523	-26%
Extracción	5.489	12.223	+123%

Existencias en almacenamientos



Gestión total del almacenamiento subterráneo en 2020

		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Capacidad disponible	GWh	33.685	33.685	33.685	34.337	34.337	34.337	34.337	34.337	33.787	33.787	33.787	33.787
Volumen gas colchón	GWh	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793
Existencias iniciales	GWh	58.869	54.993	53.323	52.157	53.498	54.771	55.674	58.169	60.471	61.367	61.419	60.045
Inyección (neta)	GWh/mes	15	0	27	1.341	1.273	903	2.495	2.302	896	149	58	64
Inyección media diaria	GWh/día	0	0	1	45	41	30	79	73	29	5	0	0
Extracción (bruta)	GWh/mes	3.891	1.671	1.192	0	0	0	0	0	0	97	1.432	3.940
Extracción media diaria	GWh/día	124	60	38	0	0	0	0	0	0	3	46	58
Existencias finales	GWh	54.993	53.323	52.157	53.498	54.771	55.674	58.169	60.471	61.367	61.419	60.045	56.168

Transporte de gas

El Sistema Gasista español, en 2020, se ha mantenido con las mismas infraestructuras que el año anterior.

El Sistema Gasista contaba con 11.369 km de gasoductos de transporte primario a finales de 2020, y un total de 13.361 km, incluyendo los secundarios.

Mapa de infraestructuras de transporte

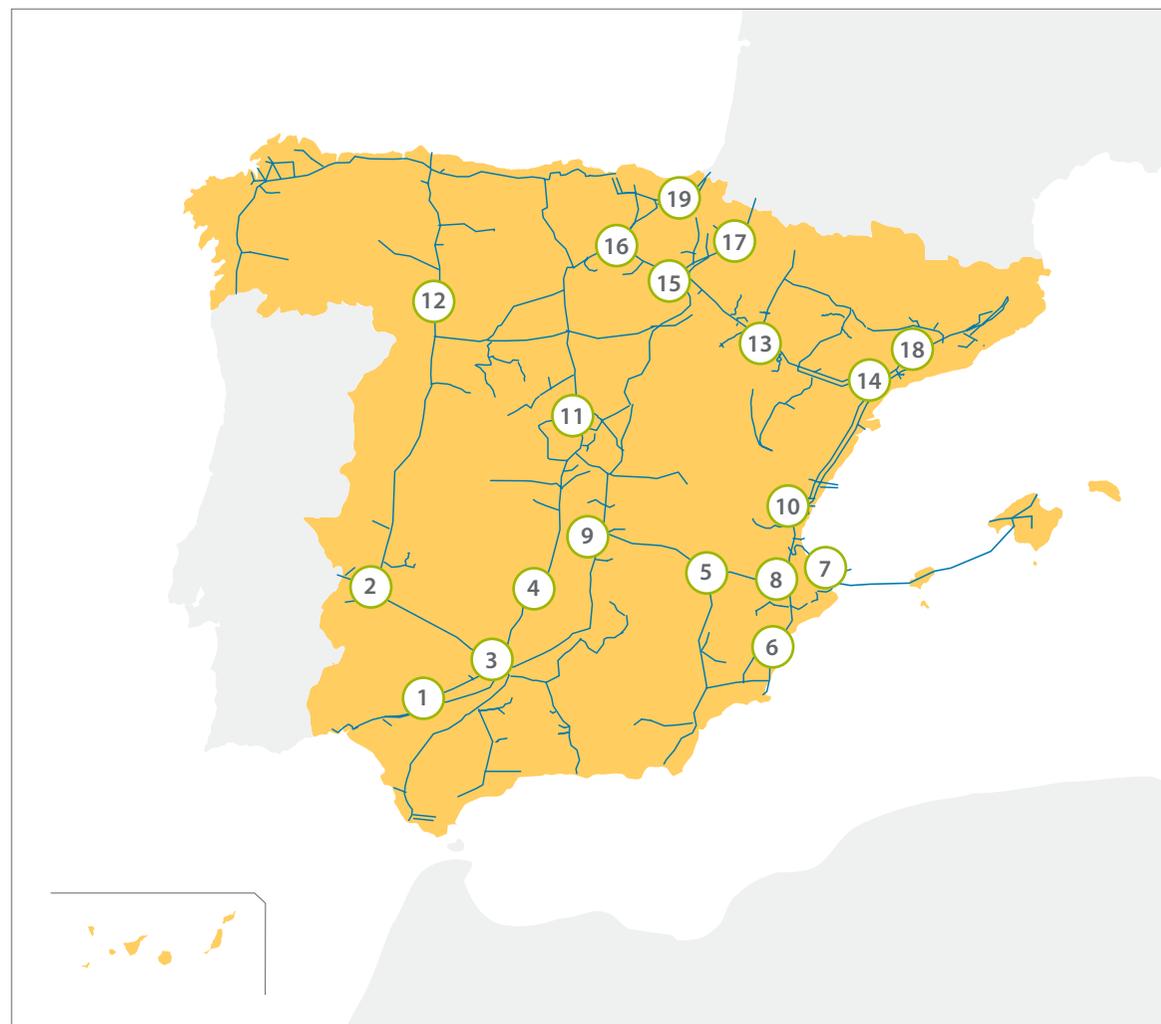


(*) A partir de la entrada en vigor del Real Decreto 335/2018, queda restablecida la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

Estaciones de compresión

La red de gasoductos cuenta con diecinueve estaciones de compresión, así como centros de transporte, estaciones de regulación y medida y puntos de conexión a la red. Permiten la correcta distribución primaria del gas por el territorio nacional y disponer de seguridad de suministro de gas natural incluso en situaciones de punta de demanda.

Estaciones de compresión



1. EC Sevilla
2. EC Almendralejo
3. EC Córdoba
4. EC Almodóvar
5. EC Chinchilla
6. EC Crevillente
7. EC Denia
8. EC Montesa
9. EC Alcázar
10. EC Paterna
11. EC Algete
12. EC Coreses
13. EC Zaragoza
14. EC Tivissa
15. EC Villar de Arnedo
16. EC Haro
17. EC Navarra
18. EC Bañeras
19. EC Euskadour

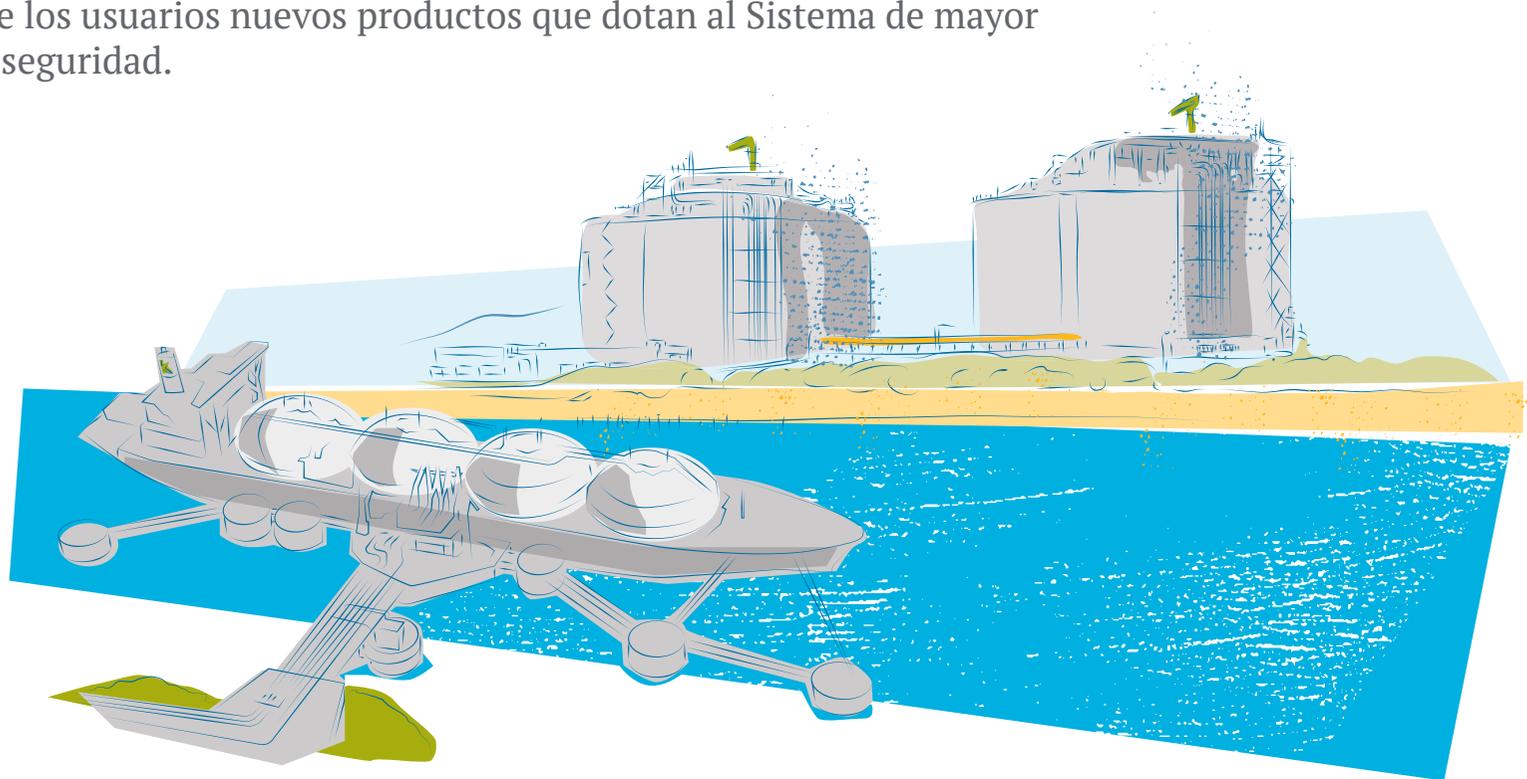
Calidad media de los gases de emisión en 2020

	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugardos	Yacimiento Aznalcázar	Yacimiento Poseidón	Yacimiento Viura	Valdemingómez	Conexión Portugal	Conexión Francia	Tarifa	Almería
Producción GWh	46.457	49.406	34.643	58.430	20.268	22.056	-	55	456	105	1.857	33.767	40.804	59.840
Fracciones molares %														
Nitrógeno (N ₂)	0,185	0,101	0,128	0,101	0,170	0,106	0,831	0,665	1,184	0,496	0,120	0,683	1,314	1,462
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,109	0,050	0,121	1,597	0,009	0,519	1,585	1,698
Calidad del gas														
P.C.S. [KWh/m ³ (n)]	11,619	11,803	11,669	11,600	11,733	11,568	11,502	11,030	11,676	10,864	11,573	11,665	11,563	11,645
P.C.S. [MJ/m ³ (n)]	41,827	42,492	42,008	41,759	42,238	41,644	41,408	39,710	42,032	39,109	41,662	41,994	41,625	41,923
Densidad relativa	0,588	0,597	0,590	0,586	0,594	0,584	0,589	0,559	0,604	0,575	0,584	0,604	0,622	0,630



3 Mercados

El año 2020 ha estado marcado por la pandemia de la COVID-19 y por la entrada en vigor de las circulares de acceso y de balance, que ponen a disposición de los usuarios nuevos productos que dotan al Sistema de mayor flexibilidad y seguridad.



Evolución de los mercados

El panorama energético mundial ha estado marcado por la evolución de la pandemia de la COVID-19, que ha causado efectos a nivel global. La energía, base esencial del desarrollo de los países, se ha visto afectada desde la producción hasta el consumo.

Los diferentes confinamientos poblacionales llevados a cabo por cada país han afectado a la demanda de materias energéticas, provocando variaciones de precios muy significativas durante el año y dando lugar a hechos históricos, como precios negativos en los futuros de petróleo o barcos petroleros parados en el mar utilizados como almacén.

Tras los meses de la primavera, los mercados energéticos, al ritmo de los bursátiles, se han ido recuperando con variaciones paralelas a la evolución pandémica y llegando a superar incluso precios interanuales.

Europa

Europa se caracteriza por ser una cuenca fundamentalmente receptora, tanto de gas como de petróleo. El consumo y demanda de esta zona del mundo influye mucho en los precios.

El norte de Europa se abastece sobre todo de gas del mar del Norte y de Rusia, además de los metaneros que proceden principalmente de Estados Unidos. El sur de Europa, en cambio, tiene una dependencia muy importante del gas natural que procede del Norte de África. Aunque en los últimos años se han diversificado los orígenes con un uso mayor de GNL, las restricciones en el Norte de África en determinados momentos del año siguen afectando a los precios.

En el mes de noviembre de 2020, cabe destacar que las exportaciones por gasoducto de Noruega a Europa continental y Reino Unido alcanzaron un máximo de 9,07 bcm. Los suministros aumentaron un 8% frente a los meses de septiembre y octubre y un 2% en base interanual, con los flujos cerca de la capacidad máxima en algunos momentos del mes. Sin embargo, Noruega ha sufrido en 2020 varios episodios de huelgas. El cierre de la instalación de Nyhamna durante dos días debido a una huelga provocó una disminución de las exportaciones en unos 50 Mm³/d.

Este hecho puntual de huelgas en el mar del Norte provocó un menor suministro a Europa y un aumento de los precios en esta zona.

Por otro lado, la producción de gas natural en el yacimiento de gas más grande de Europa, Groningen, en Países Bajos, cayó un 45% interanual en noviembre debido a las medidas para reducir la producción progresivamente en el yacimiento. La producción en los yacimientos Zuidwest, Loppersum, Central-Oost, Eemskanaal y Bierum totalizó 599 Mm³. Esto supuso una disminución del 45% de los 1,09 bcm extraídos en noviembre de 2019.

Estas situaciones tensionaron los precios en los *hubs* europeos del norte, con lo que España se convirtió durante los meses de octubre y noviembre en un país netamente exportador hacia Francia.

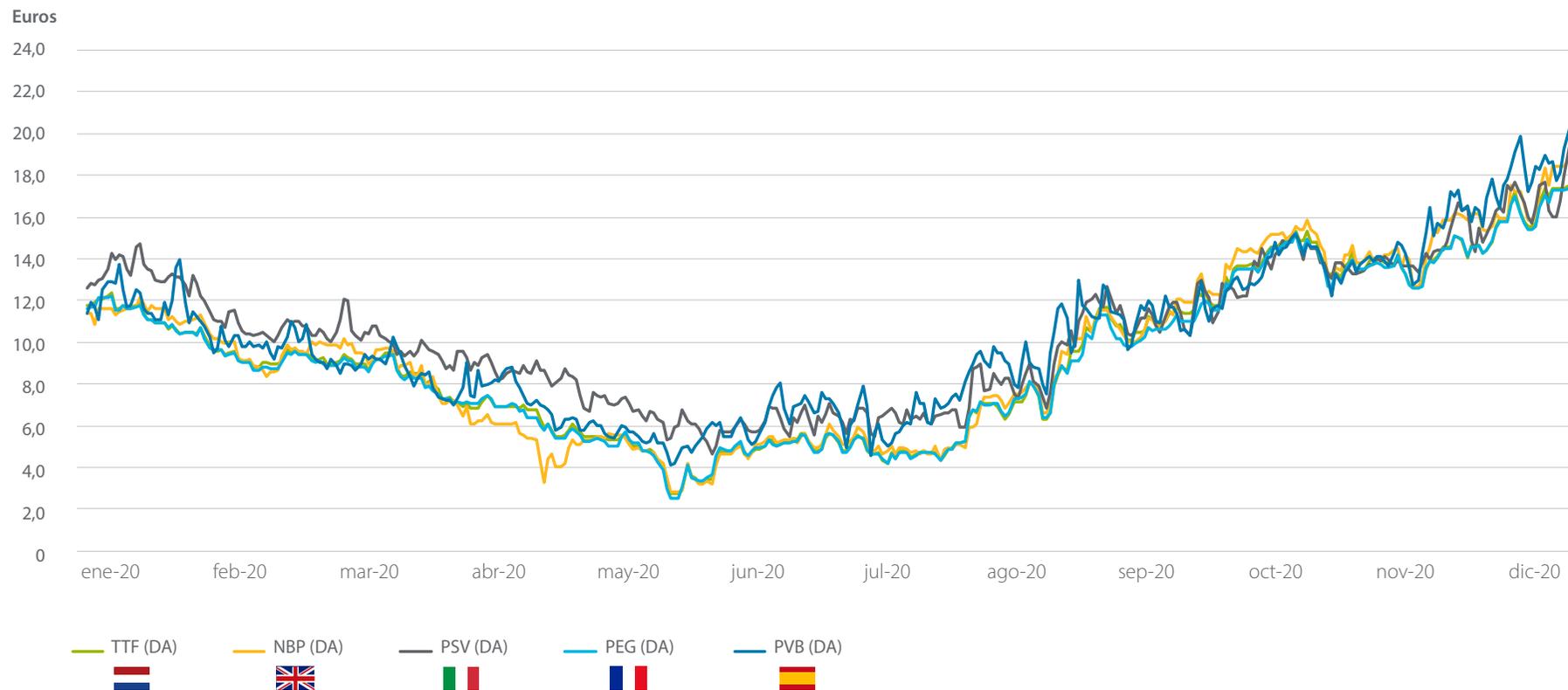
Por otro lado, mirando hacia Rusia, su planta de licuefacción de GNL de Yamal recuperó el liderazgo del mercado para los envíos a Europa durante el mes de noviembre, en medio de una recuperación marginal de la demanda de este producto y situándose a la cabeza por primera vez en casi dos años. Los trenes de producción de Yamal representaron casi un tercio de las importaciones a los *hubs* de Europa, reduciéndose en este proceso las resurgentes exportaciones estadounidenses a la región, entrando por tanto en competencia perfecta con el gas americano.

Observando más concretamente los precios, el *rally* alcista de los últimos tres meses del año de los precios *spot* de gas natural en el Reino Unido se detuvo en noviembre, debido a la aparición de la segunda ola de contagios por coronavirus que provocaba un segundo confinamiento del país que se cerraba hacia las fronteras internacionales. Esto provocó que la demanda no alcanzara las cotas previstas en el mes de octubre y no superara a la demanda del año 2019.

Con respecto a los precios TTF en Países Bajos, estos se redujeron a finales de año, ya que de igual forma, la demanda se limitó por el avance de la pandemia en estas zonas, aunque las diversas previsiones meteorológicas mantuvieron los niveles de precio muy volátiles.

Por otro lado, es relevante también la relación que los precios tienen con los acontecimientos climáticos. En la siguiente gráfica se resume la variación de los precios de los principales *hubs* de negociación en Europa. Destacan las olas de frío de finales del mes de diciembre de 2020, que desencadenaron en diferentes episodios de volatilidad de precios a principios del 2021, en el momento de la redacción de este informe.

Precios en los principales hubs europeos



Fuente: Elaboración propia basada en PEGAS, MAREX SPECTRON, GME y MIBGAS.

Precios en competencia

El gas natural se relaciona con el resto de materias primas, bien por tratarse de materias energéticas sustitutivas o bien por ser derivadas.

En el caso del petróleo todavía se mantienen relaciones contractuales de contratos de gas indexados a los precios del Brent. Por tanto, lo que puede acontecer en materia de precios al petróleo, se relaciona fuertemente con el gas natural.

Por otro lado, el carbón hasta la fecha se consumía en las centrales de carbón que alimentaban los más de 9.000 MW de potencia instalada en España, con lo que sus precios eran muy

representativos para la formación de precios de electricidad y en la lucha por la hegemonía del hueco térmico.

En la actualidad, tras el cierre de la minería del carbón en nuestro país y el anuncio del desmantelamiento de la casi totalidad del parque de carbón, el hueco térmico lo completan los ciclos combinados, siendo por tanto una energía necesaria para el mantenimiento de las variabilidades de la producción eólica. Aunque en España el peso del carbón es testimonial, no lo es a nivel mundial. Por tanto, conocer la evolución de su precio es siempre un *input* a tener en cuenta.

Por último, el precio del CO₂ enmarca todo lo relacionado con la industria y con las centrales de producción de electricidad y es una variable de suma importancia en la competencia de los mercados energéticos. El inicio de la pandemia en Europa, los confinamientos y la parada de la actividad industrial provocaron el desplome del mercado de CO₂, que ha ido recuperándose tras la vuelta a una nueva normalidad. Hay que destacar la fuerte subida que el CO₂ ha tenido en el último trimestre del 2020, tras el anuncio desde Bruselas de un nuevo marco regulatorio y la suspensión de las subastas previstas para el mes de febrero de 2021, lo que ha desatado un aumento de compra de derechos.

Brent



Carbón-API2



CO₂ (EAU)



Fuentes: Elaboración propia basada en Refinitiv.

Plataformas de negociación y entidades de contrapartida central

Las negociaciones en todas las plataformas se han visto afectadas también por la evolución de la pandemia de la COVID-19. Subidas y bajadas de negociación y diferentes volúmenes han marcado el perfil de la discontinuidad en el volumen negociado.

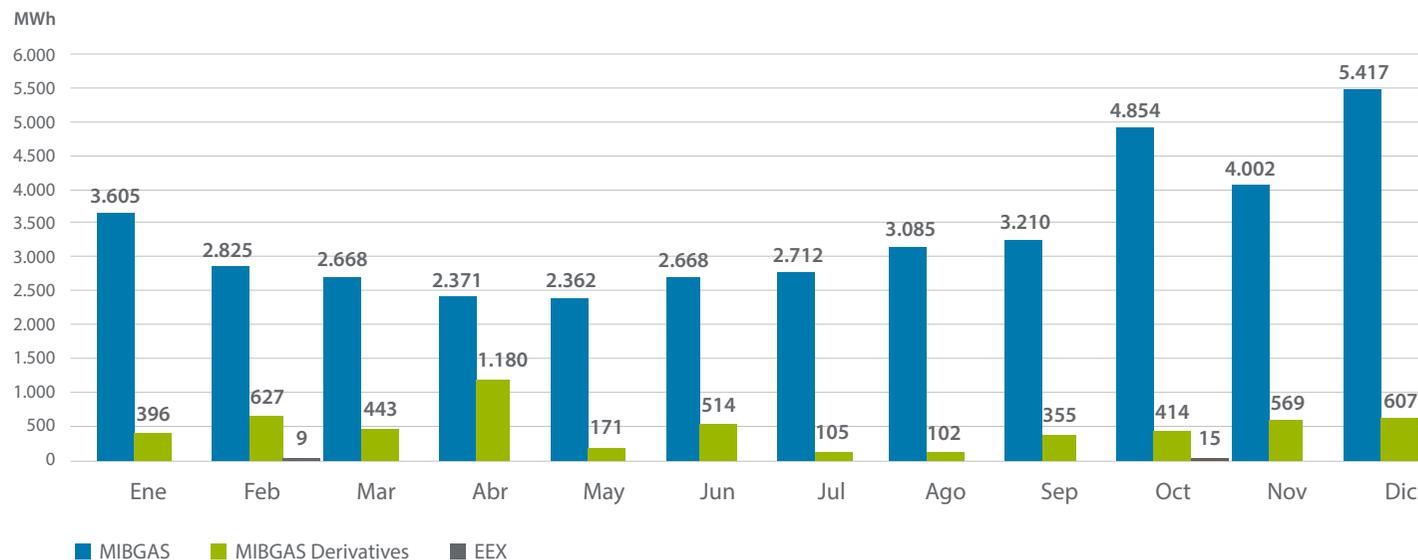
Mientras en 2019 destacábamos como hitos importantes el inicio de las negociaciones en MIBGAS Derivatives de productos de GNL en plantas, la entrada de la nueva Plataforma de Negociación y su correspondiente Entidad de Contrapartida Central ECC Lux, en 2020 podríamos destacar el inicio de la negociación de productos con entrega en TVB y almacenamientos subterráneos. Este interés de las plataformas en el mercado, tanto de gas como de GNL, deriva de la puesta en marcha de las circulares 8/2019 y 2/2020 de la CNMC y de la facilidad de negociación de GNL que se produce en un modelo de gestión de tanque único.

Negociaciones en el PVB

Plataformas de negociación

En las negociaciones en las plataformas con entrega en el PVB, destaca la cantidad negociada en MIBGAS, que ha alcanzado los 39.779 GWh, así como las cantidades totales negociadas en MIBGAS Derivatives, que han ascendido a 5.483 GWh. Cabe resaltar el regreso a la negociación de EEX a finales de año, terminando 2020 con un volumen de negociación de 24 GWh.

Volúmenes negociados en plataformas de negociación con entrega en PVB

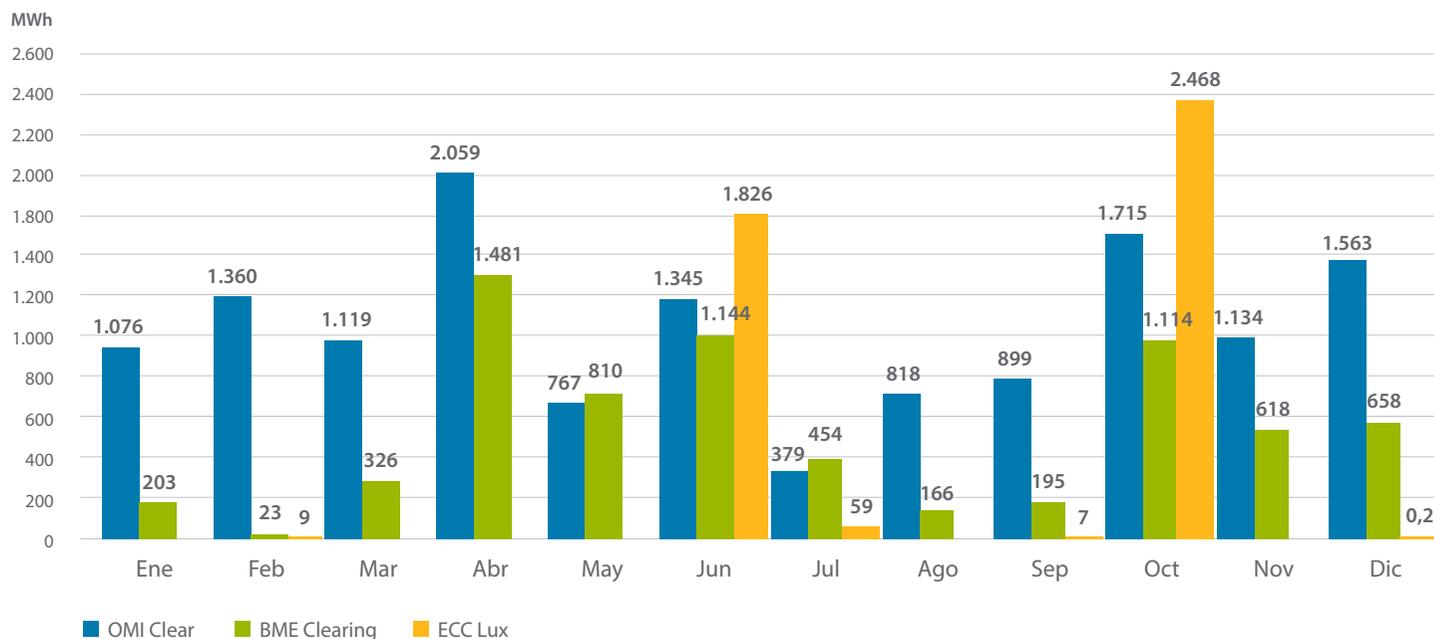


Fuente: Elaboración propia basada en MIBGAS, MIBGAS Derivatives y EEX.

Entidades de Contrapartida Central

Respecto a los volúmenes registrados en las entidades de contrapartida central y notificados al Gestor Técnico del Sistema, cabe destacar el aumento del volumen pese a la incertidumbre de las repercusiones del coronavirus, que se detectó tras la inauguración de las negociaciones en el tanque único a partir de abril de 2020, como se puede apreciar en la siguiente gráfica. El total del volumen registrado ha sido de 25.796 GWh.

Volúmenes registrados en Entidades de Contrapartida Central con entrega en PVB



Fuente: Elaboración propia basada en OMICLEAR, BME Clearing y ECC Lux.

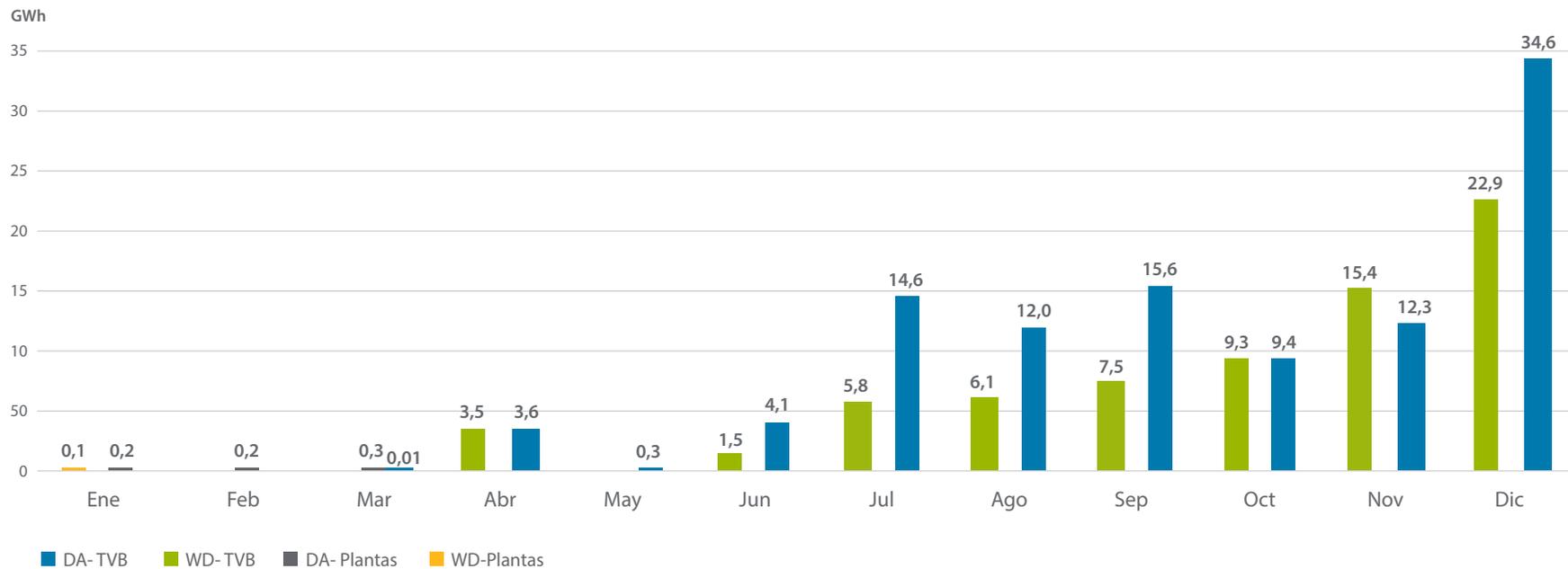
Negociaciones en plantas de regasificación

Uno de los cambios legislativos con mayor impacto en el sector gasista y concretamente en el funcionamiento del Gestor Técnico es la creación del Tanque Único, conocido como TVB. Esto lleva aparejada la creación del contrato individual de almacenamiento en plantas. Por ende, y existiendo la contratación independiente de los almacenamientos en plantas, le sigue la consecuencia lógica de la facilidad de intercambios de GNL al tener todo el Sistema disponible, sin las limitaciones de negociar con los agentes exclusivos de cada planta.

De hecho, tras la entrada en vigor del tanque único, la negociación en MIBGAS Derivatives ha aumentado considerablemente como se puede ver en el detalle de la siguiente gráfica.

La negociación anual ha superado los 178 GWh en productos diario e intradiario. En el último trimestre del 2020, se ha registrado un aumento considerable de negociación. Esto coincide con la entrada en vigor de la fase definitiva de las circulares de acceso y de balance anteriormente citadas.

Volúmenes negociados en plantas de regasificación

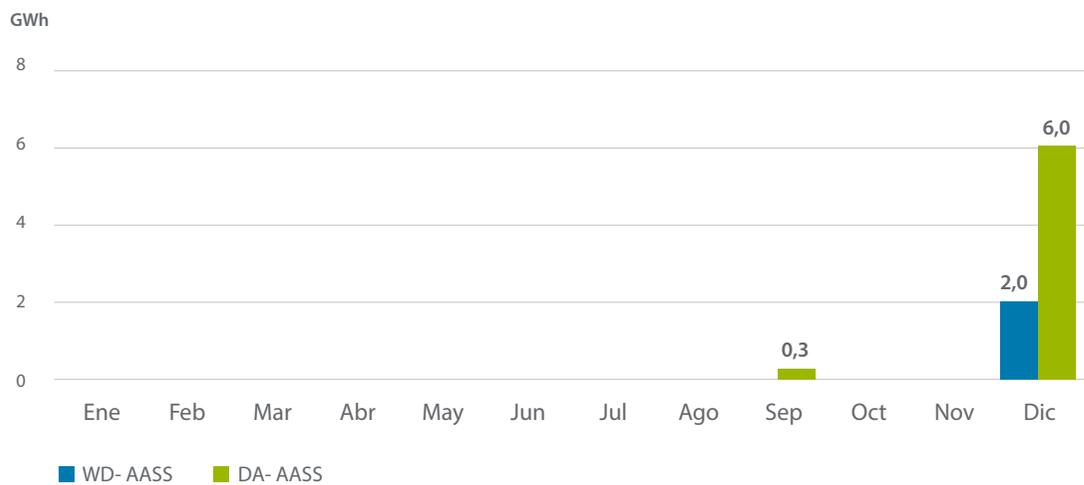


Fuente: Elaboración propia basada en MIBGAS Derivatives.

Negociaciones en almacenamientos subterráneos

En la siguiente gráfica se puede ver el detalle mensual de la negociación en almacenamientos subterráneos, cuyo volumen ha destacado en el mes de diciembre.

Volúmenes negociados en almacenamientos subterráneos



Fuente: Elaboración propia basada en MIBGAS Derivatives.



MS-ATR

En 2020 se han registrado 259.553 transacciones bilaterales OTC en la plataforma MS-ATR, lo que ha supuesto un volumen negociado de 750.770 GWh. Respecto al año anterior, el número de transacciones se ha incrementado un 4,8%, mientras que el volumen intercambiado ha crecido un 4,7%.

Cabe destacar que el volumen registrado en PVB ha sido de 337.828 GWh, el 94% de la demanda total del Sistema.

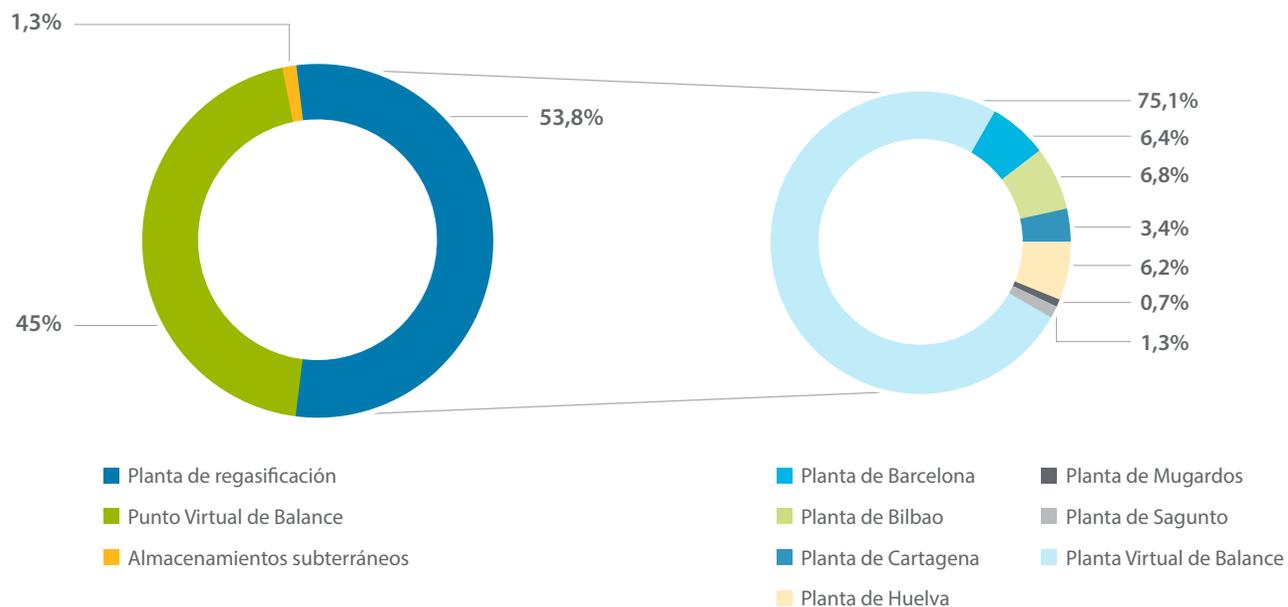
En el caso del TVB, las negociaciones han superado las expectativas, con un total de 403.556 GWh, que representan el 172% del total del volumen anual descargado en plantas.

En la siguiente gráfica se puede ver el detalle de transacciones bilaterales por infraestructuras.

El reglamento de funcionamiento del MS-ATR puede consultarse en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la [web de Enagás](#).



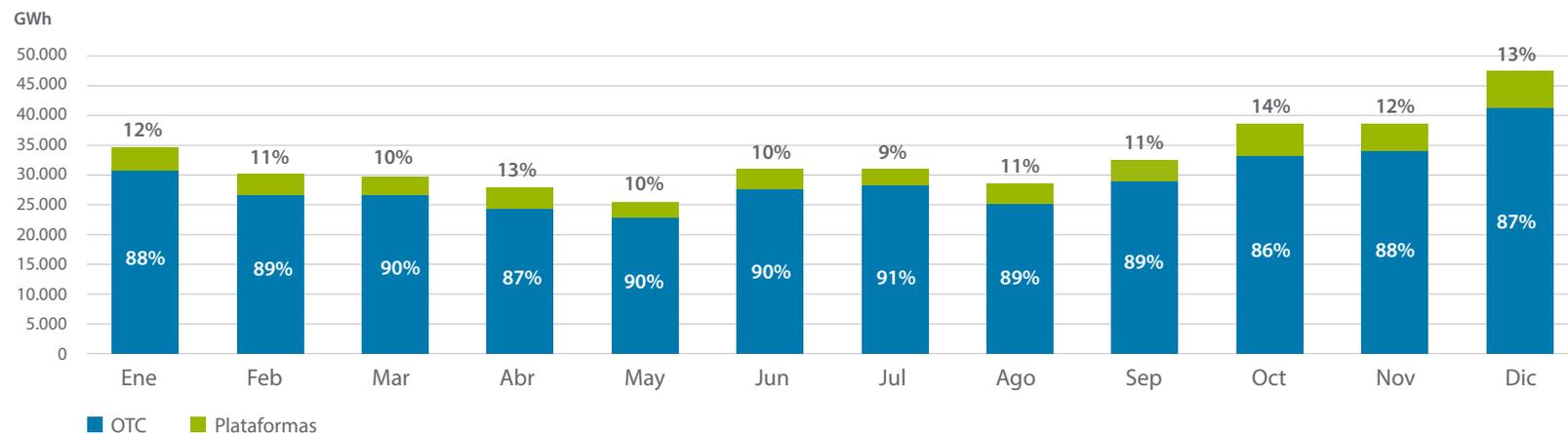
Transacciones bilaterales



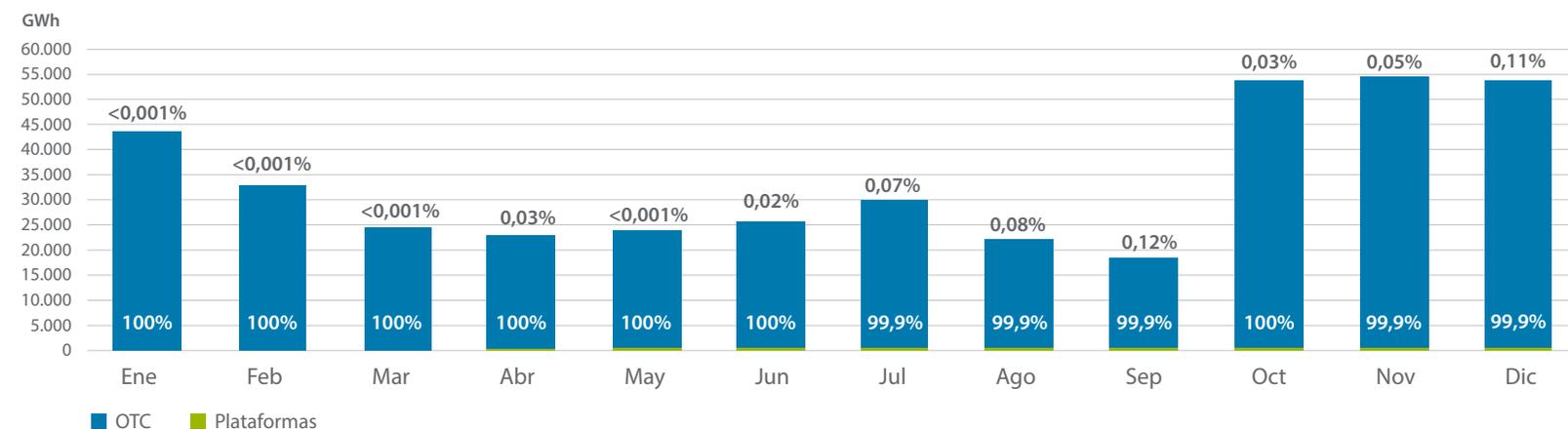
Market Share OTC-Plataformas

Las siguientes gráficas describen, tanto para los volúmenes de entrega en PVB como en TVB, cómo se distribuyen los porcentajes entre aquellos volúmenes negociados en primer término en las distintas plataformas, así como, en segundo término, las transacciones OTC registradas tanto en MS-ATR como en Plataformas y Entidades de Contrapartida Central.

OTC y volumen negociado en PVB



OTC y volumen negociado en plantas



Fuente: Elaboración propia basada en MS-ATR, Plataformas de Negociación y Entidades de Contrapartida Central.

El papel del GTS

La Ley 8/2015 también reconoció al Gestor Técnico del Sistema (GTS) como participante del Mercado Organizado de Gas.

El GTS acudió al mercado en los supuestos previstos por la legislación vigente.

Como establece la Circular de Balance (Circular 2/2020, de 9 de enero), el GTS es el responsable de mantener la red de transporte del Sistema Gasista dentro de los límites normales de operación. Para ello, podrá realizar las denominadas acciones de balance.

Además, según la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016, el gas de operación sufragado por el Sistema ha de ser adquirido por el Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de Gas.

La participación del GTS en el Mercado es necesaria para lograr un Sistema Gasista seguro y una operación eficiente, avanzada y competente.

Acciones de balance en PVB

La Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-18 "Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance por el Gestor Técnico del Sistema", define los valores y metodología de cálculo de los parámetros de la red de transporte necesarios para identificar el estado de operación de la misma, para gestionar el balance operativo de la red y para la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance.

Para la realización de acciones de balance, se analiza el estado de operación de la red de transporte tomando como indicador el **Volumen de Gas Disponible**, que puede consultarse en la [web de Enagás](#).



A través de la realización de las acciones de balance, la primera de ellas llevada a cabo el 6 de octubre de 2016, el GTS ha desempeñado de una manera transparente, eficiente y continua su función de supervisión, gestión y control de la red de transporte.

En 2020 se han tomado 83 acciones de balance, 51 de compra y 32 de venta por un volumen total de 2.412,557 GWh.

Las 51 acciones de compra han supuesto la adquisición de 1.652,631 GWh, a un precio medio de 14,79 €/MWh. El precio máximo ha sido de 23,83 €/MWh (10 de diciembre de 2020) y el mínimo de 7,26 €/MWh (31 de marzo de 2020).

Las 32 acciones de venta han registrado un volumen entregado de 759,926 GWh, a un precio medio de 9,46 €/MWh. El precio máximo de venta (16 de diciembre de 2020) ha sido de 20,50 €/MWh y el mínimo de 4,93 €/MWh (15 de julio de 2020).

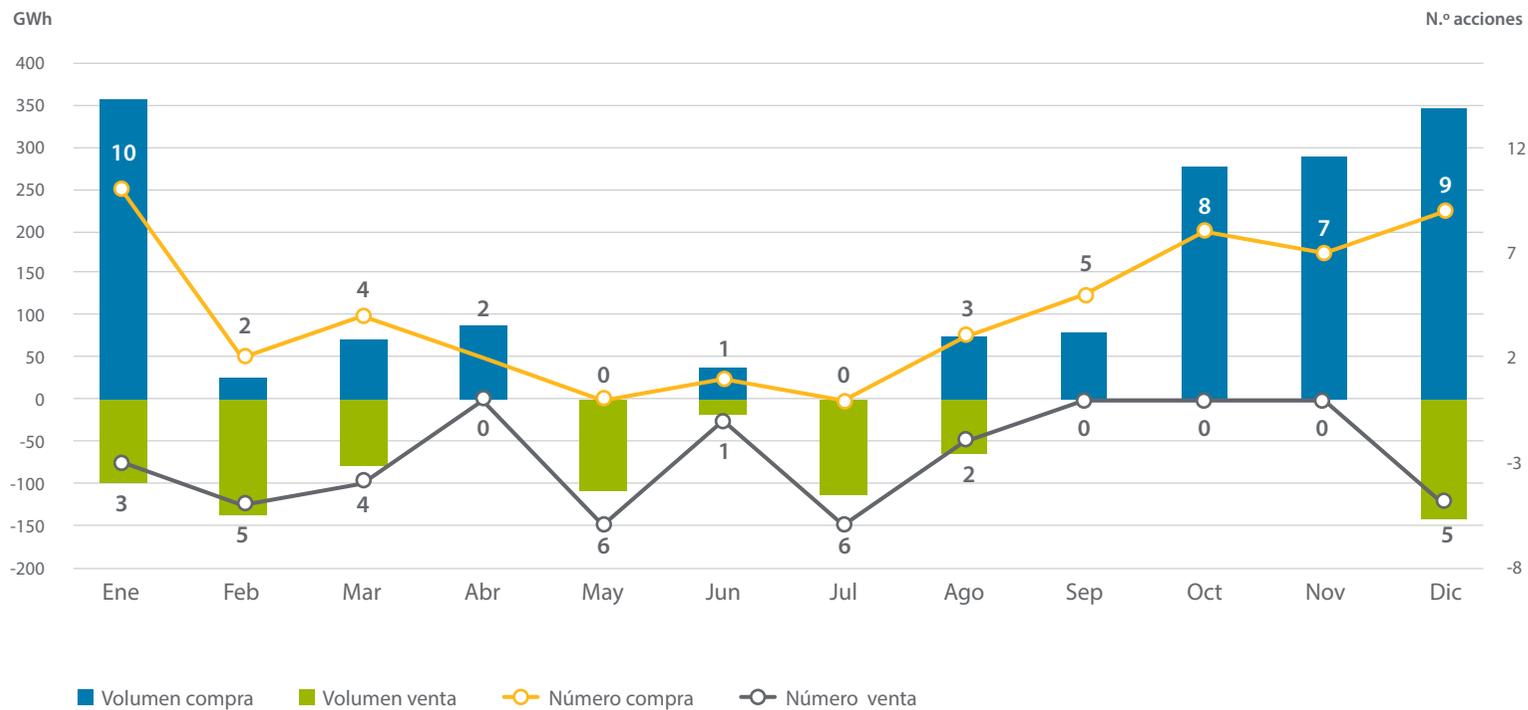
Considerando los datos anteriores relativos a 2020, la intervención del GTS ha sido necesaria un 23% del total de días del año.

La siguiente figura resume con detalle mensual el número y las cantidades adquiridas o vendidas por el GTS en concepto de acciones de balance.

La información referente a los **volúmenes, precios y resultados** económicos de la toma de acciones de balance por parte del GTS puede consultarse en la [web de Enagás](#).



Volumen negociado y número de acciones de balance en PVB



83

Acciones de balance en PVB,
51 de compra y 32 de venta

Gestión de desbalances en TVB y AVB

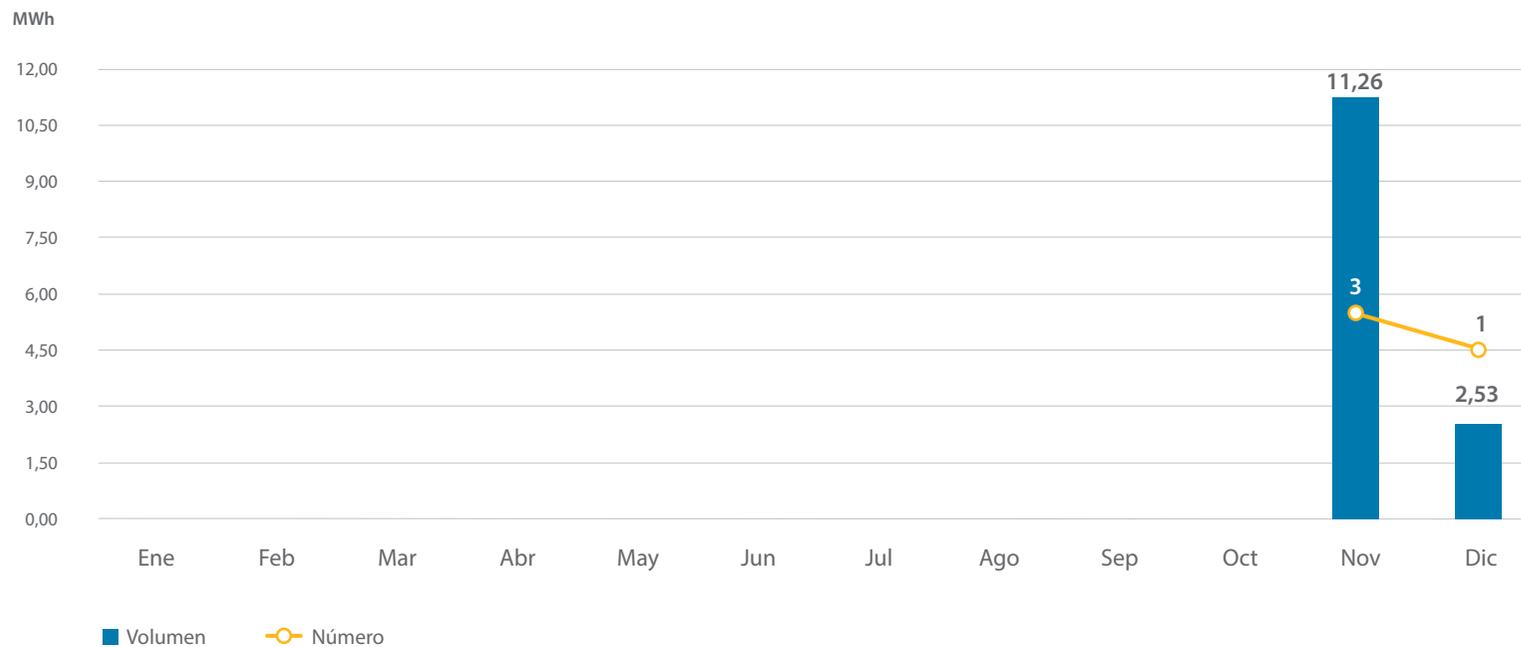
La gestión de desbalances en plantas y almacenamientos subterráneos es una novedad en 2020, que emana de la Circular 2/2020 de la CNMC y conforme a esta última entró en vigor el 1 de octubre de 2020.

Tras la entrada en vigor y existiendo el servicio de almacenamiento en plantas de regasificación, cualquier desbalance por exceso tanto en almacenamientos subterráneos como en plantas se resuelve realizando una contratación automática en el caso de que exista capacidad de almacenamiento disponible y el usuario desbalanceado disponga de

garantías suficientes para afrontar esa contratación. En caso contrario y en el supuesto de que el desbalance sea negativo, el GTS acudirá al Mercado Organizado a realizar la gestión de desbalances.

Durante el año 2020, se han realizado desde octubre puntualmente estas acciones: cuatro días con gestión de desbalances en estas infraestructuras, siendo todas acciones de compra, por un total de 13,7 GWh y a un precio medio de 15,18 €/ MWh.

Volumen negociado y acciones en gestión de desbalances en TVB/AVB



Gas de operación

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre de 2015, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas natural dispone que, previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrá negociar el gas de operación necesario para el funcionamiento del Sistema Gasista en el Mercado Organizado de Gas.

La orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas de 2016 contempla la negociación de gas de operación en el Mercado Organizado de Gas natural, y establece que ese gas debe ser adquirido por el GTS en las condiciones indicadas por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

La Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación sufragado por el Sistema (estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, almacenamientos subterráneos y 20% de gas de operación destinado a cubrir las necesidades de plantas de regasificación) en el Mercado Organizado de Gas.

En el año 2018, el gas de operación destinado a cubrir las necesidades de las plantas de regasificación dejó de tener la consideración de sufragado y, por tanto, susceptible de ser adquirido por el GTS en el Mercado Organizado, pasando su adquisición a ser responsabilidad de los operadores de las plantas de regasificación.

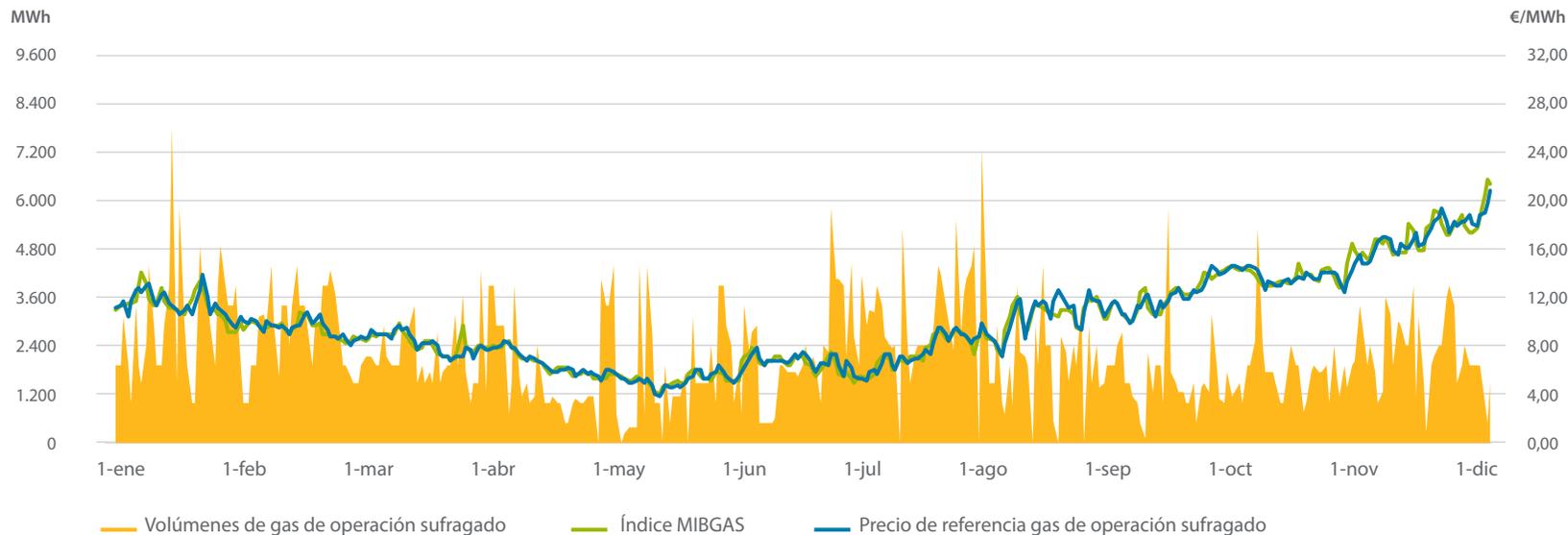
Las empresas titulares de instalaciones de transporte envían semanalmente al GTS información sobre las necesidades de gas de operación que estiman requerir.

Estas **estimaciones** pueden consultarse en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la página [web de Enagás](#).



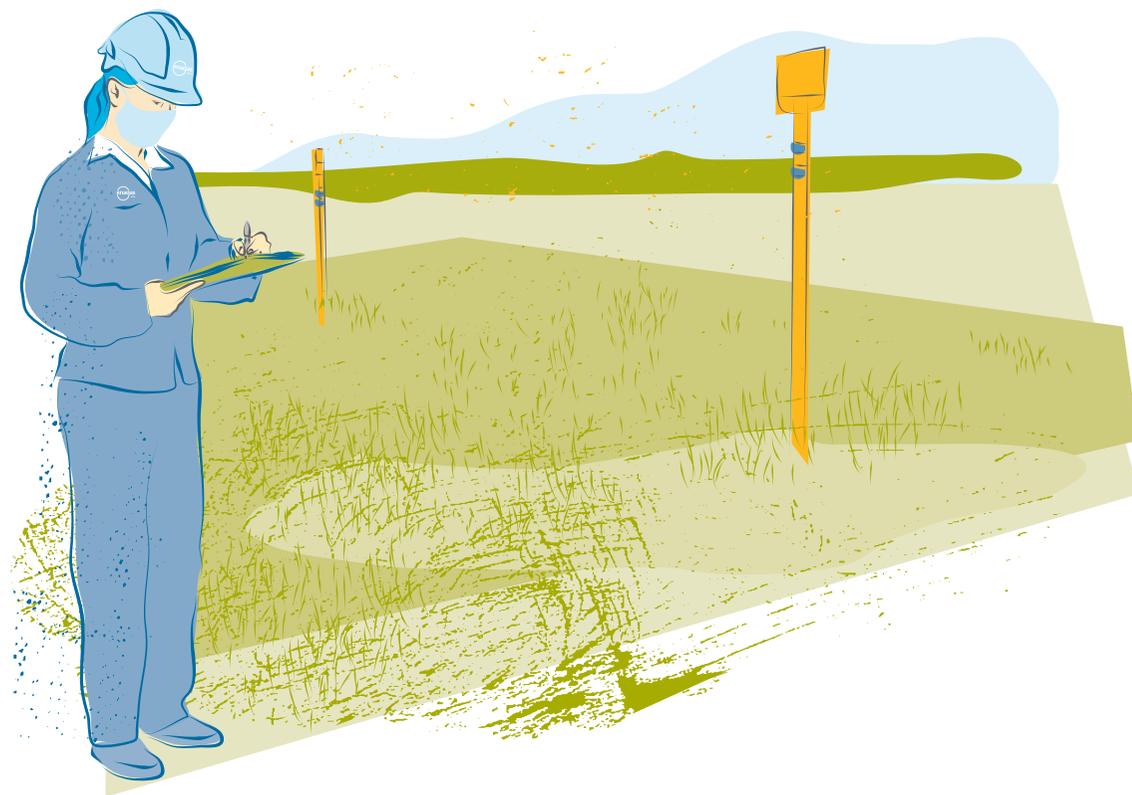
De acuerdo con la legislación vigente, el GTS adquirió para su entrega en 2020, en concepto de gas de operación, 828.955 MWh en el Mercado Organizado a un precio medio de 10,32 €/MWh.

Volumen y precio de gas de operación



4 Hacia la descarbonización

El sector gasista es clave en la transición energética y ya está dando sus primeros pasos para disponer de un Sistema Gasista plenamente descarbonizado.



Transición energética y descarbonización

El sector energético vive en la actualidad un momento de profundos cambios orientados a transformar el actual modelo energético, con fuentes de generación predominantemente de origen fósil, hacia un nuevo modelo basado en fuentes de generación de origen renovable, tanto eléctricas como no eléctricas o gases renovables.

Este cambio en el paradigma del modelo energético viene sustentado por todos los acuerdos y normativas establecidas tanto a nivel mundial (conferencias de las Naciones Unidas sobre cambio climático), como a nivel Europeo (*Green Deal* y Directivas Europeas) y a nivel nacional (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030 y Anteproyecto de Ley de Transición Energética). El principal objetivo es la descarbonización del mix energético, aspirando a que España sea un país con neutralidad climática no más tarde de 2050.

Durante el año 2020, las emisiones de CO₂ derivadas del mix de generación eléctrica se han reducido un 28% respecto a 2019, según datos de REE. Las centrales de ciclo combinado han sido la tercera tecnología en aportación a ese mix, representando un 16% de la generación eléctrica peninsular del año 2020.

El sector gasista no es ajeno al proceso de descarbonización y transición energética, y ya se están empezando a dar los primeros pasos para disponer de un Sistema Gasista plenamente descarbonizado. Los gases renovables, biometano e hidrógeno principalmente, jugarán un papel fundamental en las próximas décadas.

Por un lado, el desarrollo del biogás procedente de los residuos agrícolas, ganaderos, sólidos urbanos y depuración de aguas residuales, y su posterior *upgrading* a biometano e inyección en la red gasista, tendrá un rol de gran importancia para la descarbonización del sistema energético y gasista. Este papel ha sido reconocido por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) en la consulta pública previa de la Hoja de Ruta del Biogás, que atribuye a este combustible una elevada capacidad para integrar la economía circular en la generación de energía renovable y su posterior uso en los distintos sectores económicos, principalmente en transporte, generación eléctrica o sistemas de calor y energía, desplazando el uso de materias primas de origen fósil por materia prima renovable.

Por otro lado, el desarrollo del hidrógeno verde a partir de fuentes renovables será un vector energético clave para la descarbonización de la economía, tal y como se recoge en la Hoja de Ruta del Hidrógeno aprobada por el MITERD en octubre de 2020.

En la Hoja de Ruta del Hidrógeno ya se establecen objetivos de penetración del hidrógeno renovable, que incluyen la instalación de al menos 4 GW de potencia de electrolizadores en el año 2030. Para garantizar el avance en esa instalación, se estima que para el año 2024 podría alcanzarse un valor total de potencia instalada de electrolizadores de entre 300 y 600 MW.

Los ciclos combinados han sido la tercera tecnología en aportación al mix de generación eléctrica en 2020, que ha reducido un **28%** sus emisiones de CO₂ (vs. 2019)



El sector gasista cuenta con todas las piezas clave para contribuir de forma decisiva al proceso de transición energética

En lo referente a la industria, la Hoja de Ruta del Hidrógeno prevé una contribución mínima del hidrógeno renovable del 25% respecto del total del hidrógeno consumido en 2030 en todas las industrias consumidoras de hidrógeno, que vendría a representar un consumo aproximado de 4 TWh/a.

En relación al sector del transporte, la Hoja de Ruta del Hidrógeno incluye unos objetivos para el año 2030 de al menos 150-200 autobuses de pila de combustible de hidrógeno renovable, un parque de vehículos de al menos 5.000-7.500 vehículos ligeros y pesados de pila de combustible de hidrógeno para el transporte de mercancías en 2030 y una red de al menos 100-150 hidrogeneras de acceso público en 2030.

En resumen, el sector gasista experimentará en los próximos años profundos cambios orientados al desarrollo de los gases renovables, que requerirán importantes esfuerzos por todos los agentes del sector, pero cuenta con todas las piezas clave para contribuir de una forma decisiva al proceso de descarbonización y transición energética.

Información descargable

En esta sección puedes descargar en formato editable (Excel) gran parte del contenido gráfico de Enagás GTS publicado en este informe, así como los anexos a los que se hace referencia en el capítulo 2 sobre la operación del Sistema Gasista español durante el año 2020.

Algunos datos publicados están sujetos a cambios, al tratarse de datos provisionales a cierre de este informe.

Ante cualquier discrepancia prevalece la información del SL-ATR.

Versión actualizada el 22/04/2021, que sustituye a las anteriores tras la corrección de erratas.

Capítulo 1 Demanda



Capítulo 2 Operación



Capítulo 3 Mercados



Anexos capítulo 2

Anexo 1. Resultados de subastas



Anexo 2. Asignación de *slots* de descarga



Anexo 3. Aprovisionamientos



Anexo 4. Detalle de plantas de regasificación



Edición:

Dirección General de Comunicación y Relaciones Institucionales de Enagás

Coordinación técnica:

Dirección General de Gestión Técnica del Sistema de Enagás

Diseño y maquetación:

Baética, Agencia de comunicación gráfica



Paseo de los Olmos, 19 • 28005 Madrid
(+34) 91 709 92 00

gts@enagas.es • www.enagas.es

Síguenos:    