



Impacto de la situación actual sobre los mercados de gas y sus implicaciones en la transición energética en la Unión Europea y España

Noviembre 2022

Impacto de la situación actual sobre los **mercados de gas**

y sus implicaciones en la transición
energética en la Unión Europea
y España

Impacto de la situación actual sobre los **mercados de gas**



Índice

Glosario	7
Resumen ejecutivo	9
1. El mercado de gas natural en la Unión Europea	15
1.1. Demanda	17
1.2. Producción, importación y balance	18
1.3. Infraestructura gasista	22
1.4. Modelo de contratación de gas natural en la Unión Europea	26
2. Situación actual del mercado de gas natural en Europa	31
2.1. Impacto en los precios de los mercados de gas natural	33
2.2. Impacto en el suministro de gas natural europeo	36
2.3. Impacto en los niveles de almacenamiento	39
2.4. Impacto en los contratos a largo plazo	41
2.5. Acciones y medidas para paliar la situación coyuntural	42
3. El gas natural en el mercado español y su rol en la transición energética ...	47
3.1. Infraestructura gasista española y diversificación de fuentes de abastecimiento	48
3.2. El mercado de gas natural en España - MIBGAS	51
3.3. Demanda de gas en España	54
3.4. El gas natural en el mercado ibérico de la electricidad	55
3.5. El papel del gas natural en la seguridad de suministro	58
3.6. El rol del gas natural y otros gases renovables en la transición energética	61
4. Retos del mercado energético	69

Impacto de la situación actual sobre los **mercados de gas**



Glosario

BCM	<i>'Billion cubic meters'</i> , mil millones de metros cúbicos	MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
CE	Comisión Europea	MIBGAS	Mercado Ibérico de Gas
CC	Ciclo Combinado de gas	MWh	Megavatio/hora
EEUU	Estados Unidos	NBP	<i>'National Balancing Point'</i>
ENTSOG	<i>'European Network of Transmission System Operators Gas'</i>	NCG	<i>'Net Connect Germany'</i>
FSRU	<i>'Floating Storage and Regasification Unit'</i> - Unidad de almacenamiento y regasificación	PIB	Producto Interior Bruto
GIE	<i>'Gas Infrastructure Europe'</i> , Infraestructura de Gas Europea	PNIEC	Plan Nacional de Energía y Clima
GN	Gas Natural	PSV	<i>'Punto di Scambio Virtuale Italia'</i>
GNL	Gas Natural Licuado	PVB	Punto Virtual de Balance
GPL	<i>'Gaspool'</i>	RD-Ley	Real Decreto-Ley
GTM	<i>'Gas Target Model'</i>	TAP	<i>'Trans Adriatic Pipeline'</i>
GW	Gigavatios	TWh	Teravatio/hora
HH	Henry Hub	TTF	<i>'Title Transfer Facility'</i>
IEA	<i>'International Energy Agency'</i> , Agencia Internacional de Energía	TRF	<i>'Trading Region France'</i>
IGU	<i>'International Gas Union'</i> , Unión Internacional de Gas	UE	Unión Europea
JKM	<i>'Japan Korea Marker'</i> , Marcador Koreano de Japón	VIP	<i>'Virtual Interconnection Point'</i>
		VOB	<i>'Virtualini Obchodni Bod'</i>
		VTP	<i>'Virtual Trading Point'</i>
		YTD	<i>'Year To Date'</i>
		ZEE	<i>'Zeebrugge Hub'</i>
		ZTP	<i>'Zeebrugge Trading Point'</i>

Impacto de la situación
actual sobre
los **mercados de gas**



Resumen **ejecutivo**

El mercado de gas natural es uno de los **principales mercados energéticos** de la Unión Europea, representando casi el 25% del consumo total de energía primaria. Al no disponer de capacidad suficiente para cubrir la demanda, la Unión Europea (en adelante UE), es altamente dependiente de su importación. Contaba tradicionalmente con un aprovisionamiento a través de gasoductos provenientes de países del este de la UE como Rusia, del Mar del Norte, del norte de África y, durante los últimos años, se importa también mediante barcos transportadores de gas natural licuado (GNL), provenientes del Golfo Pérsico, de EE. UU. y de otros mercados. Esta tendencia se ha visto incrementada durante la reciente crisis energética como consecuencia de la guerra en Ucrania.

El modelo de contratación del gas natural (GN) en la UE ha ido evolucionando en las últimas décadas, pasando de un modelo de contrato bilateral hacia un modelo de mercado más liberalizado con la creación de los distintos “hubs”. Este hecho ha permitido, aparte de generar una mayor liquidez y variedad de productos, que los mercados de gas natural vayan ofreciendo una mayor transparencia de precios, lo que ha tenido un impacto significativo en la

evolución de los contratos de importación con los países productores, que están sustituyendo la indexación de precios del crudo por la de los precios de referencia formados en los “hubs”.

Sin embargo, la dinámica del mercado de gas natural se ha visto afectada notablemente en los últimos años debido a dos hechos muy relevantes, ligados a la demanda y a la oferta, que se han traducido en un encarecimiento muy significativo de los precios del gas desde el segundo trimestre de 2021.

Por el lado de la demanda, se produjo un importante crecimiento con la recuperación posterior a la paralización económica derivada de la pandemia Covid-19.

Por el lado de la oferta, ésta venía reduciéndose como consecuencia de la menor inversión en producción de gas natural, derivada de los anuncios de descarbonización y sustitución progresiva del gas natural por gases renovables. Además, se vio afectada por el incremento de las tensiones geopolíticas, con el conflicto en Ucrania como mayor exponente, agudizando la crisis de precios energéticos (gas y electricidad) y de

suministro de la UE, al ser Rusia uno de los principales importadores de gas natural para los Países Miembros.

Estos hechos no solo han afectado al precio del gas natural en su modelo de suministro, sino que han producido un efecto contagio sobre los precios de la electricidad, impactando directamente en los consumidores, especialmente en los industriales y hogares vulnerables.

Todo ello, ha motivado que la UE reaccione a través de diversas medidas, entre las que destaca la aprobación de REPowerEU, en primavera de 2022, que abre diversas opciones para que los países puedan tomar acciones de emergencia en ámbitos que afectan directamente a la oferta y la demanda. Entre ellas, destacan tres fundamentales: la sustitución progresiva de los 155 bcm de gas natural provenientes Rusia y la diversificación de fuentes; la exigencia de llenado de los almacenamientos

y la aceleración del despliegue de las tecnologías renovables, tanto eléctricas como gasistas (hidrógeno y biogás).

Dada la complejidad de la coyuntura, además de esta iniciativa REPowerEU se ha aprobado otras medidas con el fin de paliar el efecto de la volatilidad y los altos precios del mercado de gas y consecuentemente del mercado eléctrico.

España, si bien cuenta con un modelo de suministro más diversificado y seguro desde hace ya varios años, está tomando acciones en distintos ámbitos para hacer frente a esta situación, buscando proteger a los consumidores e industrias. Entre ellas y relacionadas con el mercado de gas, destaca el RD-Ley 10/2022, de mayo de 2022, que estableció un “cap” del precio del gas utilizado para la generación eléctrica, con el fin de reducir los impactos del encarecimiento del gas sobre el mercado eléctrico.

«En un contexto de volatilidad de precios y de seguridad de suministro, los contratos a largo plazo deberían jugar un papel relevante como elemento estabilizador»



El sector eléctrico es uno de los principales demandantes de gas natural, pues es el combustible utilizado por algunas de las tecnologías generadoras determinantes a la hora de fijar el precio diario de la electricidad, como lo son los ciclos combinados. Estos, además de ser

una de las tecnologías recurrentes que cierran el precio marginal, actúan como mecanismo de seguridad de suministro del sistema, siendo esenciales para cubrir la intermitencia de generación de las tecnologías renovables.

«Fijar una reducción de la demanda de gas a 2030 demasiado estricta por parte de la Comisión Europea, dificultaría la renovación de los contratos a largo plazo, por el posible desincentivo de las inversiones en plantas de licuefacción»

No cabe duda de que esta situación de excepcionalidad ha evidenciado la gran dependencia energética europea y ha supuesto nuevos retos para el mercado energético en el corto y largo plazo.

No obstante, no se deben olvidar los retos climáticos y de transición energética definidos para 2030 y 2050. Y es que la transición energética no debe verse como el problema, sino como la solución ante esta situación de dependencia energética y de crisis de precios.

En este escenario de transición energética y reducción de la dependencia energética, el sector gasista juega un papel fundamental, no solo por el papel transitorio de “back up” térmico que permiten los ciclos de gas natural, sino por la progresiva incorporación de nuevos combustibles y gases sostenibles, como el biogás o el hidrógeno renovable, que permitirán a medio plazo mejorar la competitividad de la UE, y España en particular, dada su abundancia relativa en fuentes renovables.

A su vez, en un contexto de volatilidad de precios tan elevada como la que estamos viviendo y de importancia de la seguridad de suministro, los contratos a largo plazo deberían jugar un papel relevante como elemento estabilizador.

En este sentido, fijar una reducción de la demanda de gas a 2030 demasiado estricta por parte de la Comisión Europea, previsiblemente afectará negativamente sobre la oferta de GNL por el posible desincentivo de las inversiones plantas de licuefacción, lo que presionaría al alza los precios de gas y dificultaría la renovación de los contratos a largo plazo. Esta situación podría mantener estructuralmente altos los precios del gas, distorsionando la competitividad industrial de la UE y ralentizando el proceso de descarbonización de otras economías/ regiones menos exigentes en cuestiones climáticas, que podrían sustituir el gas natural por otros combustibles (carbón o petróleo), generando el consiguiente aumento de las emisiones.

«La falta de contratos a largo plazo podría mantener estructuralmente altos los precios del gas, distorsionando la competitividad industrial de la UE y ralentizando el proceso de descarbonización de otras economías»







1

El **mercado** de **gas natural** en la Unión Europea

- 1.1. Demanda.
- 1.2. Producción, importación y balance.
- 1.3. Infraestructura gasista.
- 1.4. Modelo de contratación de gas natural en la Unión Europea.

Los **mercados del gas natural** son una **parte crucial del mercado energético** de la UE. Durante los últimos dos años, el consumo de energía primaria en la Unión Europea se ha situado alrededor de los 1.300 Mtep, de los cuales el gas natural ha representado en torno al 25%. En concreto, **el gas natural es un combustible muy relevante** no solo para la **industria** (especialmente calor-intensiva) y **la generación de electricidad**, sino también para el **consumo doméstico**.

Este hecho provoca que el gas natural sea considerado como un combustible clave en el proceso de transición energética, debido a la dificultad de electrificar ciertos consumos industriales intensivos en calor, sin perder competitividad, y la necesidad de dar soporte térmico para cubrir la intermitencia de determinadas tecnologías de generación renovable.

Adicionalmente, la infraestructura existente de gasoductos a nivel europeo puede tomar un rol fundamental para la incorporación progresiva de nuevos combustibles sostenibles (hidrógeno verde y biogás) que vayan sustituyendo el uso de gas natural y que promuevan la descarbonización de cara a alcanzar los objetivos de reducción de emisiones marcados por la UE para 2030 y 2050¹. Para ello, será necesario hacer un mayor esfuerzo inversor.

En este contexto, entender el funcionamiento de los mercados europeos de gas, es clave para comprender su papel durante los próximos años como fuente de energía de transición en el mix energético europeo, en tanto no se produzca un mayor despliegue de los gases renovables, así como los impactos de la situación coyuntural.

«La UE ha desarrollado un modelo de aprovisionamiento basado en la importación y en la gestión de los almacenamientos»

¹ *Fit for 55 a 2030 y Estrategia Net Zero a 2050* - Consejo de la Unión Europea (Existe una propuesta de incremento de objetivos de reducción de emisiones al 57%)

1.1

DEMANDA

Como se acaba de señalar, el gas natural se utiliza como materia prima para la generación de calor en procesos industriales, en usos domésticos y en el sector eléctrico como combustible para la generación en centrales térmicas de ciclo combinado.

La demanda final de gas natural en la UE, con base en los datos del periodo 2017-2021, se sitúa en torno a los 380 bcm/ anuales de media. Este periodo ha estado marcado principalmente por la reducción del consumo en 2020, debido a la paralización de la actividad económica producida por el Covid-19 y una posterior reactivación durante el año 2021. A lo largo de 2022, sin embargo, se espera una caída de la demanda como consecuencia del encarecimiento del gas derivado del conflicto ruso-ucraniano, así como de las medidas de reducción del consumo acordadas en el seno de la Unión

Europea para el próximo invierno (un 15% con respecto al consumo medio de los últimos 5 años, entre agosto 2022 y marzo 2023).²

De cara a los próximos años, la crisis de precios y abastecimiento derivada del conflicto ruso ha provocado una aceleración en los planes europeos para buscar alternativas de suministro y promover fuentes más sostenibles, como el uso de gases renovables (hidrógeno verde y el biometano).

No obstante, el despliegue de estas tecnologías y la adaptación de las infraestructuras necesita su tiempo, por lo que el gas natural seguirá siendo necesario en los próximos años de transición energética. Ello ha justificado que la Unión Europea haya aprobado recientemente la inclusión del gas natural en la Taxonomía verde hasta el año 2030 bajo determinadas condiciones.

⁽²⁾ Acuerdo del 5 agosto 2022 – Consejo de la Unión Europea

1.2

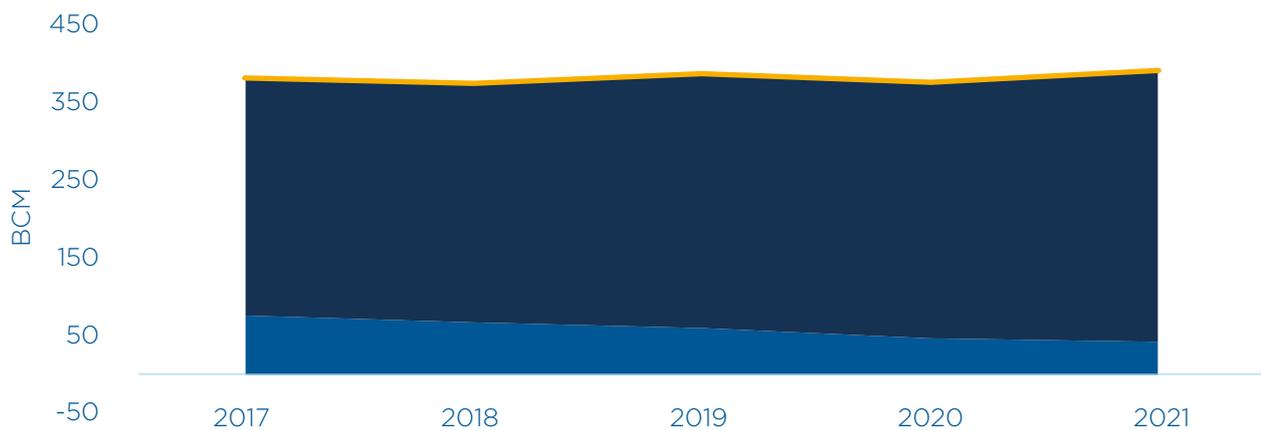
PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN Y BALANCE

Históricamente, la **demanda de gas natural europea se ha situado muy por encima de la producción doméstica**, debido principalmente a que los países de la Unión

Europea no disponen de reservas suficientes o no se están explotando, por no ser rentables o por decisiones de política energética.

■ ILUSTRACIÓN 1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y PRODUCCIÓN ANUAL DE GAS NATURAL EN LA UE

Fuente: Statistical Review of World Energy – BP, 2022



- PRODUCCIÓN - IMPORTACIÓN - DEMANDA

En particular, entre 2017 y 2021 la producción europea se redujo sensiblemente, pasando de unos 75 bcm a cerca de 45 bcm.

El déficit de producción propia de gas natural hace que la UE sea un continente dependiente de otras regiones, provocando la necesidad de desarrollar un modelo de aprovisionamiento basado en la importación

y la gestión de los almacenamientos, por lo que las infraestructuras son esenciales.

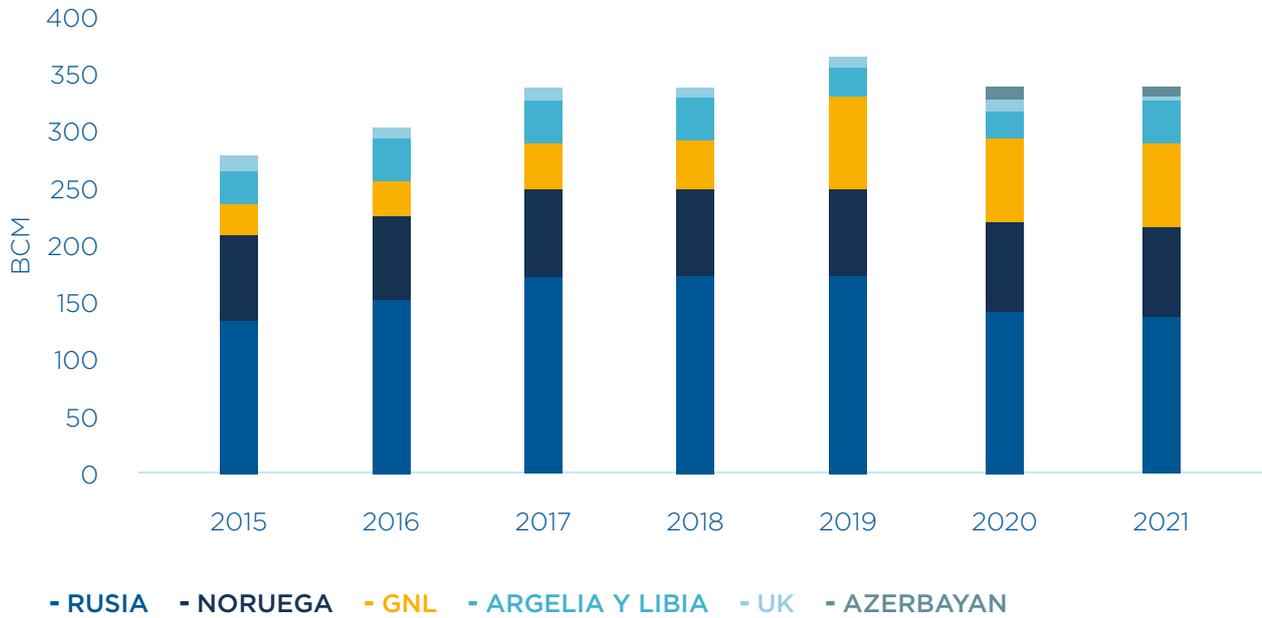
A la hora de analizar las importaciones de la UE³, podemos clasificarlas en 6 categorías basadas en su origen, volumen y tipología. Tradicionalmente, hasta el inicio del conflicto, han sido las siguientes⁴:

⁽³⁾ Non-Paper on Emergency Gas Market Interventions – Comisión Europea, octubre 2022

⁽⁴⁾ El GNL incluye gas de los Estados Unidos, Rusia, Noruega y Argelia. El gas exportado de UK a la UE mediante gasoductos, es en gran parte GNL importado por UK

■ ILUSTRACIÓN 2: EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES ANUALES DE GAS NATURAL DE LA UE EN BCM

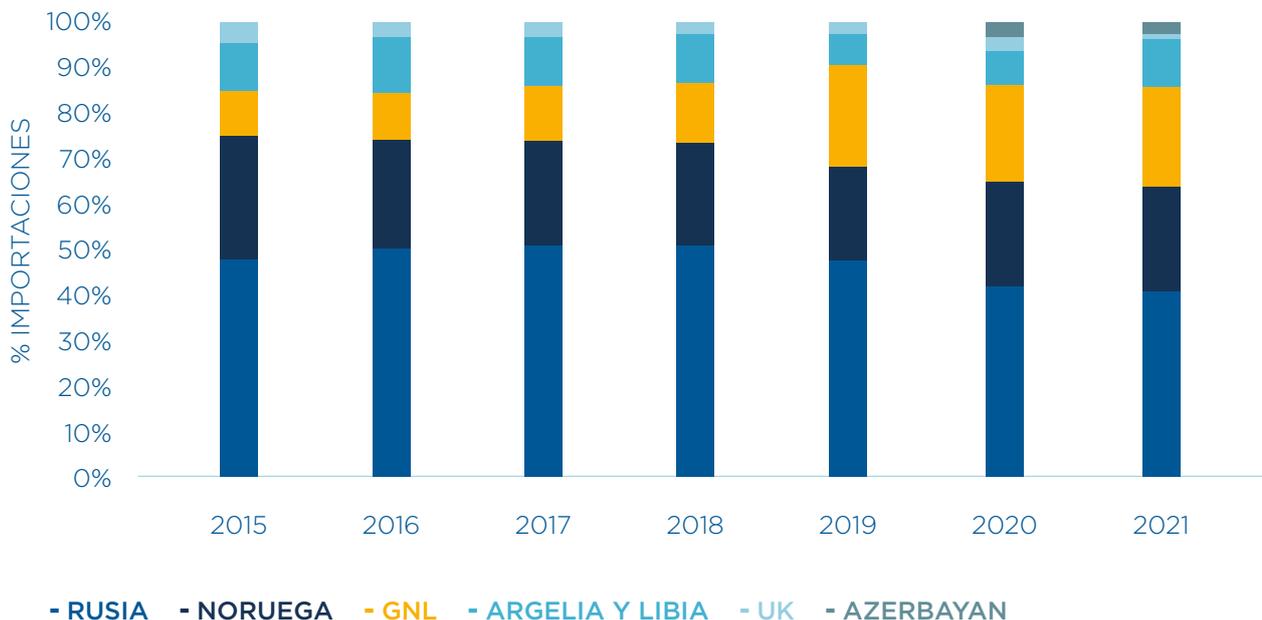
Fuente: Comisión Europea - Non-Paper on Emergency Gas Market Interventions



El GNL incluye gas de los Estados Unidos, Rusia, Noruega y Argelia. El gas exportado de UK a la UE mediante gasoductos, es en gran parte GNL importado por UK

■ ILUSTRACIÓN 3: EVOLUCIÓN PORCENTUAL DE LAS IMPORTACIONES ANUALES DE GAS NATURAL DE LA UNIÓN EUROPEA

Fuente: Comisión Europea - Non-Paper on Emergency Gas Market Interventions



El GNL incluye gas de los Estados Unidos, Rusia, Noruega y Argelia. El gas exportado de UK a la UE mediante gasoductos, es en gran parte GNL importado por UK

Si analizamos la evolución de las importaciones en los últimos 5 años, podemos observar que Rusia se sitúa como el principal proveedor de gas natural de la Unión Europea, alcanzando en torno al 50% del total hasta 2020, en que se reduce al 40%.

Por otra parte, las importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) representaban en torno al 20% del total.

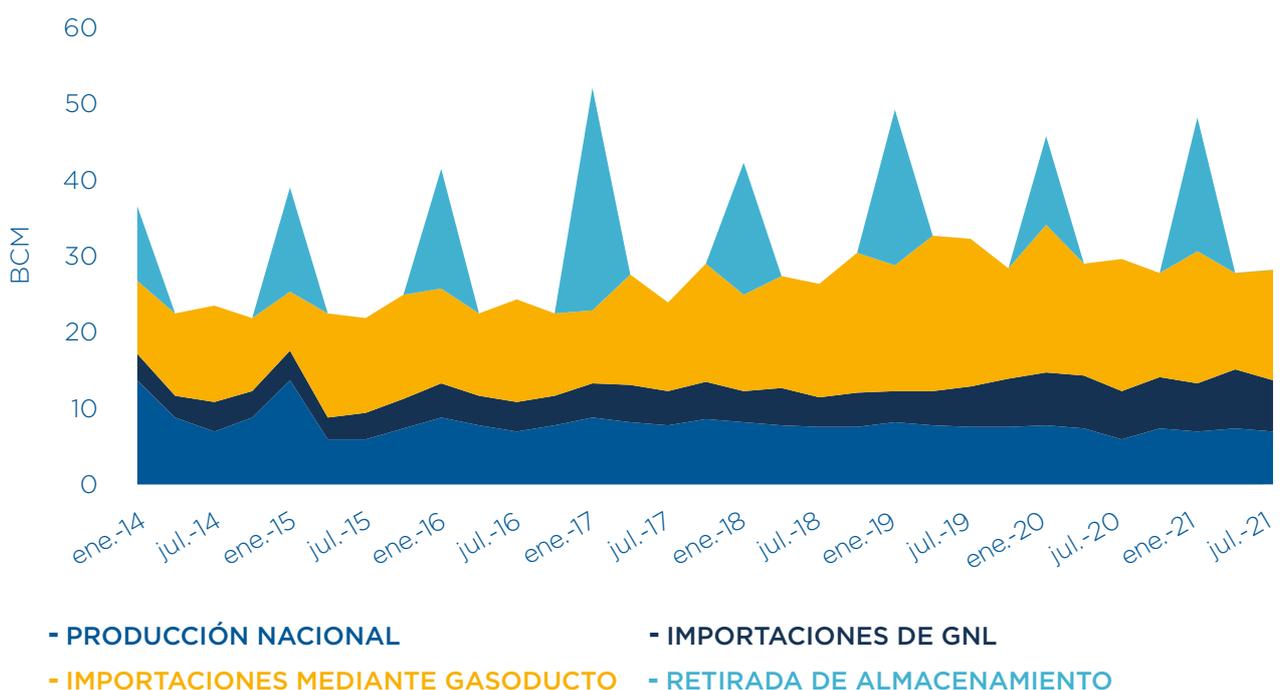
Como veremos más adelante, las iniciativas emprendidas por la UE en 2022 (REPowerEU), traerán consigo a partir de este año una mayor reducción de la importación del gas natural ruso y un mayor peso de las importaciones de GNL. En

concreto, en el periodo enero-agosto de 2022 se ha podido reemplazar 43 bcm de gas ruso de gasoducto gracias a un aumento récord de los suministros por GNL (28 bcm), creciendo más del 50%, y por un uso más intenso de otros gasoductos (17 bcm).

Las importaciones son gestionadas a través de un modelo de balance que busca mantener una importación constante que dé respuesta a una demanda estacional. En este sentido, durante los meses de menor demanda la UE usa el excedente de gas natural importado para almacenarlo, de cara a su uso en los meses de invierno. La siguiente gráfica muestra el funcionamiento de dicho modelo durante el periodo 2014 y 2021:

■ ILUSTRACIÓN 4: BALANCE DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN LA UE 2014-2021

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA) Monthly Gas Supply Balance in The European Union, 2014-2021





Durante los próximos meses, el modelo de aprovisionamiento europeo se verá testado debido a una reducción significativa de la importación de gas ruso, que permitirá poner a prueba su resiliencia para asegurar

la capacidad de suministro mediante la diversificación de fuentes y una mayor cooperación entre Estados Miembros con infraestructuras transfronterizas.

«Con base a su modelo, la UE ha desarrollado su infraestructura de gas natural con el fin de asegurar el correcto suministro»

1.3

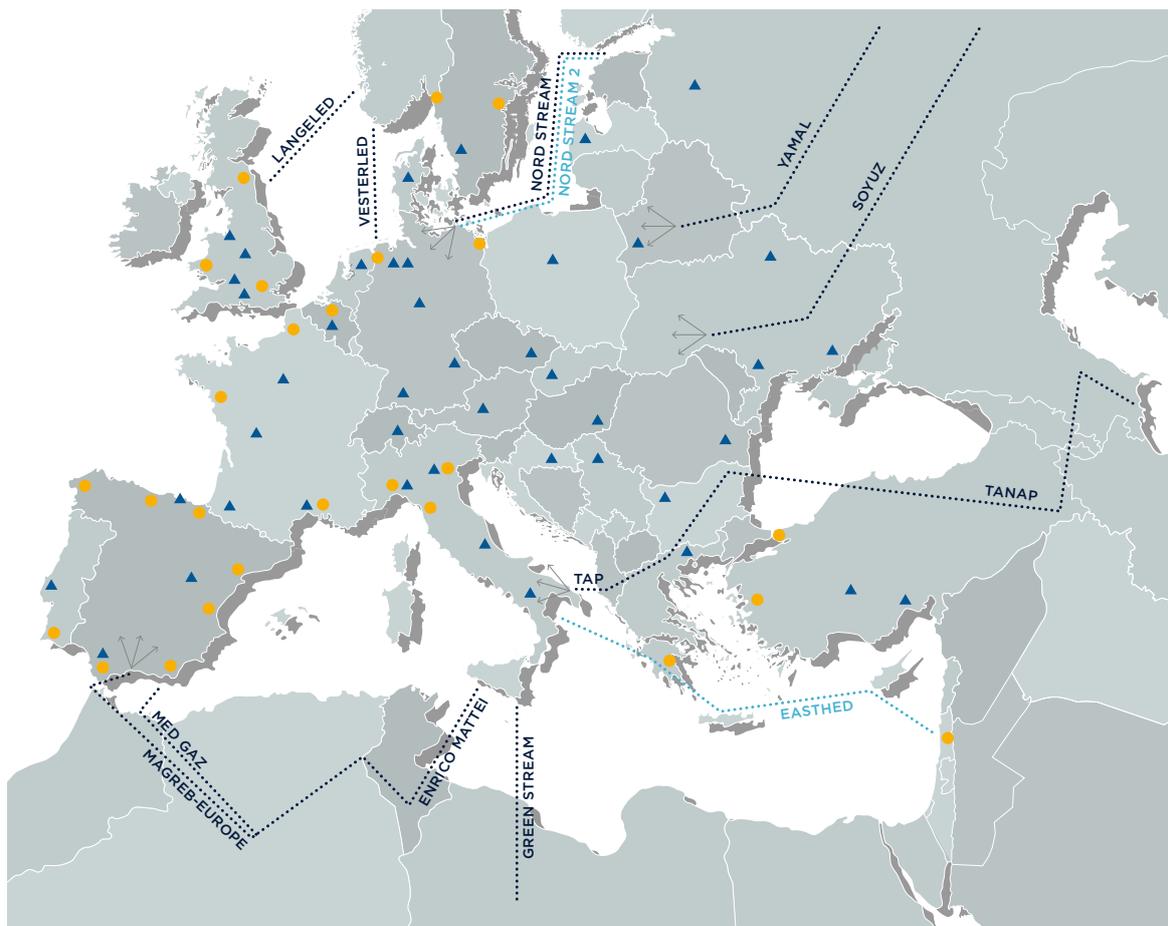
INFRAESTRUCTURA GASISTA

Con base en su modelo de aprovisionamiento, la UE ha desarrollado su infraestructura de gas natural con el fin de **asegurar el correcto**

suministro a los consumidores a través del desarrollo de gasoductos, plantas de regasificación de GNL y almacenamientos.

■ ILUSTRACIÓN 5: INFRAESTRUCTURA GASISTA EN LA UE

Fuente: REPowerEU, mayo 2022



- ▲ PLANTAS ALMACENAMIENTO GN
- ... PRINCIPALES GASODUCTOS EXISTENTES
- REGASIFICADORA DE GAS LICUADO
- ... PRINCIPALES GASODUCTOS DE FUTURA CONSTRUCCIÓN

A GASODUCTOS

Como veíamos con anterioridad en la ilustración nº2, las principales fuentes de aprovisionamiento de la UE se realizan a través de gasoductos provenientes de los países productores. En la actualidad existen 4 vías principales:

Rusia: Durante los últimos años ha supuesto en torno al 50% de la importación europea, principalmente abasteciendo a los países del Este, a través de 3 corredores principales:

- El **“corredor ucraniano”** compuesto por la red de gasoductos de Soyuz Brotherhood, que suministra gas natural principalmente a los países del este de la UE pasando por Polonia, Eslovaquia, Hungría y Rumanía. La capacidad anual de esta red de gasoductos es de 120 bcm anuales.⁵
- El **“corredor bielorruso”**, el cual canaliza a través del gasoducto de Yamal-Europa la entrada en la Unión Europea del gas extraído desde los campos del norte de Rusia, transportado hasta Bielorrusia por el gasoducto de Yamal y por el gasoducto Northern Lights. El gasoducto Yamal - Europa cuenta con una capacidad de 33 bcm anuales.⁶
- El **“corredor báltico”** lo forma el gasoducto Nord Stream 1 con una capacidad anual de 55 bcm.⁷ Este corredor tenía previsto

duplicarse con la construcción del Nord Stream 2. No obstante, la actual situación geopolítica y los últimos acontecimientos sucedidos como la paralización del suministro por las tareas de mantenimiento o las fugas inesperadas, han paralizado su operatividad y dificultan su nueva puesta en marcha.

Noruega: Segundo principal suministrador de la UE, abasteciendo en torno al 23% de la importación total europea durante los últimos años, principalmente al centro de Europa mediante:⁸

- La **red de gasoductos** que une Noruega con el Centro de Europa, a través de Francia, Alemania y Bélgica. Dentro de esta red destacan los gasoductos Europipe I y II, conectados con Alemania y que cuentan con una capacidad de 16,8 y 26 bcm.

Norte de África: La importación se realiza en el sur de Europa a través de dos vías principales con entrada por España e Italia. Los registros de los últimos años marcan que éstas han representado alrededor del 10%⁹ de la importación total europea:

- **A través de España**, conecta por un lado el gasoducto del Magreb que une los yacimientos ubicados en el Sáhara, de Argelia con España, pasando a través de

⁽⁵⁾ Instrumentos utilizados para asegurar el suministro de gas - Ministerio federal de economía y protección del clima alemán

⁽⁶⁾ Instrumentos utilizados para asegurar el suministro de gas - Ministerio federal de economía y protección del clima alemán

⁽⁷⁾ Instrumentos utilizados para asegurar el suministro de gas - Ministerio federal de economía y protección del clima alemán

⁽⁸⁾ GASSCO - Operador de gas noruego

⁽⁹⁾ *Non-Paper on Emergency Gas Market Interventions* - Comisión Europea, octubre 2022

Marruecos, que cuenta con una capacidad de 10 bcm anuales, unos 443 GWh/día¹⁰. No obstante, este suministro se paralizó el 31 de octubre de 2021, usándose actualmente únicamente como vía exportadora de gas natural desde España a Marruecos. Adicionalmente, por España se conecta el gasoducto del Medgaz, proveniente también de Argelia, que cuenta con una capacidad nominal actual de unos 10 bcm anuales, resultado de la ampliación a inicios de 2022, de los 8 bcm anteriores a los 10 actuales.¹¹

- **A través de Italia**, tienen entrada tanto el gasoducto TransMed (Enrico Mattei), proveniente de Argelia, como el gasoducto

Greenstream, que se extiende desde el oeste de Libia hasta la isla de Sicilia, en Italia.

Azerbaiyán: Desde el año 2020, el gas natural de Azerbaiyán se suministra a través del gasoducto TAP a los países de Europa sudoriental, el cual cuenta con una capacidad anual de 10 bcm.¹² La entrada de gas natural a través del TAP ha llegado a suponer el 3% de la importación europea en 2020 y el 2% en 2021.

Adicionalmente, los países de la UE cuentan con gasoductos internos y transfronterizos que permiten el transporte y la distribución de gas natural alrededor del resto de Países Miembros.

B REGASIFICADORAS DE GAS NATURAL LICUADO

Junto a los gasoductos, otra vía de entrada del gas natural en la UE es a través de la importación de GNL por vía marítima, mediante barcos que lo depositan en diferentes plantas de regasificación, situadas en puertos marítimos.

El GNL es transportado en condiciones de baja temperatura. Al llegar a puerto, el gas natural puede almacenarse o regasificarse elevando su temperatura, para así después poder transportarlo por los gasoductos conectados a las plantas.

La UE cuenta con una importante infraestructura, con capacidad para regasificar GNL alrededor de 160 bcm anuales.¹³ No obstante, no se encuentra equitativamente distribuida, ya que en torno al 40% de la capacidad mencionada se sitúa en la Península Ibérica, que hizo un gran esfuerzo para reforzar la infraestructura necesaria para preservar su seguridad de suministro, hace ya varios años.

En este sentido, y dado el cambio de tendencia en el suministro de gas de los

⁽¹⁰⁾ Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden ministerial del ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico por la que se extiende la exención del gasoducto Magreb-Europa del cumplimiento de determinadas disposiciones en relación al acceso de terceros - CNMC, mayo 2021

⁽¹¹⁾ Los precios en mercado organizado de gas en España (MIBGAS) se sitúan por primera vez por debajo del mercado de referencia en Europa - CNMC

⁽¹²⁾ Trans Adriatic Pipeline AG Official Site

⁽¹³⁾ Gas Market Report Q3 2022 - IEA, julio 2022

últimos meses, desde la UE se prevé un aumento de esta capacidad de regasificación en un 15% (25 bcm/año)¹⁴ durante la temporada invernal (noviembre-diciembre), debido a la ampliación de las plantas existentes y el arrendamiento de *Floating Storage Regasification Units* (FSRUs).

A través de estas infraestructuras, en el año 2021 se importaron un total de 80 bcm de GNL¹⁵, siendo España el mayor importador,

con 21,3 bcm. No obstante, debido a la situación coyuntural del mercado energético y el conflicto con Rusia, la entrada de gas natural a través de gasoductos se ha visto afectada, y por ello la importación de GNL está creciendo significativamente. A septiembre de 2022 las importaciones ya habían aumentado casi un 70% y su proyección para los próximos años es que siga esta tendencia de crecimiento.

C ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

La capacidad de almacenamiento en la UE se distribuye, principalmente, en los almacenamientos subterráneos y los depósitos de las plantas de regasificación.

Actualmente la Unión Europea cuenta con una capacidad de almacenamiento subterráneo de 1.100 TWh (aproximadamente 100 bcm).¹⁷

Los países que cuentan con mayor capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural son Alemania, Italia y Países Bajos, con aproximadamente el 23%, 18% y 13%, respectivamente, de la capacidad total de la UE¹⁸; y suelen tener unos niveles de llenado en torno al 90% antes del comienzo del periodo invernal.

En el ámbito de la regasificación, la capacidad disponible de almacenamiento en tanques de GNL es mucho menor, estando en torno a 7.800 millones de metros cúbicos, 7,8 bcm, de los cuales España tiene alrededor del 43%. Esto se debe principalmente a que se trata de un sistema de almacenamiento cuyo objetivo es su posterior regasificación, mucho más dinámico ya que puede tener varios llenados durante el año.

Preservar unos niveles de almacenamiento óptimos es esencial para garantizar el suministro en caso de crisis o situación de excepcionalidad, como la que estamos viviendo. Los almacenamientos cubren parte de la demanda durante el invierno y por ello se deben rellenar para mantener los niveles óptimos.

⁽¹⁴⁾ *Gas Market Report Q4 2022* - IEA, octubre 2022

⁽¹⁵⁾ *Liquefied natural gas* - Energía - Comisión Europea

⁽¹⁶⁾ *Gas Market Report Q4 2022* - IEA, octubre 2022

⁽¹⁷⁾ *Gas Infrastructure in Europe & Aggregated Gas Storage Inventory* - GIE - AGSI

⁽¹⁸⁾ *Gas Infrastructure in Europe & Aggregated Gas Storage Inventory* - GIE - AGSI

De hecho, la Unión Europea cuenta con un sistema de seguridad de suministro a través del mantenimiento de existencias mínimas de gas natural. El sistema exige mantener un nivel mínimo al objeto de afrontar picos de consumo motivados por variaciones estacionales (verano-invierno), fenómenos extremos meteorológicos (inundaciones, huracanes, olas de calor o frío) u otros acontecimientos imprevisibles, como interrupciones del suministro por conflictos comerciales, diplomáticos o incluso bélicos, de manera que se haga frente al

desajuste de oferta y demanda sin alterar el funcionamiento del mercado ni repercutir económicamente a la población e industria.

Por ello, los almacenamientos son un elemento clave de la infraestructura gasista, en la medida que permiten gestionar la estacionalidad de la demanda, reforzando la seguridad de suministro, tal y como veíamos con anterioridad. Del mismo modo tendrán un rol clave en la gestión de la situación coyuntural europea, como se verá más adelante.

1.4

MODELO DE CONTRATACIÓN DE GAS NATURAL EN LA UNIÓN EUROPEA

Durante las últimas décadas hemos visto como **la UE ha ido evolucionando en su modelo de contratación de gas natural.**

Antes del año 2000 la mayoría de los contratos eran bilaterales y con compromisos a largo plazo. Este modelo se daba tanto en los contratos de importación de gas natural a Europa, como en su mercado interior.

Durante la década de los 2000, se dio paso a la liberalización del mercado interior de la UE, lo que conllevó a una mayor negociación en mercados a corto plazo.

La UE comenzó a enfocarse en la creación de un mercado interior de gas liberalizado y competitivo mediante la aprobación de la Primera y Segunda Directivas de Gas (Directiva 98/30/EC y Directiva 2003/55/CE). En ellas se sientan las bases para la liberalización y la creación de un mercado de gas natural interior europeo, obligando a la separación de actividades, al acceso no discriminatorio de terceros a las redes de transporte y distribución y a la libre elección por parte de los consumidores de sus suministradores. En julio de 2009, la Comisión Europea (CE) adopta la Tercera

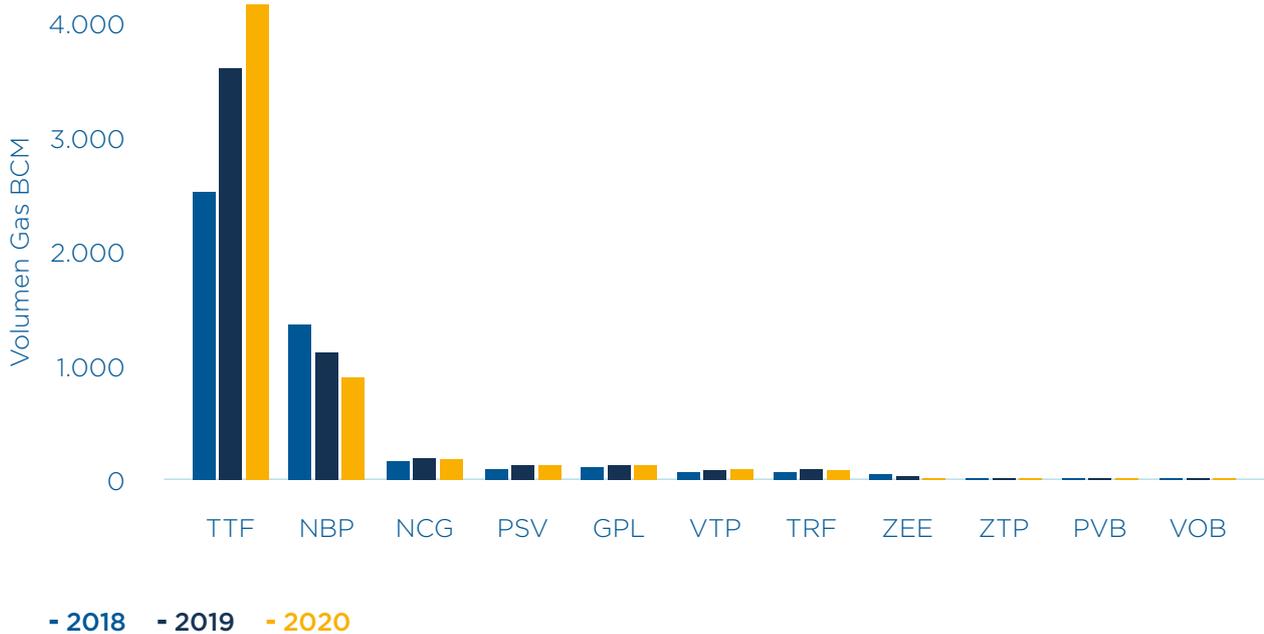
Directiva (2009/73/CE) con el fin de reforzar el mercado interior de gas natural.

Junto con la adopción de estos tres paquetes legislativos, se desarrolló el Modelo de Mercado de Gas Europeo (GTM) para fomentar la creación de mercados mayoristas de gas, “hubs” virtuales, y la conexión e integración de dichos mercados.

Los mercados mayoristas indicados anteriormente, han tenido un mayor desarrollo en Europa Norte y Central, contando con una mayor liquidez y un mayor número de participantes. A continuación, detallamos los volúmenes negociados en los principales mercados:

■ **ILUSTRACIÓN 6: VOLÚMENES DE GAS NEGOCIADOS EN LOS PRINCIPALES HUBS DE LA UE Y EL REINO UNIDO (2018-2020)**

Fuente: The Oxford Institute for Energy Studies



Tal y como vemos en la gráfica anterior, el “Title Transfer Facility (TTF)” de los Países Bajos se ha convertido en el “hub” más importante en la UE. Durante el año 2020,

este “hub” registró el 73% del total de volumen de gas natural negociado en Europa (gran parte en forma de derivados).¹⁹

¹⁹ European Traded Gas Hubs: German hubs about to merge - The Oxford Institute for Energy Studies, julio 2021

Los precios del TTF se convirtieron en una referencia para el resto de Europa y los cargadores gestionaban el riesgo de precios negociando en el TTF o vinculando sus contratos al precio del TTF, incluso si entregan el gas en otra parte de Europa. Esto ha convertido al TTF en el mercado de gas más líquido de Europa. Cuando se firma un contrato de gas a largo plazo, el precio del TTF también suele formar parte de las fórmulas de precios.

La evolución del mercado, aparte de generar una mayor liquidez y variedad de productos, ha permitido que los mercados de gas natural vayan ofreciendo una mayor transparencia de precios. Sin embargo, las transacciones físicas son una parte mínima del mercado, predominando significativamente las transacciones financieras.

El desarrollo de los mercados ha tenido un impacto directo en la evolución de los contratos de importación con los países productores.

En general, estos contratos contaban con un precio base y una fórmula de ajuste que regulaba los precios de los contratos de manera trimestral, tomando como referencia la media de determinados precios de productos derivados del petróleo de los 6-9 meses anteriores. Adicionalmente, cada

3 años, el precio base podía ser objeto de reajustes para considerar las condiciones de mercado asociadas a la inflación, cambios regulatorios, fluctuaciones en el PIB, etc.²⁰ De esta manera, se proporcionaba una mayor estabilidad en los precios a los vendedores y compradores, reduciendo el impacto de potenciales volatilidades en los precios.

La evolución de las infraestructuras y de las condiciones de mercado ejerció una presión para la renegociación de los contratos a largo plazo con la intención de ir reduciendo el peso de los precios del crudo en su indexación y aumentando la flexibilidad en cuanto a los volúmenes de combustible negociado.²¹

En concreto, los contratos han ido tendiendo hacia una formación de precios conocida como “*Gas-on-Gas Competition*”, en la que el precio del gas se forma a partir de los diferentes productos de los “*hubs*”.

Según los datos publicados por “*Wholesale Gas Price Survey - IGU*”, el peso de la formación de precios basada en “*Gas-on-Gas Competition*” ha pasado de un 15% en 2005 a un 80% en el año 2021, sobre el total de gas consumido en Europa. Únicamente en los países de la zona mediterránea, el peso de la formación de precios apalancada en productos derivados del petróleo superaba el 40% en 2020.²²

⁽²⁰⁾ *The Transition to Hub-Based Gas Pricing in Continental Europe* - The Oxford Institute for Energy Studies, 2011

⁽²¹⁾ Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021 - ACER, julio 2022

⁽²²⁾ *Wholesale Gas Price Survey 2022* - IGU, octubre 2022

Adicionalmente, la generación de un mercado más dinámico ha permitido que algunos países productores (principalmente Noruega), hayan optado por vender parte de su producción directamente en los “hubs”. Esto ha provocado que se hayan reducido durante los últimos años los contratos a largo plazo, aunque siguen representando en capacidad nominal un 80% sobre la demanda de gas de la UE (290 bcm por gasoducto y 70 bcm por GNL en 2021).²³

De acuerdo con el análisis de ACER, estos contratos de largo plazo podrían seguir reduciéndose significativamente hasta 2030, siendo los contratos con Noruega los primeros en expirar. Si bien los contratos con Rusia tienen una mayor duración, existiendo incluso alguno con duración hasta 2045, la

coyuntura actual ha generado incertidumbre sobre su cumplimiento.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que, antes del inicio del conflicto ruso-ucraniano y debido a los objetivos climáticos fijados por la UE de neutralidad climática en 2050, los contratos a largo plazo no solían alargarse más allá de esta fecha, con el fin de dinamizar la entrada de gases más sostenibles.²⁴

Sin embargo, ante la compleja situación coyuntural, la seguridad de suministro ha tomado un papel muy relevante en la estrategia energética europea, poniéndose de manifiesto la importancia de esta tipología de contratos a largo plazo, dado que pueden cumplir un importante papel estabilizador de precios y de seguridad de suministro.

«Ante la compleja situación coyuntural, se pone de manifiesto la importancia de los contratos a largo plazo como estabilizadores de los precios y la seguridad de suministro»

⁽²³⁾ Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021 – ACER, julio 2022

⁽²⁴⁾ Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package – European Commission, diciembre 2021



2

Situación actual del mercado de gas natural en Europa

- 2.1. Impacto en los precios de los mercados de gas natural.
- 2.2. Impacto en el suministro de gas natural europeo.
- 2.3. Impacto en los niveles de almacenamiento.
- 2.4. Impacto en los contratos a largo plazo.
- 2.5. Acciones y medidas para paliar la situación coyuntural.



Durante los últimos dos años el funcionamiento de los mercados energéticos y del mercado de gas natural, en particular, se ha visto afectado por dos hechos muy relevantes.

A LA CRISIS DE LA PANDEMIA COVID-19

La crisis sanitaria del Covid-19 supuso la paralización a nivel global de la industria, la economía y la actividad rutinaria de la ciudadanía, provocando un “shock” en la demanda energética. Este hecho hizo que 2020 fuera, en el caso del gas natural, el año en el que se registró la mayor caída de la demanda en términos absolutos a nivel global.²⁵

Tras un segundo semestre de 2020 de mayor estabilidad, se produjo una recuperación de la

actividad industrial y económica más rápida de lo esperado, lo que desacopló la demanda de una oferta que aumentaba su producción de una forma más moderada (especialmente, en un contexto en el que el gas perdía peso en la política energética, lo que afectaba negativamente a las inversiones). Este hecho desencadenó una escalada en los precios de los productos derivados de los hidrocarburos a nivel global. **Europa, como continente importador, fue una de las zonas que más sufriría este impacto.**

B CONFLICTOS GEOPOLÍTICOS

A la crisis del Covid-19, se le han sumado una serie de conflictos geopolíticos con los principales países exportadores a Europa, lo que ha tensionado el suministro, impactando significativamente en el nivel de precios y su volatilidad.

A medida que avanzaba el conflicto ruso-ucraniano, la tensión en los mercados ha

sido mayor, generándose una situación de excepcionalidad en los mercados energéticos europeos que se ha trasladado al panorama económico en general, principalmente a través de un notable aumento de las tasas de inflación, a la que han tenido que hacer frente los bancos centrales endureciendo las políticas monetarias.

⁽²⁵⁾ Global Gas Review 2020 – IEA, 2021

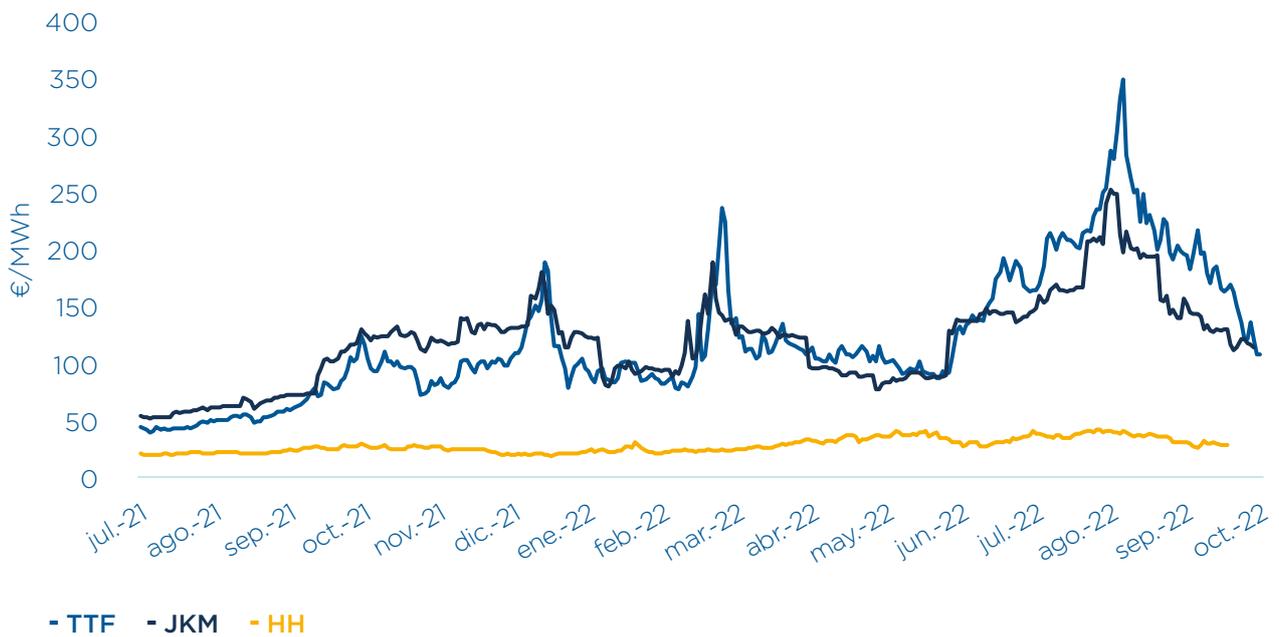
2.1

IMPACTO EN LOS PRECIOS DE LOS MERCADOS DE GAS NATURAL

En el mercado global de gas natural hay **tres índices de referencia de precios**: el TTF, el JKM (mercado asiático) y el Henry Hub (HH, mercado estadounidense).

■ ILUSTRACIÓN 7: EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LOS PRINCIPALES HUBS DE GAS NATURAL REGIONALES (2021-2022)

Fuente: Gas Report – IEA, Q4 2022



En la gráfica se muestra la evolución de los precios ante la situación de crisis de precios en la que se encuentra el mercado de gas

natural. Las mayores oscilaciones de precios se centran esencialmente en los índices europeo y asiático, donde se evidencia la

subida constante desde el inicio de 2021 con la posterior situación de macro volatilidad motivada por la tensión geopolítica.

El regulador europeo ACER en su último informe referente a los mercados de electricidad y gas natural²⁶ muestra la

evolución del índice del TTF y su correlación con los distintos acontecimientos geopolíticos ocurridos, que se apreciaban, de forma resumida, en 3 fases. Debido a la evolución de los precios desde la publicación del informe, se añadiría una cuarta fase a las previamente identificadas:

■ **ILUSTRACIÓN 8: EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS EN EL MERCADO TTF DURANTE EL PERIODO DE MAYO 2021 A OCTUBRE 2022** - Fuente: Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets – ACER 2021, TTF y elaboración propia EY



⁽²⁶⁾ Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets – ACER, 2021

- **Entre julio de 2021 y octubre 2021**, se produce una subida de precios debido principalmente a un súbito incremento de la demanda a nivel mundial tras la recuperación postpandemia del Covid-19, más rápida de lo esperado.
- **Desde octubre de 2021 a febrero de 2022**, se produce una disminución temporal de las inyecciones de gas ruso junto a un contexto de bajas reservas de almacenamiento subterráneo, que no acaba de ser cubierto por la importación de GNL.
- **A partir de febrero de 2022**, se inicia el conflicto en Ucrania produciendo una mayor incertidumbre en la importación a través de gasoductos rusos, generando así una situación de inestabilidad en la previsión a corto y medio plazo, impactando directamente en los precios del mercado europeo y asiático. Esta tercera fase de volatilidad se ha ido prologando en el tiempo, alcanzando su máximo nivel en agosto de

2022, debido principalmente a complicaciones técnicas e incidentes en los gasoductos Nord Stream, que disparó el precio llegando a superar el pico alcanzado por el TTF en marzo (227,2€/MWh), alcanzando un nuevo máximo de 339,2€/MWh.

- **A partir de septiembre de 2022**: Sin embargo, tras el máximo de agosto, la cotización del TTF ha descendido sensiblemente debido, entre otros factores, a unas condiciones de otoño excepcionalmente cálidas hasta el inicio de noviembre y al esfuerzo de llenado de los almacenamientos de gas en la UE.

Sin embargo, tras el máximo de agosto, la cotización del TTF ha descendido sensiblemente debido, entre otros factores, a unas condiciones de otoño excepcionalmente cálidas hasta el inicio de noviembre y al esfuerzo de llenado de los almacenamientos de gas en la UE.

«Se identifican cuatro fases en la evolución del TTF desde el final de la pandemia»

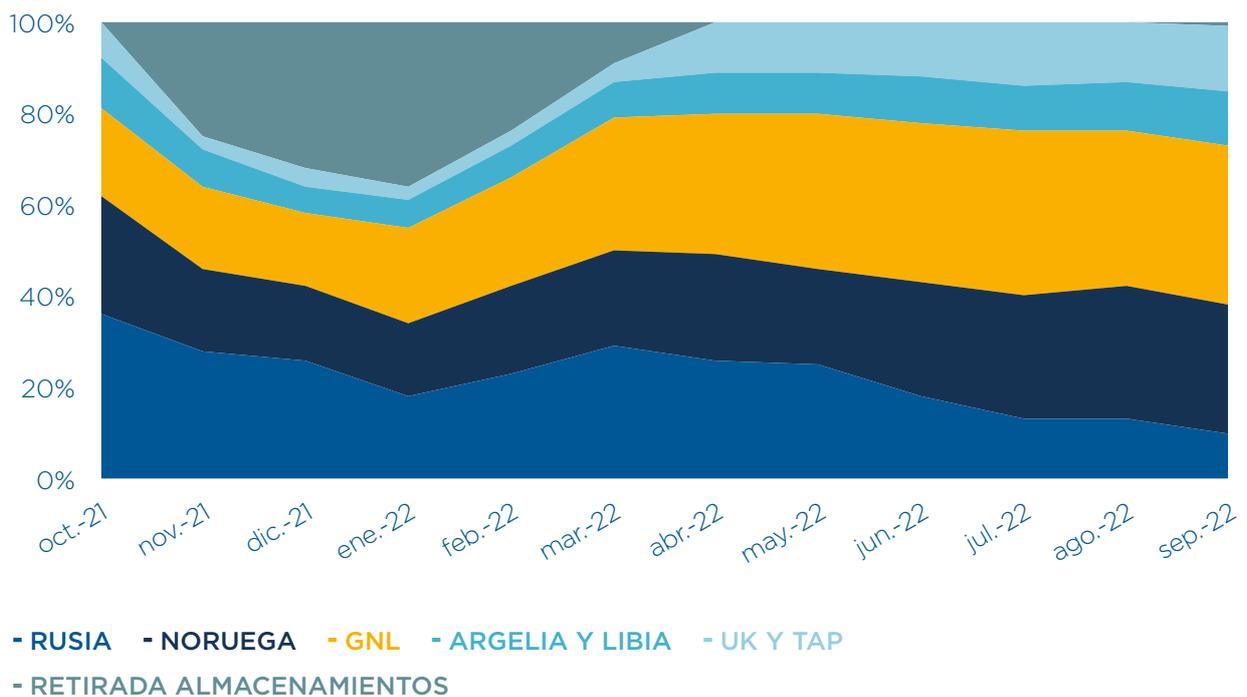
2.2

IMPACTO EN EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EUROPEO

Si analizamos la **evolución del suministro de gas** de la Unión Europea desde octubre de 2021 hasta septiembre de 2022 se puede ver claramente el cambio de tendencia²⁷:

■ ILUSTRACIÓN 9: EVOLUCIÓN DE LAS VÍAS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL A EUROPA

Fuente: ENTSOG – European Gas Flow



«Desde septiembre de 2022, el GNL es la principal vía de importación en Europa»

⁽²⁷⁾ European Network of Transmission System Operators for Gas - ENTSOG

En la gráfica se observa que, desde marzo de 2022 y una vez pasado el periodo invernal asociado a las retiradas de almacenamiento, el gas ruso es sustituido por otras vías, como el GNL, el cual, a fecha de septiembre de 2022, representa la principal vía de importación (35% del total).²⁸

La iniciativa de la UE, REPowerEU, aprobada a mediados de año, orientada a reducir la dependencia de gas ruso y promover la diversificación del suministro de gas, justifica este hecho.

En particular, si hacemos un análisis comparativo frente a otros años, por ejemplo, el año 2021, podemos observar cómo la importación rusa ha decrecido unos 43 bcm (-45%) mientras que las importaciones de GNL han aumentado unos 28 bcm (+56%) y las importaciones a través de otros gasoductos han crecido en 17 bcm (+20%), lo que ha permitido sustituir la reducción del suministro de Rusia²⁹. Esta reducción relativa del gas ruso se espera que continúe en los próximos años.

■ ILUSTRACIÓN 10: CAMBIO EN LAS IMPORTACIONES DE LAS PRINCIPALES FUENTES DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL A LA UE EN BCM, VARIACIÓN DE ENERO A AGOSTO 2021 VS 2022

Fuente: Comisión Europea - Non-paper on Emergency Gas Market Interventions



- GNL - NORUEGA - RUSIA - ARGELIA Y LIBIA - UK - AZERBAYÁN

El gas exportado de UK a la UE mediante gasoductos, es en gran parte GNL importado por UK

⁽²⁸⁾ Capacities usage and gas supply corridors distribution to UE – ENTSOG, septiembre 2022

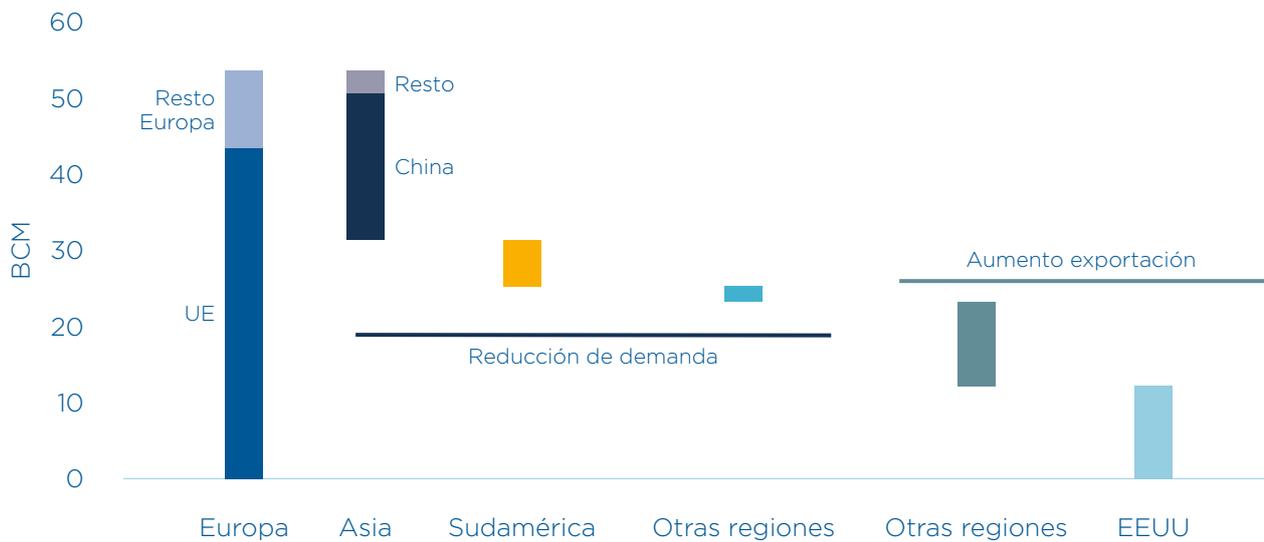
⁽²⁹⁾ El GNL incluye gas de los Estados Unidos, Rusia, Noruega y Argelia. El gas exportado de UK a la UE mediante gasoductos, es en gran parte GNL importado por UK

El incremento de la demanda de GNL por parte de Europa para sustituir el gas ruso, ha supuesto una reconfiguración del mercado a nivel global. Tal y como se aprecia en la siguiente ilustración, dicha variación ha sido cubierta tanto por un descenso de la

demanda en ciertas regiones importadoras (principalmente Asia y Sudamérica) como por un aumento de la oferta de GNL de ciertas regiones, principalmente los Estados Unidos:

■ **ILUSTRACIÓN 11: CAMBIO GLOBAL DEL SUMINISTRO DE GNL COMPARACIÓN ENTRE AÑOS 2021 A 2022 DEL PERIODO ENERO A OCTUBRE**

Fuente: IEA - Never too early to prepare for next winter - Nov 2022



«La UE sigue trabajando en nuevas medidas ante un posible escenario extremo»

A pesar del esfuerzo realizado buscando alternativas de suministro, no ha sido posible paliar la situación de inestabilidad actual. La IEA ya avanzó en un comunicado de las últimas semanas de julio³⁰ que, si la capacidad de regasificación y los niveles de almacenamiento al 90% no eran suficientes, se podría producir un problema de abastecimiento el próximo invierno o en los siguientes, ante un escenario de condiciones climáticas adversas.

Este fenómeno lo pudimos observar este verano con la ola de calor que sacudió a todo el continente europeo. Las altas

temperaturas elevaron la demanda eléctrica por la necesidad de climatización, y consecuentemente la demanda de gas para generarla. Del mismo modo, este invierno podría darse el mismo efecto con las bajas temperaturas, siendo necesario aumentar la demanda de gas destinada a calefacción y electricidad.

Por ello, ante un escenario extremo de corte de suministro ruso, serían necesarias otras palancas alternativas, por lo que la UE sigue trabajando en nuevas medidas, como se verá más adelante.

2.3

IMPACTO EN LOS NIVELES DE ALMACENAMIENTO

El incremento de la demanda por la recuperación tras la pandemia del Covid-19 en el año 2021, junto con el conflicto bélico en Ucrania, han hecho necesaria la **aprobación de medidas por parte de la UE** en relación con los **niveles mínimos de almacenamientos de gas natural**.

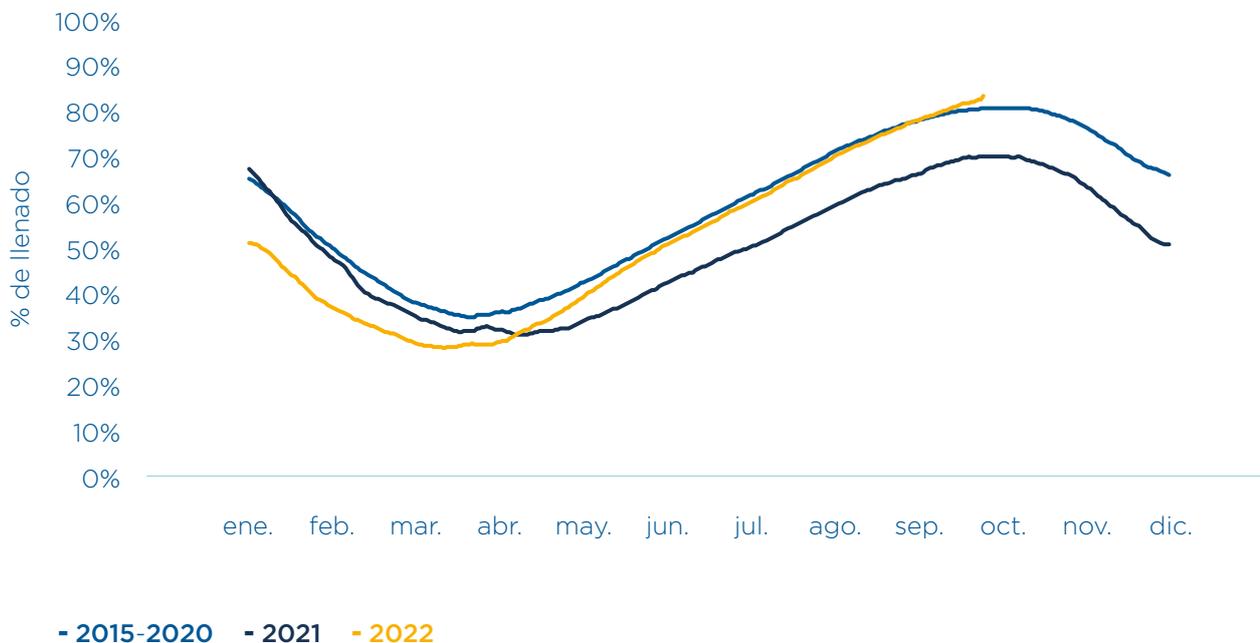
El primer hecho provocó que el incremento asociado a la demanda de gas natural fuera cubierto con retiradas de almacenamiento y que a su vez no se sustituyeran sus niveles de llenado. Esto condujo a que sus niveles de inventario estuviesen al inicio del periodo invernal 2021 muy por debajo de su promedio de cinco años, tal y como se observa en el siguiente gráfico.³¹

⁽³⁰⁾ *Coordinated actions across Europe are essential to prevent a major gas crunch: Here are 5 immediate measures* - IEA

⁽³¹⁾ *Gas Infrastructure Europe - Storage Data* - GIE - AGSI

■ ILUSTRACIÓN 12: EVOLUCIÓN ANUAL DE LOS NIVELES DE ALMACENAMIENTO EN LA UE

Fuente: GIE - AGSI Gas Infrastructure Europe



Posteriormente, a raíz del conflicto, se lanzó un plan por parte de la UE para dar respuesta a las dificultades surgidas en los mercados energéticos, conocido como “REPowerEU”, donde se pone de manifiesto a nivel europeo la importancia de los almacenamientos y la necesidad de establecer para los próximos años la obligación de que antes del 1 de noviembre (que representa el inicio de la temporada de mayor consumo de gas por la bajada de temperaturas) el nivel de almacenamiento debe estar al 90%, con la excepcionalidad de este año, 2022, en el que se permite un 80%.

Este hecho, ligado a los bajos niveles de almacenamiento de los que partíamos a principios del año 2022, ha supuesto que Europa haya tenido que realizar un gran esfuerzo durante la primavera y el verano para alcanzar estos niveles de llenado óptimos y estar preparados para la situación de excepcionalidad que se espera para el próximo invierno.

Esta rápida actuación, ha puesto en relevancia el rol que juegan los almacenamientos para asegurar la seguridad de suministro, marcando al inicio de octubre un nivel

de llenado de en torno el 90%, valor que sobrepasa la referencia acordada por Europa para 2022 y está muy por encima del 75% de hace un año por las mismas fechas.³²

Tal y como vimos con anterioridad, este esfuerzo realizado en el llenado de los almacenamientos de gas natural, ha permitido suavizar las presiones sobre los precios de referencia europeos.

2.4

IMPACTO EN LOS CONTRATOS A LARGO PLAZO

Tal y como vimos con anterioridad, el desarrollo del mercado europeo durante las últimas décadas ha permitido **aumentar el volumen de negociación de gas natural** dentro de la Unión europea, **aumentar el número de competidores y facilitar la generación de precios de referencia** transparente.

Este cambio de paradigma ha provocado que muchos de los contratos a largo plazo firmados en la UE, principalmente en Europa Central y Oeste, cambiasen su indexación revisable del petróleo a la referencia del “hub”.

Este hecho ha provocado también que estos contratos a largo plazo estén más expuestos a la subida de precios del gas natural sucedida desde mediados del año 2021 (un 80% de la demanda europea) y que las compañías europeas hayan tenido poca

capacidad de negociación a la hora de fijar los precios de los contratos spot adicionales, necesarios para cubrir las necesidades físicas de entrega de la Unión Europea.

Además, esta situación ha puesto de nuevo en relieve la importancia de presentar un planteamiento acerca del rol que debe tener a futuro a los contratos a largo plazo y el peso que deben tener a la hora de asegurar la seguridad de suministro con precios estables. De hecho, algunos agentes del mercado exponen la posibilidad de volver a reintroducir de nuevo la indexación con el precio del petróleo o cambiar las referencias de gas, como es el caso del Henry Hub estadounidense, que no está siendo objeto de tanta volatilidad, o el índice asiático JKM.

Contar con un aprovisionamiento de gas firme y a un precio estable es esencial

⁽³²⁾ Gas Infrastructure Europe – Storage Data – GIE - AGSI

para tener una proyección de crecimiento predecible y ganar competitividad y estabilidad para todos los sectores y “players” involucrados, desde el pequeño consumidor hasta la industria de todo el país.

En este contexto, se pone de manifiesto el papel estabilizador que pueden jugar los contratos a largo plazo, contribuyendo a suavizar los precios y mejorar la seguridad de suministro.

«Contar con un aprovisionamiento de gas firme y a un precio estable es esencial»

2.5

ACCIONES Y MEDIDAS PARA PALIAR LA SITUACIÓN COYUNTURAL

La **situación coyuntural del mercado de gas ha impactado** directamente **el desarrollo económico de los países de la Unión**, lo que ha hecho inevitable que se consensuen medidas y acciones directas, que se han ido anunciando a lo largo del año, a la vez que el conflicto seguía avanzando y la situación de los mercados energéticos empeoraba.

Como se señaló anteriormente, la primera gran medida fue el Plan REPowerEU, presentado en mayo de 2022 por la Comisión Europea, que buscaba reducir rápidamente nuestra

dependencia de los combustibles fósiles rusos acelerando la transición hacia una energía limpia. **El Plan engloba tres palancas clave: el ahorro energético, la aceleración de la generación de energía limpia mediante fuentes renovables y sostenibles, y la mayor diversificación de suministro energético para contrarrestar la dependencia del gas ruso.**

Estas palancas a su vez se materializan en medidas concretas para hacer frente a la situación en el **corto plazo**, entre las que destacan:³³

⁽³³⁾ Plan REPowerEU – Comisión Europea, mayo 2022

- Incentivo al ahorro energético y reducción de demanda de gas y electricidad para evitar alrededor de 13 bcm de importaciones de gas.
- Desarrollo rápido de proyectos renovables de solar y eólica en combinación con la promoción del hidrógeno verde para ahorrar 50 bcm de importación de gas natural.
- Aumento de la producción de biogás con un objetivo de producción de 35 bcm de biometano para 2030.
- Reducción de la dependencia de 17 bcm de importación de gas natural mediante el aumento de producción de biometano.
- Obligación de llenado de almacenamientos al 80% antes del 1 de noviembre de este 2022, y 90% para posteriores años.

Del mismo modo, el plan también contempla medidas de cara a revertir la situación a **largo plazo**. Entre ellas se destacan:

- Estímulo económico mediante nuevas partidas de financiación e inversiones destinadas a mejorar infraestructura gasista y eléctrica, descarbonizar la industria, etc.

- **Nueva legislación y recomendaciones** para acelerar el despliegue de renovables.
- **Incremento del objetivo** de penetración de las renovables para 2030 pasando del 40% al 45%.
- Acelerador de nuevos gases como el hidrógeno para conseguir antes de 2025 unos 17,5 GW de electrolizadores y **poder alimentar a la industria de la UE con una producción autóctona** de 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable.

Además de esta iniciativa, en verano se aprobó un plan denominado “*Save Gas for a Safe Winter*” en el que se recomienda reducir el consumo de gas entorno al 15% durante los 8 meses contenidos entre agosto de 2022 y marzo de 2023, frente a la media de los últimos 5 años para el mismo periodo.

En este sentido, de la propuesta europea de reducción de la demanda de gas en un 15%, España se ha comprometido a una reducción voluntaria del 7% ante el bajo nivel de interconexiones con el resto de los socios europeo.

«El Plan RePowerEU engloba tres palancas clave: el ahorro energético, la aceleración de la generación de energía limpia y la mayor diversificación de suministro energético»

Posteriormente, el pasado 6 de septiembre de 2022 se publicó el Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo, relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía y que toma acciones en diferentes ámbitos:

- Por un lado, se **regula la reducción de la demanda de electricidad**, estableciéndose un objetivo voluntario de reducción del consumo del 10% y un objetivo obligatorio de reducción en horas punta del 5%.
- En segundo lugar, **se introduce un tope de 180€/MWh a todos los ingresos de mercado de los productores de electricidad** que estará sujeto al mecanismo que defina o determine cada Estado Miembro y que será de aplicación desde el 1 de diciembre de 2022 hasta el 30 de junio de 2023.
- En tercer lugar, se fija una **contribución solidaria obligatoria temporal sobre los beneficios “extraordinarios”** de las empresas con actividad en los sectores del petróleo crudo, gas natural, carbón y refinería.

Por último, el pasado martes 18 de octubre de 2022 se anunciaron desde la Comisión Europea distintas medidas que complementan y refuerzan la acción conjunta de los Países Miembros, en concreto:

- Posibilidad de compras conjuntas de gas por parte de los Países Miembros de la

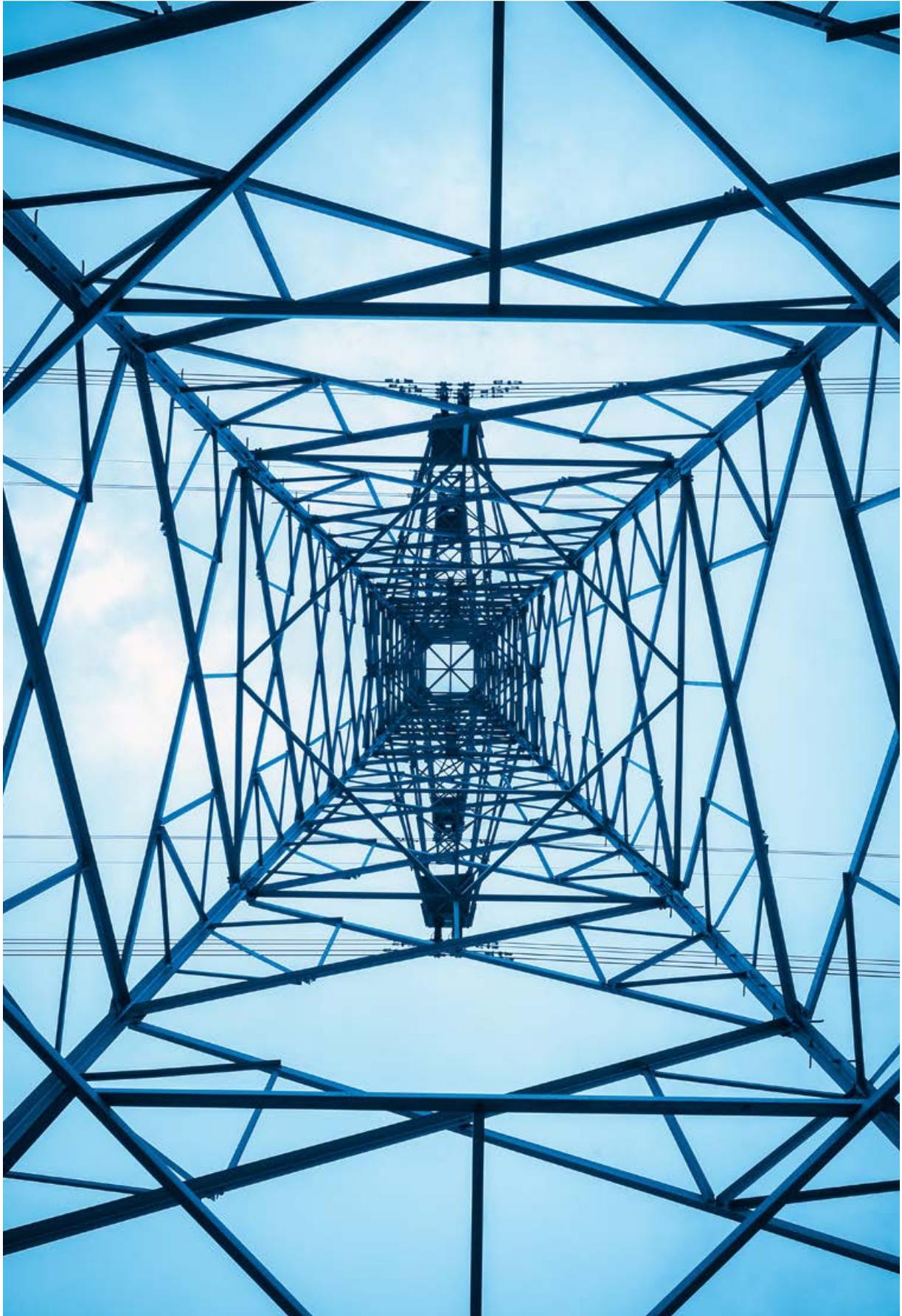
Unión Europea, con el fin de negociar un precio más asequible y asegurar un suministro a un precio razonable para todos los países.

- Trabajar en la creación de un nuevo punto de referencia para los precios de GNL para marzo de 2023 y, a corto plazo, proponer un mecanismo de corrección de precios para establecer un límite dinámico del precio del TTF y un collar o rango que evite los picos extremos del mercado.³⁴
- Solidaridad entre los Países Miembros para hacer frente a esta situación crítica de forma conjunta y minimizar el impacto a los conciudadanos y empresas.

Estas medidas están siendo debatidas por el Consejo Europeo con el objetivo de valorarlas y seguir trabajando conjuntamente de cara a revertir la complicada situación coyuntural de los mercados energéticos.

Con toda la serie de medidas propuestas y presentadas se pretende minimizar el impacto de la situación coyuntural del mercado energético, con el objetivo de intentar salvaguardar los intereses de los consumidores europeos y la competitividad de la industria, así como preservar la seguridad de suministro sin dejar de lado los retos de descarbonización.

³⁴⁾ La medida de limitar el precio del TTF sería una acción homóloga europea a la medida del cap del MIBGAS planteada con el RD-Ley 10/2022 en España





3

El **gas natural** en el mercado español y su **rol** en la **transición energética**

- 3.1.** Infraestructura gasista española y diversificación de fuentes de abastecimiento.
- 3.2.** El mercado de gas natural en España - MIBGAS.
- 3.3.** Demanda de gas en España.
- 3.4.** El gas natural en el mercado ibérico de la electricidad.
- 3.5.** El papel del gas natural en la seguridad de suministro.
- 3.6.** El rol del gas natural y otros gases renovables en la transición energética.



El Gas Natural en España representa algo más del 20% del consumo primario y es importado casi en su totalidad (en el año 2021 la producción interior supuso 0,54 TWh)³⁵. Teniendo en cuenta la **elevada dependencia**

energética del exterior y la política energética española, además de considerar la sostenibilidad y la competitividad entre sus pilares esenciales, ha sido muy exigente en lo que concierne a la seguridad de suministro.

3.1

INFRAESTRUCTURA GASISTA ESPAÑOLA Y DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES DE ABASTECIMIENTO

Desde 2004, se regula la **obligación de diversificación de abastecimiento de gas natural**³⁶, con el fin de que los aprovisionamientos no procedan en más de un 50% de un mismo país de origen (el límite puede modificarse por Orden Ministerial).

Por ello, y con el fin de permitir el aprovisionamiento de GNL, España ha hecho un importante esfuerzo en el desarrollo de infraestructuras de regasificación, y cuenta con seis plantas activas de regasificación operativas, más una séptima, la de El Musel, que podrá estar activa a partir de 2023.³⁷

Adicionalmente, España cuenta con diversas conexiones internacionales. El Sistema Gasista español está conectado por dos gasoductos con Europa mediante Francia a través de los Pirineos y con Portugal, con la conexión VIP Ibérico. Con Argelia a través de dos conexiones, el gasoducto del Medgaz, que comunica la costa argelina con Almería y el gasoducto del Magreb, que abastecía de gas natural a España a través de Marruecos, cuyo contrato finalizó el 31 de octubre de 2021.

⁽³⁵⁾ Corporación De Reservas Estratégicas De Productos Petrolíferos (CORES)

⁽³⁶⁾ Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos

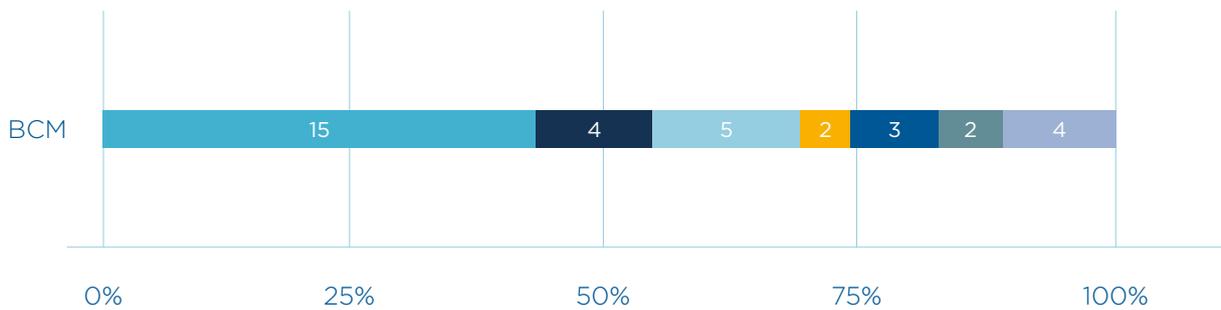
⁽³⁷⁾ Operador del sistema gasista español - Enagás

Esta infraestructura de importación está complementada por una red de 11.369 km de gasoductos de transporte primario, 1.992 km³⁸ de gasoductos secundarios y en torno a los 80.915 km de distribución³⁹, además de 4 almacenamientos subterráneos, que aseguran la robustez del sistema gasista español.

En 2021, nuestro aprovisionamiento de gas estuvo más o menos equilibrado, con un 55% en forma de GNL y 45% como gas natural, proveniente en gran medida del gasoducto de Argelia. De este modo, Argelia fue nuestro principal suministrador, seguido por Estados Unidos (mayor suministrador de GNL), y Nigeria.⁴⁰

■ ILUSTRACIÓN 13: IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL A ESPAÑA EN 2021 POR PAÍSES

Fuente: CORES



- ARGELIA - NIGERIA - EEUU - FRANCIA - RUSIA - QATAR - OTROS

En 2022, sin embargo, se ha producido un cambio significativo en nuestro aprovisionamiento de gas, aumentando la participación del GNL a unos dos tercios del total, reduciéndose las importaciones por gasoducto, lo que se explica por la

inactividad del gasoducto de Magreb (que aportaba gas argelino a través de Marruecos) desde octubre de 2021, tal como se señaló anteriormente. De este modo, Argelia ha perdido peso relativo, a favor de Estados Unidos y Nigeria.

⁽³⁸⁾ Informe del Sistema Gasista Español - Enagás, 2021

⁽³⁹⁾ El sector español del gas natural en números - Fundación Naturgy, 2021

⁽⁴⁰⁾ Informe del Sistema Gasista Español - Enagás, 2021

ILUSTRACIÓN 14: IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL ESPAÑA EN 2022 POR PAÍSES (ENERO A SEPTIEMBRE 2022)

Fuente: CORES

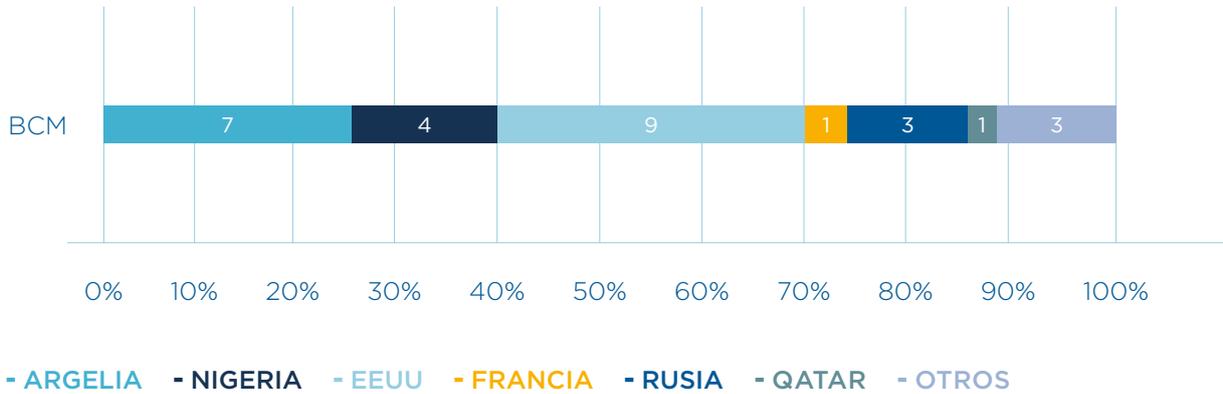
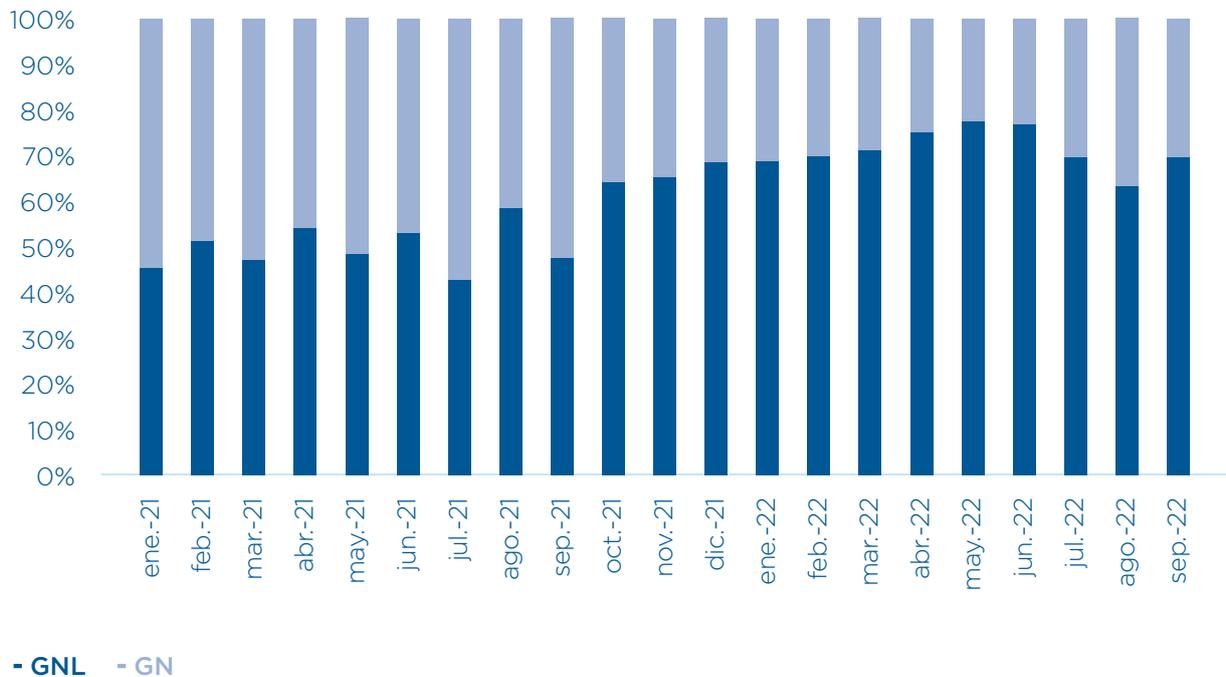


ILUSTRACIÓN 15: EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES TOTALES DE GAS DE ESPAÑA GN VS GNL ENERO 2021 A SEPTIEMBRE 2022

Fuente: CORES



La situación de crisis actual que estamos viviendo y la decisión de la Unión Europea de sustituir el gas ruso coloca a España en una posición estratégica como potencial exportador de gas natural y gases renovables hacia Europa.

Para ello, resulta esencial potenciar las interconexiones con Europa a través de Francia. Tras las discusiones mantenidas en las últimas semanas sobre la posibilidad de

poner sobre la mesa de nuevo la construcción del gasoducto Midcat, se ha anunciado finalmente la posible construcción de un nuevo ducto marino que conecte Barcelona y Marsella, el BarMar.

En este contexto, España podrá jugar un papel clave en la estrategia de aprovisionamiento de gas natural y gases renovables por parte de la Unión Europea.

3.2

EL MERCADO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA - MIBGAS

En España el **mercado organizado de gas** se constituye a raíz de la Ley 8/2015, que define los principios básicos de su funcionamiento y designa a MIBGAS S.A. como operador de dicho mercado.

Posteriormente, a través de la publicación del Real Decreto 984/2015 y diversas Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía, entra en funcionamiento el mercado organizado del gas a mediados de diciembre de 2015, negociándose productos de gas natural con entrega en la red de transporte española.

A esta configuración inicial se le incluyó más tarde la entrada en funcionamiento

de las entregas físicas de gas en Portugal, completando la dimensión ibérica de MIBGAS, lo que supuso un paso decisivo para ir tomando un papel de referencia en el suroeste europeo.

Pese a ser hubs de negociación diferentes, el índice de precios del MIBGAS y el TTF han estado estrechamente relacionados debido a la configuración histórica del mercado y a los niveles de precios fijados mediante contratos de suministro a largo plazo. Sin embargo, la situación coyuntural con Rusia ha generado un desacople entre el MIBGAS y el TTF.

■ ILUSTRACIÓN 16: EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA (MIBGAS) VS. ÍNDICE TTF

Fuente: MIBGAS - Elaboración EY



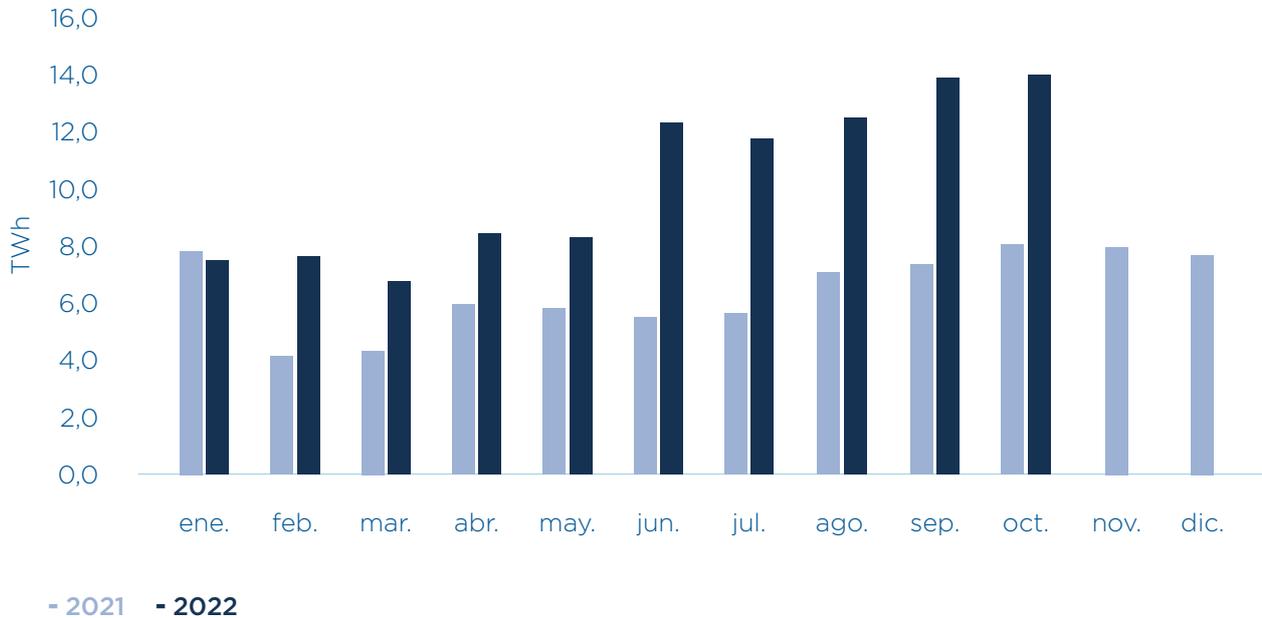
- TTF - MIBGAS

El principal motivo se debe a la baja dependencia del suroeste europeo de la importación de gas ruso en comparación con los países centroeuropeos y colindantes con Rusia y al propio esfuerzo de España en diversificar los suministros de gas y en desarrollar infraestructuras de regasificación, posicionándonos como un referente de importación de GNL, lo que ha permitido que la referencia del MIBGAS se encuentre por debajo del TTF (en torno a unos 60 €/MWh en el producto diario D+1).

El volumen de negociación de MIBGAS durante los últimos meses ha batido todos los récords registrados hasta ahora. En particular, octubre ha sido el mes de mayor negociación en la historia de MIBGAS, con 14 TWh registrados en todos sus productos (spot, prompt, futuros y OTC) y en todos sus segmentos de negociación (puntos virtuales de balance español y portugués -PVB y VTP-, tanque virtual de balance de GNL -TVB-, almacenamiento virtual de balance -AVB- y registro de operaciones bilaterales de OTCs).

■ ILUSTRACIÓN 17: EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO EN MIBGAS COMPARATIVA 2021 - 2022 YTD

Fuente: MIBGAS



Del mismo modo que ha ocurrido con el TTF, la compra temprana de gas en España para tener los almacenamientos en unos niveles óptimos de cara a la entrada de la temporada

invernal y la inusual temperatura de otoño son factores que explican la reciente caída de los precios.

«Existe una baja dependencia del suroeste europeo de la importación de gas ruso en comparación con los países centroeuropeos»

3.3

DEMANDA DE GAS EN ESPAÑA

Al igual que ocurrió en el resto de los países del continente europeo, España también experimentó durante el 2021 el **impacto de la recuperación de la actividad económica** tras la crisis del Covid-19 que, sumada a las frías condiciones del invierno, elevaron el consumo de gas natural tanto industrial como doméstico.

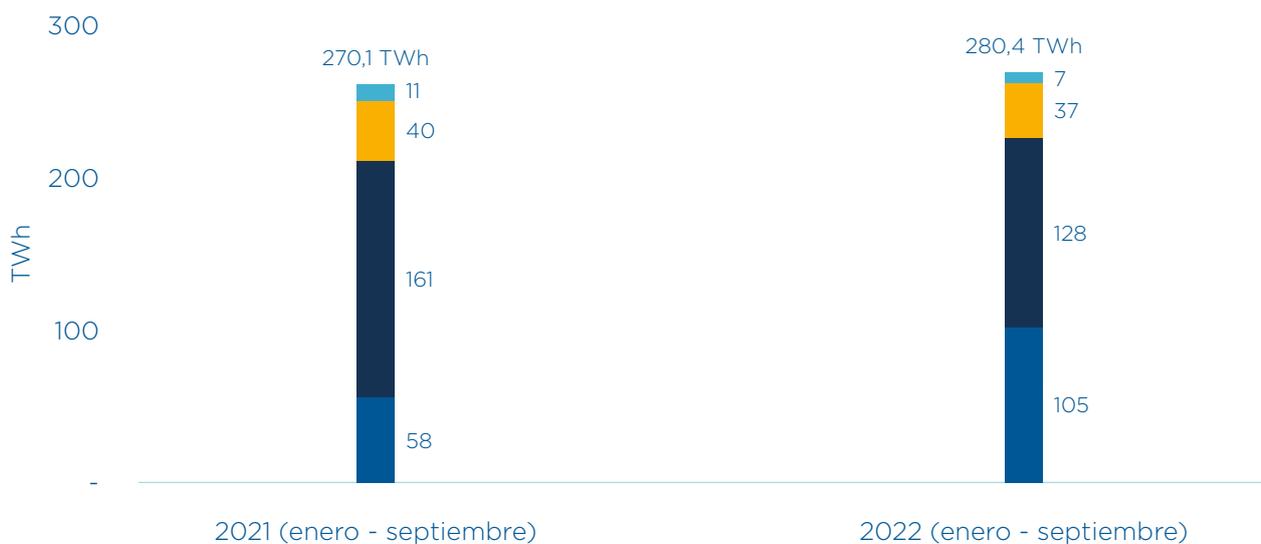
En el año 2021, la demanda gasista nacional alcanzó los 378,4 TWh⁴¹, creciendo un

5,1% sobre 2020. Este crecimiento estuvo impulsado fundamentalmente por la recuperación de la actividad económica.

Entre enero y septiembre del año 2022, los niveles de demanda acumulada estaban en torno a los 280,4 TWh⁴², frente a los 270,1 TWh en el mismo periodo del año 2021, es decir un 3,71% superior.

■ ILUSTRACIÓN 18: DEMANDA DE GAS NATURAL EN 2021 Y 2022

Fuente: Enagás, Informes: "Progreso mensual de la demanda de gas septiembre 2021" - "Progreso mensual de la demanda de gas septiembre 2022", publicados: octubre 2021 y octubre 2022



- ELÉCTRICO - INDUSTRIAL - DOMÉSTICO - CISTERNAS GNL

⁽⁴¹⁾ Informe Sistema Gasista Español – Enagás, 2021

⁽⁴²⁾ Informe Progreso mensual de la demanda de gas septiembre 2022 – Enagás, octubre 2022

Tal y como vemos en la gráfica, en el periodo enero-septiembre de 2021-2022, observamos dos cambios significativos::

- Una **reducción del consumo industrial**, motivada por la parada de algunas plantas en España, que no han podido asumir el incremento de costes eléctricos y gasistas (pasando de 161 TWh a 128 TWh).
- Un **crecimiento de la demanda de la generación eléctrica**, pasando de 58 TWh a

105 TWh, debido, entre otras cuestiones, a la menor hidráulicidad y el aumento de las exportaciones a Francia.

Este último hecho, además, ha producido que, al igual que en otros países, el sector eléctrico se haya visto impactado por la subida del precio del gas, generando un efecto doblemente negativo sobre los consumidores.

3.4

EL GAS NATURAL EN EL MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD

La **correlación entre el gas natural y el sistema eléctrico** depende principalmente de la gran **influencia del gas natural en la fijación del precio de la electricidad**, ya que en muchas horas es la tecnología que cierra la cobertura de la demanda y su precio marginal es el que se fija para el mercado.

Esto se debe al sistema marginalista de fijación de precios del mercado mayorista de la electricidad, que fue diseñado para incentivar la competencia entre los

productores, de manera que se obtuviese un precio final competitivo que permitiera hacer frente a las inversiones necesarias en generación.

El funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, a grandes rasgos, se reduce a satisfacer la demanda mediante la oferta de distintas tecnologías generadoras de electricidad. Para ello se realizan diferentes ofertas hasta llegar a cubrir la demanda, siendo la última oferta que cubre la demanda

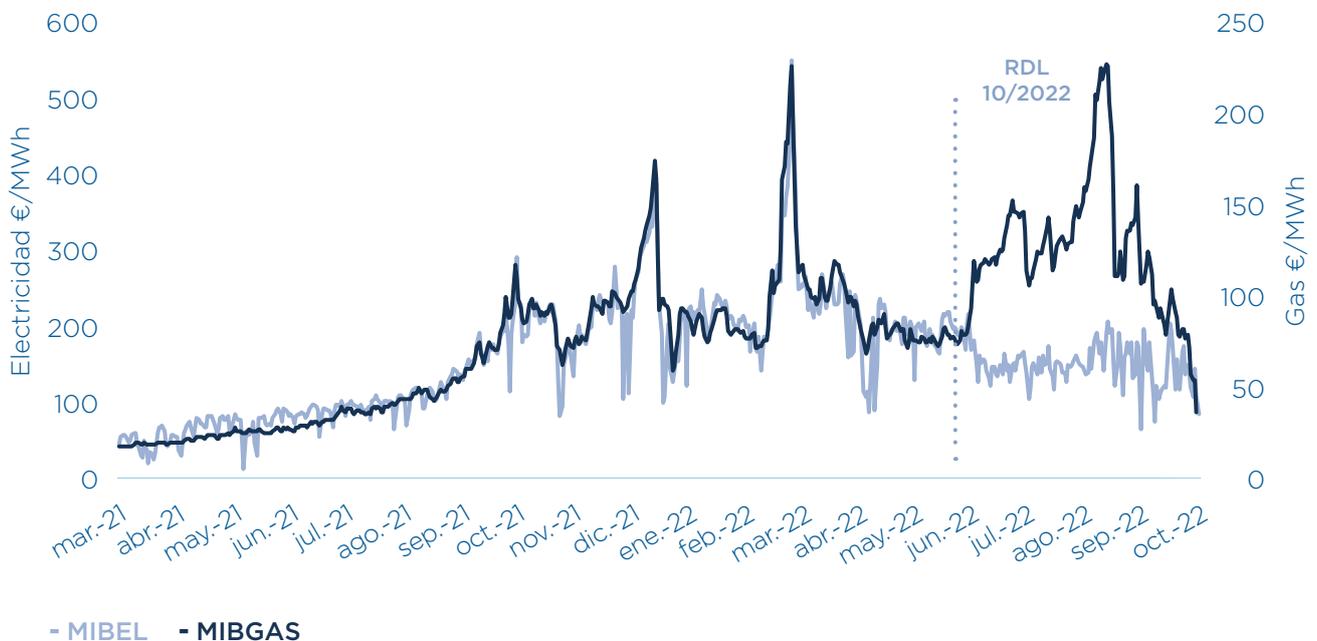
la que determina la casación del mercado (precio de mercado). Las ofertas presentadas se ordenan de menor a mayor coste, siendo las tecnologías de generación renovable las primeras en ser admitidas. Los ciclos combinados de gas natural son una de las tecnologías que cierra la casación del mercado cuando la demanda no puede cubrirse con el resto de la generación, por lo que, en este caso, el precio del gas se incorpora directamente en el precio de la electricidad.

Por esta casuística, la subida del precio del gas natural ha impactado directamente en los precios de la electricidad, generando un doble efecto sobre el suministro energético de los consumidores.

Si analizamos la evolución del precio diario del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), frente a la evolución del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), se puede observar cómo existe una correlación directa entre ambos valores.

■ ILUSTRACIÓN 19: EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD Y GAS EN ESPAÑA

Fuente: MIBEL-MIBGAS





Esta relevancia e influencia del mercado de gas natural en el mercado mayorista de la electricidad ha llevado al Gobierno a tomar distintas medidas regulatorias, que han ido superponiéndose desde el inicio del verano de 2021 con la publicación de diferentes RD-Ley y una nueva regulación que permitiese reducir el impacto de los mercados en los consumidores.

Tras su aprobación por parte de la Comisión Europea, el pasado 8 de junio de 2022, se inició la aplicación el 15 de junio de 2022 una de las más relevantes, denominada coloquialmente como el “tope” al gas, que permanecerá vigente en principio hasta el 31 de mayo de 2023.⁴³

Esta nueva medida regulatoria temporal establece un límite al precio máximo para el gas natural como combustible para la

generación eléctrica, iniciándose en 40€/MWh durante los seis primeros meses y luego incrementándose gradualmente hasta los 70€/MWh. Con ello se espera una rebaja del coste de la generación de electricidad para los consumidores.

Tal y como se puede observar en la ilustración, a partir de su aplicación la tradicional correlación entre el precio de la electricidad y el precio del gas se rompe, ya que éste queda limitado con la aplicación de dicho RD-Ley.

Esta medida pionera por parte de España y Portugal en su momento empieza a debatirse entre el resto de los países de la UE y no se descarta que pueda aplicarse de forma más generalizada. El próximo invierno será clave para evaluar el impacto del conjunto de medidas emprendidas por la UE y España.

⁽⁴³⁾ Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista

3.5

EL PAPEL DEL GAS NATURAL EN LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

El mercado eléctrico parte de una complejidad intrínseca que se debe a la **integración de diferentes tecnologías de generación** en el *mix*.⁴⁴ Del mismo modo que la demanda sigue un patrón diario y estacional, la generación debe responder a dicho patrón adaptándose a la misma. Esto no siempre es posible hacerlo con tecnologías inframarginales, tales como las renovables, puesto que su producción depende de factores exógenos (sol, viento y lluvia, principalmente).

En este sentido, el gas natural juega un papel fundamental en el mercado eléctrico como mecanismo de cobertura de la demanda eléctrica. Los ciclos combinados de gas natural son una de las tecnologías de generación de electricidad, que ofrece la flexibilidad que requiere el sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía eléctrica en un contexto de intermitencia horaria de determinadas tecnologías renovables, exigiendo el consiguiente soporte térmico (ciclos combinados o plantas de carbón).

El Gobierno está apostando por las energías renovables, tal y como viene reflejado en el Programa Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), de modo que éstas alcanzarán el 74% de la energía de generación en 2030, con una presencia del 42% en consumo final.⁴⁵

En este contexto, el gas natural se consolida como una tecnología de generación que acompañará a la transición energética, aportando la necesaria seguridad de suministro al sistema eléctrico, junto con los almacenamientos (bombeos hidráulicos y baterías) y una mayor flexibilidad de la demanda.

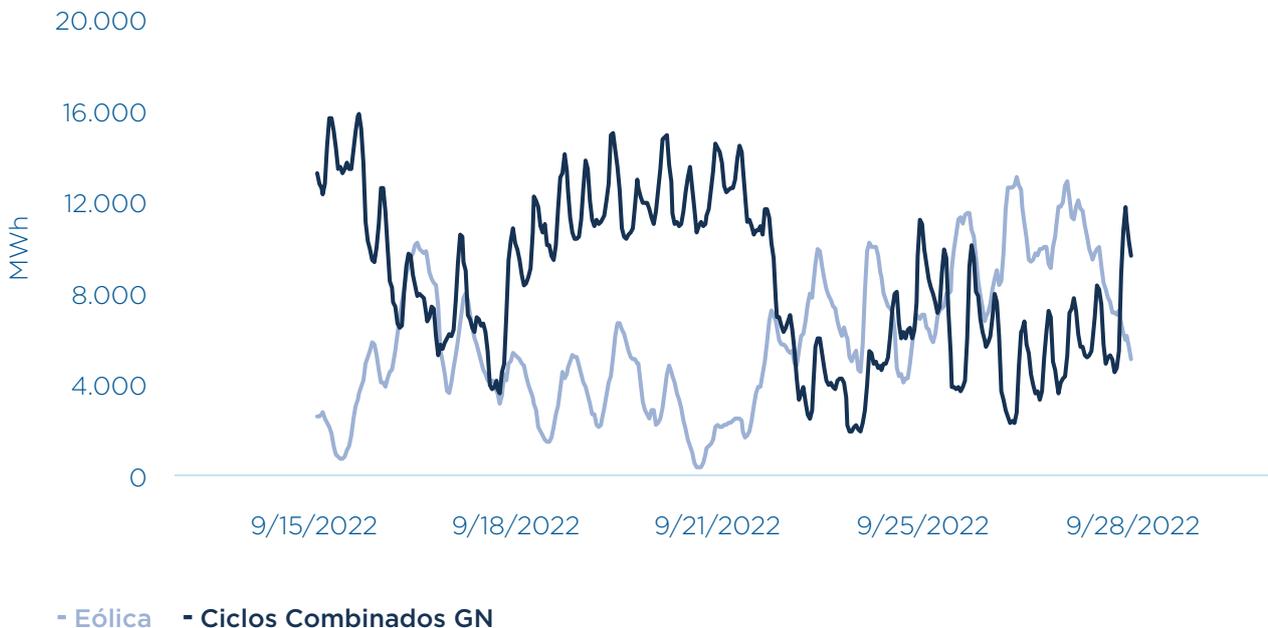
A modo de ejemplo, en la siguiente ilustración se muestran los datos horarios de la última quincena de septiembre 2022, donde se ve cómo los ciclos combinados de gas natural incrementan su producción de manera inversamente proporcional a la generación eólica.

⁽⁴⁴⁾ Entendiendo como mix el conjunto de tecnologías que conforman la generación eléctrica

⁽⁴⁵⁾ PNIEC – Plan Nacional Integrado de Energía y Clima - 2020

■ ILUSTRACIÓN 20: COMPARATIVA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE CC DE GAS Y EÓLICA

Fuente: REE



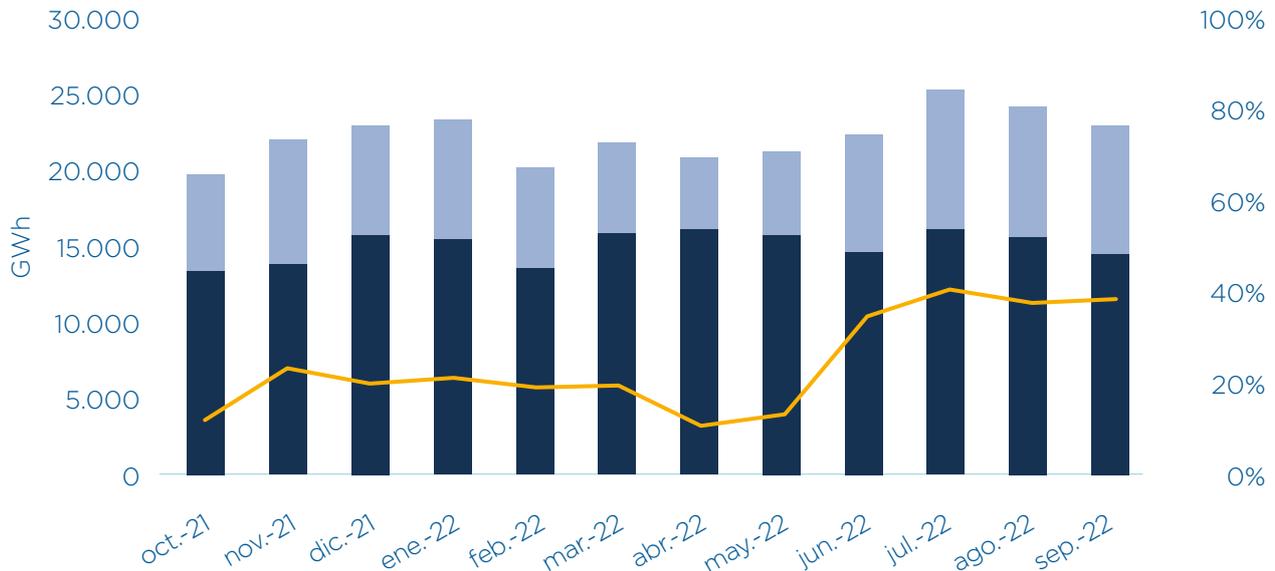
Este back-up térmico de los ciclos combinados se produce a lo largo todo el año. En la siguiente ilustración observamos cómo las instalaciones que utilizan gas natural como combustible (ciclos combinados y

cogeneración) produjeron en torno al 30% del total de energía generada en España (especialmente en los últimos meses) y fijaron el precio de la electricidad en torno a un 25% de las horas.

«En este contexto, el gas natural se consolida como una tecnología de generación que acompañará a la transición energética»

ILUSTRACIÓN 21: PARTICIPACIÓN DEL GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD FRENTE AL RESTO DE TECNOLOGÍAS Y PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN EN LA CASACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Fuente: REE



- GENERACIÓN A PARTIR DE GN (GWh) - EJE IZQUIERDO

- GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD OTRAS TECNOLOGÍAS (GWh) - EJE IZQUIERDO

- % CC CIERRE CASACIÓN (%) - EJE DERECHO

El gas natural juega un papel fundamental en el sector eléctrico, asegurando la cobertura de la demanda en momentos de menor generación renovable, dando soporte térmico para cubrir su intermitencia.

«El gas natural juega un papel fundamental en el mercado eléctrico como mecanismo de cobertura de la demanda eléctrica»

3.6

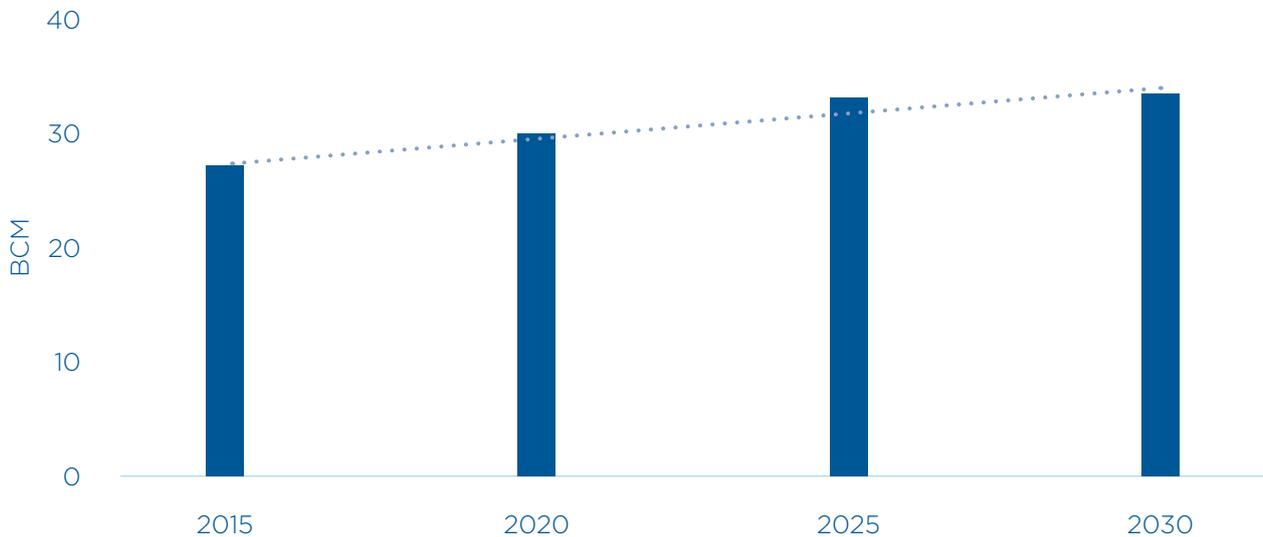
EL ROL DEL GAS NATURAL Y OTROS GASES RENOVABLES EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El Ministerio de Transición Energética y Reto Demográfico aprobó en 2020 el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) en el que se planifican los **grandes hitos de la transición energética en España con horizonte 2030**.

En él se detalla cómo el gas natural seguirá jugando un rol relevante, manteniendo un nivel de importaciones y consumo relativamente estables⁴⁶:

■ ILUSTRACIÓN 22: EVOLUCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL SEGÚN EL PNIEC EN SU ESCENARIO TENDENCIAL

Fuente: PNIEC 2020



⁽⁴⁶⁾ Cálculo realizado a partir del PNIEC pasando de los datos originales en ktep a bcm de GN (1 bcm = 900 ktep aprox.)

Veamos su evolución prevista en los tres vectores de demanda (industrial, eléctrico y doméstico):

A DEMANDA INDUSTRIAL:

La mayor parte de la demanda industrial de gas natural en España es calor-intensiva⁴⁷, hecho que produce que una gran parte de la misma sea difícilmente electrificable. Por ello el proceso de descarbonización de este segmento, se deberá realizar a través de la sustitución paulatina del gas natural por otros gases sostenibles, como puede ser el biogás o el hidrógeno.

Este proceso deberá estar marcado y condicionado por la evolución tecnológica de estos combustibles, así como la capacidad

de adaptación técnica de los procesos industriales a los nuevos modelos de consumo.

Por ello, el potencial de descarbonización de la industria debe de estar ligado no solo a la capacitación tecnológica sino a que durante el proceso se salvaguarde la competitividad de las empresas, ante un potencial incremento del precio térmico. De este modo, el gas natural seguirá siendo un combustible de transición necesario en este proceso.



⁴⁷ En 2017, el 65% de la demanda de gas natural industrial en España provenía de procesos que requerían de rangos de calor superiores a los 100° (AGORA (feb-2021): STUDY | *No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe*)



B DEMANDA ELÉCTRICA:

El PNIEC marca un desarrollo progresivo, en el que se contempla un escenario de cierre de diferentes tecnologías de generación térmica de carbón, así como el progresivo desmantelamiento de centrales nucleares entre 2027 y 2035.

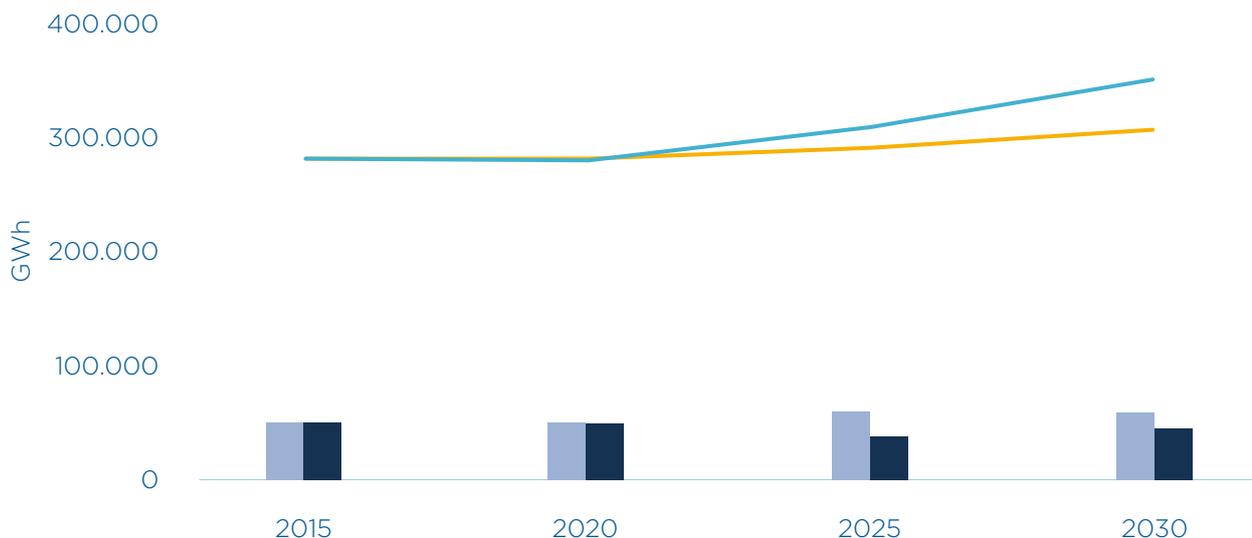
Este hecho, junto al mayor peso relativo de las renovables, hace necesario tener a disposición un mecanismo de seguridad de suministro, papel que desempeñan los

ciclos combinados de gas natural en el sistema eléctrico español, junto con los almacenamientos y la flexibilidad de la demanda.

Por ello, tanto los ciclos combinados de gas natural como la cogeneración van a estar presentes en el horizonte a 2030, tanto en su escenario tendencial como en su escenario objetivo:

■ ILUSTRACIÓN 23: EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE TECNOLOGÍAS QUE UTILIZAN GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE (CICLOS COMBINADOS Y COGENERACIÓN) VS. GENERACIÓN ELÉCTRICA TOTAL EN LOS ESCENARIOS OBJETIVO Y TENDENCIAL DEL PNIEC

Fuente: PNIEC 2020



- GEN. A PARTIR DE GAS NATURAL ESC. TENDENCIAL

- GEN. A PARTIR DE GAS NATURAL ESC. OBJETIVO

- GEN. TOTAL ELECTRICIDAD ESC. TENDENCIAL

- GEN. TOTAL ELECTRICIDAD ESC. OBJETIVO

C DEMANDA DOMÉSTICA:

En España hay casi 8 millones de puntos de suministro⁴⁸ doméstico de gas natural. En este sentido, si bien una parte de ellos podrá electrificarse y sustituir su calefacción actual, por bombas de calor, por ejemplo, hay que considerar dos variables clave en esta transformación. Por un lado, que la sustitución

de calefacción de gas natural por tecnologías eléctricas no siempre es eficiente desde un punto de vista energético y económico y, por otro, que la electrificación de esta demanda incrementará las necesidades de generación eléctrica, pudiendo aumentar el uso de gas natural en este segmento.

⁽⁴⁸⁾ Boletín Trimestral de Supervisión del Mercado Minorista de Gas Natural en España, Q4 2021

A medio plazo el gas natural podrá ir sustituyéndose por combustibles y gases renovables, que apoyen la descarbonización en todos los sectores.

España ha lanzado distintas hojas de ruta en ese sentido, destacando la del hidrógeno verde y el biogás.

Con la publicación de la Hoja de Ruta del Hidrógeno se quiere identificar los retos y oportunidades para el desarrollo del hidrógeno renovable en España y proporcionar una serie de medidas y acciones que lleven a la consecución de los objetivos definidos en el PNIEC. Estos son:

- Para 2030, se pretende contar con una potencia instalada de electrolizadores de 4GW, así como una serie de **hitos para el sector industrial, la movilidad y el sector eléctrico** para lo que será necesario

movilizar unas inversiones estimadas en torno a los 9.000 millones de euros entre el periodo 2020-2030.

- Como **hito intermedio**, se busca alcanzar la instalación de entre 300 y 600 MW de electrolizadores para 2024.

Por otro lado, el biogás también cuenta con su propia Hoja de Ruta para su desarrollo en España, principalmente generado a partir de digestión anaerobia.

Entre algunas oportunidades que plantea esta hoja de ruta, destaca la contribución como gas para promover la descarbonización, la reducción de la dependencia energética nacional y europea, así como su potencial desarrollo de la economía circular, favoreciendo la gestión de biorresiduos y una mayor vertebración del territorio.



Para ello se busca activar diferentes instrumentos regulatorios, sectoriales, económicos, transversales y de impulso a la innovación que definen las líneas de acción a seguir para alcanzar diferentes objetivos como:

- Una producción mínima de **biogás** de aproximadamente 1 bcm anual (10,41 TWh) en el año 2030, lo que supone multiplicar 3,8 veces la producción del año 2020.
- Un consumo de al menos un 1% de **biometano** consumido a través de la red de gas natural para 2030.
- **Sustitución del gas natural de origen fósil** en las cogeneradoras por biometano.

Sin embargo, determinados estudios señalan que este objetivo de producción a 2030 podría superarse ampliamente, dado el potencial de nuestro país.

Dentro de los instrumentos regulatorios clave para el desarrollo del hidrógeno y el biometano, el pasado 17 de mayo se aprobó la normativa que recoge la regulación de un Sistema de Garantías de Origen del gas procedente de fuentes renovables.⁴⁹

Al impulso a nivel nacional a través del PNIEC y de las distintas Hojas de Ruta también se le suma el desarrollo que se está realizando a nivel comunitario desde la Unión.

En ese sentido, a nivel europeo, el REPowerEU, tal y como veíamos con anterioridad, también contempla la aceleración en el desarrollo de los gases sostenibles para potenciar la descarbonización, reducir la dependencia energética del exterior y reducir emisiones.

«A medio plazo el gas natural podrá ir sustituyéndose por combustibles y gases renovables, que apoyen la descarbonización en todos los sectores»

⁴⁹ Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.







4

Retos del mercado energético

No cabe duda de que el sector de la energía se encuentra ante un **momento excepcional que marcará un antes y un después en el modelo de funcionamiento** de los mercados energéticos.

Lo que se inició como una ligera subida de los precios por la reactivación económica ha acabado desembocando en una situación de inestabilidad y crisis energética sin precedentes que no tiene un futuro claro a corto plazo.

El encarecimiento de los precios del gas se ha trasladado a los precios de la electricidad, afectando de lleno a la competitividad de las empresas y a los ciudadanos y consumidores vulnerables, por lo que, tanto la UE como los países miembros, han tenido que ir adoptando diversas medidas, destacando el plan REPowerEU y otras iniciativas de ahorro energético y protección de los consumidores e industrias.

No obstante, se deberá seguir haciendo un esfuerzo colectivo para hacer frente a los

retos a los que nos enfrentamos, entre los que destacan los siguientes.

En primer lugar, la necesidad de seguir combatiendo el **impacto económico y social derivado de la volatilidad de los precios y la sustitución del gas ruso**, lo que pone de manifiesto el papel estabilizador que pueden jugar los contratos a largo plazo en este contexto.

En este sentido, fijar una reducción de la demanda de gas a 2030 demasiado estricta por parte de la Comisión Europea, previsiblemente afectará negativamente sobre la oferta de GNL por el posible desincentivo de las inversiones plantas de licuefacción, lo que presionaría al alza los precios de gas y dificultaría la renovación de los contratos a largo plazo. Esta situación podría mantener estructuralmente altos los precios del gas, distorsionando la competitividad industrial de la UE y ralentizando el proceso de descarbonización de otras economías/regiones menos exigentes en cuestiones climáticas, que

«Fijar una reducción de la demanda de gas a 2030 demasiado estricta por parte de la Comisión Europea, dificultaría la renovación de los contratos a largo plazo»

podrían sustituir el gas natural por otros combustibles (carbón o petróleo), generando el consiguiente aumento de las emisiones.

En segundo lugar, **la reducción de la dependencia energética de la UE mediante una más rápida incorporación de tecnologías renovables**, tanto desde el punto de vista de la generación de electricidad, como mediante combustibles alternativos más sostenibles (gases renovables o biocombustibles), con los desafíos que ello implica en lo que concierne a los permisos, regulación, acceso a la red, etc.

En tercer término, contar con **tecnologías que permitan hacer frente a la intermitencia de determinadas fuentes renovables**, ya sea mediante la promoción de sistemas de almacenamiento o con plantas térmicas de respaldo. En este sentido, el gas natural seguirá jugando un papel relevante como palanca de transición.

Por último, el **refuerzo de las infraestructuras gasistas y de interconexión, y que éstas se adecúen al transporte de gases renovables** (hidrógeno verde).

Si bien es cierto que en el corto plazo nos enfrentamos a una situación muy compleja, se trata de un momento clave para trazar un futuro más competitivo para la economía europea, saliendo de esta crisis más reforzados.

En definitiva, la transición energética no debe verse como el problema, sino como una oportunidad y la solución ante esta situación de dependencia energética y de crisis de precios.

España, que cuenta con unas infraestructuras de gas muy sólidas, que están permitiendo mantener la seguridad de suministro, y que destaca por su mayor abundancia relativa de fuentes renovables, podrá tomar un papel de liderazgo en la transición energética de la Unión Europea. El esfuerzo que requiere esta coyuntura adversa podrá transformarse a medio plazo en un cambio de nuestro modelo productivo, asentado en una mayor vertebración del territorio y una mayor competitividad de nuestra economía.

«Se trata de un momento clave para trazar un futuro más competitivo para la economía europea»

CONTACTOS EY

Antonio Hernández García

Socio. Sectores Regulados, Análisis Económico y Sostenibilidad -

Consultoría Sector Energía EY

Antonio.Hernandez.Garcia@es.ey.com

Mobile: +34 696 419 265

Jaime Moretón Poch

Senior Manager. Consultoría Sector Energía EY

Jaime.Moreton.Poch@es.ey.com

Mobile: +34 649 809 317

Joan Garrigós Sempere

Consultor. Consultoría Sector Energía EY

Joan.Josep.Garrigos.Sempere@es.ey.com

Mobile: +34 628 067 098

EY | BUILDING A BETTER WORKING WORLD

En EY trabajamos para construir un mundo que funcione mejor, ayudando a crear valor a largo plazo para los clientes, las personas, la sociedad y generar confianza en los mercados de capital.

Gracias al conocimiento y la tecnología, los equipos de EY, en más de 150 países, generan confianza y ayudan a las compañías a crecer, transformarse y operar.

EY es líder mundial en servicios de auditoría, fiscalidad, estrategia, asesoramiento en transacciones y servicios de consultoría. Nuestros profesionales hacen las mejores preguntas para encontrar nuevas respuestas a los desafíos a los que nos enfrentamos en el entorno actual.

EY hace referencia a la organización internacional y podría referirse a una o varias de las empresas de Ernst & Young Global Limited y cada una de ellas es una persona jurídica independiente. Ernst & Young Global Limited es una sociedad británica de responsabilidad limitada por garantía (company limited by guarantee) y no presta servicios a clientes. La información sobre cómo EY recopila y utiliza datos personales y su correspondiente descripción sobre los derechos de las personas en virtud de la legislación vigente en materia de protección de datos, están disponibles en ey.com/es_es/legal-and-privacy. Las firmas miembros de EY no ejercen la abogacía donde lo prohíban las leyes locales. Para obtener más información sobre nuestra organización, visite ey.com/en_gl.

© 2022 EY Transforma Servicios De Consultoría, S.L.

All Rights Reserved.

Este material se ha preparado únicamente con fines informativos generales y no debe considerarse como asesoramiento contable, fiscal o profesional. Consulte a sus asesores para obtener consejos específicos.

Este documento no puede leerse parcialmente sino interpretado en su conjunto. El ejercicio responde a un mandato de la Fundación Naturgy y no puede ser utilizado ni reproducido por terceros en ninguna corte de arbitraje.

Este material se ha preparado únicamente con fines informativos generales y no debe considerarse como asesoramiento contable, fiscal o profesional. Consulte a sus asesores para obtener consejos específicos.

ey.com/es_es



Este libro se ha impreso utilizando papel libre de cloro de 300 gr. para la cubierta y de 150 gr. para el interior con certificación forestal PEFC de la Asociación Española para la Sostenibilidad Forestal.



Impacto de la situación
actual sobre
los **mercados de gas**

y sus implicaciones en la transición
energética en la Unión Europea y España