Informe de mercado

Mayo 2023

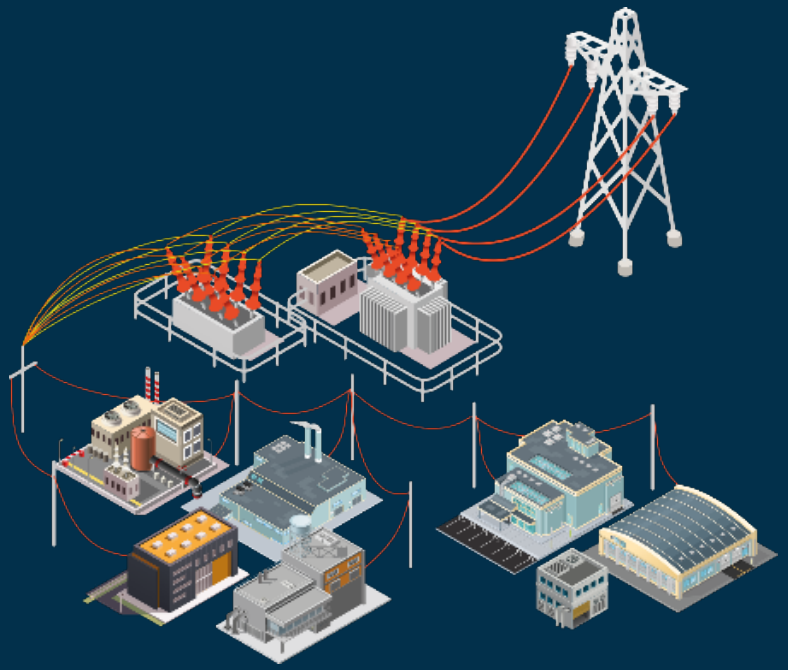
Resumen ejecutivo

Este resumen contiene los datos básicos del informe. Consulte el documento completo, con más información, análisis y gráficos interactivos, en:

www.grupoase.net

Informe de mercado

Mayo 2023



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 11
Demanda y generación 12
Precios de casación 11
Futuros 14
Mercados de gas 15
Índices ASE 17

Si quieres recibir nuestro boletín energético diario en tu email para conocer, entre otros datos, el precio de la electricidad del día siguiente, suscríbete aquí:
https://zc.vg/bnHAi

La información contenida en el presente documento se basa en la información obtenida tanto de fuentes propias como de información de carácter público o suministrada por otras terceras entidades, sin que GRUPO ASE haya procedido a verificar la exactitud de la información obtenida por las fuentes citadas, así como está basada en la interpretación de los mercados de electricidad y gas que realizan los analistas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromete a llevar a cabo su cometido con la mayor diligencia y profesionalidad, pero no garantiza ni asegura el resultado de sus análisis o de las recomendaciones realizadas. Los datos, informaciones, previsiones y recomendaciones contenidas en el presente documento han sido elaboradas con independencia de las circunstancias y objetivos particulares de sus posibles destinatarios y tienen como objetivo orientar a nuestros clientes facilitándoles un esquema analítico para la toma de decisiones e identificación de las diferentes tipologías de variables y riesgos, por lo que tienen un carácter orientativo y el uso que de las mismas se haga será responsabilidad exclusiva del cliente. Ni el presente documento ni su contenido constituyen una oferta, invitación o solicitud de compra, suscripción o cancelación de posiciones. Grupo ASE no asume ninguna responsabilidad por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera derivarse de la utilización de este documento o de la información, previsiones o recomendaciones contenidas en el mismo por parte de sus destinatarios. El cliente o destinatario del presente documento es el responsable último de las decisiones relativas a la aceptación del cierre de precios y posiciones a futuro, no pudiendo exigir a Grupo ASE ningún tipo de responsabilidad derivada del no cumplimiento de sus previsiones.

Resumen del último mes

PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

POOL

74,21
€/MWh

▲ +0,65% vs abril 2023

▼ -60,3% vs mayo 2022

DEMANDA

17.433 GWh

GENERACIÓN

19.982 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q3-23: 113,50 (-10,6%)

YR-24:

- España: 105,00 (+0,7%)
- Francia: 196,90 (-9,8%)
- Alemania: 147,30 (-4,3%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Futuros Brent: -0,3%
- Gas (MIBGAS): -23,3%
- Carbón (API2 Month +1): -30,2%
- CO2 (EUA): -4,5%

ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

-1,01%

abril 2022

El análisis

La caída del precio del gas se acelera con el hundimiento de su demanda y el aumento de las reservas

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **El precio de la electricidad se reduce un 60% respecto a hace un año, sigue siendo el más bajo de las principales economías europeas y es un 50% más barato en las "horas solares".**
- **El autoconsumo y la reducción del consumo industrial colocan la demanda eléctrica a niveles de la pandemia.**
- **ANÁLISIS: la reducción de la demanda energética y el abaratamiento del gas podrían frenar la inversión en renovables.**

El precio medio diario del POOL español se ha situado en 74,21 €/MWh en mayo. Aumenta un ligero 0,65%, pero es un 60,3% inferior al de hace un año. El mecanismo de "tope al gas" no ha entrado en funcionamiento porque el precio del gas en España (MIBGAS) ha sido de 29,23 €/MWh, muy por debajo del "tope" fijado en 57,20 €/MWh.

Se mantiene la tendencia bajista del precio desde el inicio de 2023 por la fuerte reducción del precio del gas, el hundimiento de la demanda y el incremento de la generación renovable.

España vuelve a registrar el precio de la electricidad más bajo entre las grandes economías europeas

El precio medio de electricidad de las grandes economías europeas (Alemania, Francia, Reino Unido e Italia) ha sido de 89,50 MWh, un 20,6% más alto que el español (74,21 €). En los extremos han estado Francia (77,55 €/MWh) e Italia (105,73 €/MWh).

El precio "solar" fue un 50% más barato que el de las horas "pico"

En mayo la señal de precio horario tuvo una fuerte reducción en las horas solares. Entre las 10:00 y las 18.00 horas el precio rondó los 50 €/MWh, frente a los más 100 €/MWh de las horas pico del día (entre las 20.00 y las 24.00 horas).

La caída del precio en las horas solares, donde la producción fotovoltaica cubrió el 36% del mix, hubiera sido mucho más pronunciada si el parque nuclear hubiera trabajado a plena carga en mayo.

Las paradas nucleares programadas limitan la caída del precio de la electricidad

La generación nuclear se ha reducido un 28,7% respecto a su producción a "plena carga" porque, durante este mes, en todo momento hubo dos centrales desacopladas. Se detuvieron Almaraz I (desde el 17 de abril hasta el 23 de mayo), Ascó I (desde el 29 de abril) y Trillo (desde el 24 de mayo).

La reducción de una carga base de generación nuclear de 2.000 MW (dos centrales), obligó a entrar en funcionamiento a los ciclos combinados de gas (CCG) en todas las horas de radiación solar, mientras que en abril se habían quedado fuera en algunas horas. Por eso no se hundieron los precios a consecuencia del aumento de la producción solar (+11,8%) y eólica (+10,7%).

La producción promedio en las horas de máxima radiación de los CCG ha rondado los 2.500 MWh. Sin embargo, más de la mitad de los días, sobre todo cuando la producción eólica entró con más fuerza, los CCG estuvieron por debajo de los 2.000 MWh, de manera que se hubieran quedado "fuera" si el parque nuclear hubiera estado funcionando a plena carga.

La demanda eléctrica se ha desplomado un 8,7%. Por eso, aunque han aumentado las exportaciones (+27,4%) y crecido el consumo para bombeo (+70%), la generación de electricidad ha descendido un importante 4,3%.

Todas las tecnologías han visto mermada su producción, a excepción de la eólica y de la solar. Por eso, la producción renovable ha crecido un ligero 2,2% y representa el 55,6% del total.

El autoconsumo y la reducción de la demanda industrial hunden la demanda a niveles de la pandemia

La demanda promedio diaria de mayo ha sido de 562 GWh, prácticamente igual a la de mayo de 2021 (560 GWh).

La demanda ha descendido en todas las horas del día, pero el recorte ha sido especialmente acusado en las horas de máxima radiación solar (entre el 11% y 12%) por el auge de las instalaciones de autoconsumo, tanto en hogares como en empresas.

La reducción en la demanda del conjunto de empresas que tienen un consumo eléctrico medio/alto ha sido del 7,7% desde enero hasta abril y explica gran parte del desplome de la demanda eléctrica nacional. Sectores como el del papel, el químico, el siderúrgico o el de la alimentación se están viendo más afectados por la alta señal de los precios.

Precio medio horario mayo 2023 vs mayo 2021

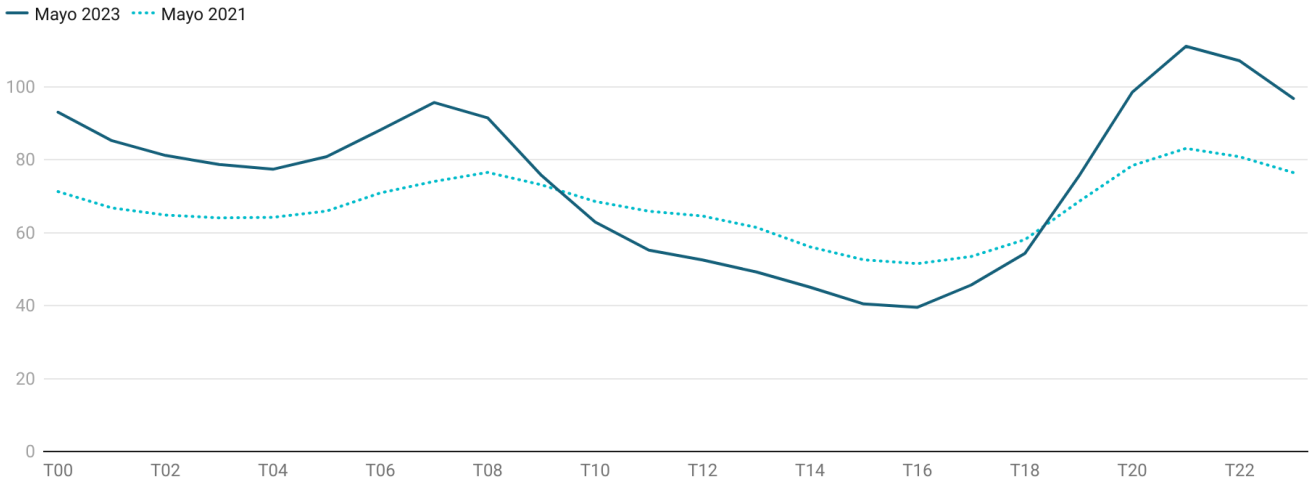


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

La cotización del gas mantiene su racha bajista

Caída de los precios spot y de futuros de gas

El precio medio spot diario del TTF ha sido de 31,50 MWh, un 59% menor que el de hace un año. El precio diario de MIBGAS (29,23 €/MWh) se mantuvo por debajo del mercado de referencia europeo y mantiene una ligera prima de descuento.

La reducción de los precios spot y la mejora de las expectativas de oferta de gas se están trasladando a los contratos de futuros de gas, que reflejan una caída importante de sus cotizaciones. El contrato del próximo invierno (TTF WIN-23 oct 23 - mar24) cierra mayo en 42,90 €/MWh tras descender un 23,3% en el último mes y con una reducción acumulada de casi el 50% en lo que va de 2023.

Esta tendencia bajista de los precios se inició a finales de 2022 y se ha sustentado en una importante reducción de la demanda y un elevado suministro de gas natural licuado (GNL) que han permitido elevar el nivel de las reservas de gas.

En el último invierno europeo (octubre de 2022 – marzo de 2023) la demanda de gas ha caído un 17,1%. Se trata de una extraordinaria reducción sin precedentes que ha superado las mejores expectativas de la Comisión Europea (15%). Sin duda, el factor meteorológico ha resultado clave. Las temperaturas muy por encima de la media han requerido menos calefacción en los hogares.

La demanda de gas en la industria también se reducido mucho en respuesta a la alta señal de precio. Algunos sectores de gran demanda de gas, como el de los

fertilizantes, han llegado a parar. Y otros, como el químico, el metalúrgico y del papel han minorado su actividad. También tiene impacto la recesión económica que atraviesan algunos países europeos en los últimos 6 meses, como Alemania.

Otro de los factores que ha influido en la reducción de la demanda de gas europea es la menor producción de electricidad a partir de gas (ciclos combinados) por el fuerte aumento de la generación renovable. La potencia instalada de energía solar y eólica en los principales mercados europeos (Alemania, Francia, Italia, España, Holanda, Bélgica, Polonia y Austria) ha crecido 60.000 MW en los últimos 17 meses. Alcanza una potencia total de 300.000 MW, con un crecimiento del 42,3% de la solar y del 12,8% de la eólica.

En algunos países del norte de Europa la caída de los precios de gas puede devolver a los generadores de electricidad de gas al mercado. La cotización de su materia prima ha bajado tanto que incluso las centrales eléctricas de carbón más eficientes tendrán dificultades para competir con sus homólogas de gas durante las horas de carga base.

¿Pueden seguir bajando los precios de gas europeos?

El fin del invierno gasista en Europa implica una reducción de la demanda de gas y la desaparición del riesgo de olas de frío, lo que eleva aún más la presión bajista sobre los precios. En las últimas semanas, han seguido bajando, incluso con el comienzo del primero de los dos periodos programados de mantenimiento intensivo de los campos noruegos y de una parada imprevista de su terminal de exportación de GNL Hammerfest.

En el contexto actual de baja demanda, existe una alta probabilidad de que durante el verano los precios del gas sigan bajando. Actualmente, las reservas de gas europeas están al 68%, esto es 24 puntos más que hace un año y al mismo nivel que tenían el 31 de julio del año pasado.

Si se mantiene el fuerte rimo de inyecciones y la baja demanda, las reservas de gas en Europa podrían estar llenas en la primera semana de agosto y provocar un cierto colapso de cargueros llenos de GNL, que no podrían descargar. Pero, como hemos comentado en otras ocasiones, esto puede ser un arma de doble filo para Europa. Un fuerte hundimiento del precio momentáneo podría llevar a un posterior repunte más duradero, como ya hemos visto en otras ocasiones.

No obstante, también hay factores que pueden evitar esta situación. El mantenimiento de los campos noruegos durante este verano y el menor aporte ruso reducirá ritmo de inyecciones respecto al año pasado.

También es posible que disminuyan las importaciones de GNL, dada la expectativa por parte de los compradores de una tendencia bajista de los precios, una abundante oferta y el alto nivel de las reservas actuales, lo que reduce la necesidad de compra para este verano.

Por otra parte, tampoco habría que descartar un cierto repunte del apetito asiático de GNL por los bajos precios, aunque sería muy limitado. Así que es posible que la curva (roja en el gráfico) de llenado de reservas se vaya moderando respecto a la del año pasado (azul). La evolución de la tendencia de las reservas será clave durante las próximas semanas.

En la última semana de mayo las importaciones europeas han sido inferiores a los 700 mcm/d. Es decir, son un 30% menores a las registradas en mayo de hace un año (1.024 mcm/d).

El descenso se debe a la reducción de las importaciones noruegas, por los mantenimientos programados, y a la moderación de las importaciones de GNL.

Esta moderación del apetito europeo por el GNL explica que en las últimas semanas el precio del TTF haya ido cayendo y rebajándose respecto al precio del GNL en el noreste asiático (JKM). Aunque, de momento, el diferencial que ofrece el JKM es demasiado pequeño para compensar los costes de transporte adicionales asociados al envío de un cargamento de GNL desde Estados Unidos (cuenca atlántica) hasta el noreste asiático, en comparación con Europa.

En todo caso, los inventarios asiáticos de GNL están más altos de lo habitual y cuentan con una amplia disponibilidad de suministro en la cuenca del Pacífico, lo que mantiene una moderada tensión de los precios entre ambas cuencas.

Los costes de transporte de ida y vuelta desde el Golfo de EE. UU. a los Países Bajos han descendido en las últimas sesiones a 0,80 $/MmBtu, mientras que los costes de transporte a Japón también han caído a 1,76 $/MmBtu.

Los precios del JKM (por debajo de los 10 $/MmBtu) de las últimas semanas están estimulando el interés chino por el GNL en el mercado al contado porque es más barato que su GNL nacional (transportado en camiones con precios de entrega sobre 11 $/MmBtu). Pero este incremento de la demanda China tiene poco recorrido si suben los precios de nuevo.

Los futuros eléctricos caen arrastrados por el gas

El descenso de los precios arrastra a la baja al mercado de futuros eléctrico. El contrato de electricidad alemán para el tercer trimestre (Q3-23) ha bajado un 22,2% hasta los 83,92 €/MWh, mientras que en España recorta un 25,6% hasta los 84,50 €/MWh.

El Yr-24 español ha roto la barrera de los 100 €/MWh y cierra con un precio de 97 €/MWh. El Yr-24 alemán se coloca en 122,47 €/MWh, con una bajada del 16,9%. Las cotizaciones de los productos más lejanos también han experimentado una fuerte reducción. El Yr-25 español baja un 14,1% hasta los 79,43 €/MWh.

La caída de los precios de gas (desde el comienzo de 2023) está contribuyendo a aliviar los temores a corto plazo sobre la capacidad de Europa para equilibrar sus necesidades de gas y evitar volatilidad extrema de los precios energéticos. Esta estabilidad de los precios es el primer paso para que pueda restablecerse la liquidez y normalidad en los mercados de futuros de gas y de electricidad continentales.

Nuestro análisis

La reducción de la demanda energética y la caída de los precios del gas podrían frenar la inversión en renovables

Durante abril vimos cómo la fotovoltaica empezaba a generar desequilibrios en los precios del mercado. No solo en los fines de semana, también de forma generalizada en los días laborales.

El aumento de la oferta fotovoltaica, pero, sobre todo, el hundimiento de la demanda hace que sea cada vez más frecuente que en las horas de radiación haya más oferta sin "hueco térmico" (gas) que demanda.

En mayo, las paradas programadas del parque nuclear han provocado que en todo momento hubiera dos centrales paradas y eso ha reducido el impacto del rápido avance de este fenómeno. Pero, a pesar de eso, en muchos días las instalaciones fotovoltaicas no han cubierto sus costos.

El problema al que se enfrentan las tecnologías renovables es que su coste de oportunidad es cero porque no se puede almacenar. Su rentabilidad depende de la oferta del "hueco térmico" y de una demanda sólida. Sin embargo, a medida que el "hueco térmico" se reduce, el precio del gas baja y la demanda se desploma, por lo que la viabilidad económica de los proyectos renovables se reduce, dado que depende del contexto del mercado.

Es previsible que la reducción de la producción eólica y el aumento de la demanda eléctrica durante el verano requiera que los ciclos combinados sigan teniendo un peso importante en las horas de radiación. Esto evitará que entremos en una fase generalizada de desequilibrio de los precios. Pero atención porque la amenaza de una caída de los precios del gas para este verano puede lastrar la rentabilidad de las instalaciones solares, de forma que no compensen los bajos precios de las horas solares de primavera y del próximo otoño (con más viento).

Sin una solución viable para el almacenamiento de energía renovable o una reactivación de la demanda, el ritmo de inversiones en generación y autoconsumo con origen en instalaciones fotovoltaicas corre peligro de frenarse en seco.

En este contexto, los nuevos proyectos renovables que cuenten con el permiso para construir y que requieran de financiación, deberán lanzarse al mercado a vender la energía final a largo plazo. En los próximos meses los precios de los contratos PPAs deberían comenzar a desvincularse de los altos precios especulativos del gas y fijarse de acuerdo con los bajos costos de producción.

Respecto a la tendencia bajista de precios del gas y de la electricidad europeos, con las reservas europeas en máximos, solo una recuperación de la demanda asiática puede equilibrar de nuevo el mercado mundial. Y, para que esto ocurra, es probable que los precios del GNL deban seguir bajando hasta estimular una demanda adicional del mercado al contado desde China, India, Pakistan...

La caída de los precios del carbón, del petróleo y de las emisiones de CO2 también deben apoyar la tendencia bajista del precio del gas y de la electricidad en las próximas semanas.

Informe de mercado Mayo 2023

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado en 74,21 €/MWh. Baja un 60,3% frente al mismo mes del año anterior.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

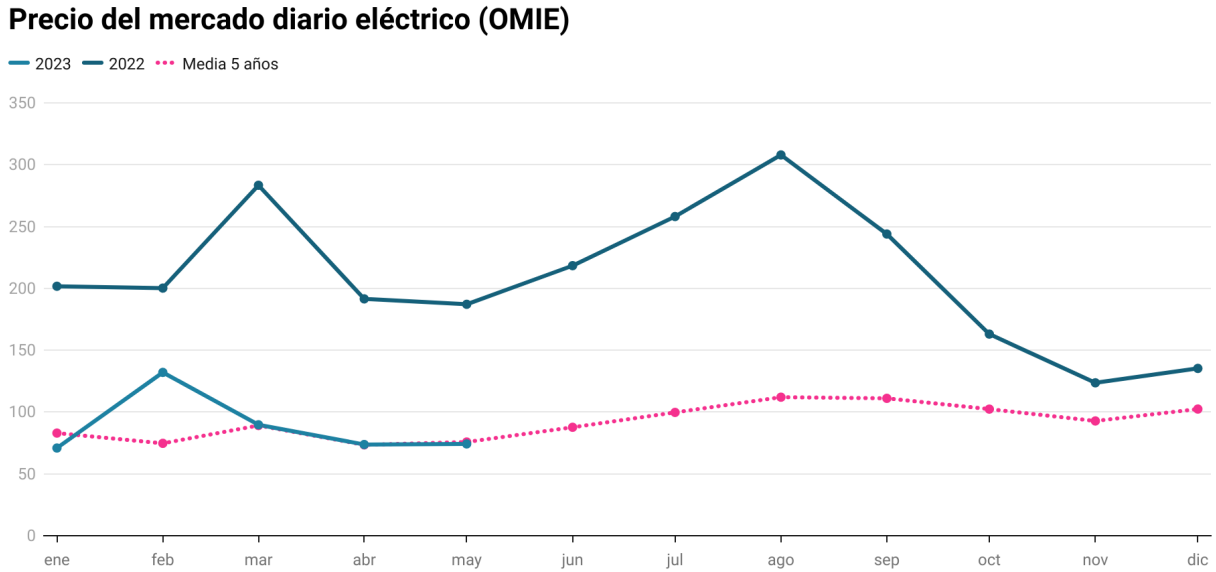
74,21
€/MWh

▲ +0,65% vs abril 2023

▼ -60,3% vs mayo 2022

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

157,86
€/MWh



Demanda

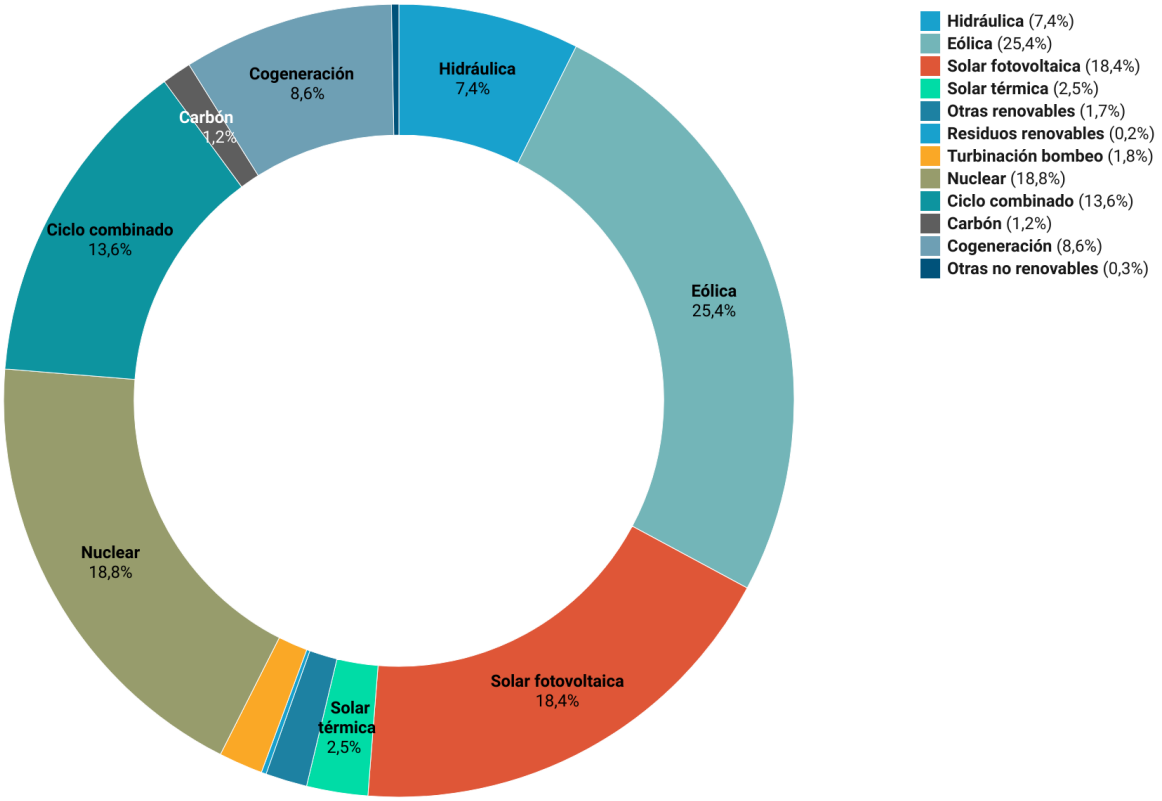
La demanda de electricidad baja un 8,7% frente al mismo mes del año pasado.

Generación

La generación de electricidad ha sido un 4,3% inferior a la de mayo de 2022. La eólica y la nuclear han liderado el mix de generación, con la fotovoltaica en el tercer puesto.

- La generación eólica ha dominado el mix, excepto en las horas de radiación solar, que protagoniza la fotovoltaica.
- La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 55,6% del mix frente al 51,2% de mayo del año pasado.
- La generación libre de emisiones de CO2 ha aportado un 76,2% del mix, frente al 72,8% de hace un año.
- La producción eólica ha sido un 28,73% más elevada que su media de los últimos 5 años.
- La generación fósil ha producido un 14,9% del total, menos que en mayo de hace un año (17,5%).
- Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 111,2% sobre su nivel el año pasado y al 79,7% respecto a su media de los últimos 10 años.
- Las renovables han dominado los precios marginales de casación en el 32,38% de las horas.

Mix mayo 2023



Saldo de las interconexiones

El saldo exportador de las interconexiones ha aumentado un 27,4%, respecto a mayo del año pasado.

Mercado de futuros

El descenso de los precios del gas arrastra a la baja al mercado de futuros eléctrico. El contrato de electricidad alemán para el tercer trimestre (Q3-23) ha bajado un 22,2% hasta los 83,92 €/MWh, mientras que en España recorta un 25,6% hasta los 84,50 €/MWh. El Yr-24 español ha roto la barrera de los 100 €/MWh y cierra con un precio de 97 €/MWh. El Yr-24 alemán se coloca en 122,47 €/MWh, con una bajada del 16,9%. Las cotizaciones de los productos más lejanos también han experimentado una fuerte reducción. El Yr-25 español baja un 14,1% hasta los 79,43 €/MWh.

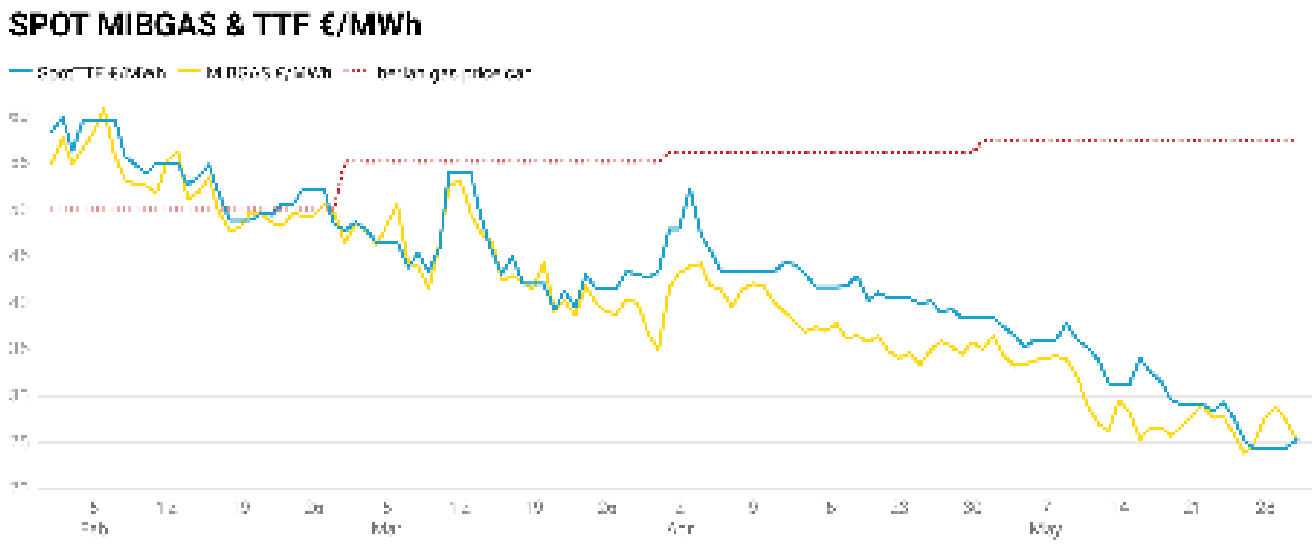
La caída de los precios de gas (desde el comienzo de 2023) está contribuyendo a aliviar los temores a corto plazo sobre la capacidad de Europa para equilibrar sus necesidades de gas y evitar volatilidad extrema de los precios energéticos. Esta estabilidad de los precios es el primer paso para que pueda restablecerse la liquidez y normalidad en los mercados de futuros de gas y de electricidad continentales.

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

HOLANDA TTF
Se prologan la tendencia bajista debido a las elevadas inyecciones, al fuerte empuje de las importaciones de GNL y al clima templado que llega con la primavera. El precio medio diario de mayo ha cerrado en 31,50 €/MWh, con un descenso del 26%. Los contratos de futuros del TTF del año 2023 registraron un fuerte ajuste del 23%, mientras que el Cal-24 ha bajado un 17,1% hasta los 47 €/MWh.

ESPAÑA MIBGAS
Este mes la demanda se ha reducido un 4,7%. La alta producción eólica (un 27% superior a su promedio de los últimos 5 años) y el aumento de la fotovoltaica han reducido la demanda de gas para generación eléctrica en un 7,7%. Por su parte, la reducción del consumo del sector convencional (PYMES y hogares) ha sido del 3,5%.



Esta débil demanda ha apoyado la bajada de la cotización del gas en España. El precio medio diario de mayo ha cerrado en 20,23 €/MWh, con una bajada del 23,3%. Los contratos de futuros del año 2023 han retrocedido alrededor del 25%. Al bajar el Cal-24 un 19,3%, hasta los 42,32 €/MWh, aumenta la prima de descuento de España sobre el TTF.

Internacional
Las exportaciones de GNL norteamericano crecieron hasta los 25 buques en la tercera semana de mayo.

Por su parte, los precios del GNL en Asia cayeron por debajo de los 10 $/MMBtu. Los precios spot del gas natural licuado (GNL) en los mercados de Asia mantienen su tendencia bajista. En la última semana de mayo han cotizado a 9,73 $/MMBtu, frente a los 9,27 $/MMBtu del mercado holandés TTF, de referencia en Europa. El precio de JKM vuelve a ofrecer una ligera prima sobre el TTF para atraer cargamentos al contado.

Toma el control del coste eléctrico de tu empresa

Grupo ASE nace en Bilbao en 2001 y está presente en todo el territorio nacional. Somos la empresa del sector eléctrico que defiende los derechos e intereses económicos de los consumidores industriales y agentes del sector con capacidad de compra. Nuestros valores son independencia, conocimiento técnico, poder de compra y optimización de la energía y su coste como parte de un servicio integral. En la actualidad contamos con más de 400 clientes y alrededor de 800 puntos de suministro.

Grupo ASE
(Sede central)
Gran Vía 81, piso 6º
departamento 2.
48011 · Bilbao (Bizkaia)
Tel: 944 18 02 71
ase@grupoase.net

MÁS SEDES

Comunitat Valenciana
Avenida de Benidorm, 1
En-37
San Juan · 03550
(Alicante)
Tel: 966 593 464 –
606 393 077
ase@grupoase.net

Región de Murcia
C/ Trapería 30, 5º B
30001 · Murcia
Tel: 618 212 774
ase@grupoase.net

Comunidad de Madrid
Avenida de América, 32
28922 · Alcorcón
(Madrid)
Tel: 912 262 209
ase@grupoase.net

Andalucía
Calle Pago del Lunes, 9
18195 · Cúllar Vega
(Granada)
Tel: 858 952 918
ase@grupoase.net

Cataluña
C/ Comte Urgell, 286 ·
Pral. D
08036 · Barcelona
Tel: 934 186 424
ase@grupoase.net