ase
grupo ase

Informe de mercado

Abril 2023

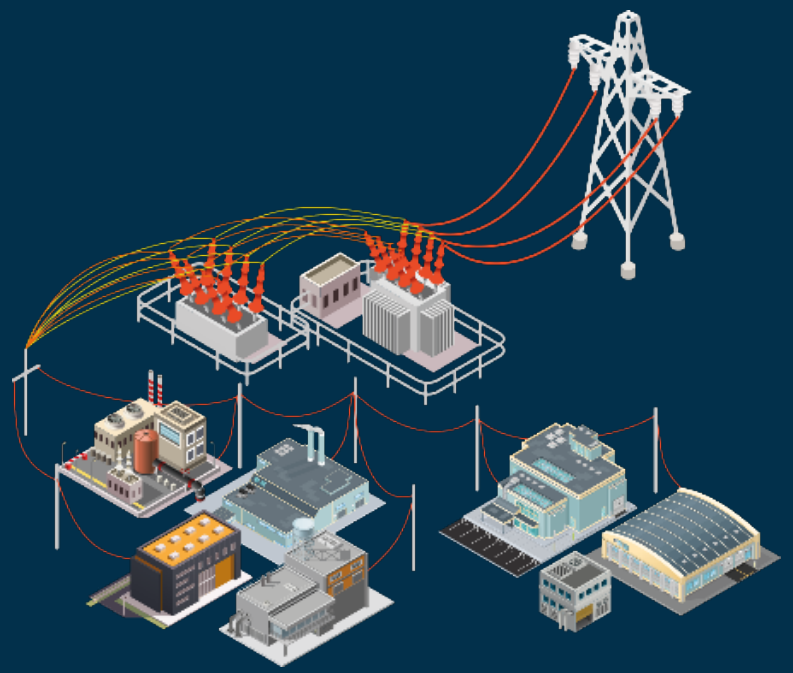
Resumen ejecutivo

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

Abril 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

73,73 €/MWh

▼ -17,8% vs marzo 2023

▼ -61,5% vs abril 2022

DEMANDA

16.557 GWh

GENERACIÓN

20.388 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q3-23: 113,50 (-10,63%)

YR-24:

- España: 92,50 (+1,65%)
- Francia: 132,37 (+2,80%)
- Alemania: 125,89 (-1,50%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Futuros Brent: -0,3%
- Gas (MIBGAS): -12,8%
- Carbón (API2 Month +1): -1,3%
- CO2 (EUA): -4,5%

ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

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

-3%

febrero 2023 vs marzo 2022

El análisis

La destrucción de la demanda amenaza con hundir el precio de la electricidad

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **El precio de la electricidad baja un 17,7% en abril.**
- **La demanda de las horas solares se derrumba un 14% y provoca una fuerte caída del precio de la electricidad, abaratando la factura de los sectores con horario comercial por debajo de los niveles anteriores a la crisis energética.**
- **Análisis: los precios bajos del verano podrían ser un arma de doble filo.**

En abril, el precio del mercado mayorista (POOL) español fue de 73,73 €/MWh. Por segundo mes consecutivo, el ajuste del "tope al gas" fue nulo porque la cotización de MIBGAS estuvo todos los días por debajo del límite (56,10 €/MWh) fijado por el Gobierno. Frente a marzo, el precio de la electricidad ha descendido un 17,7% y respecto a hace un año baja un 61,5%. Presionan la caída de la cotización del gas, el hundimiento de la demanda (-10,1%) y el aumento de la generación fotovoltaica (+ 46,9%).

El hundimiento en la franja "solar" reduce el precio en sectores con horario comercial respecto a antes de la crisis energética

A lo largo del mes, en las horas de máxima radiación solar se ha producido un fuerte descenso del precio de la electricidad a consecuencia del impacto de la generación fotovoltaica, que ha establecido un récord histórico de producción de 3.636 GWh. Así, entre las 12:00 y las 18:00 horas se ha situado ligeramente por debajo de los 34€/MWh, mientras que en las horas punta de la noche y de la mañana ha estado por encima de 100 €/MWh.

Si comparamos el precio de abril de este año con el de abril de 2021 (65,02 €/MWh) antes de que comenzara la actual crisis energética, vemos que entonces fue un 13,4% más alto. Sin embargo, analizando el promedio horario se observan grandes diferencias.

Consumidores de los sectores de comercio, oficinas y servicios públicos están viendo una importante reducción del precio de la energía en sus horas de trabajo. En cambio, otros consumidores con un perfil de consumo más industrial han sufrido un importante aumento. Por tanto, a la hora de valorar el precio de la electricidad, la modificación de la curva de precios tiene una importante implicación, de manera que habrá de tener en cuenta el perfil de la curva de cada consumidor. Mientras que para unos puede subir, para otros puede bajar.

España registra el precio más bajo entre las grandes economías europeas, aunque el "tope al gas" no ha llegado a funcionar

El precio medio de la electricidad en las grandes economías europeas (Alemania, Francia, Reino Unido e Italia) se ha situado en 114,55 €/MWh, un 40,82% por encima del español (73,73 €/MWh). En ese marco los extremos los han ocupado Alemania, con el precio más bajo (100,75 €/MWh) e Italia, con el más alto (134,97 €/MWh).

Desde junio de 2022, coincidiendo con la puesta en marcha del mecanismo del "tope al gas", el precio español ha venido registrando precios más bajos que el resto de los países europeos.

Sin embargo, durante 2023 el mecanismo ibérico no ha entrado apenas en juego, incluso no ha funcionado en absoluto en los dos últimos meses, dado que el precio diario de MIBGAS ha estado por debajo del límite fijado por el Gobierno. Por tanto, hay que buscar las causas en otros factores.

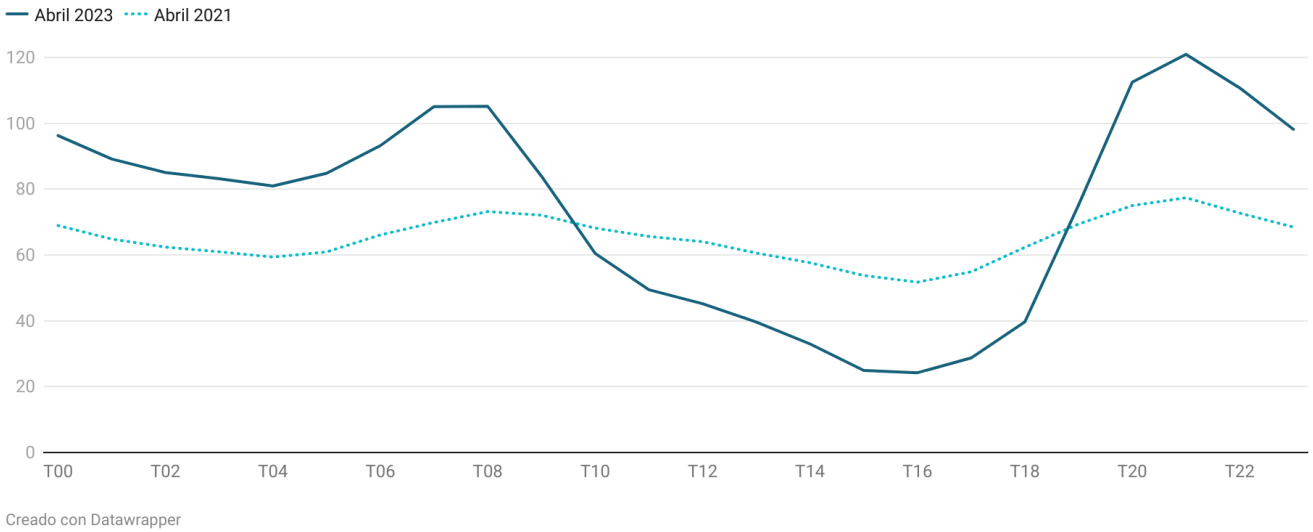
Cuando analizamos el precio promedio horario de abril de las grandes economías europeas, observamos que los precios en horario solar se sitúan muy por encima del español.

Ni siquiera Alemania, que cuenta con la mayor producción fotovoltaica de Europa, ha registrado un hundimiento del precio de la magnitud del español. La escasa capacidad de interconexión que tiene España con Europa no ha permitido que se exportara más cantidad de energía en los momentos de máxima radiación solar, algo que no puede evitar Alemania.

Con respecto a la reducción de los precios en las horas punta del mercado español, influyen dos factores. El primero es que el mercado de gas español (MIBGAS) está registrando precios más bajos que el resto de los hubs europeos. Concretamente, en abril ha tenido una prima de descuento de 4,50 €/MWh sobre el principal mercado de referencia europeo, el holandés TTF. De esta forma, los ciclos combinados de gas en España referencian su precio marginal a un precio inferior al de otros mercados europeos (al menos, en teoría).

El segundo factor, y quizás el de mayor impacto, es el incremento de la generación de turbinación de bombeo en las horas punta. En España ha aumentado un 60% en abril. Las centrales de bombeo han aprovechado el precio reducido de las horas de radiación para elevar agua y, posteriormente, han generado electricidad en las horas "pico", reduciendo la intervención de los ciclos combinados de gas en dichas horas, que hubieran elevado el precio.

Precio medio horario abril 2023 vs abril 2021



En abril, las centrales de bombeo han funcionado como grandes pilas, almacenando parte de la "energía renovable" y aumentando la eficiencia del sistema eléctrico español. Su comportamiento ha reducido un 18,5% la generación de electricidad con gas.

La demanda de las horas solares se derrumba un 14% y provoca la fuerte caída del precio de la electricidad

Este mes, la producción fotovoltaica se ha incrementado un 46,9% respecto al mismo periodo del año pasado. En las horas de máxima radiación solar (entre las 12:00 -16:00 horas) se alcanzaron récords históricos de producción, con picos de más 14.000 MWh. La generación fotovoltaica ha llegado a cubrir hasta el 54% de la demanda, cuando el año pasado apenas respondía al 33%.

Sin embargo, el aceleramiento de la caída del precio que estamos observando en las horas de radiación solar tiene más que ver con el desplome de la demanda, que con el incremento de la generación fotovoltaica. Como se observa en el gráfico de abajo, el promedio de reducción de la demanda diaria en las horas solares ha sido de 4.000 MWh, un 14% inferior al año pasado, mientras que la producción fotovoltaica ha crecido 3.700 MWh.

La demanda general se ha hundido un 10,1% hasta los 16.549 GWh. Esto es sólo un 2% más que la registrada en abril de 2020, cuando España estaba sumida en el confinamiento por la COVID-19. El origen de esta fuerte reducción de la demanda está en el descenso del consumo energético en empresas y hogares, a causa de los altos precios de la electricidad en los últimos tiempos. Y, en igual o mayor medida, en el incremento de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, tanto en la industria como en el sector residencial.

Si no se hubiera producido este hundimiento de la demanda, el impacto del crecimiento de la producción fotovoltaica hubiera sido muy reducido porque, en su mayor parte, habría sido absorbido por el aumento que se ha producido en las exportaciones (+22%) y en el consumo de las centrales de bombeo (+60%).

¿El hundimiento de los precios en las horas solares ha venido para quedarse?

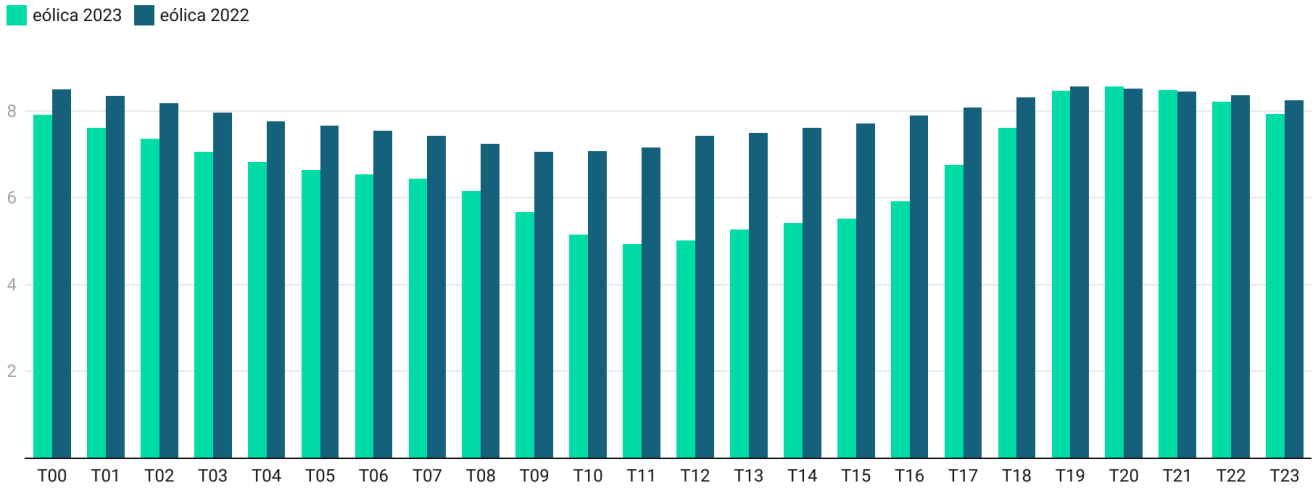
Hasta ahora, la caída de los precios en las horas solares siempre había venido acompañada de una fuerte generación eólica. Sin embargo, este mes la generación eólica ha sido un 25% inferior a la de marzo y un 20% más reducida que la de abril del año pasado. Como se aprecia en el gráfico de abajo, durante las horas de radiación solar, la caída de la eólica ha sido incluso mayor. Posiblemente porque el sistema no pudo absorber tanta generación renovable y parte del parque eólico tuvo que desacoplarse.

Un descenso del precio solar tan fuerte, dada la moderada producción eólica registrada y que una central nuclear ha estado en parada programada, no había ocurrido antes o, al menos, no de forma tan evidente. La magnitud de esta caída, no tratándose de un fenómeno climatológico puntual, no estaba en nuestras previsiones.

Como hemos comentado anteriormente, el factor fundamental ha sido el hundimiento de la demanda. Esto implica replantear el análisis, dado que hasta ahora siempre lo habíamos enfocado desde el lado de la oferta.

A diferencia de lo que ocurrió durante la pandemia, gran parte de la destrucción de la demanda industrial y residencial que estamos observando en la actualidad es estructural. Se debe al incremento de la eficiencia de los consumidores y al aumento de las instalaciones de autoconsumo. Es decir, esta demanda que se está perdiendo no se va a recuperar. Además, el importante crecimiento del autoconsumo que se espera (+2000 MW) en 2023, implica que se va a mantener esta tendencia.

Producción promedio horaria eólica



Al mismo tiempo, la inversión en nuevas instalaciones para generación fotovoltaica sigue creciendo a un fuerte ritmo. En los primeros cuatro meses de 2023 ha aumentado un 6,3% y las previsiones del sector apuntan a que se situarán muy por encima del +10% a final de año. Esto implicará 2.000-2.500 MW de nueva oferta de generación fotovoltaica durante el próximo año.

Con una capacidad de interconexión limitada (+2.800 MW) con Francia y sin posibilidad de que crezca al menos hasta 2027/28, el sistema no podrá absorber los excesos de oferta renovable dada la reducción de la demanda y el aumento de la oferta. Por tanto, lo más probable es que el precio de las horas solares siga "deprimiéndose" de forma más acelerada de lo que habíamos previsto.

Es probable que una "curva de precio solar acusada con bajos precios" haya venido para quedarse durante algún tiempo. Al menos, hasta que la demanda sea capaz de modular parte de su consumo (baterías) o las interconexiones con Europa se aceleren. Esta circunstancia podría implicar un fuerte frenazo en el muy corto plazo de nuevas inversiones renovables.

El precio del gas sigue bajando y el riesgo se traslada al final del próximo invierno

Una importante afluencia de gas natural licuado (GNL) junto a una baja demanda han empujado el precio del gas a la baja en los mercados de gas europeos porque ha permitido finalizar el invierno con las reservas en su nivel más alto de los últimos cinco años, por encima del 59% de su capacidad.

Los elevados inventarios europeos reducen significativamente la necesidad de compra para el próximo verano, cuando el objetivo es alcanzar el 90% que exige la Comisión para el 1 noviembre. Esto se ha traducido en una reducción de los precios de los futuros a corto plazo. El Q3-23 del TTF bajó un 18,8% hasta los 39,84 €/MWh, mientras que el español lo hizo un 20,2% hasta los 37,7 €/MWh.

El riesgo se traslada al largo plazo
En este momento, lo más probable es que el mercado europeo entre en el invierno 2023/24 con niveles de existencias muy altos. Sin embargo, la pérdida de gas ruso canalizado y la dependencia del GNL siguen suponiendo un alto riesgo para Europa, lo que se refleja en los altos precios del final del invierno (Q1-24), que cotizan cerca de los 60 €/MWh.

Esto se debe a que los factores que actualmente están presionando a la baja los precios solo tienen efecto en el corto plazo. La caída de los precios del GNL para el verano tiene muy poca relevancia para el equilibrio del mercado gasista europeo del próximo invierno.

Si las instalaciones de almacenamiento europeas se llenan antes de lo previsto, muy posiblemente antes del 30 de agosto, el GNL barato no podrá seguir inyectándose para su uso a finales de invierno por falta de más capacidad de almacenaje. Por eso, los precios del invierno del TTF se mantienen relativamente altos para la segunda parte del invierno 23/24 (Q1-24).

La pérdida del suministro flexible del gaseoducto ruso para Europa tiene un elevado impacto en la volatilidad de los precios del mercado de gas. Las limitaciones del almacenamiento y la dependencia del mercado del GNL, que tiene una serie de limitaciones logísticas en un horizonte de 1 a 3 meses, dificultan una respuesta elástica de la oferta a los precios.

Los futuros eléctricos recortan las previsiones a corto y aumentan a largo mientras España amplia la prima sobre el resto de los mercados europeos
La mejora de la oferta renovable a corto plazo, la abundancia de gas y la débil demanda energética han hecho que los contratos de futuros más cercanos bajaran con fuerza y se distanciaran de la curva más lejana. El contrato de electricidad del Q3-23 en España ha descendido un 10,6% hasta los 113,50 €/MWh. Sin embargo, el Q4-23 ha subido un 1,1% y el de Q1-24 un 4,5%, colocándose por encima de los 130 €/MWh.

Respecto al mercado de gas, los contratos del verano también reflejan una prima de descuento respecto a finales del próximo invierno de más de 10 €/MWh en el mercado español (MIBGAS) y de más de 15 €/MWh en el TTF.

España sigue ampliando la prima de descuento sobre el resto de los principales mercados europeos. El Yr-24 español, en 105,0 €/MWh, refleja un descuento sobre el Yr-24 alemán de algo más de 42 €/MWh (147,32 €/MWh) y de más de 90 €/MWh, sobre el Yr-24 francés (196,90 €/MWh).

Nuestro análisis

Los precios bajos del verano podrían ser un arma de doble filo

Los precios spot y de futuros a corto plazo, tanto en el mercado del gas y como en el de la electricidad, tienen un descuento muy pronunciado en relación con los del próximo invierno. Este contexto de contango (precio de los futuros por encima del actual) de los mercados podría ir en aumento.

Las limitaciones del almacenamiento de gas, la falta de suministro flexible ruso, las restricciones logísticas del GNL, la descarbonización y desnuclearización del sector eléctrico europeo, las escasas reservas hídricas, los problemas de mantenimiento del parque nuclear francés.... entre otros factores, siguen generando gran incertidumbre en los mercados energéticos europeos.

La caída en los precios del gas y la electricidad de las últimas semanas podría parecer consecuencia de una normalización y de un mayor equilibrio de los mercados energéticos. Pero esta lectura podría ser demasiado simplista. La rápida caída de los precios obedece a un inesperado hundimiento de la demanda y al fuerte suministro de GNL. Esto está permitiendo a Europa acelerar el llenado de sus reservas, que podrían estar llenas mucho antes de lo previsto.

Si la demanda no repunta (poco probable), los precios seguirán cayendo durante los próximos meses y se abrirá un contango pronunciado en la curva del gas hasta el invierno, como consecuencia de un exceso de oferta.

La rápida caída de los precios del GNL en verano podría tener un efecto perverso en los precios europeos del gas y la electricidad para el próximo invierno. Aunque es una posibilidad remota que los exportadores estadounidenses tengan que volver a recortar su producción, como hicieron durante la pandemia, dados los elevados márgenes, es posible que los buques de GNL puedan utilizarse durante algún tiempo como instalaciones flotantes de almacenamiento.

Una inmovilización de la capacidad de transporte temporal conllevaría una interrupción de la capacidad de respuesta a un incremento repentino de la demanda. Por tanto, supondría una fuerte elevación de los precios del GNL y de los fletes. Si además el invierno fuera frío, la escalada del precio del gas podría ser extrema.

Este contexto no es nuestra predicción de lo que pasará. Más bien lo que podría suceder y refleja la nueva "nueva normalidad" de los mercados del gas tras la crisis, con repercusiones en los mercados de la electricidad, que conviene analizar para navegar mejor en el nuevo contexto de volatilidad.

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado el mes en 73,73 €/MWh. Baja un 61,5% respecto a abril del año pasado.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

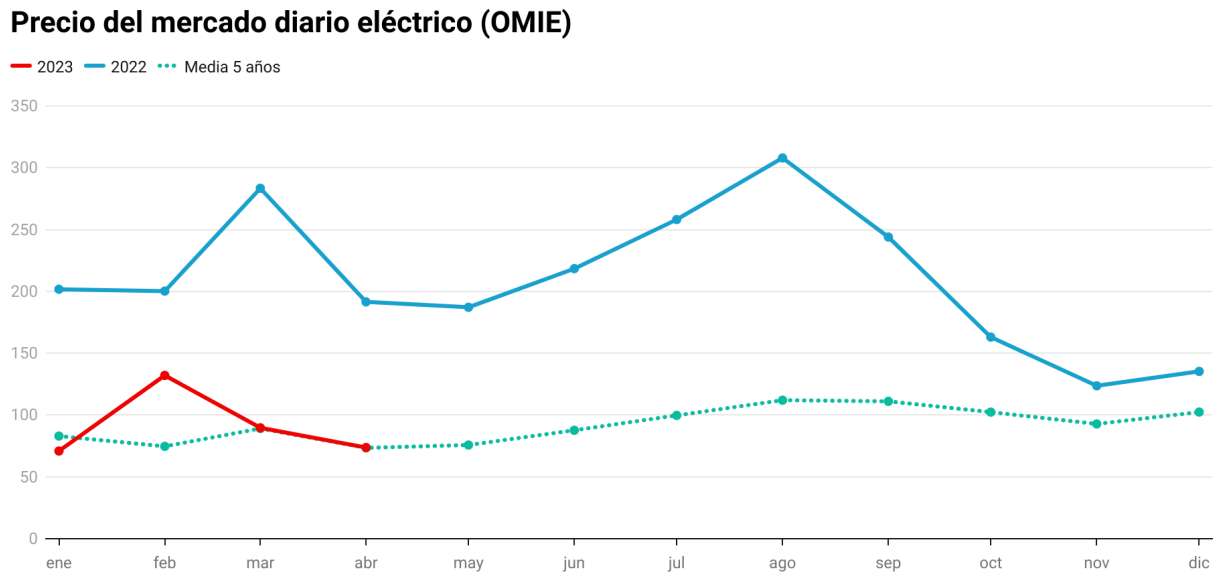
73,73
€/MWh

-17,8% vs marzo 2023

-61,5% vs abril 2022

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

167,46
€/MWh



Demanda

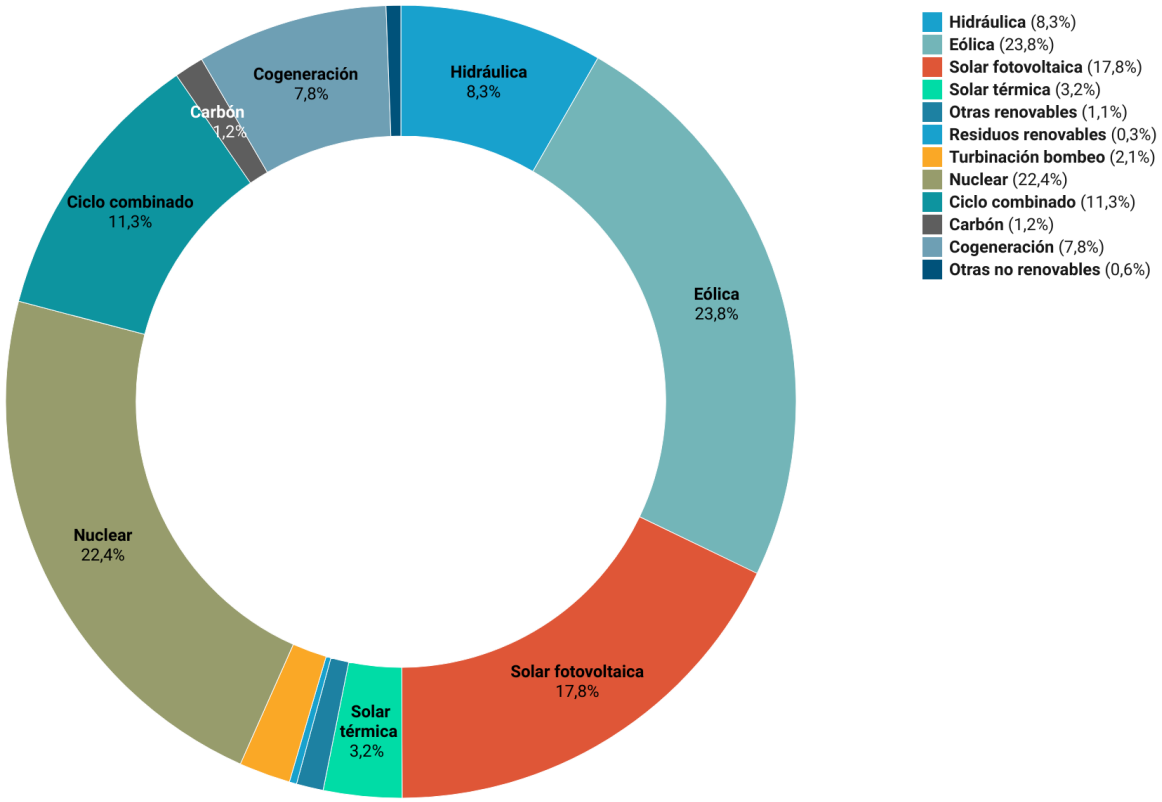
La demanda de electricidad ha descendido un 10,1% frente al mismo mes del año pasado.

Generación

La generación de electricidad ha sido un 1,3% inferior a la del año pasado. La eólica y la nuclear han liderado el mix energético.

- » La generación ha dominado el mix, salvo en las horas de radiación solar, cuando le ha superado la fotovoltaica.
- » La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 54,5% del mix, frente al 53,1% de abril del año pasado.
- » La generación libre de emisiones de CO2 ha alcanzado el 79% del mix, frente al 76% del mismo mes del año pasado por el aumento de la producción fotovoltaica.
- » La producción eólica ha sido un 7,43% superior a su media de los últimos cinco años.
- » La producción de electricidad con fuentes fósiles se redujo hasta el 12,6%.
- » Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 119,2% sobre su nivel del año pasado y al 85,9% respecto a la media de los diez últimos años.
- » Las renovables han dominado los precios marginales de casación en el 38,98% de las horas de abril.

Mix abril 2023



Saldo de las interconexiones

El saldo exportador de las interconexiones aumentó en abril un 51%.

Mercado de futuros

Los mercados de futuros recortan previsiones a corto y aumentan a largo mientras España amplia la prima sobre el resto de los mercados europeos
La mejora de la oferta renovable a corto plazo, la abundancia de gas y la débil demanda energética han hecho que los contratos de futuros más cercanos bajaran con fuerza y se distanciaran de la curva más lejana. El contrato de electricidad del Q3-23 en España ha descendido un 10,6% hasta los 113,50 €/MWh. Sin embargo, el Q4-23 ha subido un 1,1% y el de Q1-24 un 4,5%, colocándose por encima de los 130 €/MWh.

Respecto al mercado de gas, los contratos del verano también reflejan una prima de descuento respecto a finales del próximo invierno de más de 10 €/MWh en el mercado español (MIBGAS) y de más de 15 €/MWh en el TTF.

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

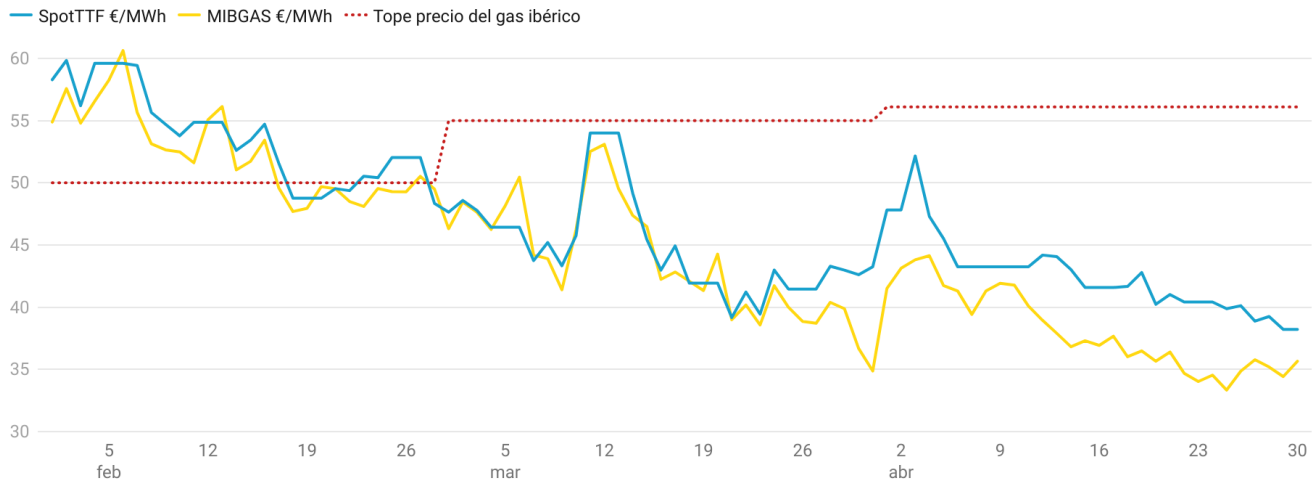
HOLANDA TTF

La débil demanda, el alto nivel de las reservas y el elevado volumen de llegada de gas natural licuado (GNL) han presionado a la baja el precio spot diario del TTF, que desciende un 5,1% hasta los 42,59 €/MWh. Los contratos de futuros del TTF han registrado una bajada importante para el próximo verano del 18,8%, mientras que los más lejanos experimentan ligeras bajadas.

ESPAÑA MIBGAS

El PVB español se ha reducido un 12,8%% hasta los 38,09 €/MWh. La demanda de gas en España sigue mostrando una fuerte tendencia a la baja. La demanda cayó en abril un 11,9% respecto al mismo mes del año pasado. El descenso en el sector convencional (industrial, servicios y hogares) ha sido del 13,4% y en el sector eléctrico (consumo de gas para generar electricidad) del 7%.

SPOT MIBGAS y TTF €/MWh



Las descargas de GNL han disminuido un 2,51% respecto al mismo periodo del año pasado. Por su parte, las importaciones por gaseoducto se redujeron un 86%, como consecuencia del descenso del 23% en las importaciones de Argelia y el aumento de las exportaciones a Francia, por las huelgas que sufren sus instalaciones de regasificación. Las reservas de gas en España crecen en abril y se encuentran al 89%.

Las exportaciones de GNL de EE. UU. se incrementaron con la partida de 28 buques en la última semana de abril.

Los precios del GNL en Asia caen a USD 15/MMBtu
Los precios spot del gas natural licuado (GNL) en los mercados de Asia mantuvieron su tendencia bajista. En la última semana de abril cotizaron en 11,9 $/MMBtu, frente a los 12,84 $/MMBtu del mercado TTF de referencia en Europa. Esta ligera prima del TTF sobre el mercado asiático permite a Europa seguir atrayendo las cargas de Estados Unidos.

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

in Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia

www.grupoase.net