grupo ase

Informe de mercado

Octubre 2023

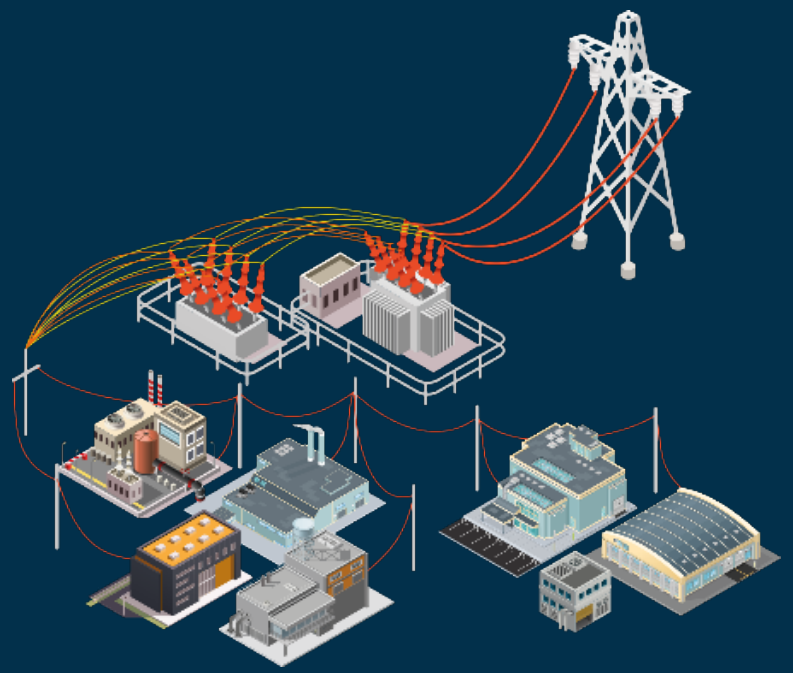
Resumen ejecutivo

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

Octubre 2023



Índice

Resumen del último mes 3

El análisis 4

Precio del mercado diario 11

Demanda y generación 12

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

90,03
€/MWh

▼ -12,88% vs septiembre 2023

▼ -44,8% vs octubre 2022

DEMANDA

18.448 GWh

GENERACIÓN

19.701 GWh

El análisis

La eólica reduce el precio de la electricidad en España en un contexto energético global de extrema volatilidad

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **La entrada de borrascas en la península durante la segunda quincena del mes ha situado el precio eléctrico español por debajo del europeo.**
- **La generación eólica de octubre supera en un 36% su promedio de los últimos cinco años y las lluvias aumentan un 7,1% las reservas de energía disponible en los embalses.**
- **La demanda eléctrica muestra una recuperación del 1,9% en octubre, tras siete meses consecutivos de caída.**

El precio de la electricidad cierra octubre con una reducción del 12,88% respecto a septiembre
El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de octubre ha cerrado en 90,03 €/MWh. Baja un 12,88% respecto a septiembre y registra un fuerte descenso del 44,8% respecto al de hace un año (163,05 €/MWh).

El mes de octubre ha sido extremadamente volátil. El precio promedio de la primera quincena superó los 115 €/MWh. Sin embargo, el extraordinario aumento de la generación eólica en la segunda quincena provocó una fuerte caída del 50%, que lo llevó hasta los 67,52 €/MWh.

La entrada de borrascas en la península sitúa el precio eléctrico español por debajo del europeo

El precio promedio de la electricidad entre las grandes economías europeas (Alemania, Francia, Reino Unido, Italia y Holanda) ha sido de 98,70 €/MWh, un 9,6% más elevado que el español (90,03 €/MWh). Por tercer mes consecutivo, Francia ha marcado el más bajo (84,26 €/MWh), gracias al aumento de su generación nuclear. El italiano (134,26 €/MWh) fue el precio más alto, mientras que el alemán se situó en 87,38 €/MWh.

Durante la segunda quincena el precio español ha estado la mayor parte de los días muy por debajo de los precios de referencia en Europa (Alemania y Francia), lo que le ha permitido compensar los altos niveles que registró en la primera quincena.

El promedio del precio español de enero a octubre es de 91,34 €/MWh, el más bajo entre las grandes economías europeas, cuya media (107,73 €/MWh) es un 17,9% superior.

La generación eólica de octubre ha sido un 36% más elevada que su promedio de los últimos cinco años
La entrada de sucesivas borrascas a la península durante la última quincena ha permitido que la eólica generara el 30,4% del mix y que muchos días respondiera a más del 50% de la demanda, hundiendo los precios. El día 20, con 417 GWh, la eólica cubrió un 70% de la

demanda y estuvo cerca de batir su récord histórico (420 GWh).

La eólica de este mes ha sido un 16,2% mayor que la del año pasado y está un 36,1% por encima de su promedio de los últimos cinco años. Su aportación ha permitido que la generación de origen renovable ascendiera a un 53,2% del mix. El resto de las renovables también han mostrado un importante aumento: la hidráulica ha crecido un 117,2% y la fotovoltaica un 27%.

Los precios no bajaron más porque se redujo la generación nuclear

A pesar de este incremento renovable, los ciclos combinados de gas (CCG) han mantenido una notable participación del 16,8% en el mix de generación y han marcado precio el 15,30% de las horas, a un promedio de 111,60 €/MWh. Su participación ha sido necesaria por el menor aporte nuclear, que se ha debido a la desconexión de dos centrales durante varios días.

Actualmente, la central de Cofrentes se encuentra en parada programada desde el 6 de octubre y se espera que se acople el 15 de noviembre. Por su parte, la central de Ascó II se encuentra en parada fría desde el 23 de octubre y se espera su reconexión para el 1 de diciembre.

Las reservas de energía disponible en los embalses aumentan un 7,1% gracias a las últimas lluvias

Las continuas borrascas que han visitado la península durante la última quincena han permitido que las reservas de los embalses crecieran un 7,1%. Su energía disponible ha aumentado hasta los 9.108 GWh, lo que es un extraordinario 46,4% más que hace un año (6.221 GWh) y un 0,6% mayor que su promedio de los últimos diez años (9.058 GWh).

Si se cumplen las previsiones meteorológicas, que auguran la entrada de nuevas borrascas en la primera semana de noviembre, es previsible que el agua embalsada siga aumentando. Esto, antes de la llegada del frío, supone un importante "colchón", que disminuiría la necesidad de quemar gas para generar electricidad.

Precio electricidad diario

La demanda eléctrica muestra una ligera recuperación (+1,9%) tras 7 meses de caídas

Después de siete meses consecutivos de reducción de la demanda, en octubre se ha producido una subida del 1,9%. A pesar de ello, la demanda eléctrica de 2023 acumula un descenso del 3,8%.

Además, este mes, como en los pasados, en las horas de mayor radiación solar se registró una caída, a consecuencia del aumento de las instalaciones solares para autoconsumo.

Respecto a la demanda de electricidad de las grandes empresas, según el último informe de septiembre, descendió un 6.1%, acumulando una reducción del 10,1% en los últimos 12 meses.

La demanda de gas en España baja un 11,5% por la caída de su consumo para generación eléctrica

La demanda de gas en España ha experimentado un importante descenso del 11,5% en octubre, debido a la menor necesidad de generación de los CCG, que redujeron su consumo un 42,9%, respecto al mismo mes del año pasado. Sin embargo, sí ha subido la demanda de gas de los hogares y de la industria en un 21,9%.

La reducción de los precios del gas para la industria, en comparación con su nivel hace un año, está permitiendo una recuperación de la demanda en los sectores más intensivos, como el de refino o el químico.

Según el último informe de consumo de gas industrial, en septiembre se produjo un aumento del 35,8%. En general, subieron todos los sectores, destacando el de refino (+128,9%) y el químico (+43,6%). Solo retrocedieron la metalurgia (-3,5%) y la construcción (-11,2%).

El gas spot sube por la llegada del invierno y la incertidumbre del conflicto en Israel

El precio de los mercados spot de gas suele incrementarse de forma natural con la llegada de la temporada de invierno, por el aumento de la demanda. En octubre el precio de gas diario de referencia en Europa (TTF holandés) se ha elevado hasta los 43,36 €/MWh, un 19,5% superior al mes de septiembre. Los precios spot que se están registrando en las últimas semanas obedecen a los rangos que anticipaban los mercados de futuros para el invierno (45-50 €/MWh). Aunque este movimiento alcista de los precios de gas quizás también se haya visto impulsado por la incertidumbre que provoca el conflicto entre Israel y Palestina.

Las temperaturas en Europa han descendido en las últimas semanas, pero se mueven en los rangos estacionales normales para la época y, además, vienen de niveles muy altos a principios de octubre. Las previsiones para noviembre podrían indicar que las temperaturas se mantendrán superiores a la norma.

Respecto a septiembre, las importaciones de gas europeas se han incrementado un 24,8%, gracias a la recuperación de los gaseoductos noruegos y al aumento de llegadas de cargamentos de GNL a Europa.

Durante las últimas semanas, los almacenamientos de Europa han continuado llenándose a pesar de la bajada de las temperaturas y están a punto de alcanzar su capacidad total. El 30 de octubre se encontraban al 99,24% y ningún país estaba por debajo del 95% (España ya ha alcanzado el 100%).

Es muy posible que, con las temperaturas más bajas de noviembre, las retiradas de gas de los almacenes comiencen a superar las inyecciones, pero Europa está muy bien abastecida y sus niveles de reservas están 10 puntos por encima de su media de los últimos 5 años. En todo caso, aunque es poco probable, no desaparece del todo el riesgo de desabastecimiento de gas en algunos países del norte en el caso de que llegara un invierno especialmente frío.

No obstante, no hay señales de un cambio importante en los fundamentos de la demanda de gas que apunten a un fuerte incremento de su precio. Los últimos datos hasta septiembre mostraban una caída de la demanda de gas europea del 16% sobre el periodo 2017-2021.

Para este invierno se pronostica que las temperaturas europeas serán superiores a lo habitual en la primera parte del invierno (octubre y noviembre).

La demanda de gas industrial se muestra débil ante la ralentización de la economía europea, sobre todo alemana.

Por su parte, también podría reducirse la demanda de gas para generación de electricidad, debido al aumento de la generación nuclear francesa y de las reservas hidrológicas, así como a los costes más competitivos de las centrales de carbón frente a los CCG.

La desconexión de los mercados de gas con los fundamentales ha sido muy evidente durante octubre, con una elevada volatilidad de los precios

A pesar de la debilidad que muestran los fundamentales, los mercados spot y de futuros de gas han mostrado una importante volatilidad de los precios durante gran parte del mes, con fuertes subidas que se han corregido en los últimos días de octubre.

El 23 de octubre los precios del Q1-24 del TTF llegaron a alcanzar los 57,67 €/MWh, lo que suponía un incremento de 10 €/MWh (+21%) sobre su cierre de septiembre. Sin embargo, el último día de octubre un fuerte descenso (- 9%) hizo retroceder su cotización hasta los 49,85 €/MWh.

Es evidente que esta elevada volatilidad se debe a que el suministro de gas europeo cada vez está más conectado al mercado global de gas, desde que Rusia redujo sus exportaciones. El conflicto israelí lo ha agravado.

Planea el temor de una posible interrupción de los flujos de transporte de GNL entre Oriente Medio y Europa. El potencial bloqueo del Canal de Suez pondría en riesgo el suministro que llega desde Qatar, que representa casi el 15% del gas natural licuado (GNL) que llega a Europa.

Los precios para 2024 se están moviendo en un rango cercano a los 50 €/MWh, lo que implica que están entre dos y tres veces por encima de la norma histórica entre 2010 y 2021. Estos elevados precios y la alta volatilidad podrían ser "la nueva normalidad" durante 2024 y 2025. Debido a la escasez de oferta, el precio de los contratos a corto plazo (para 2024-2026) se está cerrando con pendientes indexadas a Brent, de alrededor del 17-23%, con una ligera prima sobre la paridad de ambas materias primas en equivalencia energética (16,7%).

A partir de 2026 y 2027, la entrada en funcionamiento de los gigantescos proyectos de Qatar (North Field East y South) y la ola de nuevos proyectos de exportación de GNL que se están construyendo en Estados Unidos añadirán nueva oferta, lo que debería reducir los precios.

Importantes empresas (ENI, SHELL y TOTAL) han anunciado durante octubre la firma de acuerdos de suministro de GNL a largo plazo (27 años) con Qatar Energy a partir de 2026, con pendientes de Brent de alrededor del 13%.

Spot MIBGAS y TTF €/MWh

Los precios de gas asiáticos (JKM) han crecido para mantener la prima sobre los europeos (TTF) y seguir atrayendo cargamentos de GNL

Los precios asiáticos del GNL han mostrado un importante repunte en octubre como respuesta a la incertidumbre geopolítica y al incremento de los precios spot en Europa.

Históricamente, la llegada de la temporada de invierno suele elevar los precios de spot de GNL en Asia, dado que sus compradores se ven obligados a acudir al mercado de contado para satisfacer los volúmenes que no están cubiertos por los contratos de suministro a largo plazo.

Para atraer esos cargamentos adicionales del mercado de contado y alejarlos de Europa, los compradores asiáticos se ven obligados a mantener una prima sobre los precios europeos (TTF). Desde que Rusia ha recortado el suministro a Europa, las cuencas del Atlántico y Pacifico están aún más conectadas.

Los precios del JKM de la última semana de octubre se movieron en un promedio de 18,21 $/MMBTU, con una subida del 10% sobre la semana anterior, en respuesta a la subida de los precios del TTF (15,63 $/MMBTU). Actualmente, la prima del JKM sobre el TTF se ha elevado a 2,56 $/MMBTU, para compensar los costes de los fletes de los viajes más largos a Asia. No obstante, las tarifas de transporte spot de GNL han experimentando una caída en octubre hasta los 130.000 $/d.

Esta bajada de los precios de los fletes obedece a la escasa demanda de cargamentos al contado en el noreste de Asia, así como a una afluencia de ofertas y suministros ampliamente adecuados en la región, lo que debería mantener estables los precios durante las próximas semanas, una vez desaparezca la ansiedad de los compradores tras el estallido del conflicto de Israel. En este sentido, los cargamentos de GNL que han salido de las costas norteamericanas durante la última quincena de octubre han experimentado un importante aumento. En la tercera semana zarparon 29 buques y en la cuarta, 27.

Se frenan las perspectivas de un aumento de la demanda en Asia

Los compradores asiáticos no están buscando cargamentos en el mercado de contado. En este momento están bien abastecidos y, además, hay pocos indicios de aumento de su demanda durante las próximas semanas.

Se esperaba que China liderase un crecimiento de las importaciones asiáticas de GNL durante este invierno, por la apertura de siete nuevas terminales de GNL en el final de 2023 y ante una posible recuperación económica, que respaldase su demanda. Sin embargo, el pronóstico de temperaturas más cálidas de lo normal y la moderada recuperación de su sector industrial están frenando ese crecimiento.

En Japón, sus reservas de GNL se han recuperado rápidamente porque ha registrado unas temperaturas más altas de lo previsto en las últimas semanas y es probable que los pronósticos climáticos templados continúen, lo que limitaría su demanda de GNL.

Los precios de contado del GNL han aumentado en las últimas dos semanas en Asia más de un 25%, mientras que el Brent ha experimentado una caída del 3,5% en ese mismo periodo. Esto provoca un aumento de la prima de los precios spot de GNL sobre los contratos de GNL a largo plazo indexados a Brent, predominantes en la estrategia de aprovisionamiento de los compradores asiáticos. Esa prima no invita a seguir comprando en el mercado de contado, dado que en

este momento no necesitan cargamentos adicionales.

En definitiva, la volatilidad de los precios continuará durante las próximas semanas por la incertidumbre geopolítica pero, si analizamos los fundamentos subyacentes, todo apunta a que los precios de GNL deberían estabilizarse.

Los mercados de futuros de la electricidad en Europa corrigen a la baja en sus cotizaciones para 2024
Los mercados de futuros sobre la electricidad han replicado la tendencia de los futuros de gas. La cotización del Yr-24 español ha corregido un 4,3% en la última sesión de octubre, bajando hasta los 112,17 €/MWh. Mientras, el producto alemán Yr-24 ha caído un 6,7% hasta los 117,5 €/MWh.

El último día del mes, el precio del TTF para el producto Cal 24 retrocedía hasta los 49,42 €/MWh (-9%). Esta bajada también se ha apoyado en los precios contenidos del mercado de emisiones en Europa (EUA), que cierra octubre con 79,41 €/tCO2 para el producto con entrega diciembre 2023.

La prima entre el Yr-24 español y alemán sigue reduciéndose y se mueve ya en los 4,5 €/MWh, desde los 30 €/MWh del pasado verano
Quedan lejos las cotizaciones de más de 90 €/tCO2 en los que se movían las emisiones de CO2 (EUA) a primeros de año y parece poco probable que se cumplan las previsiones que apuntaban a que superaran los 100 €/tCO2 durante 2023.

La reducción de los precios de las emisiones favorece que bajen los costes de generación de las centrales de carbón frente a los costes de generación de los CCG. Para una central de carbón con una eficiencia del 40%, una reducción de precio de las emisiones de CO2 de 10 €/tCO2 supone reducir sus costes de generación en más de 8,5 €/MWh. Sin embargo, para una central de gas con una eficiencia del 50%, solo implica un descenso de 3,6 €/MWh.

La contención de los costes de las emisiones y las subidas en el precio del gas de las últimas semanas han aumentado la competitividad de las centrales de carbón frente a las de gas.

Este hecho puede explicar en parte que Alemania, donde el 35% de su mix eléctrico depende del carbón, haya reducido su precio más que España porque aquí los precios de la electricidad están anclados a los CCG y el parque de carbón ha quedado reducido prácticamente al mercado de restricciones.

Previsión: los precios bajos de la electricidad de final de octubre podrían acercarse a su final
Según las previsiones, a partir del 6 de noviembre la generación eólica reducirá notablemente su aportación al mix eléctrico español. Esta disminución, junto con dos centrales nucleares paradas y los precios spot del gas por encima de 45 €/MWh, podría devolver la electricidad a un rango cercano a los 150 €/MWh.

ANÁLISIS GRUPO ASE

El mercado corrige ante unos fundamentales débiles y, de momento, aleja la amenaza de un nuevo "cisne negro"

Octubre suele ser un mes crítico, en el que los mercados suelen fijar los precios para el invierno. La volatilidad ha sido extraordinaria, en parte debido a la incertidumbre añadida por el conflicto entre Israel y Palestina, que apuntaba ser un nuevo "cisne negro" para los mercados.

Pero no olvidemos que no es el primero ni será el último sobresalto para el mercado que, desde que se redujo el suministro ruso de gas a Europa, vive en un contexto de continua volatilidad por el estricto régimen de oferta.

En España, la sucesiva llegada de borrascas durante la segunda quincena ha reducido el impacto de la escalada de los precios spot del gas sobre el mercado eléctrico.

En nuestros últimos informes habíamos advertido de que los fundamentales apuntaban a un mercado con una demanda débil, bien abastecido y con altas reservas, lejos de un escenario de escalada de precios generalizada y mantenida. En el último tramo de octubre ha sido tranquilizador observar cómo han corregido los futuros.

Los precios del gas y la electricidad en Europa han caído un 50% desde los niveles del año pasado, pero siguen siendo casi tres veces más altos que los del promedio 2017-21. Pero, además de los elevados precios, la principal característica es la extraordinaria volatilidad en el nuevo régimen global de los mercados energéticos.

La destrucción de la demanda ha sido la única alternativa de Europa para equilibrar los mercados y evitar una mayor escalada de los precios, tras la reducción del suministro de gas ruso. La demanda de los países de la UE se ha contraído un 16% sobre el periodo 2017-21, superando el objetivo que había fijado la comisión del 15%, también gracias a que el invierno pasado fue muy suave.

Sin embargo, esta reducción, que ha tenido un alto coste para la economía europea, aún está lejos de equilibrar los mercados. Es probable que no haya finalizado el período prolongado de altos precios de la energía y que la inflación y los tipos de interés se mantengan elevados, provocando una mayor desaceleración económica. Esto podría ir acompañado de nuevas reducciones en la demanda de energía.

Es probable que los precios de la energía comiencen a caer a partir de 2026 y 2027, a medida que los gigantescos proyectos de producción de GNL de Qatar y EEUU entren en funcionamiento. Pero, incluso entonces, los precios podrían seguir por encima de sus rangos históricos y su volatilidad podría continuar siendo extraordinaria, a causa de huelgas como la Australia, mantenimientos no programados en las instalaciones, bloqueos logísticos, olas de suministro y una climatología más variable.

Precio del mercado diario (OMIE)

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

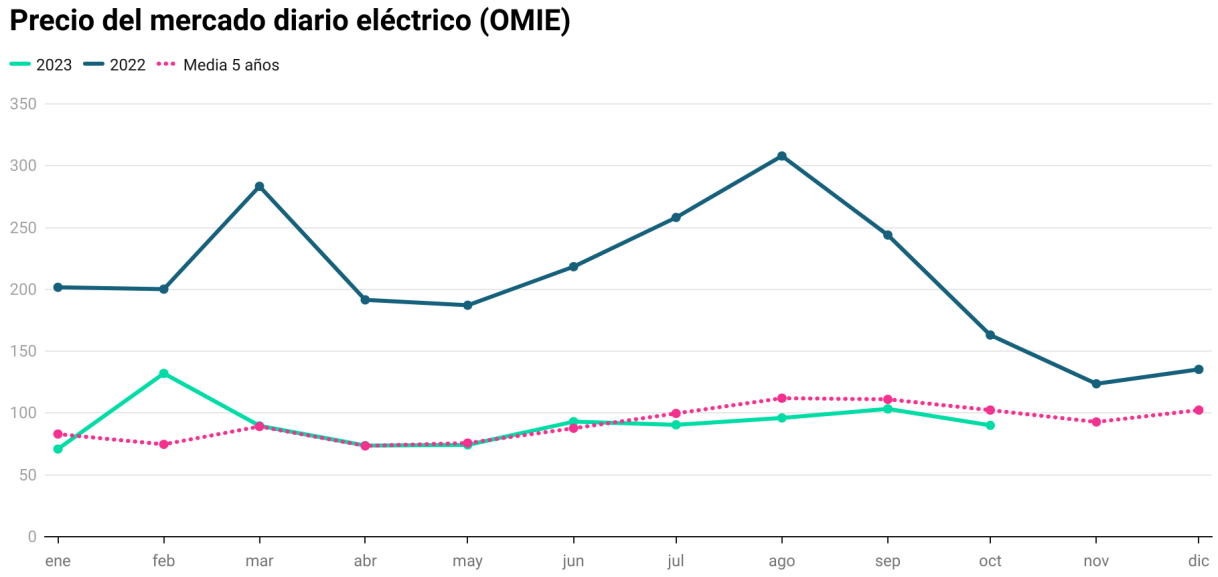
90,03
€/MWh

-12,88% vs septiembre 2023

-44,8% vs octubre 2022

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

97,47
€/MWh



Mix octubre 2023

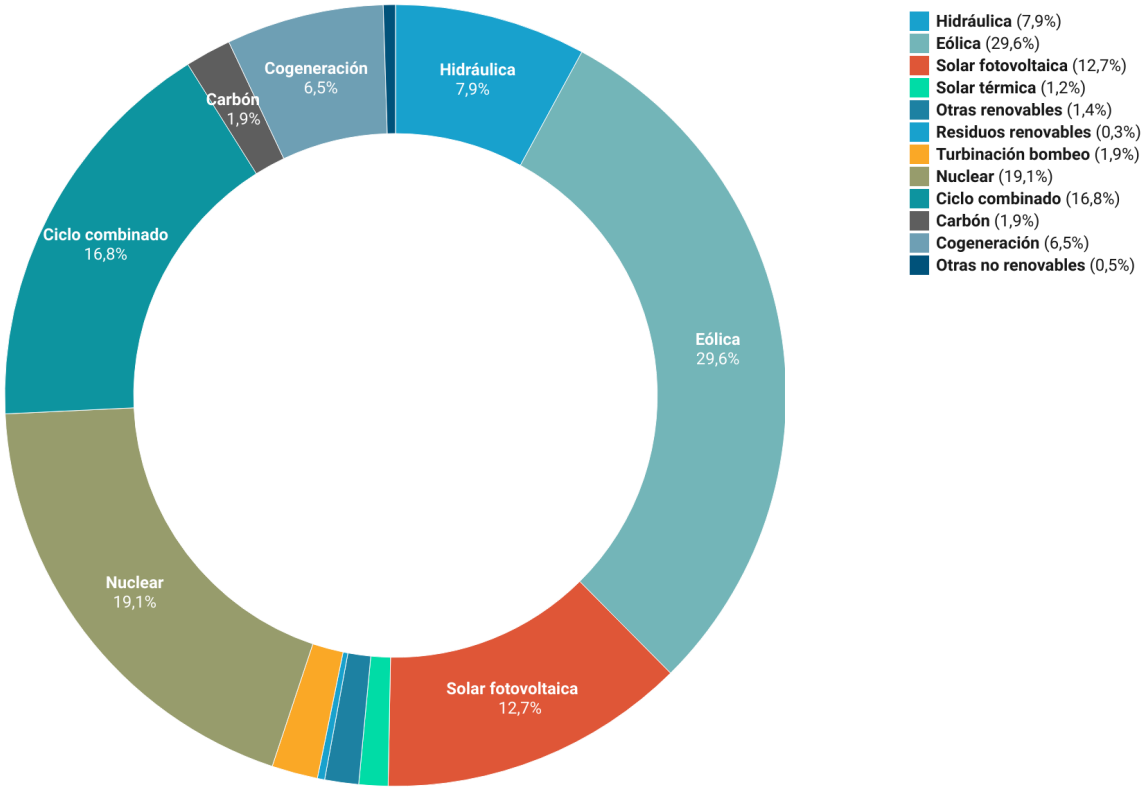


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

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