grupo ase

Informe de mercado

Diciembre 2023

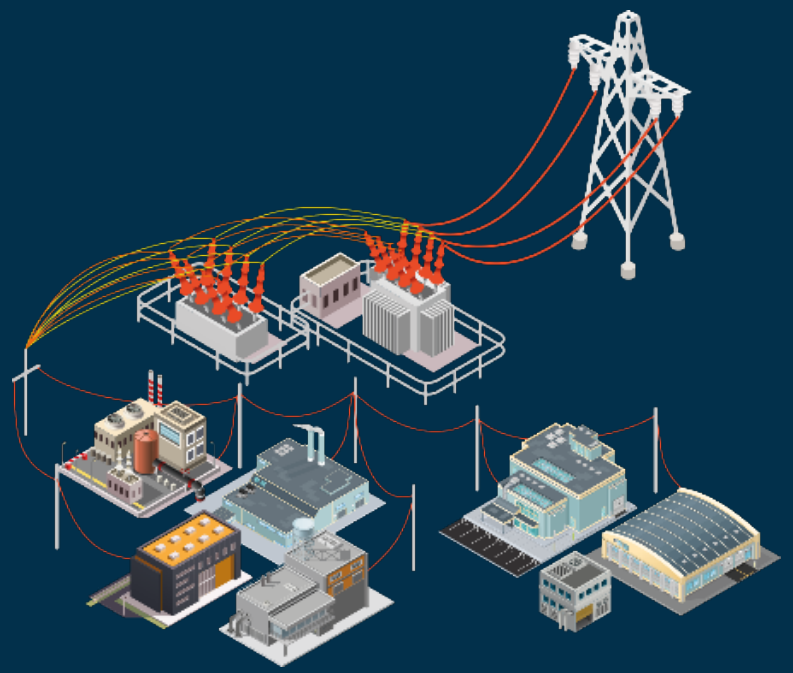
Resumen ejecutivo

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

Diciembre 2023



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

72,17 €/MWh

▲ +13,7% vs noviembre 2023

▼ -46,7% vs diciembre 2022

DEMANDA

19.933 GWh

GENERACIÓN

21.700 GWh

El análisis

La electricidad cierra 2023 a 87,43 MWh, un 58,3% más barata que en 2022

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **Por primera vez las renovables han producido más de la mitad de la electricidad anual (52,6% del mix) y, por segundo año consecutivo, el precio eléctrico español ha sido el más competitivo de Europa.**
- **La demanda anual ha bajado un 2,7% en 2023 y acumula un descenso del 10,2% desde su máximo, en 2018.**
- **Análisis: aumenta el riesgo de excedentes de oferta renovable en 2024.**

El precio de la electricidad cierra diciembre en 72,17 €/MWh, con una subida del 13,7% respecto a noviembre

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de diciembre cerró en 72,17 €/MWh, subiendo un 13,7% respecto a noviembre, pero es un 46,7% más barato que en diciembre del año pasado, cuando se situaba en 135,29 €/MWh. La diferencia de 2023 respecto a 2022 es de -58,3%.

El incremento del último mes obedece a un aumento de la demanda eléctrica y a una menor producción eólica y fotovoltaica.

El precio de la electricidad en 2023 ha sido un 52% más bajo de lo que anticipaba el mercado a finales de 2022

Aunque se sitúa en un rango claramente más alto de su promedio de la última década, el precio medio de la electricidad de 2023 cierra en 87,43 €/MWh, un 58,3% más bajo que el de 2022 (209,69 €/MWh).

En todo caso, ha sido mucho más moderado de lo que indicaban las previsiones a finales de 2022. Entonces el producto 2023 (Yr-23) cerraba en el mercado de futuros eléctrico español (OMIP) a 183 €/MWh, un 58,3% por encima de lo que finalmente ha marcado el precio spot (87,43 €/MWh).

Esta ha sido la regla general en los países de nuestro entorno. Por ejemplo, en Alemania el precio spot de electricidad promedio de 2023 ha sido de 95,17 €/MWh, cuando la cotización del mercado a plazo a finales de 2022 fijaba el precio de 2023 (Yr-23) en 233,71 €/MWh.

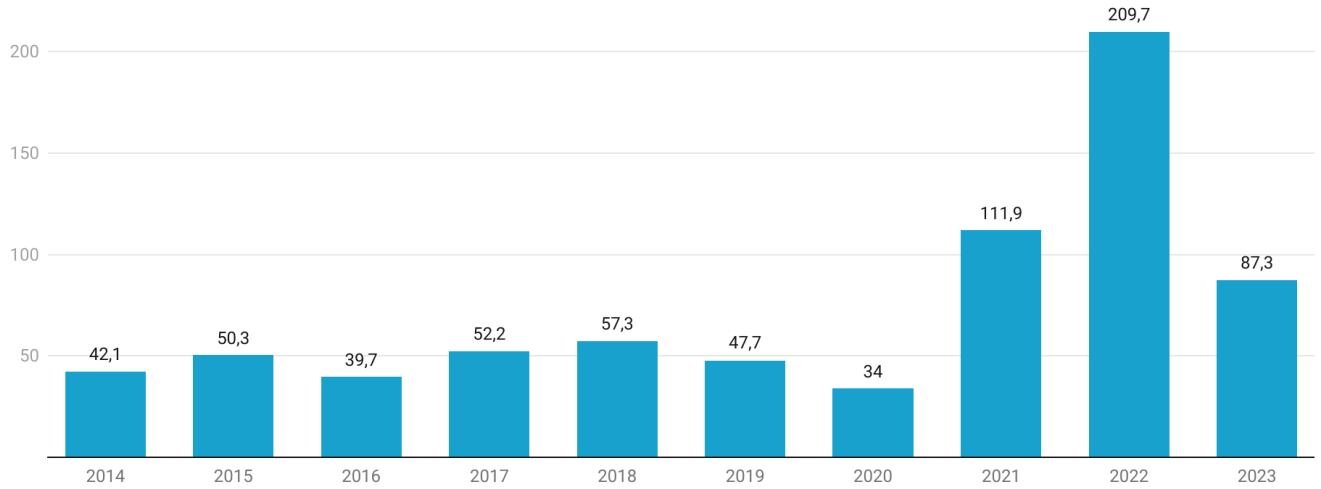
Como explicábamos en el avance de diciembre, la crisis energética que el mercado europeo preveía en 2023, como consecuencia del corte de suministro de gas ruso, se ha contenido por la destrucción de la demanda energética, que ha superado todas las expectativas y que puede tener un carácter estructural en algunos sectores. Está cuestión habrá que tenerla

en cuenta de cara a las previsiones de los próximos años.

El precio de la electricidad en España es el más competitivo de Europa por segundo año consecutivo
En 2023, el precio medio de la electricidad en España (87,43 €/MWh) ha vuelto a ser el más bajo entre las grandes economías de la UE (Alemania, Francia, Italia, España) cuyo promedio ha sido de 101,82 €/MWh.

En 2022 la ventaja competitiva del mercado español se basó principalmente en el mecanismo ibérico del tope del gas. Inicialmente estaba previsto que permaneciera vigente hasta el 31 de mayo de 2023, incluso se amplió hasta diciembre de 2023. Sin embargo, no ha entrado en funcionamiento en todo 2023 debido a la fuerte reducción del precio diario de gas en España (MIBGAS). Este mejor comportamiento de 2023 se debe al crecimiento del 16% de la generación renovable.

Precio anual de electricidad spot España



La generación renovable alcanzó el 52,6% del mix eléctrico en 2023
La generación eléctrica ha descendido un 3,3% respecto al año pasado por la reducción de la demanda eléctrica (- 2,7%) y por la caída del saldo exportador (-28,6%). La eólica ha liderado el mix eléctrico por tercer año consecutivo, con el 24,5% de la generación total, seguido por la nuclear con el 21,5%.

Fuentes renovables
En 2023, por primera vez, más de la mitad de la generación eléctrica anual en España fue de origen renovable. Tras crecer un 15,7%, alcanzó el 52,3% del mix.

La eólica aumentó un 3,2%, pero la tecnología que ha experimentado una evolución más espectacular ha sido la fotovoltaica (+33,9%), que ya aporta el 14,5% del mix de generación. De hecho, durante las horas de máxima radiación (entre las 9:00 y las 18:59) la fotovoltaica ha liderado la generación con el 28,9% del mix, por delante de la eólica (20,2%) y la nuclear (19%).

La potencia fotovoltaica ha aumentado un 29% en 2023 hasta los 24.647 MW. Por su parte, la potencia eólica se incrementó un modesto 3,3% hasta los 30.718 MW. Las nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas (en proyecto y ejecutándose) garantizan que en 2024 la generación renovable volverá a registrar un importante avance.

En los últimos cinco años, la eólica y la fotovoltaica han crecido un 71,5%, lo que supone una extraordinaria intensificación de la generación renovable variable, que depende de las condiciones climatológicas y de una elevada estacionalidad. Integrar esta mayor la generación renovable intermitente supondrá un importante desafío para el sistema eléctrico, con una demanda eléctrica en retroceso y una capacidad de interconexión y bombeo limitada.

Por su parte, tras un 2022 extremadamente seco, la hidráulica ha pasado a ser la tercera fuente renovable con una aportación al mix del 10%, tras crecer un 41,9% en 2023. Sin embargo, su producción ha sido un 11,1% inferior a su promedio de los últimos diez años.

Hueco térmico
La generación procedente de fuentes fósiles (carbón y ciclos combinados de gas) se ha reducido un 37,3% en 2023 sobre el año anterior.

El carbón apenas supone ya un 1,5% del mix de generación, con solo cinco centrales conectadas a la red. En paralelo al retroceso del carbón, los ciclos combinados de gas (CCG) han ido ganado peso en los últimos años, gracias a su mayor agilidad para acoplarse al sistema y a sus menores emisiones de CO2 (casi tres veces menos que el carbón).

Así como en 2022 los CCG llegaron a alcanzar el 23,3% del mix, por el impacto impulsor del mecanismo del tope del gas y por la escasa generación hidráulica, la desaparición de estos dos fenómenos en 2023 ha supuesto una menor generación de los CCG (- 35,6%).

En todo caso, los CCG siguen siendo la tercera fuente de generación, con el 15,5% del mix, incluso incrementan su peso hasta el 20% en las horas punta. De hecho, en 2023 los CCG marcaron el precio marginal de casación del POOL en el 70% de las horas (hueco hidrotérmico).

Es muy probable que los CCG continúen perdiendo cuota del mix de generación en 2024, a medida que se incorpore nueva potencia renovable y la demanda siga contrayéndose. Sin embargo, mantendrán un elevado peso dentro del mix (sobre todo en las horas punta) y en la fijación de los precios del mercado diario, gracias a su elevada flexibilidad para acoplarse al sistema cuando se reduce la generación de origen renovable variable (eólica + fotovoltaica).

La demanda anual baja un 2,7% en 2023 y acumula una un descenso del 10,2% desde su máximo, en 2018
En 2023, la demanda ha vuelto a registrar una importante caída del 2,7% respecto al año pasado y acumula una contracción de -10,2% desde que alcanzara su máximo histórico, en 2018.

Varios factores explican esta tendencia claramente descendente de los últimos cinco años, al margen de la pandemia de 2020:

- El auge del autoconsumo en hogares y empresas.
- Un incremento de la eficiencia energética.
- Temperaturas más suaves en invierno.
- La señal de precio alta de los últimos tres años, que ha motivado un cambio de hábitos en hogares y empresas.

El factor que podría alterar esta tendencia bajista en los próximos años es la expansión de la electrificación de la movilidad y de ciertos sectores industriales, en sustitución de otros combustibles como el gas.

Sin duda, la principal causa de la caída de la demanda es el imparable crecimiento del autoconsumo en empresas y hogares. Más de 298.000 viviendas y más de 54.000 empresas cuentan ya con instalaciones de autoconsumo.

En 2018 había instalados aproximadamente 450 MW de autoconsumo mientras que 2023 finaliza con cerca de 8.000 MW (+ 1.678%). En los dos últimos años el autoconsumo ha crecido cerca de 2.500 MW/año. Se estima que un 47% de la potencia instalada corresponde al sector industrial, un 32% al residencial y un 20% al comercial.

Los datos de demanda indican que, en 2023, la reducción en las horas de máxima radiación (desde las 10:00 hasta las 17:00) está entre el 12% y el 15%, respecto a 2018.

La curva de demanda eléctrica en 2023 se está aplanando frente a la de 2018, debido a la mayor caída durante las horas centrales del día.

Respecto a la demanda industrial, donde el impacto del aumento de las plantas fotovoltaicas para autoconsumo (el 47% del total de la potencia instalada) ha tenido un elevado peso, la demanda acumula una caída del 7,3% en 2023.

Otras de las causas que han reducido el consumo de la industria han sido la alta señal de precio, la mejora de la eficiencia y la deslocalización de determinados sectores. La fabricación de papel (-21%) y la metalurgia (-7%) suman casi el 50% de la caída total del consumo industrial en España durante 2023.

MIBGAS cae en diciembre un 9% y consolida su prima de descuento sobre el mercado de gas de referencia en Europa
En diciembre, la elevada producción renovable ha reducido la demanda de gas para generación de electricidad en un 28% y ha sido el principal factor que ha impulsado la caída del precio mayorista del gas en España. Este ha bajado un 9% respecto al mes pasado, hasta un promedio de 34,55 MWh. Además, las reservas de gas en España se encuentran al 92% y las de gas natural licuado (GNL) al 62%.

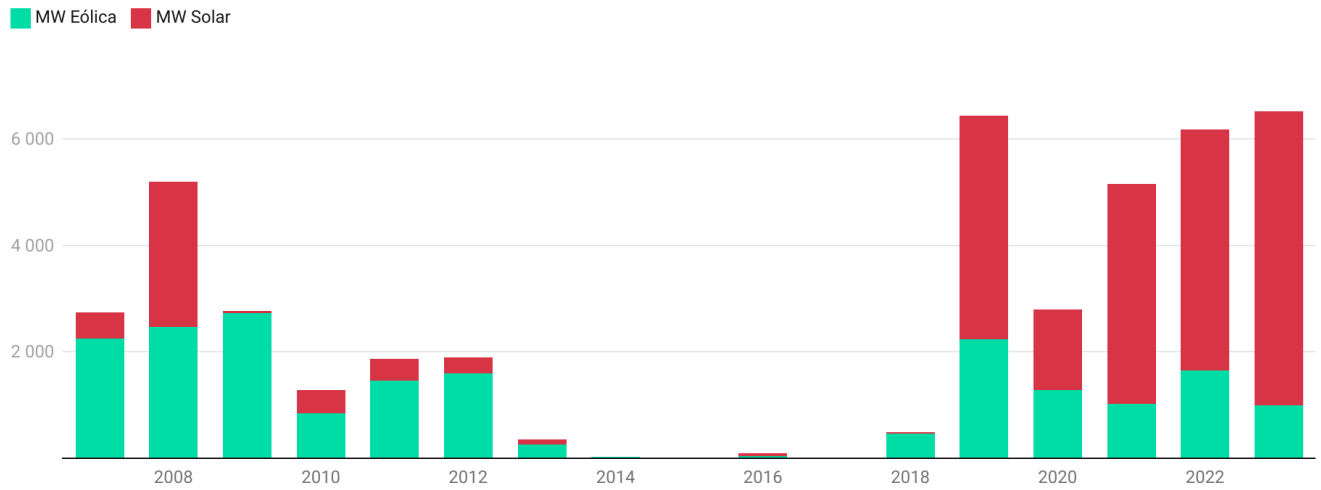
Igualmente, el precio diario de referencia en Europa (TTF) también ha experimentado una reducción en diciembre, del 16,8% hasta los 36,05 MWh, gracias a las elevadas reservas (82%) y a su baja demanda.

El precio medio diario del mercado mayorista de gas en España ha cerrado 2023 en 39,27 MWh, con una caída del 40%. El precio español se consolida entre los más competitivos de Europa, con una prima de descuento de 1,43 MWh sobre el holandés TTF, el de referencia en Europa, que cierra el año en 40,71€/MWh.

La menor dependencia que tiene España del suministro por tubería desde el norte de Europa, así como nuestra enorme capacidad de regasificación y almacenamiento de GNL (la mayor de Europa) nos ha permitido superar mejor la crisis provocada por el corte de suministro de gas ruso.

Los futuros de gas (TTF) caen más de un 30% y llevan el Cal 24 hasta los 33 €/MWh
Los mercados de futuros de gas mantienen su tendencia bajista. Los productos del Cal-24 cierran el año con una cotización próxima a los 33 €/MWh, con una caída de más del 30% desde finales de octubre. Presiona a la baja la combinación de un comienzo suave del invierno, la debilidad de la demanda y una oferta que se mantiene alta gracias al aumento de

Crecimiento anual de la potencia instalada eólica y fotovoltaica (MW)



la llegada de GNL y de las importaciones desde Noruega.

A pesar de la amenaza del riesgo de tránsito en el Mar Rojo y de la posibilidad de un clima más frío para el próximo trimestre, el alto nivel de gas almacenado en Europa está reduciendo la prima de riesgo de la curva de 2024. El colchón de las reservas alivia las preocupaciones de que los precios puedan sufrir aumentos agresivos para incentivar una mayor destrucción de la demanda.

La perspectiva de que se mantengan altas las importaciones noruegas y la llegada de cargamentos de GNL durante lo que queda de invierno hace prever que los almacenamientos europeos se sitúen a más del 50% para el inicio de la primavera, incluso en un escenario invernal frío.

Los precios de las emisiones de CO2 (EUA) repuntan un 15% y pueden elevar de nuevo los precios de gas y electricidad

A lo largo de 2023, los precios de las emisiones de CO2 (EUA) habían mantenido una tendencia bajista, desde los 100 €/t de primeros de abril, debido a un contexto económico más débil en Europa, combinado con las menores emisiones industriales y del sector energético.

Esa caída se aceleró en la primera quincena de diciembre, cuando tocaron su mínimo anual en 66 €/t. Este descenso tiene un impacto clave en los niveles de cambio de energía del gas europeo y es un factor importante detrás de las recientes caídas en los precios de los centros de gas como el TTF. El impacto también se traslada directamente a la caída de los precios de los mercados de electricidad (spot y a plazo), a medida que disminuye el costo variable que fija los precios marginales de las plantas de gas.

Sin embargo, en la segunda quincena de diciembre la tendencia se ha revertido y los precios de las emisiones de CO2 (EUA) han experimentado una brusca subida del 16%, desde los 66 €t/CO2 hasta los 78 €/tCO2. Esto ha vuelto a fortalecer la señal de conmutación de energía (cambio de carbón a gas), lo que eleva el ancla que fija el precio del gas.

En estos momentos, la señal de precio para enero de una planta alimentada con gas, con una eficiencia del 50%, es más competitiva que la de una alimentada con carbón, que funcione con una eficiencia del 40%. El producto del TTF M+1 se mueve actualmente en torno a 32-35 €/MWh, por debajo de los precios de cambio de combustible que se sitúan en 35-38 €/MWh.

Por tanto, si los precios de las emisiones se estabilizan entre los 75-80 €/tCO2, es muy probable que la demanda de gas para generación de energía en el noroeste de Europa se vea impulsada frente al carbón (al ser más competitivos los CCG) y con ello se produzca una ligera recuperación de los precios del gas (TTF).

El mercado de GNL

Por sexta semana consecutiva, los precios spot del gas natural licuado (GNL) en Asia han experimentado un retroceso, bajando hasta los 13,3 $/MMBtu, influenciados por inventarios llenos y una sólida oferta de GNL.

Por otro lado, las exportaciones de GNL desde Estados Unidos descendieron en la tercera semana de diciembre, con la salida de solo 22 embarcaciones desde sus plantas de licuefacción. Sin embargo, el promedio de entregas de gas natural a las plantas de exportación de GNL se mantuvo en los 14,6 Bcf/d, lo que permite prever que aumenten de nuevo las salidas de nuevas embarcaciones en las próximas semanas.

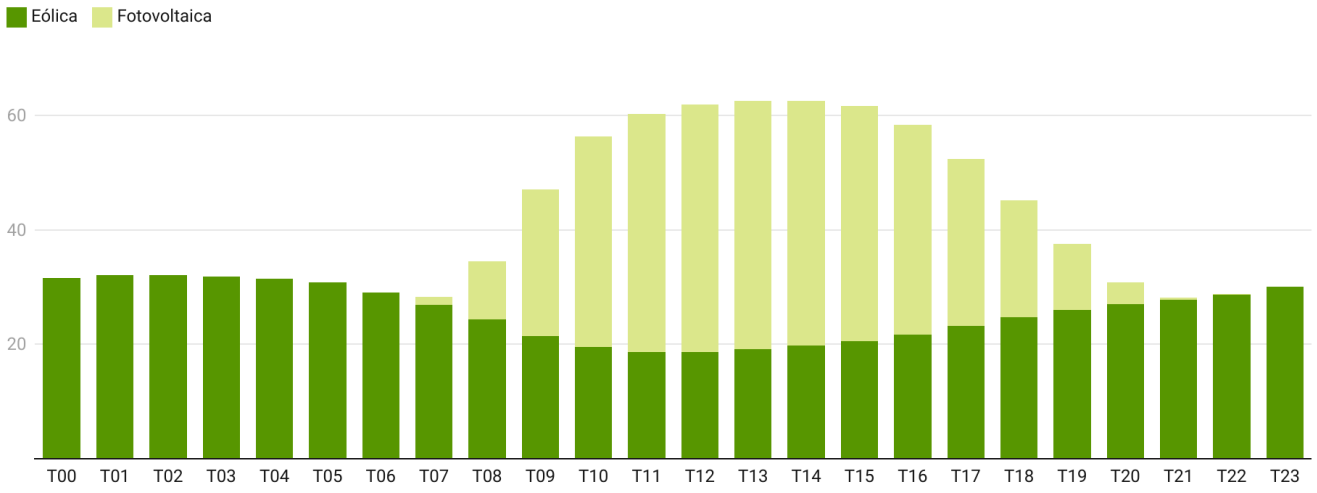
El YR-24 español cierra en 80,23 €/MWh, un 44% más bajo que hace un año y con una prima de 10 €/MWh sobre Alemania

El precio del Yr-24 cerró en 80,23 €/MWh en su último día de cotización, el pasado 28 de diciembre. Se trata de una reducción del 44,3% respecto a hace un año, cuando se situaba en 144,13 €/MWh.

Este importante descenso ha sido generalizado en los mercados europeos debido a una relajación de los precios del gas en Europa y de las emisiones de CO2 (EUA), junto a unos fundamentos bajistas: debilidad de la demanda, mejora de la producción nuclear francesa, temperaturas suaves y un aumento de la generación renovable.

Además, el Yr-24 cerró con una importante prima de descuento (10,5 €/MWh) sobre el Yr-24 alemán, de referencia en Europa, en 90,72 €/MWh.

Simulación perfil horario mix horario generación variable 2024



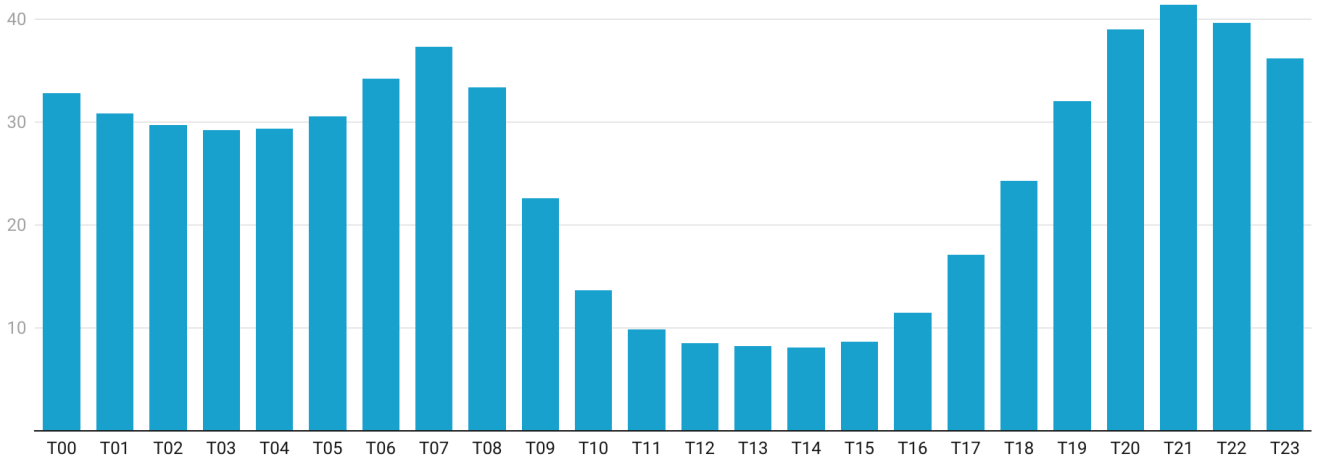
Análisis:

Aumenta el riesgo de excedentes de energía renovable intermitente en 2024

España cierra 2023 como el año en el que se ha instalado más nueva capacidad solar y eólica. Con un total de 6,5GW, se han superado los 6,2 GW de 2022 y los 6,4 GW de 2019. Durante 2023 entraron en funcionamiento 5,5 GW de nuevos parques solares y 1 GWh de parques eólicos, lo que implica que España dispone de 55,4 GW de generación renovable variable (24,7 GW solar y 30,7 GW eólica).

En 2023 la generación renovable variable ha cubierto el 39% del mix. Juntas, la eólica y la fotovoltaica han superado el 50% en el promedio anual durante las horas de radiación solar. En esas mismas horas, las tecnologías del hueco hidrotérmico (gas, hidráulica, bombeo y carbón), las que marcan los precios altos, han reducido su aportación por debajo del 20%.

Proyección de generación Hueco Hidrotérmico 2024



Este descenso de las tecnologías del hueco hidrotérmico ha provocado una reducción muy significativa del precio eléctrico en las horas de radiación centrales. La diferencia en algunas horas alcanza el 50% respecto a las horas punta del final del día.

Durante la primavera de 2023 pudimos comprobar cómo, durante varias semanas y de forma continuada, la oferta conjunta de energía eólica y solar, unida a la de las centrales nucleares (que no pueden flexibilizar su producción), no podía ser absorbida por el sistema (demanda + interconexiones + consumo de bombeo) y provocaba precios "cero".

En determinados momentos centrales del día, plantas eólicas y solares tuvieron que limitar su producción por razones de estabilidad del sistema (vertidos técnicos, también llamados curtailment). Además, pudimos percibir que determinadas centrales solares y eólicas no casaron precio por la escasa rentabilidad, lo que se conoce como vertidos económicos.

¿Qué efectos tendrá el crecimiento de las renovables en 2024?

Durante 2024 es muy probable que haya una aceleración de capacidad nueva instalada solar y eólica, ya que gran parte de los proyectos que recibieron la declaración de impacto ambiental favorable en enero de 2023 se conectarán durante 2024 y 2025.

Este aumento de la potencia instalada garantiza en 2024 un aumento de los vertidos técnicos y económicos respecto al año pasado, con un riesgo importante de hundimiento de los precios en las horas de radiación y de forma más prolongada.

Según el Ministerio, se han tramitado 12 GW de proyectos de energía solar fotovoltaica para su construcción en España en 2024. Si todos estos proyectos se aprueban y se construyen, la potencia instalada de energía solar en España en 2024 podría alcanzar los 41 GW, lo que es un crecimiento extraordinario del 48%. En cuanto a los nuevos parques eólicos, como mínimo deberían construirse entre 2,5-3 GW, lo que se podría traducir en un crecimiento de la generación de entre el 3% y el 5%.

Según nuestras proyecciones para 2024, la eólica y la solar podrían cubrir un promedio del 43,5% del mix de generación y alcanzar picos de hasta el 65% en las horas centrales de radiación solar. En primavera, así como en los días con fuerte generación eólica, la ratio se disparará, lo que generará un exceso de generación de oferta renovable variable.

El problema es que la demanda de electricidad no solo no está aumentando al mismo ritmo que la potencia instalada de energía solar, si no que se está contrayendo y lo hace precisamente en las horas de radiación, por el aumento del autoconsumo, lo que eleva aún más la probabilidad de que se generen grandes excedentes en los próximos años.

Para 2024 y 2025 se prevé una relajación de los precios del gas respecto a los dos últimos años. Además, a partir de 2026 se espera una nueva ola de oferta de GNL con la pueta en marcha de nuevos proyectos en Estados Unidos y Qatar. Esto podría provocar dudas a los inversores, ante un posible riesgo de pérdida de rentabilidad para los inversores fotovoltaicos y para consumidores (autoconsumo).

Por este motivo, es necesario acelerar el desarrollo de nuevos modelos de almacenamiento como el bombeo, la electrificación de ciertos sectores industriales, la mejora de la red eléctrica y las interconexiones entre países o la producción de hidrógeno verde para dar salida a la generación intermitente de los nuevos proyectos solares y eólicos que entrarán en funcionamiento durante los dos próximos años.

En nuestra opinión, durante los próximos años España seguirá contando con la energía más barata de la UE, en un momento crítico, gracias a la nueva ola generación solar y eólica que está proyectada y en ejecución. El riesgo de hundimiento del precio para 2024 y 2025 podría darse en momentos concretos con una duración más larga de lo que lo hemos visto en 2023. Pero entendemos que será temporal, mientras el mercado reacciona a la señal con inversiones en almacenamiento, mayor capacidad del sistema eléctrico y la industria se adapta a la nueva curva de precios. Es un momento en el que el sector necesita seguir invirtiendo en un cambio de modelo energético descentralizado y en el que España puede consolidar una ventaja competitiva que jamás había tenido.

En este nuevo contexto eléctrico, de gran incertidumbre y volatilidad, los riesgos de las operaciones y las inversiones en activos se ha elevado y los modelos tradicionales de precios han quedado obsoletos. Desde Grupo ASE venimos desarrollando modelos de previsión de precios basados en analítica avanzada (Inteligencia Artificial).

En 2024 pondremos a disposición de nuestros clientes un nuevo sistema inteligente, capaz de modelizar los precios, transformando miles de datos y procesos complejos en operativas flexibles y ágiles, que permitirán perfeccionar la toma de decisiones ante los nuevos desafíos del mercado energético.

Precio del mercado diario (OMIE)

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

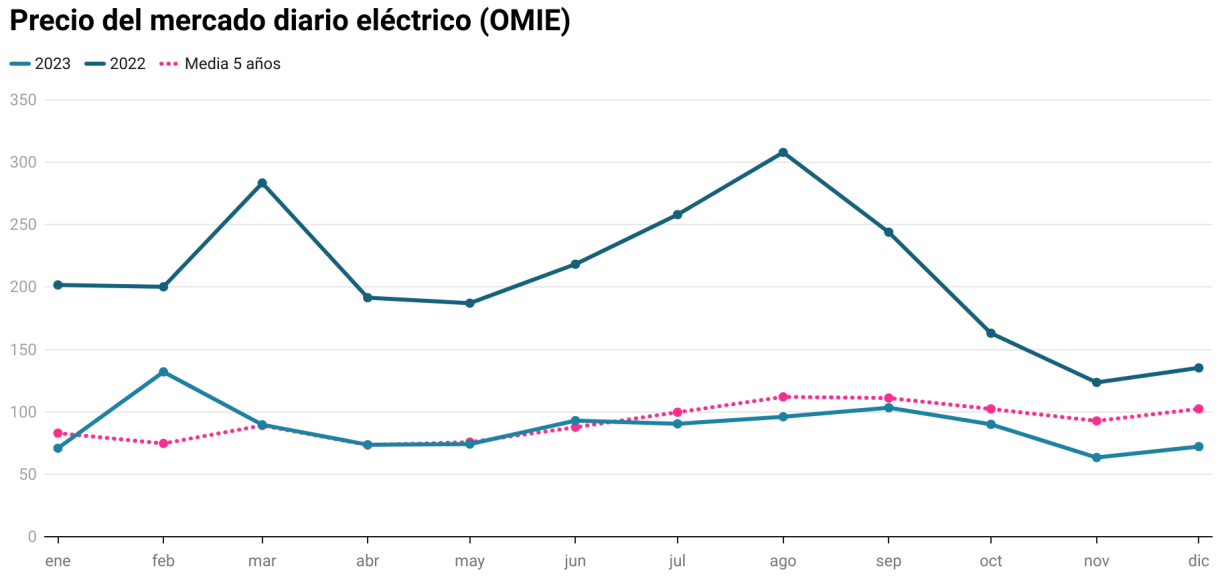
72,17
€/MWh

▲ +13,7% vs noviembre 2023

▼ -46,7% vs diciembre 2022

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

87,10
€/MWh



Mix diciembre 2023

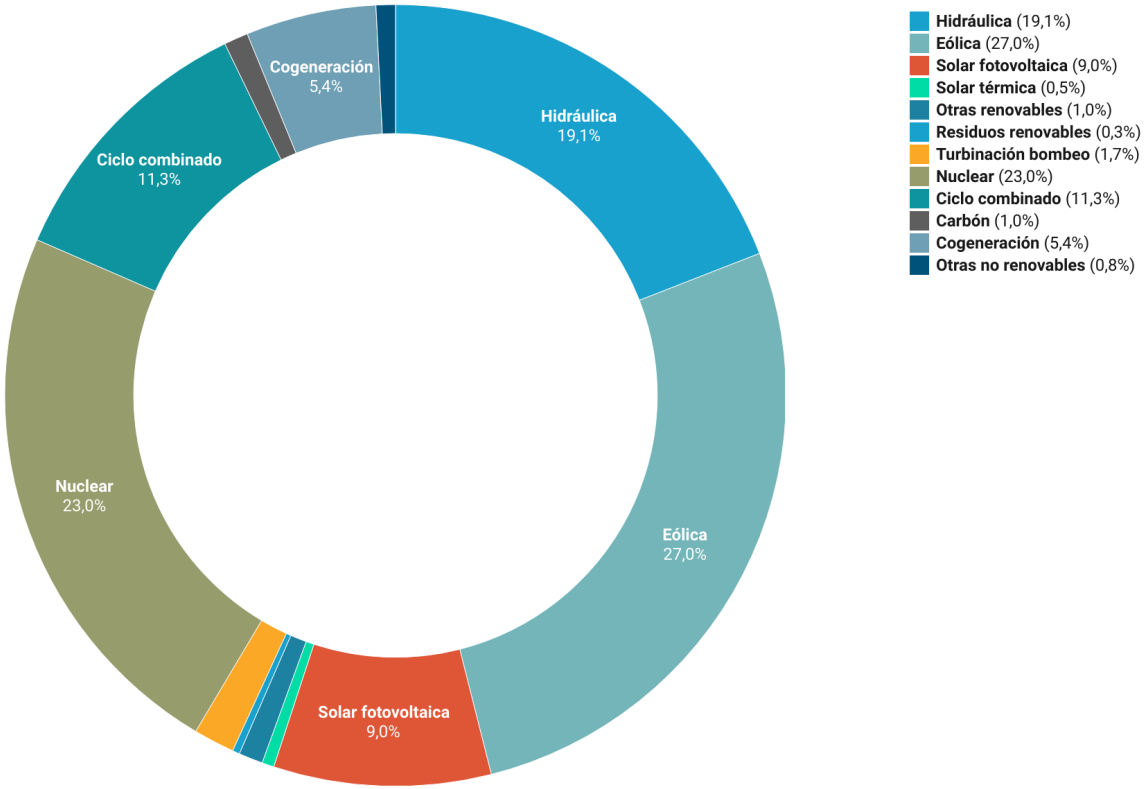


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

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