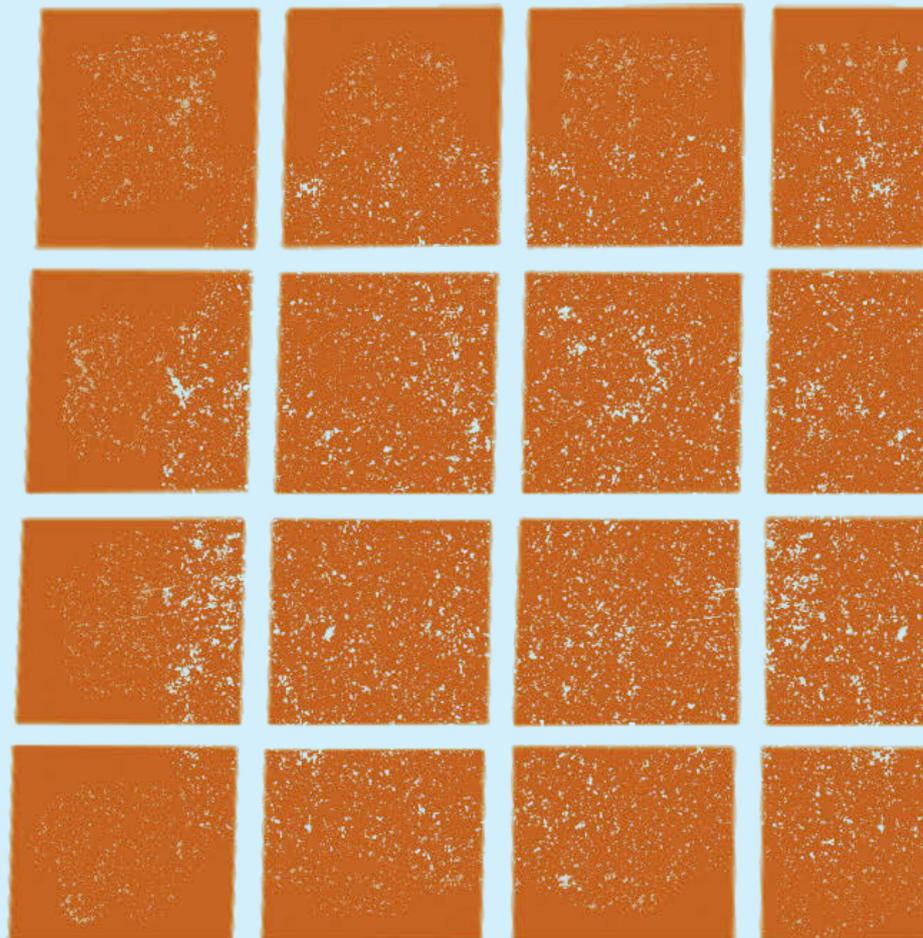


## EL MERCADO ENERGÉTICO ESPERA UN AÑO EN EL QUE SE ESTABILICEN LOS PRECIOS

Tras los vaivenes de 2024, cuando la energía pasó de ser históricamente barata a encarecerse, la situación debe volver a la normalidad en 2025. Por Ángel G. Perianes



# E

l pasado 2024 será recordado como un año de contrastes en el *mix* energético español y en el merca-

do mayorista de electricidad. En sólo 12 meses, el sistema eléctrico pasó de ofrecer precios históricamente bajos en primavera a cerrar el año en máximos. Según el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), la media del primer semestre fue de 39,12 euros el megavatio hora (MWh), un nivel ultracompetitivo que choca con el periodo de los seis posteriores, en el que la cifra se disparó hasta los 85 euros el MWh. Más del doble.

En el cómputo global, el ejercicio acarició los 65 euros por MWh, es decir, un 25% más económico que los 87 euros registrados en 2023. Sin embargo, el último tramo que provocó ese salto abrupto reflejó, según Antonio Aceitu-

no, director general de la consultora Tempos Energía, "las dos caras del mercado energético español". Por un lado, la eficiencia y el ahorro que ofrecen las renovables y la energía nuclear en nuestro país en momentos favorables. Y por otro, la subida de precios provocada por la necesidad de recurrir a tecnologías más costosas, como los ciclos combinados de gas, cuando ese tándem no puede cubrir la demanda.

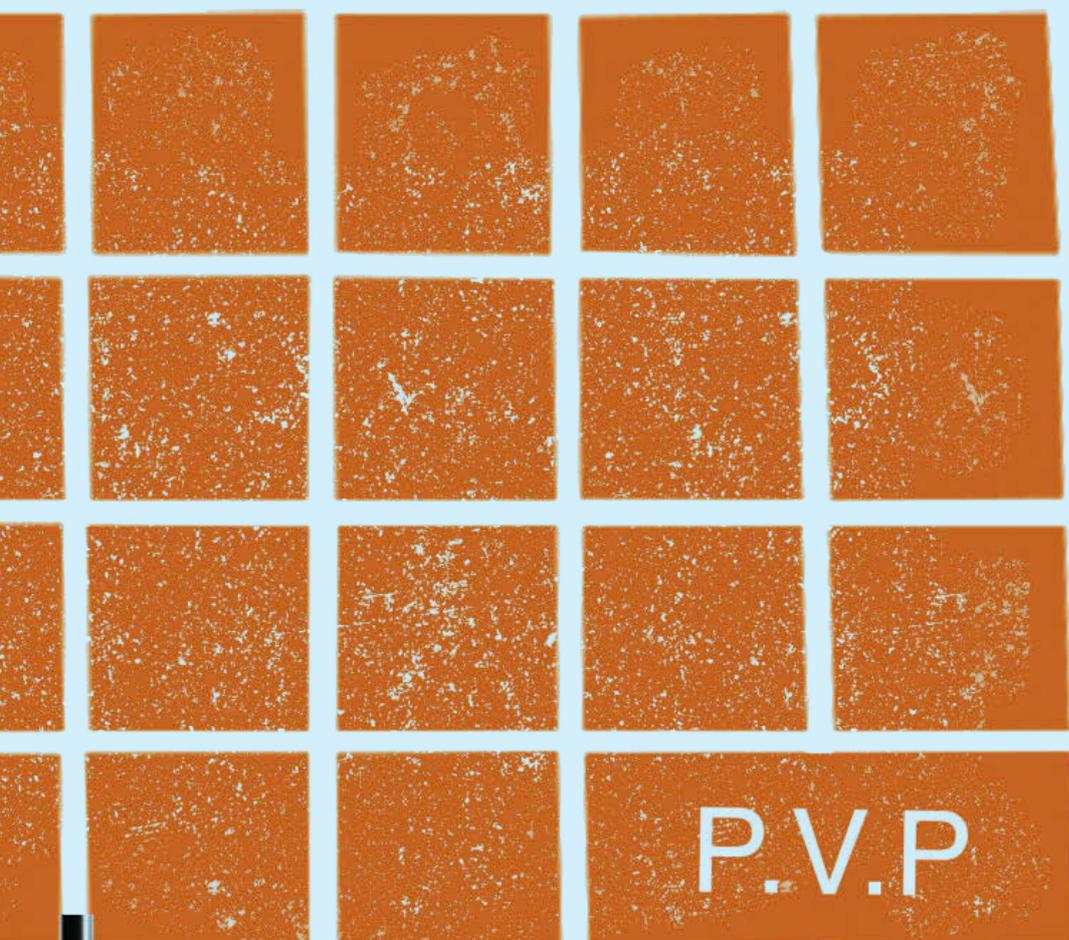
Durante los dos últimos meses de 2024, diversas paradas nucleares en las centrales de Ascó I y II redujeron en un 26% su capacidad (equivalente a un 8% de la generación), mientras que la falta de viento y sol durante ese periodo en toda Europa (un fenómeno conocido como *dunkelflaute*) limitó considerablemente el aporte renovable. Esto obligó a recurrir a los ciclos combinados de gas, disparando los precios de la

electricidad por encima de los 100 euros por cada MWh.

De cara a 2025, el consultor prevé que el escenario excepcional del pasado año, con precios históricamente bajos gracias a un invierno suave, una alta producción eólica y desembalses hidráulicos obligados a coste cero en algunos tramos, "será difícil de repetir". En gran medida, porque esa conjunción de factores, que permitieron 1.162 horas por debajo de los 2 euros por MWh, será poco probable durante los próximos meses. Así, prevé "una primavera de precios competitivos", aunque también un verano y otoño más costosos, lo que podría llevar una media anual de 80 euros el MWh, alejándose de los 65 euros de 2024.

Aceituno también destaca el papel estratégico del sistema hidroeléctrico español, capaz de generar energía durante las horas más caras para equilibrar los pre-





P.V.P

cios. Por ello, señala que, si se registran lluvias intensas en el noroeste del país, donde se concentra la mayor capacidad hidroeléctrica, “podría haber un aumento en la oferta de renovables”.

Sea como fuere, un informe de OBS Business School sobre el sector energético en España proyecta un récord histórico de 149 teravatios hora (TWh) de producción renovable en 2025. Es una cifra equivalente al 56% del *mix*, en el que la eólica se mantendrá como líder, seguida de la nuclear.

Por su parte, Alessandro Miori, *country manager* en España de Ener2Crowd, apunta que el crecimiento sostenido de la fotovoltaica causó un impacto “más acusado” el pasado año, a lo que también se sumó la incertidumbre del sector eólico con la paralización de más de 60 proyectos en Galicia por cambios legislativos. Sin embargo, cree que “la implantación

de nuevas políticas energéticas y el incremento de la generación renovable pueden contribuir este año a una mayor estabilidad en el mercado eléctrico”. Y cita como ejemplo la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec), aprobada el pasado septiembre, que recoge el ambicioso objetivo de alcanzar un 81% de generación eléctrica a partir de fuentes verdes para 2030.

En este contexto, los vaivenes geopolíticos también condicionarán el mercado. El fin del acuerdo de tránsito de gas entre Rusia y Ucrania en diciembre de 2024 apunta a reforzar la dependencia europea del gas natural licuado (GNL), especialmente de Estados Unidos, que ya representa el 45% de las importaciones europeas.

Ángel Crespo, CEO de MET Energía España, alerta sobre los riesgos alcistas en el mercado del GNL, debido “a posibles retrasos en la

ampliación de la capacidad y una mayor demanda de Asia, impulsada por la recuperación económica o el clima frío”. Además, Acetuno apunta que el regreso de Donald Trump a la Casablanca podría alterar el mercado, con posibles tensiones con China que redirigirían barcos de GNL a Europa, pero también con presiones a la UE para aumentar sus compras de energía estadounidense. De igual modo, si persisten las tensiones geopolíticas, “Europa podría ver reducidas sus reservas de gas, aumentando la volatilidad y complicando los equilibrios entre oferta y demanda”, dice Crespo.

## CARBURANTES

En 2024, los combustibles líquidos registraron precios moderados, cerrando el año con una media de 1,53 euros por cada litro de gasolina y de 1,45 euros para el diésel, por debajo de los niveles de 2022 y 2023. El inicio de 2025 ha mostrado una ligera tendencia al alza, con un arranque de ejercicio estable, pero con precios algo superiores al cierre previo.

A juicio de Óscar Barrero, socio responsable de Energía en PwC, esa relativa estabilidad responde más a factores coyunturales que a otros estructurales: “La evolución del crudo se mantuvo en un rango estable, influenciado por las decisiones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y la moderada recuperación económica global”. No obstante, apunta que la demanda de productos refinados experimentó picos estacionales que elevaron los costes en ciertos periodos, especialmente, hacia el final del año.

Para 2025, Barrero pronostica incrementos ligeros en el precio de los combustibles. Las razones: una previsión de crecimiento macroeconómico moderado y posibles variaciones en las políticas energéticas, como los cambios derivados de una nueva administración en Estados Unidos y los ajustes fiscales locales.