



España mantendrá su déficit de potencia eléctrica en 2028 pese a prorrogar Almaraz

Compass Lexecon considera que las cifras seguirán por debajo del límite aceptable

Rubén Esteller MADRID.

España necesitará capacidad eléctrica adicional desde 2028 incluso con la continuidad de los dos reactores de Almaraz. Así lo concluye un informe de Compass Lexecon, que calcula que la prórroga de la central reduce el riesgo de que la potencia disponible resulte insuficiente para atender la demanda, pero mantiene ese indicador casi tres veces por encima del umbral de fiabilidad español en 2028 y más de cuatro veces en 2030. La consultora sostiene que prolongar la operación de la instalación no elimina la necesidad de implantar un mercado de capacidad, aunque sí debería abaratarlo.

La renovación de la autorización de explotación permite a las dos unidades de Almaraz funcionar hasta el 8 de junio de 2030. El calendario anterior contemplaba el cierre del primer reactor en noviembre de 2027 y del segundo en octubre de 2028. La decisión mantiene disponibles aproximadamente 2.000 MW nucleares durante parte del periodo en el que los análisis de cobertura sitúan las dificultades de suministro.

Para medir su efecto, Compass Lexecon ha desarrollado una simulación que reproduce la metodología y las principales hipótesis del estudio europeo de cobertura ERAA 2025. A continuación, modifica la disponibilidad de Almaraz y mantiene constante el resto del parque previsto.

Según los resultados recogidos en el informe, la continuidad de la central reduce de 6,35 a 4,06 las horas anuales esperadas de insuficiencia de capacidad en 2028. En 2030, el indicador pasa de 11,09 a 6,66 horas. Ambas cifras permanecen por encima del estándar español de 1,5 horas al año.

Este indicador, conocido como LOLE, expresa una estimación probabilística de las horas en las que los recursos disponibles no bastarían para atender la demanda bajo los escenarios analizados. Esto no supone un calendario de apagones ni significa que todos los consumidores vayan a sufrir cortes durante ese tiempo. Su función es identificar si el sistema necesita recursos adicionales para mantener el riesgo dentro del niveles aceptables.

La evaluación utiliza la capacidad disponible en enero de cada año, un matiz relevante para interpretar el resultado de 2030, puesto que la autorización de Almaraz termina en junio. A partir de 2031, el estudio deja de incorporar el efecto directo de la prórroga sobre el parque nuclear.



La central nuclear de Almaraz. EUROPA PRESS

El sector seguirá necesitando incentivos para tener potencia en momentos críticos

Así, España sigue necesitando incentivos para disponer de suficiente potencia en los momentos críticos. El mercado de capacidad remuneraría esa disponibilidad y proporcionaría ingresos adicionales a los que las instalaciones obtienen por vender electricidad.

Compass Lexecon sostiene que los ingresos del mercado eléctrico no bastan para impulsar las inversiones necesarias. Como ejemplo, estima que, en 2028, el margen de una batería de cuatro horas de du-

ración en el mercado diario cubriría entre el 27% y el 38% de la anualidad de su inversión. El cálculo descuenta las compras de electricidad y los costes de operación y mantenimiento, y se refiere al mercado diario, por lo que no representa la totalidad de los ingresos que podría obtener el almacenamiento.

La continuidad de Almaraz aliviaría, sin embargo, el coste del mecanismo por dos vías. La primera sería la reducción del volumen de capacidad adicional que habría que contratar. La segunda, una menor presión sobre el precio de las subastas, al disminuir la necesidad de recurrir a tecnologías con costes de entrada más elevados.

Este efecto depende de que las centrales nucleares no reciban pagos del mecanismo. El informe considera razonable esa hipótesis por los requisitos de flexibilidad con-

templados en el proyecto de orden de diciembre de 2024, aunque reconoce que aquel texto no excluía expresamente a esta tecnología. La consultora no ofrece una estimación en euros del ahorro para los consumidores.

El trabajo también analiza si el encarecimiento del gas puede estimular suficientes inversiones como para corregir el déficit. Para un parque de generación dado, explica, un combustible más caro eleva el coste de producir electricidad en los ciclos combinados, pero no aumenta la potencia disponible. La mejora solo llegaría de forma indirecta si los mayores precios eléctricos incentivaran nuevos recursos, como las baterías.

Para comprobarlo, los autores simulan un escenario de gas a 80 euros por megavatio hora durante el horizonte analizado. Bajo ese supuesto, en 2028 no entraría almacenamiento adicional respecto al previsto y el indicador de riesgo permanecería en 4,06 horas. En 2030 se incorporarían 600 MW adicionales de baterías, pero las horas esperadas de insuficiencia solo bajarían de 6,66 a 6,17, todavía más de cuatro veces el umbral español.

El informe advierte además de limitaciones que podrían empeorar sus resultados. El ejercicio sobre Almaraz no incorpora posibles cam-

La nueva vida de la nuclear alivia la situación pero sigue sin resolver el problema

bios en las inversiones de otras tecnologías provocados por la mayor disponibilidad nuclear. Tampoco incluye el aumento de las indisponibilidades de los ciclos combinados que puede derivarse de un régimen de funcionamiento más exigente y de mayores necesidades de mantenimiento.

Como señal de la presión operativa, Compass Lexecon contabiliza seis activaciones del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda en el tercer trimestre de 2026.

La consultora vincula sus conclusiones a los plazos de inversión: desarrollar, autorizar y construir nueva capacidad puede llevar varios años. Por ello, sostiene que disponer de los recursos necesarios desde 2028 exige ofrecer con antelación una remuneración para invertir. Almaraz reduce esa necesidad, pero no la resuelve.