

La prórroga de Almaraz hasta 2030: gas, precios, vertidos renovables y mercado de capacidad

- El mercado de capacidad sigue siendo fundamental para dar señales de inversión al almacenamiento, la gestión de la demanda y otros recursos que deberán aportar firmeza y flexibilidad a medida que avance la retirada nuclear.



Central Nuclear de Almaraz

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-prorroga-de-almaraz-hasta-2030-gas-precios-vertidos-renovables-y-merc...>

Aleasoft Energy Forecasting

Miércoles, 19 agosto 2026

La prórroga de la central nuclear de Almaraz hasta junio de 2030 reduce a corto plazo la exposición del sistema eléctrico al gas y a sus precios. A la vez, aumenta la presión para integrar una capacidad renovable creciente y puede elevar el riesgo de vertidos, mientras cambia los supuestos con los que se dimensiona el futuro mercado de capacidad.

Una decisión con consecuencias medibles

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico renovó mediante la Orden TED/864/2026 la autorización de explotación de las dos unidades de la **central nuclear de Almaraz**, que podrán operar hasta el 8 de junio de 2030, después del informe favorable emitido el 16 de julio por el Consejo de Seguridad Nuclear. La nueva fecha sustituye al calendario anterior, que situaba el cese de Almaraz I el 1 de noviembre de 2027 y el de Almaraz II el 31 de octubre de 2028. La extensión supone alrededor de 31 meses adicionales para la primera unidad y 19 meses para la segunda.

Los dos reactores suman 2094 MW de potencia eléctrica bruta. En 2025 produjeron 15 369 GWh brutos, equivalentes aproximadamente al 7% de la demanda eléctrica española, y 14 752 GWh netos: 7649 GWh en Almaraz I y 7103 GWh en Almaraz II. Para estimar la cantidad de gas necesaria para

sustituir esa producción resulta más adecuado utilizar la generación neta, que representa la electricidad entregada por la central.

Mantener esta producción durante más tiempo tiene efectos sobre la necesidad de generación con gas, los **precios del mercado eléctrico** y las emisiones, pero también sobre la integración de las renovables y sobre las necesidades de potencia firme del sistema.

¿Cuánto gas sería necesario para sustituir Almaraz?

Un escenario de sustitución completa permite dimensionar la magnitud. Si los 14 752 GWh netos que produjo Almaraz en 2025 tuvieran que generarse íntegramente mediante ciclos combinados, tomando como hipótesis un rendimiento de entre el 50% y el 55%, serían necesarios entre 27 y 30 TWh de gas natural al año.

Este cálculo debe entenderse como un techo teórico de referencia, no como una previsión del incremento real del consumo de gas tras el cierre. En la práctica, esa producción se sustituiría mediante una combinación de nueva **generación renovable**, **almacenamiento de energía**, **hidráulica**, **interconexiones**, **gestión de la demanda** y **ciclos combinados**.

La magnitud del escenario es, aun así, significativa. En 2025, las entregas de gas al sector eléctrico español alcanzaron 99,7 TWh. Los 27-30 TWh del escenario de sustitución completa representarían aproximadamente un aumento de entre el 27% y el 30% del consumo anual de gas para la generación de electricidad.

Tomando como referencia un **precio del gas** de 60 €/MWh, adquirir ese volumen tendría un coste de aproximadamente 1620-1800 millones de euros al año. A ello se añadiría el coste de los **derechos de emisión de CO2**. Como referencia de orden de magnitud, la agrupación Centrales Nucleares Almaraz-Trillo (CNAT) estima que los 15 369 GWh de producción bruta de Almaraz en 2025 evitaron 5,5 millones de toneladas de CO2.

Del consumo de gas al precio del mercado eléctrico

El efecto de Almaraz sobre los precios no depende únicamente del volumen de energía que produce. Al mantenerse disponible, reduce la demanda residual que deben atender otras tecnologías y, en determinadas horas, limita la necesidad de recurrir a los ciclos combinados.

La relevancia de este efecto aumenta cuando el gas y los derechos de emisión cotizan a precios elevados. En la semana del 10 de agosto, los futuros de gas TTF para el Front-Month en el mercado ICE se situaron entre 58,73 €/MWh y 61,42 €/MWh y los derechos de emisión de CO2 para diciembre de 2026, entre 81,79 €/t y 82,75 €/t.

Con un gas de referencia de 60 €/MWh y un CO2 en torno a 82 €/t, el coste de producir electricidad mediante un ciclo combinado se sitúa, según su rendimiento, aproximadamente entre 139 €/MWh y 153 €/MWh solo por combustible y emisiones.

La comparación con el mercado muestra la importancia de esa estructura de costes. En la semana del 10 de agosto, el mercado eléctrico español registró un precio promedio de 128,92 €/MWh.

Cuando los ciclos combinados son necesarios y determinan el precio marginal, las cotizaciones del gas y del CO2 pasan a tener una influencia directa sobre el precio de casación en esas horas.

Por ello, mantener Almaraz reduce la exposición potencial del mercado español a episodios de precios elevados del gas. La propia orden de renovación señala que la extensión contribuye, de forma coyuntural, a moderar la exposición del sistema y de los consumidores a picos procedentes de los mercados internacionales de gas natural.

Más nuclear también exige más flexibilidad para integrar renovables

La otra cara del equilibrio aparece en las horas de elevada **producción fotovoltaica y eólica** y baja **demanda eléctrica**. Mantener más generación nuclear disponible reduce el espacio que queda para integrar el resto de la producción. Si el sistema no dispone de suficiente almacenamiento, capacidad de exportación, redes y demanda flexible, puede aumentar el riesgo de vertidos de energías no gestionables como la eólica y la fotovoltaica.

Desde el punto de vista del mercado, la dificultad para absorber toda la generación disponible en determinadas horas aumenta la presión hacia precios cero o negativos y acentúa la **canibalización** de los **precios capturados** por las tecnologías renovables. Acelerar el almacenamiento y desplazar consumo hacia esas horas permite aprovechar una mayor parte de la energía renovable y reducir este efecto.

2030 concentra más de 4000 MW de cierres nucleares

La extensión de Almaraz no modifica, por ahora, el horizonte de cierre del conjunto del parque nuclear español en 2035, pero sí concentra una parte importante del relevo en 2030.

Almaraz finalizaría su operación en junio. El calendario vigente sitúa también en 2030 el cierre de Ascó I, en octubre, y Cofrentes, en noviembre. Almaraz aporta 2094 MW y Ascó I y Cofrentes tienen alrededor de 1000 MW cada una, por lo que más de 4000 MW de potencia nuclear saldrían del sistema en menos de seis meses.

Esta concentración convierte los próximos años en un período decisivo. No se trata de sustituir cada megavatio nuclear por un megavatio de una tecnología determinada, sino de disponer de un sistema capaz de cubrir la demanda en todas las horas. Para ello, el crecimiento de la fotovoltaica y la eólica debe avanzar acompañado por almacenamiento con baterías y bombeo, refuerzo de las redes, nuevas interconexiones y una mayor flexibilidad de la demanda.

Almaraz cambia el dimensionamiento, no la necesidad del mercado de capacidad

La nueva fecha de cierre de Almaraz modifica uno de los supuestos relevantes para dimensionar el futuro **mercado de capacidad**. Los análisis que justificaron la necesidad del mecanismo contemplaban la salida de Almaraz I en 2027 y de Almaraz II en 2028, precisamente en un período en el que se identificaban riesgos de cobertura.

Mantener aproximadamente 2 GW de potencia nuclear hasta junio de 2030 cambia ese escenario y puede hacer necesario actualizar las necesidades de capacidad antes de convocar las primeras

subastas. La propia orden que autoriza la prolongación de la operación de Almaraz hasta 2030 estima un 7% menos de generación con ciclos combinados respecto al escenario del PNIEC, lo que confirma que la prórroga modifica las necesidades de generación firme durante esos años.

Actualizar correctamente el dimensionamiento del mecanismo es necesario, pero no debería retrasar innecesariamente su puesta en funcionamiento. El mercado de capacidad sigue siendo fundamental para dar señales de inversión al almacenamiento, la gestión de la demanda y otros recursos que deberán aportar firmeza y flexibilidad a medida que avance la retirada nuclear. La prórroga de Almaraz modifica las necesidades de capacidad durante los próximos años, pero no elimina la necesidad de preparar el sistema para cuando esa potencia firme deje de estar disponible.

Previsiones de largo plazo y almacenamiento para preparar el relevo

En este contexto, **AleaGreen**, la división de **AleaSoft Energy Forecasting** especializada en previsiones de largo plazo, proporciona curvas de precios de los mercados de energía con horizontes de hasta 40 años. Estas previsiones permiten analizar escenarios de cierre nuclear, evolución de la capacidad renovable y del almacenamiento, demanda, interconexiones y precios del gas y del CO2, y evaluar su impacto sobre los precios futuros.

Por su parte, **AleaStorage**, la división especializada en almacenamiento de energía, analiza los ingresos, la rentabilidad y el dimensionamiento de proyectos de baterías y sistemas híbridos. La necesidad de reducir los vertidos, la volatilidad de los precios y el futuro mercado de capacidad amplían las fuentes potenciales de valor del almacenamiento y refuerzan su papel como elemento de flexibilidad del sistema.

Las decisiones de inversión que deben tomarse ahora determinarán si en 2030 existe suficiente capacidad renovable integrable, almacenamiento y flexibilidad para afrontar la concentración de cierres nucleares sin aumentar la dependencia del gas.

Construir el nuevo sistema antes de retirar el anterior

La prórroga de Almaraz no resuelve por sí sola los desafíos de la **transición energética**. Reduce durante los próximos años la necesidad potencial de generación con gas y la exposición a su volatilidad, pero también exige gestionar mejor la convivencia entre generación nuclear y una capacidad renovable creciente y obliga a revisar las necesidades de potencia firme que deberá cubrir el mercado de capacidad.

El reto es aprovechar este margen para acelerar las inversiones que ya son necesarias: fotovoltaica, eólica, baterías y bombeo, redes, interconexiones y gestión de la demanda, junto con la puesta en funcionamiento de un mercado de capacidad correctamente dimensionado.

La transición energética será más segura y competitiva si el nuevo sistema está preparado antes de retirar una parte relevante del anterior. La extensión de Almaraz amplía el margen para conseguirlo. Ahora ese margen debe convertirse en inversión.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**.