

INFORME

CIERRE NUCLEAR Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA: EL CASO DE ALMARAZ

ANÁLISIS DE IMPACTOS
ECONÓMICOS Y
AMBIENTALES



GREENPEACE

Informe realizado por Eloy Sanz Pérez, profesor titular de la Universidad Rey Juan Carlos y director de la Cátedra de Transición Energética de la misma institución, y por Víctor García Carrasco, investigador de la Universitat Politècnica de Catalunya, a petición de Greenpeace España.

Enero de 2026

GREENPEACE

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe analiza el impacto del cierre programado de la central nuclear de Almaraz y las consecuencias de una eventual prórroga de su operación sobre el sistema eléctrico peninsular, el proceso de transición energética, las emisiones de gases de efecto invernadero y el coste económico para la sociedad española. El análisis se basa en simulaciones horarias detalladas del periodo 2026-2033, que integran la evolución prevista de la demanda, el despliegue de energías renovables, el almacenamiento energético, el calendario de cierre nuclear y la formación de precios del mercado eléctrico.

Los resultados muestran que el cierre programado de Almaraz es técnicamente viable, ambientalmente favorable y económico más eficiente que su prórroga, como se detalla a continuación:

* En términos de seguridad de suministro, las simulaciones indican que la energía aportada por la central nuclear de Almaraz puede reemplazarse de forma prácticamente completa por energías renovables. En los años inmediatamente posteriores al cierre programado (2028-2029), la generación renovable adicional cubre el 96,4% de la energía que deja de producir Almaraz junto con el aumento de la demanda, siendo necesario recurrir a ciclos combinados únicamente para generar el 3,6% de electricidad restante. No se observa, por tanto, una dependencia estructural del gas asociada al cierre en los términos actualmente acordados.

* Desde el punto de vista de la transición energética, la prórroga de Almaraz retrazaría de forma significativa la entrada de nueva capacidad renovable y de almacenamiento. En 2030, la cobertura renovable del sistema en el escenario de cierre es de 65,8 %, pero se reduce hasta un 59,3 % en caso de prorrogar Almaraz. Asimismo, el cierre de Almaraz permite reducir los vertidos renovables e integrar más de

3,8 TWh anuales de energía limpia previamente desaprovechada, aproximadamente la mitad de la generación anual de un reactor nuclear en España.

* En materia de emisiones, la prórroga genera un efecto temporal de reducción de uso de gas entre 2028 y 2030, pero provoca un sistema estructuralmente menos renovable a partir de 2030, lo que se traduce en mayores emisiones a medio plazo. En el conjunto del periodo 2026-2033, los escenarios de prórroga acumulan entre 5,8 y 12,3 MtCO₂eq adicionales respecto al cierre programado, equivalente a las emisiones de todos los hogares de Extremadura durante 6 años o a las de un vehículo de gasolina que diera más de 1 millón de vueltas a la Tierra. Solo estas emisiones implicarían un coste de hasta 984 millones de euros en derechos de emisión, repercutido directamente en el precio de la electricidad.

* En cuanto a los efectos económicos, la prórroga genera un alivio transitorio tanto en el precio medio de la electricidad como en la factura eléctrica entre 2028 y 2030, pero a partir de 2031 genera un incremento sostenido de ambas métricas. En 2033, el mercado mayorista alcanza precios hasta 63,5 €/MWh en los escenarios de prórroga, lo que equivale a un incremento del 9,5 %



respecto a los 58,0 €/MWh correspondientes al escenario de cierre programado. En términos de factura para los consumidores finales, esta diferencia se materializa en un sobrecoste acumulado de hasta 3.831 millones de euros en el caso de prorrogar la operación de la C.N. de Almaraz. Paralelamente, la prórroga debilita la señal de inversión y reduce de forma estructural el despliegue de energías renovables y almacenamiento, provocando una pérdida acumulada de inversión de hasta 26.130 millones de euros entre 2026 y 2033.

El análisis de informes recientes publicados por otras entidades refuerza estas conclusiones. En particular, se constata que los estudios que pronostican un fuerte aumento de precios y emisiones tras el cierre nuclear parten de supuestos metodológicos que no reflejan el comportamiento real del sistema eléctrico, al ignorar la capacidad de las energías renovables para reemplazar gran parte de

la generación nuclear y la reducción de vertidos asociada al cierre de Almaraz. Por el contrario, los estudios que tienen en cuenta estos aspectos, llegan a conclusiones similares a este trabajo, donde la prórroga de Almaraz ofrece pequeños beneficios económicos y climáticos transitorios (2028-2029), pero efectos netos negativos de mayor magnitud a partir de 2030.

En conjunto, los resultados demuestran que la prórroga de la central nuclear de Almaraz no cumple el criterio de viabilidad económica exigido por el Gobierno para su aprobación, al generar mayores costes acumulados para la ciudadanía, frenar la transición energética y aumentar las emisiones a medio plazo. El mantenimiento del calendario de cierre acordado se revela, por el contrario, como la opción más coherente con los objetivos de descarbonización, estabilidad del sistema eléctrico y competitividad económica de España.

SUMARIO

1. INTRODUCCIÓN _pág08

Comparativa de cierres nucleares en el mundo

2. OBJETIVO _pág13

3. METODOLOGÍA: MODELO DE SIMULACIÓN DEL MIX ENERGÉTICO Y PRECIOS _pág14

3.1 Adquisición y Preprocesamiento de Datos

3.2 Modelado Físico de Tecnologías

3.3 Modelo Estadístico de Precios

3.4 Resultados y Métricas

4. HIPÓTESIS Y ESCENARIOS _pág16

5. PRINCIPALES RESULTADOS DEL ESTUDIO _pág18

5.1 Efectos en la Transición Energética

Cobertura renovable

Excedentes renovables

Despliegue del almacenamiento

Reemplazo de generación nuclear

5.2 Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

5.3 Efectos Económicos

Pérdida de inversiones en tecnologías renovables

Efecto en la factura eléctrica

6. CONCLUSIONES _pág34

7. SIMPLIFICACIONES Y DEBILIDADES DEL ESTUDIO _pág36

8. ANÁLISIS DE INFORMES PREVIOS _pág38

9. AUTORÍA _pág45

10. ANEXOS _pág46

Anexo 1. Detalle de los escenarios considerados

Anexo 2. Infografías

11. REFERENCIAS _pág54

GREENPEACE

1. INTRODUCCIÓN

La energía nuclear representa el 8,3% del consumo energético final en España y cerca del 20% de la generación eléctrica total, por lo que constituye una de las principales tecnologías de producción baja en emisiones de gases de efecto invernadero. No obstante, la edad avanzada del parque nuclear, con una flota de reactores que de media supera los 40 años de operación, junto con el rápido crecimiento de las energías renovables, ha intensificado el debate sobre el cierre escalonado de estas instalaciones, lo que finalmente derivó en el acuerdo de cierre que se comentará más adelante.

En un contexto marcado por un debate altamente politizado, caracterizado por posiciones firmes y, en ocasiones, difícilmente conciliables, resulta imprescindible disponer de análisis objetivos, respalda-

dos por criterios técnicos, que permitan orientar decisiones con impacto estratégico. Estas decisiones deben minimizar las externalidades negativas y perseguir el máximo beneficio para el país a medio y largo plazo, no solo en términos de coste y estabilidad del precio de la electricidad, sino también en lo que respecta a la posición internacional de España en el ámbito de las energías renovables y a su capacidad para atraer inversión, industria de alto valor añadido y talento especializado.

Este informe pretende arrojar luz sobre estos aspectos, evaluando de manera detallada los efectos del cierre de la central nuclear de Almaraz (Cáceres). Para ello, es preciso comenzar con un breve resumen sobre la vida operativa de los reactores nucleares en España y sobre los planes actualmente vigentes de cierre y las posi-

Tabla 1

Calendario de cese de explotación ordenado acordado por las compañías propietarias en un Protocolo de Intenciones (marzo de 2019)¹

Reactor	Propietarios	Primera conexión	Cierre acordado	Años de operación	
				En 2025^(a)	A fecha de cierre
Almaraz I	Iberdrola 53% Endesa 36% Naturgy 11%	01/05/1981	01/11/2027	44	46
Almaraz II		08/10/1983	31/10/2028	42	45
Ascó I	Endesa 100%	13/08/1983	01/10/2030	42	47
Cofrentes	Iberdrola 100%	14/10/1984	30/11/2030	41	46
Ascó II	Endesa 85% Iberdrola 15%	23/10/1985	09/2032	40	47
Vandellós II	Endesa 72% Iberdrola 28%	12/12/1987	02/2035	38	47
Trillo	Iberdrola 49% Naturgy 34,5% EDP 15,5% Endesa 1%	23/05/1988	05/2035	37	47

(a) Calculado a fecha fin de 2025.

bles prórrogas, con el fin de situar adecuadamente el debate y proporcionar un marco de referencia claro.

En marzo de 2019, las compañías propietarias de las centrales nucleares españolas suscribieron un *Protocolo de Intenciones* mediante el cual acordaron un calendario de cierre escalonado de las instalaciones. Este acuerdo contó con la participación y visto bueno de la empresa pública ENRESA, dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y responsable de la gestión de los residuos radiactivos y del proceso de desmantelamiento. Se acordó por unanimidad un cierre progresivo de todos los reactores en operación a lo largo de un periodo de nueve años, comprendido entre 2027 y 2035, tal y como se muestra en la **Tabla 1.**

Este acuerdo implicó la prolongación [1] del periodo de operación de las centrales nucleares españolas más allá de la vida útil originalmente prevista de 40 años. Precisamente este horizonte de 40 años fue el tomado como referencia en el Sexto Plan General de Residuos Radiactivos (6º PGRR, 2006) para establecer la parada definitiva de las centrales entre 2021 y 2028.

El mencionado *Protocolo de Intenciones* de 2019 y el cierre planificado que en él se acordó fueron determinantes en las siguientes decisiones empresariales y planes gubernamentales:

* En 2020, las empresas propietarias de la central nuclear de Almaraz solicitaron la renovación de la autorización de explotación, que no fue concedida por 10 años sino hasta noviembre de 2027 y octubre de 2028 para los reactores de Almaraz I y II, respec-

tivamente, de acuerdo con el calendario de cese de explotación ordenado acordado por las empresas propietarias [2].

* En 2021 el compromiso de cierre fue también incorporado al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, donde se diseñó la estrategia de descarbonización del sistema energético español [3]. El cierre nuclear fue acompañado de objetivos ambiciosos de instalación de energías renovables, que ya estaban atrayendo un notable interés por parte de los inversores.

* Ese mismo año, las empresas propietarias de las centrales nucleares de Ascó y Cofrentes solicitaron la renovación de las autorizaciones de explotación de ambas centrales. De nuevo, estas autorizaciones no fueron concedidas por un periodo de 10 años, sino hasta octubre y noviembre de 2030, respectivamente, de acuerdo con el calendario de cese de explotación pactado [4] [5].

* Por su parte, y siguiendo igualmente el calendario de cierre acordado, las empresas propietarias de Vandellós II, Ascó II y Trillo solicitaron la renovación de sus autorizaciones de explotación. En estos casos, sí se solicitaron y concedieron autorizaciones de explotación por un periodo de 10 años, hasta 2030, 2031 y 2034, respectivamente [6] [7] [8].

* En 2023 el PNIEC fue revisado, siendo aprobado mediante el Real Decreto 986/2024, que establece el PNIEC 2023-2030. De nuevo, el cierre nuclear pactado en 2019 fue una hipótesis estructural clave en el diseño del parque de generación objetivo para el final de la década.

1. Se ha considerado la fecha de primera conexión a la red eléctrica como el inicio de la operación a efectos de calcular la edad de las instalaciones nucleares, siguiendo el criterio del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN). Otras estimaciones, normalmente realizadas por las empresas propietarias y descartadas por el CSN, calculan edades inferiores al tomar como referencia el inicio de la operación comercial.

También en 2023, y tras una larga tramitación iniciada en 2020, se publicó el Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (7º PGRR), en el que se contemplan los cierres definitivos acordados, así como los calendarios y presupuestos de desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares una vez finalizada su operación.

En octubre de 2025, a tan solo dos años del comienzo de los cierres acordados, las compañías propietarias solicitaron formalmente la prórroga de Almaraz I por tres años y de Almaraz II por dos años, de manera que ambos reactores cesarían de forma definitiva su operación de manera simultánea en 2030, con apenas dos días de diferencia. Resulta particularmente relevante señalar que también está previsto el cierre de Ascó I y Cofrentes entre octubre y noviembre de 2030 (*ver Tabla 1*). Por tanto, de aprobarse la prórroga solicitada para la C.N. de Almaraz, se estaría aceptando *de facto* la parada definitiva y casi simultánea de cuatro grandes reactores nucleares, con una potencia acumulada de unos 4.000 MW, en un mismo año, un acontecimiento excepcional que solo se ha producido en dos ocasiones en la historia: en Japón y en Alemania, ambas en 2011 tras el accidente de Fukushima².

Si bien la Ley del Sector Eléctrico establece que el cierre de las instalaciones de producción de energía eléctrica está sometido al régimen de autorización administrativa previa, resulta razonable afirmar que, de aprobarse la prórroga actualmente solicitada por las compañías propietarias, estas se situarían en una posición de ne-

gociación notablemente ventajosa en 2028, dos años antes del cierre planificado de los cuatro reactores.

Por otra parte, adoptando una perspectiva analítica sobre las decisiones corporativas en este ámbito, resulta especialmente llamativo que las mismas compañías que suscribieron el acuerdo de cierre nuclear en marzo de 2019 presentasen una solicitud formal de prórroga para la C.N. de Almaraz en octubre de 2025. Un factor clave que podría haber influido de manera significativa en este cambio de estrategia empresarial es el precio esperado de la electricidad, que se encuentra estrechamente relacionado con el precio del gas natural en el mercado mayorista.

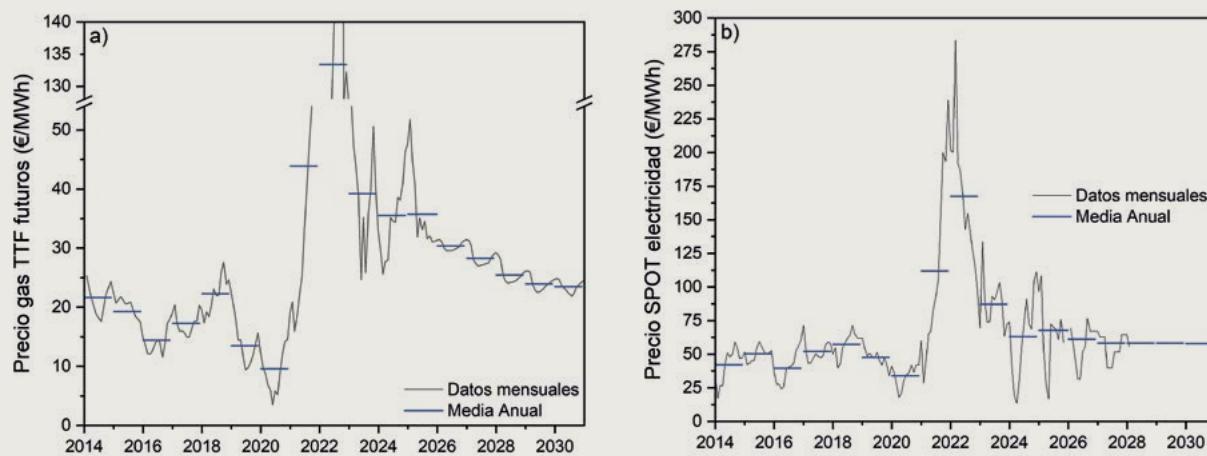
La **Figura 1** muestra los precios pasados y futuros tanto de gas (Fig. 1a) como de electricidad (Fig. 1b), mostrando en ambos casos escenarios de precios energéticos significativamente más elevados en el periodo para el que se solicita la prórroga que en los años previos al acuerdo de cierre. En concreto, en los cinco años previos a la decisión de cierre (2014-2018) el gas tuvo un precio medio de 19,0 €/MWh y la electricidad de 47,2 €/MWh, mientras que el precio proyectado por los mercados de futuros para el periodo 2028-2030, sobre el cual se solicita la prórroga, es de 24,3 €/MWh en gas y de 58,2 €/MWh para la electricidad, lo que representa un incremento del 28% y del 23% respectivamente. En consecuencia, los ingresos marginales esperables a corto plazo parecen constituir un factor relevante, si no determinante, en la decisión empresarial de solicitar la prórroga de la C.N. de Almaraz.

2. El Reino Unido llevó a cabo el cierre de cuatro reactores de manera simultánea en tres ocasiones: 2003, 2004 y 2006. Sin embargo, la potencia conjunta de estos reactores fue de 196 MW, 192 MW y 1 290 MW, respectivamente, muy inferior a la de los reactores actualmente en operación en España, ya que se trataba de diseños de baja potencia y doble uso, tanto para generación de electricidad como para obtención de plutonio con fines militares.

Por otra parte, en julio de 2019, Japón anunció el cierre definitivo y simultáneo de las cuatro unidades de Fukushima Daiichi. En este caso, la potencia conjunta de los reactores era de en torno a 4.000 MW, pero las instalaciones llevaban ocho años fuera de servicio tras el accidente de Fukushima Daiichi en 2011, por lo que la decisión administrativa de cierre no tuvo ningún efecto sobre la red eléctrica del país ni sobre su capacidad efectiva de generación eléctrica.

Figura 1

Precio medio mensual y anual de a) gas natural y b) electricidad³.



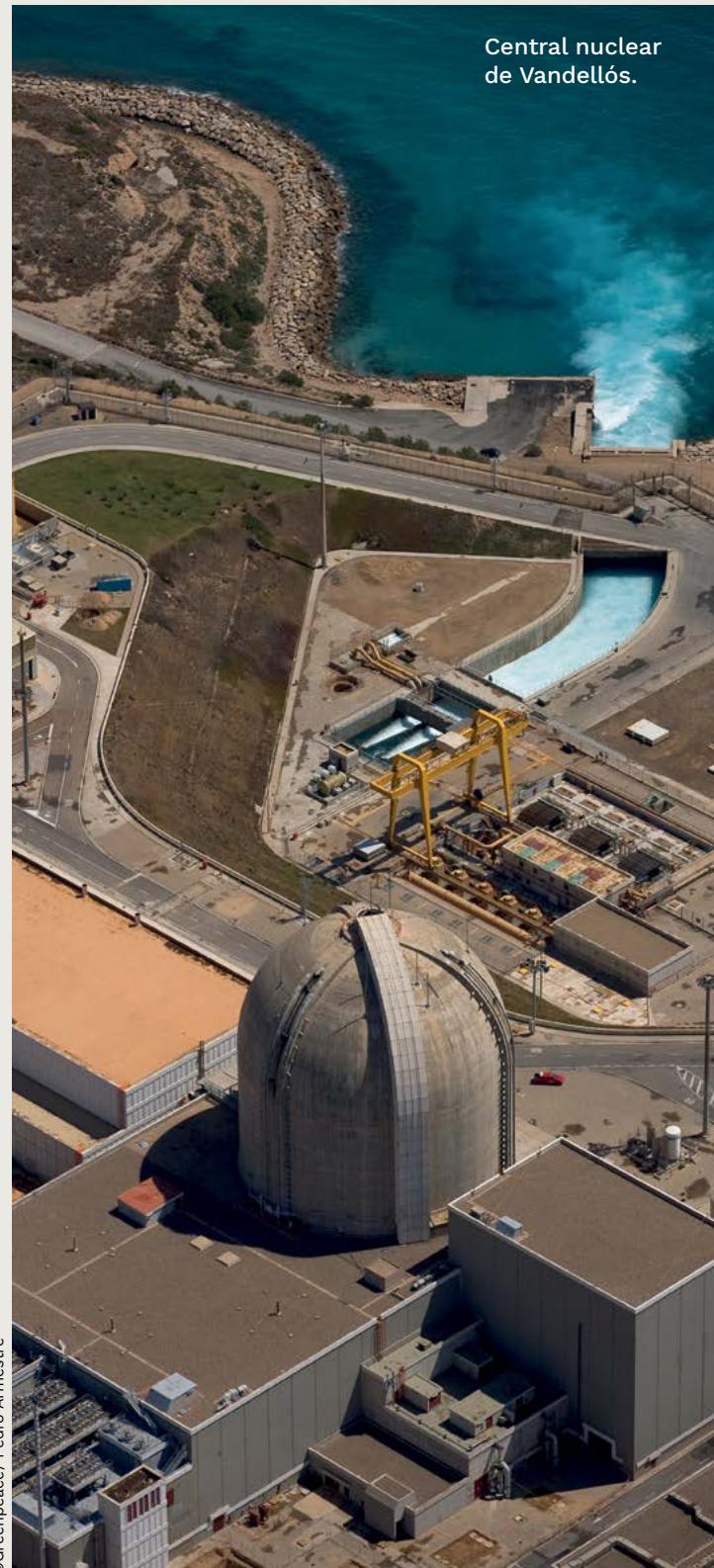
1.1 Comparativa de cierres nucleares en el mundo

Desde que comenzó el uso civil de la energía nuclear en 1954, han cesado de manera definitiva su operación un total de 218 reactores nucleares en todo el mundo. De estos, solo dos lo han hecho superando los 50 años de vida: Pickering 1 y 4 (ambos en Canadá), cerrados tras 51 y 54 años respectivamente desde su puesta en marcha. La edad promedio a la que han cesado su operación los reactores nucleares en todo el mundo entre 1954 y 2024 es de 28,7 años. No obstante, este valor resulta significativamente bajo debido a la influencia de los 57 reactores que fueron cerrados con menos de 20 años de operación.⁴ Con el fin de obtener un

reflejo más fiel de la realidad actual, resulta necesario centrar el análisis en datos recientes y no condicionados por accidentes nucleares u otras circunstancias excepcionales. Así, en los últimos cinco años (2020-2024) se han desconectado de la red 28 reactores nucleares, tras un tiempo promedio de operación de 43,2 años.

En España se ha producido el cese definitivo de la actividad de tres reactores nucleares: Vandellós I en 1989, Zorita en 2006 y Garoña en 2012.⁵ El primero de ellos cerró tras solo 18 años de operación debido a un accidente en la sala de turbinas, calificado como nivel 3 en la

Central nuclear
de Vandellós.



©Greenpeace / Pedro Armestre

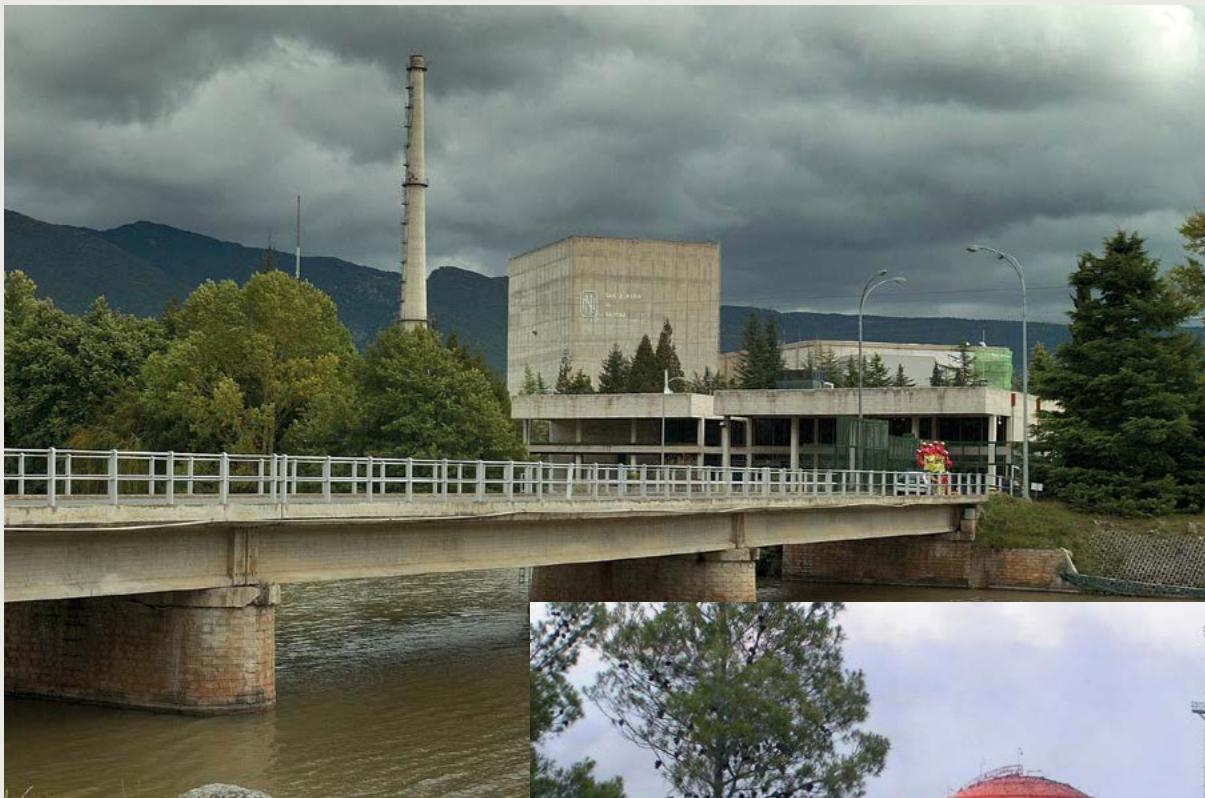
escala Escala Internacional de Sucesos Nucleares (INES). Por su parte, Zorita y Garoña cesaron su actividad por decisión de sus propietarios y por motivos fundamentalmente económicos. En el caso de Garoña, incluso se dio la situación de que su propietaria, Nucleenor (participada por Endesa e Iberdrola al 50%), fue multada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) con 18,4 millones de euros por cesar la actividad de la central antes de la fecha prevista, lo que constituyó una *infracción muy grave* de la Ley del Sector Eléctrico [9]. En el momento de su cese definitivo, Zorita y Garoña habían operado durante 38 y 41 años respectivamente, tiempos inferiores a la media mundial anteriormente citada de 43,2 años.

Actualmente en España hay siete reactores nucleares operativos, cuya edad media es de 40,7 años. El plan de cierre aprobado entre las empresas propietarias y ENRESA prevé el fin de su operación entre 2027 y 2035, momento en el que su edad media será de 46,5 años. Esta cifra es superior tanto a la media histórica mundial como al promedio de 43,2 años correspondiente a los cierres producidos en los últimos cinco años, lo que sitúa el calendario de cierre español en la franja alta de los estándares internacionales recientes.

3 Precios de gas correspondientes a los contratos de futuros negociados en el mercado europeo, tomando como referencia el hub TTF (Title Transfer Facility) de los Países Bajos (Dutch TTF). Los precios hasta noviembre de 2025 (incluido) corresponden al último valor negociado, mientras que los valores futuros son los cotizados en el momento de la solicitud de prórroga, a 31 de octubre de 2025. Precios de electricidad correspondientes al mercado mayorista (SPOT). Los datos hasta diciembre de 2025 (incluido) corresponden a los publicados por Esios-Red Eléctrica, mientras que los valores futuros son los publicados por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués (OMIP) en el momento de la solicitud de prórroga, a 31 de octubre de 2025.

4 Los motivos de estos cierres prematuros son diversos, como la rápida obsolescencia de primeras versiones o reactores de doble uso (producción conjunta de electricidad y de isótopos para uso militar), así como los accidentes sufridos, no tanto por las unidades directamente afectadas sino por el cierre de reactores de diseños similares o incluso diferentes.

5 Los nombres completos de los reactores habitualmente conocidos como Zorita y Garoña son, respectivamente José Cabrera y Santa María de Garoña. En el texto se han empleado los nombres más reconocidos para facilitar su lectura.



Central nuclear de Garoña (arriba). Central nuclear de Zorita (derecha).



2. OBJETIVO

El objetivo de este informe es analizar el efecto del cierre de la central nuclear de Almaraz sobre el sistema eléctrico peninsular y sobre el precio resultante de la electricidad, mediante la evaluación de escenarios futuros de operación del sistema eléctrico. En particular, el informe pretende contribuir a esclarecer si se cumple el tercero de los requisitos especificados tanto por el Presidente del Gobierno como por la Vicepresidencia Tercera y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para la prórroga de la central nuclear de Almaraz [10]:

1. «Que esa prórroga garantice la seguridad de los ciudadanos».
2. «Que la medida sea conveniente para

garantizar la seguridad del suministro eléctrico».

3. «Que sea económicamente viable. Es decir, que no sea a costa del bolsillo del contribuyente».

Por tanto, el objetivo de este informe es cuantificar los efectos del calendario de cierre nuclear pactado y de escenarios alternativos que contemplen la aprobación de la prórroga solicitada para la C.N. de Almaraz, sin modificar el resto del calendario de cierre acordado del parque nuclear español. Este enfoque permite evaluar si una eventual prórroga de Almaraz se traduciría en un coste adicional para la ciudadanía en términos de precios de la electricidad y del funcionamiento agregado del sistema eléctrico.

3. METODOLOGÍA: MODELO DE SIMULACIÓN DEL MIX ENERGÉTICO Y PRECIOS

El objetivo del modelo empleado es simular la evolución horaria del sistema eléctrico peninsular bajo diferentes escenarios (2025-2033), modelando la interacción entre generación renovable variable, almacenamiento (hidráulico y baterías), demanda flexible y calendario de cierre nuclear, para estimar la cobertura de demanda, vertidos y la formación de precios de mercado.

3.1. Adquisición y preprocesamiento de datos

* **Fuentes de datos:** Se parte de series temporales horarias históricas (2016-2023)⁶ procedentes de REE/ESIOS y precios horarios de mercado OMIE.

* **Normalización de demanda:** Se reconstruye la “demanda bruta” sumando el autoconsumo fotovoltaico estimado a la demanda de red observada para trabajar con la demanda bruta real.

* **Normalización de generación:** Las curvas de generación eólica y solar históricas se normalizan, obteniendo factores de capacidad, para poder ser reescaladas posteriormente según la potencia instalada estimada de cada escenario futuro.

3.2 Modelado físico de tecnologías

El modelo aplica lógica operativa específica para cada tecnología sobre el balance horario y las añade en el siguiente orden para completar el mix de generación:

* **Nuclear:** Se modela planta por planta (Ascó, Vandellós, Almaraz, etc.), permitiendo simular cronogramas de cierre o paradas específicas interpolando su disponibilidad diaria.

* **Cogeneración:** Se modela como generación inflexible, proyectando el perfil operativo observado recientemente (ajustado a niveles de 2024).

* **Renovables variables (eólica y solar fotovoltaica):** Se modelan como el potencial máximo teórico disponible. Se escala el perfil horario histórico normalizado por la nueva capacidad instalada del escenario, generando la curva de oferta bruta antes de considerar posibles vertidos (*curtailments*) económicos o técnicos.

* **Generación hidráulica (optimizada):** Se utiliza un algoritmo de optimización que distribuye la energía hidráulica disponible mensual (basado en datos históricos) en las horas de mayor necesidad (precios y demanda elevados), respetando restricciones de caudal mínimo ecológico y niveles de llenado de embalses.

* **Gestión de almacenamiento** (baterías): Se aplica un algoritmo de despacho basado en la demanda residual o hueco térmico, es decir, la demanda no cubierta por las fuentes mencionadas hasta el momento: nuclear, cogeneración y renovables.

-**Carga:** Se activa cuando hay excedente renovable y la generación supera la demanda.

-**Descarga:** Se activa cuando hay déficit de generación, reduciendo la necesidad de generación fósil.

6. Se ha excluido 2024 por ser un año en el que los vertidos (*curtailments*) económicos o técnicos tenían demasiado impacto.

-Damping: Se incluye un factor de amortiguación para simular la saturación del arbitraje de precios conforme aumenta la penetración de baterías.

*** Generación térmica (gas/ciclos combinados):** Funciona como tecnología de cierre, cubriendo la demanda resultante tras descontar todas las demás fuentes de generación y el almacenamiento. El modelo impone un mínimo técnico de seguridad (calculado dinámicamente en función de la penetración renovable instantánea), forzando una generación base mínima ajustada a niveles anteriores al cero peninsular.

3.3. Modelo estadístico de precios

Se ha utilizado un enfoque estadístico basado en datos históricos, en lugar de modelos fundamentales de coste marginal. Se han eliminado los datos con precios semanales de gas superiores a 50€/MWh por considerarse muy alejados de las previsiones futuras, tal y como se muestra en la Figura 1. El procedimiento ha sido como sigue:

*** Cálculo de la ratio de demanda residual:** Se calcula para cada hora qué porcentaje de la demanda no es cubierta por renovables ni nuclear.

*** Binning y correlación:** Se agrupan los datos históricos en intervalos (bins) según este ratio.

*** Inferencia:** Para cada bin, se extrae la distribución de precios históricos (media, desviación estándar y cuartiles). Esto per-

mite predecir el precio futuro probabilístico en función de la cobertura renovable esperada, capturando la volatilidad y la “canibalización” de precios

3.4. Resultados y métricas

Para cada escenario y año simulado, el procedimiento devuelve:

*** Mix de generación:** Porcentaje de cobertura de la demanda por tecnología.

*** Excedentes, vertidos o curtailment:**

Energía renovable que no se dedica a cubrir la demanda. Representa la suma de vertidos por falta de demanda o almacenamiento junto con las exportaciones internacionales.

*** Cobertura fósil:** Dependencia restante de ciclos combinados/cogeneración.

4. HIPÓTESIS Y ESCENARIOS

La presente investigación plantea tres escenarios, detallados en el Anexo I, que se describen brevemente a continuación:

CIERRE

Este escenario considera que se cumple el calendario de cierre acordado actualmente. De manera breve y en comparación con los últimos cinco años, la velocidad de instalación de energía eólica aumenta ligeramente y la instalación de solar fotovoltaica en planta experimenta una reducción moderada. El almacenamiento se desarrolla de manera rápida en 2027 y estabiliza su instalación en los siguientes años.

Adicionalmente, se considera la posibilidad de que se apruebe la prórroga solicitada para la C.N. de Almaraz hasta 2030. En este caso, las inversiones futuras en el sector eléctrico peninsular están condicionadas por la percepción de los inversores sobre la concesión de prórrogas adicionales para esta u otras centrales. Por tanto, se han descrito dos escenarios, asumiendo la prórroga de la C.N. de Almaraz hasta 2030 en ambos:

PRÓRROGA

En este escenario, los inversores prevén que el cierre de Almaraz se hará efectivo en 2030 y no habrá prórrogas adicionales para esta u otras centrales peninsulares. Se ha modelado una reducción de inversión moderada en nuevas renovables, donde la instalación de energía eólica continúa a un ritmo similar al de los últimos años y la solar fotovoltaica en planta experimenta una reducción más acusada que en el escenario anterior (CIERRE). Se mantiene la tendencia de instalación de almacenamiento, si bien con valores ligeramente inferiores.

PRÓRROGA + DESACELERACIÓN RENOVABLE:

En este escenario el mercado asume que la prórroga de Almaraz será superior al plazo actualmente solicitado (cierre en 2030) y/o que el resto de reactores se acogerán progresivamente a prórrogas similares. Como resultado, la desaceleración de la inversión en renovables es más pronunciada que en el escenario anterior. La instalación de energía eólica continúa a un ritmo ligeramente inferior al de los últimos años y la solar fotovoltaica sufre una fuerte reducción. Se mantiene la tendencia de instalación de almacenamiento del escenario de cierre programado, pero alcanzando valores moderadamente inferiores.

Estos escenarios se han elaborado a partir de información pública disponible, análisis propios y consultas a expertos del sector y a representantes de distintas empresas y organizaciones.

Algunas variables se han considerado lo suficientemente independientes para no estar afectadas con significatividad estadística por el cierre o prórroga de Almaraz. Así, en todos los escenarios se ha supuesto un aumento idéntico del autoconsumo doméstico e industrial. De la misma manera, también en todos los casos se ha supuesto una variación análoga de la demanda eléctrica bruta, es decir, incluyendo la contribución del autoconsumo: aumento del 2 % en 2025 y del 1,2 % el resto de los años, todos ellos respecto al valor de 2024.

En todos los casos, se ha restado el autoconsumo a la demanda bruta para obtener la demanda corregida a casar con el resto de tecnologías de generación. De esta manera, se subestima en cierta medida la contribución de las energías renovables a la cobertura de la demanda eléctrica peninsular al no considerar el autoconsumo, pero se obtienen datos comparables con los habitualmente publicados.

Para evaluar el efecto de la prórroga de la C.N. de Almaraz se han simulado no solo los años previos al cierre definitivo (2026-2030), sino también tres años adicionales tras el cierre (2031-2033). Esto se debe a que la influencia en emisiones y precios de la electricidad de una posible prórroga de la C.N. de Almaraz no se limitaría estrictamente a los años donde dicha prórroga tuviera efecto, sino también a los años inmediatamente posteriores, como es lógico en una decisión de gran calado para el sector eléctrico.

Para aislar la influencia de la variable estudiada (prórroga de la central nuclear de Almaraz hasta 2030), los escenarios considerados suponen el cierre acordado de sus dos unidades como único cambio en la potencia de generación nuclear. Por tanto, se han simulado los años 2026 a 2033 manteniendo activo el resto del parque nuclear español, omitiendo los cierres previstos en 2030 (Ascó I y Cofrentes) y 2032 (Ascó II), que serían perceptibles en 2031 y 2033, respectivamente. Esta simplificación es necesaria ya que, en caso de tener en cuenta los cierres mencionados, se debería ampliar la simulación varios años después de 2033 para evaluar de nuevo el efecto de estos cierres adicionales a medio plazo. En consecuencia, también deberían considerarse los cierres de Vandellós II y Trillo en 2035 (con pleno efecto en 2036) y, de nuevo,

extender la simulación, posiblemente hasta 2040. Este estudio es interesante, ya que evaluaría el conjunto del cierre nuclear actualmente planificado, escenario que se podría comparar con alternativas de prórrogas moderadas o a largo plazo. Sin embargo, este no es el objeto de la presente contribución, centrada, como se ha indicado, en evaluar de manera aislada el impacto de la única prórroga que actualmente se ha solicitado: la C.N. de Almaraz.

5. PRINCIPALES RESULTADOS DEL ESTUDIO

A continuación se detallan los principales resultados obtenidos de las simulaciones efectuadas. Estos se pueden agrupar en tres tipos de efectos correlacionados y complementarios: efectos en la transición energética, efectos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y efectos económicos sobre la factura de la luz y las inversiones limpias. Todas las magnitudes se refieren al sistema peninsular y al periodo 2025-2033, salvo que se indique lo contrario.

5.1. Efectos en la transición energética

En primer lugar, se ha estudiado el efecto de la prórroga de la C.N. de Almaraz sobre variables de relevancia en el sistema eléctrico, como la contribución a la demanda de las energías renovables, el almacenamiento o el gas, así como los excedentes brutos de renovables. A continuación se detalla el efecto en cada una de las variables mencionadas:

COBERTURA RENOVABLE

La **Figura 2** muestra la evolución de la cobertura renovable peninsular en los distintos escenarios, considerando solar (fotovoltaica y termosolar), eólica e hidráulica. Para 2025 el modelo estima una cobertura renovable del 55,3 % de la demanda peninsular, valor común en los tres escenarios simulados. Este dato es ligeramente inferior al 57,5 % publicado de forma preliminar por REE para 2025,⁷ con una diferencia de 2,2 puntos porcentuales entre el escenario simulado y los valores reales.

En cuanto a la evolución temporal, el escenario de cierre programado muestra una trayectoria claramente ascendente: la cobertura renovable aumenta hasta el 65,8 % en 2030. Los incrementos más intensos se producen en 2028 y 2029, coincidiendo con los años posteriores al cierre de Almaraz I y Almaraz II, respectivamente. En este sentido, el cierre de la C.N.

⁷ Dato obtenido a 4 de enero de 2026 con fines comparativos con las simulaciones realizadas. Contabilizando el total de renovables, REE cuantifica en un 59,2 % la cobertura renovable del sistema peninsular y en un 57,2% el total nacional, ambos para 2025 y en la fecha indicada.

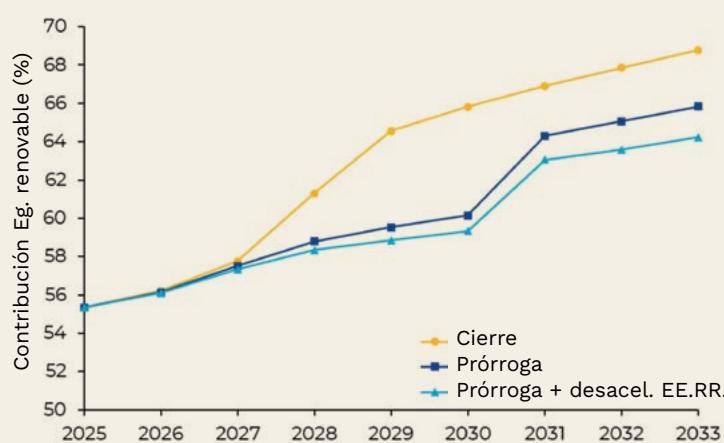
de Almaraz permite que la generación renovable ocupe un mayor número de horas en el mix.

En los escenarios de prórroga, la contribución renovable también crece, ya que continúa la instalación de capacidad renovable. Sin embargo, el aumento es significativamente menor y la cobertura renovable en 2030 se sitúa en 59,3 %-60,1 %, es decir, más de 5 puntos porcentuales por debajo del escenario de cierre. Esto supone entre 13,7 y 15,7 TWh, un dato muy similar a la generación eléctrica anual de los dos reactores de la C.N. de Almaraz, que en 2024 generaron 15,6 TWh. Este resultado es coherente con un efecto de desplazamiento, donde la permanencia de potencia firme reduce la entrada de generación variable y almacenamiento en el mix, mientras que el cierre de Almaraz permite la entrada de una cantidad análoga de generación renovable análoga a la eliminada.

El valor de 65,8 % obtenido para 2030 en el mejor escenario (cierre) es inferior al 81 % estimado en el PNIEC.⁸ Esta diferencia se explica principalmente por la menor potencia proyectada en este estudio, ajustada a la realidad de finales de 2025 y a las tendencias observadas más recientes que las empleadas en el plan estatal.

Figura 2

Contribución porcentual de las energías renovables al sistema eléctrico peninsular en los escenarios considerados.

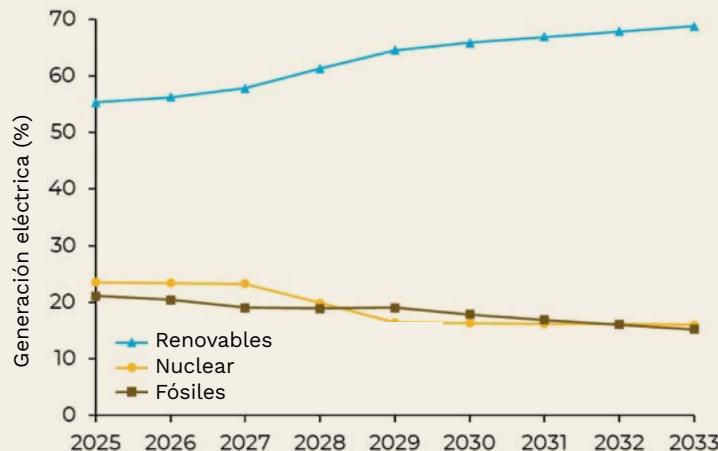


⁸ Existe una ligera diferencia en los valores comparados, ya que este estudio se refiere a datos peninsulares y desprecia sistemas de generación renovables minoritarios como biogás, biomasa o residuos renovables, mientras que el PNIEC trata con datos nacionales y considerando todas las fuentes.

La **Figura 3** resume la estructura de generación peninsular para el escenario de cierre, agrupada en tres bloques: renovables, fósiles y nuclear. El cierre de los reactores de Almaraz I y II se refleja a partir de 2028 y 2029, respectivamente. En cada uno de estos años, la contribución nuclear disminuye y la renovable aumenta en línea con lo descrito anteriormente. La generación fósil apenas varía, ya que disminuye de 2027 a 2028 en 0,04 TWh (pasando del 19,0 % al 18,9 % del total), y en 2029 aumenta ligeramente en 0,7 TWh, volviendo a representar el 19,0 % del total de electricidad generada.

Figura 3

Estructura de generación eléctrica peninsular en el escenario de cierre programado Excedentes renovables



EXCEDENTES RENOVABLES

Los excedentes de electricidad (o vertidos, *curtailment*) representan la generación que, aun pudiendo producirse, no se inyecta finalmente en la red por razones técnicas (congestiones de nodos, restricciones del operador del sistema, por ejemplo) o económicas (precios muy bajos en determinadas horas).

En este análisis se utiliza una variable que combina de forma agregada la energía vertida con la dedicada a exportaciones internacionales. Si bien los excedentes reales son menores que este valor agregado, su diferencia entre escenarios puede interpretarse como excedentes, al asumir que las exportaciones no dependen del escenario, hipótesis conservadora para no favorecer a ninguno de ellos.

La **Figura 4a** muestra que los excedentes aumentan hasta 2027 en todos los escenarios, situándose en un 16,5-17,4 % de la demanda.

Esto es consistente con un sistema de alta penetración renovable y episodios recurrentes de sobreproducción, algo observado en los resultados reales del sistema en 2024 y 2025. Este valor se mitiga parcialmente gracias a la implementación del almacenamiento, si bien los excedentes siguen siendo elevados.

En el escenario de cierre, los excedentes se reducen desde 17,4 % en 2027 hasta 15,6 % en 2029. Con el cese de actividad de la C.N. de Almaraz, parte de la energía renovable que antes no podía integrarse en el sistema, pasa a cubrir demanda. La reducción de excedentes implica 3,8 TWh adicionales integrables, aproximadamente el 25 % de la energía aportada por la C.N. de Almaraz. Esto demuestra que el reemplazo de generación nuclear por renovables no se apoya únicamente en nueva potencia instalada, sino también en un mayor aprovechamiento de renovables previamente no integradas.

A partir de 2030, en el mismo escenario de cierre, la instalación continuada de renovables tiende a aumentar de nuevo los excedentes. Este sería, precisamente, el año en que está previsto el cierre de dos reactores adicionales (Ascó I y Cofrentes, cuyo cierre no se ha considerado en las simulaciones), lo que previsiblemente volverá a abrir espacio para integración renovable en 2031, reduciendo considerablemente los excedentes.

En los escenarios de prórroga, los excedentes muestran variaciones menores de 2027 a 2030, con un ligero aumento o disminución en función del ritmo de instalación de nueva potencia renovable considerado. En 2029 se sitúan en 15,9-16,9 %, valores superiores al 15,6 % del escenario de cierre, lo que es coherente con una limitación de la entrada de generación renovable al sistema debido a la prórroga nuclear. Finalmente, una vez que la C.N. de Almaraz se cierra en los escenarios de prórroga (a partir de 2030), los excedentes disminuyen de forma apreciable, confirmando que la salida de Almaraz permite integrar generación renovable que previamente no se aprovechaba. Por otra parte, los excedentes proyectados de 2031 en adelante son inferiores en los casos de prórroga nuclear debido al menor despliegue renovable. No obstante, la cantidad de excedentes aumenta en todos los escenarios a partir de 2031 ya que no se ha considerado ningún cierre nuclear adicional. El resto de las centrales nucleares activas impiden la entrada de energía renovable, generando excedentes, como se ha observado con Almaraz.

Conviene señalar que la mayor potencia renovable instalada en el escenario de cierre se traduce, de forma natural, en mayores excedentes cuando estos se expresan como porcentaje de la demanda total, de igual manera que este escenario también dio como

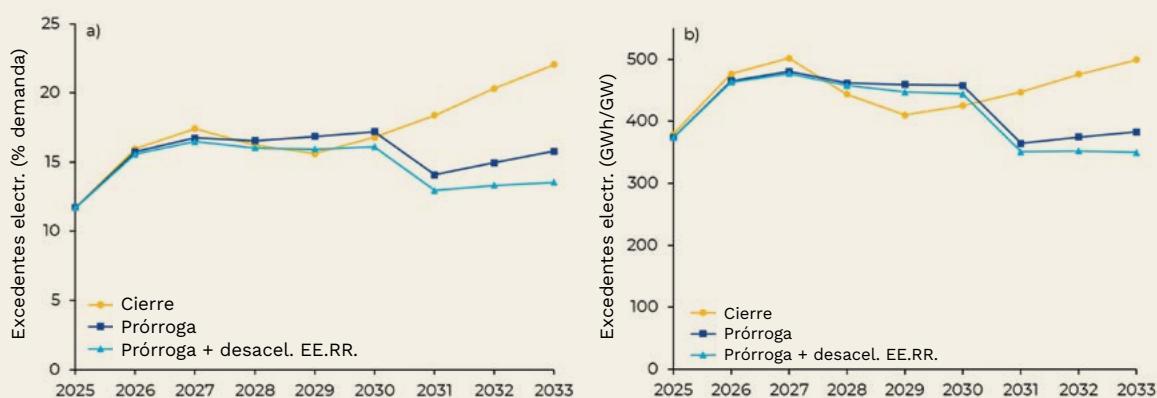
resultado una mayor cobertura renovable de la demanda. Sin embargo, resulta igualmente relevante analizar los excedentes en relación con la potencia renovable instalada (fotovoltaica y eólica).

La **Figura 4b** presenta este segundo enfoque, en el que se observa que, durante los años de prórroga (2028-2030), estos registran excedentes superiores a los del escenario de cierre, alcanzando en 2019 una diferencia de hasta 49 GWh por GW instalado en 2029, es decir, un 12% más que en el escenario de cierre.

A partir de 2030, con la C.N. de Almaraz ya cerrada en todos los escenarios, los excedentes mantienen una tendencia creciente en los escenarios de cierre y de prórroga sin desaceleración renovable. Esta tendencia se transformaría de nuevo en una reducción de excedentes en caso de producirse el cierre de los dos reactores adicionales cuyo cese está actualmente programado para 2030: Ascó I y Cofrentes.

Figura 4

Excedentes de electricidad no destinada a cubrir la demanda en los diferentes escenarios considerados. Excedentes expresados en función de a) la demanda y b) la potencia fotovoltaica y eólica instalada.



DESPLIEGUE DEL ALMACENAMIENTO

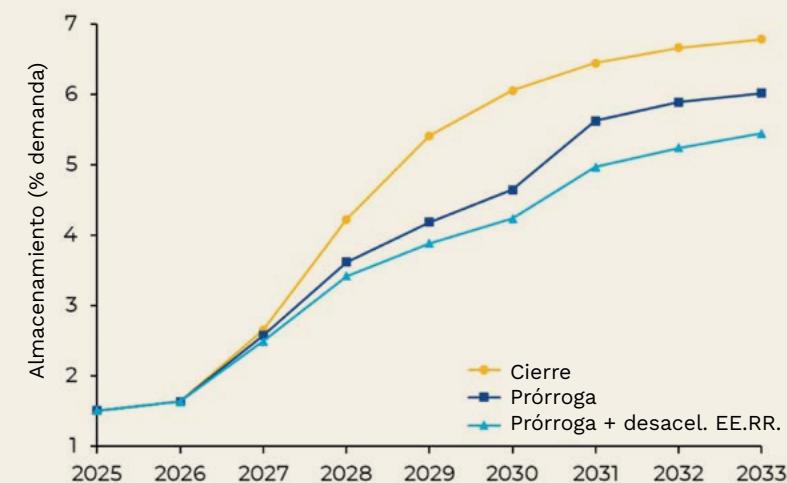
La **Figura 5** muestra la contribución del almacenamiento como porcentaje de la demanda anual en cada escenario. En todos los casos, su aportación aumenta de manera sostenida debido al despliegue de baterías a gran escala a partir del segundo semestre de 2026 y, principalmente, durante 2027.

En el escenario sin prórrogas, el almacenamiento alcanza los mayores niveles de cobertura, sobre todo desde 2028. Esto es

coherente con un sistema con elevada penetración renovable, donde existe más energía excedentaria susceptible de almacenarse para desplazar generación fósil en horas posteriores, incluso cuando el recurso renovable es bajo. En los escenarios con prórroga, este crecimiento se modera, especialmente en el escenario con mayor desaceleración de la inversión en renovables, ya que una menor entrada de generación renovable reduce el volumen de excedentes gestionables y el número de horas en las que la batería puede arbitrar con eficiencia.

Figura 5

Contribución del almacenamiento a la cobertura de la demanda.



REEMPLAZO DE GENERACIÓN NUCLEAR

Para completar el análisis de los efectos sobre el sistema eléctrico y la transición energética, se evalúa qué fuentes reemplazan la generación nuclear que abandona el sistema en el escenario de cierre programado. El efecto del cierre de Almaraz I se estima comparando la estructura de generación entre 2027 y 2028 y el de Almaraz II comparando 2028 y 2029.

La **Tabla 2** muestra una reducción de generación nuclear de 7,77 TWh en 2028 debido al cierre de Almaraz I y de 7,96 TWh en 2029 por el cierre de Almaraz II. En paralelo, la generación renovable aumenta de forma significativa en ambos años, debido tanto a nueva potencia instalada como a la reducción de excedentes renovables que antes no podían integrarse con la C.N. de Almaraz operativa. En conjunto, la electricidad renovable añadida asciende a 9,27 y 8,71 TWh el primer año sin Almaraz I y Almaraz II, respectivamente. Por su parte,

la generación fósil apenas varía: -0,04 TWh en 2028 y +0,70 TWh en 2029.

En términos de reemplazo directo, la generación renovable adicional equivale al 119,3 % (Almaraz I) y al 109,5 % (Almaraz II) de la generación nuclear retirada. Es decir, el reemplazo nuclear por renovables es completo y, de hecho, superior al 100% si se mide únicamente en relación a la energía nuclear que desaparece.

No obstante, en 2028 y 2029 la demanda eléctrica aumenta en 1,46 TWh por año, lo que introduce una necesidad adicional de generación. En cierta medida, podría argumentarse que el aumento de generación renovable debería cubrir en primer lugar el aumento de la demanda y solo después reemplazar otras fuentes. Pese a que esta métrica penaliza excesivamente el cálculo del reemplazo nuclear con renovables, se ha calculado en qué medida la generación renovable adicional cubre conjuntamente la retirada nuclear y el aumento de demanda. Como se observa en la **Tabla 2**, los resultados indican que en 2028 la combinación de generación renovable adicional y la reducción de excedentes cubren el 100,4 % del total (cierre de Almaraz I y aumento de demanda), con un pequeño exceso que reduce la generación fósil. En 2029, las nuevas renovables y la reducción de excedentes cubren el 92,5 % del cierre de Almaraz II y el aumento de demanda, mientras que el 7,5 % restante se cubre con ciclos combinados, como se resume gráficamente en la **Figura 6**.

Tabla 2

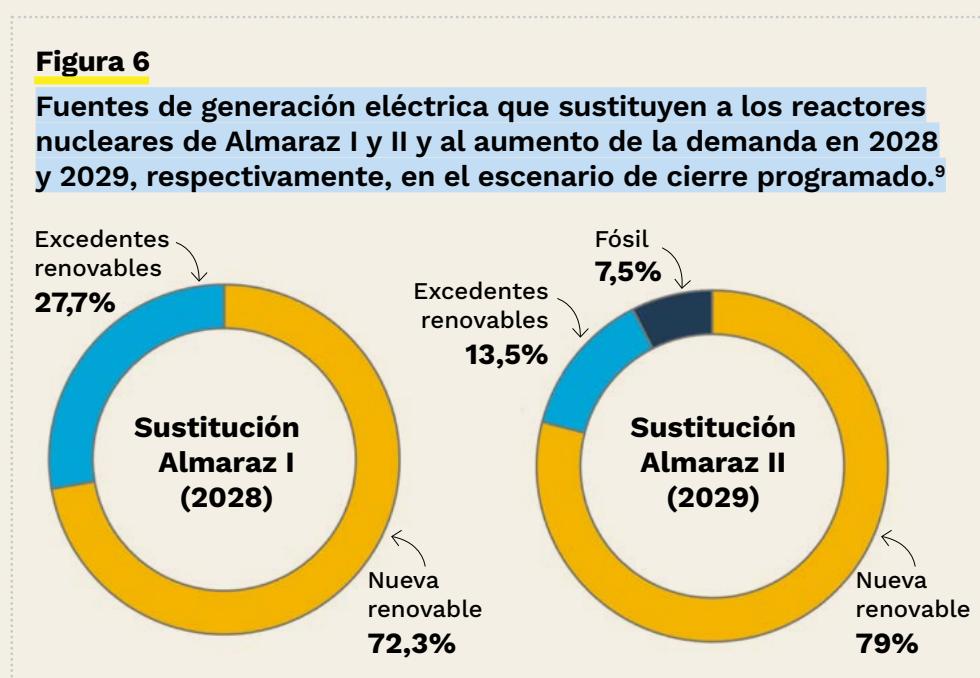
Variaciones observadas en la generación eléctrica peninsular (TWh) en el escenario de cierre nuclear durante los ceses definitivos de operación de Almaraz I y Almaraz II.

Variaciones observadas (TWh)	Almaraz I (2028)	Almaraz II (2029)
Generación Nuclear	- 7,77	- 7,96
Generación Renovable (nueva)	6,70	7,44
Reducción Excedentes renov.	2,57	1,27
Generación Fósil	- 0,04	0,70
Reemplazo con renovables	119,3 %	109,5 %
Aumento demanda	1,46	1,46
Reemplazo con renovables incluyendo nueva demanda	100,4 %	92,5 %

Agregando ambos años, la generación renovable incorporada equivale al 114,3 % de la energía que deja de inyectarse por el cierre de la C.N. de Almaraz, es decir, se produce sobradamente un reemplazo nuclear por renovables. Y si se considera conjuntamente la retirada nuclear y el crecimiento de la demanda en 2028 y 2029, la generación renovable cubre un 96,4 % del total, mientras que la generación fósil (ciclos combinados) aporta el 3,6 % restante. En términos prácticos, estos resultados contradicen la hipótesis de que el cierre de Almaraz implica sustituir nuclear mayoritariamente por gas.

Figura 6

Fuentes de generación eléctrica que sustituyen a los reactores nucleares de Almaraz I y II y al aumento de la demanda en 2028 y 2029, respectivamente, en el escenario de cierre programado.⁹



5.2 Efectos en las emisiones de gases de efecto invernadero

El aumento de la contribución renovable no es la única métrica relevante ni un fin en sí mismo, ya que el objetivo último es la descarbonización sostenida del sistema eléctrico. Por ello se analizó también el uso de ciclos combinados en el mix.¹⁰ Aunque no son la única tecnología de generación con emisiones relevantes, sí son la tecnología de generación fósil que varía con mayor

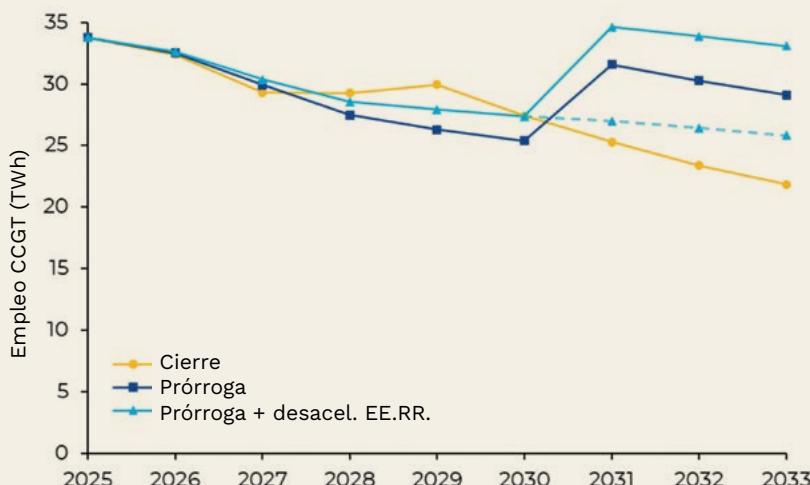
9 En el caso del reemplazo de Almaraz I, el total sumaría 100,4 % y no 100 % (ver Tabla 2), ya que el aumento de generación renovable es superior a la suma de la generación desplazada de Almaraz I y el aumento de la demanda en 2028. Por tanto, los porcentajes parciales están reescalados para obtener un total del 100 % que sea representable en este gráfico.

10 Este indicador muestra la contribución conjunta de los ciclos combinados, importaciones internacionales y otros, como biomasa o residuos, aunque en el trabajo se hace referencia a él como "gas" por simplificación. No obstante, la mayor utilidad de este indicador reside en su efecto comparativo entre escenarios, que se ajusta de manera fidedigna a un mayor o menor uso de ciclos combinados de gas, ya que es el resto de variables que lo componen no se consideran afectadas por el cierre o prórroga de la C.N. de Almaraz.

intensidad en función del equilibrio entre demanda y generación no fósil.

Como muestra la **Figura 7**, el cierre planificado de la C.N. de Almaraz reduce progresivamente la generación con gas entre 2025 y 2027, en línea con el aumento de la cobertura renovable visto anteriormente. Esta tendencia se revierte parcialmente en 2028 y 2029, con un leve aumento del uso de ciclos combinados asociados al cierre definitivo de la C.N. de Almaraz. No obstante, a partir de 2030 la reducción se reanuda a un ritmo similar o ligeramente superior.¹¹

Figura 7
Electricidad generada por los ciclos combinados peninsulares (CCGT) y otras fuentes minoritarias en los escenarios considerados.



En los escenarios de prórroga, el uso de gas disminuye hasta 2030, pero lo hace con menor intensidad y con una desaceleración progresiva, llegando a valores casi estacionarios en 2030, especialmente bajo el escenario con mayor desaceleración en renovables. En 2030 el empleo de gas es análogo en los escenarios de cierre nuclear y de prórroga con desaceleración en inversión en renovables, siendo ligeramente inferior en el caso de prórroga sin desaceleración acentuada. No obstante, a partir de 2030, las emisiones de los escenarios de prórroga aumentan de forma notable debido a que el cierre definitivo de la C.N. de Almaraz se produce en un sistema eléctrico menos preparado para reemplazar simultáneamente la generación nuclear y el aumento de demanda con energías renovables. En este punto,

11 Apunte metodológico: es preciso recordar que las simulaciones realizadas suponen el funcionamiento de los reactores I y II de la C.N. de Almaraz durante la totalidad de los años en que se cierran, por lo que su salida del sistema es observable en el escenario de cierre a partir de 2028 y 2029, respectivamente y, en los escenarios de prórroga, en 2031 (ambos reactores).

parece lógico plantearse qué ocurriría en caso de que la C.N. de Almaraz siguiera operando al menos hasta 2033, cubriendo todo el período considerado en las simulaciones.¹² Los resultados obtenidos (Figura 7, línea discontinua) muestran que la operación extendida de Almaraz implicaría un menor consumo de gas fósil que la prórroga hasta 2030, pero un mayor uso de gas que el escenario de cierre programado.

Por tanto, se puede concluir que la prórroga de la C.N. de Almaraz reduce el uso de ciclos combinados de manera temporal (2028-2030), pero limita a medio plazo la sustitución estructural de aportes térmicos por renovables. Como consecuencia, tras 2030, el mix resultante es menos renovable y más dependiente de tecnologías de respaldo como el gas.

A continuación, se calcularon las emisiones de gases de efecto invernadero (medidas como CO₂eq). Los datos obtenidos se muestran en la **Figura 8** y, a modo de referencia, en 2025 se obtienen 14,0 MtCO₂eq para todos los escenarios. En 2030, el escenario de cierre alcanza 9,1 MtCO₂eq, mientras que los escenarios de prórroga se sitúan entre 12,1 y 13,8 MtCO₂eq. Dado que las emisiones anuales (representadas con líneas) se cruzan a lo largo de los años, se ha analizado también el total acumulado de todo el periodo (representado con barras).

Las emisiones agregadas del escenario de cierre son superiores a los escenarios de prórroga durante los años en los que la C.N. de Almaraz sigue operativa (2028-2030). En 2030 se observa la mayor diferencia: el escenario de prórroga más favorable alcanza un valor de emisiones 2,8 MtCO₂eq por debajo del escenario de cierre. Sin embargo, desde 2031, el escenario de cierre pasa a ser el de menores emisiones acumuladas. Extendiendo el análisis hasta 2033, las emisiones del escenario de cierre acumulan 105,0 MtCO₂eq, mientras que los dos escenarios de prórroga alcanzan valores de 110,8 y 117,3 MtCO₂eq. Por tanto, la prórroga de la C.N. de Almaraz incrementa las emisiones acumuladas del sistema eléctrico de 5,8 a 12,3 MtCO₂eq (2026-2033) respecto al cierre actualmente acordado. Para visualizar la magnitud de este valor, basta decir que las emisiones adicionales en caso de aprobar la prórroga de Almaraz serían equivalentes a las de todos los hogares de Extremadura (1 millón de personas) durante 6 años o a las de un vehículo de gasolina dando 1.200.000 vueltas a la Tierra.

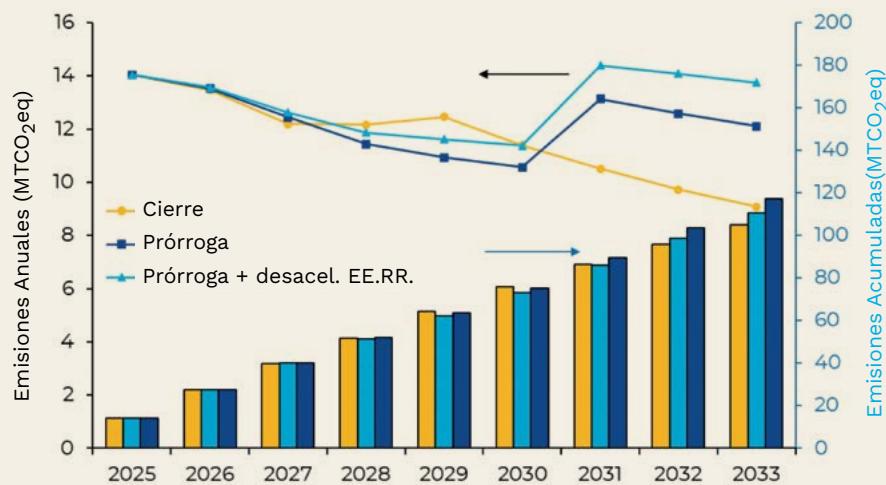
Con un precio conservador de derechos de emisión de 80€/tCO₂eq, las mayores emisiones asociadas a la prórroga de la C.N. de Almaraz supondrían un coste adicional de hasta 984 millones de euros. Esta

12 Ninguno de los escenarios considerados en este trabajo supone una extensión de la operación de la C.N. de Almaraz mayor a la solicitada por las empresas propietarias. Sin embargo, en este apartado se ha realizado esta simulación de manera excepcional a efectos comparativos con el escenario de cierre planificado.

cantidad se repercutiría de manera directa en el precio de la electricidad, como es habitual en el actual sistema de fijación de precios. Sin embargo, no se debe suponer que el sobrecoste final de la electricidad se limitaría a esta cantidad. Un mayor empleo de centrales de gas influye en la fijación de precios y estos deben calcularse de manera independiente, como se hará en el siguiente apartado.

Figura 8

Emissions anuales (líneas, eje izq.) y acumuladas (barras, eje dch.) de los ciclos combinados en los escenarios considerados.



5.3. Efectos económicos

Más allá de las implicaciones técnicas y ambientales, las decisiones sobre el calendario de cierre nuclear tienen consecuencias económicas directas y cuantificables para el conjunto de la sociedad. En este apartado se analizan los principales efectos de una eventual prórroga de la C.N. de Almaraz sobre la inversión en tecnologías limpias y sobre el coste final de la electricidad para hogares, evaluando no solo los impactos a corto plazo, sino también sus efectos acumulados y estructurales en el medio plazo.

PÉRDIDA DE INVERSIONES EN TECNOLOGÍAS RENOVABLES

La **Figura 9** muestra la evolución de las inversiones acumuladas en energías renovables y almacenamiento en los tres escenarios considerados. Los resultados evidencian que la decisión de prorrogar la operación de la C.N. de Almaraz ejerce un efecto persistente y estructural sobre la señal de mercado y, en consecuencia, sobre el ritmo de inversión en tecnologías limpias.

En el escenario de cierre programado, las inversiones mantienen una trayectoria claramente creciente a lo largo de todo el periodo 2026-2033, co-

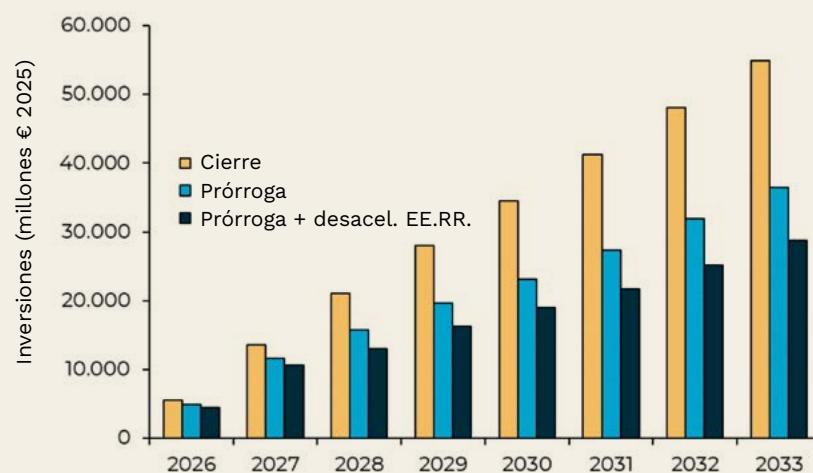
herente con un sistema que avanza de forma sostenida hacia una mayor penetración renovable y un mayor despliegue de almacenamiento.

En los escenarios de prórroga, el volumen de inversión es sistemáticamente inferior en todos los años analizados. Durante los primeros ejercicios el impacto es moderado, debido al elevado grado actual de avance administrativo o incluso constructivo de numerosos proyectos. Sin embargo, a medida que el horizonte de decisión se aleja, el efecto de la prórroga sobre las expectativas del mercado se vuelve cada vez más acusado, ralentizando de forma significativa el desarrollo de nueva capacidad renovable y de almacenamiento.

Este efecto es especialmente intenso en el escenario de prórroga con desaceleración en energías renovables, asociado a la expectativa de que la extensión de vida de Almaraz pueda ir acompañada de nuevas prórrogas en otras centrales nucleares. En este caso, el nivel de inversión se sitúa de forma persistente muy por debajo del escenario de cierre, alcanzando en los últimos años del período valores cercanos a la mitad.

En términos agregados, la diferencia acumulada de inversión entre el escenario de cierre y los escenarios de prórroga asciende a hasta 26.130 millones de euros en el periodo 2026-2033. Esta cifra cuantifica el coste de oportunidad de la prórroga nuclear en términos de menor desarrollo de infraestructuras renovables, menor capacidad de almacenamiento y, en última instancia, menor competitividad y liderazgo tecnológico del sistema energético español.

Figura 9
Inversiones en energías renovables y almacenamiento en los diferentes escenarios considerados



EFFECTO EN LA FACTURA ELÉCTRICA

Finalmente se ha simulado también la casación horaria de precios en el periodo 2026-2033, calculando a continuación el coste para los consumidores finales y comparando los escenarios considerados.

En primer lugar se ha estimado el precio mayorista horario en cada escenario. La **Figura 10** muestra los valores medios anuales resultantes, donde todos los escenarios parten de un precio similar para 2026, en torno a 61 €/MWh. Este valor es superior a las cotizaciones actuales de los futuros de la electricidad, que se sitúan aproximadamente entre 55 y 57 €/MWh.¹³ No obstante, dichos precios de mercado presentan una variabilidad considerable, como ilustra el hecho de que en los últimos años hayan oscilado entre 33,96 y 78,33 €/MWh.

Más allá del nivel absoluto de precios, la aportación más relevante de las simulaciones reside en las diferencias sistemáticas entre escenarios y su coherencia con los resultados técnicos y ambientales previamente analizados. En el escenario de cierre programado, el precio mayorista experimenta un ligero repunte en los años inmediatamente posteriores al cierre de las unidades I y II de la C.N. de Almaraz (años 2028 y 2029, respectivamente), alcanzando 62,2 €/MWh en 2029, lo que es consistente con el mayor “hueco térmico” observado en esos años y el mayor empleo de ciclos combinados. Sin embargo, este efecto es transitorio, y a medida que aumenta la penetración renovable y el despliegue de almacenamiento (tal y como se muestra en los apartados anteriores), el precio anual disminuye de forma progresiva hasta situarse en 58,0 €/MWh en 2033, reflejando una menor dependencia estructural del gas como tecnología marginal.

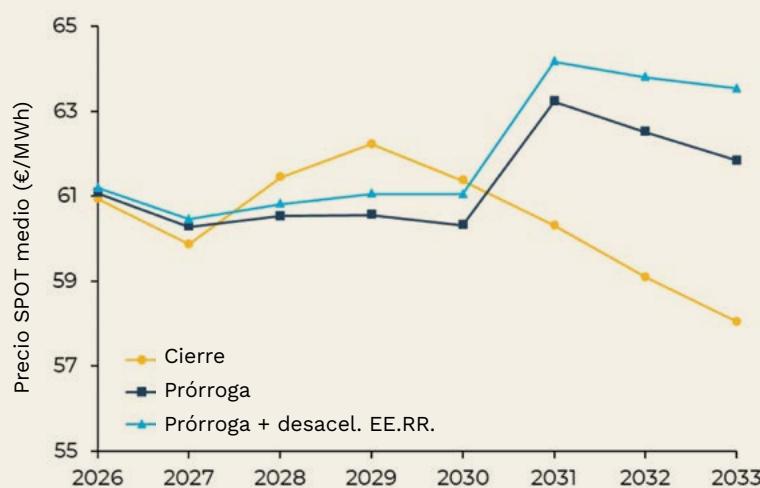
Los escenarios de prórroga presentan pequeñas variaciones entre 2026 y 2030, coherentes con la menor integración de renovables y la continuidad de la C.N. de Almaraz durante esos años. Una vez cerrada la central en 2030, ambos escenarios registran un aumento más acusado del precio mayorista, alcanzando 63,2 y 64,2 €/MWh en 2031, respectivamente. Este incremento es más pronunciado y persistente que en el escenario de cierre, en línea con el menor parque renovable disponible y con el mayor uso de

¹³ En diciembre de 2025 el precio medio de la electricidad cotizado para 2026 osciló entre 55,80 y 57,05€/MWh, según datos publicados por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Portugués (OMIP).

ciclos combinados descrito anteriormente. Como consecuencia, la brecha de precios entre los escenarios de cierre y prórroga se amplía con el tiempo. En 2033 los escenarios de prórroga alcanzan 61,8 y 63,5 €/MWh, lo que supone una diferencia de hasta 5,5 €/MWh respecto al cierre programado, equivalente a un sobrecoste del 9,5%.

Figura 10

Precio SPOT medio anual en los escenarios considerados.



Respecto al coste final de la electricidad para los consumidores, se ha tomado el escenario de cierre programado como referencia, con el objetivo de conocer si los escenarios de prórroga suponen un ahorro o un coste adicional para la ciudadanía. Así, la **Figura 11** presenta la evolución del coste acumulado de la electricidad para el consumidor final en los distintos escenarios simulados durante el periodo 2026-2033. Los resultados muestran que la decisión de prorrogar la operación de la C.N. de Almaraz no tiene un impacto neutro sobre la factura eléctrica, sino que introduce un patrón claramente diferenciado en el tiempo, con efectos económicos tanto a corto como a medio plazo.

En los años 2026 y 2027, cuando la central se encuentra operativa en todos los escenarios, los escenarios de prórroga presentan un mayor coste para el consumidor final. Este resultado es coherente con la menor penetración renovable y el mayor consumo de gas que caracterizan a dichos escenarios en esta fase inicial.

Entre 2028 y 2030, cuando el escenario de referencia contempla ya el cierre de Almaraz, la situación se invierte. En este intervalo, los escenarios de prórroga registran un menor uso de ciclos combinados y, en consecuencia, un coste de la electricidad inferior al del escenario de cierre. Este efecto genera un alivio temporal en la factura que compensa los sobrecostes de los primeros años.

No obstante, este beneficio es transitorio y se ve ampliamente superado en los años posteriores. A partir de 2031, y una vez se produce el cierre definitivo de Almaraz en los escenarios de prórroga, el sistema resultante es menos renovable y más dependiente del gas, lo que genera un aumento sostenido del coste eléctrico en el consumidor final.

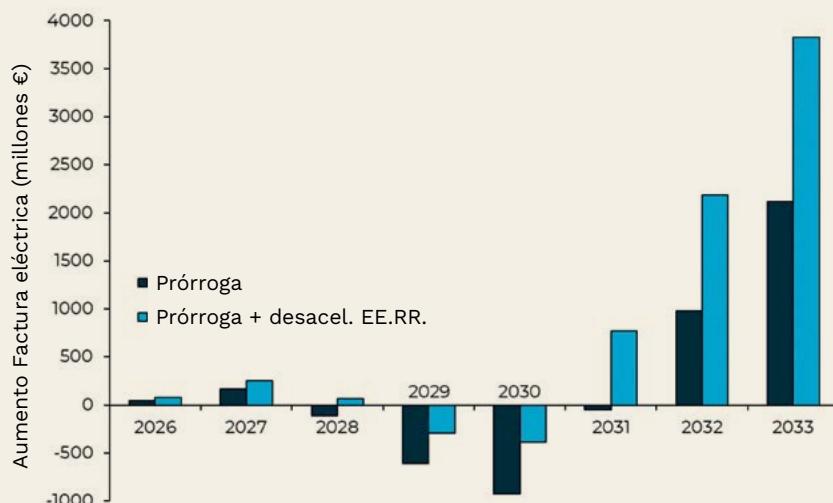
Estos resultados ponen de manifiesto que centrar el análisis exclusivamente en el periodo 2028-2030 conduce a conclusiones incompletas e incluso erróneas. Aunque la prórroga ofrece un alivio económico momentáneo, su impacto global a medio plazo es claramente negativo para hogares y empresas, al traducirse en un encarecimiento estructural de la electricidad.

Por tanto, según los escenarios modelados, queda patente que la prórroga de la C.N. de Almaraz supondría un beneficio momentáneo para el contribuyente de 2028 a 2030, seguido de un fuerte perjuicio que, de manera acumulada, en 2033

supondría un total de hasta 3.831 millones de euros de sobre-coste en la factura eléctrica.

Figura 11

Sobrecoste acumulado en la factura eléctrica en el periodo 2026-2033 en los escenarios de prórroga de la C.N. de Almaraz en comparación con el escenario de cierre programado.



6. CONCLUSIONES

Las simulaciones realizadas permiten extraer conclusiones claras y consistentes sobre el impacto del cierre programado de la central nuclear de Almaraz y sobre las consecuencias de una eventual prórroga de su operación hasta 2030.

1. El cierre de Almaraz no compromete la seguridad del suministro.

El sistema eléctrico peninsular es capaz de reemplazar de forma holgada la producción de los reactores de Almaraz mediante una combinación de nueva potencia renovable e integración de excedentes renovables que en presencia de la C.N. de Almaraz no son aprovechables. En el periodo 2028-2029, la generación renovable incorporada al sistema cubre el 96,4% del hueco conjunto provocado por el cierre de Almaraz y el aumento de la demanda, mientras que únicamente el 3,6% restante se cubre con ciclos combinados de gas. Por tanto, se puede afirmar que el cierre de Almaraz no se traducirá en un aumento estructural de generación fósil.

2. La prórroga limita la transición energética y frena el despliegue renovable.

La permanencia de Almaraz en operación reduce de forma significativa la entrada de nueva generación renovable en el sistema. En los escenarios de prórroga,

la cobertura renovable en 2030 se sitúa más de 5 puntos porcentuales por debajo del escenario de cierre programado, reduciendo este valor desde 65,8% hasta aproximadamente 59-60%. Además, la prórroga provoca un aumento de los excedentes renovables, al impedir que energía limpia previamente vertida pueda ser integrada en el sistema.

3. La prórroga retrasa la reducción estructural del uso de gas y aumenta las emisiones a medio plazo.

Durante los años 2028-2030 la prórroga reduce de forma temporal el empleo de ciclos combinados. Sin embargo, este efecto se revierte con fuerza tras el cierre definitivo de Almaraz al finalizar su prórroga. Como resultado, el sistema eléctrico resultante es menos renovable y más dependiente del gas. En el periodo 2026-2033, los escenarios de prórroga generan entre 5,8 y 12,3 MtCO₂eq adicionales respecto al escenario de cierre, lo que implica un coste adicional de hasta 984 millones de euros en derechos de emisión, repercutidos de forma directa en el precio de la electricidad. Incluso en caso de llevarse a cabo una prórroga indefinida de Almaraz, el escenario de cierre implica menos emisiones acumuladas en el periodo estudiado.

4. La prórroga provoca una pérdida estructural de inversiones en renovables y almacenamiento.

La extensión de vida de Almaraz deteriora la señal de mercado para la inversión limpia. En los escenarios de prórroga,

la pérdida acumulada de inversiones en energías renovables y almacenamiento entre 2026 y 2033 alcanza hasta 26.130 millones de euros, comprometiendo la posición de España como destino prioritario de inversión energética, industrial y tecnológica.

5. El impacto económico de la prórroga es negativo y acumulativo para los consumidores.

Aunque la prórroga produce un alivio transitorio tanto en el precio medio de la electricidad como en la factura eléctrica entre 2028 y 2030, este efecto es ampliamente compensado por el fuerte aumento de costes en los años posteriores. En 2033, el precio mayorista se sitúa en 58,0 €/MWh en el escenario

de cierre programado, mientras que los escenarios de prórroga alcanzan valores de hasta 63,5 €/MWh, lo que equivale a un incremento del 9,5%. Respecto a la factura eléctrica de los consumidores, el sobrecoste acumulado de la prórroga alcanza hasta 3.831 millones de euros entre 2026 y 2033 en comparación con el escenario de cierre.

En consecuencia de todo lo anterior, la prórroga solicitada por Almaraz no cumple el tercer requisito establecido por el Gobierno para su eventual aprobación: que sea económicamente viable y que no se realice a costa del bolsillo del contribuyente. El cierre programado de Almaraz, por el contrario, se alinea de forma coherente con los objetivos de descarbonización, competitividad económica y estabilidad del sistema eléctrico a medio y largo plazo.



©Greenpeace/Pablo Blázquez

7. SIMPLIFICACIONES Y DEBILIDADES DEL ESTUDIO

Se ha considerado una conexión de nuevas renovables proporcional a lo largo del año. Sin embargo, esto posiblemente difiera de la realidad por cumplimiento de hitos u otras cuestiones prácticas, así como posible legislación futura. No se considera que esta simplificación tenga un gran efecto en los resultados debido al gran volumen de potencia renovable preexistente.

La desconexión pactada para los reactores I y II de Almaraz es de 1 de noviembre de 2027 y 31 de octubre de 2028, respectivamente. Sin embargo, en los escenarios simulados se han considerado todos los cierres a fecha 31 de diciembre de cada año. Con este pequeño redondeo el lector podrá apreciar mejor la influencia de la desconexión de cada reactor de Almaraz, al haber dos unidades conectadas durante los años 2026 y 2027, solo una en 2028 y ninguna en 2029-2030 en caso de cumplir el calendario de cierre pactado. Se considera que la simplificación aporta más valor al resultado que la pequeña desviación introducida al incluir la operación de estas unidades dos y tres meses adicionales, respectivamente.

La incertidumbre de las estimaciones respecto a la potencia renovable instalada anualmente se considera aceptable desde los últimos meses de 2025 y hasta 2028 (cumplimiento de hitos), ya que se trata de proyectos actualmente en diferentes estados de tramitación o construcción. De 2029 a 2032 el grado de incertidumbre es mayor debido a que se trata en su mayoría de proyectos que todavía no han comenzado su tramitación.

Los valores estimados para 2025 han sido representados en las gráficas como “históricos”, pese a estar lejos de ser datos consolidados. Estos valores reflejan estimaciones propias que en algunos casos pueden resultar sorprendentes, como por ejemplo los 8.200 MW de potencia fotovoltaica que, al comenzar el presente estudio en octubre de 2025, previmos que se instalarían a término de ese año. Por su parte, el acumulado indicado por REE a 5 de noviembre era de tan solo 5.380 MW, si bien a 9 de enero de 2026 el valor actualizado asciende a 6.877 MW. No obstante, consideramos que los valores supuestos serán cercanos a la realidad cuando se publiquen los valores definitivos a lo largo de 2026.

El 11 de diciembre de 2025, REE modificó sus datos publicados para incorporar el autoconsumo estimado [11]. Sin embargo, las simulaciones llevadas a cabo en el presente estudio son anteriores a dicha actualización y, por tanto, implican hipótesis de autoconsumo instalado diferentes, si bien son lo suficientemente parecidas para que la diferencia no sea un problema. A modo de ejemplo, a finales de 2025 REE estima una potencia instalada peninsular de 8.365 MW, mientras que el presente estudio considera 9.000 MW.

Asimismo, el modelo no incorpora explícitamente un posible efecto de recuperación tardía de la inversión renovable en los escenarios de prórroga como consecuencia de la proximidad del cierre definitivo de Almaraz en 2030. En principio, podría argumentarse que la reducción de inversiones observada en los primeros años del periodo podría verse parcialmente compensada por un aumen-

to posterior de la actividad inversora a medida que el cierre resultase inminente. No obstante, desde una perspectiva realista del comportamiento inversor, resulta razonable asumir que los agentes más prudentes esperarían al menos hasta que el cierre fuera efectivamente cercano (en torno a 2029) para reactivar decisiones de inversión, y aun así, dada la duración de los procesos de desarrollo y conexión de proyectos renovables, difícilmente se producirían nuevas entradas de capacidad relevantes dentro del horizonte temporal considerado en las simulaciones. En el escenario “Prórroga + desacel. EE.RR.”, además, se asume explícitamente que el mercado descuenta nuevas prórrogas nucleares, ya sea de Almaraz u otras centrales, por lo que dicho efecto de recuperación no sería esperable.

Las simulaciones realizadas únicamente tienen en cuenta casaciones económicas en el mercado mayorista para cobertura de la demanda. Las restricciones técnicas se han considerado estableciendo un funcionamiento mínimo de ciclos combinados dependiente del año. Sin embargo, las restricciones de transporte no han sido consideradas. Esto supone un escenario conservador en el caso del cierre de Almaraz, ya que el nodo de la red eléctrica donde conecta es uno de los más saturados de España.

Las simulaciones tampoco han tenido en cuenta la nueva interconexión eléctrica con Francia por el Golfo de Vizcaya, que aumentará prácticamente al doble la capacidad de interconexión con Francia, de 2.800 a 5.000 MW, incrementando la posibilidad de integración de energías renovables y la de cobertura de electrici-

dad en momentos de baja generación. Se ha considerado que su fecha estimada de puesta en marcha (año 2028) falsearía los datos obtenidos para el primer año con un reactor nuclear desconectado en caso de respetarse el cierre nuclear, ya que aumentaría de manera espuria la generación renovable y disminuiría el uso de ciclos combinados.

En contra de las previsiones, la demanda eléctrica de España lleva dos décadas sin aumentar de manera neta. A modo de ejemplo, la demanda peninsular en 2024 alcanzó los 233,5 TWh [12], que, según nuestros cálculos, ascienden a 242,6 TWh teniendo en cuenta el autoconsumo, un valor que resulta análogo a los 246,2 TWh registrados en 2005. Sin embargo, el presente estudio estima un aumento total de la demanda bruta (incluyendo autoconsumo) del 11,6% para 2033 respecto a 2024. Si bien esta suposición puede desviarse de la realidad porque se prolongue el estancamiento de la demanda, numerosas previsiones la sitúan en valores mayores, por lo que la estimación considerada permite reflejar un aumento continuado debido a la electrificación de los consumos sin ser excesivamente optimista.

La estimación de la factura de la luz se ha llevado a cabo considerando que todo el consumo se realiza con los perfiles de consumo y demanda publicados anualmente. En este caso, se emplearon para todos los años simulados los perfiles asignados a 2025 [13]. Para trasladar los precios mayoristas a factura eléctrica final solo se han tenido en cuenta los costes energéticos, considerando de forma simplificada los impuestos repercutidos a consumidores domésticos.

8. ANÁLISIS DE INFORMES PREVIOS

Con el fin de situar los resultados del presente estudio en el contexto del debate técnico y económico actual sobre el cierre nuclear en España, a continuación se revisan y comparan algunos de los principales informes publicados recientemente sobre esta cuestión. El análisis pone de relieve los puntos de coincidencia y, especialmente, las divergencias metodológicas y de resultados entre dichos trabajos y las conclusiones obtenidas en este informe.

Título:

SPAIN DOUBLES ITS RENEWABLE CAPACITY AMIDST GRID LIMITATIONS

Autoría y fecha:

AURORA ENERGY RESEARCH. MARZO DE 2025

Este informe aporta información especialmente relevante sobre la saturación de la red eléctrica en determinadas provincias, identificada como una de las principales causas de los vertidos técnicos de energía renovable, es decir, aquella generación que no puede inyectarse a la red debido a restricciones de capacidad. En concreto, se señala que el 68% de los vertidos se concentran en diez provincias, de entre las que destacan Cáceres, Badajoz y La Coruña por el rápido aumento de dichos vertidos.

Al simular el sistema tras el cierre de la C.N. de Almaraz, el informe concluye que este reduciría los vertidos de energías renovables en la provincia de Cáceres un 30%, lo que a su vez liberaría capacidad de red suficiente para reducir los vertidos en Badajoz en un porcentaje similar.

Teniendo en cuenta que, a final de 2025, estas dos provincias españolas concentran más del 20% de la potencia fotovoltaica instalada en España, los resultados del informe de Aurora ponen de manifiesto la relevancia del cierre de la C.N. Almaraz para permitir la integración de una mayor cantidad de energía renovable que, de otro modo, no podría aprovecharse. Estas conclusiones son complementarias con los resultados de las simulaciones del presente estudio, que también muestran una reducción significativa de los vertidos renovables asociada al cierre planificado de la C.N. de Almaraz, si bien no han tenido en cuenta la saturación de la red eléctrica.

Título:

ANÁLISIS TÉCNICO SOBRE EL IMPACTO DEL CIERRE DE LA CENTRAL NUCLEAR DE ALMARAZ: CONSECUENCIAS ENERGÉTICAS, AMBIENTALES Y ECONÓMICAS

Autoría y fecha:

CONSEJO GENERAL DE COLEGIOS OFICIALES DE INGENIEROS INDUSTRIALES (CGCOII). MARZO DE 2025

Este informe ofrece un repaso exhaustivo de la contribución de la C.N. de Almaraz al sistema eléctrico nacional, así como aspectos relacionados con su seguridad y fiabilidad operativa. Posteriormente, describe los impactos técnicos y energéticos de su posible cierre desde una perspectiva cualitativa, sin que conste la realización de simulaciones ni cuantificaciones numéricas que respalden dichas conclusiones.

A modo de ejemplo, el informe afirma que «Dado que las energías renovables (eólica, solar e hidráulica) son intermitentes y dependen de factores climáticos, no pueden reemplazar directamente la generación nuclear», y concluye que, en caso de cerrarse la C.N. de Almaraz, «su producción será reemplazada en gran parte por centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural». Esta afirmación, como se indica en el propio texto, no se apoya en ningún ejercicio de simulación, sino en la mera opinión de sus autores. Además, es opuesta a los resultados obtenidos en el presente informe, donde la simulación de la generación horaria muestra que la energía aportada por la C.N. de Almaraz puede reemplazarse en un 96,4% con renovables en 2028 y 2029 y solo un 3,6% mediante ciclos combinados, incluso suponiendo un aumento de la demanda de 2,92 TWh.

A partir de la premisa de un reemplazo total de nuclear por gas, el informe del CGCOII calcula el aumento de emisiones de gases de efecto invernadero y, en el apartado económico, concluye de nuevo de forma cualitativa y sin cálculos que lo respalden, que los costes de generación eléctrica aumentarán, así como la volatilidad de los precios y el impacto negativo en la balanza comercial.

No obstante, el propio CGCOII reconoce que una decisión como el cierre de la C.N. de Almaraz, «debe basarse en criterios técnicos y científicos», principio sobre el que coincidimos plenamente y al que el presente informe pretende contribuir mediante un análisis cuantitativo riguroso.

Título:

PRECIO DE LA ELECTRICIDAD Y ENERGÍA NUCLEAR: ¿CÓMO IMPACTA EL PARQUE NUCLEAR EN EL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD?

Autoría y fecha:

PWC (PRICEWATERHOUSECOOPERS). MARZO DE 2025

Este informe es citado con frecuencia en el debate público sobre el calendario de cierre nuclear, a pesar de que no analiza dicho calendario ni su impacto real sobre la evolución futura del sistema eléctrico. Su núcleo metodológico consiste en simular el año 2024 bajo un supuesto extremo: la sustitución completa e inmediata de todo el parque nuclear español por centrales de ciclo combinado de gas en ese mismo año.

Bajo este supuesto, el informe concluye que el precio de la electricidad habría aumentado de 62,9 €/MWh a 99,7 €/MWh en el mercado mayorista, lo que implicaría incrementos del 23% en las facturas domésticas y del 35% en las industriales, además de un aumento de las emisiones de 21 MtCO₂.

El enfoque adoptado en este estudio adolece de un sesgo metodológico evidente, que no solo limita su validez científica, sino que puede inducir deliberadamente a conclusiones erróneas: el supuesto de partida del estudio asume un cierre inmediato del parque nuclear y una sustitución total por generación con gas fósil, algo que no se corresponde con el comportamiento real de ningún sistema eléctrico, ya que ignora su respuesta natural ante tal escenario. En concreto, si en 2024 se hubiera producido una desaparición súbita del parque nuclear, no es cierto que toda su producción se hubiera reemplazado por gas. Una fracción significativa habría sido cubierta por energías renovables, principalmente mediante la reducción de vertidos por técnicos y económicos.

Por tanto, aunque la hipótesis de un reemplazo total de nuclear por gas pueda tener interés académico, su aplicación en este contexto resulta artificiosa y magnifica artificialmente los impactos económicos y ambientales del cierre nuclear. Esta aproximación, al presentar una simulación construida sobre supuestos irreales sin advertir claramente de sus limitaciones, podría incluso considerarse engañosa desde el punto de vista científico y comunicativo.

En coherencia con lo comentado, el análisis adecuado del sistema en ausencia de nuclear debería haberse realizado simulando 2024 con la potencia de generación realmente disponible y sin nuclear. Con carácter ilustrativo, el presente estudio ha realizado dicho ejercicio, obteniendo como resultado que la generación nuclear de 2024 podría haberse reemplazado aproximadamente en un 24% por renovables y en un 76% por gas, un reparto muy alejado del reemplazo del 100% por gas que asume el estudio de PwC.

Finalmente, el informe incluye un escenario a 2035, denominado Escenario PNIEC, concluyendo que «incluso cumpliéndose los objetivos del PNIEC, el cierre nuclear supondrá un aumento del precio de la electricidad a futuro de 13 €/MWh.» Si bien este incremento de coste es claramente inferior al aumento de 36,8 €/MWh presentado en la primera parte del estudio, la validez de esta segunda estimación resulta imposible de evaluar, ya que el propio PNIEC solo establece objetivos hasta 2030 y el informe no especifica los supuestos adoptados para el periodo 2030-2035.

Este informe fue publicado sin que conste encargo explícito de ninguna entidad, si bien PwC mantiene una estrecha relación económica con Iberdrola, empresa propietaria de un 53% de la C.N. de Almaraz, circunstancia que resulta relevante para contextualizar el debate y que podría suponer un conflicto de intereses.

Título:

EL FUTURO DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA

Autoría y fecha:

FUNDACIÓN RENOVABLES. NOVIEMBRE DE 2025

Este estudio presenta una situación detallada de la energía nuclear en el mundo, la Unión Europea y España. También hace énfasis en aspectos económicos, como son los costes de operación de las centrales ya existentes y de nueva construcción, así como los costes asociados a la gestión de los residuos nucleares. El informe también presenta un análisis del sistema de generación eléctrica español y la influencia de los precios en las paradas de las centrales nucleares españolas.

Finalmente, el documento de la Fundación Renovables considera varios escenarios futuros, proyectando el cierre nuclear completo hasta 2035, y asumiendo los objetivos de potencia de generación del PNIEC. Como conclusión, determinan que el aumento de generación renovable sería 2,4 veces superior a la energía nuclear eliminada del sistema entre 2027 y 2035.

Título:

LA CONTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR A LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL EN ESPAÑA

Autoría y fecha:

MONITOR DELOITTE. ENERO DE 2026

Este informe, encargado por la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE), adopta una perspectiva fundamentalmente industrial y macroeconómica, centrada en el papel de la energía nuclear como factor de competitividad para la industria electrointensiva española. A diferencia de otros estudios, el foco no se sitúa principalmente en el funcionamiento integral del sistema eléctrico, sino en el coste de la electricidad para la industria, la seguridad de suministro y los efectos territoriales y sectoriales de una eventual extensión del parque nuclear más allá del calendario vigente. El documento combina análisis descriptivo de perfiles de consumo industrial con ejercicios de modelización horaria del mercado eléctrico en 2035 para estimar el impacto de la extensión nuclear sobre precios y emisiones.

A partir de simulaciones de casación horaria para 2035, Monitor Deloitte concluye que la extensión del parque nuclear permitiría, frente a un escenario de cierre, precios mayoristas aproximadamente 14 €/MWh inferiores, un ahorro anual cercano a 1.400 millones de euros en costes eléctricos para la industria, menores necesidades de inversión en baterías (unos 1.400 M€) y una reducción de emisiones de alrededor de 14 MtCO₂ anuales. Asimismo, estima efectos positivos sobre el valor añadido, el empleo y la recaudación en regiones industriales clave, desagregando los impactos por comunidades autónomas y sectores.

No obstante, el análisis descansa sobre varios supuestos metodológicos estáticos y poco transparentes, que condicionan de forma significativa sus resultados:

En primer lugar, el estudio realiza una modelización de precios comparando escenarios “con” y “sin” nuclear, donde se mantiene fijo el resto del mix de generación y almacenamiento. El informe no considera que la prórroga nuclear podría afectar a los precios capturados por las renovables, los vertidos o los incentivos de inversión, ni plantea mecanismos de retroalimentación entre precios, rentabilidad e inversión. Esto supone una simplificación metodológica muy importante que de entrada sesga el resultado obtenido, como se mostrará a continuación en el estudio de Fabra (2026).

Asimismo, el informe no proporciona los datos de partida de los escenarios modelados, como la potencia renovable instalada entre 2025 y 2035 o la evolución de la demanda, lo que hace prácticamente imposible verificar de manera independiente las simulaciones realizadas. Del mismo modo, existe una falta de transparencia respecto a los niveles absolutos de precios obtenidos. Aunque se

señala que la extensión nuclear reduciría el precio mayorista en torno a 14 €/MWh en 2035, el estudio no reporta explícitamente los precios en cada escenario, sino únicamente la diferencia entre ellos, lo que de nuevo dificulta la evaluación de los resultados o incluso su comparación con otros análisis.

Respecto al ahorro en baterías, el estudio presenta como beneficio neto un ahorro de 1.400 M€ en inversiones en estas tecnologías derivado de la extensión nuclear, pero no detalla el dimensionamiento de dicho almacenamiento ni parece tener en cuenta reconocer que las baterías no solo sustituyen capacidad firme, sino que aportan servicios clave como gestión de congestiones, reducción de vertidos, flexibilidad y estabilidad del sistema.

Finalmente, para convertir el ahorro eléctrico estimado en creación de valor, el informe asume que el beneficio industrial crece exactamente al mismo ritmo que la demanda eléctrica, mezclando electrificación, crecimiento sectorial y eficiencia energética sin que se especifique una modelización por separado ni se especifique el valor de dicho aumento.

En conjunto, el informe de Monitor Deloitte aporta una visión detallada de los posibles impactos industriales y territoriales de una extensión nuclear. Sin embargo, sus conclusiones dependen en gran medida de supuestos simplificados y no cuantificados en el estudio sobre demanda, inversión renovable, almacenamiento y transmisión de precios a beneficios industriales, así como de una comparación esencialmente estática entre escenarios “con” y “sin” nuclear en 2035.

Título:

THE PRICE AND EMISSIONS EFFECTS OF EXTENDING NUCLEAR LIFETIMES: EVIDENCE FROM SPAIN

Autoría y fecha:

NATALIA FABRA (CEMFI Y CEPR). ENERO DE 2026

Este trabajo constituye uno de los análisis académicos más recientes y técnicamente elaborados sobre los efectos de una posible prórroga de la C.N. de Almaraz. El estudio utiliza un modelo de simulación horaria detallada del mercado eléctrico ibérico (software ENERGEIA), calibrado y validado con datos reales de 2024, y evalúa distintos escenarios de cierre y prórroga combinados con hipótesis alternativas sobre el ritmo de despliegue renovable, almacenamiento, demanda eléctrica y precios del gas y del CO₂. Su enfoque es explícitamente dinámico, en el sentido de que analiza cómo la prórroga puede afectar a los incentivos de inversión de los posibles escenarios y, a través de ellos, a precios y emisiones. Las simulaciones se extienden hasta 2031, de modo que el análisis incorpora explícitamente, aunque sea de manera limitada a un único ejercicio,

un periodo en el que la C.N. de Almaraz se encuentra cerrada en todos los escenarios, aspecto que también se consideró clave en el presente informe.

Si el despliegue de renovables y almacenamiento fuera independiente de la prórroga de la C.N. de Almaraz hasta 2030, el estudio encuentra que dicha prórroga reduciría transitoriamente los precios mayoristas y las emisiones al desplazar generación de gas. Sin embargo, su aportación central es mostrar que este resultado “estático” presenta variaciones significativas cuando se incorpora la respuesta inversa entre 2028 y 2031. Esto se debe a que la continuidad de Almaraz reduce los precios capturados por la fotovoltaica en un 11-17%, por la eólica en un 4-8% y eleva los vertidos renovables un 28-62%, deteriorando la rentabilidad de nuevos proyectos y, potencialmente, ralentizando su despliegue. A modo de ejemplo, el precio capturado de la tecnología fotovoltaica se reduciría hasta 22,5 €/MWh en los años de prórroga, un dato . Esto llevaría a una reducción de la potencia renovable instalada que, en el caso más conservador, sería del 25%, e implicaría un aumento de precios mayoristas de electricidad del 11% en 2031. Si la reducción en el ritmo de inversión es más intensa, el retraso del cierre acaba generando precios más de un 30% superiores respecto del escenario de cierre programado.

De manera paralela, el estudio encuentra que la prórroga implicaría un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero del orden del 5-8% en el periodo 2028-2030 y en el escenario más favorable a la prórroga. Posteriormente, una vez cerrada la central, las emisiones aumentarían hasta aproximadamente un 24% en 2031 en comparación con el escenario de cierre planificado, lo que refleja que el sistema eléctrico estaría menos preparado para operar sin generación nuclear a causa de la prórroga de la C.N. de Almaraz. Este resultado es especialmente relevante, ya que confirma los mecanismos y conclusiones identificados en nuestro propio análisis.

En conjunto, las conclusiones de Fabra son metodológicamente sólidas y altamente coherentes con los resultados del presente informe: ambos análisis subrayan que el efecto de una prórroga nuclear no puede evaluarse solo por su impacto inmediato en el despacho, sino que depende críticamente de cómo afecta al despliegue de renovables y almacenamiento. Asimismo, sus hallazgos sobre precios capturados, vertidos y riesgo de disminución de inversiones respaldan las conclusiones de este informe acerca de los costes económicos y climáticos de una prórroga de Almaraz a medio plazo, especialmente después de 2030.

9. AUTORÍA

Este informe ha sido realizado por Eloy Sanz Pérez, profesor titular de la Universidad Rey Juan Carlos y director de la Cátedra de Transición Energética de la misma institución, y por Víctor García Carrasco, investigador de la Universitat Politècnica de Catalunya tras el encargo de Greenpeace España a la Universidad Rey Juan Carlos (Referencia interna M-4045).

Las interpretaciones y conclusiones presentadas en este informe pertenecen exclusivamente a sus autores. Dichos contenidos no expresan la postura de la Universidad Rey Juan Carlos o de la Universitat Politècnica de Catalunya, ni de cualquiera de sus Centros, Institutos o del resto de su personal docente e investigador.

Los autores declaran que el trabajo se ha desarrollado de manera independiente y que no tienen conflictos de intereses, financieros o personales, relacionados con este tema.

10. ANEXOS

Anexo 1. Detalle de los escenarios considerados

Tabla A1.1

Potencia peninsular (GW) de las diferentes tecnologías de generación y almacenamiento. Se muestran datos de potencia acumulada (celdas sombreadas) e instalada anualmente (celdas blancas).

Tecnología ¹	Escenarios ²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Nuclear	Cierre	7,2	7,2	7,2	7,2	6,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
	Prórroga	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	5,1	5,1	5,1	5,1
	Prórro.+des. EE.RR.											
Fotovoltaica	Cierre	31,8	40,0	45,0	47,0	50,5	52,5	54,5	56,5	58,5	60,5	62,5
		8,2	5,0	2,0	3,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Prórroga	31,8	40,0	44,5	45,5	46,8	47,8	48,8	49,8	50,8	51,8	52,8
		8,2	4,5	1,0	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Prórro.+des. EE.RR.	31,8	40,0	44,0	45,0	45,5	46,0	46,5	47,0	47,5	48,0	48,5
Eólica	Cierre	31,5	32,5	34,0	35,5	37,0	39,0	41,0	43,5	46,0	48,5	51,0
		1,0	1,5	1,5	1,5	2,0	2,0	2,0	2,5	2,5	2,5	2,5
	Prórroga	31,5	32,5	33,8	35,1	36,1	37,1	38,1	39,6	41,6	43,6	45,6
		1,0	1,3	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	2,0	2,0	2,0
	Prórro.+des. EE.RR.	31,5	32,5	33,7	34,9	35,4	36,4	37,4	38,4	39,9	41,4	42,9
Almacenam.	Cierre	3,3	3,3	3,8	8,8	12,3	15,3	17,8	19,8	21,8	23,8	25,8
		0,0	0,5	5,0	3,5	3,0	2,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Prórroga	3,3	3,3	3,8	8,3	10,3	12,3	13,8	15,3	16,3	17,3	18,3
		0,0	0,5	4,5	2,0	2,0	1,5	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0
	Prórro.+des. EE.RR.	3,3	3,3	3,8	7,8	9,3	10,8	11,8	12,8	13,8	14,8	15,8
Autoconsumo	Común a todos los escenarios	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0
	Demanda bruta	Base	+2%	+1,2%	+1,2%	+1,2%	+1,2%	+1,2%	+1,2%	+1,2%	+1,2%	+1,2%

1 “Fotovoltaica” se refiere a instalaciones en planta para vertido a red. “Autoconsumo” solo considera el fotovoltaico. Los aumentos de demanda están referidos al valor de 2024.

2 La potencia instalada corresponde al valor considerado a final de cada año.

Figura A1.1

Potencia peninsular instalada en cada escenario considerado: solar fotovoltaica (izquierda) y eólica (derecha).

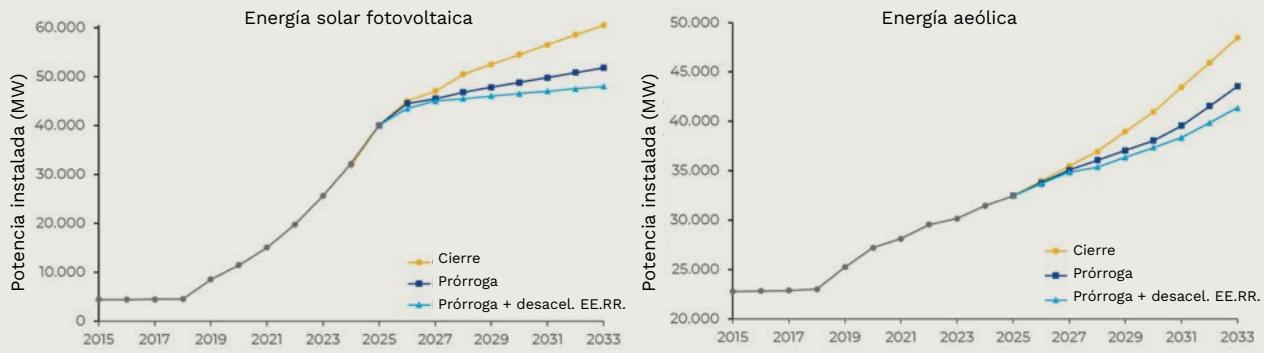


Figura A1.2

Demanda eléctrica peninsular bruta (líneas continuas) y corregida considerando el autoconsumo (líneas punteadas).



Anexo 2. Infografías

Infografía A2.1

Precios de la energía y decisiones empresariales



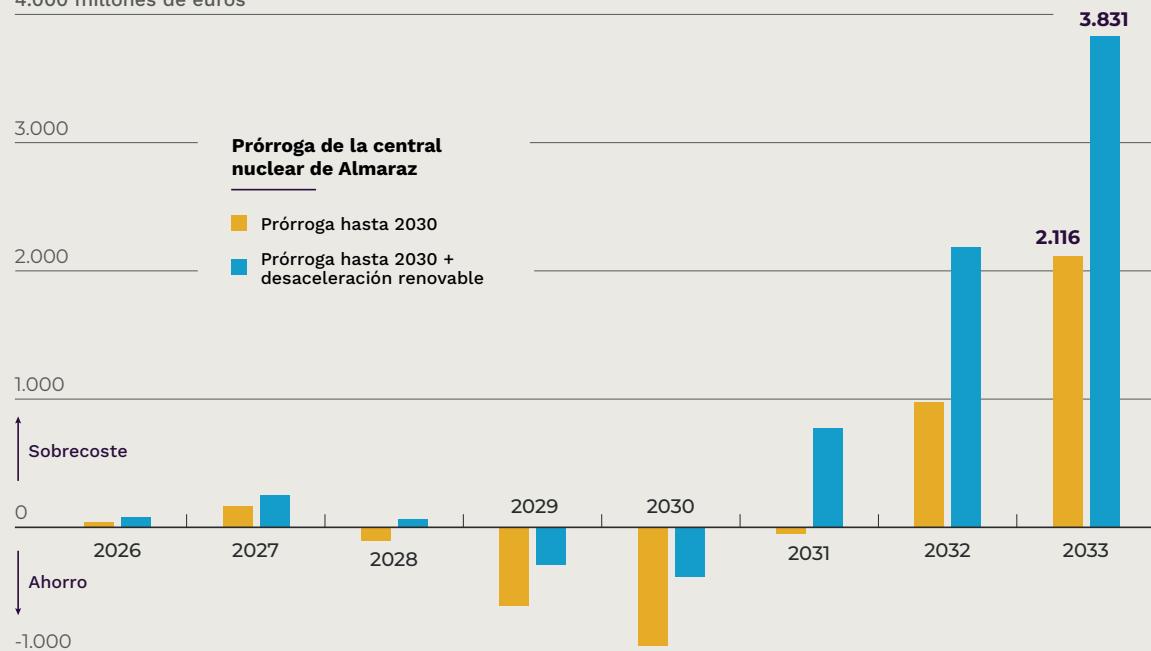
Precios pasados y futuros de electricidad, significativamente más elevados en el periodo para el que se solicita la prórroga que en los años previos al acuerdo de cierre. En consecuencia, los ingresos marginales esperables a corto plazo parecen constituir un factor relevante, si no determinante, en la decisión empresarial de solicitar la prórroga de la C.N. de Almaraz.

Infografía A2.2

Sobrecoste de la prórroga en la factura eléctrica

Aumento acumulado en comparación con el cierre programado ↓

4.000 millones de euros

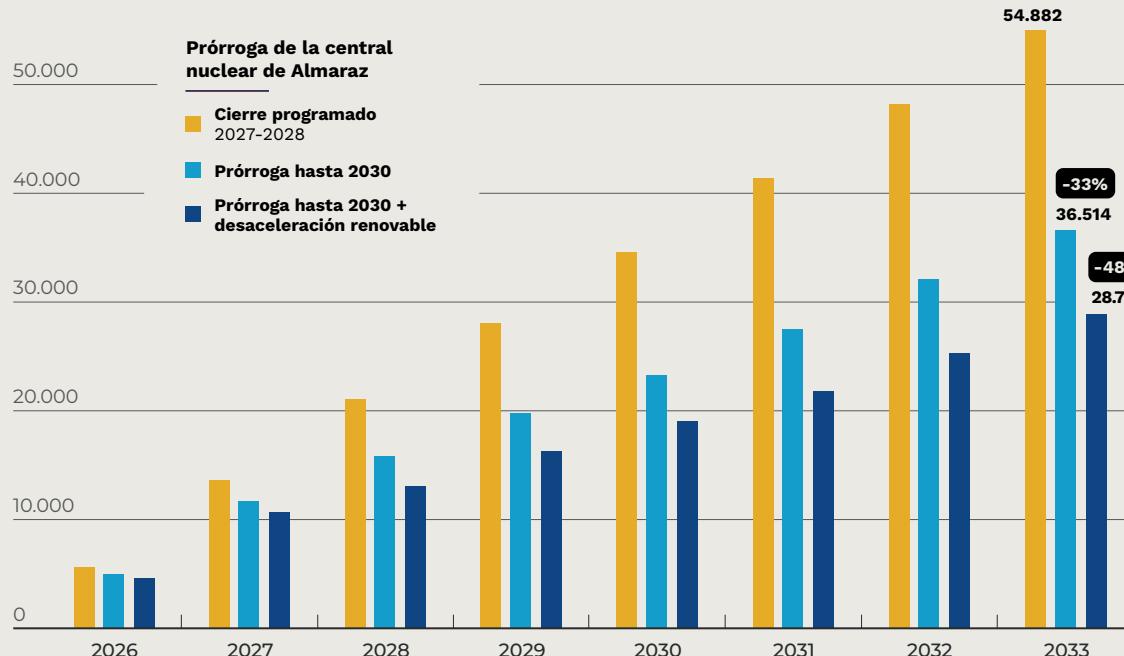


Sobrecoste acumulado en la factura eléctrica en el periodo 2026-2033 en los escenarios de prórroga de la C.N. de Almaraz en comparación con el escenario de cierre programado. Queda patente que la prórroga de la C.N. de Almaraz supondría un beneficio momentáneo para el contribuyente de 2028 a 2030, seguido de un fuerte perjuicio de manera acumulada.

Infografía A2.3

Inversión en energías renovables

Inversión en fotovoltaica, eólica y almacenamiento ↓
60.000 millones de euros (acumulado)

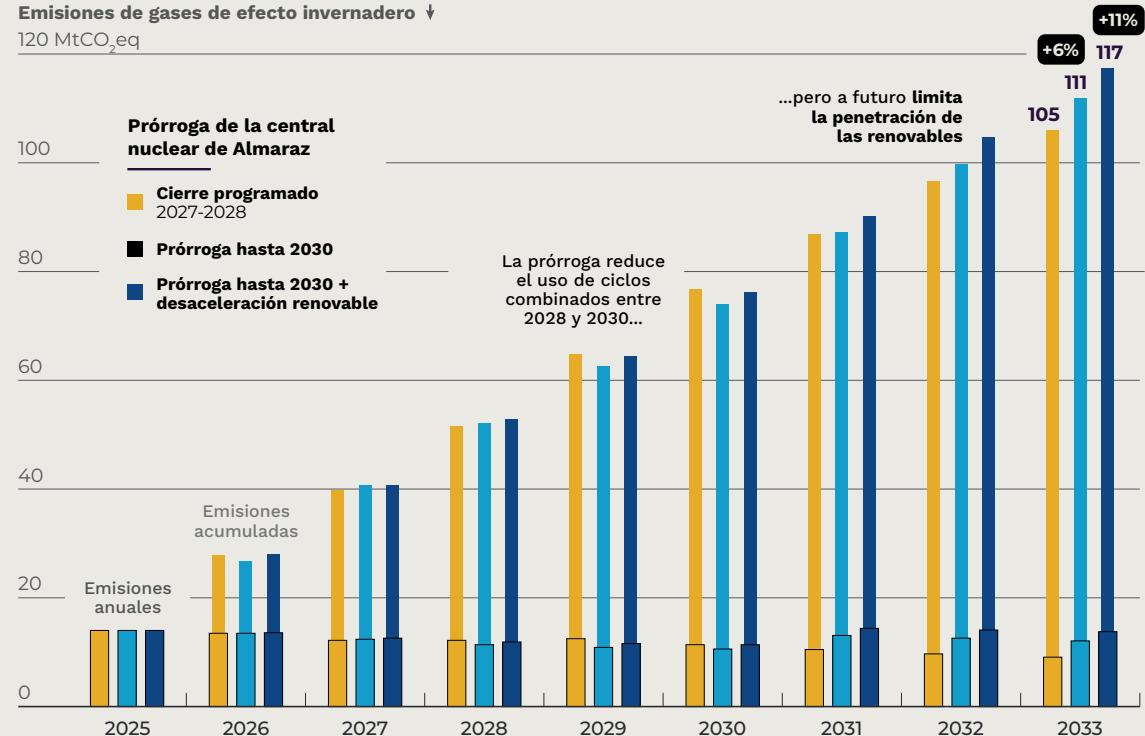


Inversiones en energías renovables y almacenamiento en los diferentes escenarios considerados. Este efecto desincentivador es especialmente intenso en el escenario de prórroga con desaceleración de la inversión en energías renovables, asociado a la expectativa de que la extensión de vida de Almaraz pueda ir acompañada de nuevas prórrogas en otras centrales nucleares.

Infografía A2.4

Emisiones de CO₂

Emisiones de gases de efecto invernadero ↓
120 MtCO₂ eq



Emisiones anuales y acumuladas de los ciclos combinados en los escenarios considerados. Aunque durante los años 2028-2030 la prórroga reduce de forma temporal el empleo de ciclos combinados, este efecto se revierte con fuerza tras el cierre definitivo de Almaraz tras su prórroga.

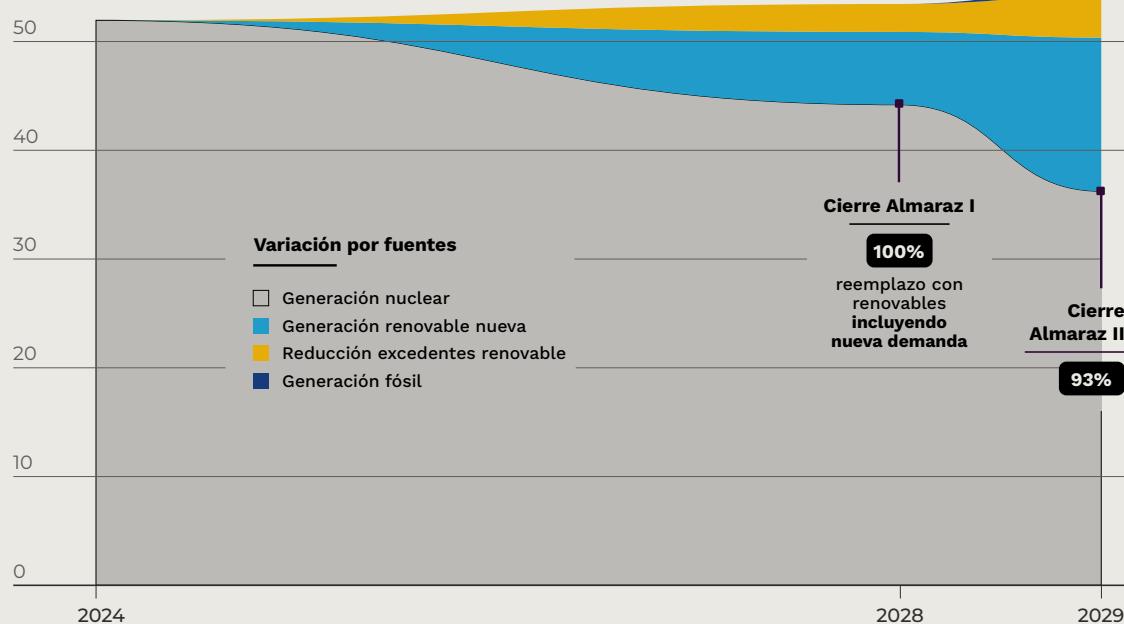
Infografía A2.5

Sustitución del hueco nuclear por otras energías

Generación de energía ↓

60 TWh

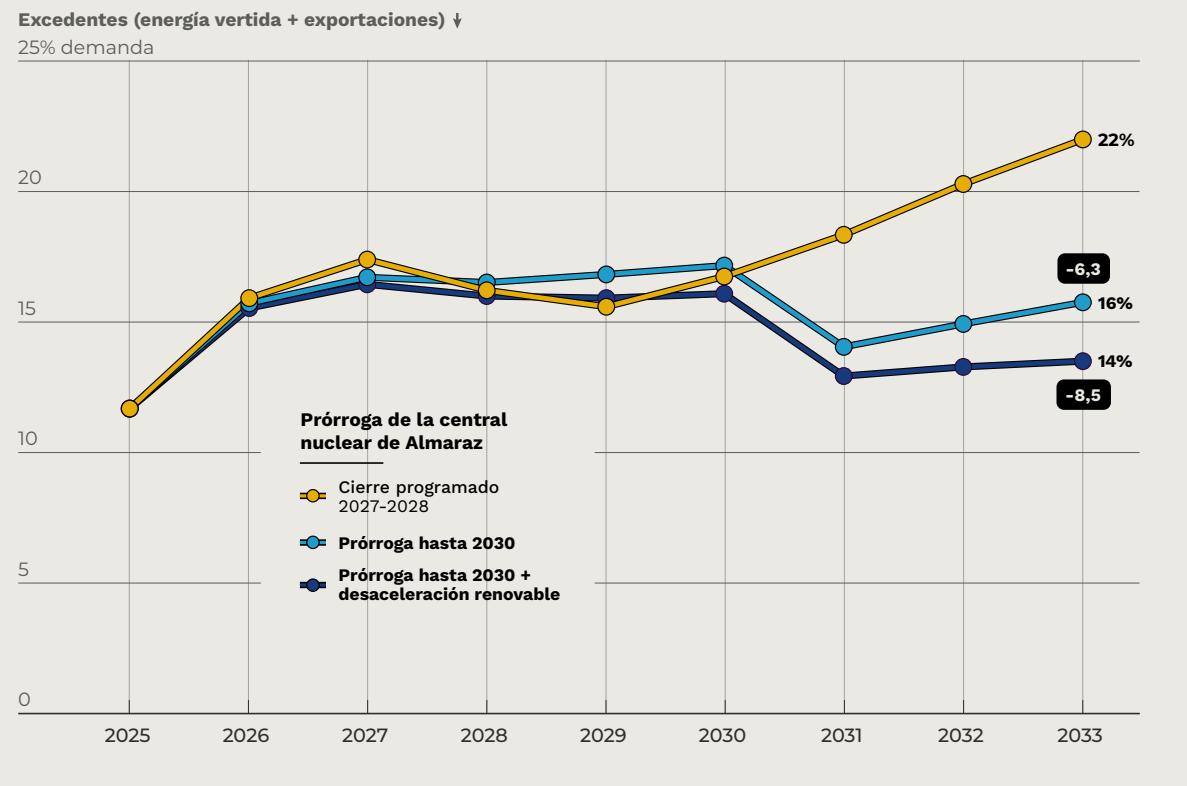
El ciclo combinado
solo cubriría el
7,5% en 2029



Generación de electricidad en función del tiempo y de la tipología. En el periodo 2028-2029, la generación renovable incorporada al sistema cubre el 96,4% del hueco conjunto provocado por el cierre de Almaraz y el aumento de la demanda. Por tanto la electricidad aportada por Almaraz se reemplaza casi en su totalidad con energías renovables y no se traduce en un aumento relevante de generación fósil ni siquiera a corto plazo.

Infografía A2.6

Excedentes de energías renovables



Excedentes de electricidad no destinada a cubrir la demanda en los diferentes escenarios considerados expresados en función de la demanda. Con el cese de actividad de la C.N. de Almaraz, parte de la energía renovable que antes no podía integrarse en el sistema, pasa a cubrir demanda. A partir de 2030, con la C.N. de Almaraz ya cerrada en todos los escenarios, los excedentes mantienen una tendencia creciente que se reducirían de nuevo con el programado Ascó I y Cofrentes en 2030.

11. REFERENCIAS

- [1] https://www.congreso.es/entradas/l15p/e6/e_0065155_n_000.pdf
- [2] Boletín Oficial del Estado, 6 de agosto de 2020. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-9328
- [3] Boletín Oficial del Estado, 31 de marzo de 2021. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5106
- [4] Boletín Oficial del Estado, 7 de octubre de 2021. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-16335
- [5] Boletín Oficial del Estado, 31 de marzo de 2021. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-5109
- [6] Boletín Oficial del Estado, 6 de agosto de 2020. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-9329
- [7] Boletín Oficial del Estado, 7 de octubre de 2021. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-16336
- [8] Boletín Oficial del Estado, 14 de noviembre de 2024. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-23735
- [9] Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. 17 de julio de 2014. <https://www.cnmc.es/node/372893>
- [10] https://www.congreso.es/docu/tramit/LegXV/AT/ATCD_15_PL_20250507.pdf
- [11] Red Eléctrica, 11 de diciembre de 2025. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/redelectrica-incorpora-informacion-de-autoconsumo-fotovoltaico-en-todas-sus-plataformas-de-datos>
- [12] Red Eléctrica. Evolución de la demanda 2024. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/demanda/evolucion-demanda>
- [13] Boletín Oficial del Estado, 30 de diciembre de 2024. https://www.ree.es/sites/default/files/12_CLIENTES/Documentos/Documentacion-Simel/BOE-A-2024-27398.pdf

Greenpeace es una organización
global independiente que realiza
campañas para cambiar actitudes
y conductas, para proteger y
conservar el medioambiente y
promover la paz.

Greenpeace España
Calle Valores, 1
28007 Madrid

GREENPEACE