



FUNDACIÓN  
RENOVABLES



# EL FUTURO DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA

Análisis de la viabilidad nuclear  
hacia un sistema 100% renovable

2025

## DOCUMENTO ELABORADO POR LA FUNDACIÓN RENOVABLES

*Los datos referentes a la energía nuclear recogidos en este documento se han obtenido a partir de información publicada por el propio sector nuclear. La falta de transparencia del sector impone limitaciones que, en ocasiones, pueden llevar a la obtención de datos financieros, organizativos y operacionales imprecisos. Dichas imprecisiones no responden a sesgos de los investigadores, sino que revelan, precisamente, la opacidad y el hermetismo de una industria que no aporta información abierta a la ciudadanía y al Estado.*

### Equipo que lo ha desarrollado:

Gonzalo Gómez, Ismael Morales, Raquel Paule,

Fernando Ferrando y Maribel Núñez.

Maquetación: Alexandra Llave.

Comunicación: Alejandro Tena.

La **Fundación Renovables** también agradece la colaboración del Patronato y de sus amigos y amigas.

### PATRONATO DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES

**Presidente:** Fernando Ferrando.

**Vicepresidentes:** Llanos Mora, Juan Castro-Gil y Mariano Sidrach de Cardona.

**Patronos:** José Luis García Ortega, Assumpta Farran, Daniel Pérez, Javier García Breva, Sara Pizzinato, María José Márquez y Manel Ferri.

### FUNDACIÓN RENOVABLES

**(Declarada de utilidad pública)**

Calle Santa Engracia 108, 5º Int. Izda.

28003 Madrid

[www.fundacionrenovables.org](http://www.fundacionrenovables.org)



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons. Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual (CC BY-NC-SA). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte de este siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia.



# Tabla de **CONTENIDO**

La energía nuclear a nivel global	4
Costes de la energía nuclear	19
Generación eléctrica y nuclear en España	34
Conclusiones	52
Anexos	56



# La energía nuclear A NIVEL GLOBAL

Capítulo  
**01**



# La energía nuclear A NIVEL GLOBAL

## El mito del renacimiento nuclear

En los últimos meses ha tomado fuerza la idea de que se está produciendo una nueva apuesta por la energía nuclear en muchos países. Sin embargo, basta con analizar los datos para desmontar este falso relato que ha calado en el debate público y que viene incentivado por el lobby empresarial nuclear, que se basa más en sus propios deseos que en la realidad. Y es que, principalmente en la última década y media, la energía nuclear ha experimentado un crecimiento prácticamente insignificante a nivel mundial, con más reactores cerrados que inaugurados, y concentrando el poco desarrollo existente en regiones muy concretas, principalmente en Asia.

Según la *International Atomic Energy Agency* (IAEA), la potencia instalada aumentó de **370,9 GW en 2010 a 375,5 GW en 2024**, representando un crecimiento del 1,2% durante todo el período, que se traduce en un balance neto de **4,6 GW más, pero 19 reactores menos**, al ser los nuevos más potentes que los clausurados.

En este balance de inauguraciones y cierres, recogido en la siguiente tabla, destaca 2011, año en el que ocurrió el accidente de Fukushima y en el que se cerraron 28 reactores y se perdieron 24,3 GW de potencia nuclear a nivel mundial. En total, en estos 15 años, se han puesto en funcionamiento 87,5 GW de energía nuclear y se han perdido 78,8 GW de potencia, ya que se cerraron 105 reactores y 90 entraron en operación.

Año	Nº Reactores clausurados	Nº Reactores nueva conexión a red	Nº Total reactores	Nueva potencia nuclear (GW)	Potencia nuclear perdida (GW)	Potencia nuclear total (GW)
2010	1	5	436	3,8	0,1	370,9
2011	28	6	414	4,0	24,3	350,7
2012	5	3	412	3,0	2,7	350,9
2013	7	4	409	4,1	5,5	349,5
2014	1	5	413	4,7	0,2	354,0
2015	7	10	416	9,5	2,9	360,5
2016	4	10	422	9,5	1,8	368,2
2017	3	4	423	3,4	2,1	369,4
2018	8	9	424	10,3	5,6	374,1
2019	13	6	417	5,2	9,7	369,6
2020	8	5	414	5,6	5,3	369,8
2021	10	6	410	5,2	8,2	366,8
2022	5	6	411	7,4	3,2	370,9
2023	3	5	413	5,0	4,4	371,5
2024	2	6	417	6,8	2,8	375,5
TOTAL	105	90	-	87,5	78,8	-

Tabla 1. Evolución del sector nuclear a nivel mundial.

Fuente: [International Atomic Energy Agency: 2024 Nuclear Power Reactors in the world.](https://www.iaea.org/-/media/assets/nuclear-data/reactor-data/reactor-data-in-the-world.ashx)

### Países con reactores activos en todo el mundo

90  
35  
9  
**Total: 417**



### Países con reactores nucleares en fase de construcción

20  
8  
2  
**Total: 58**



### Países con reactores en desmantelamiento en todo el mundo

40  
15  
4  
**Total: 197**



Figura 1. Países con reactores nucleares activos, en construcción y en desmantelamiento en 2024.

Fuente: [IAEA](#). El tamaño del círculo es proporcional al número de reactores.

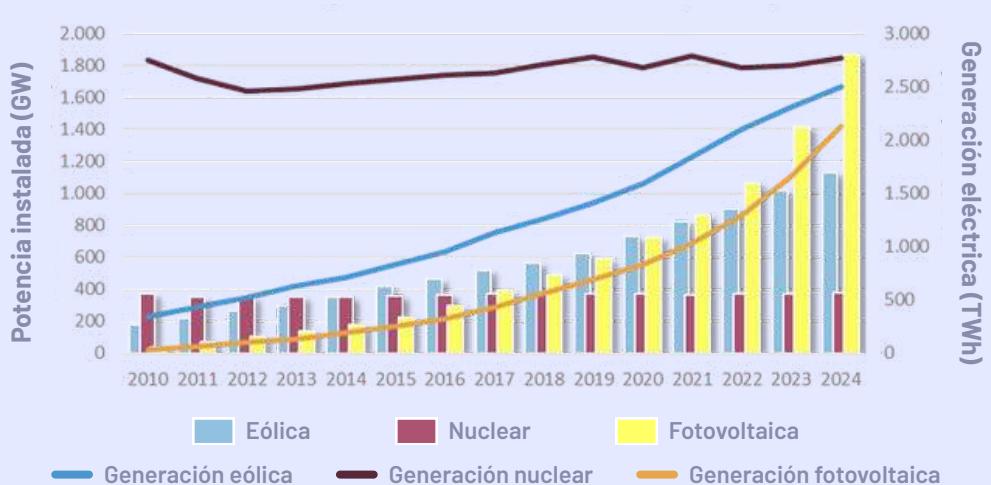
En cuanto a la **generación eléctrica**, en 2010, en el mundo se generaron **2.629,8 TWh** de electricidad con centrales nucleares y, en 2024, **2.617,5 TWh**, según la [IAEA](#). Esto supone un ligero **descenso del 0,5% (12,3 TWh)** en un cómputo global de 15 años, evidenciando **el estancamiento de la energía nuclear**.

## Evolución de la generación mundial nuclear y renovable



**Figura 2.** Evolución mundial de potencia instalada y generación eléctrica de renovables y nuclear.  
**Fuente:** Ember, IAEA.

## Evolución de la generación mundial nuclear, solar y eólica



**Figura 3.** Evolución mundial de potencia instalada y generación eléctrica de fotovoltaica, eólica y nuclear.  
**Fuente:** Ember, IAEA.

Gran parte de la nueva potencia nuclear se ha instalado en países que no forman parte de la [OCDE](#) (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), como se evidencia en la Tabla 2. Durante el siglo XXI solo se han construido o están en construcción [13 centrales nucleares en 7 de los 38 países de la OCDE](#) (**Finlandia, Francia, Corea del Sur, Japón, Eslovaquia, Reino Unido y Estados Unidos**). A nivel económico, todas estas centrales han sufrido sobrecostes, en algunos proyectos incluso alcanzando más del doble de la estimación inicial. Estos valores económicos se han obtenido en base a estimaciones aproximadas procedentes del [IAEA](#) y la [World Nuclear Association](#), ya que los valores reales no suelen ser publicados oficialmente por los propietarios o promotores. En cuanto al tiempo de construcción, algunas de ellas se han demorado décadas.

Tipo de reactor	País	Unidad	Año de inicio de construcción	Año de conexión a red	Coste teórico inicial (millones)	Coste final (millones)
AP1000	EE.UU.	Vogtle 3	2013	2023	14.000 \$ (12.029 €)	36.000 \$ (30.933 €)
AP1000	EE.UU.	Vogtle 4	2013	2024		
ABR 1400	Corea del Sur	Saeul 1,2	2008	2016/2021		
ABRE 1400	Corea del Sur	Shin-Hanul 1,2	2012	2022/2023	12.000 \$ (10.311 €)	14-16.000 \$ (12-13.748 €)
EPR	Finlandia	Olkiluoto 3	2005	2022	3.000 €	12.000 €
EPR	Francia	Flamanville 3	2007	2024	3.300 €	13.800 €
EPR	Reino Unido	Hinkley Point C 1,2	2018	2031	31-35.000 £ (36-40.606 €)	42-48.000 £ (49-55.688 €)
ABWR	Japón	Shimane 3	2006	Estado suspendido	No disponible	No disponible
ABWR	Japón	Ohma	2010	Estado suspendido	469.000 y (2.700 €)	559.000 y (3.200 €)
PWR	Eslovaquia	Mochovce 4	1987	2025	2.000 €	5.400 €

**Tabla 2. Nuevos reactores nucleares en la OCDE.**

Fuente: [International Atomic Energy Agency](#), [World Nuclear Association](#), [World Nuclear Report 2025](#).

**En Asia se concentra el 79% de la nueva capacidad nuclear** de la última década, siendo China el país líder con la puesta en marcha de 40 GW nuevos. De hecho, en su [plan estratégico](#), China prevé tener instalada **180 GW de nuclear** (actualmente tiene **55,3 GW**) y más de **10.000 GW de fotovoltaica y eólica combinada** para **2060**.

## Nuclear vs renovables en el mundo

Este estancamiento nuclear contrasta enormemente con el auge de las **energías renovables** que experimentaron, en el mismo periodo, un **crecimiento exponencial del 262% a nivel mundial**, pasando de **1.227 GW en 2010 a 4.448 GW en 2024**, según [datos de la International Renewable Energy Agency \(IRENA\)](#). En 2024, las renovables lograron un récord de 585 GW, representando el 92,5% de toda la potencia instalada en ese año (incluye hidroeléctricas y otras). La energía solar dominó este crecimiento con 452 GW de nuevas instalaciones (+32,2%), seguida por la eólica con 113 GW (+11,1%). **Solo el último año, las renovables instalaron más potencia que toda la capacidad nuclear histórica instalada hasta la fecha.**

Este efecto se pone de manifiesto en la generación renovable, que no ha dejado de crecer año tras año. Si bien es cierto que en **2010 ya se generaba más electricidad renovable que nuclear**, 4.190 TWh (sobre todo gracias a la hidroeléctrica, conformando más del 90%), en **2024 se generaron 9.839 TWh, más del doble**. Por tecnologías, la generación con solar fotovoltaica ha tenido un incremento del 6.348,5%, desde **33 TWh** hasta los **2.128 TWh** actuales. La **eólica** pasó de **342 TWh** a **2.498 TWh**, un **630,4% más**.

**92,5%**

POTENCIA INSTALADA DE RENOVABLES EN 2024

**452 GW**

NUEVAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN 2024

**113 GW**

NUEVAS INSTALACIONES EÓLICAS EN 2024

## La energía nuclear en Europa

En el continente europeo **doce países** están **embarcados en procesos de desmantelamiento** de centrales nucleares, concentrándose la mayoría en Reino Unido con 36 reactores en cierre, seguido de Alemania con 33 y Francia con 14. Por otro lado, **siete países europeos presentan reactores en construcción** a día de hoy, incluyendo los proyectos en Rusia y Turquía.

Como se puede apreciar en la Figura 4, la mayoría de los países con reactores en construcción también tienen procesos activos de desmantelamiento (Francia, Rusia, Reino Unido, Ucrania y Eslovaquia). Por otra parte, los únicos países que actualmente están construyendo más de un reactor son Turquía y Rusia, con 4 reactores en construcción en cada país, además de Reino Unido y Ucrania con 2 reactores. El único país que está instalando potencia nuclear por primera vez es Turquía, que hasta ahora no contaba con ningún reactor.



### Reactores nucleares activos en Europa



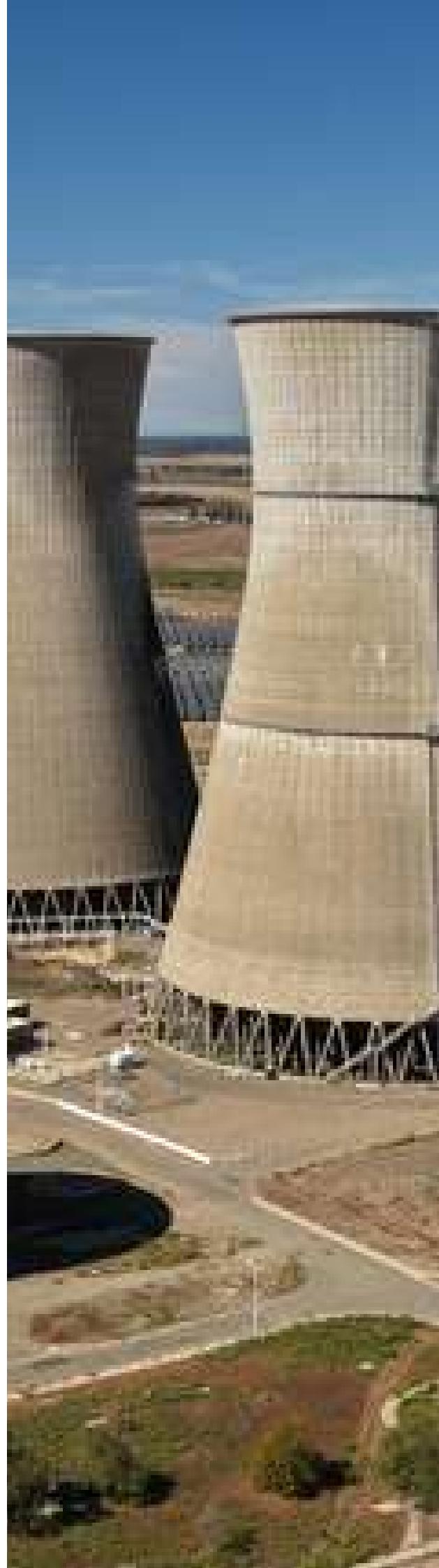
### Países europeos con reactores en construcción



### Países europeos con reactores en desmantelamiento



Figura 4. Número de reactores activos, en construcción y en desmantelamiento en Europa en 2024.  
Fuente: [IAEA](#). El tamaño del círculo es proporcional al número de reactores.



Los datos recopilados por Ember (Figuras 5 y 6), muestran que **la potencia nuclear en el continente europeo (incluyendo Rusia) ha disminuido un 17% desde 2010**, pasando de 173 GW a los 143 GW de 2024. Esta reducción ha sido muy leve hasta 2019, año en el que comenzó un descenso más notorio, con 21 GW de potencia nuclear menos en apenas cinco años. Como es de esperar, esta minimización de la capacidad nuclear se trasladó a su generación eléctrica, que muestra una cierta estabilidad entre 2010 y 2015, manteniéndose en una horquilla entre 1.200-1.150 TWh generados anualmente, para luego disminuir hasta los 996 TWh actuales (-17%), a causa del cierre de diferentes reactores en países europeos, destacando Alemania.

## Evolución en Europa de la generación nuclear y renovable



Figura 5. Evolución en Europa de potencia instalada y generación eléctrica de renovables y nuclear (Incluida Rusia).  
Fuente: Ember.

## Evolución en Europa de la generación nuclear, solar y eólica

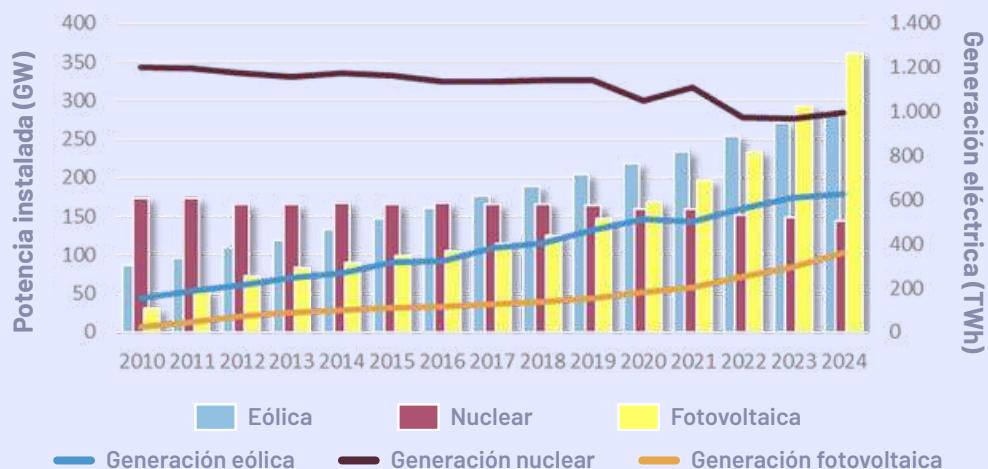


Figura 6. Evolución mundial de potencia instalada y generación eléctrica de fotovoltaica, eólica y nuclear.  
Fuente: Ember, IAEA.

Asimismo, las Figuras 5 y 6 también revelan una transición energética acelerada en Europa gracias a la implantación de energías renovables. A nivel de potencia instalada total, **las renovables pasaron de 387 GW en 2010 a 972 GW en 2024, un incremento del 151%** en apenas 14 años. La generación con estas tecnologías también se incrementó desde los 1.120 TWh hasta los 2.100 TWh (+87%). Este aumento viene determinado, sobre todo, por la eólica y la fotovoltaica. En el caso de la energía eólica, la potencia en Europa se incrementó desde los 86,2 GW en 2010 hasta los 248 GW (+187%), impactando en la generación eléctrica, que se multiplicó por cuatro, de 154 TWh a 624 TWh. La fotovoltaica se disparó de los apenas 30,7 GW en 2010 hasta los 360,8 GW (+1.075%), aumentando la generación de electricidad desde 23,6 TWh hasta 360 TWh.

## La energía nuclear en la Unión Europea

La **Unión Europea** (Figuras 8 y 9) también presenta una **tendencia descendente en capacidad nuclear, cayendo de 120 GW en 2010 a 97 GW en 2024, una reducción del 19,5%**. Esta disminución refleja políticas de descarbonización que priorizan el cierre de plantas nucleares en diferentes países.

Alemania ejemplifica esta tendencia: cerró sus últimos reactores nucleares en abril de 2023, terminando con la generación nuclear después de décadas. Bélgica, España y Suecia también han cerrado reactores desde 2010. **Francia sigue siendo el mayor productor nuclear europeo con el 54,6% de la electricidad nuclear de la UE**, aunque también experimenta un estancamiento en su flota, con 63 GW instalados de potencia nuclear, los mismos que había en 1997.

Actualmente, **13 de los 27 países de la UE operan plantas nucleares**, y la edad promedio de los reactores nucleares europeos varía significativamente. Según la **IAEA**, el **62% de los reactores activos en la UE tienen más de 40 años y sólo el 4% opera desde hace menos de 20 años**. Sin extensiones adicionales, la mayoría de estos reactores deberán ser desmantelados para finales de la próxima década.

En cuanto a la generación eléctrica nuclear, la reducción es mayor que la de capacidad, con un descenso del 24,1% desde los, aproximadamente,

854 TWh en 2010 a valores cercanos a 648 TWh en 2024.

Si analizamos la **propiedad de los 170 reactores nucleares** de toda Europa (incluyendo Rusia) y los 100 reactores de Estados miembros de la UE, se puede demostrar la poca capacidad de las empresas privadas para operar estos activos a nivel de competitividad financiera y de mercado. Del total de reactores europeos, **más del 78% (133) son propiedad de empresas estatales y públicas controladas por el Estado, el 13% (23) son de exclusiva titularidad privada** (con presencia de consorcios de empresas privadas) y solo el **8% (14) son titularidad de consorcios público privados** de empresas privadas y estatales. A nivel de la **UE**, un **74% son de titularidad pública y estatal**, mientras que tanto las públicas privadas como las completamente privadas son un **13%**.

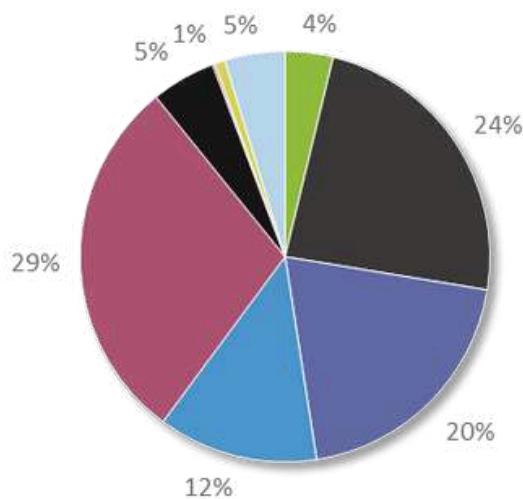
Además, **casi la totalidad de los reactores de la UE (~99%) están integrados en las empresas eléctricas propietarias (sean públicas o privadas)**, lo que significa que forman parte de la misma estructura o holding empresarial que otras actividades del grupo matriz, como la distribución y comercialización de electricidad. Esta situación implica la ausencia de precios de transferencia entre generador y comercializador, lo que opaca la rentabilidad económica y el precio de producción real de la generación nuclear.



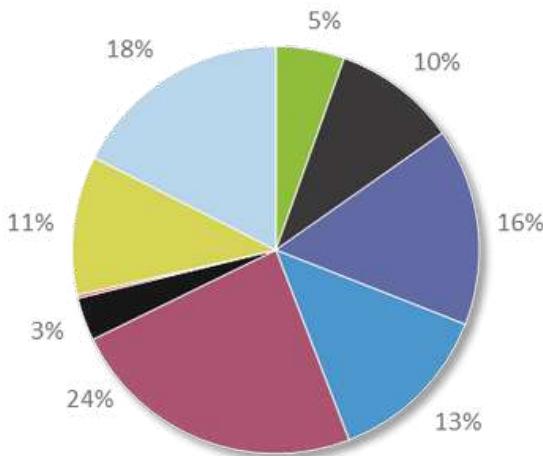
## → Nuclear vs renovables en la Unión Europea

Al igual que el resto del mundo, la UE también experimentó una revolución renovable, **con la capacidad creciendo de 254 GW en 2010 a 703 GW en 2024**. Esto implica que la potencia casi se ha triplicado en solo 14 años. Solo en 2024, la UE expandió su capacidad renovable en 70,1 GW (+9.0%), con Alemania contribuyendo significativamente. Esta transformación alteró notablemente el mix eléctrico europeo, como se refleja en la Figura 7. Mientras que en 2010 la generación renovable rondaba los 656 TWh, en 2024 alcanzaba los **1.301 TWh (+98%)**, superando ampliamente a la nuclear. Si vemos la parte de generación con fotovoltaica, de 23 TWh en 2010 pasó a **302 TWh (+1.213%)**, y con eólica, de 140 TWh a **480 TWh (+243%)**.

**Mix eléctrico en la UE 2010**



**Mix eléctrico en la UE 2024**



*Figura 7. Composición del mix eléctrico en la UE en 2010 y en 2024.  
Fuente: Ember.*

## Evolución en la UE de renovables y nuclear

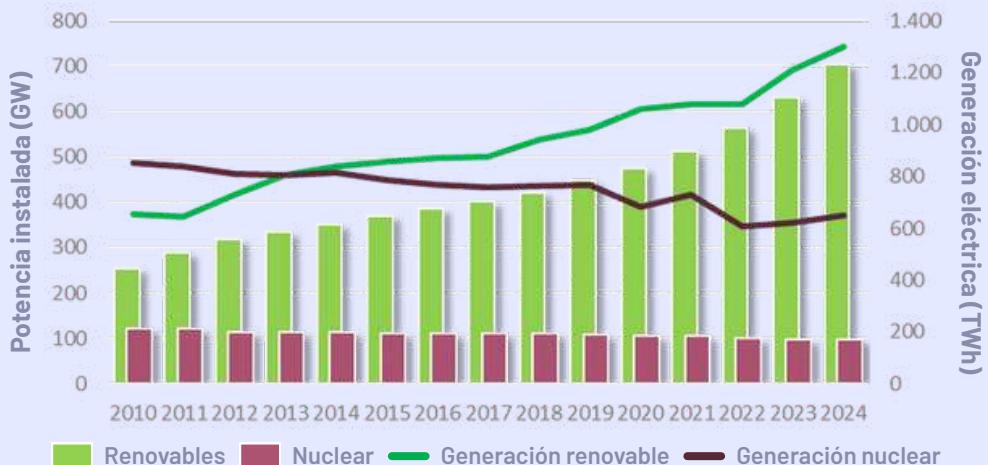


Figura 8. Evolución en la UE de potencia instalada y generación eléctrica de renovables y nuclear.  
Fuente: Ember.

## Evolución en la UE de solar, eólica y nuclear

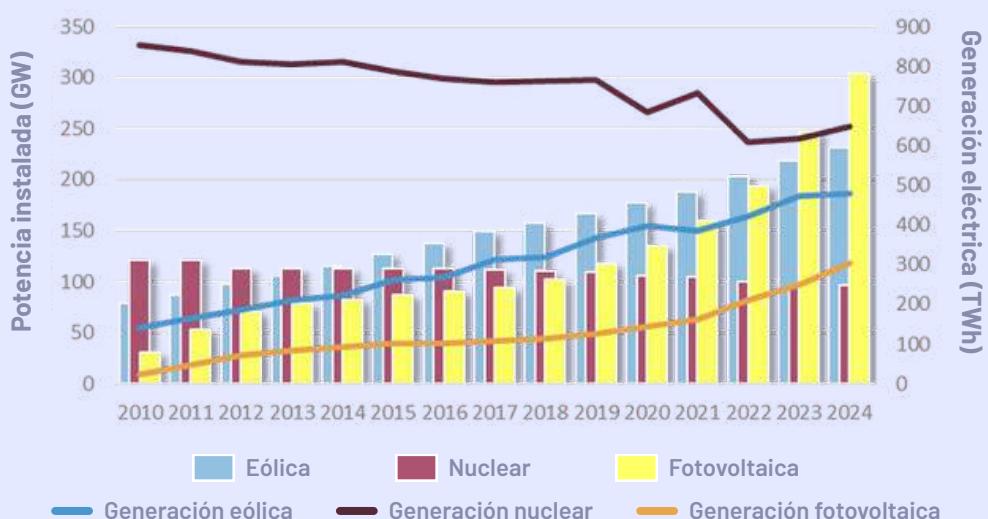


Figura 9. Evolución mundial de potencia instalada y generación eléctrica de fotovoltaica, eólica y nuclear.  
Fuente: Ember, IAEA.

Esta transformación refleja múltiples factores que han convergido en estos últimos años: la gran reducción de costes de las renovables ([hasta 80% en módulos solares fotovoltaicos y 45% en turbinas eólicas terrestres](#)), políticas gubernamentales y regulaciones favorables, la apuesta de los países por la soberanía energética y las preocupaciones sobre seguridad nuclear post-Fukushima que se han canalizado en nuevos requerimientos para las centrales nucleares.

## → El caso de Francia con Areva y EDF

Un ejemplo paradigmático para entender la fuerza del lobby nuclear francés y su industria asociada es la **adquisición de Areva por parte de EDF**, la empresa pública estatal.

La **absorción de los activos nucleares de Areva** por parte de EDF entre 2015 y 2017 fue un episodio crítico en la industria energética francesa. Todo comenzó con el declive de Areva: el gigante nuclear acumuló pérdidas catastróficas, superando los 4.800 millones de euros en 2014. El principal culpable fue el **reactor EPR de Olkiluoto-3, en Finlandia**, un proyecto que se convirtió en un pozo sin fondo. Con un presupuesto inicial de 3.000 millones de euros, terminó costando 12.000 millones (8.500 millones de sobrecoste) y acumuló nueve años de retraso, como indicamos en la Tabla 1. Areva, que había firmado contratos a precio fijo, quedó atrapada en una espiral de sobrecostes sin mecanismos para compensarlos. Pero, no fue solo un problema de gestión, también el accidente de Fukushima en 2011 sacudió la confianza global en la energía nuclear.

Ante el riesgo de colapso, el **Estado francés, accionista mayoritario, intervino para evitar la quiebra de un pilar estratégico**: la industria nuclear francesa representaba seguridad energética, miles de empleos y liderazgo tecnológico. Así, en 2015, inyectó 4.500 millones de euros para evitar lo peor. Sin embargo, la ayuda estatal venía con condiciones. La UE exigió una reestructuración radical para evitar distorsiones en el mercado. El resultado fue una división: por un lado, EDF compró la división de reactores (Areva NP) por 2.500 millones de euros, resucitando la marca histórica **Framatome para dejar atrás el desgaste de Areva**. Por otro, la actividad de combustible nuclear **se separó bajo el nombre New Areva (luego Orano)**, vendiéndose parcialmente a inversores como Mitsubishi. Mientras tanto, el Estado asumió 3.200 millones en deudas tóxicas para limpiar el balance empresarial.

Para EDF, la operación supuso tanto una oportunidad como una carga. Por un lado, consolidó su control sobre toda la cadena nuclear francesa, desde el diseño de reactores hasta la generación de energía. Pero, también heredó los problemas de los EPR, como los proyectos de Hinkley Point en Reino Unido y Flamanville en Francia, que seguían acumulando retrasos y sobrecostes como se describe más adelante en el documento. El Estado francés, aunque salvó la industria nuclear, terminó socializando las pérdidas y entre recapitalizaciones y avales, el rescate costó a los contribuyentes unos 10.000 millones de euros. Cabe recordar que, según cifras de Orano, la energía nuclear es actualmente el tercer sector industrial más importante de Francia con unos 200.000 empleos, distribuidos en 2.600 empresas de todo el país.

En el fondo, este episodio en la historia francesa refleja el dilema de **cómo equilibrar el libre mercado con los intereses estratégicos nacionales**. **Areva fracasó por errores de gestión y riesgos mal calculados, pero su caída amenazaba un sector vital para Francia**. El Estado optó por rescatar, priorizando seguridad energética y empleo sobre la eficiencia pura del mercado. El resultado fue una industria nuclear más concentrada en manos de EDF, pero también más dependiente del apoyo público, una solución de emergencia que dejó lecciones sobre los límites de la privatización de sectores críticos. También cabe destacar que, tras la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022, la propiedad de EDF se nacionalizó al 100%.



# Situación actual del parque nuclear español

España cuenta con **siete reactores nucleares** repartidos en cinco emplazamientos, todos ellos construidos en los años 80, previamente a la privatización del sector eléctrico. La antigüedad media del parque nuclear español es de 40 años, desde los 36 años de Vandellós II y Trillo a los 44 de Almaraz I, lo que significa que la mayoría han sobrepasado la vida útil para la que fueron diseñados. En nuestro país, los reactores nucleares en operación son todos refrigerados por agua. Dentro de esta categoría se encuentran los **reactores de agua a presión (PWR)** y los de **agua en ebullición (BWR)**.

Los PWR emplean agua como refrigerante y moderador y se mantienen a alta presión para evitar que hierva en el núcleo del reactor. Los reactores PWR son los más comunes a nivel mundial y en España se encuentran en las centrales de Almaraz, Ascó (dos unidades en cada una), Trillo y Vandellós II. En los BWR, el agua se calienta y se convierte en vapor dentro del núcleo del reactor que luego impulsa la turbina. En España solo se encuentra en la central de Cofrentes.

En la siguiente tabla se recogen las principales características de los reactores activos en España. De estos datos se deduce que la propiedad de la potencia nuclear total es de Iberdrola en un 41,3% (3.423,9 MW), de Endesa en un 49,3% (4.090,2 MW), de Naturgy en un 7,2% (598,1 MW), de EDP en un 2,0% (165,2 MW) y de Nuclenor en un 0,3% (21,3 MW). La evolución a futuro de este reparto de propiedad según el calendario de cierre actual se muestra en la Figura 10.

Central	Potencia MWe	Empresas propietarias	Inicio de operación	Autorización Administrativa de operación	Años en operación	Acuerdo de cierre
Almaraz I	1.049,4	Iberdrola 53% Endesa 36% Naturgy 11%	1/5/1981	1/11/2027	44	1/11/2027
Almaraz II	1.044,5	Iberdrola 53% Endesa 36% Naturgy 11%	8/10/1983	31/10/2028	41	31/10/2028
Ascó I	1.032,5	Endesa 100%	10/12/1984	2/10/2030	40	2/10/2030
Ascó II	1.027,3	Iberdrola 15% Endesa 85%	31/3/1986	2/10/2031	38	10/2032
Cofrentes	1.092	Iberdrola 100%	14/10/1984	30/11/2030	40	30/11/2030
Vandellós II	1.987,1	Iberdrola 28% Endesa 72%	8/3/1988	27/07/2030	36	2/2035
Trillo	1.066	Iberdrola 48% Naturgy 34,5% EDP 15,5% Nuclenor 2%	6/8/1988	17/11/2034	36	5/2035

Tabla 3. Parque nuclear de España.

Fuente: CSN.

## Propiedad de la potencia nuclear en España (MW)

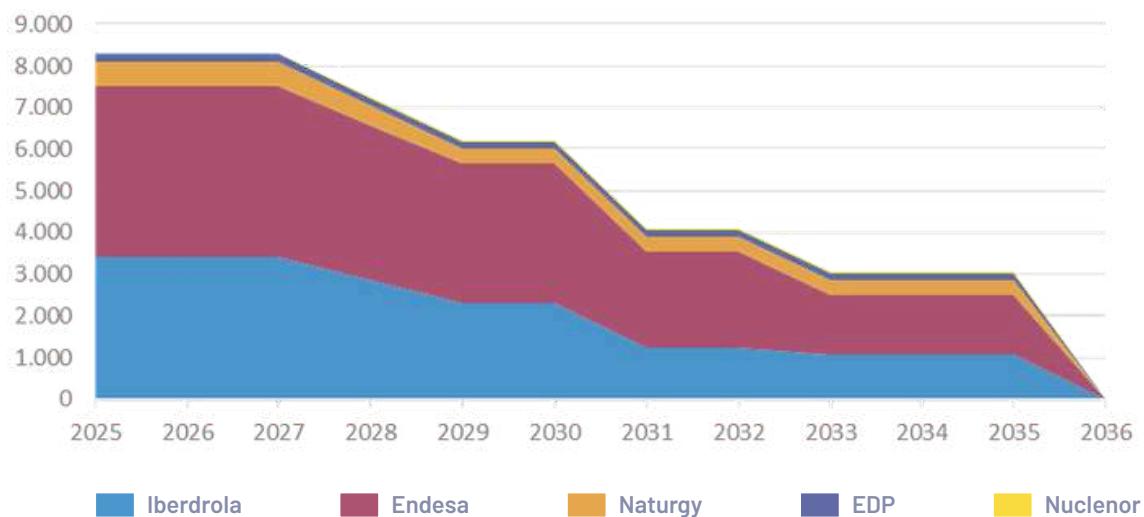


Figura 10. Evolución de la propiedad nuclear por potencia, según el calendario de cierre actual.  
Fuente: CSN.

Además de los reactores actualmente activos, en España existen tres centrales en proceso de desmantelamiento:



La central de **José Cabrera (160 MW)** fue la primera de España en cesar su actividad, en 2006. Su desmantelamiento comenzó en 2010 y actualmente se han retirado la mayor parte de las estructuras, estimándose que la restauración completa del emplazamiento se alcance en 2028. Las últimas estimaciones sitúan los costes de desmantelamiento en 217,8 millones de euros, en 22 años de trabajo.



La central de **Garroña (466 MW)** cesó operaciones en 2013. Se encuentra en la primera fase de desmantelamiento y se estima que las últimas actividades no serán completadas hasta 2033. Este proceso se ha visto retrasado por la paralización del Almacén Temporal Centralizado (ATC), que debería haber alojado sus residuos radiactivos, en favor de la construcción de un Almacén Temporal Individual (ATI) en cada emplazamiento nuclear. Esto ha generado sobrecostes significativos en el desmantelamiento, estimándose actualmente en 475 millones de euros, pudiendo llegar a 1,04 €/MW, sin incluir el coste de construcción de los ATI.



Por último, **Vandellós I** fue clausurada en 1989 tras un incidente de nivel 3 en la escala INES, que provocó el cierre definitivo de la central y la necesidad de alojar sus residuos radiactivos en Francia, donde permanecen hasta hoy. En la actualidad **sólo queda por desmantelar la vasija del reactor**, que se encuentra en fase de latencia hasta 2028, estimándose el fin de las obras entre 2030 y 2045 (Enresa). En un informe corporativo de 2003, cuando ya había concluido la fase 2 del proceso, Enresa situaba la inversión final en las obras en 92,4 millones de euros. Sin embargo, el coste hasta la fecha del desmantelamiento de Vandellós I, sin contar los residuos, es aún desconocido.

Por otro lado, y echando la vista atrás, existen **varias centrales cuya construcción nunca llegó a completarse debido a la moratoria nuclear aprobada en 1984**, por razones económicas derivadas de la crisis del petróleo de 1973 y de las previsiones de crecimiento de la demanda eléctrica que nunca se cumplieron. Esto hizo que existiera la percepción de que el proyecto nuclear español no se correspondía con las necesidades del sistema eléctrico del momento, a lo que hubo que sumar las presiones ecologistas. La moratoria se consolidó finalmente en 1994 con la [Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico \(Ley 40/1994, de 30 de diciembre\)](#). Las centrales proyectadas, cuya construcción fue paralizada por esta moratoria, fueron Lémoniz en Vizcaya, Valdecaballeros en Badajoz (ambas contaban con un desarrollo avanzado), Sayago en Zamora, Regodola en Lugo y la construcción de una segunda unidad en Trillo. Las empresas afectadas por las pérdidas en inversiones de los proyectos paralizados (Iberdrola, Sevillana, Unión Fenosa y Endesa) fueron compensadas económicamente a través de un porcentaje de la factura eléctrica, según criterios que han ido cambiando con el tiempo, hasta el fin de su amortización en 2015, resultando en una **compensación total de 5.717 millones de euros**, según la [CNMC](#).

Los siete reactores activos actualmente tienen una potencia total de **7.117 MW**, representando apenas el 5,4% de la capacidad instalada total del país. Durante [2024, estas centrales generaron 52.391 GWh netos](#), lo que equivale al 19,9% de la producción eléctrica nacional, consolidándose como la segunda fuente de generación tras la energía eólica. Sin embargo, este panorama aparentemente exitoso oculta argumentos fundamentales que cuestionan la viabilidad y conveniencia de mantener la energía nuclear en el mix energético español, como se justifica en los siguientes apartados.

Según el calendario acordado por las empresas propietarias, **el cierre nuclear se producirá de forma escalonada entre 2027 y 2035**, pero la presión mediática generada por las propietarias de las centrales podría retrasar este horizonte.

**5.717M€**

Compensaciones económicas a las empresas afectadas por los proyectos paralizados

**7.117 MW**

Potencia total de los 7 reactores activos

**19,9%**

de la producción eléctrica nacional en 2024 generada por las centrales activas



Cierre nuclear escalonado entre 2027 y 2035

El pasado 24 de abril de 2025 las empresas propietarias de la central de Almaraz manifestaron por carta al Ministerio su disposición de mantener en funcionamiento la central, sin que en dicha misiva se incluya propuesta alguna ni pueda considerarse que se ha iniciado un proceso por las vías oficiales habilitadas para su continuidad. Las extensiones de la Autorización Administrativa de Operación para cada central se suelen conceder en intervalos de diez años. Sin embargo, en el caso de Almaraz las eléctricas propietarias han solicitado, el 30 de octubre de 2025, una prórroga extraordinaria de una duración de tres años, pretendiendo extender su funcionamiento desde 2027/2028 hasta 2030. Por el momento, el Gobierno ha señalado que está dispuesto a tramitar una extensión de tres años si las empresas la solicitan, siempre que no suponga un coste adicional para los consumidores y se mantenga la seguridad regulada y los criterios fijados por el CSN. Al haberse efectuado esta solicitud de extensión, le corresponde ahora al CSN elaborar las condiciones que permitirían efectuarla de forma segura.





# Costes de la ENERGÍA NUCLEAR

Capítulo  
**02**

# Costes de la ENERGÍA NUCLEAR

## Panorama inversor en el sector energético

Desde 2010 la inversión global en transición energética ha experimentado un crecimiento sostenido. Según el informe [Energy Transition Investment Trends 2024 de BloombergNEF](#), la inversión total en tecnologías bajas en carbono y electrificación alcanzó un récord histórico de 1.770.000 millones de dólares en 2023, lo que representa un incremento del 17% respecto al año anterior.

En cuanto a la **inversión anual en energía nuclear**, esta se ha mantenido relativamente constante en torno a los **30.000-35.000 millones de dólares en la última década**, representando menos del **2% del total de inversión en transición energética**. La mayor parte de estos recursos se destinan a mantenimiento, extensión de vida útil y algunos nuevos proyectos, principalmente en Asia (con China a la cabeza).

Según el [informe de la IEA 2025 de Tendencias de Inversión](#), aunque la energía nuclear sigue siendo una parte importante de la inversión en generación firme (sobre todo en China e India con capital público), enfrenta notables **desafíos de financiación debido a los altos costes de capital, un periodo de construcción que se dilata mucho en el tiempo y una regulación enfocada en mantener y mejorar la seguridad** que, junto con la aceptación social, **ralentizan los nuevos proyectos**, afectando a su viabilidad.

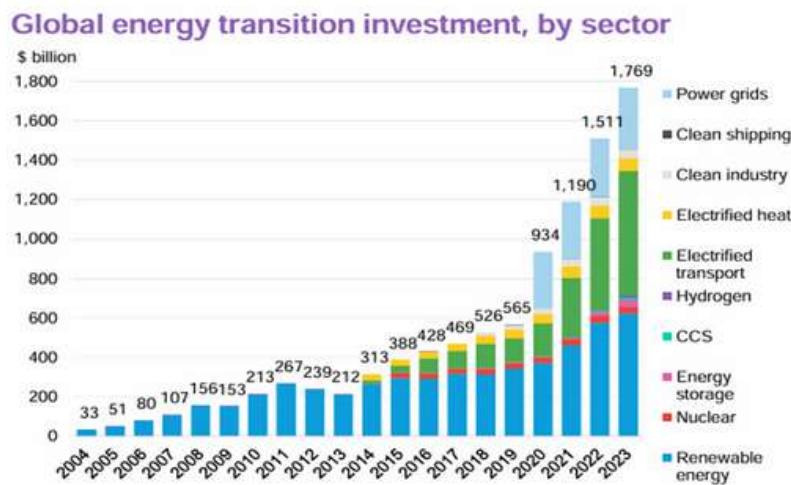


Figura 11. Histórico de la inversión global en la transición energética por tecnología.  
Fuente: BNEF.

Las **energías renovables**, por su parte, **liden la transición energética** en términos de inversión y despliegue. En 2023, la inversión global en renovables alcanzó **623.000 millones de dólares**, consolidándose como uno de los principales destinos de capital financiero, representando un 35% de la inversión tecnológica total. La **energía solar y la eólica concentran la mayor parte de estos fondos**, con un crecimiento exponencial desde 2010. Otras tecnologías renovables, como la bioenergía, la geotermia y la hidroeléctrica, han mantenido inversiones estables o con crecimientos más modestos.

Dentro de esta inversión global, el peso de las inversiones y adquisiciones (M&A) en infraestructura renovable ha ido en aumento en los últimos años, tanto en número de inversiones como en volumen financiero. Según [McKinsey \(2024\)](#), en el sector de la energía y los materiales, los procesos de M&A se utilizan cada vez más para adquirir activos críticos para la transición energética, especialmente en lo que respecta al sector solar y eólico, redes de suministro de metales para baterías y otros materiales, además de carteras de servicios públicos de infraestructura eléctrica. En cuanto a la nuclear, los M&A son mucho más escasos y menos relevantes y se centran en actividades de desmantelamiento y procesado de combustible nuclear, donde destacan las empresas [Orano](#), [Energy Solutions](#) y [Cameco](#). Esta diferencia en M&A denota un desinterés financiero adicional por el sector nuclear a nivel global.

En definitiva, la incertidumbre de los costes reales, los sobrecostes, la gestión de residuos y los retrasos de proyectos nucleares son una evidencia de que ésta **no es una solución tecnológica factible y rápida ante la urgencia del cambio climático**.

## Capacidad logística de la industria nuclear

Incluso obviando el desinterés inversor en el sector nuclear por falta de contratos bilaterales que garanticen un precio mínimo que haga viables las inversiones y cubran los riesgos de desviaciones presupuestarias, la industria nuclear y su cadena de suministro actual no tiene la capacidad logística necesaria para convertirse en una alternativa real que complemente a las energías renovables en el proceso de descarbonización a nivel mundial. Esto queda de manifiesto con el limitado número de reactores actualmente en construcción por parte de los principales fabricantes y la falta de escalabilidad de esta industria en cuanto a procesos de fabricación, cadenas de suministro, regulación y tiempos de licencia y riesgos.

Estos problemas logísticos han sido señalados en observaciones de la propia [IAEA](#) y la [World Nuclear Association](#), apuntando, además, a limitaciones en cuanto a la capacidad de fabricación de equipos nucleares clave como las vasijas de reactores, sufridas en años recientes por algunos de los fabricantes más relevantes a nivel internacional, como Westinghouse o Areva. Estas restricciones de producción surgen de la necesidad de una masiva capacidad de la industria metalúrgica pesada a gran escala para la fabricación de estas piezas. La capacidad de forja con estos fines actualmente en

funcionamiento se encuentra, fundamentalmente, en Japón (*Japan Steel Works*), China (*China First Heavy Industries*, *China Erzhong*, *SEC*), Francia (*Le Creusot*) y Rusia (*OMZ Izhora*).

Tras las experiencias europeas y el rescate de Areva, el sector ha centrado su atención en el desarrollo de pequeños reactores modulares como nuevo producto comercial. Sin embargo, tal y como se desarrolla en el Anexo I, 'Las promesas y disruptores tecnológicos nucleares', estas tecnologías aún no han alcanzado un grado de madurez tecnológica y económica que les permita ser consideradas una opción viable a corto o medio plazo.

La urgencia climática y el rápido avance tecnológico e industrial de las energías renovables y de los sistemas de almacenamiento imponen un ritmo que la industria nuclear no puede seguir. Por ello, pensar en la energía nuclear como en un complemento o alternativa comparable en el corto y medio plazo resulta poco realista. Su papel actual se limita al mantenimiento de un nicho de mercado muy reducido, sostenido por intereses económicos específicos y reducidos, pero incapaz de dar respuesta a las necesidades energéticas y climáticas del presente.



# Costes globales y comparativa tecnológica

Según el [informe Lazard 2025](#) sobre la evolución del **coste nivelado de la energía (LCOE)**, métrica que compara los costes medios de la generación eléctrica a lo largo de la vida útil de un activo energético utilizando indicadores homogéneos, **la nuclear** muestra una tendencia al alza en el caso de nuevas instalaciones, mientras que el coste marginal de operación de las centrales existentes se mantiene relativamente estable.

Este informe, presenta un LCOE nuclear que oscila entre **141 y 220 \$/MWh**, con un valor medio de **173 \$/MWh**, para la nuclear de nueva construcción. Esta cifra es notablemente superior a la de hace una década, cuando el **LCOE de reactores nuevos se situaba en torno a los 100 \$/MWh**. Para llegar a estos datos, Lazard ha empleado las características operativas de Vogtle 3 y 4 (reactores de EE.UU.)<sup>1</sup>, ajustados a la inflación, incluyendo costes de desmantelamiento. Del LCOE total, 2,9 \$/MWh corresponden a los costes de combustible. Cabe mencionar que **estas estimaciones no incluyen los costes de gestión de residuos nucleares a largo plazo, lo que implica que el coste real de la energía nuclear es superior a los valores de LCOE obtenidos**.

En contraste, el LCOE de la nuclear existente, es decir, **el coste marginal de operación de centrales ya amortizadas se mantiene estable en torno a los 71 \$/MWh** desde hace una década. Este valor incluye costes de operación, mantenimiento, combustible y desmantelamiento.

En cuanto a la dependencia del LCOE nuclear del coste medio ponderado del capital (WACC), el anterior resultado de 173 \$/MWh para nueva nuclear se corresponde con un WACC del 7,7%. El LCOE medio alcanzaría un máximo de 242 \$/MWh para un WACC del 10,0% y un mínimo de 115 \$/MWh para un WACC del 4,2%. Dada la escasez de datos públicos y/u observables disponibles sobre los proyectos de construcción de nuevas centrales nucleares, estos datos se basan en estimaciones disponibles públicamente y en sugerencias de expertos seleccionados del sector.

## LCOE tecnología (\$/MWh)

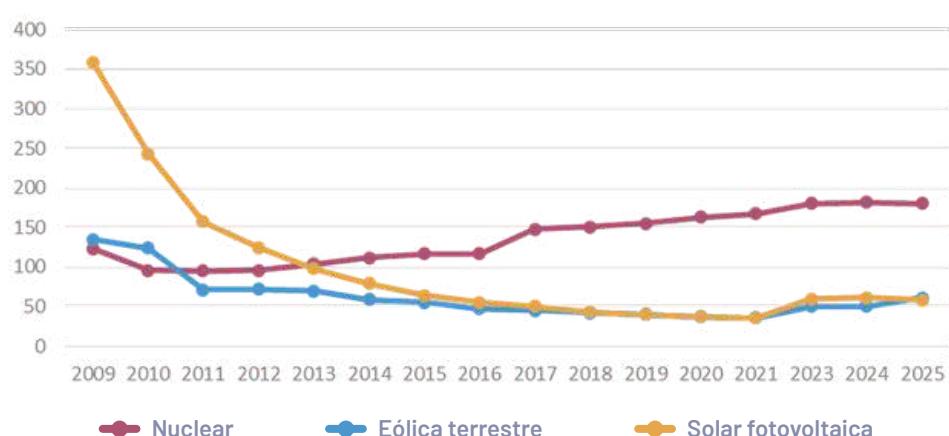


Figura 12. Evolución histórica del LCOE de nuclear nueva, eólica terrestre y solar fotovoltaica.  
Fuente: Lazard, 2025.

<sup>1</sup> Este análisis no incluye, por lo tanto, todos los reactores en construcción de los últimos años. Al limitarse a las características operativas y condiciones de los reactores Vogtle 3 y 4, se excluyen los reactores que han presentado más problemas y sobrecostes durante su construcción, muchos de los cuales se analizan en la 'Sección Costes de la nueva nuclear europea', pudiendo suceder en conclusiones optimistas.



El aumento del coste de la energía nuclear nueva se debe, principalmente, a las siguientes causas:

- 1 Coste de capital elevado y muy sensible a los plazos de construcción que, frecuentemente, se exceden.
- 2 Requisitos regulatorios y de seguridad cada vez más estrictos, especialmente tras el accidente de Fukushima.
- 3 Falta de una curva de aprendizaje y de economías de escala en países occidentales, a diferencia de las renovables que sí han reducido sus costes significativamente.
- 4 Opacidad en las cifras reales de costes en casi todos los proyectos nucleares, lo que dificulta evaluaciones precisas. Esta misma falta de transparencia se observa también en temas clave como el tratamiento de residuos y el desmantelamiento de las instalaciones.

Por su parte, las energías renovables, como **la solar fotovoltaica y la eólica terrestre, presentan LCOE mucho más bajos**, situándose entre **37 y 70 \$/MWh**. De hecho, la fotovoltaica en el sur de Europa alcanza el LCOE más bajo del continente ( $\leq 40$  USD/MWh). Así, **la nuclear nueva se posiciona hoy como la opción más cara para nueva generación firme en los sistemas eléctricos occidentales**, siendo, además, cada vez menos competitiva frente a las renovables. Su viabilidad económica depende de factores aún no resueltos y sin expectativas claras de mejora en el corto o medio plazo.

Estos resultados no reflejan con precisión los precios absolutos que han cerrado las subastas fotovoltaicas y eólicas que se han producido a nivel mundial, ni se utilizan para definir las condiciones de financiación estimadas para estas inversiones.

Este análisis basado en el LCOE ha sido realizado mediante el uso de una metodología de cálculo común y de escenarios e inputs de entrada homogéneos para todas las tecnologías y fuentes de energía. Su valor debe ser comparativo para analizar la evolución y las distancias que separan unas de otras y no considerar el valor obtenido como un valor de mercado.

# Costes de la nueva nuclear europea

De manera paralela, la **experiencia reciente en Europa** con la construcción de nuevos reactores nucleares muestra un patrón común de sobrecostes significativos y retrasos prolongados, lo que siempre acaba provocando que esos agujeros económicos se solventen con dinero público. Entre **los ejemplos más simbólicos** de la actualidad destacan los siguientes:



## Olkiluoto-3 (Finlandia)

Los promotores del nuevo reactor, Areva y Siemens, formaron un consorcio para construir el reactor de tercera generación EPR (*European Pressurized Reactor*) de 1,6 GW para TVO (*Teollisuuden Voima Oyj*), la empresa propietaria de la central. En este caso TVO es una empresa pública finlandesa.

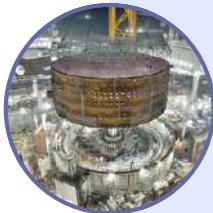
El inicio de construcción fue en 2005, con la previsión de entrar en operación en 2009. Entró a operar el 16 de abril de 2023, 13 años después de lo previsto. Respecto a los costes, se estimaba inicialmente que ascendiera a 3.200 millones de euros, pero el **coste final estimado** de la construcción se elevó a más del triple. Entre los principales problemas para su construcción están las complicaciones con el diseño y la coordinación de los contratistas. También se produjeron fallos en la soldadura y en la documentación técnica, con disputas legales entre la eléctrica TVO y el consorcio constructor Areva-Siemens, resueltas con compensaciones millonarias.



## Flamanville-3 (Francia)

Otro de los casos más destacados es este nuevo reactor, de 1,6 GW, cuyo propietario es Électricité de France (EDF), la empresa nacional de electricidad de Francia. EDF también es responsable de la construcción y operación de la planta, además las principales empresas constructoras involucradas en el proyecto incluyen a Areva (ahora Orano) y Bouygues.

Se inició su construcción en 2007, con la previsión de operar cinco años más tarde, en 2012. Finalmente, se conectó a la red eléctrica el 21 de diciembre de 2024, con 12 años de retraso. Lo mismo sucedió con el coste, con una estimación inicial de 3.300 millones de euros, **finalmente alcanzó los 13.200 millones** (cuatro veces el presupuesto inicial). Entre las causas se evidenciaron problemas técnicos, especialmente en soldaduras críticas y componentes que requirieron rediseño. También hubo cambios regulatorios y revisiones de seguridad, coordinación deficiente entre cientos de proveedores y una parte de la construcción comenzó antes de finalizar el diseño definitivo, lo que obligó a rehacer trabajos.



## Hinkley Point C (Reino Unido)

Consta de dos reactores de 1,6 GW de potencia nominal, siendo EDF Energy el propietario principal de la central, una filial de la empresa francesa EDF. La construcción de la planta está a cargo de la empresa BYLOR, formada por Bouygues Travaux Publics y Laing O'Rourke.

Es la más reciente de las tres, iniciando su construcción en 2016, con una fecha de previsión para entrar en operación en 2027. En la actualidad, sin concretarse, se espera que entre en operación en 2031 según los últimos anuncios de la promotora, lo que supondría un retraso acumulado de 4 años sobre los planes más recientes.

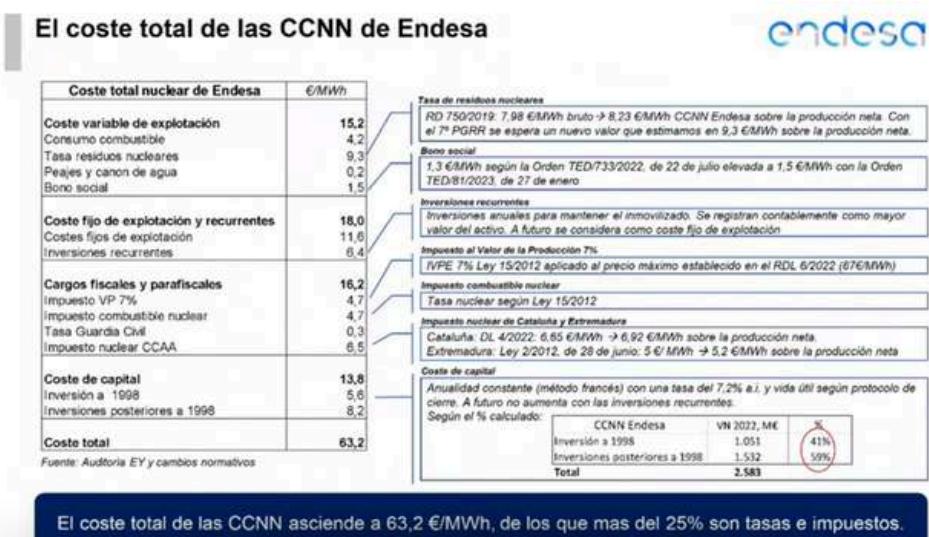
Sobre los costes, la estimación inicial era de 18.000 millones de libras (21.700 millones de euros, aproximadamente), pero el coste final estimado no está definido. En los últimos presupuestos, la **horquilla varía** entre 31.000 y 46.000 millones de libras (hasta 53.000 millones de euros, más del doble del presupuesto original). El **gobierno británico** garantizó un precio fijo para la electricidad producida durante 35 años: 92,50 £/MWh (2012), ajustado por inflación, superando actualmente los 128 £/MWh (unos 150 €/MWh), más del doble del precio medio del mercado británico en la última década. Además, el modelo de financiación incluye pagos adelantados a través de las facturas de los consumidores para reducir el riesgo para los inversores.

Entre las causas de los retrasos y sobrecostes hubo problemas en la cadena de suministro y escasez de mano de obra, junto con cambios regulatorios y adaptación del diseño a normativas británicas con miles de modificaciones. Así mismo, también afectaron la inflación, el Brexit y la pandemia del COVID-19.

# Costes de la nuclear en España

En la actualidad, el **coste completo** de producir electricidad nuclear en España se desconoce porque, más allá de los datos publicados por los propios operadores de las centrales y su asociación, Foro Nuclear, se **desconoce la veracidad de estos al no haber un control de validación externo e independiente**. La composición del coste incluye operación y mantenimiento, amortización de inversiones, impuestos específicos, financiación del desmantelamiento y gestión de residuos. Es una realidad la incapacidad de transparencia y la opacidad de los costes reales, tanto de las centrales como de las inversiones a futuro.

Con la prudencia de que son costes internos, sin una auditoría de costes externa e independiente, Endesa presentó en 2023 un desglose de costes que ascendía a **63 €/MWh**.



El coste total de las CCNN asciende a 63,2 €/MWh, de los que más del 25% son tasas e impuestos.

**Figura 13.** Estructura de costes de las centrales nucleares de Endesa.  
Fuente: Endesa.

Ese valor comprende impuestos autonómicos y otros cargos, incluyendo:



## Impuesto sobre el valor de la energía eléctrica (IVPEE).

Incluye más de 4 €/MWh (7% del ingreso eléctrico), que se aplica a toda la generación eléctrica, independientemente de la tecnología de producción.



## Tasa aplicable a la recaudación de electricidad nuclear a nivel nacional (Tasa Enresa).

Las centrales nucleares abonan una tarifa fija de **10,36 €/MWh** destinada a financiar el **desmantelamiento y la gestión del combustible gastado**. La última actualización de esta tarifa, de junio 2024, que se detalla en la Sección '**Externalidades nucleares: fondos para la gestión de los residuos**', contempla recursos económicos hasta el año 2100. Con la generación de 52.000 GWh/año, esta tasa supone más de 500 millones €/año a cubrir por las eléctricas propietarias de las centrales.

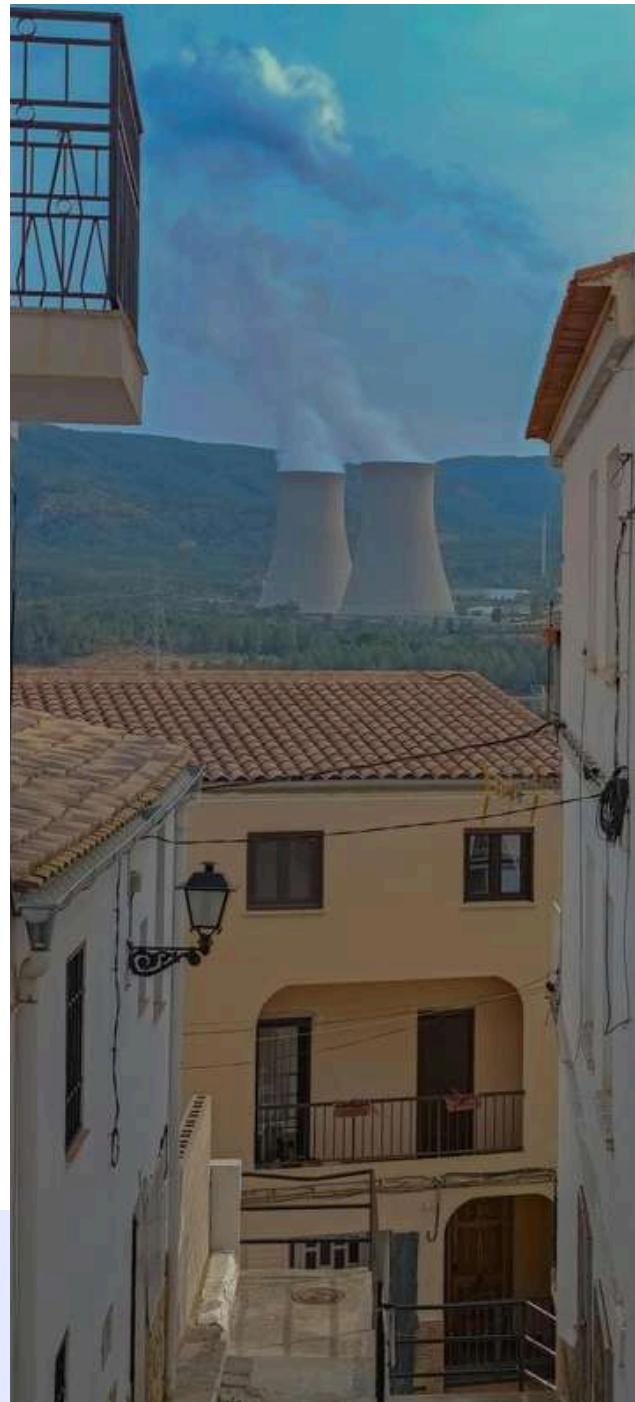


## Impuestos sobre combustible nuclear.

Incluye más de 6 €/MWh de impuesto nuclear de las comunidades autónomas (CCAA) donde se encuentran los reactores, así como, aproximadamente, 6 €/MWh de amortización contable de inversiones anteriores a 1998.

**Uno de los elementos más difíciles de explicar es el tratamiento fiscal diferencial que se lleva a cabo entre las tres principales propietarias de las centrales nucleares y que influye en la definición de las inversiones pendientes de amortizar si se llegara a cumplir el calendario de cierre actual y en la viabilidad de su extensión por el tratamiento contable de las nuevas inversiones.**

La realidad es que Iberdrola, Endesa y Naturgy han adoptado criterios contables diferentes para amortizar los activos nucleares. En el caso de Iberdrola y de Naturgy su periodo de vida útil a efectos de amortización es de 40 años y en el caso de Endesa de 50 años. Tanto Naturgy como Iberdrola llevaron a cabo un deterioro del valor de sus activos nucleares en 2018 y 2012, respectivamente. Naturgy incluyó en su plan estratégico de 2018 el deterioro del 50% del valor de los activos de generación. Obviamente, es difícil obtener costes finales similares cuando incluso algo tan homogéneo como es la amortización de un mismo activo se lleva a cabo de distinta forma.



Según la normativa fiscal, los activos (estructuras y equipos) de una central nuclear pueden amortizarse hasta un 3 % anual o en un plazo máximo de 60 años. A pesar de que muchas plantas fueron diseñadas para una vida útil de 40 años, plazo que permite la amortización de la inversión inicial con creces, las compañías eléctricas han extendido sus períodos de planificación contable hasta 44-50 años. Esto reduce las cargas de amortización anual, mejorando los resultados financieros de los propietarios. Además, éstos defienden que sus activos aún no están amortizados, especialmente debido a la carga fiscal creciente descrita previamente, que afecta gravemente a su rentabilidad.

## COSTES REALES DE LA NUCLEAR

Explotación



Amortización



Gestión de  
residuos

Por otro lado, existen una serie de costes futuros que no se incluyen en la carga fiscal nuclear actual. Extender la vida útil de reactores viejos requiere nuevas inversiones en refuerzos de seguridad y modernización, con su correspondiente impacto financiero. Sin mecanismos de apoyo regulatorio (p.ej. contratos indexados o “todos los costes” asumidos) su rentabilidad está en entredicho.

Frente a estas reivindicaciones de los titulares acerca de la supuesta excesiva carga fiscal de la nuclear, cabe recalcar la importancia de las tasas impositivas para reducir el impacto social negativo que supone externalizar los costes de una tecnología en la ciudadanía. Adicionalmente, es importante destacar que el mérito de una tecnología no debe basarse en su hipotético funcionamiento exento de impuestos. Esto es especialmente cierto para la nuclear dadas sus externalidades potencialmente negativas que, además, compite con tecnologías que sí están gravadas fiscalmente y tienen menos externalidades, como es el caso de las renovables.

En resumen, los costes reales (explotación + amortización + gestión residuos) de la nuclear son elevados y crecientes, mientras que las renovables ofrecen energía cada vez más barata y no incurren en gastos millonarios de desmantelamiento. Por contextualizar brevemente el coste de las renovables en España, los precios de adjudicación en subastas para la fotovoltaica y la eólica han oscilado en los últimos años entre **24-43 €/MWh, dependiendo de cada tecnología**. Este patrón de precios es común en otras subastas de renovables a escala mundial, siendo incluso **menores en otros países**, en función de las diferencias en variables de la cadena de valor. Esto implica que cada MWh nuclear, según los números de Endesa, es, al menos, un 50-75% más caro que su equivalente solar o eólico renovable.



## Los costes del desmantelamiento y la gestión de residuos

### → Aumento de riesgos y costes por envejecimiento del parque nuclear

**El 30% de los 416 reactores operativos en el mundo en 2025** ya superan los 40 años de vida de diseño y casi dos tercios lo habrán hecho antes de 2035. Esta situación obliga a los reguladores a decidir entre cerrar o acometer costosas obras de extensión, con el telón de fondo de procesos de fatiga, como son la corrosión de la vasija (similar a lo que sucede en los reactores franceses durante los últimos años) o la fragilización del acero que incrementan la probabilidad y la gravedad de un fallo de seguridad a medida que la central envejece.

El precio de alargar la vida útil de una central no es uniforme y varía para cada reactor. Según las estimaciones de la propia AIEA, extender la operación suele costar entre el **25% y el 50% del coste de construcción de una planta nueva**. Algunos ejemplos europeos son la extensión de 10 años de los reactores belgas Tihange 3 y Doel 4 a través de su nacionalización por unos 2.000 millones de euros.

En el caso de Francia, su programa de renovación **“Grand Carénage”** recoge una inversión de 49.400 millones de euros para sus 56 reactores, es decir, 880 millones por reactor, aproximadamente. Entre las acciones se incluyen refuerzos post-Fukushima, grandes componentes y paradas de 4.º examen decenal, como también hicieron los reactores españoles según los informes del CSN.

La consultora PwC cifró que las centrales nucleares españolas deberían hacer una inversión mínima de 3.200–3.500 millones de euros para alargar su funcionamiento 10 años más. La cantidad exacta sólo se podría conocer si se pidiese la ampliación de cada central, pero, en todo caso, representa un alto coste fijo que habría que amortizar durante los años restantes de su funcionamiento, desconociéndose si las empresas propietarias están dispuestas a asumirlo. En el caso de la solicitud de extensión de Almaraz, esta inversión depende de los requerimientos técnicos que el CSN imponga a las propietarias como condiciones para efectuar la hipotética extensión de forma segura y que, como se ha mencionado anteriormente, están siendo elaborados actualmente.

En principio, ampliar la vida de los reactores existentes parece más barato que construir nueva capacidad firme, sin embargo, cuando se internalizan **las inversiones de modernización, los sobrecostes operativos, la gestión de residuos extra y, sobre todo, los riesgos económicos de un accidente grave**, el balance se inclina rápidamente hacia una **“falsa economía”**. El beneficio privado de unos años más de operación corre parejo a la asunción pública de contingencias cuyo valor supera con creces los ahorros inmediatos. La cuestión deja de ser meramente técnica para convertirse en una decisión de política económica sobre quién asume, y hasta qué punto, el precio real del envejecimiento nuclear.



## → Coste de gestión de residuos y desmantelamiento en España

El objetivo de este análisis es poner en evidencia las deficiencias e incertidumbres del actual modelo de gestión de residuos radiactivos y desmantelamiento nuclear en España, tal como se refleja en el [7º Plan General de Residuos Radioactivos](#) (PGRR).

Según el PGRR, hasta 2023, España ha acumulado 74.900 m<sup>3</sup> de residuos de baja y media actividad (RBMA) y se estima que se generarán otros 136.982 m<sup>3</sup> adicionales hasta 2035, de los cuales el 87 % procederán de los desmantelamientos nucleares.

Estos residuos se almacenan en El Cabril (Córdoba) que ya opera al 83 % de su capacidad (50.000 m<sup>3</sup>). A finales de 2022 ya se habían llenado 22 de las 28 celdas disponibles para la acumulación de RBMA. Para seguir operando hasta 2028, se requerirá la construcción de 27 nuevas celdas, con un coste estimado de 182 millones de euros. Esto permitirá trasladar tanto los residuos que actualmente se encuentran en las piscinas de las centrales nucleares como los nuevos que se generen hasta esa fecha.

Por otro lado, España acumulará hasta 2035 unas 7.015 toneladas de residuos de alta actividad (RAA) y combustible gastado (CG), que tienen una peligrosidad que puede perdurar hasta 10 millones de años. Actualmente, el 78 % (4.402 toneladas) está almacenado en piscinas ya saturadas dentro de las propias centrales.

Se necesitarán 529 contenedores para su almacenamiento en Almacenes Temporales Individualizados (ATI), con un coste estimado de más de 200 millones de euros. [Actualmente ya existen ATI en las centrales nucleares de Almaraz, Trillo, José Cabrera, Cofrentes, Santa María de Garoña y Ascó](#). Los restantes están en fase de diseño o construcción.

El 7º PGRR estima que la gestión total de residuos (RBMA, RAA y CG) desde 2025 hasta final de siglo costará **20.443 millones de euros, un 56 % más** que la estimación del plan anterior de 2006 ([6º PGRR](#)). Este incremento se debe a:

I.

El abandono del proyecto del Almacén Temporal Centralizado (ATC).

II.

La adopción de siete ATI descentralizados, lo que eleva los costes operativos.

III.

La ampliación del plazo de gestión de residuos y combustible gastado, que pasó de 2070 a 2100.

La gráfica inferior muestra cómo los costes desglosados del 7º PGRR han aumentado para todos los elementos respecto al anterior plan, excepto para gastos de estructura, que presenta un ligero descenso del 4,7%. Por lo demás, la previsión de gastos de gestión de RBBA y RBMA ha ascendido un 91,8%, mientras que la gestión de CG y RAA sube un 68,2% y los costes de las actividades de clausura de las centrales aumentan un 60,0%. El cómputo global de la previsión de gastos ha aumentado un 56,3% entre el 6º y 7º PGRR.

### 6º y 7º PGRR de 1985 a 2100 (millones de € 2023)

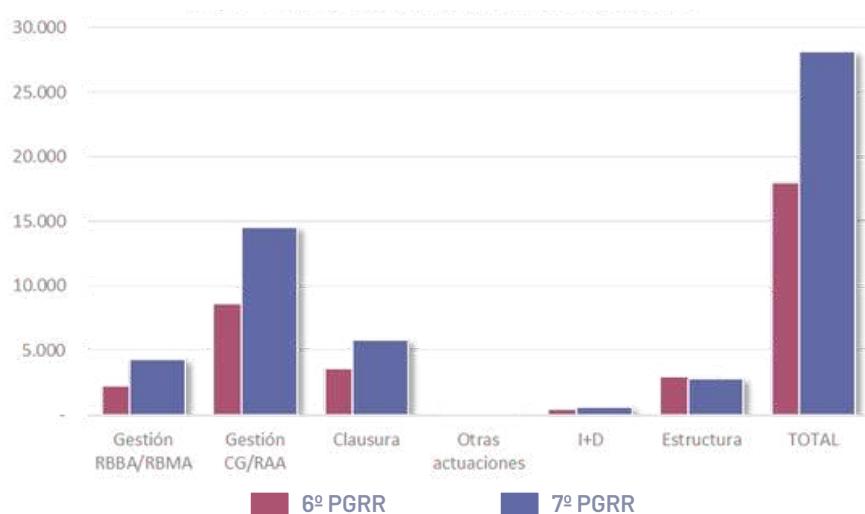


Figura 14. Comparativa de evolución de partidas de costes entre 6º y 7º PGRR, en millones de €.  
Fuente: MITECO.

Las versiones previas de los PGRR se publicaron respectivamente en 1989, 1991, 1994 (4º), 1999 (5º) y 2006 (6º), con publicaciones regulares cada pocos años, salvo el 7º que se aprobó con un gran retraso en 2023. Al analizar las versiones previas de los diferentes PGRR presentados hasta la fecha, se aprecia que los costes de gestión de residuos y CG han ido en aumento a lo largo de las últimas décadas. En la gráfica inferior se recogen los gastos de gestión de RBMA, RAA/CG y gastos totales, incluyendo clausuras y desmantelamientos, a lo largo de los últimos cuatro PGRR, siendo especialmente notable el aumento entre el 6º y el 7º PGRR por el mencionado lapso de 17 años entre uno y otro.

### 6º y 7º PGRR de 1985 a 2100 (millones de €2023)

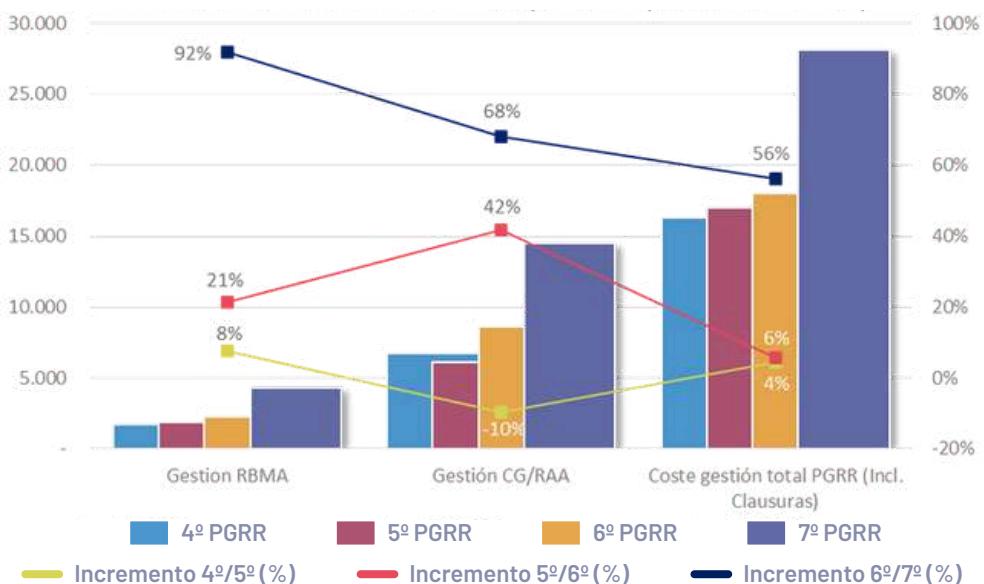


Figura 15. Comparativa de incremento de costes entre 4º, 5º, 6º y 7º PGRR.  
Fuente: MITECO.

Otra manera de reflejar este aumento de los costes estimados es mostrando la media anual proyectada en cada iteración del PGRR:

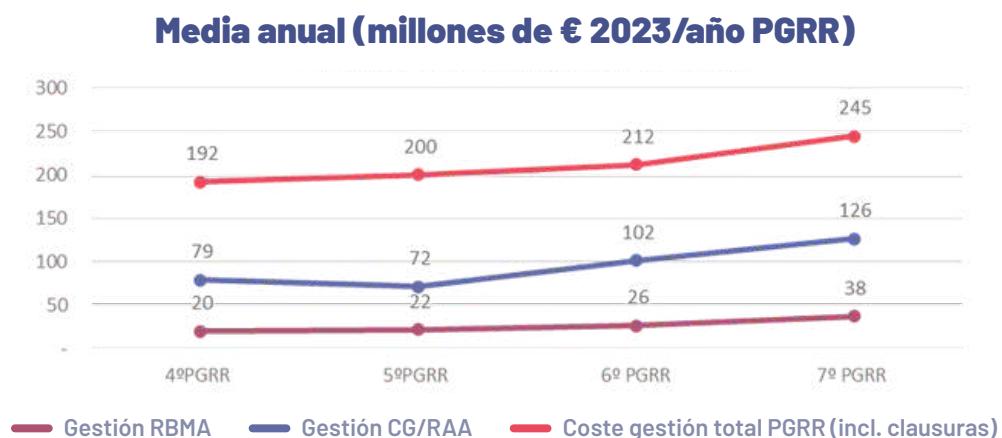


Figura 16. Media anual de incremento de costes entre 4º, 5º, 6º y 7º PGRR.  
Fuente: MITECO.

Para afrontar estos gastos, el PGRR se encuentra en una situación de **financiación deficitaria**: el Fondo de Residuos Radiactivos sumaba **8.386 millones de euros** a finales de 2024, insuficiente para cubrir los costes proyectados de **20.443 millones de euros** desde **2025 hasta 2100**, aportando solo un **41% del total**.

Este déficit respecto al importe total deberá cubrirse con aportaciones adicionales, recayendo finalmente en la ciudadanía. Las estimaciones más recientes, correspondientes al 7º PGRR, prevén que la suma total de la gestión de residuos **desde 1985 hasta 2100** ascenderá a más de **28.000 millones de euros**, habiéndose asumido únicamente **7.936 millones de euros** hasta 2023 (un 28% del total). Aunque estas estimaciones incluyen el desmantelamiento de todas las centrales nucleares del país (con un rango de incertidumbre sobre el coste estimado), la mayor parte del coste (**52%**) se corresponde con la gestión de RAA y CG, como se muestra a continuación.

### Costes totales de gestión estimados (1985-2100)

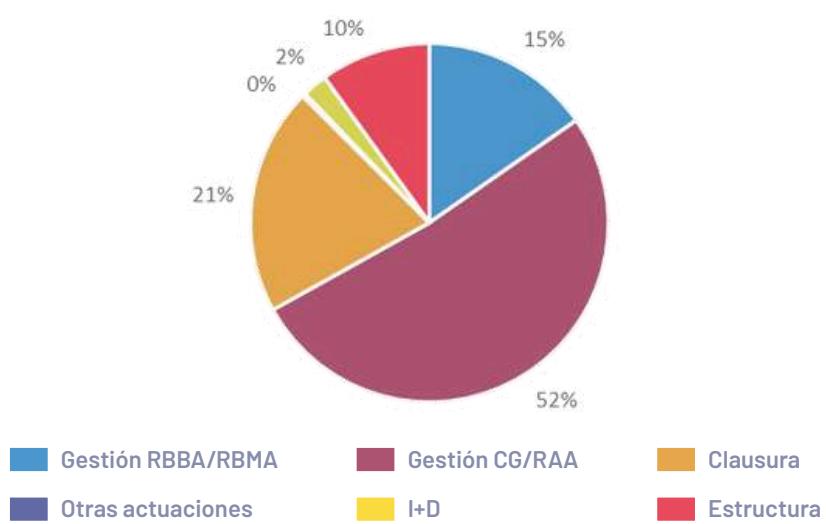


Figura 17. Costes totales de gestión estimados en el 7º PGRR.  
Fuente: MITECO.

El contexto y trasfondo de esta situación de financiación deficitaria se desglosa al detalle a lo largo de la siguiente sección.

## → Externalidades nucleares: fondos para la gestión de los residuos

Las externalidades asociadas al uso de la energía nuclear comprenden tanto los riesgos, entendidos como la posibilidad de que ocurran determinados eventos y los efectos que estos generarían, como las incertidumbres, que se refieren a la falta de conocimiento o a la información limitada sobre ciertos aspectos del sistema. Para reducir al máximo el potencial impacto de ambos factores, es fundamental aplicar el principio de precaución, que incluye la incorporación de márgenes conservadores, la implementación de sistemas pasivos y de seguridad redundantes, métodos de análisis basados en la probabilidad y la implementación de una legislación responsable.

En España, a través del [Preámbulo de la ley 15/2012](#) se instauraron las externalidades negativas generadas por la actividad nuclear que la sociedad debe asumir, principalmente los riesgos e incertidumbres acerca de la gestión de residuos radiactivos y materiales potencialmente utilizados con fines no pacíficos. Por ello, de forma adicional y complementaria a la ya establecida Tasa Enresa, se acordó gravar la producción y almacenamiento del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos a través de tres nuevos impuestos que permitiesen que los costes sociales y ambientales se internalicen mediante la fiscalidad:

I.

Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos generados por la energía nuclear.

II.

Impuesto sobre el almacenamiento centralizado de esos residuos y combustible.

III.

Tasas autonómicas para las CCAA en las que hay reactores nucleares.

Aunque las instalaciones nucleares pagan los anteriores impuestos, sólo la Tasa Enresa está destinada a la gestión del combustible gastado y residuos, para lo que resulta ampliamente insuficiente, como se detalla a continuación.

Hasta junio de 2024, la Tasa Enresa estaba fijada en **7,98 €/MWh**, con lo que se lograría cubrir, aproximadamente, solo **un 17% de la gestión de residuos estimada en el PGRR entre 2024 y 2100**. Con el objetivo de reducir la proporción de fondos públicos en el coste de la gestión de residuos nucleares, la Tasa Enresa se incrementó hasta los actuales **10,36 €/MWh**. Sin embargo, en caso de ampliación de plazo de las centrales, se ha mencionado que esta tasa podría reducirse un 18% hasta los 8,50€/MWh, argumentando que al ampliarse el periodo recaudatorio se apoyaría la competitividad económica del sector nuclear.

A continuación, se muestra una **comparativa de las posibles recaudaciones y precios de la electricidad nuclear generada**, según el Desglose que Endesa presentó, en función del valor de la Tasa Enresa. Además de las tres cifras anteriores, para las que el precio de la electricidad nuclear generada ronda los 60 €/MWh, se ha incluido un hipotético escenario en el que la tasa Enresa permitiría cubrir el 100% del coste de gestión de los residuos nucleares entre 2024 y 2100. **El valor estimado para esta tarifa que permitiría cubrir la totalidad de los costes del PGRR asciende a 59,52 €/MWh**, correspondiéndose con un precio de la electricidad nuclear de 113,42 €/MWh, según la metodología de cálculo de costes de Endesa. Cabe mencionar, sin embargo, que para la hipótesis del anterior cálculo no se han considerado las posibles rentas generadas por los fondos recogidos para este fin, desde su recaudación hasta el momento de su desembolso, por lo que es esperable que el valor ajustado sea algo menor a la estimación realizada. Aún así, es evidente que el valor actual de la Tasa Enresa de 10,36 €/MWh, es muy insuficiente para la cobertura total de los costes estimados por el **7º PGRR**.

### Estimación del incremento de la tasa para cobertura del 7º PGRR

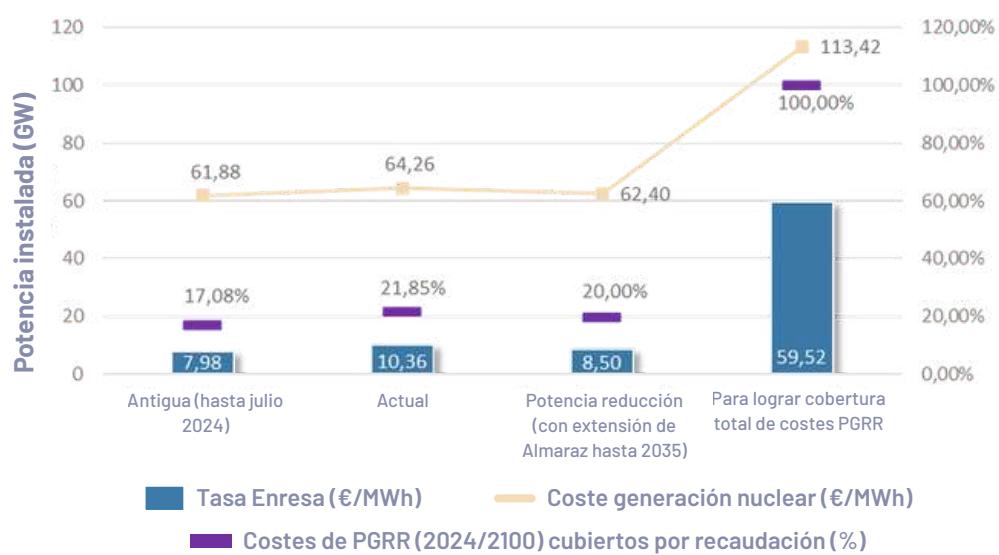


Figura 18. Estimación del incremento de la tasa para cobertura del 7º PGRR.

Fuente: MITECO y Endesa.

Además, se destaca que las estimaciones sobre costes de desmantelamiento nuclear y gestión de residuos a largo plazo están en aumento, tanto dentro como fuera de España:

- ✓ Como se ha comentado previamente en la Sección '**Situación actual del parque nuclear español**', los costes previstos para el desmantelamiento de la central de Garoña han aumentado en los últimos años.
- ✓ En Francia, en mayo de 2025, la Agencia Nacional para la Gestión de los Residuos Radiactivos (ANDRA) realizó una nueva evaluación al alza de los costes de llevar a cabo el almacenamiento geológico profundo de los residuos de larga vida, desde 25 mil millones de euros estimados en 2016 a un rango de hasta 37,5 mil millones de euros (un 50% más). Esto contrasta con la falta de un fondo destinado a financiar la gestión de estos residuos a largo plazo.
- ✓ El PGRR debe revisarse y actualizarse periódicamente (como mínimo cada diez años), según la Directiva 2011/70/Euratom del Consejo, del 19 de julio de 2011. Teniendo en cuenta que el 6º PGRR se aprobó en 2006, la actual iteración del plan debería haberse adoptado como tarde en 2016. El retraso de su aprobación, hasta diciembre de 2023, implica que los mencionados incrementos de la Tasa Enresa y de los fondos totales dedicados a la gestión de residuos deberían haber entrado en vigor con una antelación significativa, algo que ha beneficiado económicamente a las empresas propietarias durante los años de retraso.



# Generación eléctrica y NUCLEAR EN ESPAÑA

Capítulo  
**03**

# Generación eléctrica y nuclear EN ESPAÑA

Para comprender la situación actual de la energía nuclear y sus perspectivas de futuro debemos fijarnos en la evolución energética de los últimos años en el sistema eléctrico español.

Como se detalla más adelante, **el actual ritmo de despliegue renovable, combinado con el calendario de cierre vigente de las centrales nucleares**, permite que la instalación de eólica, solar fotovoltaica y almacenamiento sustituya la reducción de la generación nuclear prevista en los próximos años, sin necesidad de incrementar el peso de los combustibles fósiles en el mix eléctrico a medio y largo plazo. Al realizar esta afirmación se considera el despliegue próximo de baterías y la electrificación e interconexiones internacionales, además de la evolución de la demanda prevista.

## Evolución reciente y estacionalidad de la generación eléctrica

En los últimos años se ha producido un incremento exponencial de la generación renovable, mientras que la nuclear ha permanecido constante, tanto en España como a nivel mundial.

Cabe analizar cómo la estacionalidad de la generación renovable puede afectar a la cobertura de demanda en esta transición energética combinada con el cierre nuclear. La Figura 19 muestra la evolución mensual de la generación eléctrica en 2024, destacando el papel de la energía nuclear y las renovables –específicamente la solar fotovoltaica y la eólica–, así como la demanda total de electricidad en España. La **energía nuclear se mantiene con una producción mensual que oscila entre los 3.100 – 5.600 GWh**. Sus máximos se registran en febrero (5.626 GWh) y julio (5.079 GWh), mientras que los meses con menor generación, como marzo (3.508 GWh) y agosto (3.128 GWh), reflejan períodos de recarga y mantenimiento programado que normalmente suelen rondar el mes de duración. A pesar de estas variaciones menores, la nuclear aportó un **total anual cercano a los 50.349 GWh, en torno al 20% del mix eléctrico**.

### Evolución en la UE de solar, eólica, nuclear y ciclo combinado (GWh)

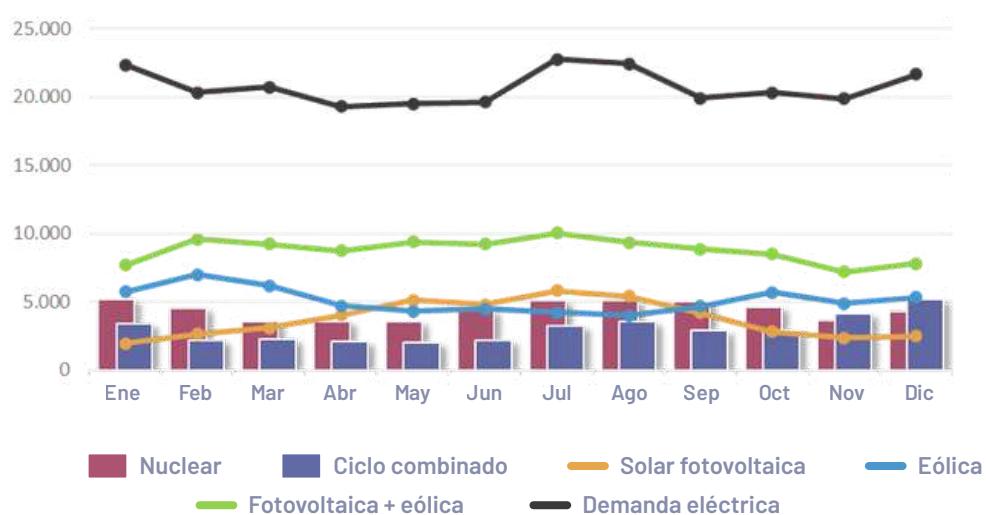


Figura 19. Generación mensual en 2024 de nuclear, ciclo combinado, fotovoltaica y eólica.  
Fuente: REE.

Por otro lado, la **energía solar fotovoltaica** presenta una marcada estacionalidad. Su generación alcanza los niveles más altos durante los meses de verano, con los meses de **julio** (5.819 GWh) y **agosto** (5.371 GWh) liderando. En contraste, destacan los meses de invierno, como noviembre (2.322 GWh) y diciembre (2.478 GWh), cuando la producción disminuye significativamente debido a la menor irradiación solar. La **energía eólica**, en cambio, no sigue un patrón estacional claro, sino que fluctúa según la intensidad de los vientos. Sus máximos se registran en febrero (6.962 GWh) y marzo (6.145 GWh), mientras que los mínimos se dan en agosto (3.954 GWh) y julio (4.228 GWh).

Cuando se **combinan la generación fotovoltaica y la eólica** se **observa un patrón de complementariedad que suaviza las fluctuaciones individuales y cubre la demanda base estacional**, a la espera de las baterías, tanto *stand-alone* como *híbridadas*, para la inyección de excedentes y gestiónabilidad del sistema. Por ejemplo, en julio, la suma de ambas generaciones alcanza los 10.047 GWh, mientras que en noviembre, cuando la solar disminuye, la eólica ayuda a mantener una generación conjunta de 7.168 GWh. **Esta sinergia permite que las renovables superen consistentemente a la nuclear en todos los meses del año.**

#### GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

**5.819 GWh**

**JULIO**

**5.371 GWh**

**AGOSTO**

#### GENERACIÓN EÓLICA

**6.962 GWh**

**FEBRERO**

**6.145 GWh**

**MARZO**

#### DEMANDA ELÉCTRICA

**22.000 GWh**

**ENERO Y DICIEMBRE**

**27.000 GWh**

**JULIO Y AGOSTO**

#### GENERACIÓN RENOVABLE ANUAL

**105.440 GWh**

**EÓLICA Y SOLAR  
FOTOVOLTAICA**

Si observamos la **demanda eléctrica**, los máximos se dan en invierno y verano debido a la demanda de calefacción y refrigeración, con enero y diciembre en torno a los 22.000 GWh y julio y agosto con 27.000 GWh. Los meses de abril y octubre fueron meses más templados y el consumo fue el más bajo de 2024, con 20.720 GWh y 21.399 GWh, respectivamente.

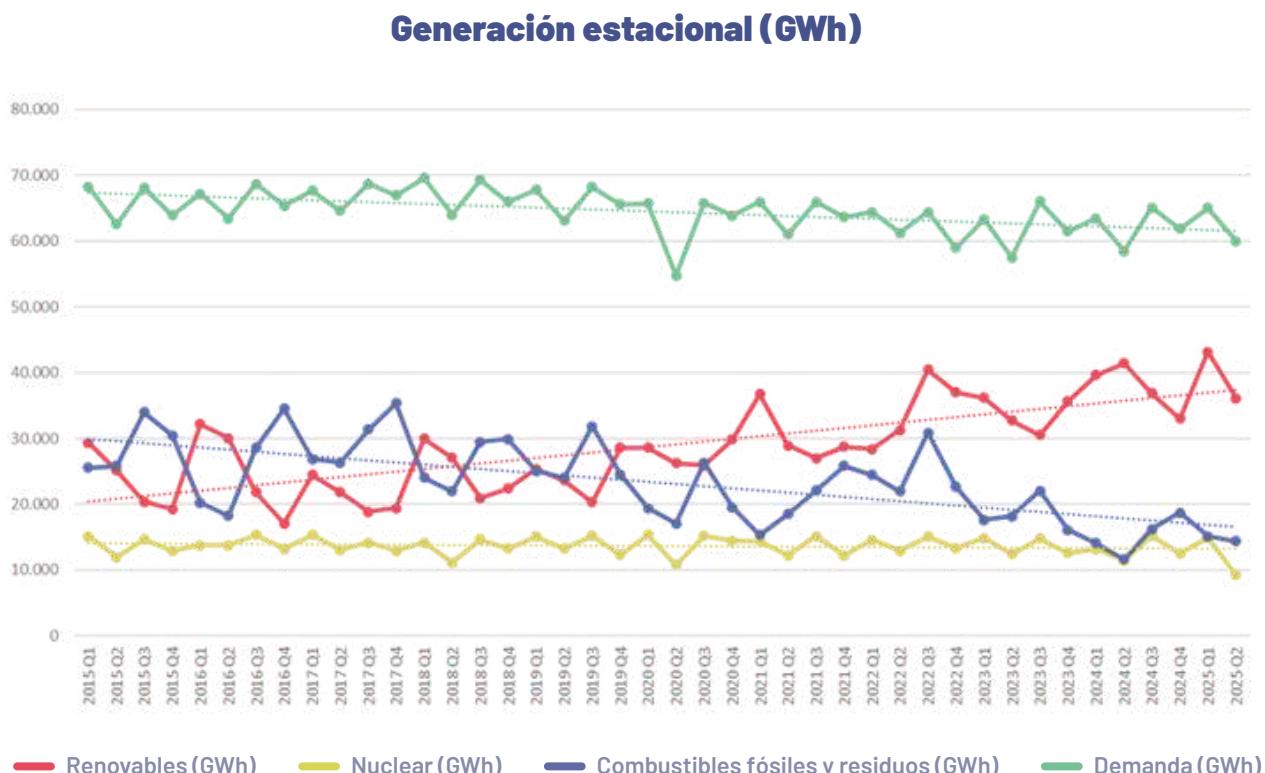
A nivel anual, los números son reveladores: **la eólica lidera con 60.920 GWh, seguida de la solar fotovoltaica con 44.520 GWh. Juntas suman 105.440 GWh, más del doble que la nuclear (50.390 GWh)**. Estos datos subrayan el creciente peso de las renovables en el mix eléctrico, demostrando que, aunque son intermitentes por separado, su combinación ofrece una generación robusta y capaz de adaptarse a las demandas estacionales. La complementariedad entre solar y eólica mitiga sus respectivas limitaciones, asegurando un suministro estable y sostenible a lo largo del año. Este avance refuerza el papel clave de las renovables en la descarbonización y la independencia energética.

Además, según **APPA**, si se contabilizase el autoconsumo fotovoltaico en la demanda eléctrica nacional, en 2024 éste habría sido responsable de un **3,7 % de la misma, con 9.243 GWh producidos anualmente**, sumándose a la generación renovable total. Esta cifra ha aumentado un 23% respecto a 2023 y se espera que siga aumentando en los próximos años. Además, en 2024 se instalaron 155 MWh de almacenamiento en baterías ligadas al autoconsumo fotovoltaico, un 21% más que el año anterior.

Ampliando el periodo de tiempo analizado a los **últimos diez años de generación y demanda eléctrica (2015-2025) para conocer su evolución histórica**, como se muestra en la Figura 20, la variabilidad estacional de las renovables se suaviza con el paso de los años, a medida que el despliegue de fotovoltaica y eólica comienza a aumentar en el total del mix. Es destacable que, a partir de 2018, el crecimiento de la generación renovable se acelera, superando en varios trimestres a la generación de combustibles fósiles y residuos. Este aumento coincide con la entrada masiva de nueva capacidad renovable, especialmente fotovoltaica.

La **generación nuclear se mantiene prácticamente constante** durante todo el periodo, alrededor de los 12.000-14.000 GWh por trimestre, sin grandes variaciones estacionales. **Desde 2021, la generación renovable supera de manera sostenida a la nuclear**. En los últimos años la diferencia se amplía notablemente, con renovables generando más del doble que la nuclear en algunos periodos. Hay que tener en cuenta que la demanda total de electricidad se mantiene relativamente constante, entre **60.000 y 70.000 GWh por trimestre**, con ligeras oscilaciones estacionales y una caída puntual en 2020 a causa de la pandemia. También la generación con combustibles fósiles y residuos muestra una tendencia descendente. En suma, la gráfica refleja el éxito de la integración renovable en el sistema eléctrico español, **con una tendencia creciente de la eólica y la fotovoltaica, complementándose, superando ampliamente a la nuclear en generación estacional**.

Analizando **la evolución de las emisiones de dióxido de carbono ligadas a la generación eléctrica** en España para el mismo periodo de tiempo, se aprecia un notable progreso, desde 77,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq en 2015 hasta 27,0 millones en 2024, suponiendo una reducción del 65,1% y una disminución del factor de emisión desde 0,29 tCO<sub>2</sub>eq/MWh hasta 0,10 tCO<sub>2</sub>eq/MWh. Este efecto se correlaciona claramente con el aumento del peso de la generación renovable en el mix eléctrico durante los últimos años.



**Figura 20.** Demanda y generación eléctrica estacional desde 2015 hasta 2025 de nuclear, combustibles fósiles y residuos y renovables.  
Fuente: REE.



## El nicho nuclear en el mix eléctrico

La energía nuclear funciona como una **tecnología 'de base'** debido a que está diseñada para operar a potencia constante y cercana a la nominal, siendo éste su punto de funcionamiento económico óptimo, por lo que no se ajusta a la demanda eléctrica diaria y su variabilidad horaria. Esto hace que sea una **tecnología precio-aceptante** en el mercado eléctrico. Estas características causan ciertos problemas para su integración con las demás tecnologías del mix eléctrico. Cuando hay exceso de generación eléctrica por la abundancia del recurso solar y eólico, el precio de la electricidad baja o, incluso, se vuelve negativo. **En esta situación de exceso de generación son las renovables las que aminoran su producción, manteniéndose la nuclear como base del mix.** Esto supone un obstáculo económico para la instalación continua de potencia renovable, por lo que la nuclear tiende a desplazar a las renovables y limitar el incremento de su aportación al mix eléctrico. Además, una política energética basada en una estructura de red optimizada para la generación centralizada, como la nuclear, provoca que la instalación de energía renovable distribuida sea más difícil, lenta y costosa.

Cabe mencionar que, hasta hace poco, las centrales nucleares españolas operaban exclusivamente en régimen base, con una producción constante a plena potencia. En febrero de 2024, el CSN aprobó una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) que introdujo oficialmente el concepto de operación flexible, definiendo requisitos y documentación exigida sobre reducciones de potencia motivadas por criterios económicos del mercado, no debidos a paradas operativas o de seguridad. Este modelo se alinea mejor con un sistema eléctrico con alta participación renovable, que puede generar precios negativos en momentos de exceso de producción, lo que hace que mantener la producción nuclear a plena potencia no sea económicamente rentable. A lo largo de 2025, las centrales de Cofrentes, Almaraz y Trillo recibieron informes favorables del CSN para operar según estos criterios, con limitaciones técnicas y de seguridad específicas para cada reactor en cuanto a la modulación de potencia permitida.

Aún no hay evidencia pública de que estas centrales hayan modificado significativamente su perfil de generación desde la aprobación de sus nuevas autorizaciones de operación. Aunque esta metodología reduce, en cierta medida, la rigidez de la generación nuclear, siguen existiendo limitaciones técnicas en cuanto a la flexibilidad que esta tecnología es capaz de proporcionar, como se describe en la Sección "**Incompatibilidad nuclear con el modelo renovable y la transición energética**".

Por lo tanto, se puede afirmar que las tecnologías renovables no programables y la nuclear son excluyentes por cubrir la misma franja de demanda eléctrica, sin capacidad de desplazar sus respectivas generaciones, a falta de almacenamiento a gran escala, por lo que la generación nuclear impide que el despliegue renovable alcance su potencial completo.

# Efecto de la nuclear sobre el precio de la electricidad

Resulta interesante evidenciar la relación entre el precio medio del mercado diario español con la generación mensual de cada reactor nuclear (Figura 21) y también la complementariedad de la generación renovable (eólica+ fotovoltaica) para deprimir precios de la electricidad (Figura 22).

Si analizamos ambas gráficas conjuntamente, en los meses de primavera se ven numerosas caídas totales en la generación de reactores como el de Trillo, Almaraz II, Almaraz I, Cofrentes y Vandellós, coincidiendo con una caída abrupta en el precio medio del mercado eléctrico diario por el aumento de la producción fotovoltaica, eólica e hidráulica. Estas últimas desplazan a la generación de ciclos combinados y el precio del mercado se desploma. La producción de Ascó I también cayó ligeramente debido a un [incidente notificado al CSN](#). Trillo, Almaraz II y Vandellós fueron por recarga programada, pero Cofrentes y Almaraz I, según los datos públicos, bajaron carga por no ser competitiva ante los bajos precios y no entrar en casación, según reportó Foro Nuclear. Debido a esto, el CSN emitió en 2024 una [ITC](#) sobre los requisitos aplicables a las estrategias de paradas por criterios de mercado.



En los meses de septiembre a diciembre, coincidiendo con una mayor demanda a final de año, las centrales nucleares funcionaron a plena capacidad, salvo por las paradas de recarga programadas de Almaraz I, Ascó I y Ascó II. En ese periodo, la generación fotovoltaica cayó a la mitad, mientras que la eólica aumentó ligeramente. Esto provocó que las centrales de ciclo combinado intervinieran más en el mercado eléctrico, elevando los precios en torno a los 90 €/MWh. Esta marcada variación estacional y volatilidad de precios del mercado eléctrico se repite en los últimos años y, probablemente, irá aumentando con la mayor entrada de renovables. Por esta razón, será clave observar y analizar como el nuevo almacenamiento puede ayudar a amortiguar y estabilizar los precios, tanto en los meses fríos como en primavera y verano, mediante el aprovechamiento de los excedentes renovables.

## Generación mensual 2024 (GWh)/precio mercado diario (€/MWh)

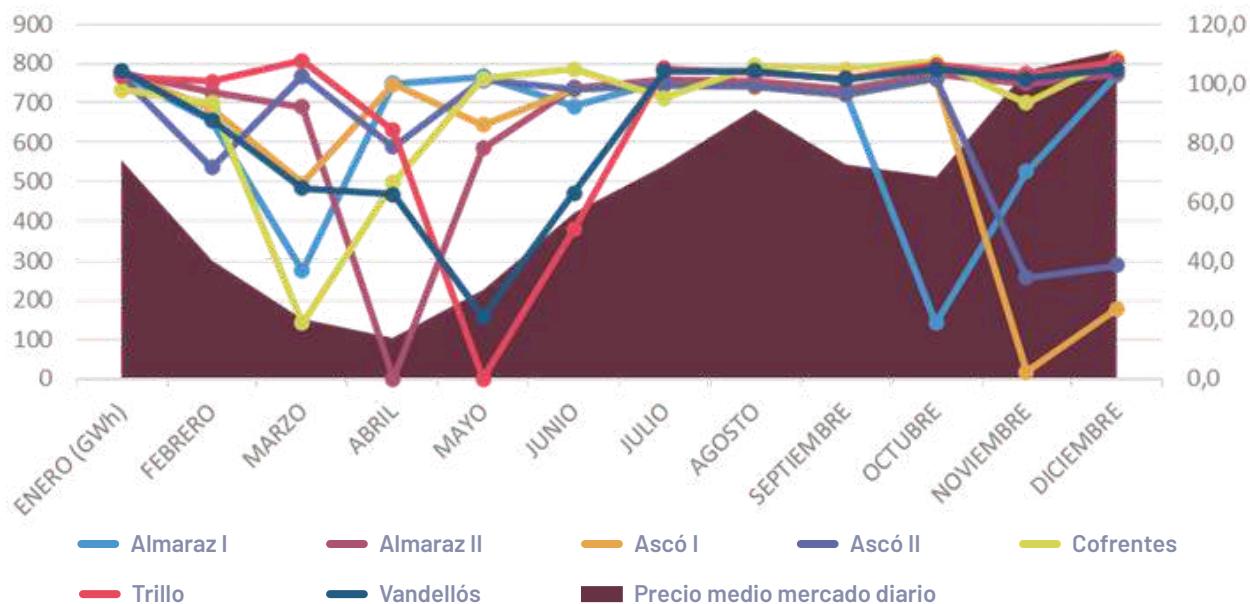


Figura 21. Generación eléctrica de los reactores nucleares y precio medio mensual del mercado.  
Fuente: REE y OMIE.

## Generación mensual 2024 (GWh)/precio mercado diario (€/MWh)

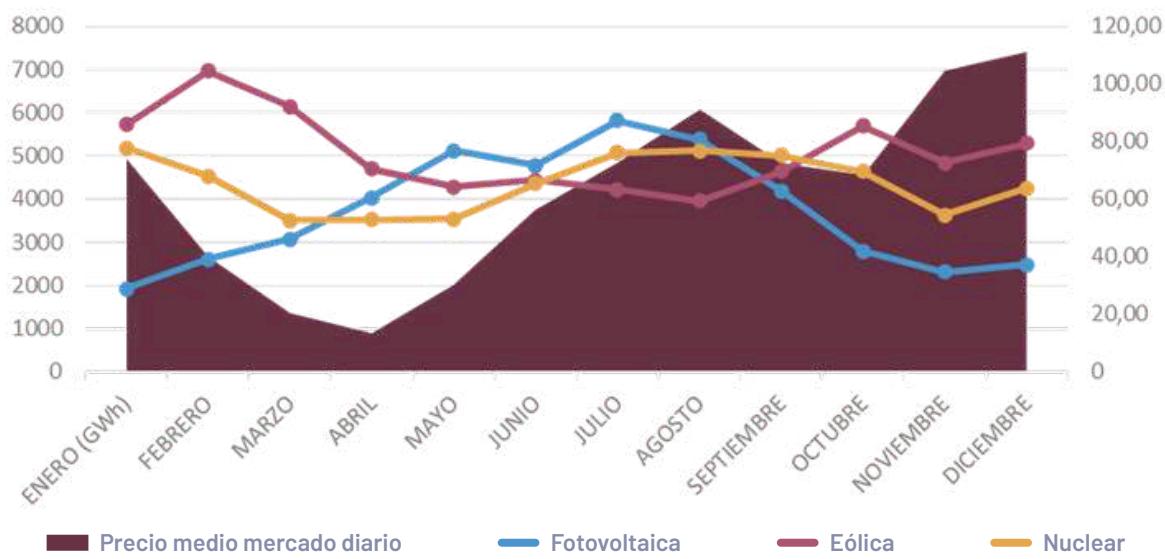


Figura 22. Generación eléctrica de eólica, fotovoltaica, nuclear y precio medio mensual del mercado.  
Fuente: REE y OMIE.

En cuanto al apuntamiento correspondiente a este patrón de generación renovable, que mide la diferencia entre el precio medio del mercado eléctrico y el precio medio de la producción de una tecnología, cabe analizar su evolución estacional para las tecnologías fotovoltaica y eólica. Según datos de [APPA](#), a lo largo del año esta diferencia permanece prácticamente constante para la eólica, mientras que para la fotovoltaica se amplía en primavera, coincidiendo con la época de mayor crecimiento en generación solar. Para ambas tecnologías, el apuntamiento medio se reduce año tras año, desde [0,96 para la eólica y 0,97 para la fotovoltaica en 2020, hasta un 0,88 y 0,72, respectivamente, en 2024](#). En el acumulado hasta el mes de agosto de 2025 la fotovoltaica tenía un apuntamiento del 0,53 y la eólica se había recuperado hasta llegar, en este periodo, al precio medio del mercado. Esta evolución denota un progresivo abaratamiento de la generación solar y eólica en cuanto al precio del mercado eléctrico.

# Escenarios a futuro de la generación nuclear

Para comprender el rol de la energía nuclear en España, es útil considerar una proyección prospectiva sobre cómo puede evolucionar la generación eléctrica, incluyendo el papel que jugará la energía nuclear en el mix eléctrico en los próximos años, así como la evolución esperada de la demanda eléctrica nacional.

Ante la insuficiencia de modelos de despliegue renovable disponibles, para la elaboración de esta proyección se han tomado los datos de la última [actualización del PNIEC y sus objetivos de potencia instalada para 2025 y 2030](#). Además, se han considerado los datos disponibles en el [escenario de REE](#) para la generación y demanda y de las [consultoras AFRY y McKinsey](#) para la demanda a 2030. A continuación, se detallan los escenarios planteados:



## SITUACIÓN 2024:

Este escenario base y de partida refleja las cifras de generación y potencia por tecnologías y la demanda eléctrica que hubo en 2024, según los datos de REE.



## PNIEC 2025:

Muestra el escenario previsto en el PNIEC a corto plazo (2025) tanto en generación y potencia instalada, como en demanda.



## PNIEC 2030:

Representa la proyección a 2030, incluyendo diversos subescenarios nucleares y previsiones de demanda (PNIEC, AFRY y McKinsey). Entre los subescenarios hipotéticos para el desmantelamiento nuclear, se encuentran:

- ▶ Calendario de cierre actual, aprobado en 2019.
- ▶ Extensión de Almaraz I y II más allá de 2030, siendo éste el principal punto en el debate sobre modificaciones del calendario de cierre actualmente.
- ▶ Extensión de todos los reactores cuyo cierre se fija antes de 2030: Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes.

Los objetivos al representar estos escenarios son múltiples:



Estimar la cobertura de la demanda eléctrica ante su previsible aumento y cuál será la oferta de generación eléctrica por cada tecnología (nuclear, eólica, solar, hidroeléctrica, gas y almacenamiento).



Comparar estas proyecciones con el plan actual de desmantelamiento nuclear previsto para 2030 para prever su impacto en el mix eléctrico y en la cobertura de la demanda futura.



Comprobar el impacto de los diferentes subescenarios de cierre nuclear, contemplando la hipotética extensión de algunas centrales nucleares sobre la generación eléctrica.

Como se puede apreciar en la Figura 23, la **generación eléctrica total en 2030 de España estará acotada entre 422.412 GWh y 443.477 GWh anuales (diferencia solo del 5%)**, para cualquiera de los escenarios de cierre nuclear contemplados:

- ✓ En el escenario de calendario de cierre actual a 2030, la generación nuclear se reduciría a 35.172 GWh, suponiendo un 8% de la generación total.
- ✓ En el escenario de extensión de Almaraz I y II, la generación nuclear supone 51.317 GWh, un 11% del total.
- ✓ En la extensión de Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes, la generación nuclear sería de 56.217 GWh, un 12% del total.

Las **predicciones de demanda eléctrica a 2030 se estiman entre 285.300 GWh y 300.000 GWh anuales**, dependiendo del escenario proyectado por las consultoras Afry y McKinsey. Si comparamos esta estimación de demanda con la de generación total, la oferta de generación eléctrica para 2030 es un 32% superior a la demanda eléctrica, sin especificar cuantos GWh serán para interconexiones, generación de hidrógeno o almacenamiento. Es decir, la **generación eléctrica total cubre con un amplio margen las estimaciones de demanda, independientemente del escenario de cierre nuclear analizado**.

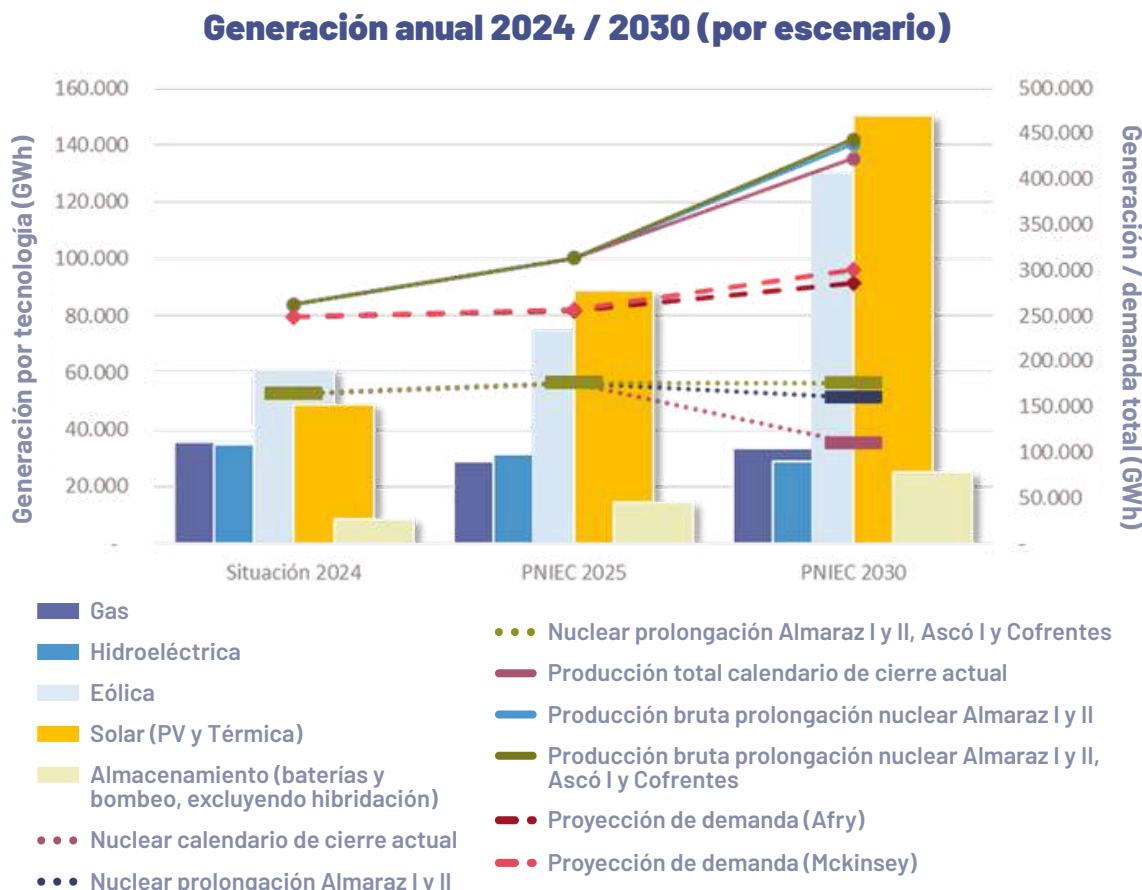


Figura 23. Proyección de la evolución de cobertura de la demanda en diferentes escenarios a 2030.  
Fuente: REE, MITECO, Afry y McKinsey.

La última edición del PNIEC prevé un aumento de la demanda del 34% respecto a la de 2019, resultando en, aproximadamente, 350.000 GWh en 2030, más de un 15% a las previsiones realizadas por las consultoras incluidas en la gráfica anterior. Considerando, además, la evolución histórica de la demanda, en la que se aprecia una ligera tendencia a la baja en los últimos años, se deduce que esta cifra puede ser optimista, a pesar de que un aumento de la demanda guiado por la electrificación de todos los sectores energéticos es, sin duda, el escenario más deseable desde una perspectiva climática.

**Esto supone un aliciente adicional para prescindir de la aportación nuclear al mix eléctrico español.** Para cubrir las necesidades futuras de la demanda, en cualquiera de los escenarios analizados, el rol de la nuclear en el mix energético español es residual respecto al dominio renovable e innecesario para cubrir esa demanda.



En cualquiera de los **tres escenarios de cierre nuclear contemplados a 2030** (calendario actual, extensión de Almaraz I y II y extensión de Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes), el dominio total del mix energético es solar y eólico, con una generación anual de 150.253 GWh solar (fotovoltaica y térmica) y 130.102 GWh de eólica, indicada por el PNIEC. Este crecimiento en generación renovable deberá ir acompañado de un aumento sustancial en almacenamiento hasta los 25.099 GWh.

Este fenómeno se puede apreciar con mayor detalle analizando la estimación de potencia instalada a nivel nacional para lograr los objetivos del PNIEC y contrastando esa proyección a futuro con la evolución real de la potencia instalada por tecnología desde diciembre de 2021 hasta 2024, como se muestra en la Figura 24. Al igual que en el análisis de la generación eléctrica, **las predicciones actuales en potencia instalada según el PNIEC permiten amortiguar con creces el cierre nuclear**

para cualquier calendario de cierre contemplado, con una potencia instalada objetivo de 81,08 GW solares (fotovoltaica y térmica) y 62,05 GW de eólica, frente a una capacidad nuclear acotada entre 3,18 y 7,40 GW. Esta notable diferencia es suficiente para mitigar completamente la pérdida de generación nuclear, independientemente del factor de utilización de estas tecnologías.

En este punto, es necesario analizar el avance del ciclo combinado y su aportación en el mix eléctrico. Teniendo en cuenta que en 2022 el factor de capacidad fue de 29,7%, en 2023 cayó hasta el 20%, alcanzando el 15,6% en el escenario 2024 (35.755 GWh). No obstante, en 2025, según el PNIEC, se reduciría hasta el 12,4% (28.670 GWh) y en 2030 se elevaría hasta el 14,6% (33.582 GWh), siendo un factor de utilización muy bajo en cualquiera de los casos, implicando que esta tecnología estará inactiva la mayor parte del tiempo.

Por este motivo, **desde la Fundación Renovables hemos propuesto el cierre escalonado y progresivo de los ciclos combinados inactivos**, mediante un plan de desmantelamiento progresivo hasta 2035.



“

En base a estas proyecciones, se aprecia la necesidad de aumentar el ritmo de instalación de renovables y almacenamiento a partir de 2024 para alcanzar los objetivos del PNIEC a 2030.

Lograr este incremento de instalación renovable a corto plazo es complejo. Sin embargo, cabe mencionar que, a día de hoy, **según REE, existen suficientes proyectos renovables y de almacenamiento en España que ya cuentan con permisos de acceso y conexión** como para cubrir con creces los requerimientos de potencia instalada del PNIEC 2030. Esto incluye 87,94 GW de potencia solar fotovoltaica y térmica con permisos, que sumados a los 32,35 GW instalados actualmente, superarían con creces los 81,08 GW solares marcados como objetivo del PNIEC a 2030. Algo similar ocurre con la eólica ya que sumando los proyectos que han superado tramitaciones (28,04 GW) a los ya instalados (32,052 GW), se ajustaría a los 62,05 GW eólicos previstos por el PNIEC para 2030.

#### → Almacenamiento

En **cuanto al almacenamiento**, actualmente se han concedido **permisos de conexión para 18,6 GW, de los cuales 15,9 GW son en forma de baterías (sin contar almacenamiento en proyectos hibridados)**. Asumiendo que estas nuevas baterías stand-alone sean de tipo **0,5C** (capaces de inyectar potencia en la red durante dos horas diarias), se obtendría un **incremento de capacidad de inyección eléctrica anual procedente de almacenamiento de 11.638 GWh**. Esta energía, que no incluye la capacidad de almacenamiento eléctrico actual ni las nuevas capacidades de hibridaciones, bombeo y almacenamiento térmico proyectadas para los años venideros, **a partir de 2030 ya sería suficiente como para cubrir la pérdida de energía nuclear promedio estimada en, aproximadamente, 7.000 GWh anuales desde 2025 hasta 2035 (en función de los plazos de cierre)**, como se expone más adelante.

Por otro lado, múltiples proyectos de almacenamiento energético en España ya han sido confirmados para recibir financiación procedente de los planes FEDER y ERHA, promocionados por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), incluyendo almacenamiento en baterías stand-alone e hibridadas, almacenamiento térmico y bombeo. Específicamente, la potencia y la capacidad de almacenamiento adicionales para el sistema eléctrico español que han sido adjudicadas a través de estas ayudas incluyen:

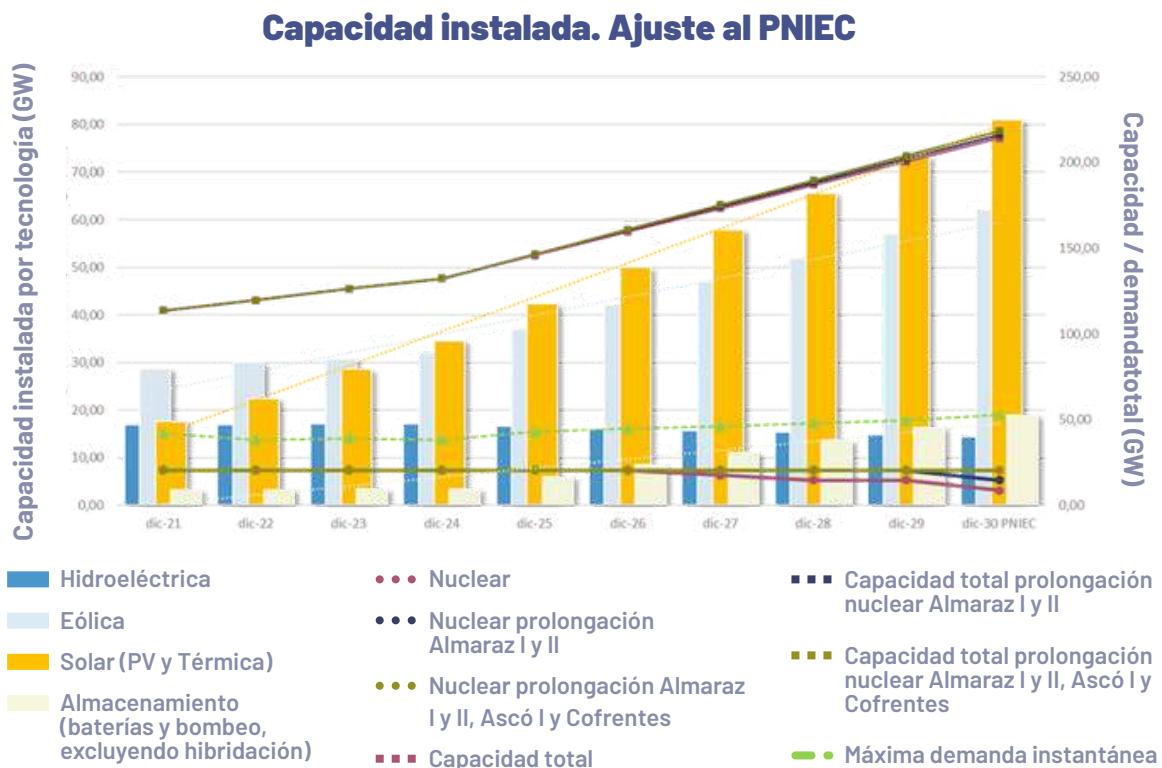


**Ayudas PERTE ERHA:** 0,69 GW de potencia y 2,82 GWh de capacidad de almacenamiento instantáneo, distribuidas en 45 proyectos.



**Ayudas FEDER:** 2,4 GW de potencia y 8,9 GWh de capacidad de almacenamiento instantáneo correspondientes a un total de 143 proyectos.

Las anteriores cifras confirman un significativo despliegue a corto plazo del almacenamiento que permite compensar las reducciones en generación nuclear y fósil en los próximos años. Cabe destacar, además, el rol clave del despliegue del almacenamiento energético para cubrir las necesidades nocturnas de consumo energético, durante las horas sin generación solar, las cuales dependen actualmente en gran medida de la nuclear, el gas y la eólica.



**Figura 24.** Proyección de la evolución de la potencia instalada en diferentes escenarios a 2030 según el PNIEC.  
Fuente: REE, MITECO.



Para complementar los anteriores escenarios a futuro, resulta relevante estimar **la evolución del reemplazo de generación nuclear por nueva producción renovable**.

Para ello, se ha partido de la hipótesis alternativa de que el ritmo de instalación renovable actual se mantendrá constante en los años venideros. En la Figura 25, se han incluido datos medidos de generación renovable y nuclear para los años 2023 y 2024. La proyección a futuro de la generación renovable se ha realizado asumiendo un incremento anual similar al crecimiento medio de producción renovable entre los años 2020 y 2024 de 10.612 GWh/año, asumiendo que se mantenga el actual calendario y los plazos pactados de cierre para las centrales nucleares. Esta estimación permite constatar que **el reemplazo de generación nuclear por renovable no necesita tener en cuenta los objetivos del PNIEC para llevarse a cabo de forma completa y efectiva**, simplemente habría que mantener el ritmo de instalación solar y eólica actual.

**Considerando objetivos de cierre nuclear del PNIEC**, la generación nuclear se irá reduciendo desde los 54.532 GWh en 2024 a 35.172 GWh en 2030, hasta alcanzar los 4.681 GWh de 2035, con el cierre del último reactor. Esto supone un promedio de pérdida de generación nuclear de, aproximadamente, 7.000 GWh anuales desde 2025 hasta 2035. Si bien en esta proyección no se ha considerado el previsible crecimiento de demanda eléctrica, incluso con la tendencia actual de crecimiento renovable (10.612 GWh/año) se alcanzarían 132.000 GWh de generación nueva hasta 2035. Este incremento supera con creces el ritmo de pérdida de generación nuclear, como se muestra en la Figura 25.

### Proyección de reemplazo nuclear por nueva renovable (GWh)

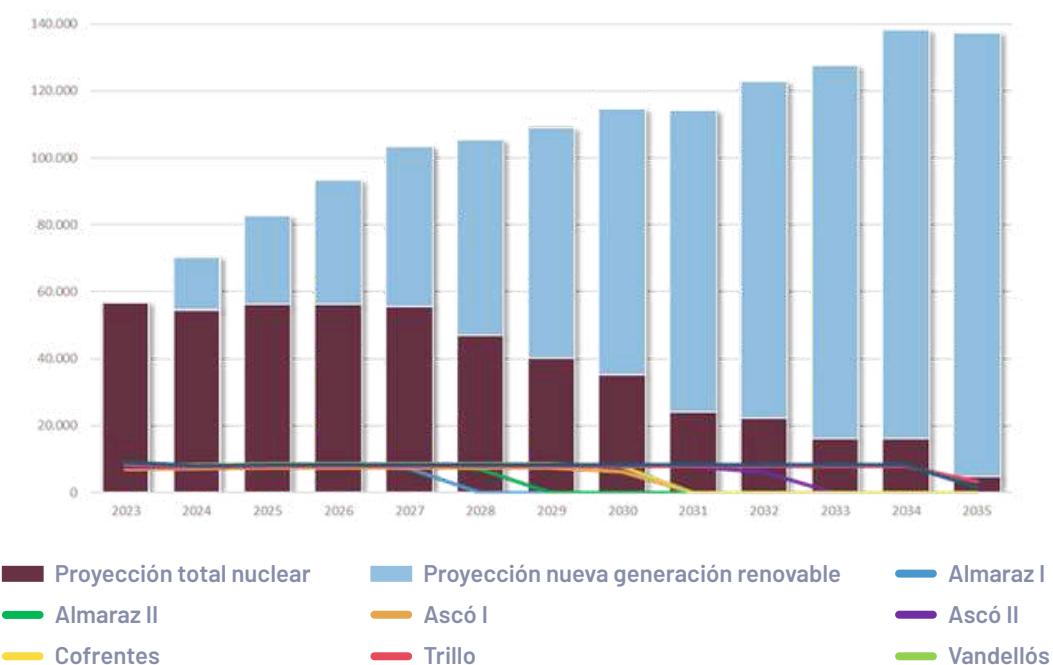


Figura 25. Proyección de reemplazo de generación eléctrica con renovables respecto a la nuclear.  
Fuente: REE, MITECO.



## Incompatibilidad nuclear con el modelo renovable y la transición energética

Como ya se ha adelantado, las nucleares operan de forma no flexible, dificultando la integración de renovables variables (eólica y solar) en el sistema eléctrico. En situaciones de baja demanda y alta producción renovable las nucleares y la falta de almacenamiento generan situaciones de *curtailment*, obligando a desconectar renovables y, por tanto, desplazando la generación solar y eólica.

En el contexto del mercado eléctrico, el estatus de la nuclear como tecnología precio aceptante con una franja de generación garantizada en el mix eléctrico, en combinación con el sistema marginalista empleado actualmente, implica que en situaciones de alta generación renovable el precio de la electricidad baje o, incluso, se vuelve negativo.

Debido a estas razones el sistema eléctrico **requiere flexibilidad, almacenamiento y gestión inteligente de la demanda para acelerar la transición energética en el actual contexto, sin necesidad de tecnologías rígidas y centralizadas.**

## Rigidez operativa y falta de flexibilidad diaria

Las centrales nucleares españolas fueron diseñadas para operar en base, a plena potencia, lo que las hace incompatibles con la variabilidad estacional de las renovables y los sistemas de baterías hibridados y *stand-alone* en desarrollo.

Como se ha señalado anteriormente, este régimen de operación nuclear en base se mantuvo como el único permitido hasta febrero de 2024, cuando el CSN aprobó una nueva ITC que introdujo oficialmente el concepto de operación flexible, permitiendo a las nucleares realizar una modulación de potencia no debida a paradas operativas o de seguridad. Este modelo se adapta mejor a un sistema eléctrico con una alta proporción de renovables, aunque no resuelve por completo los problemas de rigidez nuclear.



Por un lado, la propia dinámica e inercia física de un reactor nuclear impide que se realicen variaciones de potencia rápidas en condiciones de seguridad. Por esto, históricamente, la nuclear ha abastecido la base de la demanda eléctrica, cubriendo los picos y las fluctuaciones súbitas por tecnologías de rápida regulación como la hidroeléctrica o los ciclos combinados. Esta lentitud de reacción hace que la nuclear tampoco esté capacitada para realizar un control dinámico de tensión de red, necesario para estabilizar el sistema eléctrico, como exige Red Eléctrica para prevenir posibles apagones. Otras tecnologías con dinámicas más veloces sí pueden realizar esta regulación de tensión de forma instantánea y automática, incluyendo todas las renovables, como se argumenta más adelante.

Dentro de las posibilidades técnicas de regulación de potencia, también se deben tener en cuenta las limitaciones impuestas por el CSN de forma específica para cada reactor al que ha sido concedido este permiso de ajuste, incluyendo restricciones en la frecuencia y profundidad de las bajadas de potencia, procedimientos técnicos para modular sin afectar al combustible y requisitos de vigilancia, inspección o análisis post-evento. Por lo tanto, esta autorización solo permite reducciones justificadas y limitadas en el tiempo, con un control estricto.

Además, los costes de la nuclear se incrementan cuando su perfil de generación se aleja de la generación en base a plena potencia para la que fueron diseñadas, ya que los mismos costes fijos se reparten entre una producción menor y, por tanto, se obtienen menores ingresos por venta de electricidad.

Por otro lado, una modulación frecuente implica mayores tensiones térmicas en el reactor y otros sistemas de la central, lo que puede generar un mayor desgaste y frecuencia de inspecciones y recargas de combustible, aumentando los gastos de mantenimiento ([OECD 2021](#)).

La [CNMC ha anunciado](#) que a partir de 2026 será obligatorio contar con mecanismos de flexibilidad más avanzados, alejándose del modelo nuclear rígido

Entre estas medidas, destaca el *grid forming*, que permite a la generación fotovoltaica y eólica fijar la frecuencia de red y regular tensión de forma autónoma y automática, abandonando el funcionamiento en *grid following* que estas tecnologías han seguido hasta el momento (acoplándose a la frecuencia definida por los generadores síncronos sin aportar a la definición de su valor). Esto se logra mediante el uso de convertidores electrónicos que establecen una referencia de tensión y frecuencia a la que se pueden acoplar otros dispositivos. La generación de inercia sintética es una característica que permite imitar el comportamiento de un generador síncrono a través de la electrónica, detectando caídas de frecuencia en la red y respondiendo con una inyección de energía casi instantánea, tal y como lo haría una turbina de inercia clásica, aunque estos inversores no tengan masa en movimiento.

Para plasmar la exclusión tecnológica entre la nuclear y las renovables, se analizan casos específicos de **días puntuales con alta renovable-alta nuclear** (23 de abril de 2024, con la flota de reactores nucleares operando a plena carga), **alta renovable-baja nuclear y baja nuclear** (17 de abril de 2025 con solo Almaraz I y II operativas) y **baja renovable** (18 de noviembre de 2024), así como su impacto en el precio del mercado diario y de las emisiones.

## Precio de la electricidad y generación eléctrica de diferentes tecnologías

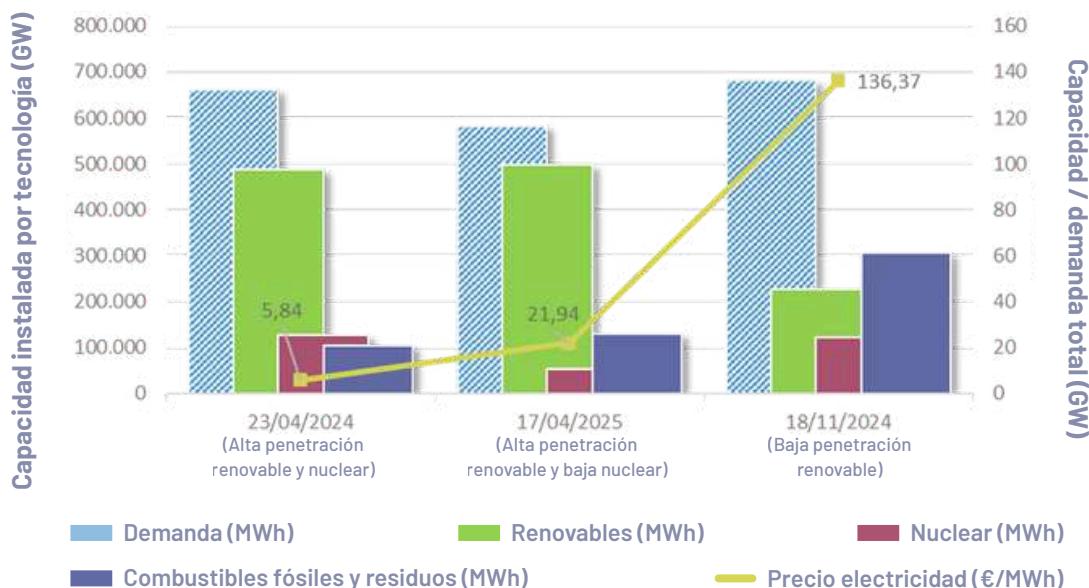


Figura 26. Días analizados en función del precio de la electricidad y generación eléctrica de diferentes tecnologías.  
Fuente: REE, OMIE.

## Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes del sistema eléctrico

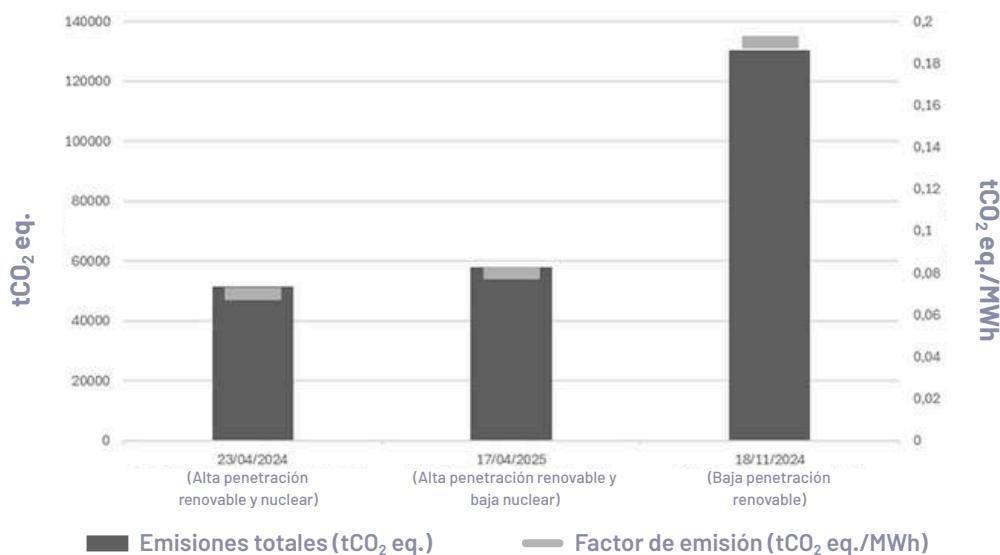


Figura 27. Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes del sistema eléctrico en los diferentes días analizados.  
Fuente: REE.

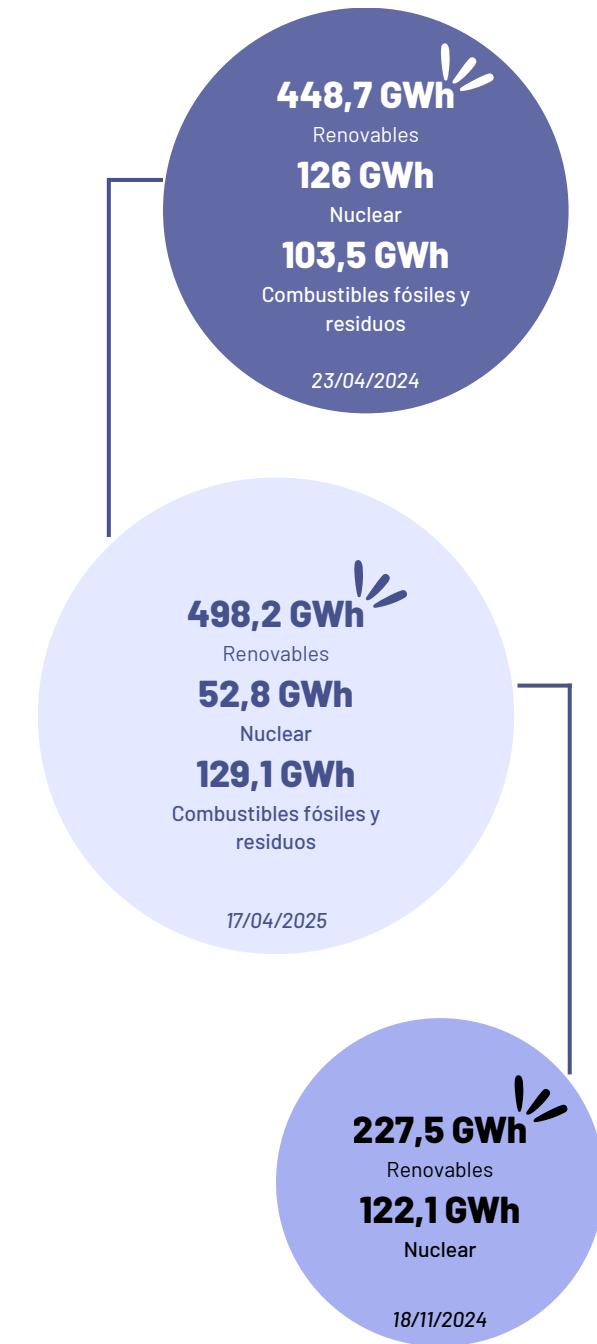
Como se observa en la Figura 26, en el caso del 23 de abril de 2024, se produjo una **alta penetración tanto de renovables como de nuclear**. La demanda es de 661,4 GWh y la generación renovable (488,7 GWh) cubre la mayor parte (74%), complementada por una aportación nuclear del 20% (126 GWh). Los combustibles fósiles y residuos (103,5 GWh) tienen una presencia mínima. En este contexto, la electricidad se sitúa en un precio medio de **5,84 €/MWh**, reflejando el efecto de la abundancia de energía renovable y nuclear que desplaza a las tecnologías más caras.

El segundo caso, el 17 de abril de 2025, muestra también **alta penetración renovable**, pero con **baja aportación nuclear**. La demanda es algo menor (582,9 GWh), pero la generación renovable sigue siendo predominante, del 85%, (498,2 GWh). Sin embargo, la menor presencia nuclear (52,8 GWh) obliga a incrementar ligeramente la generación con combustibles fósiles y residuos (129,1 GWh). En un mercado eléctrico de modelo marginalista, esto implica que las tecnologías más caras fijasen el precio final, lo que explica que se situara en **21,94 €/MWh**, un valor mayor que el del primer escenario analizado, pero muy bajo en comparación con el tercer caso, ya que estas amortiguan la baja aportación nuclear.

En el tercer caso, el 18 de noviembre de 2024, se da una **baja penetración renovable y la nuclear opera a pleno rendimiento**. La demanda es muy similar a la del 23 de abril (681,2 GWh), pero la generación renovable cae drásticamente al 33% por pérdida de radiación y viento (227,5 GWh) y la nuclear opera al 18% (122,1 GWh). Como resultado, la generación con combustibles fósiles y residuos se dispara, convirtiéndose en la principal fuente de energía. Esto provoca un aumento muy significativo del precio de la electricidad, que alcanza los **136,37 €/MWh**.

Lo más destacable de los tres casos representados es cómo la penetración de renovables y nuclear determina el precio de la electricidad por la entrada, en mayor o menor medida, de combustibles fósiles. Debido al diseño marginalista del mercado eléctrico, cuando las renovables caen, son precisamente estas tecnologías más caras las que fijan el precio, provocando fuertes subidas. Además, se observa una clara estacionalidad: en primavera, con mayor recurso renovable, los precios son bajos; en otoño, con menor recurso renovable, los precios se disparan.

Esta fotografía no solo evidencia **la importancia de seguir aumentando la capacidad renovable, la de almacenamiento y la hibridación de estas tecnologías** para estabilizar los precios y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, sino también la necesidad de repensar y buscar una alternativa al modelo de mercado actual. En la actualidad, la abundancia de renovables no se refleja en un abaratamiento directo del precio de la electricidad, puesto que hay una desviación de la señal precio real a causa de los costes marginales de las tecnologías fósiles. Diseñar un modelo alternativo de mercado eléctrico sigue siendo un reto pendiente, especialmente en un contexto de cierre progresivo de la nuclear.



# Estrés hídrico y su relación con la energía nuclear

La energía nuclear depende directamente de la disponibilidad de un recurso hídrico de manera continua que permita una correcta refrigeración de los reactores. La creciente **frecuencia y gravedad de las sequías, como evidencian los diferentes escenarios del IPCC** para las regiones europeas, plantea, por tanto, un riesgo para este sector que no existe para otras tecnologías como la eólica o la fotovoltaica, cuya operación no requiere el uso de refrigerantes líquidos.

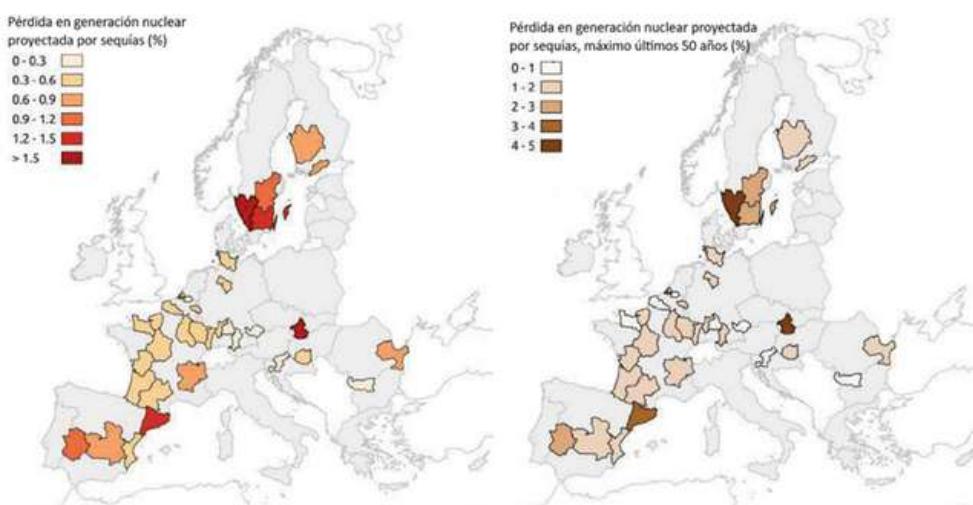
Este efecto se ha puesto de manifiesto recientemente con la forzosa reducción de potencia nuclear francesa y suiza por el efecto de la ola de calor vivida en Europa en junio de 2025 sobre la temperatura del agua de los ríos, lo cual impide su uso como refrigerante nuclear sin incumplir la normativa medioambiental. En la Tabla 4 se evidencian las diferentes paradas y reducciones de potencia debido a las olas de calor. Y es solo una pequeña muestra de la **base de datos de ENTSO-E**, paradas que son recurrentes en verano y que, con el avance del cambio climático, irán a más en los próximos años.

Año	País	Central	Reactor	Fecha	Tipo de evento	Potencia afectada (MW)	Temperatura (°C)	Río
2015	Alemania	Philippsburg	2	07/2015	Reducción	350	28	Rin
2018	Francia	Saint-Alban	1	07/2018	Reducción	1335	25,5	Ródano
2018	Francia	Saint-Alban	2	08/2018	Reducción	1335	26,2	Ródano
2019	Francia	Saint-Alban	1	06/2019	Reducción	1335	25,8	Ródano
2022	Francia	Golfech	1	05/2022	Parada	1310	28	Garona
2022	Francia	Golfech	1	08/2022	Parada	1310	28,5	Garona
2022	Francia	Blayais	3	08/2022	Reducción	910	27,5	Gironda
2022	Francia	Bugey	3	08/2022	Reducción	910	26,5	Ródano
2025	Francia	Golfech	1	06/2025	Parada	1310	28,3	Garona
2025	Suiza	Beznau	1	07/2025	Parada	365	25,5	Aare
2025	Suiza	Beznau	2	07/2025	Reducción	365	25,3	Aare

Tabla 4. Paradas de reactores nucleares en periodo veraniego en diferentes países europeos.  
Fuente: ENTSO-E.

Aunque es cierto que la construcción de torres de refrigeración permite amortiguar la dependencia de flujos de agua externa, la [Comisión Europea](#) estima que las crecientes sequías provocarán una reducción de la generación nuclear de [entre el 1 y el 5%](#), dependiendo del escenario contemplado. Y, España es una de las regiones más afectadas de la UE, junto a Suecia y Eslovaquia. En Francia se estiman pérdidas entre dos y tres veces superiores a las de los últimos años, ya elevadas. Esto concuerda con los cambios en los regímenes fluviales inducidos por el calentamiento global.

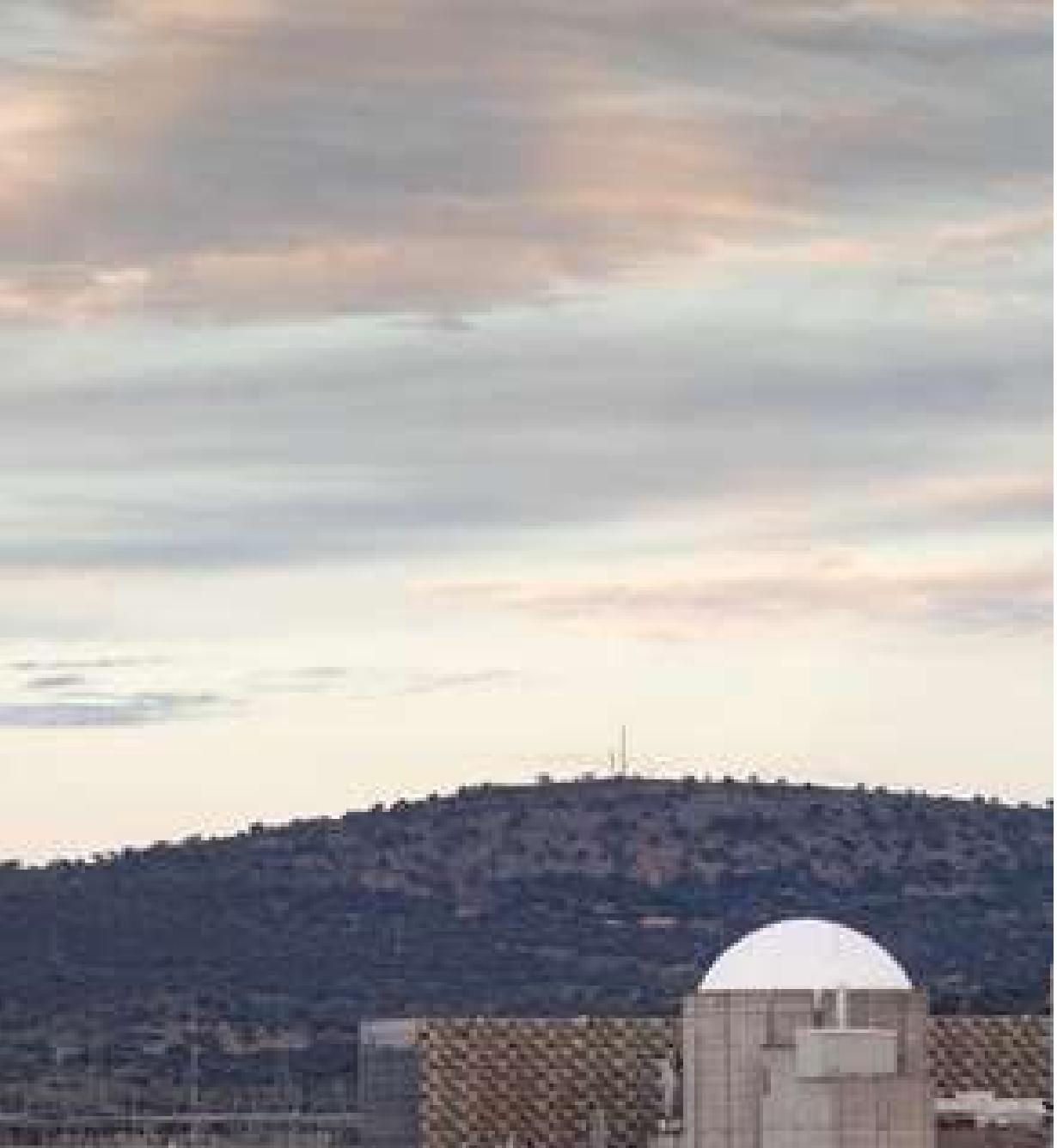
La imagen inferior muestra la pérdida porcentual media anual de generación nuclear por región debido a sequías, para el ritmo e intensidad actuales de sequías (izquierda) y para un evento de sequía equivalente a un máximo de los últimos cincuenta años (derecha). Cabe destacar que el riesgo de pérdidas de generación nuclear por sequía ya es relevante hoy, empeorando de forma proporcional a la severidad de la sequía proyectada. En regiones especialmente vulnerables a estos riesgos climáticos se debería hacer especial hincapié en [reducir la dependencia entre la capacidad de generación eléctrica y la disponibilidad del recurso hídrico](#), que afecta a centrales hidroeléctricas, nucleares y otras térmicas que requieren refrigeración líquida, como el carbón y el gas.



**Figura 28.** Estimaciones de pérdida de generación porcentual de la generación eléctrica nuclear debido a períodos de sequía.  
Fuente: Comisión Europea.

**Cataluña (incluyendo las centrales de Ascó y Vandellós)** es una de las regiones más vulnerables, con pérdidas máximas proyectadas del 2-2,5%, debido a la mayor presión hídrica y a temperaturas más elevadas en los ríos por las sequías permanentes y que han llevado al corte de suministros durante 2024. Asimismo, **Extremadura, Comunidad Valenciana y Castilla-La Mancha (donde se ubican Almaraz, Cofrentes y Trillo, respectivamente)**, representan un impacto algo menor (1,5%), pero igualmente significativo en términos absolutos, dada su alta producción nuclear.

El caso de la central de Ascó es representativo de esta problemática. En los últimos veranos ha aumentado la frecuencia con la que se supera el límite de temperatura de 25°C para el agua del río Ebro, establecido por normativa europea, incluso si la torre de refrigeración se encuentra en operación ([Confederación Hidrográfica del Ebro](#)). Los impactos nocivos de esta infracción sobre la biodiversidad del ecosistema fluvial podrían forzar que los dos reactores de Ascó cesen la actividad en verano por la imposibilidad de refrigerar el agua que retorna al río mientras no se decrete el cierre definitivo previsto para 2030 y 2032, respectivamente.



# CONCLUSIONES

Capítulo  
**04**

# CONCLUSIONES

El cierre programado de las centrales nucleares en España no solo es coherente con la transición energética, fijada a través de los Planes Nacionales de Energía y Clima 2021 y 2024, y los compromisos climáticos asumidos como país, sino que **responde a razones técnicas, económicas, de seguridad y de equidad social**. Entre los argumentos clave en los que se basa esta afirmación, como se ha evidenciado en este documento, destacan los siguientes:

1

**La falta de competitividad, transparencia de costes y viabilidad económica de la tecnología nuclear a nivel global.**

- ✓ En España, el precio medio de generación nuclear supera los **65 €/MWh**, según cifras que el propio sector nuclear ha publicado, si bien su exactitud no está garantizada por la **falta de transparencia** del sector. Esta cifra está muy por encima de la eólica y la fotovoltaica, cuyos precios han oscilado en los últimos años entre **24 y 43 €/MWh**, y que ya lideran el mercado en cuanto a costes, ritmo y volumen de despliegue. Y en la actualidad los casos base de financiación se realizan en el entorno de los **30€/MWh**.
- ✓ Las previsiones de todos los estudios de bancos de inversión no reflejan que la nuclear sea una solución viable a futuro, al ser ya las tecnologías renovables más competitivas (incluyendo el almacenamiento). Como ejemplo, Lazard establece un LCOE de entre **37 y 70 \$/MWh** para la fotovoltaica y eólica frente a los **173 \$/MWh** de la nuclear nueva.
- ✓ La energía nuclear no es necesaria para garantizar la **seguridad de suministro eléctrico**. La **flexibilidad de la red se logra con renovables, almacenamiento y gestión de la demanda**.
- ✓ Por limitaciones de las cadenas de valor industriales necesarias, el despliegue de nuevos reactores nucleares **llegará siempre tarde a las exigencias de descarbonización**.

2

**La urgencia de la crisis climática, junto con el acelerado desarrollo tecnológico e industrial de las energías renovables y los sistemas de almacenamiento, marcan un ritmo que la energía nuclear no puede lograr para convertirse ni en alternativa ni en acompañante.** Hoy en día, la nuclear mantiene un espacio limitado dentro del mercado eléctrico, **sin capacidad real para responder a las demandas energéticas y ambientales del presente**.

3

**En España, las nucleares suponen un obstáculo al desarrollo renovable y a la flexibilidad del sistema eléctrico.**

- ✓ Presentan una notable **rigidez operativa** ya que requieren funcionar como potencia base a plena carga, lo que **dificulta y reduce la integración de renovables autóctonas**.
- ✓ En situaciones de alta producción renovable, las nucleares y la falta de almacenamiento generan situaciones de congestión o saturación de la red, en las que se mantiene la nuclear como base del mix y se obliga a desconectar renovables. Esto supone un obstáculo económico para la instalación continuada de potencia renovable.
- ✓ El cierre nuclear es necesario para que el precio del mercado pueda hacer viables las inversiones renovables. Compiten en el mismo modelo de fijación de precios.



En España se ha demostrado la capacidad de autosuficiencia renovable. Incluso con varios reactores nucleares parados, se ha logrado cubrir ampliamente la demanda eléctrica nacional con renovables en momentos clave, **demostrando que la energía nuclear no es imprescindible para la seguridad de suministro en España**. Además está en progreso la instalación de almacenamiento y el nuevo Procedimiento de Operación 7.4 que permitirá seguir completando la autonomía renovable y la flexibilidad del sistema, habiéndose confirmado ya la financiación para más de 3 GW de almacenamiento distribuido a través de los fondos EHRA y FEDER.

## 4

Destaca la particularidad de España en cuanto al sector energético, especialmente respecto al nicho nuclear dentro del mix eléctrico:

- La Península Ibérica se entiende desde hace tiempo como una isla energética, debido a sus singulares condiciones respecto al resto del sector eléctrico europeo.
- Tanto España como Portugal disponen de unos extraordinarios recursos renovables**, además de contar con la experiencia y las condiciones necesarias para su correcto despliegue.
- Esta favorable situación **permite prescindir de la nuclear sin necesidad de recurrir a combustibles fósiles para su reemplazo y disponer de un sistema eléctrico renovable, flexible, eficiente y distribuido**.

## 5

**El gran potencial renovable autóctono de España permite afianzar su rol como generador de valor interior y como exportador neto de energía renovable.**

- Especialmente frente a países de la UE que no son capaces de generar electricidad a precios tan bajos por falta de capacidad renovable.
- Aunque actualmente la capacidad de interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa es solamente de unos 3 GW, se prevé que aumente en los próximos años al completarse 5 GW adicionales.

## 6

En España, **la financiación destinada a la gestión de residuos y el desmantelamiento de las centrales es insuficiente**.

- El déficit actual supera los **5.000 millones de euros**, que recaerán sobre la ciudadanía si no se aumenta significativamente la tasa de recaudación, dado que hoy en día **los propietarios de las centrales no asumen los gastos para el tratamiento de los residuos que ellos mismo han generado**. Situación que debería ser considerada tanto incrementando la tasa como exigiendo responsabilidad en la cobertura de las necesidades futuras.
- Esto evidencia la **falta de competitividad económica real del sector nuclear al no tener en cuenta el coste de sus externalidades**, además de la **nula estrategia de las empresas privadas para asumir su responsabilidad a futuro**.
- Prolongar la vida útil de las centrales solo pospone el problema** y puede agravar este déficit, sin garantizar siquiera la cobertura de los costes reales de cierre y gestión de residuos.

7

La nuclear **no tiene la capacidad técnica para realizar un control dinámico de la tensión de red.**

- Este servicio es **necesario para estabilizar el sistema eléctrico** que, además, es un requerimiento reciente de Red Eléctrica como medida para **prevenir posibles apagones**.
- Como las propias empresas eléctricas han admitido, la lentitud de reacción intrínseca de la nuclear **impide esta posibilidad** por razones de diseño y seguridad.
- Otras tecnologías con dinámicas más veloces sí pueden realizar esta regulación de tensión estabilizadora de forma instantánea y automática, incluyendo todas las renovables gracias a su posible operación en modo *grid forming*.

8

Siguen existiendo **riesgos y costes sociales y ambientales ligados a la nuclear.**

- El almacenamiento y confinamiento perpetuo de **residuos radiactivos** plantea un **problema intergeneracional y un coste creciente**, sin que exista una solución técnica ni financiera plenamente garantizada.
- Extender la vida útil de instalaciones más allá de su diseño original aumenta el riesgo de incidentes y eleva los costes de mantenimiento y seguridad, que **siempre deberían ser asumidos en su totalidad por las empresas propietarias y en ningún caso por la ciudadanía**, como ocurre con el modelo financiero actual.

9

Finalmente, **el acuerdo de cierre nuclear en España es legal y pactado** entre las empresas.

- La ampliación de la vida de la central de Almaraz es una decisión discrecional del Gobierno, conforme a la jurisprudencia consolidada sobre el cierre de la central de Garoña.
- Alargar hasta 2030 la vida de Almaraz supondría ir contra el PNIEC y alterar los planes que han guiado la inversión en renovables en los últimos años, además de abandonar la idea de un cierre escalonado y progresivo que permita suavizar la pérdida de generación nuclear, ya que supondría clausurar a la vez Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes en 2030.
- La vida útil de las centrales y su cierre han sido acordados entre el sector, ENRESA y el Gobierno y cualquier cambio debe respetar la seguridad jurídica y la responsabilidad de los propietarios en la gestión de residuos y desmantelamiento.
- Es imprescindible que los propietarios asuman, en exclusiva, los costes de seguridad, tratamiento de residuos y desmantelamiento, evitando que recaigan en los Presupuestos Generales del Estado o sobre la tarifa eléctrica de los consumidores.

En definitiva, mantener operativas las centrales nucleares en España supone **perpetuar un modelo energético costoso, inflexible, centralizado y socialmente regresivo**, a todas luces **ilegítimo por la hipoteca que deja a las generaciones futuras que tendrán que pagar los costos de lo que no han disfrutado**.

ejos de ser la solución a los problemas del presente, **la nuclear no aporta independencia, resiliencia ni garantías de suministro y retrasa la transición hacia un sistema energético más seguro, limpio, competitivo y justo**. El cierre ordenado y responsable de las nucleares es la opción más sensata para **proteger el interés general, garantizar la sostenibilidad financiera y medioambiental del sector energético y acelerar el liderazgo renovable de España**.



# ANEXOS

Anexo 1. Las promesas y disruptiones tecnológicas nucleares

# ANEXO I.

## Las promesas y disruptpciones tecnológicas nucleares

Los **recurrentes sobrecostes y retrasos en los nuevos proyectos nucleares** han despertado un gran interés por el concepto de los SMR (Small Modular Reactors) y la fusión nuclear como potenciales formas de resolver los problemas de la tecnología nuclear clásica en cuanto a seguridad, flexibilidad y costes.

### Small Modular Reactors (SMR)

Los reactores modulares pequeños (SMR) son reactores nucleares cuya potencia eléctrica equivalente se encuentra entre 15 y 300 MWe, con diseños estandarizados que permiten la fabricación de módulos compactos y normalizados. El objetivo de este nuevo concepto es lograr economías de escala gracias a la producción en serie, algo que conseguiría reducir tiempos y costes de construcción. Esta tipología permitirá una generación nuclear más distribuida que la que proporciona el modelo actual, que está basado en grandes reactores de más de 1000 MWe. Adicionalmente, los SMR suelen incorporar medidas de protección pasiva que suponen una mejora en seguridad respecto a los actuales.

Los proyectos ligados a los SMR se concentran en Europa y Norteamérica, con una presencia menor en Asia. La investigación y desarrollo de esta tecnología en occidente se basa mayoritariamente en inversión privada, incluidas pequeñas empresas, fondos de capital riesgo y emprendedores. Por otro lado, [la Comisión Europea anunció en 2024 la formación de una alianza industrial para SMR](#) con el objetivo de acelerar su desarrollo, demostración y despliegue en Europa antes de 2030, eliminando barreras regulatorias y de financiación.

Actualmente existen varias tecnologías conocidas en las cuales se puede basar el desarrollo de los SMR: reactores moderados por agua, reactores de neutrones rápidos, reactores de alta temperatura moderados por grafito y diversos tipos de reactores de sales fundidas. Aunque en el mundo [existen múltiples proyectos](#) en diferentes fases de investigación, desarrollo e, incluso, construcción, [no hay ejemplos reales de esta tecnologías a nivel comercial](#), ya que las experiencias llevadas a cabo son derivaciones de proyectos de propulsión naval. De hecho, actualmente en el mundo [únicamente hay tres SMR en funcionamiento con fines energéticos](#): el HTTR refrigerado por gas a alta temperatura y orientado a la investigación en Japón (30 MWt), el KLT-40S flotante y refrigerado por agua ligera en Rusia (70 MWe) y el HTR-PM refrigerado por gas a alta temperatura (HTGR) en China (210 MWe), siendo éste último el único enfocado a la generación eléctrica comercial. Estimaciones de octubre de 2023 basadas en los costes de los SMR en construcción sitúan el LCOE de los SMR con tecnologías HTGR [entre 100 €/MWh y 118 €/MWh](#), cifra inferior al de la nuclear clásica en 2023, pero muy superior al LCOE de la fotovoltaica y eólica. Pero, la realidad es que no existe ninguna experiencia real replicable que pueda asumir estas proyecciones de costes.

Aún en caso de alcanzar la madurez comercial, su hipotético despliegue a gran escala con fines energéticos plantearía una serie de retos. Se debe considerar, por ejemplo, la necesidad de establecer las redes de suministro y gestión necesarias, incluyendo mecanismos efectivos que garanticen una seguridad total en cuanto a protección, suministro de combustible y gestión de residuos de un hipotético despliegue masivo de SMR de baja o muy baja potencia distribuidos a lo largo del territorio. Ante esta perspectiva se puede entender por qué esta nueva apuesta nuclear se centra en aquellos países que han considerado la nuclear (acertadamente o no) como la base de su modelo energético y como apuesta industrial.

En cualquier caso, en [el contexto de la emergencia climática](#) en el que nos encontramos, en el que son necesarias medidas disruptivas con el objetivo de reducir drásticamente las emisiones en los últimos cinco años que quedan de década crítica (2020-2030), [un despliegue a gran escala de SMR requiere de un tiempo del que no disponemos](#), sobre todo cuando ya existen tecnologías renovables desarrolladas y en funcionamiento.



## Fusión nuclear

La [fusión nuclear](#) promete ser una fuente limpia, segura y casi ilimitada de energía. El problema es que **no se espera que sea comercialmente viable ni escalable en las próximas décadas**.

A nivel técnico existen complicaciones sin resolver en cuanto a temperatura, materiales y control del plasma, requiriendo más investigación y desarrollo intensivo. La necesidad de alcanzar y mantener temperaturas extremas superiores a 100 millones de grados Celsius para lograr la reacción de fusión exige el uso de equipos muy avanzados y complejos, ya sea por confinamiento magnético (*tokamaks* y *stellarators*) o mediante láseres (inercial). A esto se suman dificultades para controlar y estabilizar el plasma caliente, un desafío físico-técnico crítico aún en fase experimental, además de los problemas en la producción y manejo del tritio, un combustible radioactivo que debe ser gestionado con extremo cuidado. Los materiales de los reactores se degradan por la radiación de neutrones liberados y requieren el desarrollo de nuevos materiales resistentes.

A nivel económico, la fusión tiene unos **costes indeterminados, ya que aún está en la fase de investigación**. Se sabe que la inversión inicial para la construcción y desarrollo de los reactores es muy alta, consecuencia de la complejidad tecnológica y de los materiales especiales que requiere. Pero, lo que no se sabe es cuánto tiempo le queda a la fase de investigación y cuanta inversión más es necesaria para alcanzar la viabilidad comercial, lo que hace que la rentabilidad sea incierta. Además, los costes incluyen también el manejo a largo plazo de los residuos radiactivos generados que, aunque son menos tóxicos y de vida más corta que los de fisión, también requieren almacenamiento y seguridad, lo que genera gastos y riesgos.

Todo esto hace que sea **poco probable que la fusión pueda ser una alternativa energética viable y a gran escala en un futuro cercano**.



FUNDACIÓN  
RENOVABLES

# EL FUTURO DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA

**2025**

[www.fundacionrenovables.org](http://www.fundacionrenovables.org)