



Apuntes

Sobre el cierre de la central nuclear de Almaraz

DIEGO RODRÍGUEZ

Apuntes 2025/29

Septiembre de 2025

fedeia

*Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores
y no coinciden necesariamente con las de Fedeia.*

Sobre el cierre de la central nuclear de Almaraz

Diego Rodríguez (UCM y Fedea)
Septiembre de 2025

1. Introducción

Las dos unidades de la central nuclear de Almaraz iniciaron su operación comercial en septiembre de 1983 (Almaraz I) y julio de 1984 (Almaraz II), respectivamente. La autorización de explotación actual para ambas unidades se contiene en la Orden TED/773/ de 23 de julio de 2020 y, en concordancia con el Protocolo de Intenciones firmado entre las propietarias de las centrales y Enresa¹ en marzo de 2019, esa autorización se extiende hasta el cierre previsto el 1 de noviembre de 2027 (Almaraz I) y el 31 de octubre de 2028 (Almaraz II). En julio de 2025 el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) informó favorablemente sobre la documentación oficial que deberá ser remitida por el operador de la central Almaraz I, de modo que con una antelación de dos años a la fecha límite de la autorización de explotación este deberá enviar documentación para ir preparando el cierre.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) también contempla el cierre escalonado de las centrales nucleares acordado a comienzos del año 2019. De ese modo, la contribución de la generación nuclear en el escenario objetivo del PNIEC para 2030 provendría de las tres centrales con cese posterior a ese año (Ascó II, Vandellós II y Trillo), pero también de buena parte de la generación anual proveniente de las centrales de Ascó I (con cese de explotación previsto el 2 de octubre de 2030) y de Cofrentes (con cese previsto el 30 de noviembre de 2030).

En Rodríguez (2025a) se argumentaba sobre la conveniencia de proceder a la revisión del calendario de cierre que se había acordado a comienzos de 2019. En concreto, se señalaba que “*el hecho de que hay circunstancias distintas en 2025 en relación con las existentes en 2019 es poco controvertido. Entre otras cosas, se puede plantear si en un escenario de alto crecimiento de la demanda, y particularmente de la demanda industrial, el despliegue de nueva capacidad renovable será suficiente y, sobre todo, apropiado para sustituir la aportación de energía en régimen de base que es característica de la generación nuclear. Esto será más acusado si, como es altamente probable, el almacenamiento no entra en el sistema a la velocidad prevista en el PNIEC. En ese caso el resultado sería, como se ha señalado, un uso más intenso del parque ya existente de ciclos combinados, con los correspondientes efectos en los precios de la electricidad y en las emisiones.*“

El objetivo de este trabajo es profundizar en este asunto, proporcionando algunos argumentos para contribuir a la discusión sobre si es conveniente acometer el cese de la explotación en las fechas previstas en el Protocolo o si, por el contrario, es más prudente y alineado con el interés general retrasarlo.

¹ La titularidad de la central, una vez cerrada, se transfiere a la empresa pública Enresa, que es la encargada de su desmantelamiento.

2. Consideraciones previas

El debate sobre la generación nuclear y, en concreto, sobre el cierre de los grupos nucleares en España, suele generar bastante polarización. En ese contexto, resulta conveniente señalar algunas cuestiones de partida que pueden ser útiles para ordenar la discusión.

En primer lugar, cabe recordar que, como en todos los cierres de una planta de generación eléctrica, el cese de operación de una central nuclear requiere con carácter previo la autorización administrativa del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)². Esa autorización requiere a su vez un informe previo del Operador del Sistema (OS), que deberá pronunciarse sobre si el cese de operación resulta viable sin poner en riesgo la seguridad del sistema y la garantía del suministro eléctrico. El Miteco también deberá solicitar informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por si esta tiene observaciones que realizar a la vista de la documentación aportada por el titular de la central y el informe del OS. Esos informes aún no se han realizado para el cierre de los grupos de la central de Almaraz.

En segundo lugar, la discusión sobre el cierre nuclear, y en estos momentos sobre el cierre de los dos grupos de Almaraz en las fechas previstas, debe basarse en consideraciones de interés general y no en intereses particulares, por muy legítimos que estos sean. Como se ha señalado, es el Miteco quien, en última instancia, deberá valorar si el cierre de parte del parque nuclear en 2027 y 2028 resulta ser la decisión más coherente con ese interés general. En los cierres de centrales térmicas de carbón que han tenido lugar en la última década se han tenido en cuenta las motivaciones planteadas por el titular de la central correspondiente en su solicitud, referidas a condicionantes regulatorios, medioambientales (emisiones industriales), de mercado y viabilidad económica. Sin entrar en detalles, cabe señalar que esas motivaciones, bajo la premisa del cumplimiento de la garantía del suministro eléctrico y del mantenimiento de la seguridad del sistema en el caso de autorización del cierre, eran favorables al interés general y no han generado discusión. De hecho, la desaparición del carbón en el mix de generación ha sido un factor determinante en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en España. En contraste, también el Miteco ha recibido algunas peticiones de cierre de centrales de ciclo combinado en España, que no ha autorizado. De hecho, el PNIEC asume el mantenimiento de todo el parque de generación actual de ciclos combinados al menos hasta el final de esta década, con algo más de 50 centrales.

En tercer lugar, el cese de operación de Almaraz está en línea con la propuesta contenida tradicionalmente en el programa electoral del PSOE, que aboga por el cierre del parque nuclear español. Por ejemplo, ya figuraba en su programa electoral del año 2000 un compromiso para el cierre escalonado del parque nuclear antes de 2015. Obviamente, ese cierre no se produjo y ni siquiera estuvo en discusión, pues era totalmente inviable. En relación con esta cuestión, es razonable suponer que los partidarios de continuar con el cierre de la central de Almaraz en las fechas previstas en el calendario de cierre abogan para que, en última instancia, la energía nuclear no tenga cabida a medio plazo en el mix de generación eléctrico español. Sin embargo, el objetivo de este trabajo no es entrar en esa discusión, que en cualquier caso exige mucha pedagogía y la voluntad de ponderación ante un análisis riguroso de costes

² El artículo 21.1 de la Ley del Sector Eléctrico indica que “1. La puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en su normativa de Desarrollo”. La competencia en el caso de las centrales de elevado tamaño, como es el caso de una central nuclear, corresponde al Miteco.

y beneficios. Dos ejemplos pueden ser útiles. Por un lado, la consideración del riesgo de accidente nuclear, muy reducido pero no nulo, como un argumento que por sí solo invalida cualquier otro criterio que pueda aportarse. Por otro lado, la (falsa) presunción de que apoyar que una parte del mix eléctrico provenga de la energía nuclear implica oponerse a que la mayor parte de la generación provenga de fuentes renovables, especialmente en un país como España con condiciones naturales claramente propicias para el despliegue de generación eólica y fotovoltaica. Por cuestiones como estas, que emergen frecuentemente en muchas discusiones sobre este asunto, es indispensable perseverar en un mejor conocimiento, para lo que la divulgación en las redes sociales juega un papel fundamental.

El objetivo principal de este trabajo es más modesto, pues no se pretende hacer una exhaustiva relación de costes y beneficios sobre la energía nuclear a medio y largo plazo³ sino valorar si, en las circunstancias actuales, es más conveniente continuar o no con el calendario de cierre previsto desde comienzos de 2019. Por tanto, el trabajo se centra en una posible modificación del calendario de cierre del parque existente⁴, y no en la discusión sobre si la capacidad de generación termonuclear ya instalada deberá seguir siendo parte del mix de generación durante un largo tiempo, extendiendo su vida operativa hasta 60 u 80 años, como ya ha ocurrido, por ejemplo, en Estados Unidos. De hecho, se podría incluso compartir el principio general de que la energía nuclear no debe formar parte del mix de generación eléctrica español a largo plazo, pero ello no evitaría plantearse si el calendario actualmente previsto de cese de explotación es el más conveniente.

Para informar sobre este debate conviene ponerle algunos números, prestando especial atención a un asunto que puede estar frenando un cambio de planteamiento, que es el asunto de la fiscalidad. Comenzaremos por ahí.

3. Impuestos y tasas a la energía nuclear

Los impuestos de la Ley 15/2012

La Ley 15/2012 de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, estableció dos impuestos para obtener ingresos con los que hacer frente a parte de los costes de la retribución específica a las renovables, cogeneración y residuos (RECORE), los extra-costes de generación en los sistemas no peninsulares y el pago de la deuda eléctrica⁵. En primer lugar, toda la generación eléctrica está sometida desde entonces al tipo impositivo del 7% del Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica. Este impuesto es un coste para los generadores eléctricos, que estos incorporan como un coste más cuando deciden el precio en su oferta de venta de energía en el mercado eléctrico.

En segundo lugar, la Ley 15/2012 estableció el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoeléctrica (ICNG), que obviamente es específico para la generación nuclear⁶. En este caso la base imponible del impuesto son cantidades físicas, bien medidas por los kilogramos de uranio o plutonio contenidos en el combustible

³ Véase Revuelta (2024).

⁴ Completamente distinto sería la discusión, presente en otros países, sobre un eventual aumento de la capacidad de generación nuclear instalada. De modo razonable, no es un debate que se plantea en España en la actualidad.

⁵ Se trata de los costes regulados del sector eléctrico distintos a los costes de las redes de transporte y distribución. Estos últimos se cubren mediante los peajes, que los consumidores eléctricos abonan en sus facturas y forman una caja aparte de ingresos y costes.

⁶ La ley 15/2012 también estableció el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. En este trabajo no se hace mención al mismo, cuya recaudación es casi testimonial. En concreto, según la Agencia Tributaria, los ingresos ascendieron a 7 M€ en 2024.

nuclear gastado (y extraído en cada ciclo de recarga de la unidad correspondiente) o bien por los metros cúbicos de residuos radiactivos de media, baja y muy baja actividad producidos, que han sido acondicionados para su almacenamiento con carácter temporal en el propio emplazamiento de la instalación.

En el Preámbulo de la Ley 15/2012 se argumenta sobre un supuesto carácter de complemento del ICNG a las necesidades de financiación para la gestión de residuos. Sin embargo, hay que recordar que esas necesidades se cubren mediante el Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Nucleares, para lo que los titulares de las centrales nucleares abonan a Enresa una tasa específica, que será comentada con posterioridad. Por lo tanto, no debe confundirse el ICNG con la tasa que se abona a Enresa. De hecho, el uso de ingresos obtenidos con el ICNG ha sido siempre el mismo que el de los provenientes del IVPEE: cubrir parte de los costes del sistema eléctrico distintos a los costes de las redes. Así ha ocurrido siempre, en cumplimiento de la Disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, donde se establece que “*En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.*” Dicho en otros términos, los ingresos obtenidos por el ICNG no se han dedicado nunca a la gestión de los residuos nucleares sino como vía de ingresos complementaria, junto al IVPEE, para sufragar parte de los otros costes regulados del sistema eléctrico. Para ello, Hacienda transfiere íntegramente la recaudación obtenida por ambos impuestos a la CNMC, como entidad encargada del sistema de liquidaciones del sector eléctrico.

Lo que interesa señalar aquí es que tanto el IVPEE como el ICNG se establecieron en la Ley 15/2012 bajo unas circunstancias específicas y bien conocidas del sector eléctrico: la insostenibilidad financiera como consecuencia de la acumulación de déficits continuos entre los ingresos y pagos regulados. Por ejemplo, cabe recordar que el déficit del sistema de liquidaciones en 2012 y 2013 fue de 5.609 M€ y 3.595 M€, respectivamente. El resultado fue una deuda que, en el año 2013, se acercaba a 30.000 M€ y suponía más del doble de todos los ingresos regulados percibidos por el sector eléctrico. A partir de 2014 la situación cambió radicalmente y en la actualidad la deuda está próxima a desaparecer. El Cuadro 1 ofrece información actualizada sobre los costes de las anualidades pendientes hasta la completa satisfacción de la deuda. Como puede observarse, frente al habitual pago anual del entorno de 2.500 M€, en 2026 se iniciará ya una fuerte caída en los costes anuales por el pago de la deuda, con un remanente final a pagar en 2028 de 278 M€.

Cuadro 1. Evolución de los importes de las anualidades de la deuda del sector eléctrico hasta su completa satisfacción (en euros)

2025	2.390.397.108
2026	1.883.432.298
2027	1.006.720.776
2028	277.761.010

Fuente: CNMC (junio de 2025). Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico (INF/DE/202/24).

En Rodríguez (2025b) se realizó un análisis detallado sobre la sostenibilidad financiera del sector eléctrico, particularmente de los costes del régimen retributivo específico de energías renovables,

cogeneración y residuos (RECORE), los extracostes de los sistemas no peninsulares y los pagos por la deuda, lo que apoyaba la eliminación del IVPEE en un contexto en el que ya no está presente la causa que lo justificó⁷. Exactamente el mismo argumento cabe aplicar al ICNG, ya que la finalidad práctica de ambos impuestos es la misma: sufragar parte de los costes regulados del sistema eléctrico en un contexto de fuertes dificultades para su sostenibilidad financiera. Debe remarcarse que estos dos impuestos no existen en ningún otro país de nuestro entorno y, afortunadamente, casi han desaparecido las extraordinarias circunstancias que los motivaron. De hecho, si se desea ser más cauto, se podría plantear su reducción gradual en línea con lo mostrado en el Cuadro 1.

Una diferencia importante entre el IVPEE y el ICNG es que el primero se traslada al precio marginal de mercado por parte de las tecnologías que fijan ese precio, que no son las centrales nucleares sino, de modo habitual, las centrales térmicas o hidráulicas. Por tanto, es un impuesto que, aunque abonado inicialmente por los generadores eléctricos, termina siendo pagado por los consumidores finales de energía⁸. Ese no es el caso del ICNG, ya que este recae solo sobre la generación nuclear y no se traslada al precio de mercado, que no es fijado por las centrales nucleares. Por lo tanto, puede argumentarse que esa es una recaudación que se dejaría de obtener y terminarían pagando los contribuyentes. Sin embargo, una eventual desaparición del ICNG solo tendría impacto sobre los contribuyentes si fuera necesario cubrir el hueco dejado en la financiación de los costes distintos a las redes a través de nuevas transferencias realizadas desde el Tesoro. Esa posibilidad de sufragar esos “otros” costes mediante los Presupuestos Generales del Estado, aunque es un asunto largamente debatido, no se explora aquí sino que se asume que, en la medida en que la continuidad del parque de generación nuclear tenga efectos positivos sobre los consumidores eléctricos deben ser estos, y no los contribuyentes, los que afronten la disminución de esos ingresos.

En ese sentido, como se argumentó en Rodríguez (2025b), la vía más ortodoxa para la financiación de esos otros costes es aplicar la metodología⁹ que el Miteco aprobó y aplica anualmente para sufragar los cargos, y no una vía de impuestos “ad hoc”. La metodología vigente asigna el reparto de los costes globales fijando precios unitarios de los cargos en los términos de potencia y de energía, por grupos tarifarios y períodos horarios, mediante una aproximación de precios Ramsey. A ese respecto, la literatura económica considera que los precios Ramsey son la forma menos distorsionadora para la asignación de costes hundidos entre los distintos consumidores, ya que los hace recaer en mayor proporción sobre los consumidores cuyas demandas son menos elásticas al precio. Al mismo tiempo, la metodología del Miteco tiene en cuenta otras consideraciones de política energética, como el fomento de la electrificación o el impacto en consumidores vulnerables.

El Anexo 1 muestra el impacto en la factura de un consumidor doméstico de la desaparición del ICNG cuando este es completamente compensado con un aumento temporal de los cargos en relación con su nivel de 2025. La simulación utiliza los valores de los coeficientes de energía y potencia por grupos

⁷ Además del análisis de la deuda, se señalaba la tendencia decreciente de los costes del CORE.

⁸ La propia regulación eléctrica reconoce este hecho. Por ejemplo, para justificar su rebaja, que se extendió desde 2021 hasta 2024 en el contexto de la crisis de precios de la energía, el RDL 17/2021 señalaba que “De esta forma, mediante la exoneración del impuesto, los productores, en tanto que sujetos obligados de dicho tributo, podrán volver a ofrecer precios más competitivos que redunden favorablemente en los consumidores al verse reducido uno de sus costes operativos”. El IVPEE es también un coste regulado reconocido para las empresas en el CORE, así como en los extracostes de generación en los sistemas no peninsulares.

⁹ Los costes distintos a las redes no cubiertos mediante los ingresos de la Ley 15/2012 o las transferencias de parte de los ingresos provenientes de los derechos de emisión de CO₂ se distribuyen entre los consumidores mediante la metodología aprobada por el Miteco.

tarifarios y períodos horarios que se contienen en la Metodología de cargos, así como los precios unitarios de los cargos para 2025¹⁰ y la recaudación obtenida por el ICNG en 2024, que fue¹¹ de 251 M€¹². Como puede comprobarse, el impacto es ínfimo: el efecto de la sustitución del ICNG por un aumento temporal de los cargos sería un aumento del 1,03% en la factura del consumidor doméstico (incluyendo IEE e IVA). Ese sería un valor máximo ya que este cálculo asume unos costes distintos a los de redes existentes iguales a los de 2025, pero esos costes tienen una clara tendencia decreciente, como se mostró en el Cuadro 1 en relación con la deuda. De hecho, la reducción del coste por el pago de la deuda en 2026 será ya mayor que la pérdida de ingresos por una eventual desaparición del ICNG. Pero incluso en el caso extremo de que se asumiera que los costes a sufragar mediante los cargos fueran los mismos, el aumento del 1,03% en la factura del consumidor doméstico tendría que ponerse en relación con el impacto del cierre de grupos nucleares sobre el precio de mercado, que impactaría sobre el coste de la energía. Este es un asunto que se discutirá posteriormente, pero cabe aquí señalar que un aumento del 10% en el precio de mercado por el cierre nuclear (como se verá, inferior a las previsiones) tendría un efecto mucho mayor en la factura del consumidor doméstico. Concretamente, conduciría a un aumento de la factura del 5,8%.

Por último, debe señalarse que el cálculo realizado (Anexo 1) se centra en el grupo tarifario que se vería más afectado por un aumento temporal de los cargos, que es el de los consumidores domésticos (grupo tarifario 2.0). En otros grupos tarifarios el peso relativo del coste de la energía en la factura es mayor, y menor el de la parte regulada de la factura (peajes y cargos)¹³, por lo que el impacto del aumento del precio de mercado sería aún mucho mayor que el referido a un eventual aumento temporal de los cargos.

La tasa Enresa

La empresa pública Enresa gestiona el Fondo para la financiación de las actividades del Plan de Gestión de Residuos Radioactivos (PGRR). Este Fondo, que financia el desmantelamiento de las centrales y la gestión de residuos nucleares, se nutre de diversas tasas. En particular, las centrales pagan la tasa 2, que se aplica sobre la producción bruta de energía eléctrica (10,36 €/MWh en la actualidad).

El principio de que deben ser los propietarios de las centrales los que paguen por anticipado a lo largo de su vida operativa los costes de desmantelamiento de esas centrales y la gestión de los residuos nucleares estaba ya establecido en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y no es un asunto controvertido. Otra cuestión es que, como es esperable en un sector tan altamente judicializado como el energético, el incremento de la tasa 2 que abonan las centrales a Enresa, que pasó de 7,98 €/MWh en 2019 (RD

¹⁰ Establecidos en la Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025.

¹¹ Véase

https://sede.agenciatributaria.gob.es/static_files/AEAT/Estudios/Estadísticas/Informes_Estadísticos/Informes_sobre_Impuestos_Especiales/Contenidos/InformeIEE.pdf

¹² Véase el Anexo de Rodríguez (2005b) para una explicación más detallada.

¹³ Con información de diciembre de 2024 contenida en el Boletín de Indicadores Eléctricos de la CNMC, el coste de la energía representa un 81,8% del precio medio total pagado por cada MWh consumido para los consumidores conectados en alta tensión, alcanzando el 92,1% en los conectados a mayores niveles de tensión (grupo 6,4). Ese porcentaje es del 69,1% en los consumidores domésticos. En todos los casos no se incluye el Impuesto Especial de la Electricidad ni el IVA.

750/2019) a 10,36 €/MWh en 2024 (RD 584/2024) haya sido recurrido por las empresas titulares de las centrales ante los tribunales.

Lo que interesa resaltar aquí es que, con independencia de su nivel actual, el mero hecho de extender los años de funcionamiento de las centrales repercute favorablemente en una reducción de la tasa. La razón es sencilla de entender: la tasa se calcula para dotar el Fondo, cuyo incremento de necesidades por la gestión de un mayor volumen de residuos en el caso de alargar los años de funcionamiento es despreciable en relación con el aumento de la recaudación por una mayor generación eléctrica ya que, recuérdese, la tasa se aplica por MWh generado. La repercusión en términos de reducción de la tasa depende, obviamente, de la extensión en los años de funcionamiento. Por ejemplo, en el informe de la Comisión de Expertos Sobre Escenarios de Transición Energética calculamos que si todo el parque pasaba de 40 años a 50 años de funcionamiento la reducción de la tasa podría llegar a ser del 50%, si bien esos cálculos se basaban en un PGRR ya desfasado.

Cuadro 2. Resumen de costes previstos (2024-2100) en el 7º PGRR (en miles de euros de 2023)

	Coste previsto (miles de euros de 2023)
Gestión RBBA/RBMA	2.623.704
Gestión CG/RAA	10.829.470
• Gestión previa	86.501
• Almacenamiento temporal	4.551.053
• Reprocesado	34.171
• Gestión definitiva	4.097.683
• Asignaciones ayuntamientos	1.505.935
• Impuesto ecológico	554.127
Clausura	4.764.973
Otras actuaciones	14.548
I+D	336.922
Estructura	1.650.317
TOTAL	20.219.933

Notas: RBBA/RBMA: Residuos radiactivos de muy baja/media actividad; CG: Combustible nuclear gastado; RAA: Residuos radiactivos de alta actividad.

Fuente: Tablas 23 y 29 del 7º Plan General de Residuos Radioactivos.

El Cuadro 2 ofrece información sobre los costes previstos para el periodo 2024-2100, contenida en el 7º PGRR aprobado por el Consejo de Ministros el 27 de diciembre de 2023, que es el actualmente vigente. Como puede observarse, los costes totales previstos hasta final de este siglo ascienden a 20.219 M€, con algo más de la mitad correspondiente a la gestión de residuos por el combustible nuclear gastado y residuos radioactivos de alta intensidad. Esto incluye, por ejemplo, el pago por una futura gestión definitiva de los residuos¹⁴ o el pago a ayuntamientos.

La modificación del actual plan de cierre, con el alargamiento del cierre de los dos grupos de Almaraz, implicaría combinar las nuevas fechas con información detallada sobre el aumento de ingresos y el impacto en los costes. En relación con los ingresos, con datos de las memorias de Foro Nuclear, la generación media anual de las unidades Almaraz I y II en 2022-2024 fue de 8.126,8 GWh y 8.295,2 GWh,

¹⁴ Se supone que a final de siglo los residuos de larga vida estarán ya en un Almacén Geológico Profundo, cuyos costes previstos se contemplan también en el Cuadro 2 en el concepto de “Gestión definitiva”.

respectivamente. Por lo tanto, la recaudación anual por la tasa 2 procedente de la central de Almaraz es de 170 M€. Por lo que se refiere a los costes, debe señalarse que en la actualidad está en proceso de resolución administrativa la futura construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI), adicional al ya existente. Ese ATI permitirá cubrir holgadamente las necesidades de almacenamiento de combustible gastado y de residuos, tanto los que se generen durante el funcionamiento de la central como los que se generen durante su desmantelamiento¹⁵, con un coste previsto y ya contemplado en el actual PGRR¹⁶ de 21,5 M€ (y por lo tanto en la tasa 2 actual). Por lo tanto, aunque puede haber algunos costes adicionales a incluir en el PGRR como consecuencia de no proceder al cierre de Almaraz en las fechas actualmente previstas (fundamentalmente, contenedores adicionales), estos serán muy reducidos y sin duda alguna de una magnitud muy inferior al aumento de ingresos que se produciría como consecuencia de esa extensión. En consecuencia, de modo natural, el cálculo de la tasa 2 arrojará un nivel inferior al actual.

La imposición autonómica

La fiscalidad que recae sobre el sector energético en los ámbitos autonómico y local es muy variada, compleja y amplia, además de haber sido objeto de una elevada litigiosidad (Carpizo, 2019). Por ejemplo, la tasa 2 de Enresa abonada por las centrales nucleares también sufraga los pagos que se realizan a los municipios del entorno de las centrales como compensación por el almacenamiento temporal de residuos¹⁷. Adicionalmente, las Comunidades de Extremadura y de Cataluña disponen de impuestos específicos que aplican a las centrales situadas en su territorio (cinco unidades en total). En concreto, la central de Almaraz también abona el Impuesto sobre Instalaciones que incidan en el Medio Ambiente. Se trata de un impuesto a la producción y al transporte de energía eléctrica establecido por la Comunidad de Extremadura, que trata de compensar la alteración o riesgo de deterioro ambiental vinculado a esas actividades¹⁸ y contribuir a compensar a la sociedad por el coste que soporta. La base imponible es la producción bruta media de los tres últimos ejercicios expresada en kWh, con una cuota de 0,005 €/kWh. Con datos de las memorias de Foro Nuclear, la generación media anual de las unidades Almaraz I y II en 2022-2024 fue de 8.126,8 GWh y 8.295,2 GWh, respectivamente. En consecuencia, la recaudación proveniente de los dos grupos de Almaraz en 2024 ascendería a 82 M€.

Una parte sustancial de las Comunidades Autónomas han ido fijando impuestos o cánones a la producción de energía, cuyo sujeto imponible está relacionado con el mix de generación en la región. En el caso de Almaraz, como es obvio, el cierre de la central de Almaraz eliminaría la recaudación del impuesto proveniente de las centrales nucleares. Eso introduce una considerable presión y abre una puerta para su reducción o eliminación como condicionante para una extensión de la operación de las

¹⁵ Véase la Resolución de 5 de marzo de 2025, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto «Almacén temporal individualizado de capacidad total (ATI-100) en la Central Nuclear de Almaraz». Como es bien conocido, el Gobierno descartó la solución de un Almacén Temporal Centralizado (ATC) para el conjunto de centrales nucleares en España.

¹⁶ Véase [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/informaci%C3%B3n-p%C3%BAblica-del-proyecto-de-construcci%C3%B3n-de-un-almac%C3%A9n-temporal-individualizado-de-capacidad-total-\(ati-100\)-en-la-central-nuclear-de-almaraz/Proyecto%20b%C3%A1sico%20ATI-100%20CN%20Almaraz.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-ES/Participacion/Documents/informaci%C3%B3n-p%C3%BAblica-del-proyecto-de-construcci%C3%B3n-de-un-almac%C3%A9n-temporal-individualizado-de-capacidad-total-(ati-100)-en-la-central-nuclear-de-almaraz/Proyecto%20b%C3%A1sico%20ATI-100%20CN%20Almaraz.pdf).

¹⁷ Pagos que se derivan de la Orden IET/458/2015, de 11 de marzo, modificada por la Orden TED/295/2023, de 23 de marzo.

¹⁸ Se declara no sujeta la “producción de energía eléctrica en instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar o la eólica y en centrales que utilicen como combustible principal la biomasa o el biogás, salvo que éstas alteren de modo grave y evidente el medio ambiente” (RD Legislativo 2/21016, art. 14).

centrales, un ejercicio que modo razonable debería ser compartido con la reducción o eliminación del ICNG.

Debe señalarse que, además, se da la circunstancia de que Extremadura es una región altamente intensiva en la generación eléctrica, con un fuerte desequilibrio en relación con el consumo que se realiza en la misma región. Con datos de REE, en 2024 la Comunidad de Extremadura fue la segunda región (tras Cataluña) con mayor generación eléctrica, con un total de 31.108 GWh, la mitad procedente de Almaraz. Esto es relevante porque el reparto que se hace entre CCAA del Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) se basa en el consumo eléctrico en el territorio. Por lo tanto, Extremadura tiene razones objetivas para plantear que es una región que contribuye al bienestar general mediante una aportación de electricidad descarbonizada procedente del parque nuclear y renovable. Sin embargo, el hecho de que se grave la electricidad mediante un impuesto especial en el consumo pone de manifiesto la anomalía del diseño fiscal, ya que no es el consumo eléctrico el que induce una externalidad medioambiental negativa sino la generación¹⁹.

A este respecto, cabe también señalar que, como se estudia en López-Laborda et al. (2023), hay una dicotomía entre el nivel de gobierno central, que adquiere los compromisos ambientales, y los gobiernos regionales y locales responsables de ejecutar después una parte de las políticas concretas. El trabajo citado se centra en el caso de los ayuntamientos pequeños, para los que se analiza el uso de Transferencias Fiscales Ecológicas y la experiencia en ese ámbito del País Vasco, pero la idea de considerar de una forma más holística la capacidad fiscal y las necesidades de gasto relacionadas con el medio ambiente es extensible al sistema de financiación autonómica.

4. Efectos del cierre nuclear

Efectos sobre los precios de mercado

Aunque se puede disentir sobre las cifras concretas, hay un elevado consenso de que el cierre de grupos nucleares provocará a corto y medio plazo un aumento del precio de mercado. El análisis realizado por PwC (2025a) indica que un escenario sin energía nuclear en 2024 habría implicado un aumento de precios de 36,8 €/MWh (desde 62,9 €/MWh a 99,7 €/MWh, esto es, un aumento del 58%). Obviamente, se trata de un escenario cuya utilidad es poner de manifiesto, con información histórica que no depende de escenarios futuros, el hecho de que el parque nuclear contribuye a la reducción del precio, como lo hace cualquier tecnología inframarginal. Se trata, en cualquier caso, de un escenario extremo en el sentido de que hace *ceteris paribus* en relación con el resto de condiciones del mercado, en particular la potencia instalada de renovables.

Más útil es el resultado obtenido de que un cierre total a 2035 tendría un impacto sobre el precio que oscilaría entre 13,2 €/MWh y 29,7 €/MWh. Para ello se supone el cumplimiento de los objetivos del PNIEC, particularmente en lo referido al despliegue de renovables y del almacenamiento, de modo que

¹⁹ La exposición de motivos de la Ley 28/1992 de Impuestos Especiales indica, en relación con el hecho de que estos se añadan al IVA, que “este doble gravamen se justifica en razón a que el consumo de los bienes que son objeto de estos impuestos genera unos costes sociales, no tenidos en cuenta a la hora de fijar sus precios privados, que deben ser sufragados por los consumidores, mediante una imposición específica que grave selectivamente estos consumos, cumpliendo, además de su función recaudatoria, una finalidad extrafiscal como instrumento de las políticas sanitarias, energéticas, de transportes, de medio ambiente, etc.”

la diferencia entre ambos resultados se deriva de los precios asumidos para el gas natural y para los precios de los derechos de emisión de CO₂. El primero sería consecuencia de un escenario optimista basado en un precio del gas en 30 €/MWh y de los derechos de emisión en 100 €/tCO₂ mientras que el segundo se basa en un escenario pesimista, con el precio del gas en 80 €/MWh y de los derechos de emisión en 120 €/tCO₂.

En relación con los derechos de emisión, el PNIEC asume un precio de 82,8 €/tCO₂ para 2030, algo por encima del precio medio observado en los primeros siete meses de 2025 (71,7 €/tCO₂). Sin embargo, debe tenerse en cuenta que recientemente la Comisión Europea (CE) ha propuesto una reducción de las emisiones de CO₂ en el conjunto de la UE27 del 90% para 2040, en relación con el nivel de 1990. Como la CE ha analizado con detalle (EC, 2024), ello deberá implicar una reducción sustancial de las emisiones de CO₂, particularmente por parte de la industria. Dado que el régimen europeo de comercio de derechos de emisión (EU ETS) es un sistema de *cap and trade*²⁰, la trayectoria descendente en la emisión de derechos (el límite o cap) deberá ser mucho más acusada, con el consiguiente efecto en sus precios. Ello se unirá a otros elementos como el gradual agotamiento de las opciones menos costosas para la reducción de emisiones o la desaparición de la asignación gratuita de derechos. Para 2035, Bloomberg prevé²¹ precios en el entorno de 200 €/tCO₂. Por lo tanto, todo indica que el precio de los derechos de emisión asumido en el escenario pesimista de PwC para 2035 se habría quedado corto²².

Este hecho es importante porque el cierre parcial o total de centrales nucleares deberá ser compensado parcialmente por centrales de ciclo combinado, que internalizan el precio del CO₂ en sus ofertas al mercado y que son las que determinan directa o indirectamente el precio de equilibrio²³. En el corto plazo, en un escenario a 2027 o 2028, el cierre de Almaraz se combinaría con la falta de almacenamiento que permitiría desplazar parte de la energía producida en el horario de mayor generación fotovoltaica (típicamente, entre las 12 y 16 horas) hacia el horario de noche, así como un despliegue insuficiente de la capacidad de generación eólica. En el Anexo 2 de este trabajo se desarrolla un análisis descriptivo de las condiciones del mix de generación horaria en España que apoya esta previsión. De hecho, se desarrolla una simulación para 2029 que indica que, en un porcentaje sustancial de las horas del año, la combinación de todas esas circunstancias llevará a una mayor generación mediante ciclos. En las horas nocturnas esa sería la situación en al menos un 35% de los días del año.

Efectos sobre los costes de mantenimiento de la seguridad del sistema

El precio final de la energía no solo depende del precio en el mercado sino también de los precios finales y las cantidades requeridas de los servicios de ajuste. Como es bien conocido, estos servicios²⁴ son imprescindibles para garantizar en todo momento el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía.

²⁰ Véase Anexo 3 en Rodríguez (2025a).

²¹ Véase <https://about.bnef.com/insights/commodities/eu-ets-market-outlook-1h-2024-prices-valley-before-rally/>

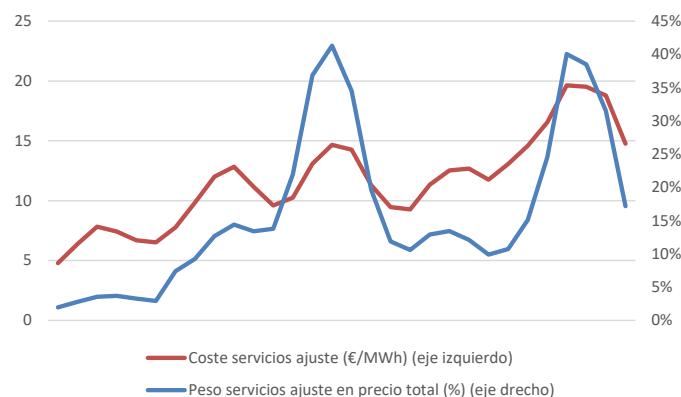
²² En el caso del gas es más complejo poder hacer una previsión a tan largo plazo, pero los precios contenidos en ambos escenarios probablemente indiquen los extremos del rango de precios posibles. El mismo informe señala que con un precio del gas en 55 €/MWh y de los derechos de emisión en 120 €/tCO₂ el impacto en el precio de mercado sería de un aumento de 22 €/MWh.

²³ Aunque es difícil de valorar, el mayor uso de centrales de ciclo combinado también presionaría al alza sobre el precio de los derechos de emisión. Recuérdese que no hay asignación gratuita de derechos en el ámbito de la generación eléctrica y todos los productores emisores deben acudir al mercado para adquirir los derechos correspondientes. Obviamente, ello impactaría también sobre los precios de otros demandantes de derechos, particularmente las empresas industriales.

²⁴ Los más relevantes son las restricciones técnicas (al Programa Diario Base de Funcionamiento y en tiempo real) y los servicios de balance. Véase <https://www.ree.es/es/operacion/garantia-suministro/servicios-ajuste>.

La tendencia en los últimos años es la de un aumento del coste de los servicios de ajuste, con un peso creciente en la factura de los consumidores. En concreto, en 2024 esos costes fueron de 2.668 M€, un 7,5% más que en el año previo. En términos de su peso sobre el precio final de la energía, los servicios de ajuste pasaron de representar un 10,3% en 2023 a un 15,05% en 2024²⁵. Ese aumento del coste para los consumidores eléctricos no se derivó de un aumento de los precios unitarios de esos servicios, sino simplemente de la creciente necesidad de su programación por parte del OS²⁶. En este contexto, el apagón del 28 de abril de 2025, además de modificar sustancialmente la percepción que tenemos sobre la seguridad de suministro, está teniendo un impacto significativo sobre los costes asociados para su mantenimiento, debido precisamente a que desde esa fecha ha aumentado considerablemente la energía programada en los distintos servicios de ajuste, particularmente los referidos a restricciones técnicas. El Gráfico 1 muestra la evolución de los costes de los servicios de ajuste entre enero de 2022 y agosto de 2025 (medias móviles trimestrales), tanto en términos de su coste (€/MWh) como en términos del peso que ese coste representa en el precio final de la energía. El Gráfico confirma que hay una evidente tendencia de largo plazo de mayores costes asociados a los servicios de ajuste y de aumento de su peso en el precio final de la energía. En medias anuales, el coste medio fue de 7,3 €/MWh en 2022, y de 16,2 €/MWh en los ocho primeros meses de 2025.

Gráfico 1. Coste de los servicios de ajuste (€MWh) y peso relativo (%) en el precio final de la energía: enero de 2022 a agosto de 2025 (medidas móviles trimestrales)



Fuente: REE y elaboración propia.

Sin entrar en el debate sobre las causas del apagón, lo cierto es que todos los análisis realizados con posterioridad han enfatizado la necesidad de mantener condiciones de generación que contribuyan al control de la frecuencia y de la tensión del sistema eléctrico. Sin menoscabo de soluciones técnicas que se puedan ir implantando en el futuro, no hay duda acerca de que ese control se apoya de modo decisivo en las propiedades asociadas a los generadores síncronos, como son los generadores térmicos de las centrales nucleares. La retirada de grupos nucleares, al menos en los próximos años, acentuaría la necesidad de acudir a otros generadores convencionales, como son los ciclos combinados, manteniendo costes elevados en la provisión de los servicios de ajuste que, como se ha señalado, son

²⁵ Véase <https://www.sistemadelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/resumen-servicios-ajuste>.

²⁶ Así, en 2024, las necesidades de energía a subir en los distintos servicios se incrementaron en un 24,0% con respecto a 2023, mientras que las necesidades de energía a bajar se incrementaron en un 3,8%.

una parte creciente de la factura eléctrica de los consumidores. La entrada de mayor generación de bombeo hidráulico o de baterías permitirá disminuir esa necesidad pero, como se ha indicado anteriormente, esa entrada de momento no se ha llevado a cabo y, en un escenario realista a 2030, va a distar mucho de la capacidad que asume en el PNIEC. Hay también soluciones técnicas complementarias que facilitan el control de la frecuencia y tensión en el sistema pero, obviamente, además de que requerirán de tiempo para su implementación, implican la incorporación de nuevos activos en las redes de transporte y distribución y, en consecuencia, la asunción de costes adicionales que deberán ser repercutidos a los consumidores.

Los efectos sobre las emisiones

El PNIEC actual asume que las emisiones provenientes de la generación eléctrica en 2030 serán 12,1 MtCO₂, frente a las 30,8 MtCO₂ emitidas en 2023 según el último dato del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero; esto es, una reducción del 60,7%. Aunque en 2024 disminuyeron considerablemente las emisiones del sector eléctrico con respecto a 2023 (un 16,7%, con datos de REE), en los siete primeros meses de 2025 han vuelto a aumentar (un 14,4% con respecto a igual periodo de 2024). El PNIEC también asume un incremento de la capacidad instalada de generación eólica y del almacenamiento para 2030 que, ya transcurrido buena parte de 2025, sabemos que no será posible cumplir (véase Rodríguez, 2025a). En consecuencia, no podrán desplazarse las cantidades asumidas de generación fotovoltaica hacia horas no solares ni existirá a lo largo del día la oferta esperada de generación eólica.

La consecuencia de ambas circunstancias será un uso más intenso de los ciclos combinados que el previsto en el PNIEC y, en consecuencia, mayores emisiones de las deseadas²⁷. En concreto, el PNIEC indica que el funcionamiento de los ciclos en España (sistema peninsular) será de 806 horas de producción equivalente a lo largo del año 2030, lo que implicará unas emisiones²⁸ de 7,3 MtCO₂. Como referencia, en 2025 la generación de los ciclos sobrepasará holgadamente las 1.400 horas de producción anual equivalente. Si, en un escenario optimista, el funcionamiento de los ciclos en 2030 fuera de 1.100 horas anuales equivalentes, las emisiones correspondientes se situarán en 10 MtCO₂. Esa diferencia entre los 7,3 MtCO₂ que se derivan del escenario objetivo del PNIEC y los 10 MtCO₂, que sería un valor más creíble (aunque ya de por sí optimista), equivale a la emisión anual por parte de ciclos combinados que sería necesarios para sustituir completamente el funcionamiento de un solo grupo nuclear²⁹.

En definitiva, aunque las emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector eléctrico continuarán con su tendencia decreciente, tanto por la desaparición de las emisiones remanentes procedentes de centrales térmicas de carbón como por el menor uso de los ciclos, el escenario de reducción de emisiones en un 60,7% entre 2023 y 2030 no parece creíble. De no cumplirse, eso hará inviable la consecución del objetivo comprometido por España en el PNIEC de una reducción del 32% en las emisiones globales de gases de efecto invernadero entre 2021 y 2030, ya que ello depende

²⁷ En términos de los objetivos del PNIEC, una consecuencia adicional también sería la mayor dificultad para la reducción de la dependencia energética, dado que obviamente la totalidad del gas natural es importado. El objetivo del PNIEC es disminuir esa dependencia desde el 73% en 2019 al 50% en 2030.

²⁸ Se aplica el factor de emisión de ciclos utilizado por REE, esto es, 0,37 tCO₂/MWh

²⁹ Si toda la generación de un grupo nuclear, con una potencia instalada de 1.000 MW, se sustituye por generación de ciclos combinados, y asumiendo (PNIEC, Tabla D.7) que un grupo nuclear opera 7.224 horas al año, las emisiones de esos ciclos serán de 2,6 MtCO₂.

críticamente de la reducción de emisiones en el sector eléctrico, máxime cuando la reducción de emisiones en otros sectores (particularmente el transporte) es claramente menor que la necesaria para el cumplimiento del objetivo global. En este contexto, una decisión de retrasar el cierre de la central de Almaraz juega claramente a favor de menores emisiones de CO₂, al menos en tanto no se cumplan los escenarios de generación eólica y de capacidad de almacenamiento previstos en el PNIEC.

Las nuevas demandas: los centros de datos

Como es bien conocido, en estos momentos hay una fuerte demanda eléctrica no satisfecha, que ha llevado al Gobierno a convocar, mediante *Resolución de 11 de julio de 2025* (BOE de 17 de julio) concursos de capacidad de acceso de demanda en determinados nudos de la red de transporte. Son los primeros concursos de demanda que se convocan, correspondientes a 8 de los casi 60 nudos que, a final de junio de 2025, estaban ya reservados a tal fin. Es significativo que en la exposición de motivos de dicha Resolución, donde se argumenta por qué los nuevos centros de datos no van a ser adjudicatarios de la capacidad de acceso de esos nudos, se señale que “*no puede ignorarse que estas nuevas demandas en carga base supondrán inevitablemente un incremento de las necesidades de producción de energía eléctrica que requerirán, en mayor o menor medida, respaldo de las tradicionales instalaciones de producción térmicas para cubrir los momentos de ausencia de recurso renovable*”. Esto es, se indica que las necesidades de esos nuevos centros de datos van a requerir de más generación en carga base, que es precisamente el tipo de generación consustancial a las plantas de generación nuclear. Es cierto que, alternativamente, esa demanda de los centros de datos también puede proveerse mediante un funcionamiento continuo más intenso del parque de generación de ciclos combinados, pero solo a costa de un incremento sustancial de las emisiones de gases de efecto invernadero. Cabría preguntarse entonces cómo sería posible conciliar, de modo coherente con los objetivos de reducción de emisiones, la entrada de esos centros de datos, sobre los que en la misma exposición de motivos se señala que “*jugarán un rol fundamental en el proceso de transformación digital y de despliegue de tecnologías asociadas a la inteligencia artificial, como atestigua la Estrategia de Inteligencia Artificial 2024*”, con un cierre temprano del parque nuclear³⁰.

Esta complementariedad entre las necesidades energéticas de los centros de procesos de datos y la energía nuclear es señalada por diversas instituciones y analistas³¹ y ya se está poniendo de manifiesto con firmas de acuerdos entre los grandes proveedores de los centros de datos y generadores nucleares en Estados Unidos. Es el caso de Amazon con diversas compañías (Energy Northwest, X-Energy, Dominion Energy) o de Google con Kairos Power para el desarrollo y adquisición de energía a partir de pequeños reactores nucleares (SMR). Pero tal vez el caso más significativo es el del acuerdo de Microsoft con Constellation Energy para reactivar la unidad 1 de la central nuclear de Three Mile Island, que cesó su operación en 2019, en un acuerdo que en principio se extiende como mínimo hasta 2054.

La experiencia de otros países

Como se señaló anteriormente, el propósito de este trabajo no es el de la discusión sobre el papel de largo plazo que la energía nuclear debe jugar en el mix eléctrico español. Ello no impide recordar, siquiera

³⁰ Ello no es óbice para una gestión energética eficiente por parte de los centros de datos, incluyendo la adquisición de energía lo más descarbonizada posible. Para ello existe ya reglamentación europea (Directiva (UE) 2023/1791) y está en consulta pública por el Miteco un Real Decreto específico sobre esa cuestión.

³¹ Véase, por ejemplo, <https://www.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and UTILITIES/nuclear-energy-powering-data-centers.html#nuclear>

brevemente, que hay un elevado consenso en los organismos internacionales acerca de que esta energía debe formar parte del conjunto de estrategias a implementar en la lucha contra el cambio climático. De particular interés son las diversas manifestaciones e informes realizadas por la Agencia Internacional de la Energía (véase, por ejemplo, IEA, 2025), pero también el mismo informe Dragui sobre el futuro de la competitividad europea. En este último se enfatiza que un mix no emisor diversificado, con presencia entre otras de energía nuclear, ayuda al mantenimiento de precios más bajos y al cumplimiento de los objetivos climáticos³².

Es frecuente aludir al caso paradigmático en sentido contrario, que ha sido el de Alemania. Este es precisamente un ejemplo que ilustra los problemas asociados a un cierre temprano del parque nuclear. Por ejemplo, el trabajo de Emblemåg (2022) analizaba los costes y beneficios de la política de cierre de centrales nucleares en Alemania y concluía que “*independientemente de las incertidumbres en los datos y las hipótesis, no cabe duda de que si el entorno político en Alemania hubiera sido favorable a las centrales nucleares en 2002, el país habría obtenido mejores resultados que con la actual Energiewende, tanto en lo que respecta a los costes como a las emisiones de gases de efecto invernadero. A grandes rasgos, la política alternativa de mantener las centrales nucleares existentes en 2002 y construir nuevas centrales nucleares habría reducido los costes a la mitad y Alemania habría asegurado sus objetivos climáticos en el proceso*”. Lo más llamativo es que ese trabajo se centra en lo ocurrido hasta 2022, pero sin duda el resultado habría sido incluso más contundente de haber introducido las condiciones posteriores vinculadas al encarecimiento de precios del gas y el cierre de los últimos grupos nucleares en 2023. De hecho, el trabajo de PwC (2025b) apunta en esa misma línea, señalando el notable impacto del cierre nuclear sobre un mayor nivel de emisiones y de precios en aquel país.

5. Conclusiones y recomendaciones

En este trabajo se han considerado diversos argumentos que justificarían, al menos, retrasar el calendario de cierre acordado a comienzos de 2019 entre las empresas titulares de las centrales y Enresa. Ese calendario fue integrado por el Gobierno en el escenario objetivo del PNIEC relativo al mix de capacidad eléctrica instalada en 2030. Un mix que sería el resultado de notables avances en la capacidad instalada de generación eólica y fotovoltaica a lo largo de esta década, así como de una expansión muy potente de la capacidad de almacenamiento. La realidad es que a fecha de hoy sabemos con certeza que en 2030 nos vamos a encontrar muy lejos de la capacidad eólica prevista en el PNIEC, ya que esta tendría que aumentar de 32,6 GW instalados en agosto de 2025 a 64 GW dentro de cinco años. También sabemos que, con una altísima probabilidad, nos vamos a encontrar muy lejos de los 21 GW de almacenamiento (o 18,5 GW sin considerar a la termosolar) previstos en el PNIEC para 2030, frente a los 6 GW actuales procedentes en su totalidad del bombeo³³.

En este contexto, los impactos sobre las emisiones y los precios del cierre de las dos unidades de Almaraz van a ser sustanciales, ya que la energía no suministrada por ellas tendría que ser cubierta, en una proporción muy superior a la prevista en el PNIEC, por un funcionamiento más intenso de los ciclos combinados. En concreto, en horarios fuera del periodo de máxima generación fotovoltaica, la demanda sería satisfecha en mayor proporción por el uso del gas natural, tanto por un menor aporte al previsto

³² Véase el Recuadro 4 del capítulo 1 en Dragui (2024).

³³ Los datos de REE indican para agosto de 2025 una potencia de almacenamiento de 3.357 MW, con 3.331 de turbinación de bombeo y 26 MW de baterías. El dato del entorno de 6.000 MW que se señala en el texto surgiría por la adición del bombeo mixto (centrales hidráulicas con aporte combinado al depósito superior).

procedente de la generación eólica como por un desplazamiento de energía desde las horas con mayor producción fotovoltaica que será menor al previsto en el PNIEC. Adicionalmente, en un entorno tendencial de creciente peso de los costes por servicios de ajuste, el cierre de las dos unidades de Almaraz en 2027 y 2028, unida a la no disponibilidad de mayor almacenamiento, no contribuye a la contención de esos costes. En ese sentido, como se ha puesto de manifiesto con el apagón, el papel de los generadores síncronos tradicionales, máxime cuando no son emisores como en el caso de los grupos nucleares, resulta de enorme importancia para el mantenimiento de la seguridad de suministro y la estabilidad del sistema. El efecto negativo sobre los precios de la energía no favorecería el avance de la electrificación, que es condición necesaria para el éxito del proceso de descarbonización.

La reducción de emisiones desde el sector eléctrico es condición necesaria para el cumplimiento del objetivo de reducción global de emisiones comprometido por España para 2030. Sin embargo, en el contexto actual un cierre temprano del parque nuclear pone en peligro el cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones del sector eléctrico, que debería ser del entorno del 60% hasta el final de esta década en relación con los niveles de emisiones con los que se cerrará el año 2025. A ello habría que añadir dos consideraciones. Por un lado, el impacto de la electrificación de la demanda de energía (por ejemplo, la procedente del parque de vehículos) sería menor en un contexto de generación más emisora. Por otro lado, nuevas demandas como las procedentes de los centros de datos son más difíciles de encajar con un mix con menor aportación del parque nuclear, tal y como se ha reconocido recientemente en la convocatoria para la asignación de capacidad de acceso en nudos de demanda.

Existen, por lo tanto, argumentos de peso que justifican, desde el interés general, una adaptación del calendario de cierre del parque nuclear. Frente a estos, no es infrecuente aludir a dos argumentos en contra de esa decisión. Por un lado, que el cese de producción en Almaraz permite liberar capacidad de acceso al nudo correspondiente. Eso es cierto, ya que con la regulación actual tras el cierre el nudo pasaría a considerarse como un nudo de transición justa, como ha ocurrido con los nudos liberados tras el cierre de instalaciones de generación con carbón. Esos concursos estarían resueltos, en el mejor de los casos, en 2029 o 2030 y su impacto de largo plazo en términos de reducción de emisiones, a diferencia de lo ocurrido en los nudos asociados a centrales de carbón, será nulo porque se sustituirá una generación no emisora por otra no emisora. En cualquier caso, el impacto transitorio, como se ha dicho, será de un aumento de las emisiones. El otro argumento se refiere a la señal que se transmitiría por una modificación del calendario de cierre para la entrada de generación renovable. Sin embargo, el principal argumento que está alterando las decisiones de entrada se refiere a la caída de precios efectivamente percibidos (precios capturados), para lo que la palanca clave es lograr el despegue del almacenamiento.

Los titulares de las centrales argumentan con frecuencia sobre la alta carga fiscal soportada. Una parte relevante de esa carga se deriva de los impuestos procedentes de la Ley 15/2012. Como planteamiento general, y especialmente en un contexto de acelerada transformación del sector energético, resulta conveniente revisar si hay elementos, heredados de circunstancias pasadas que ya no están presentes, que pueden obstaculizar esa transición. Los impuestos de la Ley 15/2012, que surgieron en un contexto de insostenibilidad financiera del sector, son un claro ejemplo de esa circunstancia: está casi resuelto el fallo (el déficit y, muy próximamente, la deuda) pero no el instrumento que se crea para solucionarlo, pese a que este tenga otras consecuencias perjudiciales para el consumidor. Como se ha mostrado en este trabajo, el efecto negativo sobre el bienestar que provendría de un aumento provisional de los cargos que conllevaría una reducción o eliminación del ICNG, junto a una eliminación o reducción de la imposición regional específica, sería en cualquier caso de menor magnitud que el aumento de bienestar

derivado de los menores costes para el consumidor y de las menores emisiones. Como se ha argumentado, esos menores costes por el abastecimiento energético no solo provendrían de menores precios de mercado sino, también de menores costes asociados a los servicios de ajuste. En cualquier caso, se reitera que la recaudación por el ICNG es inferior a la caída de costes por el servicio de la deuda que se producirá ya en 2026, por lo que el aumento de cargos por ese motivo no sería necesario. La desaparición del coste de la deuda dejará en algo de más de dos años un amplio margen para una reducción de los cargos del sistema, incluso con la desaparición del ICNG.

En relación con la tasa Enresa el asunto es más sencillo, ya que un alargamiento en el funcionamiento de centrales llevará de un modo natural al recálculo a la baja de esa tasa, cuya función es proporcionar ingresos suficientes para la satisfacción de todos los costes a largo plazo del desmantelamiento y gestión de residuos. La razón es que esos costes se incrementarían de modo muy residual por el aumento de años de funcionamiento de las centrales, en cualquier caso muy por debajo de los ingresos adicionales que serían obtenidos.

Por último, hay que señalar que el cierre de las plantas de generación eléctrica con carbón se produjo por las condiciones de mercado, que hacían inviable su continuidad al no ser competitivos sus costes en relación con los de otras fuentes (incluyendo a la generación mediante ciclos combinados) pero, también, apoyado en el consenso social de que el cierre era necesario para avanzar en el proceso de reducción de emisiones en España. El caso de las centrales nucleares, con personal altamente cualificado, y que apoyan también a diversas industrias de elevada cualificación, es claramente distinto. La 45^a oleada del barómetro del Real Instituto Elcano refleja un aumento significativo del apoyo de la opinión pública al alargamiento de la vida de las centrales nucleares en España, que habría pasado del 43% en 2023 al 66% en julio de 2025. No cabe duda de que parte de ese aumento en el apoyo provendrá de una mayor concienciación pública por la seguridad de suministro tras al apagón del 28 de abril.

Referencias

- Emblems, J. (2024). What if Germany had invested in nuclear power? A comparison between the German energy policy the last 20 years and an alternative policy of investing in nuclear power. *International Journal of Sustainable Energy*, 43:1, 2355642, DOI: [10.1080/14786451.2024.2355642](https://doi.org/10.1080/14786451.2024.2355642).
- Carpizo, J. (2019). La fiscalidad energética autonómica y local: problemática y posibles soluciones. *Presupuesto y gasto público* 97, 121-138.
- Draghi, M. (2024) The future of European competitiveness. Part B: In-depth analysis and recommendations.
https://commission.europa.eu/document/download/ec1409c1-d4b4-4882-8bdd-3519f86bbb92_en?filename=The%20future%20of%20European%20competitiveness_In-depth%20analysis%20and%20recommendations_0.pdf
- European Commission (2024). Impact Assessment Report accompanying the Communication Securing our future Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society. SWD(2024) 63 final.
https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF
- Foro Nuclear (2025). Resultados nucleares y perspectivas de futuro. https://www.foronuclear.org/wp-content/uploads/2025/04/Informe_Resultados_Nucleares_2024.pdf.
- IEA (2025). The Path to a New Era for Nuclear Energy. <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy>.
- López-Laborda, J., Montes-Nebreda, A. y Onrubia, J. (2023). Going green through local fiscal equalisation Fedea Documento de Trabajo 2023/07.
- PwC (2024). Carga fiscal y energía nuclear, la viabilidad de las centrales está amenazada. <https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/fiscalidad-parque-nuclear.pdf>
- PwC (2025a). Precio de la electricidad y energía nuclear: ¿Cómo impacta el parque nuclear en el precio de la electricidad? <https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/08-precio-electricidad-energia-nuclear.pdf>
- PwC (2025b). Alemania y energía nuclear: ¿Cuáles han sido las consecuencias del cierre del parque nuclear?.
<https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/07-alemania-energia-nuclear-consecuencias-cierre-parque-nuclear.pdf>
- Revuelta, J. (2024). Pasado, presente y posibles futuros de la energía nuclear en España. *Fedea Policy Paper* 2024/03.
- Rodríguez, D. (2025a). Estado actual y perspectivas de la descarbonización en España. *Fedea Estudios sobre la Economía Española* 2025/11.
- Rodríguez, D. (2025b). El equilibrio financiero del sector eléctrico y la desaparición del impuesto de generación. *Apuntes Fedea* 2025/04.

Anexo 1

Cuadro A1. Factura anual de un consumidor doméstico en 2025: situación actual y con aumento de cargos por desaparición del ICNG

		Situación actual		Nueva situación	
Término de potencia			Euros		Euros
Peajes	Punta	22,958932 €/kW año	80,36	22,958932 €/kW año	80,36
	Valle	0,442165€/kW año	1,55	0,442165 €/kW año	1,55
Cargos	Punta	3,974324 €/kW año	13,91	4,257205 €/kW año	14,90
	Valle	0,255597 €/kW año	0,89	0,273790 €/kW año	0,96
Término de energía					
Peajes	Punta	0,034234 €/kWh	29,37	0,034234 €/kWh	29.37
	Llano	0,016540 €/kWh	12,21	0,016540 €/kWh	12.21
	Valle	0,000079 €/kWh	0,11	0,000079 €/kWh	0.11
Cargos	Punta	0,058345 €/kWh	50,06	0,062498 €/kWh	53.62
	Llano	0,011669 €/kWh	8,61	0,012500 €/kWh	9.22
	Valle	0,002917 €/kWh	4,10	0,003125 €/kWh	4.38
Coste de la energía	Punta	0,150 €/kWh	128,7	0,150 €/kWh	128,7
	Llano	0,100 €/kWh	73,8	0,100 €/kWh	73,8
	Valle	0,075 €/kWh	105,3	0,075 €/kWh	105,3
Financiación del bono social		4,66 €/año	4,66	4,66 €/año	4,66
Margen regulado		3,113 €/kW año	10,90	3,113 €/kW	10,90
Total			524,5		530,0
Total con IEE		5.11269632%	551,3	5,11269632%	557,1
Alquiler de equipo			9,72		9,72
Total con IEE y con IVA			678,9		685,9

Notas: Consumidor doméstico con PVPC, con una potencia contratada de 3,5 kW y un consumo anual de 3.000 kWh con perfil de consumo horario idéntico al utilizado por la CNMC en su comparador de precios y basado en una curva de carga media. Ello lleva a un consumo de 858 kWh, 738 kWh y 1.404 kWh en los períodos punta, llano y valle, respectivamente. Los peajes son los aprobados por la CNMC para 2025. Los cargos son los contenidos en la Orden Ministerial de cargos para 2025 (Orden TED/1487/2024) o, en el escenario alternativo, los incrementados para cubrir la desaparición del ICNG.

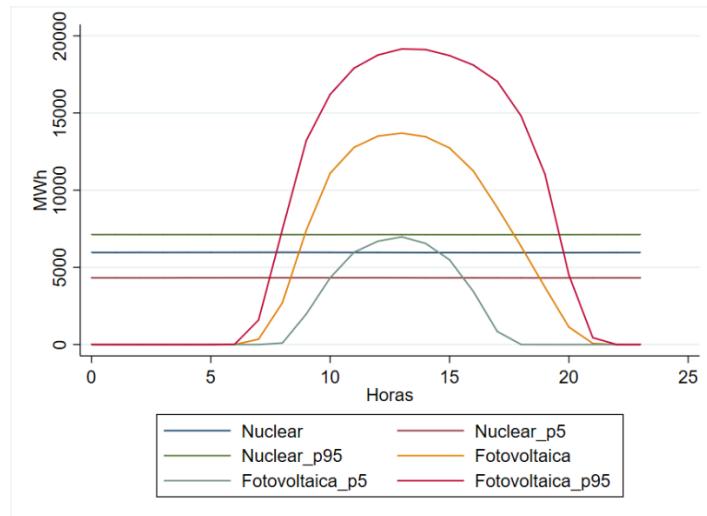
Fuente: Elaboración propia

Anexo 2

En este Anexo se ofrece información complementaria sobre el mix horario de generación eléctrica, al mismo tiempo que se discute cuál sería el efecto del cierre de las dos unidades de Almaraz en un contexto donde la capacidad eólica y de almacenamiento proyectada en el PNIEC para 2030 no van a satisfacerse. Los datos utilizados se refieren a la generación horaria medida y se han extraído de la web del Operador del Sistema (<https://www.esios.ree.es/es>). Por supuesto, hay una variabilidad temporal importante en el mix eléctrico correspondiente a cada hora del día, lo que entre otras razones se deriva de un componente estacional relevante. Esta variabilidad se muestra, en el análisis que aquí se realiza, indicando no solo los valores medios anuales para cada hora del día sino, también, valores extremos a partir de los percentiles 5 y 95 en cada una de las horas (p5 y p95, respectivamente). Por ejemplo, un valor determinado de generación en el p5 indicaría que en un 5% de esas horas del año la generación registrada en esa tecnología fue inferior a ese valor. El análisis se centra en las principales fuentes de generación: eólica, fotovoltaica, nuclear y ciclos combinados, junto a la energía aportada

por el bombeo hidráulico en su modo de turbinación. Obviamente, el bombeo también actúa como consumidor eléctrico en los momentos en que retira energía de la red para efectuar el bombeo de agua al depósito superior, pero ese componente no es relevante en el análisis que aquí se realiza, centrado en la energía generada por las distintas fuentes.

Gráfico A1. Generación horaria en 2024: nuclear y fotovoltaica (media, p5 y p95)



Fuente: ESIOS (REE) y elaboración propia.

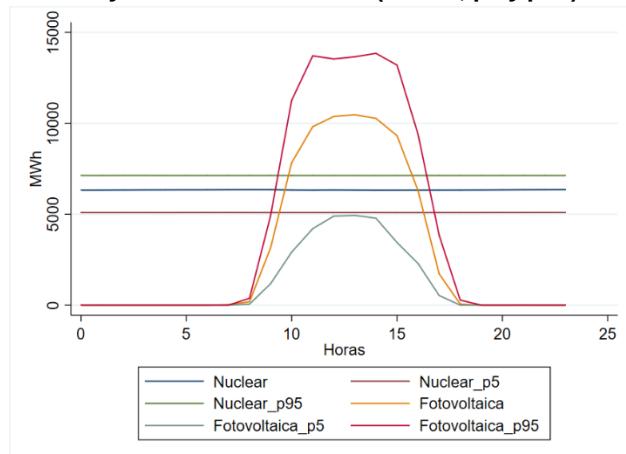
El Gráfico A1 muestra los tres estadísticos citados (media, p5 y p95) para la generación nuclear y fotovoltaica en 2024. El patrón de generación horaria es bien conocido. En cada uno de los tres estadísticos la generación nuclear es constante entre horas. En aquellos días en los que está operativo todo el parque nuclear (siete unidades) la generación está en torno a 7.120 MWh (p95), y en aquellos días en que hay dos generadores parados y, además, hay reducción de carga en algunos de los restantes, la generación se sitúa en torno a 4.320 MWh (p5). El cierre de Almaraz llevará a que la producción horaria máxima (p95) se sitúe en torno a 5.050 MWh, pero la mínima (p5) se situará en el entorno de 2.250 €/MWh.

El caso de la generación fotovoltaica es completamente distinto, con dos características. La primera es su variabilidad a lo largo del día, que lleva el valor desde cero en horas no solares hasta un valor medio en torno a 7.000 MWh a las 13 horas. La segunda es su enorme variabilidad entre días, con un p95 que casi triplica el p5 en la hora de mayor generación (13 horas). Es importante tener en cuenta que el aumento de la capacidad instalada de generación fotovoltaica que ocurrirá en estos próximos años “apuntará” más esas distribuciones, pero el patrón horario será idéntico. En particular, aunque el pico de la distribución en p5 será más alto, la forma de las dos colas será idéntica.

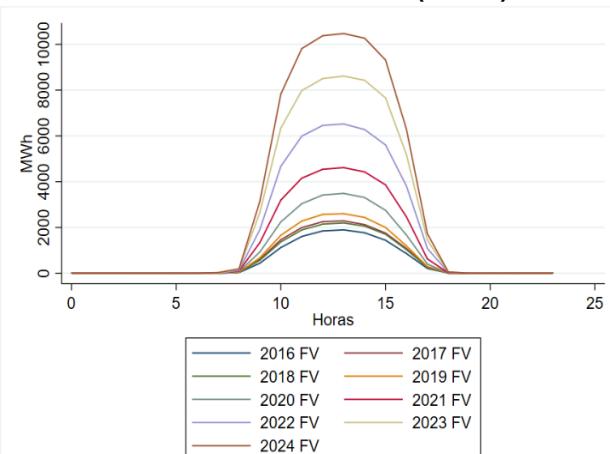
Para reforzar lo señalado, el Gráfico A2 muestra dos situaciones de interés. El Gráfico A2 (izquierda) muestra de nuevo la distribución para el año 2024, pero restringida a los meses de diciembre y enero. Como puede observarse, en 13 de las 24 horas del día (desde las 19 horas hasta las 8 horas) la generación fotovoltaica es nula. El Gráfico A2 (derecha) muestra la evolución de la generación fotovoltaica media en cada hora del día entre 2016 y 2024, poniendo de manifiesto el mayor apuntamiento de la distribución a medida que aumenta la capacidad instalada, pero el mantenimiento de las colas con producción nula. En conjunto, ambos gráficos muestran la alta concentración horaria de la generación fotovoltaica, un patrón horario que no se altera por el aumento de la capacidad instalada en esos ocho años.

Gráfico A2. Generación horaria en enero y diciembre

Nuclear y fotovoltaica en 2024 (media, p5 y p95)



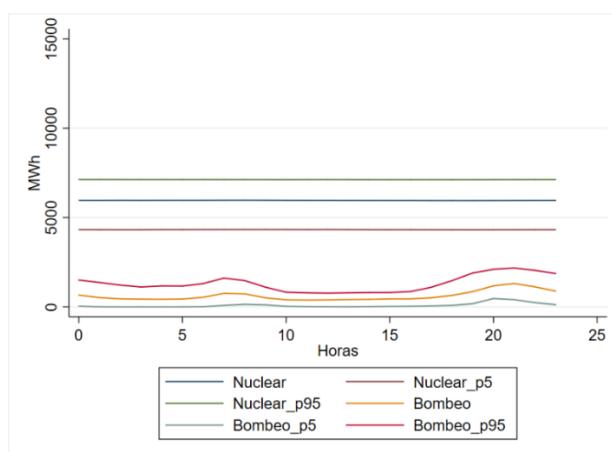
Fotovoltaica en 2016-2024 (media)



Fuente: ESIOS (REE) y elaboración propia.

Naturalmente, en la medida en que haya capacidad de almacenamiento, parte de la energía generada en horario diurno puede desplazarse al nocturno. Sin embargo, esa capacidad se mantiene hasta ahora en niveles bajos. El Gráfico A3 compara la generación nuclear con la proveniente del almacenamiento que, entre tanto no haya un parque de baterías en España, solo tiene como origen la turbinación del agua previamente bombeada. Como puede observarse, actualmente la generación proveniente del almacenamiento es muy reducida. De hecho, no alcanza en valor medio anual la generación de un grupo nuclear, y en los meses en los que se almacena menos energía, es aproximadamente la mitad de la correspondiente a un grupo nuclear. En concreto, el valor medio del bombeo en las 13 horas anteriormente referidas de nula generación fotovoltaica durante los meses de diciembre y enero de 2024 fue de 432 MWh, con un p5 de 0 MWh. Los valores en el conjunto del año para esas horas, que son las de mayor producción por bombeo al coincidir con los mayores precios de mercado intradiarios, son de 641 MWh (media) y 30 MWh (p5). Por su parte, un grupo nuclear tiene en promedio un factor de carga (energía producida en relación con la energía máxima producible) del 84% (Foro Nuclear, 2025), por lo que cada grupo genera una media de 840 MWh.

Gráfico A3. Generación horaria en 2024: nuclear y turbinación del bombeo (media, p5 y p95)

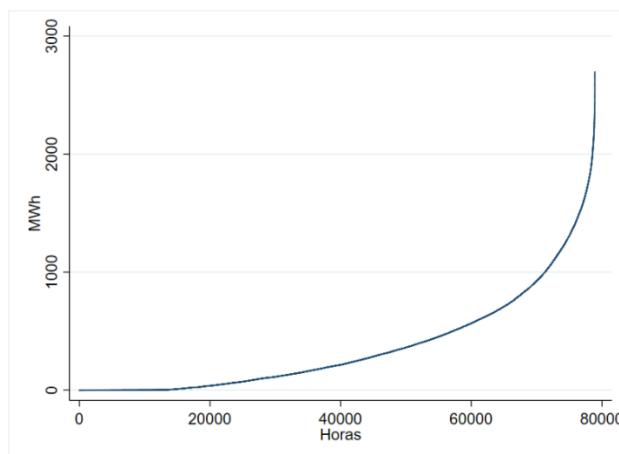


Fuente: ESIOS (REE) y elaboración propia.

Naturalmente, la generación proveniente del almacenamiento muestra también un patrón de concentración horaria muy notable. Para analizarlo con mayor detalle, el Gráfico A4 muestra la distribución de la generación del bombeo considerando todas las horas entre 2016 y 2024 (un total de 78.912 horas). Como puede comprobarse, la distribución es fuertemente asimétrica. Tan solo en un 1,7% de todas las horas entre 2016 y 2024 la generación por

bombeo ha superado la generación correspondiente a dos unidades de generación nuclear (1.680 MWh). Ese porcentaje solo se incrementa hasta un 4,3% si el análisis se restringe al año 2024. Hay que tener en cuenta que la capacidad instalada de bombeo ha permanecido constante durante todo el periodo y no va a haber más entrada de bombeo, al menos no mínimamente significativa, en el próximo trienio. Una futura entrada de baterías desplazará también parte de la generación eléctrica renovable hacia un conjunto muy concentrado de horas, típicamente consumiendo energía de la red entre las 12 y las 16 horas para descargarla entre las 21 y las 23 horas. En cualquier caso, no es creíble que se pueda triplicar la capacidad instalada de almacenamiento en esta segunda mitad de la década, como se recoge en el escenario objetivo del PNIEC.

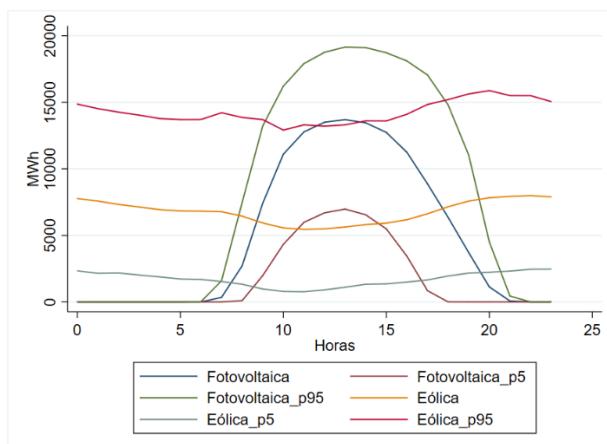
Gráfico A4. Generación por bombeo (turbanización) en todas las horas entre 2016 y 2024



Fuente: ESIOS (REE) y elaboración propia.

Naturalmente, el patrón horario de la generación eólica es mucho más constante entre horas que el de la generación fotovoltaica. El Gráfico A5 muestra ambos tipos de generación renovable, pudiéndose observar cierta caída de la generación eólica en las horas centrales del día, parcialmente vinculada con reducciones de precios en esas horas. En cualquier caso, como puede inferirse de la distancia entre las distribuciones p5 y p95, existe una enorme variabilidad entre días en los volúmenes de la generación eólica.

Gráfico A5. Generación horaria en 2024: fotovoltaica y eólica (media, p5 y p95)

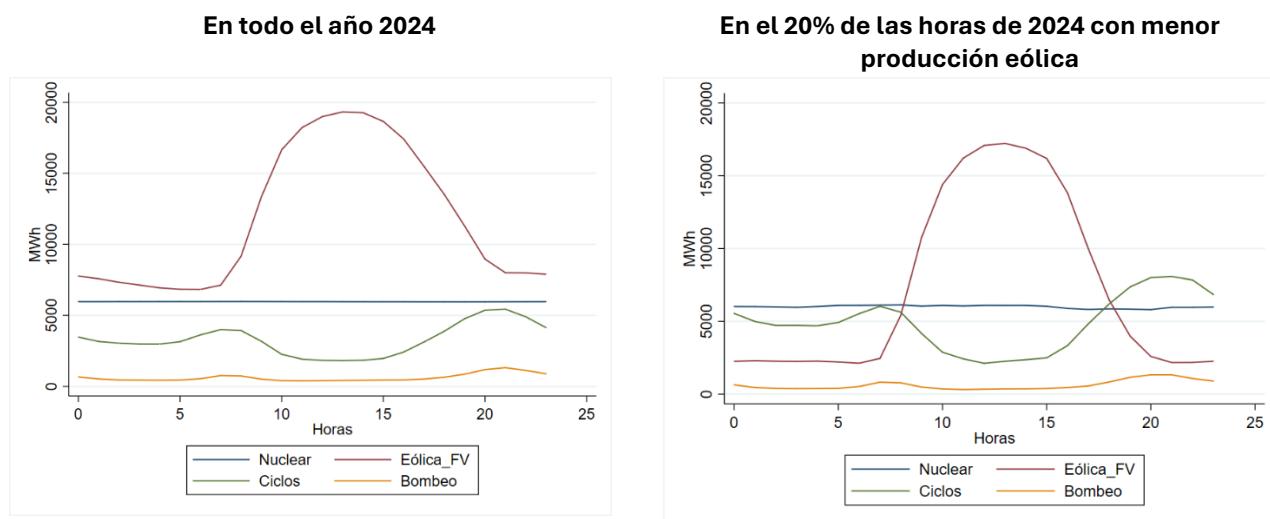


Fuente: ESIOS (REE) y elaboración propia.

El Gráfico A.6 (izquierda) muestra el valor conjunto de la generación eólica y fotovoltaica (Eólica_FV) y lo compara con la generación proveniente de la nuclear, los ciclos combinados y el almacenamiento. Para facilitar la interpretación, en este caso se muestran solo los valores medios. Obviamente, los ciclos funcionan más

intensamente en el momento de caída de la producción fotovoltaica y demanda alta, esto es, en el horario de 19 a 24 horas. En ese horario se aproximan, en valor medio, a la generación del parque nuclear actual. El Gráfico A.6 (derecha) muestra que ese patrón es más acusado en las horas del año en las que se combina una baja generación fotovoltaica con la existencia de poco viento. Ese gráfico muestra el perfil de generación horaria de las distintas tecnologías en el 20% de las horas con menor generación eólica, esto es, con generación eólica inferior a 3.162,8 MWh (p20 de la generación eólica en 2024). Como puede observarse, dada la poca aportación eólica y de la procedente del almacenamiento, la reducción de la generación fotovoltaica solo puede ser compensada mediante un aumento significativo de la generación procedente de los ciclos que, de hecho, supera claramente la generación nuclear entre las 18 y las 24 horas. No se trata de un patrón excepcional porque, como se ha señalado, se corresponde con la generación media horaria en las 1.757 horas (20% de las horas del año) con menor generación eólica. Por supuesto, las necesidades de producción procedentes de los ciclos son mucho mayores si el análisis se restringe a las horas por debajo del p10 de generación eólica en lugar del p20.

Gráfico A6. Generación horaria: nuclear, fotovoltaica y eólica, ciclos y almacenamiento (media)



Fuente: ESIOS (REE) y elaboración propia.

El cierre de Almaraz, combinado con un ligero aumento de la generación eólica y el mantenimiento de la capacidad de generación procedente del almacenamiento provocará el aumento de generación por los ciclos combinados en los períodos de mayor consumo eléctrico, especialmente por parte de los pequeños consumidores. Para observarlo se realiza un sencillo cálculo que desplaza la situación del año 2024 al año 2029 incorporando la totalidad de los siguientes supuestos:

- Se asume 5/7 del valor de generación media nuclear en cada hora, reflejando el cierre de las dos unidades de Almaraz (de las siete actualmente disponibles). Recuérdese que la fecha prevista para el cierre de la segunda unidad es noviembre de 2028.
- Se supone un aumento de generación eólica de un 25%, en correspondencia con un aumento anual de capacidad de 1.500 MW entre 2025 y 2029, lo que ya constituye una previsión optimista del aumento de capacidad eólica esperable en los próximos años. De ese modo, la capacidad instalada pasaría desde 32.116 MW al cierre de 2024 a 39.616 MW al cierre de 2029, un 23,3%. La mayor eficiencia en generación de los nuevos equipamientos y el repotenciamiento de parques existentes lleva a considerar un porcentaje algo mayor en términos de generación.
- Se supone un aumento del 65% en la generación fotovoltaica, en correspondencia con un aumento de la capacidad instalada desde 31.957 MW al cierre de 2024 hasta 53.000 MW al final de 2029. Se trataría de un

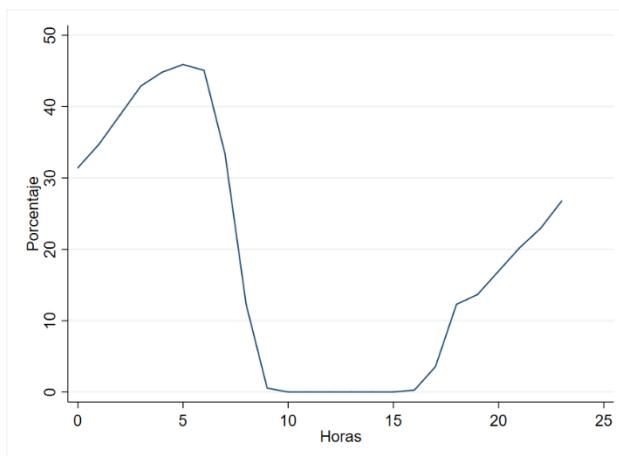
aumento en línea con el objetivo del PNIEC de disponer de un parque de generación fotovoltaica centralizada de 57.277 MW a final de 2030³⁴.

- Se supone un aumento de un 50% en la generación procedente del almacenamiento, que en último término provendría de un aumento de la generación fotovoltaica almacenada³⁵ y, en menor medida, de la instalación de un incipiente parque de baterías, cuyo patrón de descarga se supone idéntico al del bombeo.
- Se mantiene idéntica la capacidad instalada de ciclos combinados.

Con esos supuestos, ya de por sí optimistas en relación con el despliegue de renovables y almacenamiento, se ha calculado, para cada hora del día, en qué porcentaje de días de 2029 la generación eléctrica procedente de la generación nuclear, eólica, fotovoltaica y de almacenamiento (esto es, sin incluir a los ciclos) sería menor a la obtenida en 2024. El Gráfico A7 muestra los resultados. Como puede observarse, ese porcentaje sería nulo o muy reducido en las horas de alta generación fotovoltaica. Como es razonable, el aumento de generación fotovoltaica en esas horas centrales del día permitiría sustituir en la mayor parte de los casos la reducción de generación procedente del cierre de los dos grupos de Almaraz. En consecuencia, en esas horas no sería necesario un funcionamiento más intenso de los ciclos combinados. De hecho, la mayor generación renovable y del almacenamiento sustituiría parte de la ya escasa generación procedente de los ciclos en esas horas, si bien muy difícilmente sería una sustitución completa porque los ciclos seguirán siendo necesarios para mantener las condiciones de seguridad del sistema (por ejemplo, por restricciones técnicas).

Sin embargo, como puede observarse en el Gráfico A7, en muchos días de 2029 la mayor generación fotovoltaica, eólica y procedente del almacenamiento no podría compensar la reducción de la generación derivada del cierre de dos grupos nucleares. En consecuencia, el funcionamiento de los ciclos combinados tendría que ser más intenso en esas horas para compensar el cierre de esos dos grupos. Esto ocurriría con alto probabilidad en las horas nocturnas en las que, además, no hubiese condiciones de viento favorables. Cabe esperar que en más de 30% de los días del año sería necesario un funcionamiento más intenso de los ciclos entre las 24 y las 8 de la mañana. Esto ocurriría también en más de un 20% de los días del año entre las 21 y las 24 horas. En conjunto, entre las 21 y las 8 horas el funcionamiento de los ciclos será más intenso en un 35% de las horas del año.

Gráfico A7. Porcentaje de días en 2029 en los que sería necesario un aumento de la generación por ciclos combinados.



Fuente: Elaboración propia.

³⁴ El objetivo del PNIEC es de 76.277 MW para el conjunto de la fotovoltaica, pero ello integra un objetivo de 19.000 MW en la generación distribuida (autoconsumo).

³⁵ Es evidente que el aumento de generación fotovoltaica asumido va a implicar más vertidos que los actuales, pero ese aspecto no es relevante en el análisis que aquí se realiza.