

El papel de la energía nuclear en el marco de la transición energética

Generando debate en el sector energético

Abril 2024



1. Resumen ejecutivo

- La energía nuclear desempeña un papel fundamental para alcanzar los objetivos de la política energética a nivel nacional y comunitario, pues es la energía libre de emisiones que más firmeza y estabilidad garantiza al suministro del sistema eléctrico. La nuclear es una energía base, genera electricidad durante prácticamente todas las horas del año con gran fiabilidad, ayudando a garantizar la cobertura de la demanda en todo momento y dotando al sistema de un margen de reserva adecuado. En los últimos años, las plantas nucleares han cubierto alrededor de un 20% de la producción eléctrica nacional de manera anual y han conseguido evitar en torno a 20 millones de toneladas de CO₂.
- La hoja de ruta nacional viene establecida por los objetivos recogidos en el actual Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 y su borrador 2023-2030, aprobado por el Gobierno, en el que se contempla una transformación del modelo energético y donde se recoge el calendario de cierre de las centrales. Esta planificación se plasmó en el *Protocolo entre Enresa y los propietarios de las centrales nucleares españolas, con base en el horizonte temporal 2025-2035, de cierre ordenado previsto en el PNIEC*. De tal manera que se entiende la energía nuclear como energía de transición; pues a medida que fueran entrando la nueva potencia renovable (100 GW) y los nuevos almacenamientos (11 GW) se podría ir prescindiendo de centrales nucleares.
- Dado que esta energía sigue siendo imprescindible hasta conseguir los objetivos establecidos en el PNIEC, en ese Protocolo se estableció el compromiso de no incrementar más la alta fiscalidad que ya soportan las centrales nucleares para no inviabilizarlas económicamente.
- La realidad es que se ha producido un retraso evidente en la introducción de nueva potencia renovable (lo que ha obligado, por ejemplo, a la extensión reciente de los hitos), adicionalmente la instalación de nueva potencia de almacenamiento no es sustancial hasta la fecha. Al ritmo actual de desarrollo de renovables y almacenamiento, el eventual cumplimiento del plan ordenado de cierre del parque nuclear daría como resultado inevitablemente un incremento muy importante de la contribución de los ciclos combinados al mix de generación (recordemos que Alemania incluso ha anunciado un plan ingente de construcción de nuevas centrales), lo que conllevaría a un incremento importante de las emisiones de CO₂ y de los precios energéticos.
- En España, Enresa es la empresa de carácter público encargada de la gestión de residuos y el desmantelamiento de las centrales nucleares, actividades que son financiadas mayoritariamente por los propietarios de las centrales a través de una tasa mensual que factura la propia empresa. El debate global sobre la apuesta por la energía nuclear ha coincidido en nuestro país con la publicación a finales de 2023 del 7º Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), y el incremento de costes que implica.
- Desde su creación en 2005, la tasa con la que las centrales nucleares financian las actividades del PGRR ha ido aumentando conforme Enresa ha ido incrementando los costes del plan. La última modificación se ha traducido en una propuesta de Real Decreto del 12 de enero de 2024 que implicaría, en el supuesto de que se materialice, una subida del 40% de la tasa, pasando de los 7,98 €/MWh actuales a 11,14 €/MWh a partir de julio de 2024. La actualización de los costes futuros responde principalmente a la necesidad de mantener siete almacenes temporales descentralizados (ATD), uno en cada emplazamiento de las centrales nucleares, que sustituirían al fallido almacenamiento temporal centralizado (ATC). Esto ha supuesto un extra coste de 2.000 millones de euros que no es imputable a los propietarios de las centrales nucleares, sino derivado de una decisión política.
- Esta decisión añadiría más presión fiscal a la ya soportada por las centrales nucleares en nuestro país. El total de impuestos y tasas ascienden ya a los 25 €/MWh, que equivalen a entre un 35% y un 40% de la facturación anual de las centrales y que, con el aumento de la tasa, supondría hasta un 50% cuando los precios de la electricidad sean del entorno de los 50 €/MWh (media OMIP 2024-2034). La implementación de la nueva norma elevaría de este modo la carga fiscal hasta los 28 €/MWh es decir, supondría 1.566 millones de euros de impuestos anuales a las centrales nucleares, una cifra que plantea grandes desafíos para la rentabilidad y competitividad del sector y encarecería esta energía para los consumidores finales.
- El parque nuclear en nuestro país se enfrenta a un problema “artificial” de viabilidad económica por su elevada fiscalidad. La energía nuclear nacional ha sido aproximadamente 12 €/MWh más cara que la francesa. Desde una perspectiva puramente económica, en nuestra opinión, esta situación podría abocar a prescindir de esta tecnología de forma acelerada. En ese hipotético escenario se produciría un aumento de 13,26 €/MWh del precio medio del mercado eléctrico en España a raíz del mayor número de horas en las que los ciclos combinados (CCGT) fijarían el precio, lo que supondría tanto un incremento en el consumo de gas natural como un incremento de las emisiones de CO₂. Además, es importante tener en cuenta el impacto en términos de

seguridad de suministro, pues los últimos estudios publicados a nivel europeo (ENTSO-E) y nacional (Redeia) advierten de unos márgenes de cobertura estrechos incluso en 2024 y 2025, periodo en el que las centrales nucleares continúan operativas.

- Sin afán de profundizar en si las centrales nucleares deben de pagar por unas desviaciones derivadas de decisiones políticas, que en modo alguno les son imputables, la Ley establece que los propietarios de las centrales tienen que pagar por todos los costes que genera la gestión de los residuos que producen.
- **¿Existe entonces una solución alternativa a la subida del 40% de la Tasa Enresa?** La Ley 15/2012 fue creada, entre otras cosas, para cubrir incrementos no previstos en los costes del PGRR. **En este sentido, una solución posible pasa por no aumentar la carga fiscal de esta tecnología, de forma que Enresa pueda cubrir los desvíos planificados en el 7º PGRR con la recaudación por la Ley 15/2012. Mediante esta Ley, las centrales pagan una tasa por la producción de combustible nuclear y residuos radiactivos que supone unos 5 €/MWh** y por la que hasta 2023 se ha recaudado en ese concepto más de 3.000 millones de euros, cantidad que hubiese sido suficiente para cubrir el extra coste de 2.000 millones de euros planificado en el 7º PGRR si dicha recaudación se hubiese guardado en un fondo para desviaciones de Enresa.
- **Si se destina a Enresa una parte de la recaudación futura del impuesto de la Ley 15/2012, no sería necesario incrementar la tasa a las centrales** tal y como se propone con la propuesta de RD. Del mismo modo si la recaudación sobrante del impuesto de esta misma ley se guardase en un fondo, se cubrirían posibles desajustes que Enresa pueda tener en el futuro.
- Adicionalmente, **sería conveniente revisar la idoneidad de establecer impuestos a Enresa (tal y como establece la misma Ley 15/2012) y que esta traslada posteriormente a las centrales nucleares.** Es práctica común en España que las estructuras de titularidad del Estado, comunidades autónomas, corporaciones locales, así como los organismos autónomos y otros entes del sector público estén exentas de impuestos. **Simplemente el hecho de eximir también a Enresa del impuesto del almacenamiento centralizado de residuos radiactivos y combustible gastado establecido en la Ley 15/2012, reduciría los costes del 7º PGRR en 1.277 millones de euros (lo que equivaldría a reducir la tasa en aproximadamente 2€/MWh).**

2. El papel de la energía nuclear en el marco de la transición energética

La consecución de los objetivos medioambientales exigidos requiere de una presencia equilibrada de todas las tecnologías en el *mix* de generación, incluyendo a la nuclear, que aporta robustez y firmeza al sistema eléctrico

La transición energética es ya un hecho que requiere de un fuerte compromiso para poder cumplir con los objetivos en materia energética y medioambiental, a la vez que se garantiza la seguridad del suministro y la sostenibilidad económica del sistema. En este sentido, objetivamente, **la generación nuclear aporta robustez y firmeza al sistema eléctrico**, ayudando a garantizar la cobertura de la demanda y dotando al sistema de un margen de reserva adecuado gracias a su alta disponibilidad. La nuclear es una energía de base, es decir, genera electricidad de forma prácticamente ininterrumpida con gran fiabilidad, a excepción de paradas por recarga y mantenimiento. Por ello, aunque en potencia instalada representa el 5,71% del parque de generación (7.117 MW), **las plantas nucleares han cubierto, en los últimos años, en torno al 20% de la demanda eléctrica de forma prácticamente constante**, produciendo el 87,06% de las horas del año.

La generación nuclear aporta robustez y firmeza al sistema eléctrico, ayudando a garantizar la cobertura de la demanda y dotando al sistema de un margen de reserva adecuado gracias a su alta disponibilidad

La consecución de los objetivos medioambientales necesita de una **presencia equilibrada de todas las tecnologías en el mix de generación de electricidad** a fin de garantizar la competitividad de los países y permitir una reducción de los costes asociados al proceso de descarbonización del mix de generación. En el contexto de transición energética que se está produciendo, **la seguridad de suministro energético limpio se vislumbra como un factor clave para permitir que la economía se adapte a las necesidades presentes y futuras y se garantice la autonomía estratégica sin depender de terceros**.

Todos los países con centrales nucleares operativas, excepto España, están apostando por ampliar su vida útil o por desarrollar nuevas centrales

A nivel internacional, a pesar de que hace unos años numerosos países de Europa se decantaron por abandonar el uso de la tecnología nuclear, y aunque no existe consenso sobre la continuidad de la operación de las centrales nucleares en el *mix* de generación, son muchos los países que están optando por prolongar su actividad más allá de la vida de diseño. Esta apuesta se ha visto reflejada durante la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 28) que concluyó el pasado mes de diciembre de 2023 con la **firma de la Iniciativa Nuclear «Net Zero» en la que más de 20 Estados se comprometían colectivamente a triplicar su capacidad de energía nuclear para 2050**. Según cifras del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), entre los países firmantes se alcanzan 277 reactores nucleares en funcionamiento o construcción que conjuntamente suman 270 GW de capacidad eléctrica neta. Entre estos países se encuentran Estados Unidos, Canadá, Japón y Reino Unido. A esto se suma el mensaje del Instituto de Energía Nuclear (NEI por sus siglas en inglés) de que se está produciendo una creciente demanda de energía nuclear en todo el mundo por ser limpia, fiable y asequible.

Es importante destacar que, de entre los participantes de la iniciativa, **11 son Estados miembro de la UE** -Francia, Suecia, Bélgica, Finlandia, República Checa, Bulgaria, Hungría, Eslovenia, Holanda, Polonia, Rumanía - además de Reino Unido y Suiza, **que han puesto la energía nuclear en el centro de sus**

estrategias de mitigación del cambio climático, al compartir una visión conjunta en la que combinan una energía sostenible, rentable, segura y equitativa. Lejos de quedarse en Europa, esta es una tendencia a nivel mundial, pues otros países como Estados Unidos, Canadá, Japón o Reino Unido están tomando decisiones similares.

Medidas recientes de países europeos a favor del uso de la energía nuclear

Extensión de la vida de las centrales existentes	
Planificación nuevas CCNN (convencionales)	
Planificación nuevas CCNN (reactores modulares pequeños)	

Fuente: Análisis de PwC

Entre los países mencionados, existen diferentes líneas de acción que se están llevando a cabo. Por ejemplo, algunos como Bélgica **acordaron prolongar la vida** de parte de sus reactores nucleares. Países como Rumanía, Holanda, Bulgaria o Eslovenia van más allá y planean la **construcción de nuevas plantas**; Finlandia, por su parte, acaba de poner en marcha el mayor reactor nuclear de Europa con 1.650 MW de potencia. Adicionalmente, otros países como Francia, Polonia, Rumanía o Reino Unido empiezan a decantarse **por nuevas tecnologías, como los reactores modulares pequeños**, o SMR por sus siglas en inglés, que ya aparecen en sus planes para los próximos años.

En el otro extremo está **Alemania que, al llevar a cabo el cierre de su parque nuclear, tendrá que invertir alrededor de 40.000 millones de euros para la construcción de 25 GW de CCGT** según han anunciado recientemente, con el consiguiente impacto en costes de energía y en emisiones que conlleva. Esta situación, añadida a que actualmente el *mix* de generación eléctrica alemán cuenta con un 30% de centrales térmicas de carbón, no hace sino complicar su transición hacia una economía baja en carbono y la consecución de sus objetivos en materia de descarbonización.

En el contexto actual de transformación hacia una economía baja en carbono, España ha establecido unos ambiciosos objetivos, recogidos en el PNIEC 2023-2030, que guiarán la hoja de ruta nacional y en el que se contempla el cierre ordenado del parque nuclear

La política energética en España se fundamenta en la consecución de los objetivos establecidos a nivel europeo que se centran, principalmente, en la reducción de emisiones y el aseguramiento de la garantía del suministro, a la vez que se disminuye la dependencia exterior, y se avanza en las infraestructuras de interconexión entre los Estados miembro.

La hoja de ruta nacional viene establecida por los objetivos recogidos en el borrador del PNIEC para el periodo 2023-2030 en el que se contempla una transformación del modelo energético y, en particular, la descarbonización del sector eléctrico. En este respecto, destacan, entre otros, los objetivos establecidos a 2030 para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 32%, aumentar el peso de las renovables hasta el 48% del consumo final de energía y generar el 81% de la electricidad con energía renovable.

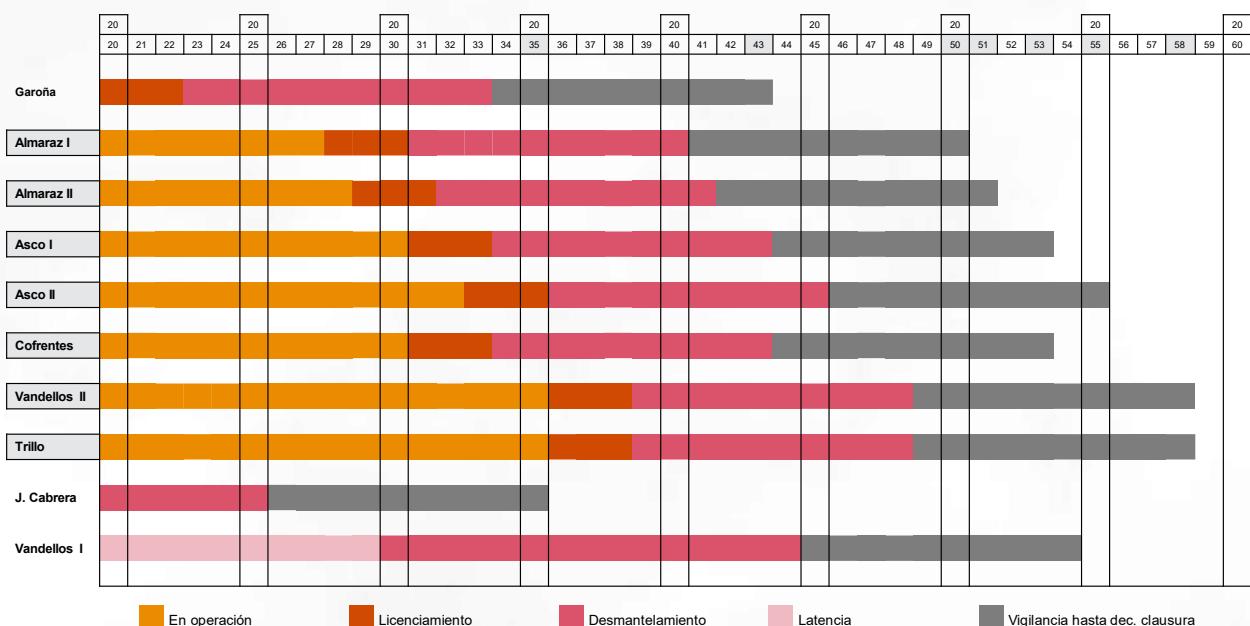
El cambio tecnológico que se está produciendo en el parque de generación español, en el actual contexto de transición hacia una economía baja en carbono, debe realizarse garantizando la seguridad del suministro, buscando la eficiencia en costes y alcanzando los objetivos medioambientales fijados por la UE. Una transformación de tal envergadura debe realizarse de forma ordenada, pues es preciso que la transición se organice en torno a un cierre escalonado del parque nuclear en función de las necesidades y situación del sistema.

La postura del Ejecutivo español respecto a la nuclear es clara, siguiendo la estela de Alemania y convirtiéndose así en el único país del mundo con capacidad nuclear actual que confirma que la energía nuclear en España tiene fecha de caducidad. Esta decisión se basa en el Protocolo **de cierre ordenado que firmaron en 2019 las cuatro empresas propietarias de las plantas nucleares y Enresa** y que se llevará a cabo entre 2027 y 2035. En la actualización del PNIEC (2023-2030) a 2030 la potencia instalada

será de 3 GW, frente a los 7,2 GW actuales, mientras que para el año 2036 ya no habrá centrales nucleares en funcionamiento.

Por tanto, es necesario garantizar que las centrales nucleares puedan continuar su operación cumpliendo lo establecido en el plan ordenado de cierre, con una seguridad económica que les permita recuperar las inversiones realizadas hasta la fecha prevista en el PNIEC para su cierre.

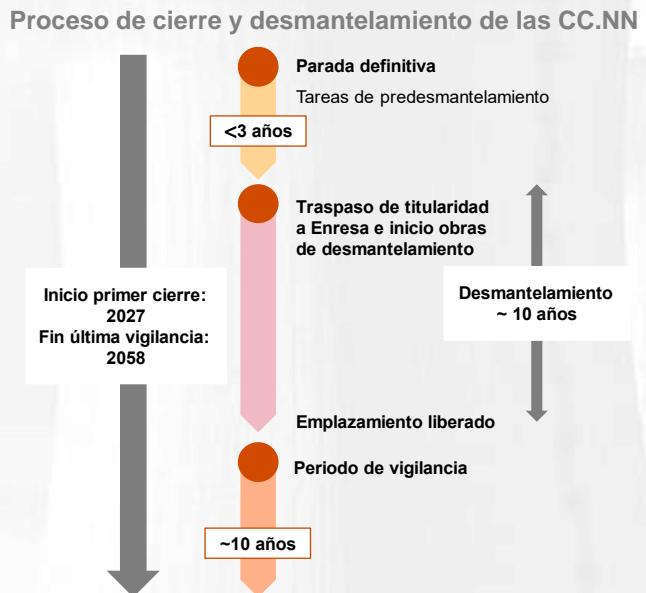
Calendario de cierre, desmantelamiento y vigilancia de las centrales nucleares 2027-2035



Fuente: Enresa, 7ºPGRR y análisis de PwC

Las actividades de Enresa de gestión de residuos y desmantelamiento de las centrales nucleares son financiadas por los propietarios de las centrales a través del pago de una tasa mensual. Esta tasa se ha ido incrementando desde su creación conforme han ido surgiendo nuevas necesidades de financiación hasta alcanzar los 11,14 €/MWh de la actual propuesta

Enresa es la entidad de carácter público responsable de la gestión integral de los residuos radiactivos que se generan en cualquier punto del país, incluyendo dentro de sus competencias el desmantelamiento de las instalaciones nucleares. Es decir, Enresa es la institución encargada de desmantelar las centrales nucleares según los planes previstos y gestionar sus residuos radiactivos y el combustible gastado. Bajo el principio de que toda tecnología tiene que pagar la gestión de los residuos que genera, incluida la nuclear, **las actividades a realizar por parte de Enresa son financiadas por los propietarios de las centrales** quienes, a través de una tasa mensual facturada por Enresa, van contribuyendo a un Fondo creado en el Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR).



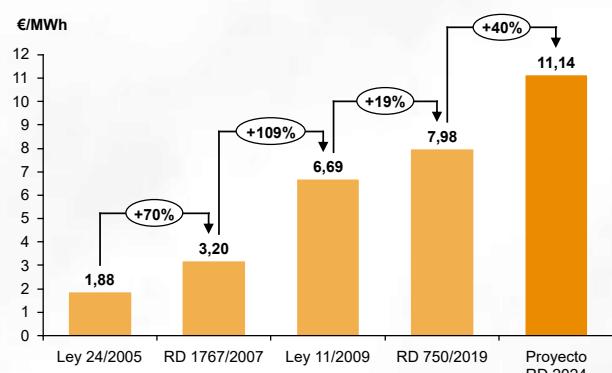
Fuente: Enresa, 7ºPGRR y análisis de PwC

La tasa Enresa se fija de tal forma que, en el momento de cierre de las centrales nucleares, el Fondo pueda financiar todas las actividades que deban acometerse durante la fase de explotación y tras el cese de las centrales, tomando como escenario de cierre las fechas del PNIEC. Dentro de las obligaciones de

Enresa está la de estimar las necesidades económicas futuras para el desmantelamiento y la gestión de los residuos radiactivos y el combustible gastado y, si se produjera algún desajuste entre éstas y el volumen del Fondo, proponer los ajustes oportunos a la tasa. En esta línea cabe resaltar que esta tasa se ha ido incrementando desde su creación conforme Enresa ha ido incrementando los costes del PGRR. Tras la firma del Protocolo en 2019 **la tasa de Enresa se fijó en 7,98 €/MWh (Real Decreto 750/2019)**. Desde entonces, el parque nuclear español ha venido aportando anualmente en torno a 460 millones de euros, lo que sitúa el valor del fondo previsto por Enresa a 30 de junio de 2024 en 7.461 M€.

En el mes de diciembre de 2023, el Gobierno aprobó el 7º PGRR, cuya tramitación empezó en marzo de 2020 con la difusión del borrador del Plan por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) y que sustituye al vigente hasta hoy, aprobado en 2006. El Plan da continuidad tanto a la operación del centro de almacenamiento de El Cabril para residuos de media, baja y muy baja actividad hasta completar el desmantelamiento de las centrales, como a las actuaciones para ampliar la capacidad de los almacenes temporales individualizados (ATI) para el combustible gastado en las centrales nucleares. A su vez, **sustituye el almacén temporal centralizado (ATC)**, debido, según Enresa, a las dificultades para lograr el necesario grado de consenso social, político e institucional, **por la puesta en marcha de siete almacenes temporales descentralizados (ATD) en los emplazamientos de las centrales nucleares** para el combustible gastado y los residuos de alta actividad, hasta su traslado al almacenamiento definitivo, un almacén geológico profundo (AGP) que se prevé entre en operación en el año 2073. El proyecto del ATC que se planificó en el municipio de Villar de Cañas (Cuenca) ha quedado sin efecto y los terrenos obtenidos por Enresa para su construcción serán cedidos de manera gratuita a favor de la Administración General del Estado, de la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, de Entidades locales de la provincia de Cuenca, o de fundaciones públicas de dichas Administraciones para la realización de fines de utilidad pública o interés social. La pérdida de estos activos vinculados al proyecto supone aproximadamente 82 millones de euros.

Evolución tasa Enresa 2005-2024



Fuente: Análisis de PwC

Este último aumento propuesto de la tasa de Enresa supondría un incremento de la aportación anual por parte de las centrales de aproximadamente 170 millones de euros que, recordemos, se debe principalmente a decisiones en gran parte de carácter político: sobrecoste por la decisión de abandonar el ATC, aumento de las asignaciones que el gobierno ha estipulado con las que hay que compensar a los municipios afectados (un 10% del coste total del 7ºPGRR), los incrementos de los costes vinculados al IPC sin considerar las mejoras tecnológicas y las curvas de aprendizaje de Enresa, así como la rentabilidad esperada del Fondo (el rendimiento de la cartera de inversiones del Fondo alcanzó un 5,93% lo cual es inferior, por ejemplo, al coste de capital ponderado "WACC" del sector renovables que se sitúa en torno al 7%).

Todas estas modificaciones conllevan una **previsión de costes futuros de 20.220 millones de euros** que se sufragarán con el Fondo para la financiación de las actividades del PGRR, es decir, un **sobrecoste de 2.000 millones de euros** respecto al plan anterior. Este hecho **implica** (según propuesta de RD publicada el 12 de enero de 2024) **un aumento de la tasa que pagan las CCNN de un 40%, que pasaría desde julio de 2024 de 7,98 €/MWh a 11,14 €/MWh**. Este aumento **encarece la tasa casi un 66,6% desde la firma del protocolo**, en el que se consensuó que ésta no se incrementaría más de un 20% y que, precisamente, ya se aumentó en esa cantidad con el Real Decreto 750/2019 en el momento del acuerdo.

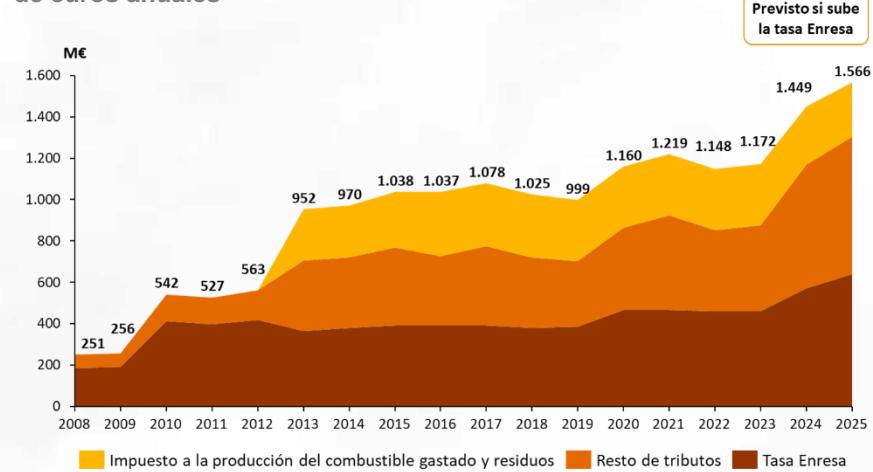
El incremento de los costes, reflejado en el 7ºPGRR, responde principalmente a sobrecostes derivados de decisiones que no tienen que ver y no son imputables a los operadores

Las centrales nucleares se enfrentan a una elevada carga fiscal que podría representar, si se materializa la subida de la tasa, el 50% de sus ingresos esperados a futuro. Los impuestos se producen tanto a nivel nacional como autonómico, aumentando su carga fiscal entorno a un 400% desde 2008 hasta el acuerdo de cierre en 2019 y 50% desde ese momento

En el escenario de precios de mercado actual, y su previsible evolución a futuro por la creciente penetración de energías renovables, las centrales nucleares se enfrentan a un escenario de insuficiencia de ingresos para la recuperación de inversiones. Las centrales nucleares no disponen de capacidad de competir en el mercado eléctrico en igualdad de condiciones que el resto de tecnologías, ya que, **por naturaleza son precio aceptantes, es decir, ofertan la energía a 0 €/MWh y reciben el precio que marca el mercado.**

En España, la carga fiscal de las centrales nucleares se ha visto históricamente incrementada con tributos y tasas medioambientales que gravan entre otros, los ingresos por la venta de electricidad o el combustible nuclear gastado, lo que genera un desequilibrio en la estructura de ingresos y los costes convencionales de las centrales. Es por ello por lo que, a pesar de que las centrales nucleares son competitivas en costes

Evolución de la carga impositiva de las centrales nucleares en millones de euros anuales



Fuente: Análisis de PwC

operativos, **se enfrentan a un problema de competitividad por su elevada fiscalidad.** Estas tasas ascienden ya a los 25 €/MWh, que equivalen entre un 35% y un 40% de la facturación anual de las centrales y que, **con el aumento de la tasa, supondría hasta un 50%.** En este sentido, la implementación de la nueva norma elevaría la carga fiscal a los 28 €/MWh, es decir, un acumulado de 1.566 millones de euros de impuestos a las centrales nucleares, una cifra que plantea desafíos sustanciales para la rentabilidad y competitividad del sector.

En el año 2012, en un contexto de elevado déficit tarifario del sector eléctrico, **la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, creó nuevas figuras impositivas** para lograr el equilibrio de ingresos y costes en el sector. Entre los nuevos tributos el regulador consideró adecuado el establecimiento de un **gravamen sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en las centrales nucleares, así como sobre su almacenamiento en instalaciones centralizadas,** al objeto de compensar a la sociedad por las cargas que debe soportar como consecuencia de dicha generación, tal y como se reflejó en la Exposición de Motivos de la mencionada Ley 15/2012.

El primero de ellos es pagado directamente por los titulares de las centrales nucleares en el momento en que el residuo es producido, el segundo, a pagar por Enresa, se incluye en los costes del PGRR y se sufraga fundamentalmente con la Tasa Enresa.

Tributos creados por la Ley 15/2012

Impuestos de la ley 15/2012	Pagado 2013-2023	Pendiente 2024 -2035	Total
Producción CG y RR	3.100 M€	1.900 M€	5.000 M€
Almacenamiento centralizado	148 M€	1.277 M€	1.425 M€

Fuente: 7PGRR, BOE y análisis de PwC

En el caso del combustible gastado (CG) y los residuos de alta actividad (RAA), estos impuestos no se pagarán hasta 2073, cuando esté en operación el almacenamiento geológico profundo.

En principio, de acuerdo a su definición, estos tributos recaen sobre los mismos conceptos por los que Enresa cobra a las centrales a través de la tasa para la financiación de los desmantelamientos y la gestión de residuos. Es decir, son tributos recaudados para evitar costes futuros a los consumidores por la gestión de los residuos y el desmantelamiento de las centrales. Sin embargo, a fecha actual, el Gobierno no ha destinado los 3.248 M€ recaudados a generar un fondo para evitar estos posibles riesgos a la sociedad, ni ha destinado la recaudación a financiar las actividades de Enresa. Además, la propia Enresa está afectada por el tributo relativo a los almacenamientos centralizados de la Ley 15/2012, por lo que se da la paradoja de que Enresa es, por medio de la Ley 15/2012, financiadora de un coste que la propia Ley le obliga a soportar dado que es la responsable del almacenamiento de los residuos radiactivos. Además, ese coste por los tributos de almacenamiento que ha de soportar Enresa mediante la Ley 15/2012 también se incluyen entre los costes del 7º PGRR, de manera que **vuelven a ser financiados en segunda instancia por las centrales nucleares**.

En este sentido, la reciente aprobación del 7º PGRR ha puesto de manifiesto nuevos costes futuros que no estaban previstos, entre los que se incluyen el impacto de la suspensión del proyecto de construcción del ATC, así como otros considerandos (tributos y compensaciones a los municipios afectados o actualización de IPC), cuya naturaleza no es atribuible a los operadores de las centrales nucleares, tal y como se ha comentado anteriormente. Es decir, parece ser que se están poniendo de manifiesto desvíos de costes que, de no compensarse en la actualidad, supondrían una carga que la sociedad debiera soportar en el futuro, tal y como pretende evitar la Ley 15/2012. **Se pone de manifiesto, por tanto, la necesidad de activar el supuesto anticipado por el Regulador en la Ley 15/2012 y destinar los ingresos obtenidos por el tributo que pagan las centrales nucleares a la financiación de Enresa.**

Desde 2013 las centrales nucleares ya están pagando tributos específicos por la producción del combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, que deberían destinarse a financiar las actividades de Enresa

La carga fiscal que soportan las centrales nucleares, que ya es de 25 €/MWh, subiría hasta 28 €/MWh de materializarse la actual propuesta, lo cual merma su competitividad y compromete su viabilidad económica a futuro donde los precios de energía serán inferiores (50 €/MWh media OMIP 2024-34)

Por ello, parece lógico que se procediese primero a la reasignación de los impuestos recogidos en el Título II de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, a la finalidad recogida en la Exposición de Motivos, destinado un importe equivalente a la recaudación de estos tributos a la financiación de los costes asociados a Enresa, dado que los sujetos pasivos de esos tributos son también los obligados a financiar dichos costes.

La alta carga fiscal sobre la producción de electricidad nuclear implica una alteración “artificial” de la competitividad de esta tecnología respecto a otras y, de forma indirecta, una pérdida de competitividad del coste energético de España respecto a nuestros países vecinos

El aumento de la tasa de Enresa, si finalmente se consolida, implica un encarecimiento del coste de la generación de electricidad en España, empeorando su competitividad en materia energética frente a otros países de nuestro entorno, especialmente Francia. En los últimos años la energía nuclear española ha sido aproximadamente 12 €/MWh más cara que la francesa, y con el incremento previsto de la tasa Enresa esta diferencia se va a situar previsiblemente en torno a los 15 €/MWh.

Los elevados costes fiscales que soporta la energía nuclear en nuestro país no solo merman su competitividad, sino que pueden poner en riesgo su viabilidad económica, ante un escenario futuro de menores precios de electricidad que, de acuerdo con los mercados futuros gestionados por OMIP (media

anual 2024-34), anticipan precios en torno a 50 €/MWh, inferiores a los actuales costes de generación nuclear.

Adicionalmente, la presencia de la energía nuclear en nuestro *mix* de generación tiene un impacto directo en el precio del mercado mayorista. De acuerdo con las simulaciones realizadas¹, **la no operación del parque nuclear**, sin tener en cuenta su eventual impacto sobre las inversiones en renovables y almacenamiento, **produciría un aumento de 13,26 €/MWh del precio medio del mercado eléctrico** en España como consecuencia del mayor número de horas en las que los ciclos combinados fijarían el precio (asimilando que la energía no generada por el parque nuclear sería absorbida por los CCGT). Esto provocaría, por un lado, un **aumento en el consumo de gas natural** en los ciclos combinados de 36,9 TWh (de 7,2 a 44,1 TWh) y un consecuente **aumento de las emisiones** de CO₂ asociadas a la producción de electricidad. Por último, también tendría lugar una reducción de las exportaciones de electricidad de 13,9 TWh y un incremento en las importaciones de electricidad de 9,6 TWh.

Principales conclusiones de las simulaciones con escenarios de con y sin nucléares

		Con CCNN	Sin CCNN
Precio MIBEL	€/MWh	55,33	68,58
RES			
Capacidad	GW	105,2	105,2
Producción	TWh	250,9	253,8
% prod. RES/Gen	%	72%	81%
CO₂			
Emisiones ES	MtCO ₂	1,4	8,8
Coste emisiones ES	M€	144,2	881,7
Emisiones UE	MtCO ₂	209,2	222,5
Gas			
Consumo	TWhg	7,2	44,1
Coste	M€	187	1.146
Vertidos			
Energía	TWh	3,8	0,9
Hidrógeno			
Potencia electrólisis	GW	6,0	6,0
Consumo electrólisis	TWh	16,5	8,1
Coste compra elect.	€/MWh	26,1	20,5
Producción H2	kth2	329,5	162,7

Fuente: Análisis de PwC

La pérdida de competitividad del parque nuclear por la elevada carga fiscal no solo compromete su viabilidad y podría tener repercusiones en el precio de la electricidad, sino que implica una pérdida de competitividad a nivel país en la carrera por atraer nueva industria con objetivos ambiciosos de descarbonización y pudiendo retrasar los planes de electrificación y descarbonización de la industria existente. Las simulaciones indican que, sin la operación del parque nuclear, los ciclos combinados de gas natural (CCGT) fijarían el precio en un mayor número de horas, lo que incrementaría el precio de la electricidad, generaría un aumento del consumo de gas natural y las emisiones de CO₂. A su vez, la bajada de los costes de generación por el cierre de las centrales, sería por la caída en las exportaciones y el incremento en las importaciones de

electricidad, además de por la caída en la producción de hidrógeno verde, lo que supondría unos costes muy elevados tanto para España como para la UE.

Los últimos estudios publicados a nivel europeo (ENTSO-E) y nacional (Redeia) advierten de unos márgenes de cobertura estrechos incluso en 2024 y 2025, periodo en el que las centrales nucleares deberían continuar en funcionamiento y asumiendo que todo el parque de CCGT está operativo

Además de las consideraciones en cuanto al impacto en los costes de energía y emisiones de CO₂, es importante tener en cuenta el impacto del cierre nuclear en términos de **seguridad de suministro**. En este sentido es importante resaltar que el nuevo PNIEC se ha diseñado bajo el principio necesario de garantizar la seguridad del suministro, para lo cual se considera como hipótesis un incremento importante de capacidad de almacenamiento (baterías y bombeos), el mantenimiento del parque de CCGT y el mantenimiento del plan ordenado de cierre pactado. No obstante, **los últimos estudios publicados a nivel europeo (ENTSO-E) y nacional (Redeia) advierten de unos márgenes de cobertura estrechos incluso en 2024 y 2025, periodo en el que las centrales continúan operativas**.

A su vez, el reciente informe realizado por PwC sobre el papel imprescindible de los ciclos combinados en la seguridad de suministro para la Fundación Naturgy, pone de manifiesto que actualmente de los 24,5

¹ Se ha tomado como referencia un año representativo en torno al 2035, en el cual se supone que o bien se extiende la vida de todas las centrales nucleares o bien se cierran todas. En el escenario de cierre, la energía producida por las CCNN se ve sustituida por un incremento de la producción de los CCGT y una reducción en el neto de exportaciones-importaciones. El precio de gas natural considerado en los escenarios es de 26 €/MWh y el de CO₂ por su parte de 100 €/tnCO₂.

GW instalados solo se mantienen disponibles alrededor de los 17 GW de acuerdo con un análisis histórico de la máxima contribución aportada en una hora por dicha tecnología. Si la potencia de CCGT disponible no va a ser la prevista por su degradación técnica y no se alcanzan los objetivos de almacenamiento (especialmente bombeo) necesarios para poder dotar de garantía de suministro al sistema, **el margen de reserva que tiene nuestro sistema de generación tiene riesgo de ser insuficiente.**

A esto se suma que la penetración de renovables prevista para 2030 va con retraso, especialmente la eólica que tiene un perfil de producción menos marcado por las horas diurnas, con lo que el cierre del parque nuclear tendría como consecuencia un incremento de las emisiones y de la dependencia energética que, a su vez, llevaría a un aumento de las importaciones de terceros países y generaría un desequilibrio en la balanza de pagos.

En conclusión, la generación nuclear es una **tecnología actualmente irreemplazable en términos de aporte de energía firme, libre de emisiones y a un precio competitivo**. La tecnología nuclear aporta robustez y firmeza al sistema eléctrico, al garantizar la cobertura de la demanda en todo momento, y dota al sistema de un margen de reserva adecuado gracias a su alta disponibilidad. Además, el sector nuclear español es generador de riqueza y empleo de calidad y estable, empleos altamente cualificados y que actualmente alcanzaría las 27.000 personas. Sin menoscabo del *know-how* y el conocimiento adquirido por estas empresas y el personal relacionado con estas actividades, aspectos difícilmente recuperables tras años en ausencia del funcionamiento de esta tecnología. Todo ello se perderá con el desmantelamiento de las centrales nucleares y será difícilmente reversible en el futuro. **En este contexto de transición energética en el que la industria y la sociedad inician una transformación hacia una economía baja en carbono, es primordial el debate “objetivo” sobre la continuidad de la operación del parque nuclear, dadas las implicaciones que puede tener a la hora de poder asegurar la continuidad del suministro, unos precios de electricidad óptimos, la consecución de los objetivos de descarbonización establecidos y el mantenimiento de empleo de calidad.**

El incremento de la carga fiscal sobre la tecnología nuclear compromete su viabilidad para cumplir con el plan de cierre y, por tanto, puede afectar al cumplimiento de los objetivos en términos de costes energéticos, emisiones y garantía de suministro. Existen alternativas al incremento de la tasa de Enresa para poder cubrir los sobrecostes del nuevo plan de residuos, que pasarían por el uso de los impuestos actuales que las centrales nucleares están ya pagando en la Ley 15/2012 para estos conceptos

El “principio de realidad” implicaría la reapertura del debate sobre la idoneidad del calendario de cierre actual del parque nuclear, teniendo en cuenta el riesgo de incumplimiento de determinados objetivos del PNIEC que son claves para garantizar el suministro y los compromisos ambientales. Pero sin ir más allá, limitándonos al escenario presente marcado por el calendario de cierre firmado entre Enresa y las empresas propietarias de las centrales nucleares, la necesidad de asegurar la viabilidad económica del parque nuclear en un contexto de elevada y creciente carga de tasas e impuestos forma parte fundamental de esa reflexión.

En este sentido, el incremento de la tasa de Enresa recogido en la propuesta de Real Decreto del 12 de enero de 2024, de un 40% adicional a la subida del 20% que se produjo tras la firma del protocolo (Real Decreto 750/2019), **no parece razonable si se tiene en cuenta que las centrales nucleares ya están pagando dentro de la Ley 15/2012 unos 5 €/MWh precisamente para cubrir los desvíos en costes producidos por estos conceptos**. Actualmente, esta Ley en dicho concepto ha recaudado ya más de 3.000 millones de euros, importe suficiente para cubrir el sobrecoste de los 2.000 millones de euros establecidos en el 7º PGRR.

Los últimos incrementos impositivos propuestos afectan a la competitividad del coste de generación en España (aumento de 13,26 €/MWh del precio medio del mercado eléctrico) y, por tanto, hacen del sistema eléctrico español menos competitivo y atractivo para grandes industrias electrointensivas que deben **tomar la decisión de asentarse o no en España respecto a otros países, como es el caso de Francia que, a su vez, garantiza una seguridad de suministro a futuro a un precio competitivo y estable**.

¿Existe una solución alternativa a la subida del 40% de la Tasa Enresa? La Ley 15/2012 fue creada, entre otras cosas, para cubrir posibles incrementos no previstos en los costes del PGRR. En este sentido, **una solución posible pasa por no aumentar la carga fiscal de esta tecnología, de forma que Enresa pueda cubrir los desvíos planificados en el 7º PGRR con la recaudación por la Ley 15/2012.** Mediante esta Ley, las centrales pagan una tasa por la producción de combustible nuclear y residuos radiactivos que supone unos 5 €/MWh y por la que **hasta 2023 se ha recaudado en ese concepto más de 3.000 millones de euros, cantidad que hubiese sido suficiente para cubrir el extracoste de 2.000 millones de euros planificado en el 7º PGRR si dicha recaudación se hubiese guardado en un fondo para desviaciones de Enresa.**

Mirando al futuro, **si se destina una parte de la recaudación futura del impuesto de la Ley 15/2012 a Enresa, no habría que hacer incrementos de la tasa Enresa.** Del mismo modo si la recaudación sobrante del impuesto de esta misma ley se guardase en un fondo, se cubrirían posibles desajustes futuros que Enresa pueda tener en el futuro.

Adicionalmente sería conveniente revisar la idoneidad de establecer impuestos a Enresa, impuestos que ésta traslada a las centrales nucleares. Es práctica común en España que las estructuras de titularidad del Estado, comunidades autónomas, corporaciones locales, así como los organismos autónomos y otros entes del sector público estén exentas de impuestos. Simplemente el hecho de eximir también a Enresa reduciría la tasa Enresa en 2 €/MWh a las centrales nucleares.



El propósito de PwC es generar confianza en la sociedad y resolver problemas importantes. Somos una red de firmas presente en 151 países con más de 364.000 profesionales comprometidos en ofrecer servicios de calidad en auditoría, asesoramiento fiscal y legal, consultoría y transacciones. Cuéntanos qué te preocupa y descubre cómo podemos ayudarte en www.pwc.es

© 2024 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. PwC se refiere a la firma miembro española y, en ocasiones, puede referirse a la red de PwC. Cada firma miembro es una entidad legal separada e independiente. Consulta www.pwc.com/structure para obtener más detalles.