

Seguridad de suministro del sistema eléctrico español ante los cambios recientes en el contexto energético

Implicaciones para el mercado de capacidad

Antón García, Albert Riera, Alberto Martín
17 de septiembre de 2026

1 Resumen ejecutivo

Los estudios europeos de cobertura más recientes, que reflejan previsiones de 2025, concluyen que, sin un mercado de capacidad, la capacidad de generación prevista en España no será suficiente para garantizar la seguridad de suministro durante los próximos años. Este informe evalúa si los cambios registrados desde entonces en la disponibilidad del parque de generación y en el precio del gas modifican la necesidad del mecanismo o su coste esperado.¹

En abril de 2026 ENTSO-E, la asociación europea de operadores de redes de transporte, publicó el *European Resource Adequacy Assessment 2025* (en adelante, “ERAA”). El ERAA estima para España un déficit de capacidad de generación firme durante el periodo 2028-2035, lo que indica que será necesario incorporar capacidad adicional para garantizar la seguridad de suministro durante dicho periodo.

Posteriormente a la publicación del ERAA, la Orden TED/864/2026 ha prorrogado la operación de Almaraz I y II, con una potencia conjunta de aproximadamente 2 GW, hasta junio de 2030. Esta decisión modifica una de las hipótesis utilizadas por el ERAA, que suponía el cierre de Almaraz I en 2027 y de Almaraz II en 2028. En consecuencia, el ERAA subestima la capacidad nuclear que estará disponible en España durante el periodo 2028-2030 y podría, por ello, sobreestimar los riesgos para la seguridad de suministro durante esos años.

Para cuantificar el impacto de este cambio en el parque de generación, hemos desarrollado un modelo de simulación del mercado eléctrico con la plataforma PLEXOS® que replica la metodología y las principales hipótesis utilizadas por ENTSO-E. Sobre esta base, analizamos un escenario alternativo en el que modificamos la disponibilidad de Almaraz, manteniendo constantes el resto de hipótesis.

La seguridad de suministro se evalúa mediante el LOLE (*Loss of Load Expectation*), que mide el número esperado de horas al año en las que la capacidad disponible en el sistema sería insuficiente para atender la demanda. El estándar de fiabilidad establecido para el sistema eléctrico español es de 1,5 horas/año. Un LOLE superior a este umbral indica un nivel inaceptable de riesgo

¹ En 2024, llevamos a cabo para AELEC un análisis de cobertura del sistema eléctrico español. El presente informe actualiza sus conclusiones a la luz de dos cambios relevantes producidos desde entonces: la prórroga de la operación de las centrales nucleares de Almaraz I y II hasta junio de 2030 y el reciente incremento de los precios del gas natural en Europa.

de pérdida de suministro, lo cual implica la necesidad de adoptar medidas para corregir esta situación, como es la introducción del mercado de capacidad. A través de nuestro modelo hemos estimado como varía el LOLE previsto para los próximos años en distintas circunstancias.

El análisis permite extraer tres conclusiones principales.

En primer lugar, la prórroga de Almaraz no modifica la conclusión principal del ERAA, ni elimina la necesidad de un mercado de capacidad. Con Almaraz operativa, a pesar de una mejora, el LOLE sigue siendo casi tres veces el nivel objetivo, o estándar de fiabilidad, en 2028 y más de cuatro veces en 2030.

Cabe señalar que, estos resultados no consideran que en el último año los ciclos combinados han operado bajo un régimen de generación de mayor exigencia que en el pasado, lo que incrementa sus necesidades de mantenimiento y reduce su disponibilidad. En caso de tener en cuenta este aumento en la frecuencia de las indisponibilidades, el LOLE que se obtendría sería previsiblemente superior.

Además, es necesario tener en cuenta que el problema de seguridad de suministro aparece ya en 2028, es decir, en menos de 2 años, por lo que las inversiones necesarias para corregirlo deben estar disponibles en un horizonte relativamente corto.

En segundo lugar, la prórroga de Almaraz debería reducir el coste del futuro mercado de capacidad. La continuidad de aproximadamente 2 GW de capacidad nuclear reduce la cantidad de nueva capacidad firme que será necesario contratar en el mercado de capacidad para garantizar la seguridad de suministro. En la medida en que las centrales nucleares no perciban pagos del mecanismo, este efecto reduce directamente el volumen de capacidad que debe remunerarse. Además, un menor requerimiento de capacidad disminuye la probabilidad de tener que recurrir a tecnologías con mayores costes, ejerciendo presión a la baja sobre el precio de la subasta. En este sentido, la prórroga no elimina la necesidad del mercado de capacidad, pero previsiblemente abarata su coste para los consumidores.

En tercer lugar, el reciente incremento del precio del gas no modifica la conclusión sobre la necesidad del mercado de capacidad. Para un parque de generación dado, un mayor precio del gas incrementa el coste de generación de los ciclos combinados y los precios de la electricidad, pero no modifica directamente la capacidad disponible y, por tanto, no afecta al riesgo de que la demanda no pueda cubrirse.

El efecto sobre la seguridad de suministro únicamente podría producirse de forma indirecta si unos precios persistentemente elevados incentivasen inversiones adicionales, por ejemplo en almacenamiento, que aportasen nueva capacidad firme al sistema.

Sin embargo, el incremento actual del precio del gas no parece tener carácter estructural. Aunque el precio del gas en Europa se sitúa actualmente en torno a 80 €/MWh, la curva de futuros anticipa una caída hasta niveles relativamente próximos a los previstos en el ERAA. En consecuencia, no existe actualmente evidencia de que el aumento reciente del precio del gas vaya a modificar de forma significativa las decisiones de inversión y retirada de capacidad implícitas en el ERAA para 2028-2030.

En cualquier caso, como análisis de sensibilidad, consideramos un escenario deliberadamente extremo en el que el precio del gas se mantiene en 80 €/MWh durante el periodo 2028-2030. En este escenario, permitimos que el mayor precio del gas afecte a las decisiones de inversión y retirada de capacidad y analizamos su impacto sobre la seguridad de suministro. Los resultados muestran que a pesar de que se podrían desarrollar inversiones adicionales de baterías, el LOLE resultante seguiría estando muy por encima del nivel objetivo, o estándar de fiabilidad.

En síntesis, los cambios recientes en el parque de generación y en el precio del gas no alteran las principales conclusiones del ERAA. En ausencia de un mercado de capacidad, el sistema eléctrico español continuaría presentando un déficit de capacidad firme durante el periodo 2028-2035. La implementación de un mercado de capacidad permitiría proporcionar las señales económicas necesarias para incentivar las inversiones en capacidad requeridas para corregir este déficit y garantizar la seguridad de suministro.

2 Contexto

La Orden TED/864/2026, de 12 de agosto de 2026, renovó la autorización de explotación de las unidades I y II de Almaraz, con una potencia conjunta de aproximadamente 2 GW, hasta el 8 de junio de 2030. Conforme al calendario anterior, Almaraz I debía cesar su explotación el 1 de noviembre de 2027 y Almaraz II el 31 de octubre de 2028.

La prórroga aumenta la capacidad disponible durante el periodo 2028-2030 y, previsiblemente, mejora la seguridad de suministro. La cuestión es si esa mejora basta para eliminar el déficit de capacidad firme identificado con anterioridad y, con él, la necesidad de implantar un mercado de capacidad. Y, en caso de que el mecanismo siga siendo necesario, en qué medida afecta a su coste.

En paralelo, el precio del gas natural en Europa ha subido con fuerza en los últimos meses, principalmente por las tensiones geopolíticas en Oriente Medio. A 13 de septiembre de 2026, el precio del TTF se situaba en aproximadamente 80 €/MWh, sustancialmente por encima de los niveles observados en los últimos tres años. Este incremento podría afectar a la seguridad de suministro si unos precios del gas persistentemente elevados modificasen los incentivos a invertir en tecnologías como el almacenamiento u otras fuentes de capacidad firme.

El presente informe analiza en qué medida estos dos acontecimientos, la prórroga de Almaraz y el incremento del precio del gas, modifican las conclusiones sobre la seguridad de suministro del sistema eléctrico español, así como la necesidad y el coste esperado del futuro mercado de capacidad.

3 Actualización de las necesidades de capacidad firme

La seguridad de suministro se evalúa mediante el LOLE, que mide el número esperado de horas al año en las que la capacidad disponible en el sistema sería insuficiente para atender la demanda.

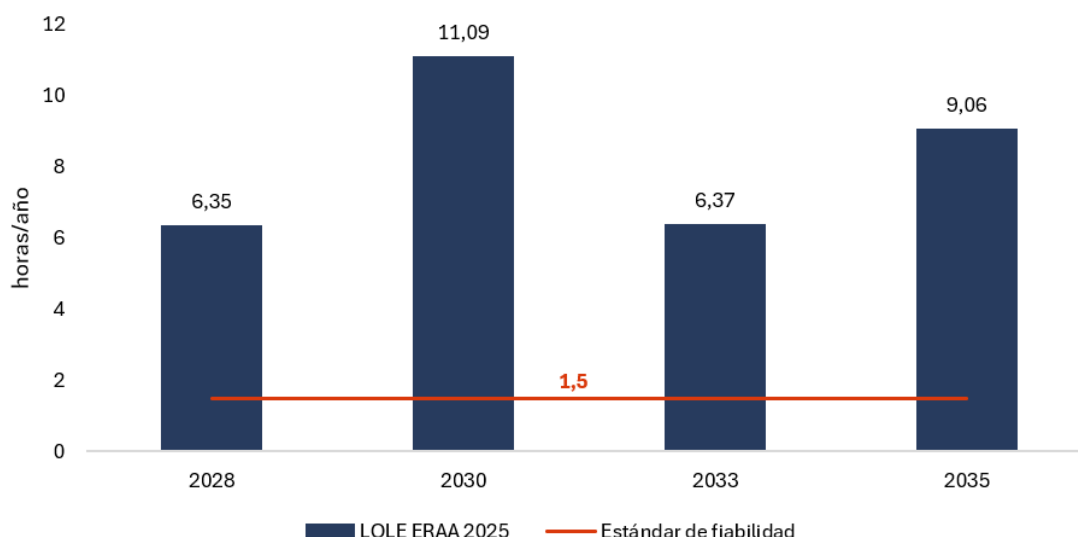
Los países definen un nivel de seguridad de suministro que consideran aceptable. Este nivel se define a través del estándar de fiabilidad, que para el sistema eléctrico español es de 1,5 horas/año. Un LOLE superior a este umbral indica un nivel inaceptable de riesgo de pérdida de suministro y, por tanto, la necesidad de adoptar medidas para corregir esta situación.

En abril de 2026, ENTSO-E, la asociación europea de operadores de redes de transporte, publicó la versión final de su estudio europeo de cobertura, el *European Resource Adequacy Assessment 2025*, tras las modificaciones exigidas por ACER.²

² ENTSO-E “*European Resource Adequacy Assessment, 2025 Amended Edition Following ACER’s Decision*” disponible en: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2025/ERAA%202025%20Executive%20report_Amended%20edition%20following%20ACER%27s%20decision.pdf

Para España, el ERAA estima un LOLE superior al estándar de fiabilidad de 1,5 horas/año durante todo el periodo 2028-2035.

Figura 1: LOLE estimado por el ERAA de ENTSOE, 2028-2035



Notas: ENTSO-E calcula el LOLE en función de la capacidad de generación disponible en enero de cada año.
Fuente: Compass Lexecon basado en ENTSO-E.

Los resultados del ERAA evidencian que, bajo las hipótesis utilizadas por ENTSO-E, el sistema eléctrico español presenta un déficit de capacidad firme que justifica la implantación de un mecanismo de capacidad.

Sin embargo, el ERAA se elaboró antes de aprobarse la prórroga de Almaraz y asume un calendario de cierre nuclear distinto del vigente: supone Almaraz I cerrada en enero de 2028 y ambas unidades cerradas en enero de 2030. Por lo tanto, el ERAA infraestima la capacidad nuclear disponible entre 2028 y 2030.

Tabla 1: Comparativa resultados ERAA con modelo CL

Año	Parque nuclear supuesto por ENTSOE (MW)	Parque nuclear tras prórroga de Almaraz (MW)	Diferencia (MW)
2028	6.106	7.117	1.011
2030	5.100	7.117	2.017
2033	2.049	2.049	0
2035	0	0	0

Notas: Capacidad nuclear a enero de cada año.
Fuente: Compass Lexecon, basado en datos de ENTSO-E.

Como se puede observar en la Tabla 1, la prórroga de Almaraz modifica exclusivamente la disponibilidad nuclear durante 2028-2030. A partir de 2031, el parque nuclear coincide nuevamente con el supuesto por ENTSO-E.

3.1 Metodología empleada

Para cuantificar el impacto de la prórroga de Almaraz sobre la seguridad de suministro utilizamos un modelo de simulación de mercados eléctricos que replica la metodología y las hipótesis empleadas por ENTSO-E en su ERAA. De manera similar a ENTSO-E, nuestro modelo está desarrollado en la plataforma comercial PLEXOS®.

Dado que, de los años analizados por el ERAA, la prórroga de Almaraz únicamente modifica la capacidad nuclear disponible en 2028 y 2030, realizamos el ejercicio para estos dos años.

El análisis se desarrolla en dos etapas.

En primer lugar, replicamos los resultados de ERAA utilizando, para el sistema eléctrico español, las mismas hipótesis sobre demanda, parque de generación, interconexiones, reservas de balance y precios de combustibles. Este ejercicio permite validar que nuestro modelo reproduce adecuadamente los resultados del ERAA.

Tabla 2: Validación del modelo frente al ERAA

Año	LOLE ERAA	LOLE Compass Lexecon
2028	6,35	6,23
2030	11,09	10,31

Fuente: Compass Lexecon, basado en datos de ENTSO-E.

Como muestra la Tabla 1, la diferencia entre ambos modelos es reducida, lo que proporciona un elevado grado de confianza en la capacidad de nuestro modelo para evaluar escenarios alternativos.

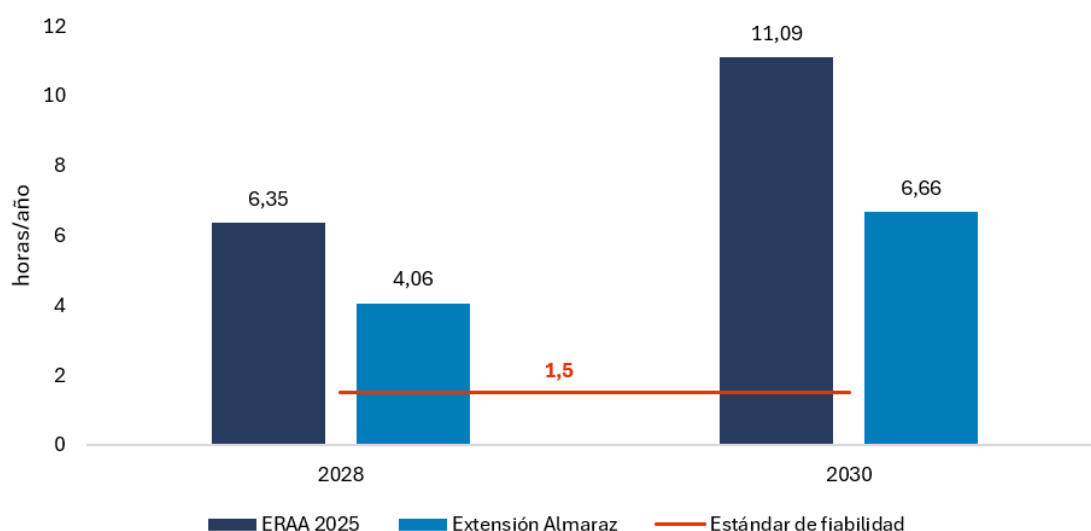
En segundo lugar, modificamos únicamente la disponibilidad de Almaraz en 2028 y 2030, manteniendo constantes el resto de hipótesis del ERAA. Es decir, el modelo no incorpora cambios en las decisiones de inversión o retirada de otras tecnologías derivados de la continuidad de Almaraz.

En la práctica, una mayor disponibilidad nuclear podría reducir la rentabilidad de determinadas inversiones, por ejemplo almacenamiento o nueva capacidad renovable, o favorecer la hibernación de algunos ciclos combinados. En la medida en que estos efectos redujeran la capacidad firme disponible respecto de la considerada en nuestro ejercicio, el LOLE resultante sería superior. En este sentido, al mantener constante el resto del parque de generación, nuestro análisis podría sobreestimar la mejora de la seguridad de suministro derivada de la prórroga de Almaraz.

3.2 Resultados

La Figura 2 compara el LOLE estimado para 2028 y 2030 con y sin la prórroga de Almaraz, junto con el estándar de fiabilidad español.

Figura 2: LOLE con y sin prórroga de Almaraz, 2028 y 2030



Fuente: Compass Lexecon, basado en datos de ENTSO-E.

Como se puede observar, la prórroga de Almaraz mejora la seguridad de suministro del sistema eléctrico español. En concreto:

- En 2028 el LOLE se reduce de 6,35 a 4,06 horas/año, una disminución de 2,3 horas/año.
- En 2030 el LOLE se reduce de 11,09 a 6,66 horas/año, una disminución de 4,4 horas/año.

Sin embargo, el efecto no es suficiente para alcanzar el estándar de fiabilidad. Incluso con ambos reactores operativos, el LOLE continúa situándose muy por encima de 1,5 horas/año:

- En 2028 el LOLE es casi tres veces superior al estándar de fiabilidad;
- En 2030 el LOLE es más de cuatro veces superior al estándar de fiabilidad.

Es decir, la prórroga de Almaraz reduce el déficit de generación firme, pero no lo elimina.

Cabe señalar, además, que en el último año los ciclos combinados han estado sometidos a un régimen de operación más exigente, lo que ha incrementado sus necesidades de mantenimiento y sus indisponibilidades. Este aumento en la frecuencia de las indisponibilidades no está considerado por el ERAA. En caso haberlo tenido en cuenta, la capacidad firme disponible sería menor y el LOLE, superior al estimado por ENTSO-E.

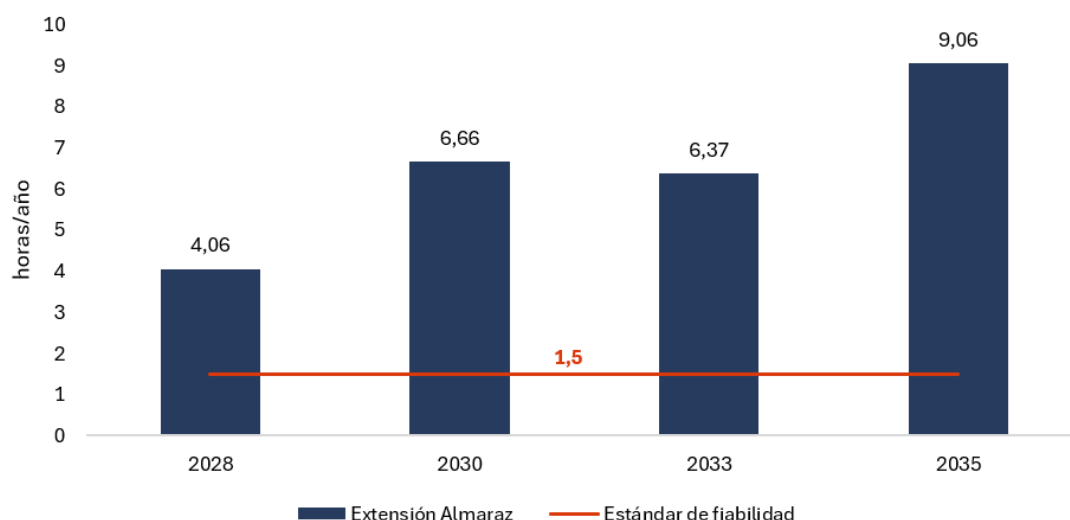
A partir de 2030, la prórroga no debería tener un impacto significativo sobre los resultados del ERAA. La nueva autorización de explotación finaliza en junio de 2030 y, por tanto, no modifica el parque nuclear considerado por ENTSO-E para el periodo 2031–2035.³

La Figura 3 muestra la trayectoria esperada del LOLE durante el periodo 2028-2035 incorporando la prórroga de Almaraz.

³

No obstante, la continuidad de Almaraz hasta 2030 podría tener efectos indirectos sobre la adecuación del sistema en años posteriores si retrasa o reduce las inversiones en nueva capacidad que se habrían producido en ausencia de la prórroga. Por tanto, aunque el efecto directo de la prórroga desaparece tras el cierre de Almaraz, sus efectos sobre las decisiones de inversión podrían extenderse más allá de 2030.

Figura 3: LOLE con la prórroga de Almaraz, 2028-2035



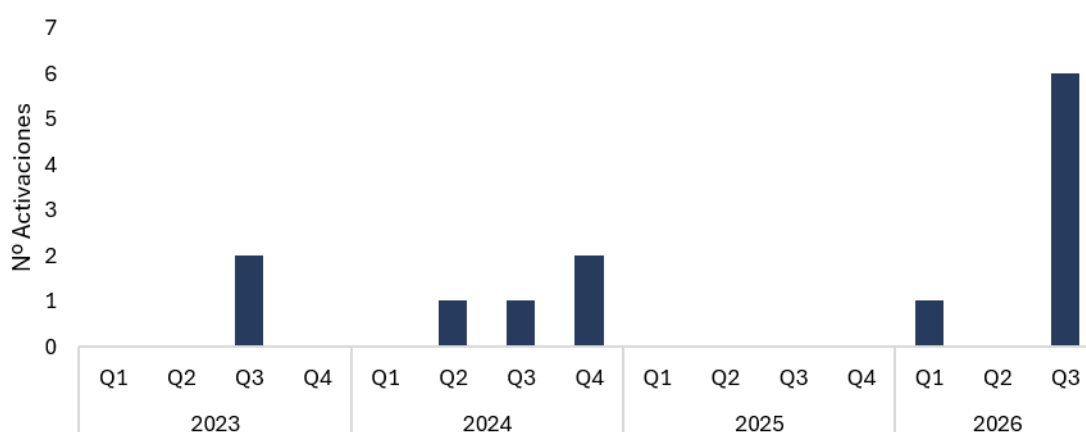
Notas: En 2033 y 2035 la figura presenta el LOLE estimado por ENTSO-E.

Fuente: Compass Lexecon, basado en datos de ENTSO-E.

Se puede observar que el LOLE se encuentra por encima del estándar de fiabilidad durante todo el periodo.

Este déficit de capacidad del sistema no se trata solo de una proyección sino que se puede observar actualmente. Así lo evidencia el número de activaciones del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda ("SRAD") registradas en los últimos meses, un mecanismo por el que Red Eléctrica de España ("REE") solicita a determinados consumidores industriales que reduzcan temporalmente su consumo cuando no dispone de margen de generación suficiente para operar el sistema con seguridad.

Figura 4: Número de activaciones del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda



Fuente: Compass Lexecon basado en el indicador de Energía asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda de e-sios. Disponible en https://www.esios.ree.es/es/analisis/1931?vis=1&start_date=01-01-2023T00%3A00&end_date=16-09-2026T23%3A55&compare_start_date=31-12-2022T00%3A00&groupby=hour

REE ha activado el SRAD en seis ocasiones durante el tercer trimestre de 2026, tantas como en los tres años anteriores en su conjunto. Este dato resulta especialmente significativo si se tiene en cuenta que algunas de estas activaciones se produjeron cuando un porcentaje muy elevado de la

generación térmica ya se encontraba acoplada. Estos episodios ponen de manifiesto el creciente estrés que está experimentando el sistema eléctrico.

Dado además que los procesos de desarrollo, autorización y construcción de nueva capacidad pueden prolongarse durante varios años, la disponibilidad de la capacidad adicional que será necesaria desde 2028, o incluso antes, dependerá de que las correspondientes decisiones de inversión se adopten con suficiente antelación y, con ello, de la existencia de señales económicas que permitan incentivar esas inversiones.

3.3 Implicaciones para el mercado de capacidad

Los resultados anteriores tienen una implicación directa para el futuro mercado de capacidad español. La prórroga de Almaraz reduce la cantidad de capacidad firme adicional necesaria, pero no elimina la necesidad de implantar el mecanismo. Incluso manteniendo en funcionamiento la central, el LOLE continúa sustancialmente por encima del estándar de fiabilidad. Es decir, el sistema sigue necesitando capacidad adicional para reducir el LOLE hasta 1,5 horas/año.

El objetivo de un mercado de capacidad es proporcionar los incentivos necesarios para que el sistema disponga de suficiente capacidad firme para cumplir el estándar de fiabilidad. En ausencia de un mecanismo de capacidad, las decisiones de entrada y salida en el mercado dependen fundamentalmente de los ingresos que las distintas tecnologías puedan obtener en los mercados eléctricos.

Sin embargo, nuestros resultados muestran que estos ingresos no son suficientes para remunerar todas las inversiones necesarias para alcanzar el estándar de fiabilidad. Por ejemplo, en 2028 los ingresos que obtendría una batería representativa en el mercado diario cubrirían, aproximadamente, entre un 27% y un 38% de la anualidad de su inversión.⁴ En estas condiciones, es altamente probable que en ausencia de una remuneración adicional por capacidad, las inversiones necesarias para garantizar la seguridad de suministro no se llevarán a cabo.

La prórroga de Almaraz sí debería afectar, sin embargo, al coste del mercado de capacidad para los consumidores españoles. Es esperable que lo reduzca por dos razones.

- **Efecto volumen.** En la medida en que las centrales nucleares no sean elegibles para percibir pagos del mercado de capacidad, la continuidad de Almaraz reduce el volumen de capacidad firme que debe contratarse a través del mecanismo.⁵ Por tanto, permite garantizar un mismo nivel de seguridad de suministro contratando y remunerando una menor cantidad de capacidad elegible.
- **Efecto precio.** La continuidad de Almaraz también debería ejercer presión a la baja sobre el precio de la subasta de capacidad. Al reducirse el volumen de capacidad que es necesario contratar, disminuye la probabilidad de tener que recurrir a las tecnologías con mayores costes de entrada para cubrir el requerimiento de capacidad. Esto debería reducir

⁴ Calculado como el margen anual de una batería de 4 horas en el mercado diario (ingresos por ventas menos coste de las compras y costes fijos y variables de operación y mantenimiento), dividido entre la anualidad de su inversión. Calculado según la metodología e hipótesis de ENTSO-E en el ERAA.

⁵ El “Proyecto de orden por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español” de diciembre de 2024 no excluye explícitamente las centrales nucleares del mercado de capacidad. Sin embargo, sí establece unos umbrales de flexibilidad que hacen razonable suponer que la tecnología nuclear no será elegible para participar en el mercado de capacidad.

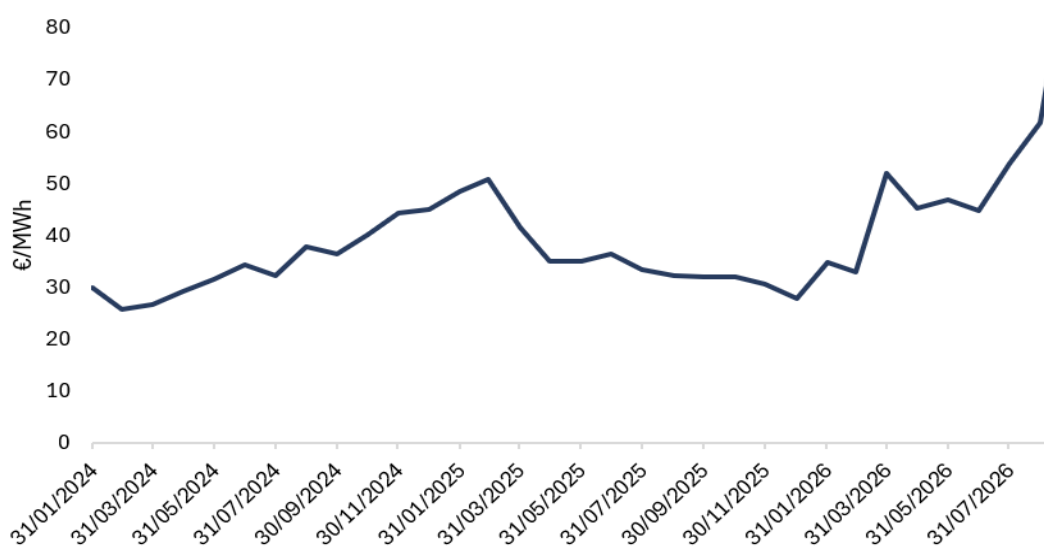
el precio medio resultante de la subasta y, por tanto, el coste del mecanismo para los consumidores.

En síntesis, la prórroga de Almaraz no elimina la necesidad del mercado de capacidad, aunque es probable que abarate su coste.

4 Efecto del incremento del precio del gas sobre la seguridad de suministro

Durante los últimos meses, el precio del gas natural en Europa ha experimentado un fuerte incremento, asociado principalmente a las tensiones geopolíticas en Oriente Medio. A 13 de septiembre de 2026, el precio del gas natural se situaba aproximadamente en 80 €/MWh, sustancialmente por encima de los niveles observados durante los últimos años.

Figura 5: Precio del TTF



Notas: Se muestra la media mensual del precio spot.
Fuente: Compass Lexecon basado en EnergyMarketPrice

En principio, un incremento del precio del gas no debería afectar de manera directa a la seguridad de suministro del sistema eléctrico.

Para un parque de generación dado, un mayor precio del gas incrementa el coste variable de los ciclos combinados y, con ello, el precio de la electricidad durante las horas en las que estas tecnologías son marginales, pero no modifica la cantidad de capacidad disponible en el sistema.⁶ Por tanto, no debería afectar directamente a su seguridad de suministro (i.e. al LOLE).

Sin embargo, el precio del gas sí podría afectar indirectamente a la seguridad de suministro si modifica las decisiones de inversión o retirada de capacidad. Este efecto no se produce en los propios ciclos combinados, ya que el aumento de sus ingresos viene acompañado de un incremento equivalente de sus costes variables. No obstante, unos precios elevados del gas sí pueden aumentar la rentabilidad de otras tecnologías cuyos costes no dependen de este

⁶ Los precios también pueden incrementarse en otras horas donde los ciclos combinados no marcan precio, dado que el incremento de precios en esas horas incrementa el coste de oportunidad de tecnologías de almacenamiento, incluida la hidráulica con embalse.

combustible y que venden toda o parte de su electricidad en las horas en las que los ciclos combinados marcan el precio, afectando así a sus decisiones de inversión o retirada

Por ejemplo, una batería puede comprar electricidad durante las horas en las que existe abundante producción renovable y los precios son bajos, almacenarla y venderla posteriormente en horas de precios elevados. En la medida en que el gas determine el precio marginal durante estas últimas horas, un mayor precio del gas incrementa el diferencial entre el precio de compra y el precio de venta de la batería y, por tanto, sus ingresos potenciales.

En consecuencia, unos precios del gas persistentemente elevados podrían incentivar inversiones adicionales en almacenamiento y otras tecnologías que se benefician de un mayor precio del gas. Si estas inversiones aportan capacidad firme al sistema, podrían mejorar la seguridad de suministro y reducir el LOLE. Desde esta perspectiva, el efecto indirecto de unos precios del gas estructuralmente más elevados sobre la adecuación del sistema sería, en principio, positivo.

Sin embargo, para que este efecto altere los resultados de LOLE encontrados en la sección anterior sería necesario que el incremento del precio del gas fuese suficientemente persistente como para modificar las decisiones de inversión.

4.1 Los precios actuales del gas no parecen alterar las expectativas de medio plazo

A pesar del fuerte incremento observado recientemente, los mercados de futuros anticipan una reducción sustancial del precio del gas durante los próximos años. Como muestra la Tabla 3, la curva de futuros del TTF presenta una marcada pendiente descendente desde los niveles actuales.⁷

Tabla 3: Curva de futuros del precio del gas en Europa

Año	Precio (€/MWh)
Actual (13 sep. 2026)	80
2027	59
2028	36
2029	29
2030	25

Fuente: Compass Lexecon basado en EnergyMarketPrice.

La información contenida en la curva de futuros es especialmente relevante para analizar decisiones de inversión. Estas decisiones no dependen únicamente del precio observado actualmente, sino de los ingresos que los inversores esperan obtener durante toda la vida económica del activo. Por tanto, un incremento transitorio del precio del gas tendrá un impacto limitado sobre las decisiones de inversión si el mercado espera que los precios vuelvan posteriormente a niveles sustancialmente inferiores.

En este sentido, ENTSO-E utiliza en el ERAA un precio del gas de aproximadamente 33 €/MWh. Este supuesto se encuentra relativamente alineado con los precios actualmente descontados por

⁷ El TTF (*Title Transfer Facility*) es el mercado mayorista de gas natural de mayor liquidez en Europa, con sede en los Países Bajos. Su precio se utiliza habitualmente como referencia del precio del gas en el continente.

el mercado para el horizonte relevante del análisis: aproximadamente 36 €/MWh en 2028, 29 €/MWh en 2029 y 25 €/MWh en 2030.

Por tanto, aunque los precios actuales del gas son sustancialmente superiores a los considerados por ENTSO-E, no existe actualmente evidencia en la curva de futuros de que este incremento vaya a mantenerse durante el horizonte relevante para el ERAA. En consecuencia, resulta poco probable que el reciente aumento del precio del gas invalide las hipótesis de ENTSO-E sobre el parque de generación disponible en 2028–2030.

4.2 Análisis de sensibilidad a un precio del gas de 80 €/MWh

En cualquier caso, hemos analizado un escenario deliberadamente extremo en el que el precio del gas permanece en 80 €/MWh en 2030, frente a los aproximadamente 33 €/MWh considerados por ENTSO-E y los aproximadamente 25 €/MWh que actualmente descuenta el mercado para ese año.

Este ejercicio permite analizar si, incluso bajo el supuesto de que el reciente incremento del precio del gas fuese permanente, las conclusiones sobre la seguridad de suministro cambiarían de forma significativa.

Nuestro análisis de sensibilidad muestra que:⁸

- En 2028, un precio del gas de 80 €/MWh no es suficiente para inducir entrada de capacidad de almacenamiento adicional a la considerada por ENTSO-E, por lo que el LOLE se mantiene en 4,06 horas/año.
- En 2030, un precio del gas de 80 €/MWh sí induce el desarrollo de 600 MW adicionales de baterías respecto de la capacidad considerada por ENTSO-E. Esta capacidad adicional reduce el LOLE de 6,66 a 6,17 horas/año.

Tabla 4: LOLE bajo distintos supuestos del precio del gas, 2028-2030

Año	LOLE con precio de gas del ERAA (horas/año)	LOLE con precio de gas 80 €/MWh (horas/año)	Nueva capacidad baterías inducida (MW)
2028	4,06	4,06	0
2030	6,66	6,17	600

Notas: Ambos escenarios incorporan la prórroga de Almaraz. La capacidad de baterías se expresa como diferencia respecto de la considerada por ENTSO-E en el ERAA.

Fuente: Compass Lexecon, basado en datos de ENTSO-E.

En definitiva, fuerte incremento reciente del precio del gas no modifica la conclusión fundamental sobre la seguridad de suministro. El sistema continúa presentando un déficit de capacidad firme que hace necesario disponer de un mecanismo que proporcione las señales económicas necesarias para incentivar las inversiones requeridas para garantizar la seguridad de suministro.

⁸

Para 2028 y 2030, se considera que las baterías son la única tecnología de almacenamiento con potencial de entrada. En línea con las hipótesis del ERAA, se supone una duración de cuatro horas. No se contempla la entrada de nueva capacidad de bombeo en 2028 o 2030, dados sus mayores plazos de desarrollo y puesta en operación.