Luxio

El papel de las nucleares en el sistema eléctrico español

Precio, gas, seguridad de la red y alternativas, con una simulación del mercado diario a partir de las ofertas reales de OMIE (noviembre de 2024 – agosto de 2026)

Luxio · Noviembre de 2026

Versión 1.0

Índice

Resumen ejecutivo . . . **4**
Hallazgos . . . 4

1. Introducción . . . **7**
1.1. La pregunta . . . 7
1.2. El calendario: cese entre 2030 y 2035 tras la prórroga de Almaraz . . . 7
1.3. El método: 651 días de mercado repetidos con las ofertas reales de cada unidad . . . 8
1.4. Cómo leer este informe . . . 8

2. El método en breve . . . **9**

3. El precio y la factura . . . **11**
3.1. Sin las siete, un hogar medio pagaría entre 7 y 12 euros más al mes . . . 11
3.2. Cada cierre suma: de 3,5 euros con Almaraz a 10,7 con las siete . . . 13
3.3. Para el conjunto de los consumidores, unos 8.700 a 8.800 millones al año . . . 14
3.4. Cuándo llegaría a la factura de cada hogar . . . 14
3.5. La mayor parte es dinero que cambia de manos, no un coste para el país . . . 15
3.6. El efecto varía menos con la hora que con el mes . . . 16

4. Qué las sustituiría hoy . . . **17**
4.1. Faltarían 49 TWh al año: el gas cubriría casi la mitad y Francia un tercio . . . 17
4.2. Por franjas, el gas pone el 54 % de madrugada y el 66 % al anochecer . . . 17
4.3. La importación desde Francia ya roza el tope en un tercio de las horas y no está garantizada a futuro . . . 18

5. El gas y el CO2 . . . **20**
5.1. Los ciclos combinados producirían unos 22 TWh más de electricidad al año . . . 20
5.2. El CO2 sube unos 8 millones de toneladas al año, y hasta 10 en otros supuestos . . . 20
5.3. Solo en España, unos 40 TWh de gas y entre 1.670 y 3.500 millones de euros al año . . . 21
5.4. Un año seco subiría el gas de más en una cuarta parte . . . 22
5.5. Con las renovables que igualarían la factura, los ciclos seguirían produciendo entre 4,0 y 6,6 TWh más . . . 22

6. La seguridad de la red . . . **23**
6.1. Qué aporta una central síncrona y qué no aportan la solar y la eólica . . . 23
6.2. Las fuentes atribuyen el apagón del 28 de abril de 2025 a la tensión . . . 24
6.3. Red Eléctrica programa 3,52 TWh de nuclear por encima del mercado desde mayo de 2025 . . . 27
6.4. Reponer esa nuclear con gas forzado costaría entre 31 y 41 céntimos al mes por hogar . . . 28
6.5. Si la península se separara del resto de Europa, sin las siete la frecuencia caería a un ritmo de más de 1 Hz por segundo en un 6-9 % de las horas . . . 29
6.6. Evitarlo exigiría entre 8 y 11 compensadores síncronos, y hasta 23 con otros criterios . . . 31

7. La garantía de suministro . . . **34**
7.1. Red Eléctrica calcula unas 4 horas al año de riesgo en 2026, frente a un estándar de 1,5 . . . 34
7.2. Con los ciclos de hoy, sin las siete seguiría habiendo margen en las horas más justas de cinco años; si cerraran 9,2 GW de ciclos, faltaría potencia firme . . . 35
7.3. Sin las siete, una de cada cinco horas de 2024-25 superaría los 150 euros por MWh . . . 36
7.4. Los siete reactores equivalen al 17 % de la mayor demanda horaria de 2026 . . . 37

8. Lo que haría falta para sustituirlas . . . **38**
8.1. Con unos 39 TWh de solar y 26 de eólica añadidos, la factura igualaría la de hoy . . . 38
8.2. La semana con menos sol y viento seguiría necesitando gas . . . 41
8.3. Con renovables añadidas, mantener la inercia mínima observada pediría entre 19 y 45 compensadores, según cómo se mida . . . 43

8.4. En 2031, mantener los cuatro reactores que cesan en 2030 bajaría la factura entre 3 y 6 euros al mes . . . 44

9. Las cuentas de las centrales . . . 47
9.1. Las cuentas parten del programa de cada unidad en el mercado diario y en los bilaterales . . . 47
9.2. Las siete capturaron 77 euros por MWh en 2024-25 y 71 en 2025-26, con unos 29 y 27 de tributos . . . 47
9.3. La potencia de cada grupo: 7.117 MW netos entre los siete . . . 48
9.4. El programa muestra paradas y periodos de carga parcial que solo en parte se pueden atribuir . . . 49
9.5. Entre el 7 % y el 11 % de la producción se programó con el precio a cero o negativo . . . 50
9.6. Con los precios a plazo de 2028-2030, seguir operando deja un margen de unos 11 a 23 euros por MWh antes de las inversiones extraordinarias . . . 51

10. Otros estudios . . . 52
10.1. PwC (marzo de 2025): el cierre de todo el parque sube el precio 36,8 euros por MWh . . . 52
10.2. PwC (abril de 2026): el cierre de Almaraz sola subiría el precio 22 euros por MWh, frente a los 9-11 de este informe . . . 53
10.3. Fabra (2026): la prórroga de Almaraz baja el precio entre un 4 y un 8 % si la inversión no cambia, y lo sube si cae . . . 54
10.4. URJC y UPC (enero de 2026): la prórroga de Almaraz, vista hasta 2033 . . . 54
10.5. Deloitte (enero de 2026): el parque en 2035 . . . 54

11. El cierre en cifras . . . 55
11.1. Sin las siete, entre 7 y 12 euros más al mes, 40 TWh más de gas y unos 7 millones de toneladas más de CO2 en España . . . 55
11.2. Con el mercado y el gas de los días medidos, cerrar las siete costaría al país entre 2.100 y 3.400 millones de euros al año, sin contar las inversiones para operar más años . . . 56
11.3. Lo que más mueve la cifra es el gas: con los futuros, unos 16 euros más al mes en 2027 y entre 10 y 12 en 2028 . . . 57
11.4. Con 30 GW de solar y 15 de eólica, la factura sin las siete iguala la de hoy; con las siete y esas mismas renovables, sería entre 7 y 10 euros al mes más baja que sin las siete . . . 59
11.5. Hasta 2031: cada cierre encarece la factura, y mantener el grupo de 2030 la abarataría . . . 60

12. Conclusiones . . . 62

Anexo A. Metodología y limitaciones . . . 64
A.1. Datos y periodos . . . 64
A.2. El cálculo . . . 64
A.3. Del precio a la factura . . . 65
A.4. Validación . . . 65
A.5. Sensibilidades . . . 66
A.6. Seguridad de la red . . . 67
A.7. Limitaciones . . . 68

Anexo B. Glosario . . . 70

Anexo C. Fuentes . . . 72
C.1. Fuentes oficiales y primarias . . . 72
C.2. Estudios, y documentos de empresas y asociaciones . . . 76
C.3. Prensa . . . 77

Resumen ejecutivo

Los siete reactores nucleares españoles, en cinco centrales y con unos 7,1 GW netos (en adelante, «las siete»), aportan cerca del 19 % de la electricidad del país. Este informe estima cuánto costaría que dejaran de funcionar, qué energía los sustituiría y qué haría falta para reemplazarlos. Para ello repite el mercado diario sin ellos, con las ofertas reales que recibió OMIE, en 651 días: 361 del 1 de noviembre de 2024 al 31 de octubre de 2025 («2024-25») y 290 del 1 de noviembre de 2025 al 18 de agosto de 2026 («2025-26»). Salvo el año tipo 2031, las cifras describen el efecto a corto plazo sobre el mercado diario actual.

Hallazgos

1. **Sin las siete, un hogar medio pagaría entre 7 y 12 euros más al mes con el gas de los días medidos (unos 40 euros por MWh); el extremo bajo es la estimación baja y el alto, el cálculo principal. Sin los dos reactores de Almaraz, pagaría unos 3 euros más.** Si el gas se quedara un año entero al precio de noviembre de 2026, serían entre 16 y 20 euros. Con impuestos y pérdidas, la cifra principal es de 10,7 euros en 2025-26 y 11,9 en 2024-25; el rango total va de 7,4 a 18,6 y su extremo alto es un techo. Las paradas nucleares reales apuntan a la parte baja de ese rango o algo por debajo, aunque esa prueba tiende a subestimar el efecto (hallazgo 10); el rango no es un intervalo de confianza. Cada 10 euros por MWh que sube el gas añaden entre 1,6 y 1,8 euros al mes. El conjunto de los consumidores pagaría en el mercado mayorista unos 8.700-8.800 millones de euros más al año, también un techo. El coste real para el país, sobre todo gas, CO2 y comercio con Francia, sería de 2.100 a 3.400 millones al año. La parte restante, entre tres quintos y tres cuartos de lo que pagarían los consumidores, es dinero que cambia de manos (capítulo 3).
2. **De cada 100 kWh que faltarían, el gas produciría unos 46 y el comercio con Francia 33.** De esos 33, 17 vendrían de exportar menos y 16 de importar más. Otros 12 serían solar y eólica que hoy se pierden por sobrar, y el resto, bombeo y otras fuentes. Los 49 TWh anuales que faltarían equivalen al consumo de unos 19 millones de hogares. Si Francia no exportara más que hoy, la subida de la factura sería entre un 22 % y un 27 % mayor. Si el precio francés subiera con la importación, como se observa en los datos, la subida sería al menos un 2-3 % mayor (capítulo 4).
3. **Los ciclos combinados de España y Portugal producirían unos 22 TWh más al año y emitirían unos 8 millones de toneladas más de CO2 al año (hasta 10 en otros supuestos del cálculo).** Solo en España quemarían unos 40 TWh de gas (en poder calorífico superior), el 12 % de la demanda de gas del país en 2025. Comprarlo costaría unos 1.670 millones de euros al año con el gas de los días medidos de 2025-26 y unos 3.500 millones con el de noviembre de 2026 (capítulo 5).
4. **La seguridad de la red añade un coste propio, de 0,3 a 1 euro al mes por hogar. Además, si la península quedara aislada del resto de Europa, sin las siete la frecuencia caería a un ritmo de más de 1 Hz por segundo en un 6-9 % de las horas, frente a un 0,1 % hoy.** De mayo de 2025 a octubre de 2026, Red Eléctrica programó 3,52 TWh de nuclear por encima de lo casado en el mercado y en contratos. En sus ficheros por unidad, de noviembre de 2024 a agosto de 2026, Red Eléctrica atribuye a las nucleares 4,1 TWh de producción adicional por restricciones

técnicas. Casi la mitad es por control de tensión y la otra mitad por sobrecargas en la red de transporte, y el 93 % corresponde a Ascó y Vandellós II. Reponer con gas forzado esa nuclear programada de más costaría entre 31 y 41 céntimos al mes por hogar. Si se cuenta también la nuclear que ya casa en el mercado, una extrapolación de las paradas reales sitúa el coste de las restricciones por zona en alrededor de 1 euro, con un rango que llega a 1,9. Evitar que la frecuencia cayera a ese ritmo en una separación exigiría entre 8 y 11 compensadores síncronos, por unos 800-1.100 millones de euros. El gas forzado y los compensadores no se suman enteros: los compensadores cubren la tensión y la inercia, pero no la parte programada por sobrecargas, que pide energía en esa zona de la red. Ese coste se pagaría aparte del mercado diario y se sumaría al del hallazgo 1, con un solapamiento parcial (capítulo 6).

5. **Red Eléctrica, el comité de análisis del Gobierno y el panel de ENTSO-E atribuyen el apagón del 28 de abril de 2025 a un problema de control de tensión que más inercia no habría evitado.** Ninguna fuente identifica la tecnología de los grupos convencionales que absorbieron menos potencia reactiva que la exigida. Según ENTSO-E, las nucleares en servicio no tenían estabilizadores de potencia (PSS), equipos que habrían aumentado un 1,27 % el amortiguamiento de la oscilación entre áreas de la red. Red Eléctrica recoge que, antes del colapso, un centro de control avisó de que un grupo nuclear «estaba oscilando mucho»; ninguna fuente lo señala como causa. Los cuatro reactores en marcha pararon por subfrecuencia (frecuencia demasiado baja) cuando el sistema ya estaba cayendo. Según el Consejo de Seguridad Nuclear, la seguridad nuclear no estuvo en riesgo (capítulo 6).

6. **En un cálculo hora a hora de 2022 a 2026, el sistema sin las siete habría cubierto la demanda en todas las horas con el parque actual de ciclos combinados, con al menos 3,3 GW de margen. Si además cerraran los 9,2 GW de ciclos que el escenario europeo considera sin viabilidad económica, faltaría potencia firme entre 11 y 88 horas al año; con las siete, en ninguna.** El cálculo es determinista: no recoge averías simultáneas, años secos ni inviernos fríos. Cuenta con 2,5 GW de importación de Francia; sin ella, el margen mínimo con los ciclos de hoy bajaría a 0,8 GW, aunque seguiría sin haber horas en déficit. En su escenario europeo, que incluye el cierre de ciclos sin viabilidad económica, Red Eléctrica calcula unas 4 horas al año de riesgo en 2026, frente a un estándar de 1,5, sin aislar el papel de las nucleares. Sin las siete, los ciclos llegarían a casar entre 8,4 y 8,8 GW más que hoy; un aumento tan grande solo se daría en el 1 % de las horas (capítulo 7).

7. **Con 30 GW más de solar y 15 GW más de eólica, la factura sin las siete quedaría como la de hoy, pero esas renovables no darían todo lo que dan las nucleares: en la semana con menos sol y viento seguiría haciendo falta gas, y mantener la inercia exigiría compensadores síncronos. Con esas mismas renovables, la factura sería entre 7 y 10 euros al mes más baja con las siete en marcha que sin ellas, y la solar cobraría menos en el mercado.** Es una igualdad del precio de la energía: esas renovables habría que pagarlas, por el mercado o con apoyo regulado, y el respaldo tiene un coste aparte (capítulo 8). Los 30 GW de solar, en potencia nominal y con el autoconsumo, producirían unos 34-39 TWh al año, y los 15 de eólica, unos 25-26 TWh. Con 10 GW de baterías, la solar cobraría 23 euros por MWh con las siete y 43,5 sin ellas. En la semana de diciembre de 2024 con menos sol y viento, el gas tendría que producir 416 GWh más que hoy aun con esas renovables, y 224 GWh más en el caso tipo del PNIEC. Como la solar y la eólica no aportan inercia, sin las siete mantener la inercia mínima observada pediría entre 19 y 45 compensadores síncronos, según cómo se mida (capítulo 8).

8. **En un año tipo 2031, con las renovables del PNIEC, mantener más allá de 2030 los cuatro reactores que cesan ese año bajaría la factura entre 3,3 y 5,9 euros al mes. Mantener Almaraz, con los otros cinco reactores en marcha, la bajaría entre 1,5 y 3,1.** Mantener Almaraz encarecería el precio del mercado diario de 2031 únicamente si frenara más del 19-24 % de la solar, la eólica y las baterías nuevas. Eso son unos 14-18 TWh al año de renovables, aproximadamente lo que produce Almaraz (capítulo 8).
9. **Con los precios a plazo de 2028-2030, las siete tendrían un margen de unos 11 a 23 euros por MWh sobre sus costes evitables (los que se ahorrarían al cerrar) si siguieran operando, antes de las inversiones extraordinarias.** Cobraron de media 77 euros por MWh en 2024-25 y 71 en 2025-26, y pagaron unos 29 y 27 euros por MWh, respectivamente, entre tributos propios y tarifa de Enresa. Si se estima el año completo, lo cobrado en 2025-26 sube a 89,5 euros por MWh (capítulo 9).
10. **Las paradas nucleares reales de 2022-2026 se acercan más a la estimación baja de este informe. A medio plazo, los estudios discrepan según la inversión renovable que supongan.** Cada GW nuclear indisponible subió el precio entre 1,6 y 4,5 euros por MWh según la especificación del modelo estadístico, con intervalos de confianza que llegan a 7,6. La estimación baja, con unos 4 euros por GW, queda dentro de casi todos esos intervalos; el cálculo principal, con unos 6, queda fuera de la mayoría. La prueba tiende a subestimar el efecto, porque las paradas observadas son pequeñas y planificadas. PwC, sin encargo que conste y en un estudio difundido por Foro Nuclear, estima para Almaraz unos 13 euros por MWh por GW, por encima de todos los demás valores. Según Fabra, sin encargo declarado, prorrogar Almaraz bajaría el precio entre un 4 % y un 8 % en 2028-2030 si la inversión renovable no cambia, y lo subiría hasta un 11 % en 2031 si esa inversión cayera un 25 %. La URJC y la UPC, por encargo de Greenpeace España, ven un precio menor hasta 2030 y mayor desde 2031. Deloitte, por encargo de la CEOE, prevé, según el resumen publicado, un precio 15 euros por MWh menor en 2035 con la extensión del parque (capítulo 10).

El capítulo 11 reúne las cifras en tablas, y el anexo A detalla el método y sus limitaciones.

1. Introducción

1.1. La pregunta

España tiene siete reactores nucleares en cinco emplazamientos: Almaraz I y II, Ascó I y II, Cofrentes, Vandellós II y Trillo. Suman 7.117 MW netos, el 17 % de la mayor demanda horaria de 2026. Producen unos 50 TWh al año, cerca del 19 % de la generación de 2025 (Red Eléctrica, 2026). La prórroga de Almaraz, aprobada en agosto de 2026, ha reabierto el debate. Con la prórroga, el calendario prevé cerrarlos de forma escalonada entre 2030 y 2035. El 7.º PGRR, anterior a la prórroga, situaba el primer cierre en 2027.

Este informe mide qué cambiaría hoy en el sistema eléctrico si faltaran las nucleares: qué pasaría en el mercado diario, con qué se repondría su energía y qué aportan además a la seguridad de la red y a la garantía de suministro. Calcula también cuánto costaría reponer esa energía, qué haría falta para reemplazar las centrales y cómo salen las cuentas de cada una. Al final recoge lo que dicen otros estudios, que miden cosas distintas, y reúne las cifras principales en tablas.

1.2. El calendario: cese entre 2030 y 2035 tras la prórroga de Almaraz

El calendario lo fijan el 7.º Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), aprobado el 27 de diciembre de 2023 (BOE del 8 de enero de 2024), y las órdenes de autorización de cada central (tabla 1).

Tabla 1. Calendario de cese de los reactores

Reactor	Autorizado hasta	Cese según el 7.º PGRR
Almaraz I	8-06-2030 (antes, 1-11-2027)	11/2027
Almaraz II	8-06-2030 (antes, 31-10-2028)	10/2028
Ascó I	1-10-2030	10/2030
Cofrentes	30-11-2030	11/2030
Ascó II	1-10-2031	9/2032
Vandellós II	26-07-2030	2/2035
Trillo	17-11-2034	5/2035

Fuente: Orden TED/864/2026; órdenes de autorización de cada central (MITECO, 2020-2026); 7.º PGRR (MITECO, 2023). El PGRR es anterior a la prórroga de Almaraz.

La Orden TED/864/2026, de 12 de agosto (BOE, 2026f), prorroga la explotación de Almaraz I y II hasta el 8 de junio de 2030, y el PGRR todavía no la recoge. La autorización de Ascó II, Vandellós II y Trillo vence antes de su fecha de cese en el PGRR, así que para llegar a ella habría que renovarla. El «2031» que algunas fuentes dan para Ascó II y Vandellós II es el vencimiento de la autorización de Ascó II, y no una fecha de cierre.

1.3. El método: 651 días de mercado repetidos con las ofertas reales de cada unidad

El informe repite el mercado diario sin las nucleares en 651 días, con las ofertas reales de compra y de venta que cada unidad presentó a OMIE. Los 651 días suman 38.735 periodos de casación (cada periodo es el intervalo de tiempo en que se fija un precio). Ese cálculo se hace con una estimación principal y otras dos que acotan su rango. De él salen el efecto en el precio, en la factura de un hogar y en lo que paga el conjunto de los consumidores, el reparto de la energía que faltaría y las cuentas de cada central. El mismo cálculo se repite con otros precios del gas, con el agua de un año seco, con seis hipótesis sobre Francia, con renovables y baterías añadidas y para un año tipo 2031. El resultado se contrastó con el precio oficial y con las paradas nucleares reales de 2022 a 2026. La seguridad de la red y la garantía de suministro se analizan con fuentes públicas (Red Eléctrica, ENTSO-E, el Consejo de Seguridad Nuclear y la CNMC) y con cálculos propios sobre la operación real. El anexo A describe el método y sus límites.

Cada cifra lleva su periodo, y lo medido se distingue de lo estimado. El informe describe sobre todo el mercado de hoy. Para el medio plazo añade un año tipo 2031 (capítulo 8) y recoge los estudios que modelan la inversión (capítulo 10).

1.4. Cómo leer este informe

Periodos

Las cifras medidas salen de dos periodos, que se nombran por sus años. El primero, 2024-25, va del 1 de noviembre de 2024 al 31 de octubre de 2025 y tiene 361 días, porque faltan los días 1 a 4 de mayo de 2025, para los que no hay ofertas por unidad. El segundo, 2025-26, va del 1 de noviembre de 2025 al 18 de agosto de 2026 y tiene 290 días, porque falta el 12 de agosto. Suman 651 días.

OMIE aún no ha publicado las ofertas por unidad de los 74 días que van del 19 de agosto al 31 de octubre de 2026. Las cifras que incluyen esos días son estimaciones y se rotulan como tales. Las cuentas de las centrales (capítulo 9) usan 291 días en 2025-26, porque sus datos sí incluyen el 12 de agosto, y 365 en 2024-25, porque el programa por unidad sí incluye del 1 al 4 de mayo de 2025.

El mercado de hoy

«El mercado de hoy» son los días medidos, de noviembre de 2024 a agosto de 2026. El gas costó de media 38,7 euros por MWh en 2024-25 y 42,0 en los 290 días medidos de 2025-26 (MIBGAS, 2026). Después subió a 77,6 euros en septiembre de 2026, a 85,9 en octubre y a unos 88 en noviembre, aproximadamente el doble que en esos 290 días. Por eso la estimación del año 2025-26 completo sale más alta que la de los 290 días medidos (capítulo 3).

El hogar medio

Consume 2.581 kWh al año, la previsión de la CNMC para 2026, con el perfil horario de la tarifa 2.0TD. Las cifras de factura incluyen el IVA del 21 %, el impuesto eléctrico del 5,11 % y las pérdidas de la red. Un hogar que consumiera el doble vería una subida aproximadamente doble.

Revisión

Alfredo García revisó, a título personal y desde su experiencia en sala de control, los aspectos técnicos de los reactores. Los cálculos, las cifras y las conclusiones son responsabilidad de Luxio.

2. El método en breve

Las cifras de precio, sustitución y gas (capítulos 3 a 5 y 8) salen de un mismo cálculo, que repite el mercado diario de cada día sin las nucleares y con las demás ofertas y la demanda reales. La seguridad de la red y la garantía de suministro (capítulos 6 y 7) y las cuentas de las centrales (capítulo 9) se analizan con otros métodos, descritos en cada capítulo. El anexo A da el detalle completo.

Repetir el mercado diario sin las nucleares

OMIE publica, con unos tres meses de retraso, las ofertas de compra y de venta de cada unidad en cada periodo de casación. Ese periodo era la hora hasta septiembre de 2025 y es el cuarto de hora desde octubre. En cada periodo, el cálculo retira de la oferta de venta los escalones de las nucleares y vuelve a cruzar las curvas de oferta y de demanda. El efecto de las nucleares sobre el precio es la diferencia con ese mismo cálculo hecho sin retirarlas.

Qué se retira, qué se mantiene y qué se añade

El cálculo retira la energía que cada reactor programó en el mercado diario y en contratos bilaterales. No retira su potencia nominal (de placa) ni lo que el operador del sistema añadió después por restricciones técnicas (capítulo 6). Por contratos directos (bilaterales) se vendió más de la mitad de esa energía en 2024-25 y casi la mitad en 2025-26. Si el reactor no produce, quien la compraba tiene que reponerla en el mercado.

Se mantienen fijos el agua disponible cada semana y las compras de las comercializadoras. El bombeo respeta su balance de energía, porque lo que no se bombea no se puede turbinar. Las baterías, cuando se añaden, siguen una regla fija y no una optimización.

Se añaden tres elementos:

- El comercio con Francia, al precio francés y hasta la capacidad comercial de la interconexión.
- Un tope a las ofertas de los ciclos combinados. Cerca de la mitad de su potencia se ofrece a más de 200 euros por MWh, en buena parte para no casar, es decir, para no vender en el mercado diario. En el cálculo, cada ciclo se ofrece como mucho al coste de gas y CO2 de un ciclo poco eficiente ese día más 40 euros por MWh. Es el margen sobre ese coste que el precio solo superó en una de cada diez horas, tomando solo el cuarto de las horas en que los ciclos produjeron más. El tope impide que esas ofertas fijen precios muy altos cuando no hay escasez de potencia. La regla del margen se fijó antes de recalcular con ella (anexo A.2).
- Un ajuste: se calcula, para cada periodo, la demanda con la que el cálculo, sin retirar nada, reproduce el precio oficial. Hace falta porque las ofertas públicas no incluyen todo lo que usa el algoritmo europeo de casación, como las ofertas con condiciones complejas. Sin el ajuste ni el comercio con Francia, el cálculo da entre 10 y 19 euros por MWh menos que el precio oficial.

Tres estimaciones: principal, baja y alta

Cada resultado se calcula de tres maneras. La estimación principal es la descrita hasta aquí y la que el informe da como cifra de referencia. La estimación baja permite que vuelva a entrar la oferta de ciclos combinados que en la realidad no casó, cuando el precio supera en 20 euros por MWh el oficial. Eso frena la subida y da el extremo bajo del rango.

La estimación alta es una versión más simple del cálculo: mantiene el bombeo fijo en cada cuarto de hora, trata las compras de las comercializadoras como fijas también por debajo del precio de partida y no aplica ningún tope a los ciclos caros. Esas simplificaciones inflan el efecto, y por eso la estimación alta se toma como techo.

Salvo que se diga otra cosa, las cifras del informe son las de la estimación principal, y los rangos van de la baja a la alta.

Otros precios del gas

Los días medidos tuvieron el gas a 38,7 euros por MWh en 2024-25 y a 42,0 en 2025-26. Para calcular el efecto con otro precio del gas, el cálculo ajusta las ofertas de cada ciclo según el gas que quema, hace que el precio francés varíe 1,6 euros por cada euro de gas (como se observó en los días medidos) y vuelve a repartir el agua de cada semana (anexo A.2).

De euros por MWh a la factura

El efecto de cada periodo tarifario (en euros por MWh) se multiplica por un factor de pérdidas de la red para la tarifa 2.0TD, con valor medio de 1,172 (CNMC, 2020), y por el consumo mensual medio de un hogar de 2.581 kWh al año. Al resultado se añaden el IVA y el impuesto eléctrico. Para el conjunto de los consumidores, el efecto de cada hora se multiplica por la demanda de esa hora (Red Eléctrica, 2026).

Comprobaciones

Sin el ajuste ni el comercio con Francia, el cálculo sigue la evolución del precio oficial, con una correlación de 0,88 en 2024-25 y de 0,95 en 2025-26, pero queda unos 19 y 10 euros por MWh por debajo; el ajuste corrige ese sesgo (anexo A.4). El cálculo se contrasta además con las paradas nucleares reales de 2022 a 2026, que dan entre 1,6 y 4,5 euros por MWh por cada GW indisponible según la especificación del modelo estadístico, con intervalos de confianza que llegan a 7,6. La estimación baja, con unos 4 euros por GW de producción media, queda dentro de casi todos esos intervalos; el cálculo principal, con unos 6, queda fuera de la mayoría. La prueba tiende a subestimar el efecto, porque las paradas observadas son pequeñas y planificadas, y se acerca más a la estimación baja (anexo A.4). El método describe el mercado diario a corto plazo y con el parque de generación actual; el anexo A recoge sus limitaciones.

3. El precio y la factura

Con el mercado de hoy, un hogar medio pagaría entre 7 y 12 euros más al mes si dejaran de funcionar los siete reactores, y unos 3 euros más si solo cerrara Almaraz. La cifra principal es de 10,7 euros con los días medidos de 2025-26 y de 11,9 con los de 2024-25, años con el gas a unos 40 euros por MWh. Si el gas se quedara un año entero al precio de noviembre de 2026, unos 88, serían entre 16 y 20 euros. El efecto varía menos con la hora del día que con el mes. Es un efecto a corto plazo. A medio plazo, si se tiene en cuenta la inversión que cada opción (cerrar o prorrogar) atraería o frenaría, otros estudios llegan a resultados de signo distinto (capítulo 10).

3.1. Sin las siete, un hogar medio pagaría entre 7 y 12 euros más al mes

La tabla 2 da la subida al mes y al año y su rango, para un hogar medio de 2.581 kWh al año, con impuestos y pérdidas de la red.

Tabla 2. Subida de la factura mensual de un hogar medio si faltaran las centrales (euros al mes)

Si faltaran	2025-26 (290 días medidos)	2024-25 (361 días)	Más al año (€ por hogar)
Almaraz (dos reactores, unos 2 GW)	3,5 (de 2,7 a 4,9)	2,8 (de 2,3 a 4,2)	unos 33 a 42 euros
Las siete nucleares (unos 7 GW)	10,7 (de 7,6 a 13,4)	11,9 (de 7,4 a 18,6)	unos 129 a 143 euros

Fuente: elaboración propia con datos de OMIE y de Red Eléctrica. Entre paréntesis, el rango: de la estimación baja al techo.

Cada cifra es la del cálculo principal; el extremo alto de su rango es un techo (capítulo 2). «Más al año» es la cifra mensual multiplicada por doce, sin ponderar por estaciones.

Cuánto pesa el precio de los ciclos más caros

Sin las nucleares, el precio lo marcarían más a menudo los ciclos combinados más caros. Cerca de la mitad de la potencia que ofertan los ciclos se ofrece a más de 200 euros por MWh, en buena parte con grupos que no quieren casar en el mercado diario (es decir, que no quieren vender en él). El cálculo principal supone que esa potencia se ofrecería a su coste más un margen. Ese precio es el coste de combustible y CO2 de un ciclo poco eficiente ese día más 40 euros por MWh, un margen sobre el coste que el precio solo superó en una de cada diez horas de mucha producción de los ciclos (anexo A.2). Con el gas de 2024-25 eso da unos 153 euros por MWh. Si en las horas de menos holgura los ciclos cobraran el margen que ya cobran hoy en ellas, de hasta 79 euros por MWh sobre su coste, la subida sería de 11,2 euros al mes en 2025-26 y de 13,0 en 2024-25 (anexo A.5).

Con un tope fijo de 200 euros por MWh, la subida sería de 11,4 euros al mes en 2025-26 y de 14,2 en 2024-25; con el gas de los días medidos, ese tope supone más poder de mercado que el observado. Sin ningún tope sería de 12,7 y 17,8; el techo del rango, que además deja fijo el bombeo, da 13,4 y 18,6. El tope importa más en 2024-25 porque ese año, con el tope de 200 y sin las siete, el precio habría sido de 200 euros o más en el 10 % de las horas, mientras que en la realidad fue de 200 o más solo en el 0,3 % de las horas.

El año 2025-26 completo

Faltan las ofertas por unidad de los 74 días que van del 19 de agosto al 31 de octubre de 2026. Si se estiman, la subida del año completo es de unos 12 euros al mes sin las siete (entre 11,5 y 12,2 según el mes que se tome para extrapolar; rango de 8,5 a 15,6) y de 4,1 sin Almaraz (de 3,1 a 5,9). En ese 20 % del año el gas costó aproximadamente el doble que en los días medidos (capítulo 1), y por eso la cifra del año completo es mayor.

Con el gas de noviembre de 2026, entre 16 y 20 euros

Los días medidos tuvieron el gas a 38,7 euros por MWh en 2024-25 y a 42,0 en 2025-26. En noviembre de 2026 está a unos 88 (MIBGAS, 2026). Como lo que sustituye a las nucleares es sobre todo gas, el efecto crece con su precio. Para medirlo, el cálculo vuelve a casar los 651 días con las ofertas de los ciclos subidas en lo que les costaría el gas adicional, y con el precio francés subiendo con el gas en la proporción observada en los datos (anexo A.2).

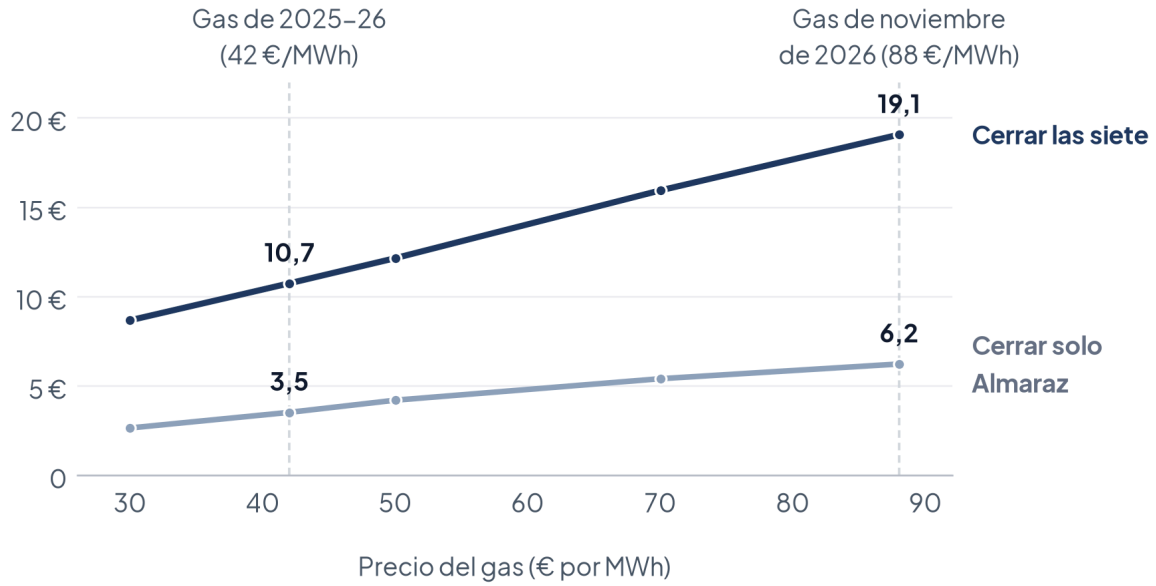

Figura 1. **Cuánto subiría la factura según el precio del gas.** Euros más al mes que pagaría un hogar medio, con impuestos y pérdidas, si cerraran las siete o solo Almaraz, en el cálculo principal y con el mercado de 2025-26; las cifras de 2024-25 están en la tabla 3. El precio francés sube con el gas, como en los datos. Fuente: elaboración propia con las ofertas del mercado diario de OMIE y MIBGAS (2026).

Con el gas de noviembre de 2026, la subida sin las siete sería de entre 16 y 20 euros al mes (tabla 3 y figura 1), y sin Almaraz, de unos 6. En estos escenarios, los ciclos ofertan como mucho el coste de un ciclo poco eficiente con ese gas más 40 euros por MWh, unos 261 euros con el gas a 88, de modo que el precio puede pasar de 200 euros. Con el gas a 88, sin las siete lo haría en el 51 % de las horas de 2025-26 y en el 59 % de las de 2024-25, y sin Almaraz, en el 25 % y el 31 %; con las siete en marcha también lo haría en parte de las horas. Cada 10 euros por MWh que sube el gas añaden entre 1,6 y 1,8 euros al mes. Si el precio francés no subiera con el gas, la cifra sería mayor: la importación barata ya reduce el precio del mercado de hoy, y con la interconexión llena, lo que faltara sin las siete lo cubriría el gas caro. Es una cuenta para un año entero con el gas a ese precio, no una previsión. Los futuros del gas marcan 68,5 euros por MWh para 2027 y 39,6 para 2028; con esos precios, la subida sería de unos 16 euros al mes en 2027 y de 10 a 12 en 2028 (apartado 11.3).

Tabla 3. Subida de la factura mensual según el precio del gas (euros al mes, 2025-26 / 2024-25)

Gas (€/MWh)	Sin las siete, cálculo principal	Sin las siete, estimación baja	Sin Almaraz, cálculo principal
30	8,7 / 10,8	5,7 / 5,9	2,7 / 2,3
El de los días medidos (42,0 / 38,7)	10,7 / 11,9	7,6 / 7,4	3,5 / 2,8
50	12,2 / 13,6	9,2 / 9,2	4,2 / 3,5
70	15,9 / 16,8	13,1 / 12,9	5,4 / 4,9
88, el de noviembre de 2026	19,1 / 19,9	16,4 / 16,4	6,2 / 6,3

Fuente: elaboración propia con las ofertas del mercado diario de OMIE y MIBGAS (2026).

3.2. Cada cierre suma: de 3,5 euros con Almaraz a 10,7 con las siete

Si los reactores cerraran en el orden del calendario oficial (capítulo 1, tabla 1), la subida crecería con cada cierre hasta llegar a la de las siete (figura 2 y tabla 4). El cálculo aplica esos cierres al mercado de hoy y no intenta reproducir el mercado de 2030; el año tipo 2031 está en el capítulo 8.

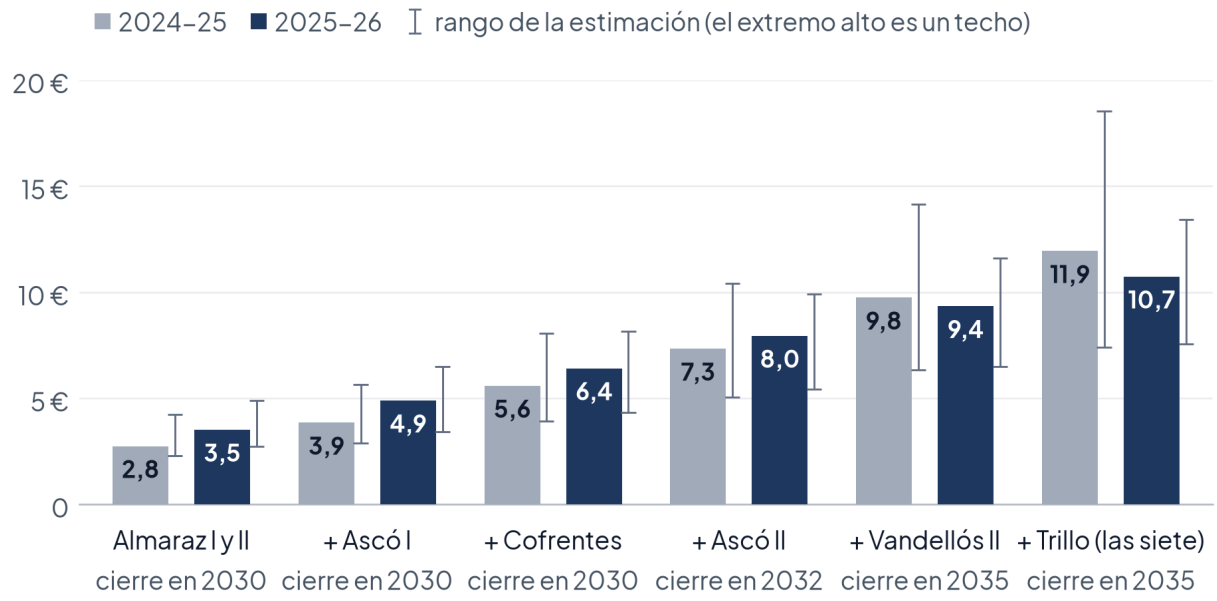

Figura 2. **Cada cierre suma a la factura.** Euros más al mes que pagaría un hogar medio, con impuestos y pérdidas, a medida que cerraran los reactores en el orden del calendario (Almaraz, con la fecha de la prórroga; los demás, con la del PGRR). Cada barra suma los cierres anteriores, y la raya es su rango, de la estimación baja al techo. Mercado de hoy: 2024-25 (361 días) y 2025-26 (290 días). Fuente: elaboración propia con las ofertas del mercado diario de OMIE.

Tabla 4. Escalera de cierres: subida mensual acumulada de la factura de un hogar medio (euros al mes)

Escalón	Reactores que se suman	2025-26 (290 días)	Rango 2025-26 (baja a techo)	2024-25 (361 días)
1	Almaraz I y II	3,5	2,7 a 4,9	2,8
2	Ascó I	4,9	3,4 a 6,5	3,9
3	Cofrentes	6,4	4,3 a 8,2	5,6
4	Ascó II	8,0	5,4 a 9,9	7,3
5	Vandellós II	9,4	6,5 a 11,6	9,8
6	Trillo (las siete)	10,7	7,6 a 13,4	11,9

Fuente: elaboración propia con datos de OMIE y de Red Eléctrica.

3.3. Para el conjunto de los consumidores, unos 8.700 a 8.800 millones al año

Si la subida de cada hora se multiplica por la demanda de esa hora (Red Eléctrica, 2026), el sobrecoste del mercado mayorista sin las siete sería de unos 8.800 millones de euros al año, con el efecto de los 290 días de 2025-26 aplicado a la demanda de todo ese año, y de unos 8.700 millones con 2024-25. Esa demanda, de noviembre de 2025 a octubre de 2026, fue de 256,9 TWh en la serie de Red Eléctrica, un 9 % mayor que la de 2024-25 (236,4 TWh), y la generación subió en una proporción parecida. Con la demanda de 2024-25, la cifra de 2025-26 sería de unos 8.100 millones, por debajo de la de 2024-25, porque su efecto por MWh es menor. Es la demanda peninsular española; los consumidores portugueses también pagarían el precio más alto. Los rangos van de 6.200 a 11.000 millones en 2025-26 y de 5.500 a 13.400 millones en 2024-25. Ninguna de estas cifras incluye impuestos, peajes ni cargos. Sin Almaraz, el sobrecoste sería de unos 2.900 millones en 2025-26 y de 2.100 millones en 2024-25. Con el año 2025-26 completo, la cifra sin las siete sube a unos 10.000 millones.

Estas cifras son un techo. Suponen que toda la demanda paga el precio de cada hora, sin descontar los contratos a plazo ni los bilaterales. Incluyen además el autoconsumo que Red Eléctrica estima dentro de la demanda, aunque ese autoconsumo no compra en el mercado. Tampoco tienen en cuenta que la demanda reaccione al precio. Y no son un coste para el país: la mayor parte es dinero que pasa de los consumidores a las demás centrales que siguen produciendo (apartado 3.5).

3.4. Cuándo llegaría a la factura de cada hogar

La cifra de la tabla 2 es la subida cuando el mercado mayorista ya ha trasladado todo el cambio al precio que paga el hogar. Cómo llega a cada hogar depende de su contrato:

- Los hogares y pequeños comercios con peaje 2.0TD consumen el 33,7 % de la energía (CNMC, 2026a) y pagarían unos 2.900-3.000 de los 8.700-8.800 millones del apartado 3.3.
- El precio regulado (PVPC) tenía 8,15 millones de suministros en 2025, el 27,4 % de los domésticos (CNMC, 2026a). Desde 2026 combina el mercado diario y el intradiario, que pesan

juntos el 45 %, con una cesta de futuros, que pesa el 55 % (Real Decreto 446/2023). La parte del mercado diario llegaría el mismo mes. La parte de futuros llegaría a medida que esos contratos recojan el cierre; si el cierre ya está anunciado, los contratos lo recogen antes.

- El resto de los hogares está en el mercado libre. Con un contrato a precio fijo, la comercializadora asume el sobrecoste hasta que el contrato se renueva, normalmente al cabo de un año, y entonces lo traslada al precio nuevo.

3.5. La mayor parte es dinero que cambia de manos, no un coste para el país

Lo que pagarían de más los consumidores no es lo que se gastaría de más en el país. Cuando sube el precio de cada hora, las centrales que ya producían (la hidráulica, las renovables y los ciclos que ya casaban) cobran más por la misma energía. Esa diferencia pasa de los consumidores a sus dueños y, en parte, vuelve a los consumidores por la regulación. Las subastas de renovables liquidan la diferencia entre su precio y el del mercado, y el régimen retributivo específico de las renovables antiguas y de la cogeneración se ajusta cuando el precio supera el previsto. Con datos públicos no se puede cuantificar esa parte que vuelve.

El coste real para el país es otra cuenta: el gas y el CO2 de los ciclos que producirían más, el saldo con Francia y las otras térmicas, menos lo que se ahorraría al no operar las nucleares (tabla 5).

Tabla 5. Lo que pagarían de más los consumidores frente al coste para el país, sin las siete (millones de euros al año)

	Lo que pagarían de más los consumidores (techo)	Coste real para el país	Parte que es coste real (del total pagado de más)
2025-26	8.800	2.100 a 3.000	entre un 24 % y un 34 %
2024-25	8.700	2.400 a 3.400	entre un 28 % y un 39 %

Fuente: elaboración propia. El coste para el país suma el gas y el CO2 de los ciclos de más de España, el saldo del comercio con Francia valorado a la media de los dos precios y las otras térmicas, y resta la explotación, el combustible y, en el caso bajo, las inversiones recurrentes de las nucleares (PwC, 2024). En el caso alto suma además el ciclo de más de Portugal y las carteras de producción sin tecnología conocida.

Con el gas de esos años y el cálculo principal, entre tres quintos y tres cuartos de lo que pagarían de más los consumidores es una transferencia, y entre una cuarta parte y dos quintos es un coste real. En la estimación baja, en la que vuelve a casar oferta de ciclos que hoy no casa, la parte de coste real sería mayor. La parte de transferencia es un máximo, porque la cifra de los consumidores es un techo. El coste para el país no incluye el de la seguridad de la red (capítulo 6), que lo haría mayor, ni el de gestionar el combustible gastado de los años de más, que lo haría menor; el desmantelamiento se paga en los dos casos y solo cambia de fecha. Además, supone que todo el coste de explotación de las nucleares se evitaría, aunque a corto plazo una parte no se evitaría, lo que también lo rebaja.

El reparto no es neutral entre empresas: las dueñas de las nucleares perderían esa producción y ganarían con el precio más alto de la producción que conservan. Las siete pagan además unos 1.350-1.450 millones de euros al año en tributos propios y tarifa de Enresa (capítulo 9). Con el cierre, el Estado y las comunidades dejarían de ingresar esos tributos. Con precios más altos recaudarían más por el impuesto sobre la producción de las demás centrales, el IVA y el impuesto

eléctrico. La tarifa de Enresa no es un ingreso público: financia los residuos y el desmantelamiento. El informe no calcula ese saldo fiscal.

3.6. El efecto varía menos con la hora que con el mes

Por horas

En 2025-26, sin las siete, cada kWh que paga un hogar subiría de unos 4,3 céntimos a las 22 h a unos 5,8 a las 18 h, con pérdidas e impuestos (figura 3); en el precio del mercado, de unos 28 a unos 39 euros por MWh. En 2024-25, de unos 4,5 céntimos a las 22 h a unos 6,1 a las 20 y las 21 h.

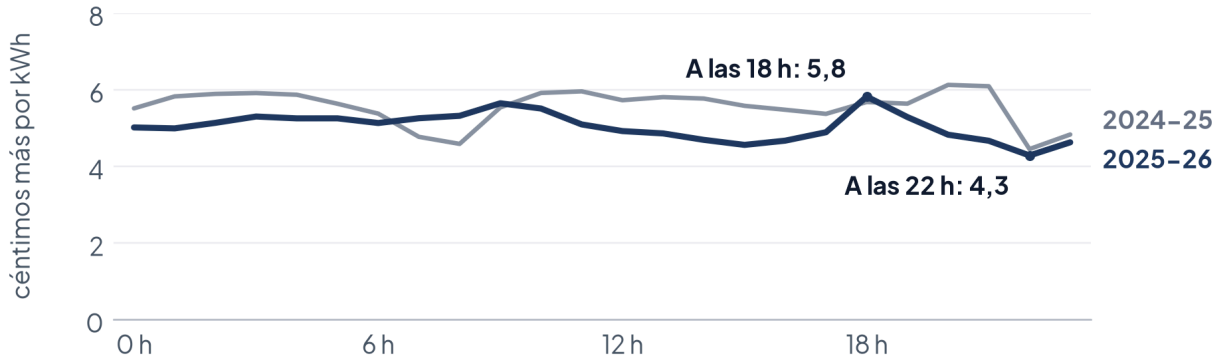

Figura 3. **Lo que subiría cada kWh según la hora.** Céntimos más por kWh, con impuestos y pérdidas, si cerraran las siete, por hora local. Mercado de hoy: 2024-25 y los 290 días medidos de 2025-26. Fuente: elaboración propia con datos de OMIE.

Por meses

El efecto es menor cuando el precio de partida es muy bajo, y no sigue una estación clara (figura 4). En 2025-26 sería de 8,6 euros al mes en diciembre y de 13,3 en enero. En febrero de 2026, con el mercado a 16 euros por MWh, bajaría a 7,5 euros; en julio, con el mercado a 105 euros por MWh, subiría a 13,7 euros.

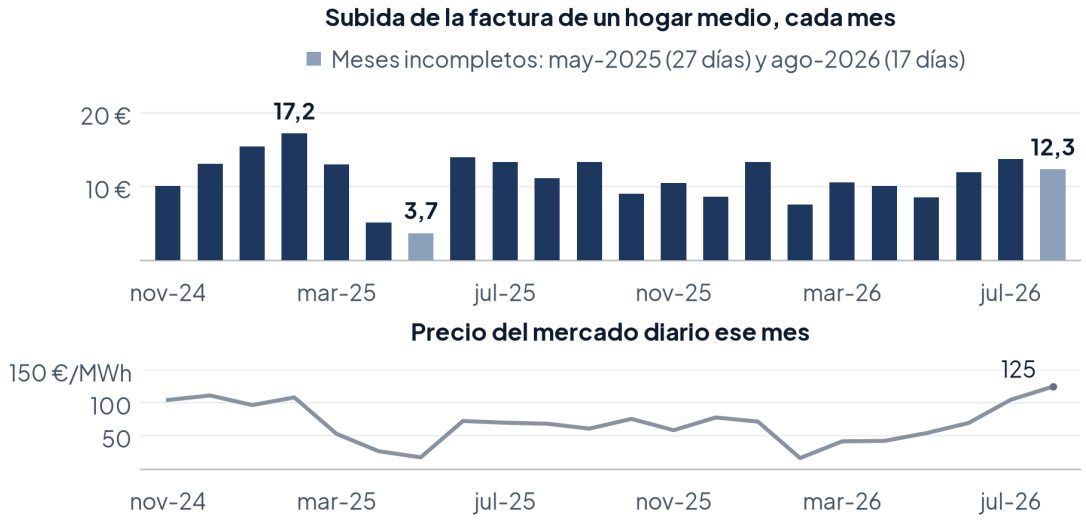

Figura 4. **La subida cambia mucho de un mes a otro.** Arriba, euros más al mes por hogar medio sin las siete, con impuestos y pérdidas; abajo, el precio medio del mercado diario. Fuente: elaboración propia con datos de OMIE.

4. Qué las sustituiría hoy

Sin las siete faltarían unos 49 TWh al año, lo que consumen unos 19 millones de hogares. De cada 100 kWh que faltan, el gas pondría unos 46 y el comercio con Francia 33, entre lo que se dejaría de exportar y lo que se importaría de más. Otros 12 serían solar y eólica que hoy no se aprovechan por sobrar. La capacidad de la interconexión, de unos 2,5 GW de media, limita la importación desde Francia. Si Francia no diera más que hoy, la subida de la factura sería entre un 22 % y un 27 % mayor que en el cálculo principal.

4.1. Faltarían 49 TWh al año: el gas cubriría casi la mitad y Francia un tercio

El cálculo retira lo que las siete programaron en el mercado diario y en contratos bilaterales, 49,3 TWh al año. De esos 49,3 TWh, 23 casan en el mercado diario y 26 se venden por contratos directos. El 53 % de la energía que falta, algo más de la mitad, no pasa hoy por el mercado diario, y quien la compraba tendría que acudir a él. Casi la mitad la pondrían los ciclos combinados de España y Portugal, y un tercio, el comercio con Francia. El resto se reparte entre la solar y la eólica que hoy se desaprovechan, el bombeo y otras fuentes (tabla 6, con los 651 días medidos).

Tabla 6. Qué cubre la nuclear que falta sin las siete (TWh al año, 651 días medidos)

Qué cubre la nuclear que falta	TWh al año	Parte del total
Ciclos combinados de gas (unos 20 TWh en España y 2,5 en Portugal)	22,4	45,5 %
Francia: se importa más	7,8	15,7 %
Francia: se exporta menos	8,5	17,2 %
Solar que hoy no se aprovecha	3,0	6,0 %
Eólica que hoy no se aprovecha	2,8	5,7 %
Bombeo que deja de comprar	2,9	5,9 %
Resto (cogeneración, carbón, ofertas sin tecnología conocida y otras compras, menos la bajada de la hidráulica)	2,0	4,0 %
Total	49,3	100 %

Fuente: elaboración propia con datos de OMIE y de Red Eléctrica.

4.2. Por franjas, el gas pone el 54 % de madrugada y el 66 % al anochecer

El reparto cambia a lo largo del día (figura 5). De madrugada, de 0 a 7 h, hay que cubrir 16,3 TWh al año y los ciclos combinados ponen el 54 %. En las horas centrales, de 8 a 17 h, faltan 20,3 TWh y el gas baja al 26 %. Al anochecer, de 18 a 23 h, son 12,7 TWh, y el gas llega al 66 %. La solar y la eólica solo entran en las horas en que hoy sobran, y el 93 % de la solar adicional, 2,74 de 2,95 TWh, llega entre las 8 y las 17 h.

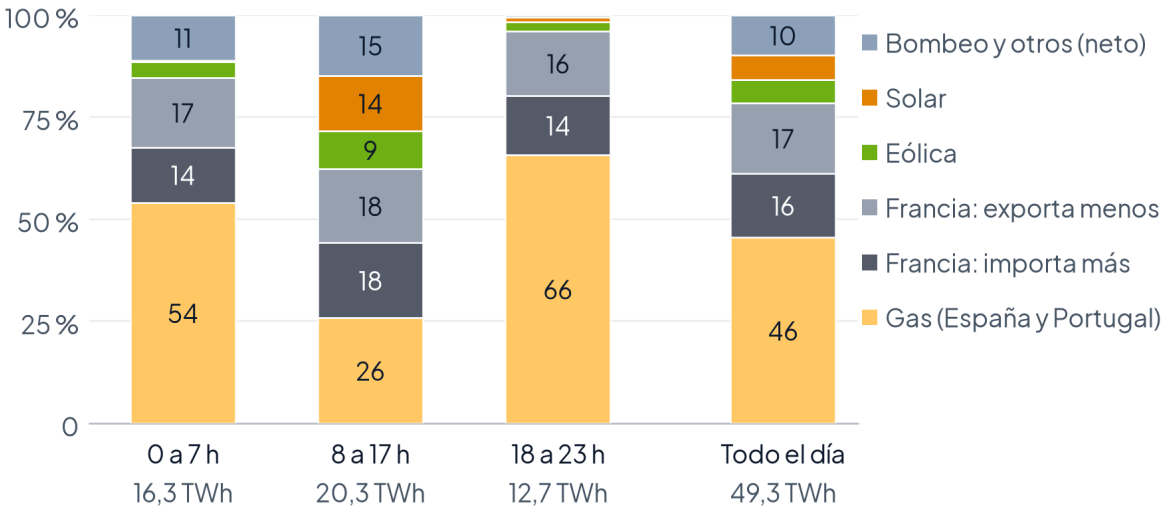

Figura 5. **Qué cubriría la energía de las siete, según la hora.** Parte de la energía que falta en cada franja horaria que cubriría cada fuente; debajo, los TWh al año que faltan en cada franja. En todo el día, el gas y Francia cubren el 78 % y la solar y la eólica, el 12 %. «Bombeo y otros» suma el bombeo que deja de comprar y el resto neto, descontada la bajada de la hidráulica. Mercado de hoy, 651 días medidos. Fuente: elaboración propia con las ofertas del mercado diario de OMIE.

4.3. La importación desde Francia ya roza el tope en un tercio de las horas y no está garantizada a futuro

El tope de importación

El cálculo importa de Francia al precio francés hasta la capacidad comercial de la interconexión (NTC), nunca por encima. Esa capacidad media es de 2.501 MW en 2024-25 y de 2.468 en 2025-26, unos 2,5 GW. Sin las siete, la importación iría al tope en el 78 % de las horas, frente al 40 % que da el modelo con el mercado de hoy. En los datos reales se importó al 95 % o más de la NTC en el 36 % de las horas de 2024-25 y en el 30 % de las de 2025-26, así que el modelo exagera algo el uso actual del tope.

En el modelo, el saldo con Francia pasaría de una exportación media de 76 MW a una importación de 1.776 MW, un cambio neto de 16,2 TWh al año que dejaría a España como importadora neta de 15,6 TWh. El máximo teórico, con la interconexión llena todas las horas, es de unos 21-22 TWh, así que al comercio con Francia le queda poco margen.

Si le sobra energía a Francia

Francia fue exportadora neta casi el 99 % del tiempo en 2025, con 92,3 TWh, y su saldo con España quedó casi equilibrado (RTE, 2026). En 2022, en cambio, fue importadora neta, con 16,5 TWh (RTE, 2023), y nada garantiza que suministre lo que el modelo le pide. El cálculo principal mantiene fijo el precio francés, y otras cinco hipótesis miden cuánto depende de ello el resultado (tabla 7). La más fundada es la pendiente estimada con los datos franceses de 2022 a 2026. Según esa pendiente, calculada con la previsión de consumo, eólica y solar del día anterior de RTE (ODRÉ, 2026), el precio del mercado diario francés sube unos 4,2 euros por MWh por cada GW más de demanda residual en Francia, la que queda tras restar la eólica y la solar (3,8 sin 2022). Con ella, el efecto sube un 2-3 %. Es una cota baja, porque el cálculo solo encarece la importación de más, no la

exportación que España deja de hacer. Si el precio francés reaccionara a todo el cambio de saldo, ese aumento podría ser del orden del doble, un 4-6 %. Lo que más mueve el resultado es que el operador recorte la capacidad de intercambio por seguridad o que Francia no exporte más que hoy.

Tabla 7. Cerrar las siete con seis hipótesis de Francia (euros al mes por hogar, 2025-26 / 2024-25)

Hipótesis de Francia	Sin las siete	Variación frente al cálculo principal
Cálculo principal (precio francés fijo)	10,7 / 11,9	—
El precio francés sube 4,2 euros por MWh por cada GW más de importación (pendiente estimada; cota baja)	11,1 / 12,2	+3 % / +2 %
El precio francés sube 10 euros por MWh por cada GW más	11,5 / 12,6	+7 % / +6 %
Capacidad de intercambio con Francia al 70 %	11,4 / 13,5	+6 % / +13 %
Capacidad de intercambio a la mitad	12,0 / 14,8	+12 % / +24 %
Francia no da más que hoy: importa lo de hoy y no más	13,1 / 15,2	+22 % / +27 %

Fuente: elaboración propia con datos de OMIE, de Red Eléctrica y de RTE. Con la capacidad reducida, el cierre se compara con un mercado de hoy que tiene esa misma capacidad.

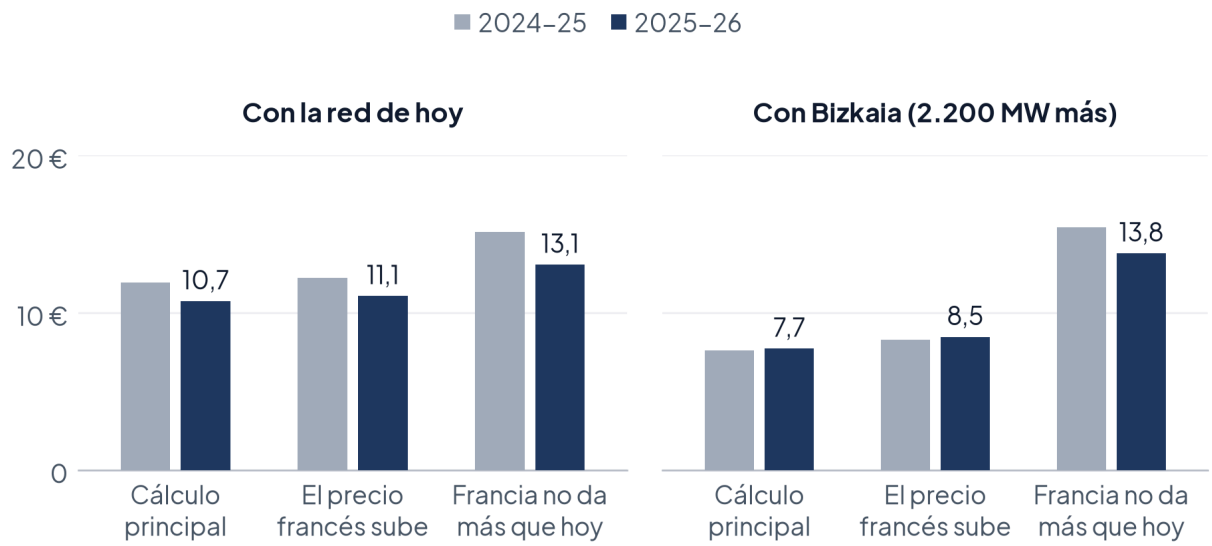

Figura 6. **Lo que pesa Francia en la subida.** Euros más al mes por hogar medio al cerrar las siete, con impuestos y pérdidas, en tres supuestos sobre Francia, con la red de hoy y con la interconexión de Bizkaia. En «El precio francés sube», cada GW importado de más sube el precio francés 4,2 € por MWh, la pendiente estimada con datos franceses. Las cifras rotuladas son las de 2025-26. Fuente: elaboración propia con datos de OMIE.

La interconexión del golfo de Bizkaia

La nueva línea añadiría unos 2.200 MW, y Fabra (2026) la sitúa en 2029. Con ella construida, cerrar las siete costaría 7,7 euros al mes en 2025-26 y 7,6 en 2024-25, un 28 % y un 36 % menos. El gas casado bajaría de unos 22 a unos 15 TWh. Es una cota alta del ahorro, porque supone fijo el precio francés; si ese precio sube con la importación según la pendiente estimada, el ahorro baja al 23 % y al 32 %. Si Francia no diera más que hoy, la línea solo serviría para exportar en horas baratas y la subida de 2025-26 sería mayor que sin ella, 13,8 euros frente a 13,1.

5. El gas y el CO2

Sin las siete, los ciclos combinados de España y Portugal producirían unos 22 TWh más de electricidad al año y emitirían unos 8 millones de toneladas más de CO2, en un rango de 8 a 10. La parte española, unos 19-20 TWh, exigiría quemar unos 40 TWh de gas en poder calorífico superior, la unidad en que el gas se compra y se paga (unos 36 en poder calorífico inferior). Esa cantidad es el 12 % de la demanda de gas del país en 2025 y equivale a unos 41 buques metaneros. Con el precio del gas de los días medidos de 2025-26, 42,0 euros por MWh, costaría unos 1.670 millones de euros al año. Con el de noviembre de 2026, unos 88 euros por MWh, costaría unos 3.500 millones. Sin Almaraz, serían unos 8 TWh de gas, unos 9 buques y 350 millones de euros.

5.1. Los ciclos combinados producirían unos 22 TWh más de electricidad al año

La cifra de unos 22 TWh es la media anual de los 651 días medidos, 22,4 TWh, de los que 20,0 corresponden a España y 2,5 a Portugal. Por años, el aumento ibérico es de 22,8 TWh en 2024-25 y de 22,0 en 2025-26. Se cuenta la energía casada de cada ciclo, es decir, la que el mercado le asigna de verdad. Cuando el precio de cierre coincide con el de varias ofertas, esa energía se reparte entre ellas en proporción a lo ofertado. Son TWh de electricidad, y el gas necesario para producirlos se calcula en el apartado 5.3. Contar en su lugar toda la oferta de ciclos con precio por debajo del de cierre sobrestimaría el aumento, porque incluye energía que el algoritmo no llega a casar.

5.2. El CO2 sube unos 8 millones de toneladas al año, y hasta 10 en otros supuestos

Sin las siete, las emisiones subirían unos 8,3 millones de toneladas al año con la media de los 651 días medidos y 8,1 con los de 2025-26 (tabla 8). El cálculo usa 0,37 toneladas de CO2 por MWh eléctrico de ciclo combinado.

A diferencia de la factura, este rango no va de la estimación baja a la alta. El rango de 8 a 10 millones incluye dos casos más. El primero es la estimación baja, en la que la oferta de ciclos que no casó vuelve a casar al subir el precio; como esa energía es de ciclos, da más CO2, no menos. Si esa energía se cuenta como gas, salen 26 TWh y 9,8 millones de toneladas. Sin contarla saldrían 15,0 TWh y 5,5 millones, una cifra que no se usa porque entre el 81 y el 87 % de esa oferta es de ciclos combinados y su energía es gas. El segundo caso es la sensibilidad en que Francia no aporta más que hoy (capítulo 4), con unos 10 millones. Un año seco lo llevaría a 10-11 millones (apartado 5.4).

Estas cifras cuentan solo los ciclos. El carbón también sube, 0,40 TWh, lo que añade unos 0,4 millones de toneladas. Tres matices:

- El cálculo usa un rendimiento fijo del 54 % (apartado 5.3). Más arranques y más horas a carga parcial lo empeorarían, así que el gas y el CO2 calculados quedan algo por debajo de lo que serían.
- La importación de Francia no se cuenta con emisiones, aunque la electricidad que se importa de más no siempre está libre de CO2.

- Las emisiones del sector eléctrico están dentro del comercio europeo de derechos, que fija un techo para toda la UE. El CO2 adicional de España no aumentaría las emisiones europeas en la misma cantidad, porque las emisiones que amparan los derechos comprados por los ciclos españoles dejarían de producirse en otro sitio. La compensación no es total, porque la reserva de estabilidad del mercado retira parte de los derechos sobrantes.

5.3. Solo en España, unos 40 TWh de gas y entre 1.670 y 3.500 millones de euros al año

Con un rendimiento del 54 % sobre el poder calorífico inferior (PCI), producir los 19 TWh eléctricos exige unos 36 TWh de gas. El gas se mide, se negocia y se paga en poder calorífico superior (PCS), alrededor de un 11 % mayor, y en esa unidad, la de las estadísticas del sector, son unos 40 TWh. Esos 40 TWh son el 12 % de la demanda de gas de España en 2025, que fue de 331,5 TWh, y el 40 % del gas que se quemó ese año para generar electricidad, 99,7 TWh (Enagás, 2026; cálculo propio).

Tabla 8. El gas de más que habría que quemar en España (cifras anuales, con los 290 días medidos de 2025-26)

Magnitud	Sin las siete	Sin Almaraz
Electricidad de más de los ciclos de España (TWh)	19,3	4,1
Gas quemado, en poder calorífico superior (TWh)	unos 40	unos 8
Gas quemado, en poder calorífico inferior (TWh)	unos 36	unos 7,5
Buques metaneros equivalentes	unos 41	unos 9
Coste del gas con el precio de esos días, 42,0 €/MWh (millones de euros)	unos 1.670	unos 350
CO2 de los ciclos españoles (millones de toneladas)	7,2 (8,1 con Portugal)	1,5
Derechos de CO2, a 79,4 €/t (millones de euros)	unos 570	unos 120

Fuente: elaboración propia con datos de OMIE y de Red Eléctrica; Enagás (2026); MIBGAS (2026); Sendeco2 (2026).

En 2025 descargaron 245 metaneros, con una media de 0,962 TWh cada uno (Enagás, 2026). A ese tamaño, el gas adicional equivale a unos 41 buques. El buque sirve solo como unidad de comparación, porque el 33 % del gas de España entra por gasoducto.

La tabla usa el precio del gas de los mismos días, 42,0 euros por MWh. Con el precio medio de noviembre de 2025 a octubre de 2026, 49,6 euros por MWh, que incluye el otoño caro, el gas costaría unos 1.970 millones de euros. Con el de noviembre de 2026, unos 88 euros por MWh (MIBGAS, 2026), costaría unos 3.500 millones con la misma cantidad de gas; como con el gas tan caro se quemaría algo menos, serían unos 3.300 en 2025-26 (cálculo propio). Con el gas más caro también subiría la factura (capítulo 3): las dos cosas van juntas.

5.4. Un año seco subiría el gas de más en una cuarta parte

Los dos años medidos tuvieron bastante agua. Con la hidráulica de 2022, que fue la mitad de la de esos años, la electricidad adicional de los ciclos sin las siete pasaría de unos 22 a unos 27-29 TWh al año, el CO2 subiría a unos 10-11 millones de toneladas y la subida de la factura sería entre un 5 % y un 17 % mayor. Es el efecto del cierre con esa misma agua con y sin las siete: con poca hidráulica, el agua cubre menos del hueco que dejan las nucleares y lo cubre el gas. Es una cota baja, porque solo baja el agua que pasa por el mercado (anexos A.5 y A.7).

5.5. Con las renovables que igualarían la factura, los ciclos seguirían produciendo entre 4,0 y 6,6 TWh más

Las cifras de este capítulo son las del mercado de hoy. Con las renovables que igualarían la factura, y sin baterías, los ciclos de España producirían entre 4,0 y 6,6 TWh al año más que hoy (capítulo 8). A medio plazo, los estudios no coinciden en las emisiones. Con la prórroga de Almaraz y la inversión renovable sin cambios, Fabra estima entre un 14 % y un 23 % menos de emisiones del sector eléctrico. La URJC y la UPC suponen menos inversión renovable y estiman entre 5,8 y 12,3 millones de toneladas de CO2 equivalente más, acumuladas de 2026 a 2033. En el año tipo 2031 de este informe, cerrar el grupo de 2030 sumaría entre 1,5 y 2,9 millones de toneladas al año (capítulo 8).

6. La seguridad de la red

De mayo de 2025 a octubre de 2026, Red Eléctrica programó 3,52 TWh de nuclear por encima de lo que casaron el mercado y los contratos bilaterales (figura 7). Ya lo hacía antes del apagón: 255 GWh en marzo de 2025. Esa energía se concentra en meses de precio bajo. Según los ficheros por unidad de Red Eléctrica, la nuclear que sube por restricciones se reparte casi a partes iguales entre control de tensión y sobrecargas en la red de transporte, sobre todo en Ascó y Vandellós II.

Reponerla con gas forzado costaría entre 31 y 41 céntimos al mes por hogar, de 250 a 330 millones de euros al año en el cálculo principal, dentro de un rango de 170 a 370 millones. Si se cuenta también la nuclear que ya casa en el mercado, una extrapolación lineal de las paradas reales, que es una cota alta, lleva lo que pagarían los consumidores a unos 800 millones, alrededor de 1 euro al mes. Si la península se separara del resto de Europa, sin las siete la frecuencia caería a un ritmo de más de 1 Hz por segundo en un 6-9 % de las horas, y hasta en una de cada cuatro si no se repusiera ninguna máquina síncrona. Para evitarlo harían falta entre 8 y 11 compensadores síncronos en el caso coherente con el cálculo del mercado y hasta 23 con los demás criterios, con una inversión de 800 a 2.300 millones de euros. El gas forzado y los compensadores no se suman enteros: los compensadores cubren la tensión y la inercia, pero no la parte programada por sobrecargas, que pide energía en esa zona de la red. Ese coste se pagaría aparte del mercado diario y se añadiría a la factura del capítulo 3, con un solapamiento parcial, porque el mercado ya casaría parte de esos ciclos de gas. Ninguna fuente oficial atribuye el apagón del 28 de abril de 2025 a la falta de inercia.

6.1. Qué aporta una central síncrona y qué no aportan la solar y la eólica

Una central síncrona (nuclear, de ciclo combinado, de carbón o hidráulica) lleva un alternador que gira a la velocidad de la red. Ese alternador aporta cuatro cosas.

- La inercia es la energía cinética de la masa que gira, y frena la variación de la frecuencia cuando una central se desconecta. ENTSO-E da para la nuclear una constante genérica de 5,9 segundos sobre la potencia aparente asignada, con un cociente de 0,96 entre potencia activa y aparente (ENTSO-E, 2020). Con esa constante, el turbogrupo (turbina y alternador) de un reactor de 1.000 MW almacena unos 6 GW·s, y los turbogrupos de los siete reactores (7.117 MW netos), si estuvieran todos acoplados, unos 44 GW·s. Es una media europea y no un valor medido en ningún reactor español. La solar y la eólica, conectadas mediante inversores, no aportan inercia por sí solas (Comité de análisis, 2025, pp. 170-171).
- El control de tensión consiste en que el alternador, con su regulador, absorba o inyecte potencia reactiva de forma continua. Cuando la tensión sube, la red necesita grupos que la absorban.
- La potencia de cortocircuito ayuda, cuando hay un fallo en la red, a que las protecciones actúen y a que la tensión no se hunda. La máquina síncrona inyecta una corriente elevada, y un inversor, solo una corriente limitada por su electrónica (CNMC, 2026b, p. 6).
- El amortiguamiento de las oscilaciones depende del ajuste de los reguladores. Un regulador de tensión rápido sin un estabilizador de potencia (PSS) bien ajustado puede restarlo (ENTSO-E, 2026, pp. 23-24).

La inercia y el control de tensión no dependen de la carga de la misma manera. Un turbogrupo acoplado al 70 % de su potencia gira a la misma velocidad que a plena carga, la de sincronismo con la red, y conserva la misma energía cinética; por eso lo que cuenta es cuántas máquinas están acopladas. El cálculo aproxima la inercia nuclear con la producción de cada hora, lo que en las horas de carga parcial subestima algo la inercia que se perdería sin la nuclear. Lo que sí puede variar con la carga, con la tensión y con los límites del alternador es la capacidad del alternador de absorber o aportar reactiva.

Los inversores modernos pueden controlar la tensión, y los *grid-forming* pueden además dar inercia sintética (apartado 8.3). Las cifras públicas no desglosan por reactor la aportación al cortocircuito, la capacidad de potencia reactiva ni la constante de inercia de cada alternador.

6.2. Las fuentes atribuyen el apagón del 28 de abril de 2025 a la tensión

Este apartado se apoya en cuatro informes oficiales sobre el apagón: el de Red Eléctrica (18 de junio de 2025), el del comité de análisis del Gobierno (17 de junio de 2025), el del panel de expertos de ENTSO-E (20 de marzo de 2026) y el del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) sobre la pérdida total de potencia eléctrica (22 de abril de 2026). El del CSN no valora las causas y el de ENTSO-E no determina responsabilidades (p. 17, nota 5).

La causa

Red Eléctrica atribuye el incidente a «un problema de tensión y el disparo en cascada de las plantas de generación renovable» y descarta que fuera un problema de inercia (2025a, p. 16). El panel de ENTSO-E señala varios factores, sin ordenarlos (2026, pp. 23-24):

- varios generadores convencionales que alcanzaron su referencia de reactiva en menos del 75 % de las muestras de cada hora, el mínimo que fija el procedimiento de operación;
- un marco sin requisitos dinámicos para esos generadores;
- renovables con factor de potencia fijo;
- reactancias maniobradas a mano;
- ajustes de sobretensión desviados de los requisitos;
- falta de estabilizadores en algunas grandes unidades.

El panel concluye que, dada la secuencia de los hechos, «incluso con valores de inercia significativamente más altos, no se habría evitado la pérdida de sincronismo» (p. 21; traducción propia). El comité coincide (2025, p. 107).

Qué hacían las nucleares

Según el CSN (2026), la producción nuclear era estable, de unos 3.400 MW, con un promedio de 3.387 MWe. Las potencias de cada reactor (tabla 9) suman 3.522 MWe, una diferencia que el informe del CSN no explica.

Ese día había diez grupos térmicos programados para el control dinámico de tensión. Tres eran nucleares y siete, ciclos combinados (Comité de análisis, 2025, p. 21). A las 12:30, las cuatro nucleares acopladas estaban entre las once centrales obligadas a regular tensión por consigna (pp. 38 y 110).

Tabla 9. Estado de los reactores antes del suceso del 28 de abril de 2025

Reactor	Estado	Potencia (MWe)
Almaraz I	Parada fría (desde el 16 de abril)	0
Almaraz II	70 % de potencia	680
Ascó I	70 % de potencia	719
Ascó II	100 % de potencia	1.034
Cofrentes	Parada fría	0
Trillo	Recarga	0
Vandellós II	100 % de potencia	1.089

Fuente: CSN (2026), pp. 5-6.

Antes del colapso, un centro de control informó de que «un grupo nuclear estaba oscilando mucho con las oscilaciones y que podía disparar», y por precaución se pidió un preaviso para acoplar otro ciclo combinado en la zona norte (Red Eléctrica, 2025a, p. 7). Según el CSN, tras una última oscilación, Almaraz II alcanzó el 103,6 % de la tensión nominal en bornas con −500 MVAr, por lo que actuó el limitador de mínima excitación de su regulador. Con la caída de la frecuencia, la tensión subió hasta el 108,6 % (2026, p. 7).

Los grupos que absorbieron menos reactiva

Ninguna fuente primaria dice de qué tecnología eran los grupos que absorbieron menos reactiva. Red Eléctrica afirma que «la mayoría de la generación convencional» con control dinámico de tensión (ciclos, carbón, nuclear y grandes hidráulicas) no absorbió la reactiva exigida. Cita «un grupo que estaba para control de tensión de la zona sur, un grupo que se encuentra en Extremadura y un grupo que estaba para control de tensión de la zona centro», sin indicar tecnología ni central (2025a, p. 12). El comité recoge que, según el operador, «prácticamente la totalidad de los grupos acoplados» absorbió menos reactiva de la necesaria en uno o varios periodos de la mañana, y destaca un grupo del sur cuya central aparece tachada en el documento publicado (2025, p. 111). El panel analizó tres generadores térmicos del sur sin decir de qué tecnología eran (2026, p. 211).

Como había cuatro nucleares entre las once centrales obligadas, esas frases ni las excluyen ni las señalan.

El disparo

Los cuatro reactores en marcha pararon automáticamente por subfrecuencia, con el sistema ya en caída. En los cuatro, la mínima frecuencia en las barras que alimentan las bombas de refrigeración del reactor llevó a la parada (CSN, 2026, p. 7). Según el CSN, las protecciones eléctricas de las centrales funcionaron de acuerdo con su diseño (p. 14).

Red Eléctrica sitúa el primer disparo nuclear con la frecuencia en 47,79 Hz. El cuadro de eventos de ENTSO-E recoge tres eventos nucleares, de 1.045, 653 y 1.692 MW, en unos 0,9 segundos, entre las 12:33:22,7 y las 12:33:23,6. Suman los 3.390 MW de su tabla 3-2 (ENTSO-E, 2026, pp. 120 y 131).

Diésel y alimentación exterior

En todas las unidades arrancaron los diésel de salvaguardia o de emergencia y alimentaron sus barras. El CSN registra dos fallos de componentes:

- en Trillo, que estaba en recarga, no arrancó el GY40 y en su lugar arrancó y acopló el GY80; en ese modo, las especificaciones técnicas de funcionamiento solo exigían dos diésel operables;
- en Vandellós II no abrió la válvula de alivio del generador de vapor A.

El CSN concluye que ninguno afectó a la gestión de la emergencia y que «no se puso en riesgo en ningún momento la seguridad nuclear» (2026, pp. 8, 10 y 12).

La alimentación exterior se recuperó con islas eléctricas creadas desde hidráulicas de arranque autónomo. Las fuentes dan horas distintas porque miden hitos distintos:

- a las 14:46 (comité) y a las 15:07 (ENTSO-E), todas las centrales confirmaron alimentación exterior para sus servicios auxiliares;
- entre las 17:30 y las 03:00 del 29, el CSN da por recuperado el suministro exterior, tras prealertas de emergencia de entre 5 y 15 horas según la central; en tres de ellas se habían perdido además líneas, ya repuestas (CSN, 2025; 2026).

Recuperar la alimentación exterior para los servicios auxiliares no es lo mismo que volver a producir: para eso el generador tiene que acoplarse de nuevo y entregar electricidad a la red, un hito que llegó días después. Ascó I y Vandellós II se acoplaron el 30 de abril, dos días después del apagón (CSN, 2025). Almaraz II, a la que Red Eléctrica pidió arrancar de forma urgente, lo hizo el 5 de mayo a las 13:58, y Almaraz I, en parada fría desde el 16 de abril, el 6 a las 06:35 (CNAT, 2025b; CSN, 2025). Ascó II, que se había disparado con el apagón, se acopló el 18 de junio, tras la recarga programada que comenzó el 3 de mayo (ANAV, 2025; Foro Nuclear, s. f.); el programa de OMIE no le asigna producción entre el apagón y esa fecha. Cofrentes, en parada por mercado desde el 17 de abril, se acopló el 5 de mayo a las 19:28 (Central Nuclear de Cofrentes, 2025). Trillo, en recarga, la terminó el 21 de mayo, con 26 días de retraso sobre lo previsto. Los motivos fueron trabajos en una bomba principal, incidencias durante el calentamiento, el apagón y unos días en modo 2 (reactor crítico sin acoplar) que pidió el despacho de carga por las condiciones del mercado (CNAT, 2025a). Al terminar, quedó «disponible a la espera de las indicaciones del Despacho de Carga» (CNAT, 2025c), y el programa de OMIE le asigna producción desde el 28 de mayo.

Una discrepancia sobre los estabilizadores

Según el comité, el operador y los titulares concluyeron que instalar PSS en las nucleares no era viable, con una excepción que aparece tachada (2025, pp. 73 y 176). ENTSO-E anota «NO» en la fila de la nuclear de su tabla de PSS de las máquinas en servicio el 28 de abril (p. 60) y, en su análisis de sensibilidad, describe las nucleares como sin PSS («not equipped with PSSs»). Calcula que ponerlos en todas las nucleares acopladas, con un ajuste preliminar, aumentaría el amortiguamiento de la oscilación entre áreas en un 1,27 % (pp. 269-270), e incluye entre sus medidas «instalar y ajustar PSS en centrales nucleares» (p. 276; traducción propia). La nota de la p. 220, según la cual se han ajustado PSS en una unidad nuclear, no dice que esa unidad estuviera en servicio ese día.

6.3. Red Eléctrica programa 3,52 TWh de nuclear por encima del mercado desde mayo de 2025

Desde el 30 de abril de 2025, Red Eléctrica opera en el «modo de operación reforzado», en el que programa más grupos con capacidad de control de tensión de los que resultarían en condiciones normales de mercado (Dirección General de Política Energética y Minas, 2025). Este informe mide, hora a hora, cuánta nuclear programa por encima de lo que casaron el mercado diario y los contratos bilaterales. La medida es la diferencia positiva entre el programa tras las restricciones técnicas (fase I) y el programa base de funcionamiento, y se calcula solo para el conjunto de los siete reactores. Mide energía programada y no generación medida (figura 7).

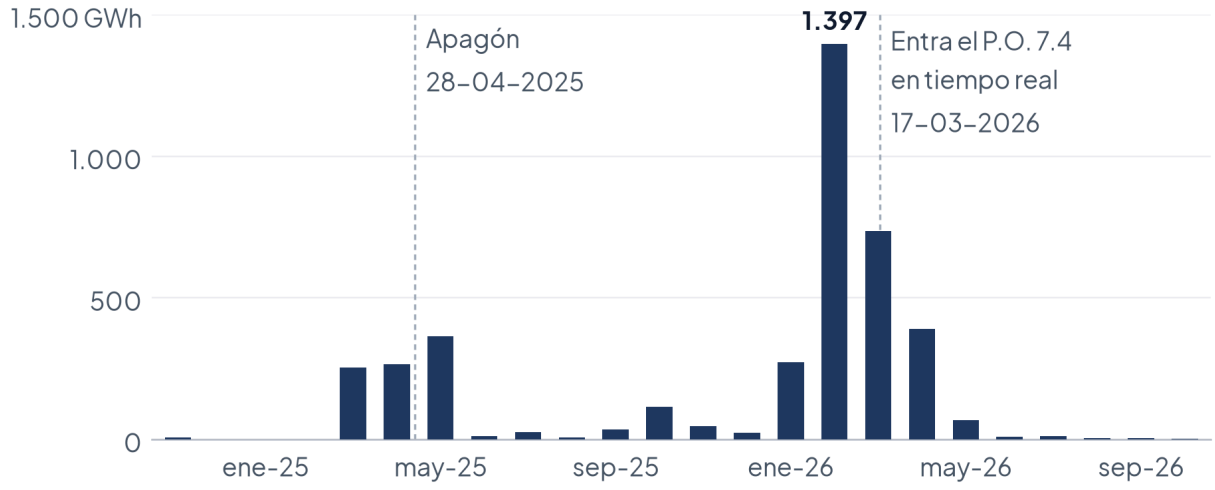

Figura 7. **Nuclear programada por restricciones técnicas, por mes.** GWh al mes de nuclear que el programa tras las restricciones técnicas añade por encima del mercado diario y los bilaterales (suma de las horas con diferencia positiva), de noviembre de 2024 a octubre de 2026. Las líneas marcan el apagón del 28-04-2025 y la entrada del P.O. 7.4 en tiempo real (17-03-2026). Es energía programada, no generación medida, y la figura no indica la causa de cada programación. Se excluye el 25-01-2025, por un error en el programa publicado de una central. Fuente: elaboración propia con datos públicos de Red Eléctrica.

De noviembre de 2024 a febrero de 2025, la nuclear programada por encima del mercado fue de 0,01 TWh. Subió a 0,52 en marzo y abril de 2025, fue de 0,56 de mayo a octubre de 2025 y de 2,96 de noviembre de 2025 a octubre de 2026. Desde mayo de 2025 suman 3,52 TWh, unos 270 MW de media, con programación adicional en el 18 % de las horas.

El volumen se concentra entre enero y abril de 2026, con 273 GWh en enero, 1.397 en febrero, 737 en marzo y 390 en abril. La cifra de febrero equivale a unos 2.100 MW de media durante todo el mes, con el mercado diario a 16 euros por MWh. En marzo, abril y mayo de 2025 ya hubo 255, 267 y 363 GWh; los de marzo, antes del apagón. Los demás meses, incluidos el verano y el otoño de 2025, quedan por debajo de 120 GWh cada uno.

Los meses de más volumen suelen ser de precio bajo, cuando la nuclear no casa en el mercado. El mercado diario promedió 16,4 euros por MWh en febrero de 2026, 16,9 en mayo de 2025 y 26,8 en abril de 2025. Enero de 2026 es una excepción, con 71,7 euros. Los ficheros de programación por unidad de Red Eléctrica (I90) clasifican cada redespacho por su motivo. De noviembre de 2024 a agosto de 2026 asignan a las nucleares 4,1 TWh a subir por restricciones técnicas: el 47 % por control de tensión, el 50 % por sobrecargas ante contingencia en la red de transporte y el 3 % por

otros motivos. Son más que los 3,52 TWh de la medida anterior porque cubren otro periodo y suman la energía a subir de cada reactor por separado, sin compensarla con la que se baja en otro. El 93 % corresponde a Ascó I, Ascó II y Vandellós II, en Tarragona, con los dos motivos a partes parecidas. La energía a subir de Almaraz II es sobre todo por tensión, y Almaraz I, Cofrentes y Trillo apenas tienen. El fichero da la categoría del motivo, no la instrucción concreta, y la serie no permite atribuir esa programación al apagón. Una máquina acoplada, además, puede contribuir al control de tensión aunque produzca por debajo de su potencia habitual.

6.4. Reponer esa nuclear con gas forzado costaría entre 31 y 41 céntimos al mes por hogar

El cálculo repone con gas forzado la nuclear que Red Eléctrica ya añade y le da el precio que cobró el resto de la energía programada a subir en esas horas. Esa energía se pagó de media a unos 132 euros por MWh, pero cerca de la mitad era la propia nuclear forzada (el 46 %, ponderado por ella), que cobra menos. Si la nuclear cobró su oferta, 30 euros por MWh en el cálculo principal, el resto se pagó a unos 219 euros, 209 más que el mercado diario de esas horas, que promediaba unos 9 (medias ponderadas por esa energía). Esa prima se multiplica por un factor calibrado con el coste observado, de 0,71 en el cálculo principal y 0,58 en el bajo, y se descuenta lo que ya cobra la nuclear forzada. Sin las siete, el mercado diario de esas horas sería unos 22 euros por MWh más caro, y la prima, menor: el cálculo la mide hora a hora frente a ese precio más alto, con el precio de la energía a subir tal como fue. El año de referencia va de noviembre de 2025 a octubre de 2026 (tabla 10).

Tabla 10. Coste de reponer con gas forzado la nuclear programada por restricciones (M€ al año)

	Bajo	Principal	Alto
Sin las siete	170 M€ (0,21 €/mes por hogar)	329 M€ (0,41 €/mes)	367 M€ (0,46 €/mes)
Sin Almaraz	17 M€ (0,02 €/mes)	32 M€ (0,04 €/mes)	104 M€ (0,13 €/mes)

Fuente: elaboración propia. M€ = millones de euros; por hogar, con impuestos y pérdidas. Con la prima medida frente al mercado diario de hoy, las cifras baja y principal serían de 207 y 375 millones sin las siete, y de 18 y 33 sin Almaraz. La parte de Almaraz es la que le asignan los ficheros por unidad, el 9,5 % de la nuclear programada a subir de noviembre de 2025 a agosto de 2026 (en todo el periodo, desde noviembre de 2024, es menor); en el caso alto se reparte según su potencia.

Las cifras baja y principal se basan en lo medido. La alta no parte de la prima: aplica al coste de la operación reforzada de hoy una regla de unidades que supone que la nuclear es la mitad de las que tienen control dinámico de tensión, frente al 30-36 % que dan las fuentes (3 de 10 grupos y 4 de 11 centrales). Es un supuesto alto, no una cota: la extrapolación de las paradas que sigue en este mismo apartado, que cuenta también la nuclear que ya casa, da más. Por otro lado, el cálculo puede sobrestimar el coste, porque sin las siete el mercado casaría unos 2,2 GW más de ciclos de España, que darían tensión sin necesidad de forzarlos.

El cálculo repone además cada MWh nuclear con un MWh de gas. Para la parte programada por sobrecargas hace falta energía en ese punto de la red, pero para la de control de tensión basta con tener máquinas acopladas, aunque produzcan poco. De noviembre de 2025 a agosto de 2026, la parte de control de tensión fue el 46 %. Si esa función la cubrieran ciclos combinados acoplados todo el día a su mínimo técnico (uno o dos por reactor, de 150 a 200 MW cada uno), la energía de esa parte bajaría entre un 10 y un 55 %. El coste del cálculo principal pasaría de 329

millones a entre 250 y 315, es decir, entre 31 y 39 céntimos al mes. Uno o dos ciclos tienen menos potencia aparente que un reactor y pueden no igualar la reactiva que este absorbe o aporta, así que el ahorro es un máximo.

Lo que dicen las paradas reales: alrededor de 1 euro al mes, como extremo alto

El cálculo anterior solo repone la nuclear que Red Eléctrica ya programa de más. La que casa en el mercado también da tensión, y si faltara habría que sustituirla. Para medirlo, el informe usa los ficheros de Red Eléctrica con la energía que programa cada central para resolver las restricciones técnicas del mercado diario (fase I), día a día, de noviembre de 2024 a agosto de 2026 (660 días). Cada ciclo combinado se asigna a su zona. Se mide cuánto más se fuerza a subir cuando falta nuclear en una zona, usando las paradas y recargas reales como si fueran un experimento y descontando el efecto de las previsiones de demanda, eólica y solar, del mes y del día de la semana.

Desde la operación reforzada, cada GW nuclear indisponible ha llevado a programar por restricciones unos 3,3 GWh más al día de ciclos (unos 140 MW de media), con un error de 1,5 GWh. El efecto es local en Cataluña: cuando falta nuclear en Ascó o Vandellós, los ciclos catalanes y del Ebro suben 3,0 GWh al día (error 0,6). En la zona centro solo está Aceca, y cuando falta Almaraz o Trillo los ciclos que suben son sobre todo los del sur, 1,5 GWh al día (error 0,6). En Levante el efecto de Cofrentes es parecido pero muy impreciso.

Extrapolado a los 6,5 GW nucleares disponibles de media, serían unos 8 TWh al año de ciclos forzados. Sin contar la nuclear, la energía programada a subir desde mayo de 2025 se pagó a unos 214 euros por MWh, 135 más que el mercado diario de esas horas, que promedió 79. Ese sobrecoste se rebaja un 25 % (un 8 % sin Almaraz), porque sin las siete el mercado diario de esas horas sería más caro. Así, costarían unos 800 millones de euros al año, alrededor de 1 euro al mes por hogar, con un rango de 85 a 1.500 millones (0,1 a 1,9 euros al mes). Con los 5,6 GW de producción media, en lugar de la potencia disponible, serían unos 700 millones. Sin Almaraz serían unos 200 millones (0,25 euros al mes), con el efecto medido en su zona (2,5 GWh al día por GW, sumando los ciclos de todas las zonas), o unos 120 si solo se cuentan los ciclos del sur. Es lo que pagarían los consumidores, no el coste de los recursos: la prima incluye renta de quien vende esa energía, y parte de esos ciclos ya los casaría el mercado sin las nucleares (capítulos 3 y 5). Como además es una extrapolación lineal de paradas de 1-2 GW a un cierre de 6,5 GW, se lee como el extremo alto de lo que costaría la seguridad de la red, que queda entre 0,3 y 1 euro al mes.

6.5. Si la península se separara del resto de Europa, sin las siete la frecuencia caería a un ritmo de más de 1 Hz por segundo en un 6-9 % de las horas

La inercia no entra en la cifra anterior, por tres razones: ninguna norma fija un mínimo de inercia para la península, las tres fuentes principales coinciden en que no causó el apagón y el mismo ciclo forzado da tensión e inercia, así que sumar las dos duplicaría el coste. Aun así, la inercia es relevante para un riesgo concreto: que la península se separe del sistema europeo, como el 24 de julio de 2021, con un desequilibrio de 2,5 GW (ENTSO-E, 2026, p. 216). En ese momento se pierde de golpe el intercambio con Francia, y la frecuencia cambia más deprisa cuanto menor es la energía cinética de las máquinas síncronas acopladas. La rapidez del cambio es igual al desequilibrio multiplicado por 50 Hz y dividido entre el doble de esa energía.

ENTSO-E calcula esa energía cinética con la constante de inercia y la potencia aparente de cada máquina síncrona acoplada (ENTSO-E, 2026, pp. 50-51). Con sus constantes, sin retocar parámetros, el cálculo de este informe da para las 12:25 del 28 de abril de 2025 una energía cinética de unos 82 GW·s, el 84 % de los 97,59 del panel. Cuenta las bombas del bombeo casi a plena carga, como en el cálculo de la separación (tabla 11); con el factor de carga que ENTSO-E da para los generadores, serían 92,95 GW·s, el 95 %. El panel no publica su lista de máquinas, y el cálculo supone que el panel cuenta el bombeo en consumo y la cogeneración.

Para cada hora de mayo de 2025 a octubre de 2026, el cálculo usa la energía cinética de las máquinas de la península española y dos desequilibrios: el intercambio real con Francia en esa hora y, como caso peor, la capacidad de importación, que es lo que se perdería de golpe si se importara al tope. Las bombas del bombeo, cuando consumen, se cuentan casi a plena carga (un cociente de 0,9 entre potencia activa y aparente). El factor que ENTSO-E da para los generadores (0,46) supondría, en las horas de mucho bombeo, más potencia girando que la instalada; con él, las horas de la tabla 11 sin las siete serían entre un 40 % y un 60 % de las que da, y menos sin Almaraz (anexo A.6). Los grupos de generación nuevos deben soportar un cambio de 2 Hz por segundo, según la Orden TED/749/2020, pero los anteriores a esa norma no están obligados a hacerlo (ENTSO-E, 2026, p. 132). Por eso el cálculo toma como umbral 1 Hz por segundo, la mitad de lo que se exige a los grupos nuevos, y cuenta las horas en que se superaría. No incluye la inercia de Portugal ni la respuesta rápida de baterías y eólicas, que harían el cambio más lento.

Tabla 11. Horas de mayo de 2025 a octubre de 2026 en que, si la península se separara, la frecuencia caería a un ritmo de más de 1 Hz por segundo

Caso	Horas con el intercambio real con Francia	Horas con la capacidad de importación
Hoy, con las siete	7 (0,05 %)	13 (0,1 %)
Sin Almaraz, reponiendo con ciclos el 39,5 % de su potencia (aproximadamente la parte de los ciclos de España en lo que falta sin las siete, el 40,5 %)	17 (0,1 %)	48 (0,4 %)
Sin Almaraz, reponiendo con ciclos la parte del gas en cada franja horaria	23 (0,2 %)	90 (0,7 %)
Sin Almaraz, sin reponer nada	37 (0,3 %)	155 (1,2 %)
Sin las siete, reponiendo con ciclos el 39,5 % de su potencia	143 (1,1 %)	757 (5,7 %)
Sin las siete, reponiendo con ciclos la parte del gas en cada franja horaria	187 (1,4 %)	1.169 (8,9 %)
Sin las siete, sin reponer nada	1.051 (8,0 %)	3.567 (27,1 %)

Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica y las constantes de inercia de ENTSO-E (2020). Mayo de 2025 a octubre de 2026, 13.177 horas. Con las bombas contadas con el factor de los generadores (0,46), las horas con la capacidad de importación serían 6, 20, 23, 48, 309, 463 y 2.234.

El caso coherente con el cálculo del mercado repone con ciclos la parte que pone el gas y toma como desequilibrio la capacidad de importación, porque sin las siete la importación iría al tope en el 78 % de las horas. Con un 39,5 % fijo son 757 de las 13.177 horas, el 5,7 %. Con la parte de los ciclos de España en cada franja horaria, que es menor de 8 a 17 h (22 %), son 1.169 horas, el 8,9 %.

Sin reponer nada serían 3.567, el 27 %, un caso extremo, porque el gas cubriría casi la mitad de la energía que falta (capítulo 4).

En ningún caso se llegaría a los 2 Hz por segundo: el máximo sin las siete y sin reponer nada es de 1,9. El riesgo, por tanto, no es para los grupos nuevos sino para los anteriores a la Orden TED/749/2020, que no están obligados a soportar 2 Hz por segundo, y para las protecciones que actúan según la rapidez del cambio de frecuencia.

Otra forma de medirlo es la inercia relativa (Heq): la energía cinética dividida entre la suma de la potencia aparente de las máquinas síncronas y la potencia activa de los inversores. Desde mayo de 2025 no ha bajado de 1,80 segundos. Este criterio mantiene para las bombas el factor de los generadores (0,46). Como su referencia, la inercia mínima observada, se calcula de la misma forma, el supuesto pesa menos aquí que en la separación. Si se suma la inercia de las cargas, con un supuesto de 0,30 s, el mínimo es de 2,10, por encima de los 2 segundos que el comité atribuye a un proyecto de ENTSO-E de enero de 2025 (Comité de análisis, 2025, p. 107). Sin Almaraz habría entre 43 y 164 horas al año por debajo de ese mínimo observado, entre el 0,5 y el 1,9 %, y sin las siete entre 1.231 y 2.339, entre el 14 y el 27 %. La cifra baja es la del caso que repone parte de la nuclear con ciclos combinados.

6.6. Evitarlo exigiría entre 8 y 11 compensadores síncronos, y hasta 23 con otros criterios

Los compensadores síncronos

Un compensador síncrono es un alternador sin turbina. Da inercia, control de tensión y potencia de cortocircuito, pero no produce energía. El BOE publica la autorización de tres, de 250 MVA y con una constante de inercia de 6 segundos, en Santa María de Grado, Rocamora y Cabra (BOE, 2026b, 2026c, 2026d).

El cálculo supone unos 100 millones de euros por máquina, a partir del presupuesto del de Cabra, 100,5 millones según el anuncio de información pública (BOE, 2026e). Los anuncios de información pública de los otros dos dan cifras parecidas, de unos 98 millones (BOE, 2026i, 2026j). La planificación incluye ocho compensadores peninsulares para reducir las restricciones actuales (CNMC, 2026d). Esos ocho no se pueden contar otra vez como sustitutos de la nuclear.

Los datos del BOE sobre el cortocircuito son los de las subestaciones donde irían los compensadores, de 50 y 63 kA. Como referencia, un compensador de 125 MVA aporta unos 416 MVA subtransitorios según ARENA (2023), un dato australiano.

Cuántos harían falta

Igualar la energía cinética y la potencia aparente de los siete reactores, 44 GW·s y 7,4 GVA, exigiría unos 30 compensadores, y unos 8 en el caso de Almaraz. La equivalencia es aproximada, porque depende de la potencia aparente asignada de cada alternador y de la reactiva que pueden absorber los reactores y los compensadores autorizados, que varía con la curva de capacidad de cada máquina.

La cifra principal es la que evita pasar de 1 Hz por segundo en una separación. En el caso coherente con el cálculo del mercado bastarían entre 8 y 11 compensadores en todas las horas salvo el 1 % más exigente (percentil 99), y en la peor hora harían falta entre 16 y 20. Con el factor que ENTSO-E

da para los generadores (0,46) aplicado a las bombas, en el percentil 99 bastarían entre 4 y 6 (anexo A.6). Sin reponer ninguna máquina síncrona serían entre 12 y 20 según el desequilibrio, y entre 26 y 29 en la peor hora. Con el criterio de la inercia mínima observada salen entre 11 y 23. Los dos criterios dan entre 8 y 23 compensadores, con un coste de 800 a 2.300 millones de euros (tabla 12). Los compensadores no son la única vía: limitar la importación en las horas de poca inercia, mantener ciclos acoplados por restricciones o instalar baterías con inversores que forman red también reducirían el riesgo. Cada una tendría su propio coste, y el de los compensadores no es necesariamente el mínimo.

Tabla 12. Compensadores síncronos de 250 MVA y 6 segundos necesarios (número y coste)

Criterio	Almaraz	Las siete
Igualar energía cinética y potencia aparente	8,4 (840 M€)	29,7 (2.970 M€)
No pasar de 1 Hz por segundo en una separación, percentil 99, caso coherente con el mercado	0	de 8 a 11 (800-1.100 M€)
No pasar de 1 Hz por segundo en una separación, percentil 99, sin reponer nada	0 o 1	de 12 a 20 (1.200-2.000 M€)
Mantener la inercia mínima observada, percentil 99	de 0 a 2	de 11 a 23 (1.100-2.300 M€)
Mantener la inercia mínima observada, hora peor	hasta 12	hasta 33 (3.300 M€)

Fuente: elaboración propia, con unos 100 millones de euros por máquina. En la separación, las bombas se cuentan con un cociente de 0,9 entre potencia activa y aparente; con el 0,46 de ENTSO-E para los generadores, el caso coherente con el mercado pediría de 4 a 6.

Con el criterio de la inercia mínima observada, el número del percentil 99 depende de cómo se haga el cálculo. Salen 11 compensadores si parte de la nuclear se repone con ciclos combinados y 21 si no se repone nada. Con otra construcción de la inercia, en la que los inversores cuentan como hoy, son 18, y con la definición de ENTSO-E, 23. La hora peor, con hasta 33, no se toma como cifra principal, igual que no se toma el máximo horario del gas (capítulo 7).

El criterio de la inercia mínima observada tiene además un sesgo al alza. Hoy el mayor grupo del sistema es nuclear, de 1.000 a 1.100 MW (Comité de análisis, 2025, p. 108); sin nucleares, el mayor grupo sería menor y haría falta menos inercia. El criterio principal no lo tiene, porque su desequilibrio es el intercambio con Francia.

Anualizada a 30 años y con una tasa del 6 % (un supuesto de este informe), la inversión equivale a entre 60 y 170 millones de euros al año. Es menos que el gas forzado del apartado 6.4 (250-330 millones), pero las dos cifras no se comparan sin más: el compensador no cubre la parte programada por sobrecargas. El compensador es una inversión que dura décadas y está disponible todas las horas sin quemar gas, mientras que el gas forzado solo aporta inercia, tensión y cortocircuito en las horas en que se programa.

El control de tensión por renovables

La CNMC aprobó el procedimiento de operación 7.4 el 12 de junio de 2025 (BOE del 26). Tiene efectos desde el 27 de junio de 2025, con penalizaciones desde el 1 de enero de 2026 y retribución y penalización en tiempo real desde el 17 de marzo de 2026 (CNMC, 2025; 2026c).

Sobre la potencia que ya sigue consignas de tensión en tiempo real hay dos cifras que no coinciden y pueden medir cosas distintas. Al cierre del primer trimestre de 2026 había unos 11,9 GW habilitados, 4,2 bajo el Real Decreto 413/2014 y 7,7 fuera de él (suma propia a partir de CNMC, 2026c). A junio, 7,6 GW «están prestando» la modalidad (INF/DE/116/26; CNMC, 2026d, p. 71). A julio había 334 solicitudes de habilitación, de las que 77 se habían probado y 35 habían superado la prueba (BOE, 2026a).

Los reactores son anteriores al año 2000 (MITECO, s. f.), y el procedimiento permite admitir en ellos una curva de reactiva distinta de la estándar (CNMC, 2025, pp. 84747-84748). En los datos agregados de Red Eléctrica, de mayo a octubre de 2026 la energía forzada clasificada como control de tensión bajó un 48 % frente al mismo periodo de 2025, pero la total programada a subir creció un 14 %. Parte de la energía se ha reclasificado entre motivos y no se puede separar, por lo que el cambio tras la entrada en tiempo real del P.O. 7.4, en marzo de 2026, no prueba una causa.

7. La garantía de suministro

En un cálculo hora a hora de 2022 a 2026, el sistema sin las siete habría cubierto la demanda en todas las horas con el parque de ciclos de hoy, con al menos 3,3 GW de margen. Si además cerraran los 9,2 GW de ciclos que el escenario europeo considera sin viabilidad económica, faltaría potencia firme entre 11 y 88 horas al año; con las siete, en ninguna. En su escenario europeo, que incluye el cierre de ciclos sin viabilidad económica, Red Eléctrica calcula para 2026 unas 4 horas al año de pérdida de carga esperada, frente a un estándar de 1,5, sin aislar qué parte corresponde a las nucleares. En el mercado, sin las siete el precio superaría los 150 euros por MWh en una de cada cinco horas de 2024-25. Es una señal de precio, no de falta de energía.

La garantía de suministro es la capacidad del sistema para cubrir la demanda en todo momento, también en las horas más exigentes. Que el precio llegue al máximo del modelo indica una hora cara, pero el modelo no dice si faltaría energía.

7.1. Red Eléctrica calcula unas 4 horas al año de riesgo en 2026, frente a un estándar de 1,5

El estándar de fiabilidad del sistema peninsular es de 1,5 horas al año de pérdida de carga esperada (LOLE). Lo fijó una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 7 de julio de 2025, con un rango de 1,19 a 1,82 horas según un cálculo de la CNMC sobre el coste de un nuevo entrante (CNMC, 2024).

El análisis nacional de cobertura de octubre de 2025 completa el ejercicio europeo de ENTSO-E (ERAA 2024) con un escenario nacional (Red Eléctrica, 2025b, tabla 1). En 2026, el escenario europeo da para el sistema peninsular una pérdida de carga esperada (LOLE) de 4,03 horas al año y una energía esperada no suministrada (EENS) de 5,16 GWh. En 2028, los valores son 4,83 horas y 6,46 GWh en el europeo, y 4,08 horas y 6,04 GWh en el nacional. En 2030, el europeo baja a 0,28 y 0,16, y el nacional da 2,41 y 5,22. En 2035, el europeo da 0,54 y 0,57. Frente al estándar de 1,5 horas, solo quedan por debajo los valores europeos de 2030 y 2035.

El riesgo se concentra en los inviernos y en la punta de la tarde. El 89 % del riesgo de 2028 y el 96 % del de 2030 caen de noviembre a febrero, y el 98 % y el 95 %, entre las 16 y las 23 h. El análisis lo atribuye sobre todo al desmantelamiento de ciclos combinados sin viabilidad económica (9,2 GW en el ejercicio europeo y 3,5 GW en el nacional) y concluye que un mercado de solo energía no bastaría (pp. 6 y 83). Para 2030, en el escenario objetivo del PNIEC, no observa riesgos de cobertura, aunque los riesgos superarían el estándar si los objetivos de almacenamiento no se alcanzan en plazo (p. 4).

Para las nucleares, el análisis modela el calendario de cese vigente en octubre de 2025, sin prórroga, con fechas de Almaraz anteriores a la Orden TED/864/2026 (capítulo 1). La potencia nuclear baja por escalones: 7,1 GW hasta noviembre de 2027, 6,1 hasta octubre de 2028, 5,1 hasta octubre de 2030, 4,1 hasta noviembre de 2030, 3 hasta septiembre de 2032, 2 hasta febrero de 2035 y 1 hasta mayo de 2035 (p. 48).

En su comentario a la evaluación europea de 2025 (ERAA 2025, un ejercicio distinto del de 2024 citado arriba), Red Eléctrica avisa de riesgos por encima del estándar en 2028, 2030, 2033 y 2035 y pide un mecanismo de capacidad (ENTSO-E, 2025b, pp. 44-47). La Orden TED/966/2026 (BOE,

2026g) crea ese mecanismo (capítulo 8). Ni el análisis nacional ni el europeo aíslan la aportación de los reactores a la potencia firme.

7.2. Con los ciclos de hoy, sin las siete seguiría habiendo margen en las horas más justas de cinco años; si cerraran 9,2 GW de ciclos, faltaría potencia firme

El análisis de Red Eléctrica es probabilístico y no separa a las nucleares. Este informe añade un cálculo más sencillo, determinista y hora a hora, con la demanda, la eólica y la solar reales de enero de 2022 a octubre de 2026: el margen entre la potencia firme disponible y la demanda que no cubren la eólica y la solar.

La potencia firme suma la nuclear disponible de cada hora, los ciclos combinados (24,6 GW peninsulares) al 90 %, el carbón que queda al 85 %, el bombeo al 90 % de su potencia instalada, la hidráulica máxima que dio cada semana sin contar la turbinación de bombeo, la mitad de la cogeneración y de las otras renovables y 2,5 GW de importación de Francia. Los coeficientes son supuestos de este informe, no de Red Eléctrica, y el cálculo no cuenta Portugal ni Marruecos.

Tabla 13. Margen mínimo de potencia firme sobre la demanda no cubierta por eólica y solar, 2022-2026 (GW)

Caso	Con las siete	Sin las siete
Con los ciclos de hoy	entre 10,0 y 13,8 GW	entre 3,3 y 6,7 GW, sin ninguna hora en déficit
Si cierran 3,5 GW de ciclos (escenario nacional de Red Eléctrica)	entre 6,9 y 10,7 GW	entre 0,2 y 3,6 GW, sin ninguna hora en déficit
Si cierran 9,2 GW de ciclos (escenario europeo)	entre 1,7 y 5,6 GW, sin ninguna hora en déficit	entre –5,0 y –1,6 GW, con entre 11 y 88 horas al año en déficit

Fuente: elaboración propia con datos de Red Eléctrica (demanda, eólica, solar, hidráulica, turbinación de bombeo, disponibilidad nuclear y potencia instalada). Cada celda da el menor y el mayor de los márgenes mínimos de cada año, de 2022 a 2026 (hasta octubre). La hidráulica es el máximo semanal de la generación hidráulica en tiempo real menos la turbinación de bombeo (anexo A.6).

Con el parque de ciclos de hoy, el sistema habría cubierto sin las siete todas las horas de los cinco años, con al menos 3,3 GW de margen (tabla 13). El riesgo aparece si además cerraran los 9,2 GW de ciclos que el escenario europeo considera sin viabilidad económica: sin las siete habría habido entre 11 y 88 horas al año sin potencia firme suficiente (60 en 2025 y 88 hasta octubre de 2026), nueve de cada diez entre las 19 y las 23 h; con las siete, ninguna. Si no se cuenta la importación de Francia, que no está garantizada, el margen mínimo sin las siete y con los ciclos de hoy bajaría 2,5 GW, hasta un rango de 0,8 a 4,2 GW, y seguiría sin horas en déficit. Sin esa importación y con 3,5 GW menos de ciclos, habría déficit en cuatro de los cinco años, entre 1 y 22 horas al año. Las horas más justas son las tardes del 4 y el 7 de septiembre de 2026, a las 20 o 21 h, sin sol y con poco viento. El cálculo es una aproximación: no tiene en cuenta las averías simultáneas, los años secos ni los inviernos fríos que sí recoge el análisis probabilístico.

7.3. Sin las siete, una de cada cinco horas de 2024-25 superaría los 150 euros por MWh

El modelo da tres señales de escasez de precio (tabla 14), que no estiman la energía no suministrada. En él, los ciclos caros ofrecen como mucho el coste de un ciclo poco eficiente ese día más 40 euros por MWh (capítulo 3), un tope que de media fue de unos 153 euros en 2024-25 y de unos 160 en los días medidos de 2025-26. El precio se acerca a ese valor cuando la oferta barata no basta, y por eso la señal principal es el umbral de 150 euros. Sin las siete, el precio lo supera en el 20,6 % de las horas de 2024-25 y en el 16,0 % de 2025-26, frente al 4,1 % y el 7,8 % de hoy. Esas horas miden sobre todo cuántas veces fijan el precio ciclos que ofertan cerca de su tope, no una escasez física.

Las horas con el precio en 200 euros o más dependen sobre todo de cómo se ofrecen los ciclos en el modelo, y no deben leerse como un precio de mercado. Con el tope de coste son el 1,9 % y el 2,6 %. En 2025-26 la mayoría se quedan justo en 200 euros. En 20 de los 290 días el gas pasó de 60 euros por MWh, el coste más el margen superó los 200 y actuó el tope general de 200 del cálculo (anexo A.2); por encima de 200 queda menos del 1 % de las horas. Con la estimación baja (la oferta de ciclos que en la realidad no casó vuelve al mercado cuando el precio supera en 20 euros al oficial) son el 0,5 % y el 1,5 %. Con el techo del rango (sin tope a los ciclos y con el bombeo fijo) son el 13,4 % y el 6,1 %.

Tabla 14. Señales de escasez de precio (% de las horas) y aumento de la punta de gas (GW)

	2024-25 (361 días)	2025-26 (290 días)
Horas con precio superior a 150 €/MWh, mercado de hoy en el modelo	4,1 %	7,8 %
Horas con precio superior a 150 €/MWh, sin las siete	20,6 %	16,0 %
Horas con precio de 200 €/MWh o más, mercado de hoy en el modelo	0,00 %	0,4 %
Horas con precio de 200 €/MWh o más, sin las siete	1,9 % (unas 161 horas)	2,6 % (unas 179 horas)
Aumento horario de los ciclos de España frente a hoy, sin las siete, superado solo en el 1 % de las horas	8,4 GW	8,8 GW

Fuente: elaboración propia. En la realidad, el precio pasó de 150 euros por MWh en el 4,7 % y el 8,1 % de las horas, y fue de 200 o más en el 0,3 % y el 0,6 %. En 2025-26, por el tope general de 200 del cálculo, el 1,8 % de las horas sin las siete y el 0,4 % de las de hoy quedan exactamente en 200 euros.

La punta de gas

El modelo casa, ya en el mercado de hoy, unos 3 GW de ciclos que en la realidad no casaron, por el ajuste al precio oficial. Por eso el informe da solo diferencias frente a hoy y no la potencia absoluta de gas de una hora. Sin las siete, el aumento horario de los ciclos españoles supera 8,4 GW en 2024-25 y 8,8 GW en 2025-26 solo en el 1 % de las horas (percentil 99). Es más que los 7.117 MW de nuclear que se pierden, porque en esas horas el ciclo cubre también lo que el modelo desplaza desde otras horas (agua, bombeo e importación). La cifra de referencia es el percentil 99 y no el máximo horario, que sería el dato de una sola hora.

La semana en que más gas casaría el modelo

Es la del 11 al 17 de diciembre de 2024. Sin las siete, los ciclos producirían esa semana 502 GWh más de electricidad que hoy, lo que supone quemar unos 1.030 GWh de gas en poder calorífico superior (930 en el inferior). Es la semana en que más producen los ciclos, pero no la de mayor aumento: en la semana con menos sol y viento (del 26 de diciembre al 1 de enero), los ciclos producirían 824 GWh más (capítulo 8). PwC (2025) cita como ejemplo de hora con energía en riesgo sin nuclear el 11 de diciembre de 2024 a las 20:00, con 1.712 MWh, dentro de esa misma semana.

7.4. Los siete reactores equivalen al 17 % de la mayor demanda horaria de 2026

Según el balance diario de Red Eléctrica, la mayor demanda horaria de 2026 hasta el 17 de noviembre fue de 41.779 MW, el 7 de enero a las 21 h (Red Eléctrica, 2026). En la serie horaria de demanda real que usa la tabla 13, el máximo del año es de 42.742 MW, el 8 de julio de 14 a 15 h. Los siete reactores suman 7.117 MW netos (Comité de análisis, 2025, tabla 2), el 17 % de cualquiera de las dos cifras. Esa proporción no es su aportación firme, que exigiría coeficientes de disponibilidad por tecnología y hora que ni Red Eléctrica ni ENTSO-E publican.

8. Lo que haría falta para sustituirlas

Con unos 30 GW nominales de solar y 15 GW de eólica añadidos, la factura de un hogar sin las siete quedaría como la de hoy. Es una igualdad del precio de la energía: esas renovables habría que pagarlas, por el mercado o con apoyo regulado, y el respaldo tiene un coste aparte (apartado 8.1). Esa solar son unos 39 TWh al año con el sol de 2025-26 (34 con el de 2024-25), o unos 25 GW de potencia real, y esa eólica, unos 25-26 TWh. Con esas mismas renovables, el mercado sin las siete seguiría entre 7 y 10 euros al mes más caro que con las siete.

La igualdad de la factura es una cuenta anual de energía y precio, y deja fuera dos aportaciones de la nuclear que tienen coste propio. La firmeza es su potencia disponible también cuando no hay sol ni viento, salvo en paradas y recargas. La estabilidad viene de sus grandes alternadores, que giran acoplados a la red y ayudan a sostener la frecuencia y la tensión.

En la semana de diciembre de 2024 con menos sol y viento, el gas tendría que producir 416 GWh más que hoy aun con las renovables añadidas, y 224 con el caso tipo PNIEC. Sin renovables añadidas, mantener la inercia por encima del mínimo observado (que no es una norma) pediría entre 18 y 23 compensadores síncronos, y 11 si parte de la nuclear se repone con ciclos. Con renovables añadidas pediría entre 19 y 45, según cómo se mida la inercia (apartado 8.3). Para los inversores que forman red no hay coste público.

Hacia 2031, con las renovables que prevé el PNIEC ya instaladas, mantener más allá de 2030 el grupo que cesa ese año (Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes, 4,1 GW) bajaría la factura entre 3,3 y 5,9 euros al mes, y mantener Almaraz, con los otros cinco reactores en marcha, entre 1,5 y 3,1. Mantener Almaraz en 2031 encarecería el precio del mercado diario de ese año únicamente si frenara más del 19-24 % de las renovables y las baterías nuevas (apartado 8.4).

8.1. Con unos 39 TWh de solar y 26 de eólica añadidos, la factura igualaría la de hoy

El cálculo del capítulo 2 se repite con solar, eólica y baterías añadidas al mercado de hoy, con perfiles horarios reales. Las potencias de solar son nominales. La serie de Red Eléctrica incluye el autoconsumo, y el factor de capacidad que resulta, del 13,0 % en 2024-25 y del 14,9 % en 2025-26, es bajo para una instalación en red. Por eso la medida exacta es la energía. Con el sol de 2025-26, 30 GW nominales equivalen a unos 39 TWh al año (34 con el de 2024-25) y a unos 25 GW de potencia real en red, según una aproximación de este informe que divide los GW nominales entre 1,2-1,25. Los 20 GW nominales son 26 TWh y unos 16 GW reales, y los 10 GW nominales son 13 TWh y unos 8 GW reales. Quince GW de eólica, con un factor de capacidad del 19-20 %, son unos 25-26 TWh.

El PNIEC prevé 62 GW de eólica y 76 de solar, de los que 19 son de autoconsumo, además de 22,5 GW de almacenamiento (MITECO, 2024). El caso tipo PNIEC de este informe solo se parece al plan en la potencia que añade (figura 8 y tabla 15).

Con unos 30 GW nominales de solar y entre 10 y 15 de eólica, la subida frente a hoy queda cerca de cero. La solar, sin embargo, se concentra en pocas horas. Con 30 GW y sin baterías, el recorte (solar o eólica que no se aprovecha porque sobra oferta) crecería en 12,0 TWh al año, el 31 % de lo que se añade. Con las siete cerradas, las baterías, que solo trasladan energía de unas horas a otras,

apenas ayudan de noche. En la franja de 0 a 7 h de 2025-26, 10 GW de baterías solo bajan el efecto del cierre de 41 a 39 euros por MWh (con las pérdidas de la red). La solar apenas llega a esas horas, y 30 GW solo restan unos 7,5 euros por MWh a ese efecto nocturno.

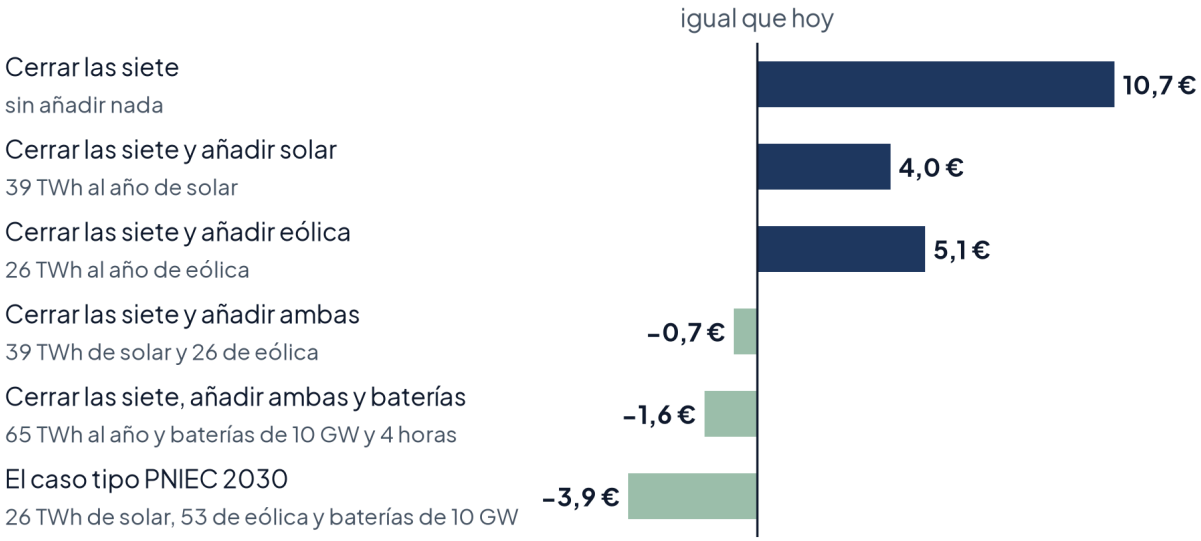

Figura 8. **Con solar y eólica añadidas, la factura sin las siete quedaría como la de hoy.** Euros al mes de más (o de menos) frente a hoy para un hogar medio, con impuestos y pérdidas, si se cierran las siete y se añade solar, eólica o baterías. Lo añadido se mide en energía (TWh al año), porque la potencia solar nominal incluye el autoconsumo. Con los 290 días medidos de 2025-26 y sin la interconexión de Bizkaia. Con esas mismas renovables, la factura sería unos 7 € al mes más baja con las siete en marcha que sin ellas. Fuente: elaboración propia con las ofertas del mercado diario de OMIE.

Tabla 15. Cerrar las siete con renovables y baterías añadidas

Qué se añade	€ al mes frente a hoy (2025-26 / 2024-25)	Cambio del recorte renovable, TWh al año (2025-26)	Horas > 200 €/MWh (% de horas, 2024-25)
Nada: sin las siete	10,7 / 11,9	−6,2	1,86 %
10 GW de solar (13 TWh)	7,9 / 8,9	−1,9	1,62 %
30 GW de solar (39 TWh)	4,0 / 4,4	+12,0	1,35 %
15 GW de eólica (26 TWh)	5,1 / 5,3	−1,5	0,73 %
10 GW de baterías (4 h)	11,6 / 12,3	−8,6	0,46 %
20 GW de solar + 15 de eólica	0,6 / 0,8	+11,2	0,62 %
30 GW de solar + 10 de eólica	0,8 / 0,6	+16,9	0,82 %
30 GW de solar + 15 de eólica	−0,7 / −0,8	+20,2	0,59 %

Qué se añade	€ al mes frente a hoy (2025-26 / 2024-25)	Cambio del recorte renovable, TWh al año (2025-26)	Horas > 200 €/MWh (% de horas, 2024-25)
30 GW de solar + 15 de eólica + 10 de baterías	−1,6 / −1,0	+13,3	0,01 %
Tipo PNIEC (20 de solar, 30 de eólica, 10 de baterías)	−3,9 / −4,0	+16,8	0,00 %

Fuente: elaboración propia. Solar en GW nominales; los TWh son los de 2025-26. Las horas por encima de 200 euros son de 2024-25: en 2025-26 el tope general de 200 del cálculo actúa 20 días y deja horas exactamente en 200. Un cambio del recorte positivo es más recorte que hoy. Las baterías siguen una regla fija de carga y descarga, no una optimización, y su efecto es solo orientativo: solas, con esa regla, no bajan la factura (11,6 frente a 10,7), algo que una batería gestionada no haría.

Con 30 GW de solar, 15 de eólica y 10 de baterías, las noches de poco viento de 2025-26 siguen 11 euros por MWh más caras que hoy (10 en 2024-25). Solo con el caso tipo PNIEC el efecto de esas horas baja a 2,4 euros por MWh (4,6 en 2024-25).

Igualar la factura tampoco basta para que el CO2 quede como hoy. Con las combinaciones que la igualan, sin baterías, los ciclos siguen produciendo entre 4,0 y 6,6 TWh al año más que hoy en España. Con 30 GW de solar y 15 de eólica, el aumento es de 4,6 TWh en 2025-26 y 4,0 en 2024-25, y con baterías, de 0,5 y 0,2. El caso tipo PNIEC lo deja por debajo de hoy (−2,8 y −3,8), y sin renovables añadidas sería de 19,3 y 20,5. Son cálculos estáticos, con la demanda de hoy.

Quién paga las renovables que igualan la factura

Que la factura quede como hoy no quiere decir que esas renovables salgan gratis. Se pagan con lo que cobran en el mercado, y lo que cobran depende de si las siete siguen o no. Con 30 GW de solar, 15 de eólica y 10 de baterías, y sin las siete, la solar añadida cobraría de media 43,5 euros por MWh y vendería el 68 % de lo que puede producir. Con las siete en marcha, cobraría 23,1 euros y vendería el 51 %. La eólica añadida cobraría 68,3 euros sin las siete y 41,2 con ellas. Son medias de los dos años, y el recorte se atribuye entero a lo añadido, de modo que lo vendido es una cota baja.

Con las siete, por tanto, las mismas renovables cobran menos y recortan más, y su inversión es más difícil de recuperar solo con el mercado. Sin las siete cobran más porque el precio es más alto, y ese precio más alto es el que pagan los consumidores. En los dos casos alguien paga la inversión, por el mercado o por un apoyo regulado (subastas o régimen retributivo), y el modelo, que es estático, no dice cuánta inversión llegaría en cada caso.

Con las mismas renovables, el mercado sin las siete sigue más caro

La comparación con hoy mezcla dos efectos, el del cierre y el de las renovables nuevas. Frente a un sistema que añade las mismas renovables y mantiene las siete, el mercado sin las siete sale entre 6,9 y 7,3 euros al mes más caro en 2025-26 y entre 9,2 y 10,3 en 2024-25. Ese rango cubre 30 GW de solar y 15 de eólica, con o sin baterías, y el caso tipo PNIEC. Con 20 de solar y 10 de eólica, la diferencia es de 7,9 y 10,0 euros. Las renovables reducen el efecto del cierre en torno a un tercio en 2025-26 y entre un 14 y un 23 % en 2024-25.

Los estudios que estiman la inversión que cada opción frenaría o atraería llegan a resultados opuestos (capítulo 10).

- La URJC y la UPC, por encargo de Greenpeace España, estiman que con la prórroga de Almaraz se perderían hasta 26.130 millones de euros de inversión renovable y el precio sería más alto desde 2031.
- Fabra estima con la prórroga un precio más bajo en 2028-2030 si la inversión renovable no cambia.
- Deloitte, por encargo de la CEOE, estima con la extensión del parque un precio 15 euros por MWh menor en 2035.

Mantener las centrales en marcha exige, por su parte, unos 9,8 euros por MWh de inversiones recurrentes (PwC, 2024).

El coste de este camino

Con costes de referencia públicos, instalar 30 GW nominales de solar (unos 25 reales), 15 de eólica y 10 de baterías de 4 horas costaría del orden de 32.000 a 40.000 millones de euros. La cifra no incluye la conexión, el refuerzo de la red ni la explotación. Con los costes de la CNMC (2024, tabla 6), que son datos de 2020, salen unos 36.000 millones de euros. Con las medias mundiales de IRENA (2026), en las que China pesa mucho, salen unos 37.000 millones de dólares, entre 32.000 y 34.000 millones de euros. Si los 30 GW de solar se contaran como potencia real, el coste llegaría a unos 40.000 millones.

8.2. La semana con menos sol y viento seguiría necesitando gas

La firmeza es tener potencia disponible cuando hace falta, también en la peor semana del invierno. La semana del 26 de diciembre de 2024 al 1 de enero de 2025 es la de menor producción conjunta de solar y eólica entre las 633 ventanas semanales de los dos años: produjo el 52 % de lo que produce una semana media. Es una semana de Navidad, con demanda baja, elegida solo por el sol y el viento, sin mirar el gas (capítulo 7). Sin las siete, el gas tendría que poner 824 GWh más, el 69 % de los 1.190 GWh que programaron las nucleares esa semana. En 165 de las 168 horas, 155 de ellas seguidas, haría falta más de 1 GW de gas adicional (figura 9 y tabla 16).

Tabla 16. La semana del 26-12-2024 al 1-01-2025, cerrando las siete

Qué se añade	Electricidad con gas de más (GWh)	Horas de 168 con más de 1 GW de gas de más
Nada	824	165
30 GW de solar + 15 de eólica	416	117
Lo mismo + 10 GW de baterías de 4 h	309	109
Tipo PNIEC	224	99

Fuente: elaboración propia. «Gas de más» es el aumento de los ciclos combinados casados frente a hoy, sumado en las horas en que aumenta; el aumento neto de la semana es de 824, 411, 306 y 209 GWh.

Las baterías quitan unos 107 de los 416 GWh del caso con 30 GW de solar y 15 de eólica, y la racha más larga con más de 1 GW de gas de más se acorta de 17 a 12 horas, pero las horas con ese gas de

más apenas bajan, de 117 a 109. Esa semana hay pocos excedentes que almacenar. En 2025-26, la punta de gas (capítulo 7) baja de 8,8 GW sin las siete a 4,5 con 30 GW de solar y 15 de eólica, a 3,9 con baterías y a 2,6 con el caso tipo PNIEC. En 2024-25 la secuencia es parecida, de 8,4 a 4,5, 4,1 y 3,1 GW. La interconexión de Bizkaia reduciría el gas de más de esa semana de 824 a 504 GWh, a costa de importar de Francia (capítulo 4).

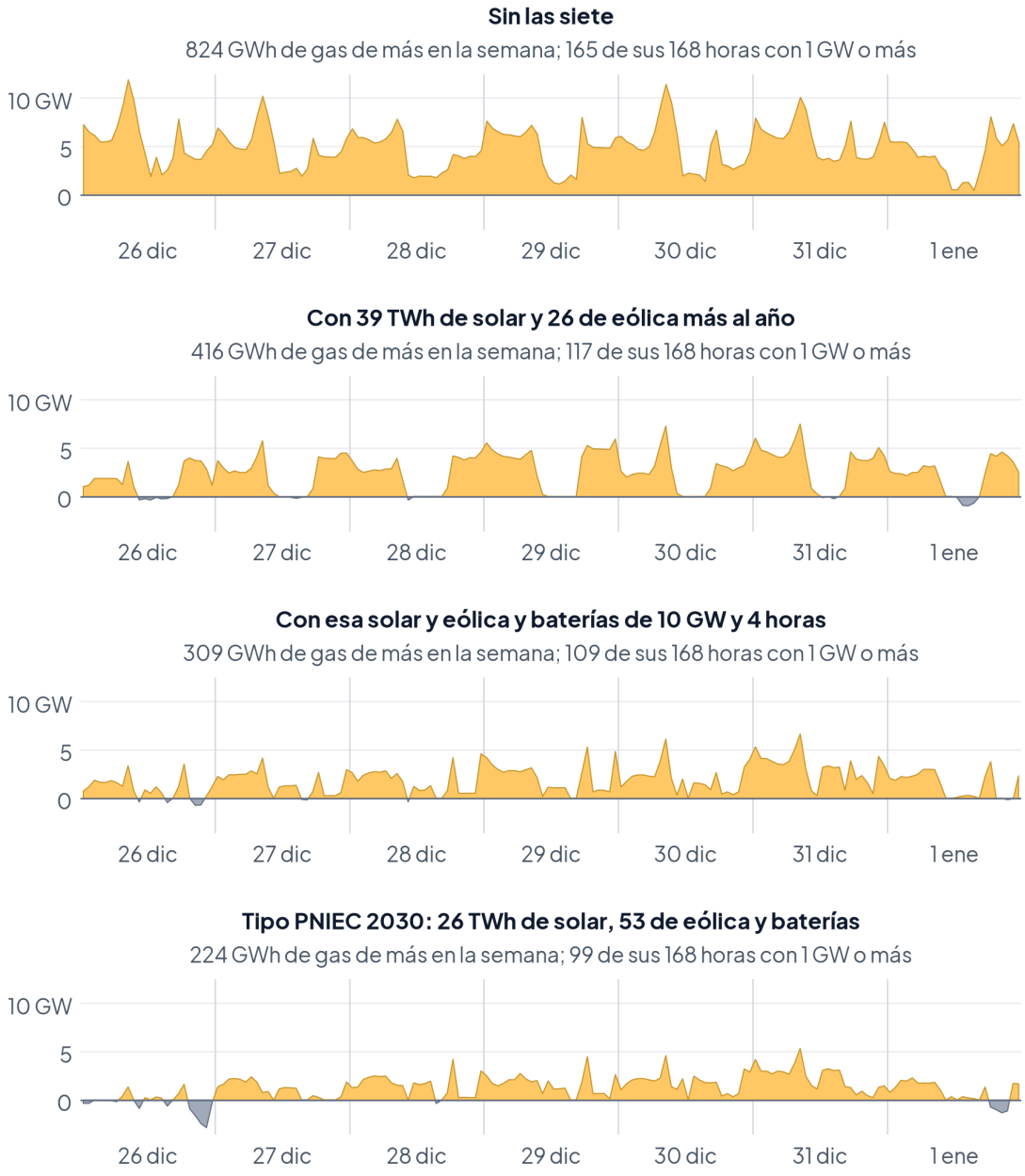

Figura 9. **Gas de más en la semana con menos sol y viento.** GW de gas del mercado diario de más (amarillo) o de menos (gris) frente a hoy, hora a hora, del 26-12-2024 al 1-01-2025, en cuatro casos y con la demanda de hoy. Es el gas que casa el mercado diario, no el gas total de cada hora. En algunas horas el gas de más supera los 7,1 GW nucleares que faltan, porque el modelo traslada a esas horas agua, bombeo e importación de otras (capítulo 7). Fuente: elaboración propia con las ofertas del mercado diario de OMIE.

Tres referencias públicas para el coste de la firmeza

La firmeza puede venir de potencia en reserva, un mercado de capacidad, almacenamiento de más horas o gas de reserva. Hay tres referencias públicas, que no se suman entre sí. La primera es el mercado de capacidad peninsular (Orden TED/966/2026), que la Comisión Europea aprobó el 29 de mayo de 2026 (caso SA.112483) con un presupuesto estimado de unos 900 millones de euros al año, según lo que dé cada subasta (Comisión Europea, 2026a). A 18 de noviembre de 2026 no consta ninguna subasta convocada ni un precio máximo. La segunda es el pago por capacidad vigente, de 10 €/kW·año para las centrales anteriores a 2016 y hasta 2035, del que quedan fuera las nucleares (Real Decreto-ley 9/2013). La tercera es el coste fijo de mantener un ciclo combinado de reserva, de entre 27 y 42 €/kW·año (CNMC, 2024).

8.3. Con renovables añadidas, mantener la inercia mínima observada pediría entre 19 y 45 compensadores, según cómo se mida

Con las siete cerradas, añadir solar o eólica empeora el déficit de inercia. Esas plantas no aportan energía cinética y desplazan del mercado ciclos combinados e hidráulica, que sí la aportan. Una batería con inversor seguidor de red, el habitual hoy, tampoco da inercia, porque se sincroniza con la tensión que ya hay en la red. Una batería *grid-forming* daría inercia sintética, que el cálculo no incluye.

En el percentil 99, el déficit pasa de 18 compensadores, con los inversores como hoy, a entre 19 y 20 con las renovables añadidas. Con la definición de ENTSO-E pasa de 23 a entre 38 y 45. El salto se debe a que esa definición suma los inversores añadidos al denominador de la inercia relativa. Además, no está establecido si el límite debe fijarse sobre la inercia relativa o sobre la energía cinética absoluta. Con más renovables, cerrar las siete pide entre 19 y 45 compensadores, más que sin esas renovables. La cifra es una cota alta, porque la operación reforzada puede mantener en marcha ciclos que el mercado no casa.

Hay tres vías para dar esa estabilidad.

- Los compensadores síncronos. Para las siete harían falta entre 11 y 23 para cubrir todas las horas salvo el 1 % con menos inercia (percentil 99), con un coste de 1.100 a 2.300 millones de euros, y hasta 33 en la peor hora (capítulo 6). Su plazo de entrega supera los dos años (ARENA, 2023).
- Los inversores que forman red (*grid-forming*). Se comportan como una fuente de tensión y pueden dar inercia sintética a costa de energía almacenada. Su corriente está limitada, y por eso ni dan inercia «gratis» ni igualan la corriente de cortocircuito de un alternador. Según ARENA (2025), los promotores ven una diferencia de inversión mínima, aunque puede hacer falta sobredimensionar el inversor, hasta un 10 % según uno de ellos. ENTSO-E (2025a, tabla 5) lo expresa en potencia: emular una constante de inercia de 1 segundo exige un 4 % más de potencia, y una de 25 segundos, un 100 % más.
- El control de tensión por renovables (P.O. 7.4; capítulo 6). Puede reducir los compensadores que se necesitan para la tensión, pero no los que se necesitan por inercia, porque un inversor seguidor de red no aporta energía cinética. Igualar la potencia aparente de los reactores pediría 30 compensadores, por 2.970 millones de euros. Si las renovables cubrieran el 25 % de la reactiva que da la nuclear, los compensadores necesarios bajarían a 22, con un coste de

2.228 millones. Con el 50 % serían 15 y 1.485 millones, y con el 75 %, 7 y 743 millones. Es un escenario ilustrativo, y los compensadores que hacen falta por inercia siguen siendo entre 11 y 23 (percentil 99). Una renovable, además, solo da reactiva sin producir si su inversor lo permite. La CNMC espera que el seguimiento de consignas permita a Red Eléctrica «contar con mayores recursos dinámicos de control de tensión aun sin que las instalaciones estén produciendo» (CNMC, 2026d, p. 72).

La obligación de instalar *grid-forming* está todavía en proyecto. En noviembre de 2025, Red Eléctrica publicó una especificación técnica (ET-GFM) que propone exigirlo a los módulos de tipo D y, con condiciones, a los de tipo B y C (Red Eléctrica, 2025c). La inercia sintética sería configurable entre 0,1 y 10 segundos, con 5 por defecto. La especificación es, por ahora, una propuesta. En Europa, el RfG 2.0 sigue siendo un proyecto de reglamento delegado de la Comisión, del 8 de julio de 2026 (Ares(2026)6819642; Comisión Europea, 2026b), y a 18 de noviembre está vigente el Reglamento (UE) 2016/631. Según el calendario que la Comisión expuso el 18 de junio de 2026 al comité de partes interesadas de conexión a red de ENTSO-E, estaban previstas una consulta en verano y una segunda reunión del grupo de expertos en septiembre; después, el Consejo y el Parlamento tendrían dos meses para examinar el texto, sin poder enmendarlo, antes de su adopción (GC ESC, 2026). La patronal eléctrica francesa sostiene que dos de los requisitos del borrador para centrales síncronas de categoría D, la reducción remota de potencia y la reconexión autónoma, chocan con los principios de seguridad nuclear (UFE, 2026). Es la posición de una parte interesada.

Los compensadores de este apartado y del capítulo 6 pueden sustituir a parte del gas forzado (31-41 céntimos al mes por hogar), la que se programa por tensión, pero no la que se programa por sobrecargas, que pide energía en esa zona de la red. Ese coste se pagaría aparte del mercado diario y se añadiría a los 7-12 euros al mes del capítulo 3, con un solapamiento parcial.

8.4. En 2031, mantener los cuatro reactores que cesan en 2030 bajaría la factura entre 3 y 6 euros al mes

Tras la prórroga de agosto de 2026, Almaraz I y II están autorizados hasta junio de 2030, y Ascó I y Cofrentes cesan en octubre y noviembre de 2030 según el calendario (capítulo 1). Este apartado calcula cuánto valdría mantener ese grupo, de 4,1 GW, más allá de 2030, en un sistema de 2031, y cuánto valdría mantener solo Almaraz (tabla 17). El caso de Almaraz compara los siete reactores en marcha con los mismos sin Almaraz; es decir, supone que Ascó I y Cofrentes también siguen operando en 2031. No se ha calculado mantener Almaraz con esos dos ya cerrados, pero la cifra cambiaría poco: por GW, el tramo de Ascó I y Cofrentes vale de media lo mismo que el de Almaraz (entre un 21 % menos y un 26 % más, según el caso).

Tabla 17. Lo que subiría la factura en 2031 al cerrar (€ al mes por hogar, 2025-26 / 2024-25)

Sistema de 2031	Sin el grupo de 2030: Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes (4,1 GW)	Sin Almaraz, con los otros cinco en marcha (2,0 GW)
Gas a 30, demanda baja, PNIEC al 100 %	3,3 / 4,5	1,5 / 2,3
Gas a 30, demanda alta, PNIEC al 100 %	3,6 / 4,2	1,7 / 2,2
Gas a 30, demanda baja, PNIEC al 75 %	3,7 / 4,2	1,7 / 2,3
Gas a 30, demanda alta, PNIEC al 75 %	4,2 / 4,0	1,8 / 2,1
Gas a 50, demanda baja, PNIEC al 100 %	4,5 / 5,9	2,1 / 3,0
Gas a 50, demanda alta, PNIEC al 100 %	4,8 / 5,8	2,3 / 3,0
Gas a 50, demanda baja, PNIEC al 75 %	4,9 / 5,8	2,2 / 3,1
Gas a 50, demanda alta, PNIEC al 75 %	5,6 / 5,4	2,4 / 2,9

Fuente: elaboración propia con las ofertas del mercado diario de OMIE. Las dos cifras de cada casilla usan el sol, el viento, el agua y la demanda de base de 2025-26 y de 2024-25, en ese orden. Con impuestos y pérdidas.

El sistema de 2031 se construye sobre las 94 semanas de curvas de hoy, con estos cambios:

- Las renovables del PNIEC: 20 GW más de solar (hasta los 76 del plan, autoconsumo incluido), 29 más de eólica (hasta 62; el caso tipo del apartado 8.1 lo redondea a 30) y 10 GW de baterías de 4 horas. Como variante, solo el 75 % de esas adiciones.
- Demanda nueva, en dos variantes. La baja suma 1,5 GW de centros de datos, 5 TWh al año de coche eléctrico, 5 de bombas de calor y 1 GW de electrolizadores que solo compran con el precio por debajo de 25 euros por MWh. La alta suma 3 GW de centros de datos, 11 TWh de coche eléctrico, 10 TWh de bombas de calor y 4 GW de electrolizadores.
- El gas a 30 o a 50 euros por MWh, el CO2 a 100 euros por tonelada, la interconexión de Bizkaia en servicio y el precio francés siguiendo al gas como en el capítulo 3. Los ciclos, con el tope de coste del capítulo 3.

El informe solo da la diferencia entre cerrar y mantener en un mismo sistema de 2031, no el precio de 2031, que depende de inversiones, cierres de ciclos y ofertas que este modelo no puede prever.

Con el gas a 30 euros, cerrar el grupo de 2030 subiría la factura entre 3,3 y 4,5 euros al mes, y con el gas a 50, entre 4,5 y 5,9. En el mercado diario eso equivale a entre 10 y 18 euros por MWh. Al cerrar solo Almaraz, con los otros cinco en marcha, la subida sería de entre 1,5 y 2,3 euros al mes con el gas a 30 y de entre 2,1 y 3,1 con el gas a 50, es decir, entre 4,7 y 9,6 euros por MWh en el mercado diario. Por GW, el efecto de 2031 es algo menor que el de hoy, porque las renovables

nuevas cubren más horas. Hoy, cerrar las siete sube la factura unos 1,5-1,7 euros al mes por GW de potencia, y en 2031 cerrar el grupo de 2030 la subiría entre 0,8 y 1,4.

El hueco lo cubrirían sobre todo el gas y Francia. Sin el grupo de 2030, los ciclos producirían entre 4,0 y 7,8 TWh más al año, con entre 1,5 y 2,9 millones de toneladas de CO_2 más, y la importación neta subiría entre 4,4 y 7,7 TWh. Sin Almaraz, el gas pondría entre 1,7 y 3,7 TWh, con entre 0,6 y 1,4 millones de toneladas, y la importación, entre 2,1 y 4,0 TWh.

Si mantenerlos frenara la inversión renovable

Uno de los argumentos contra seguir operando es que frenaría la inversión renovable (capítulo 10). El cálculo lo mide cruzando los dos sistemas: compara mantener los reactores en 2031 con solo el 75 % de las renovables y las baterías nuevas frente a cerrarlos con el 100 %.

- Para el grupo de 2030, mantenerlo con un cuarto menos de renovables seguiría dejando el precio entre 4,4 y 7,3 euros por MWh por debajo del cierre, entre 1,4 y 2,3 euros al mes.
- Para Almaraz, con los otros cinco reactores en marcha en los dos casos, mantenerla con un cuarto menos de renovables dejaría el precio entre 0,4 y 2,1 euros por MWh por encima del cierre, entre 0,1 y 0,7 euros al mes.

Interpolando entre los dos sistemas, mantener Almaraz en 2031 encarecería el precio únicamente si frenara más del 19-24 % de la solar, la eólica y las baterías nuevas: entre 9 y 12 GW de los 49 GW de solar y eólica que añade el PNIEC, unos 14-18 TWh al año, aproximadamente lo que produce Almaraz. Es decir, el precio se iguala si cada MWh nuclear frena alrededor de un MWh renovable. Para el grupo de 2030 el umbral estaría en torno al 40-44 %, una extrapolación más allá del 25 % calculado. El modelo es estático y no estima cuánta inversión frenaría o atraería cada opción. Es además un umbral de precio en un solo año, no de bienestar económico: no cuenta la inversión renovable que se ahorraría ni el coste de seguir operando, y tampoco que los efectos de una inversión perdida duran décadas.

9. Las cuentas de las centrales

Las siete nucleares cobraron de media 77 euros por MWh en 2024-25 y 71 en los 291 días medidos de 2025-26, con los contratos bilaterales valorados al precio del mercado diario. En tributos propios y tarifa de Enresa pagaron unos 29 y 27 euros por MWh. Con una estimación del año 2025-26 completo, el precio capturado sube a 89,5 euros. Entre el 7 % y el 11 % de su producción se programó con el precio del mercado a cero o negativo. Las cuentas parten del programa de cada unidad, no de la generación medida, y son ingresos menos tributos, no el resultado económico de las centrales, que exigiría los costes de operación, combustible e inversiones.

9.1. Las cuentas parten del programa de cada unidad en el mercado diario y en los bilaterales

La producción es la que cada unidad programó en el mercado diario de OMIE y en contratos bilaterales, neta y en barras de central. Hora a hora suma prácticamente lo mismo que el programa nuclear de Red Eléctrica, con una diferencia del 0,05 %. Recoge lo comprometido el día anterior, bilaterales incluidos, y deja fuera la generación medida, el intradiario, las restricciones técnicas y el tiempo real. Por eso estas cuentas no incluyen la nuclear programada por restricciones técnicas (capítulo 6). Hay programa por unidad para 365 días de 2024-25 y 291 de 2025-26 (capítulo 1).

El precio capturado es el ingreso a precio de mercado dividido entre la producción. El precio de los contratos bilaterales no se publica, y se valoran al del mercado diario de cada periodo, aunque el real puede ser mayor o menor.

9.2. Las siete capturaron 77 euros por MWh en 2024-25 y 71 en 2025-26, con unos 29 y 27 de tributos

El margen antes de operar es el precio capturado menos los tributos propios y la tarifa de Enresa (tabla 18 y figura 10). No descuenta la operación, el combustible, las amortizaciones ni las inversiones. La referencia pública de coste de explotación es la de PwC (2024), con 19,7 euros por MWh de media entre 2025 y 2035, de los que 13,6 son de operación y 6,1 de combustible. A esos 19,7 euros suma otros 19,8 por MWh de amortizaciones e inversiones recurrentes. No da valores por central.

En los 291 días medidos de 2025-26, las siete produjeron 37.721 GWh y capturaron 71,3 euros por MWh. El precio medio del mercado diario fue de 64,2 euros, frente a 71,9 en 2024-25. Pagaron 26,7 euros por MWh de tributos, menos que en 2024-25 sobre todo porque en 2026 se redujo la base del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE; Real Decreto-ley 18/2026; BOE, 2026h). El margen fue de 44,6 euros por MWh. Por central, el precio capturado más bajo fue el de Almaraz I, con 64 euros, seguido de Cofrentes, con 65, y el más alto, el de Ascó I, con 78 (figura 10). El ingreso sumó 3.847 millones de euros en 2024-25 y 2.691 en 2025-26, y los tributos, 1.453 y 1.007 millones.

El año 2025-26 completo solo puede estimarse. A los 291 días medidos por central se suman 74 días de precios altos, medidos solo para el parque en conjunto. Con ellos, el parque habría producido 49.685 GWh y capturado 89,5 euros por MWh, con 146,6 euros en esos 74 días. El

ingreso estimado es de 4.444 millones. Con 27,6 euros por MWh de tributos, el margen sería de 61,9.

Tabla 18. Los siete reactores en 2024-25 (365 días)

Reactor	Producción programada (GWh)	Precio capturado (€/MWh)	Tributos y tarifa de Enresa (€/MWh)	Margen antes de operar (€/MWh)
Almaraz I	7.515	76,0	29,4	46,6
Almaraz II	7.528	75,4	29,4	46,0
Ascó I	5.931	78,1	31,1	47,0
Ascó II	6.365	73,9	30,9	43,0
Cofrentes	7.490	76,4	27,1	49,4
Vandellós II	8.031	77,0	31,2	45,7
Trillo	6.996	83,5	25,1	58,4
Las siete	49.857	77,2	29,1	48,0

Fuente: elaboración propia con el programa por unidad de OMIE y el precio oficial del mercado diario.

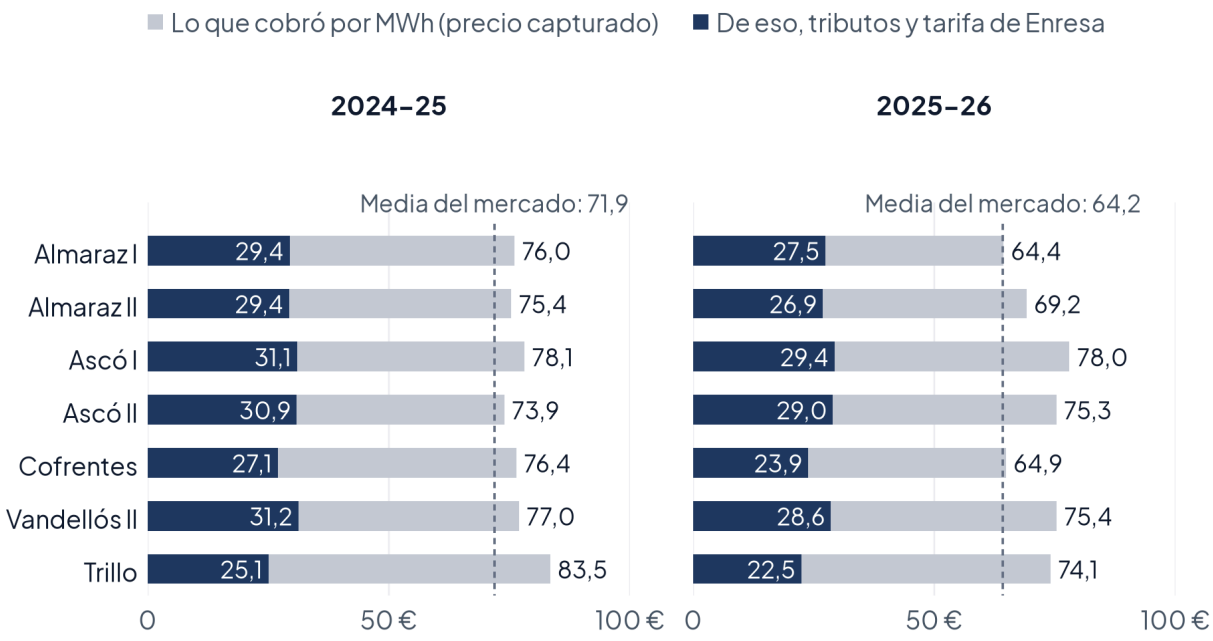

Figura 10. **Lo que cobró cada central y lo que pagó en tributos.** Precio capturado (lo que cobró de media por cada MWh de su programa) y, dentro de él, tributos propios y tarifa de Enresa, en € por MWh, en 2024-25 (365 días) y 2025-26 (291 días, de noviembre de 2025 a agosto de 2026). Programa en el mercado diario, con el bilateral valorado al precio del diario y sin costes de operación ni de combustible. La raya discontinua es el precio medio del mercado diario. Fuente: elaboración propia con datos de OMIE; tributos según la normativa, PwC (2024) y The Objective (2025), con datos de Foro Nuclear.

9.3. La potencia de cada grupo: 7.117 MW netos entre los siete

El OIEA (en su base PRIS) y los titulares publican la potencia neta de cada unidad; aquí se usa el total de los siete, 7.117 MW netos (Comité de análisis, 2025, tabla 2). Como referencia de la potencia a la que opera cada unidad, la tabla 19 añade la potencia habitual programada. Se calcula

como el percentil 95 de lo que programó la unidad en los periodos en que estaba en marcha, en barras de central.

Tabla 19. Potencia de los siete reactores

Reactor	Tipo	Explotación comercial desde	Potencia bruta (MW)	Potencia habitual programada (MW)
Almaraz I	PWR	1983	1.049,40	1.008
Almaraz II	PWR	1984	1.044,50	1.005
Ascó I	PWR	1984	1.032,50	1.005
Ascó II	PWR	1986	1.027,21	992
Cofrentes	BWR	1985	1.092,02	1.060
Vandellós II	PWR	1988	1.087,14	1.044
Trillo	PWR	1988	1.066,00	992
Las siete			7.398,77	7.106

Fuente: MITECO (s. f.) para el tipo, el año y la potencia bruta; elaboración propia para la potencia habitual. PWR: agua a presión; BWR: agua en ebullición.

En 2024-25, las siete programaron el 80 % de lo que habrían producido operando todo el año a esa potencia, desde el 67 % de Ascó I hasta el 88 % de Vandellós II. Es una referencia aritmética y no mide la disponibilidad, porque incluye paradas, recargas y periodos de carga parcial.

9.4. El programa muestra paradas y periodos de carga parcial que solo en parte se pueden atribuir

Según el CSN, el 28 de abril de 2025 Trillo estaba en recarga y Almaraz I y Cofrentes en parada fría (capítulo 6). El programa de Trillo encaja con ello, sin producción programada en abril de 2025 y con 55 GWh en mayo. En cada central hay otros meses con un programa inferior al 25 % de una carga de 1.000 MW. Las fechas públicas de los titulares permiten separar las once recargas de noviembre de 2024 a octubre de 2026 de las paradas por mercado o por avería, como el disparo automático de Ascó II del 11 de noviembre de 2024 (Foro Nuclear, s. f.).

Se llaman aquí periodos de carga parcial programada los que están entre el 50 % y el 97 % de la potencia habitual. En ellos se dejaron de programar 1.397 GWh en 2024-25, el 2,8 % de la producción, y 491 GWh en los 291 días de 2025-26, el 1,3 %. La cifra no mide lo que se dejó de producir por precio. En el programa aparecen de forma parecida una rampa de arranque o de parada, la limitación de un equipo, el descenso progresivo de potencia al final del ciclo de combustible, las órdenes de operación y una reducción por motivos de mercado. Con esas fechas y el programa horario de cada reactor se puede atribuir una parte. En 2024-25, el 21 % de esa energía corresponde a rampas de arranque o de parada (los tres días anteriores o posteriores a una parada), el 11 % a los dos meses previos a una recarga, cuando suele bajar la potencia al final del ciclo, y el 12 % a horas con el precio a cero o negativo, una reducción probable por mercado. Queda sin atribuir el 56 %. En 2025-26 los porcentajes son el 30, el 8, el 8 y el 54 %, en el mismo orden. El reparto es aproximado: en los meses previos a una recarga también puede haber reducciones por precio.

9.5. Entre el 7 % y el 11 % de la producción se programó con el precio a cero o negativo

En 2024-25, el 6,7 % de la producción programada coincidió con un precio del mercado diario de cero o negativo, en horas que suman el 9,0 % del tiempo. En 2025-26 fueron el 11,1 % de la producción y el 13,7 % de las horas. Un 20,7 % de la producción de 2024-25 y un 26,3 % de la de 2025-26 se programaron con un precio inferior a los tributos que no dependen del precio, unos 23,7 y 23,6 euros por MWh. Los tributos propios de 2024-25, que aquí incluyen la tarifa de Enresa, sumaron 1.453 millones de euros, 29,1 euros por MWh de media, que se reparten así:

- La tarifa de Enresa, 10,8 euros por MWh de media. Es la tarifa de 10,36 euros por MWh bruto (Real Decreto 589/2024; Enresa, 2026), multiplicada por un coeficiente corrector de 0,99 en los reactores de agua a presión y de 1,09 en Cofrentes, de agua en ebullición (Ley 54/1997, disposición adicional sexta). Convertida a producción neta con la potencia bruta de cada central, queda entre 10,5 y 11,6 euros por MWh. Es una prestación patrimonial y no un tributo.
- El IVPEE, 5,4 euros por MWh. Grava el 7 % del ingreso de toda la generación.
- El impuesto sobre el combustible gastado, 5,17 euros por MWh, a razón de 2.190 euros por kg de metal pesado (PwC, 2024).
- Los tributos autonómicos («ecotasas»), 4,7 euros por MWh de producción neta de media en 2024-25. Gravan la producción bruta con 6,65 euros por MWh en Cataluña (el Decreto-ley 4/2022 subió el tipo desde 5,00), 5,00 en Extremadura y 1,80 en la Comunidad Valenciana; Castilla-La Mancha no tiene gravamen (The Objective, 2025, con datos de Foro Nuclear; y las normas citadas). La valenciana tiene una bonificación del 50 % en 2026 (Decreto-ley 8/2025) y se suprime desde 2027 (Ley 5/2025); este informe la cuenta así. La rebaja del 30 % de la extremeña está en el anteproyecto de presupuestos de 2027, todavía sin aprobar (El Periódico de la Energía, 2026).
- Otros, como el IBI, el IAE y las tasas del CSN y de la Guardia Civil, 3,07 euros por MWh (PwC, 2024).

La suma queda cerca de los 28,2 euros por MWh de PwC (2024) y de los 27,3 brutos de EY (a través de Foro Nuclear, 2025). En las ecotasas, PwC da 4,8 euros por MWh y la nota de Foro Nuclear sobre EY da 9,2, sin explicar la diferencia.

Si se cuenta cada central por separado, en 9 de los 141 meses en que una central operó con al menos un 25 % de carga, el precio capturado no cubrió los tributos. Para el parque entero solo ocurrió dos veces. En mayo de 2025 capturó 20,9 euros frente a 25,5 de tributos, y en febrero de 2026, 23,2 frente a 24,7. Ese febrero tuvo además 1.397 GWh de nuclear programada por restricciones técnicas, que no entran en la cuenta.

El IVPEE baja al 3,5 % en 2027 y a 0 desde 2028 (Real Decreto-ley 18/2026; BOE, 2026h). Con la producción y los precios de 2024-25, el margen de las siete pasaría de 48,0 a 50,7 y después a 53,4 euros por MWh. Es aritmética con precios ya medidos, sin valor de previsión.

9.6. Con los precios a plazo de 2028-2030, seguir operando deja un margen de unos 11 a 23 euros por MWh antes de las inversiones extraordinarias

La pregunta del debate es si a una central le compensa seguir. La respuesta depende de lo que se ahorraría al cerrar (los costes evitables) frente a lo que ingresaría. Los costes evitables suman, desde 2028, unos 53,0 euros por MWh: 19,7 de explotación y combustible y 9,8 de inversiones recurrentes (ambas cifras salen de una sola fuente pública, PwC, 2024), más 23,5 de tributos propios, sin contar el IVPEE, que se anula ese año, ni la ecotasa valenciana, que se suprime en 2027 (apartado 9.5). Las amortizaciones no cuentan, porque ya están hechas. La tarifa de Enresa cuenta como evitable desde el punto de vista del titular, aunque se fijó con el calendario de cierre vigente.

En el mercado a plazo de OMIP, el precio de referencia de la electricidad de carga base en España era, el 20 de noviembre de 2026, de 68,00 euros por MWh para 2028, 61,63 para 2029 y 59,60 para 2030 (OMIP, 2026). Ese día no hubo operaciones en esos contratos, así que son precios de referencia de la sesión, no de negociación. En los años medidos, las siete capturaron entre un 7 % y un 11 % más que el precio medio del mercado diario (77,2 frente a 71,9 y 71,3 frente a 64,2). Con esa misma proporción capturarían unos 73-76 euros por MWh en 2028, 66-68 en 2029 y 64-66 en 2030. El margen sobre los costes evitables sería de unos 20-23 euros por MWh en 2028, 13-15 en 2029 y 11-13 en 2030. La rebaja del 30 % de la ecotasa extremeña que prevé el anteproyecto de presupuestos de Extremadura para 2027, aún sin aprobar, subiría el margen de Almaraz en 1,6 euros por MWh.

El margen es positivo y no incluye las inversiones extraordinarias para operar más allá de la vida prevista, que no son públicas por central, ni las diferencias de tributos entre comunidades (6,65 euros por MWh en Cataluña y ninguno en Castilla-La Mancha ni, desde 2027, en la Comunidad Valenciana). Es una cuenta con los precios a plazo de un solo día, en plena subida del gas, y la curva descuenta que los precios bajarán.

Cuatro datos no son públicos:

- El precio real de los contratos bilaterales, que cubren el 57 % de la producción de 2024-25 y el 48 % de la de 2025-26, y del 68 al 89 % en Almaraz, Cofrentes y Trillo.
- La generación medida por central.
- El coste de operación y combustible por central, para el que no hay fuente primaria.
- El valor por central de la nuclear programada por restricciones técnicas. Para el conjunto, de mayo de 2025 a octubre de 2026, ese valor va de 33 millones de euros (al precio del mercado en esas horas, unos 10 euros por MWh de media ponderada por esa energía) a 453 millones (al precio medio de la energía a subir).

10. Otros estudios

A corto plazo, los estudios que miden el cierre de las nucleares coinciden en que el precio sube. PwC, sin encargo que conste, estima +36,8 euros por MWh para todo el parque con el mercado de 2024, y este informe, 36,2 en 2024-25 y 33,7 en 2025-26. Para Almaraz sola, PwC da +22 euros por MWh. Supera los 9 a 11 de este informe e incluso el extremo alto de su rango, 12,8 y 15,1. El apartado 10.2 recoge las diferencias de supuestos que pueden explicarla.

A medio plazo, los resultados dependen de la inversión renovable que supone cada estudio. Fabra, sin encargo declarado, estima que la prórroga de Almaraz bajaría el precio entre un 4 % y un 8 % en 2028-2030 si la inversión renovable no cambia. Si esa inversión cayera un 25 %, el precio sería hasta un 11 % mayor en 2031. La URJC y la UPC, por encargo de Greenpeace España, ven con la prórroga un precio menor hasta 2030 y mayor desde 2031. Deloitte, por encargo de la CEOE, ve un precio 15 euros por MWh menor en 2035 con la extensión del parque.

La tabla 20 resume los cinco estudios. Para comparar, este informe usa el precio del mercado diario sin pérdidas ni impuestos. Sin las siete, el efecto es de 36,2 euros por MWh en 2024-25, en un rango de 23,2 a 54,7, y de 33,7 en 2025-26, entre 24,0 y 41,5. Sin Almaraz es de 8,6 y 11,0 euros por MWh, con rangos de 7,2 a 12,8 y de 8,7 a 15,1.

Tabla 20. Estudios sobre el precio de las nucleares

Estudio	Quién lo encargó	Qué mide	Efecto sobre el precio (de cerrar en PwC; de prorrogar en los demás)	Gas supuesto (€/MWh)
PwC, marzo de 2025	No consta encargo	Cierre de todo el parque con el mercado de 2024	+36,8 €/MWh (el precio pasa de 62,9 a 99,7)	No lo declara
PwC, abril de 2026	No consta encargo; lo difundió Foro Nuclear	Almaraz cerrada en 2025	+22 €/MWh; +47 con el gas a 50	35 y 50
Fabra (CEMFI, SERIEs, 2026)	Sin encargo	Prórroga de Almaraz hasta 2030, modelo dinámico, 2028-2031 (efecto en 2028-2030)	Entre −4 y −8 % del precio con la inversión renovable sin cambios; hasta +11 % en 2031 con un 25 % menos	30 (y 50)
URJC y UPC, enero de 2026	Greenpeace España	Prórroga de Almaraz hasta 2030, 2025-2033	Precio menor hasta 2030 y hasta +5,5 €/MWh en 2033	No lo fija (cita futuros de 24,3)
Deloitte, enero de 2026	CEOE (patronal)	Con y sin extensión del parque, 2035	−15 €/MWh	—

Fuente: los estudios citados.

10.1. PwC (marzo de 2025): el cierre de todo el parque sube el precio 36,8 euros por MWh

Con el mercado de 2024, PwC calcula que el cierre subiría el precio mayorista de 62,9 a 99,7 euros por MWh, un 58 % (+36,8). Supone un cierre inmediato y que los ciclos combinados sustituyen

prácticamente toda la nuclear. La factura subiría un 23 % para hogares y pymes y un 35 % para la industria, y las emisiones, 21 millones de toneladas de CO2. El estudio no declara el precio del gas ni consta que tenga encargo (PwC, 2025). Sus 36,8 euros por MWh son del mismo orden que los 36,2 de este informe, cuyo rango va de 23 a 55. La coincidencia es en parte casual: PwC repone casi todo con ciclos y este informe no, y los periodos difieren (PwC usa el año natural de 2024; este informe, de noviembre de 2024 a octubre de 2025).

10.2. PwC (abril de 2026): el cierre de Almaraz sola subiría el precio 22 euros por MWh, frente a los 9–11 de este informe

Con el gas real de 2025, PwC calcula que el cierre de Almaraz en 2025 habría subido el precio del mercado diario 22 euros por MWh, de 70 a 92. El +47 que se cita suma a ese efecto una subida del gas de 35 a 50 euros por MWh (PwC, 2026). No consta encargo; Foro Nuclear, la asociación de la industria nuclear, difundió un resumen del estudio (Foro Nuclear, 2026). En la misma unidad, este informe da 9 euros por MWh en 2024-25, entre 7,2 y 12,8, y 11 en 2025-26, entre 8,7 y 15,1. Si se estiman los últimos 74 días del año, la cifra de este informe es de 13, y de 19 en el extremo alto del rango. Los 22 de PwC quedan por encima de todo ese rango. Tres diferencias de supuestos separan los dos cálculos.

1. El reparto de la sustitución. PwC repone los 14,6 TWh de Almaraz con 12,0 TWh de ciclos combinados, el 82 %, más 1,5 de renovables y 0,9 de otras fuentes, y supone que la hidráulica que pasa a casar en el recasado se sustituiría por ciclo combinado. En este informe, de los 14,3 TWh de Almaraz el gas pone solo el 32 % (4,6 TWh) y el comercio con Francia, el 43 % (6,2 TWh).
2. El mismo método con otros supuestos. PwC también vuelve a casar el mercado diario con las ofertas, como este informe, y aun así llega a 22 frente a 9. Su nota 3 dice que «las nuevas ofertas hidráulicas casadas se traducirían en generación de ciclo combinado», y el documento no menciona las importaciones, el almacenamiento ni la inercia. Si Francia no aportara más que hoy, la cifra de este informe subiría entre un 7 y un 18 %, una subida mucho menor que la diferencia entre los dos cálculos.
3. Los intercambios con Francia. En este informe, lo que España deja de exportar cubre el 29 % de Almaraz (4,18 TWh). Si PwC mantuviera fijos también los intercambios de exportación, esa diferencia de tratamiento podría explicar parte de la distancia; este informe no lo ha calculado.

PwC no publica su modelo.

Las paradas nucleares reales permiten un contraste independiente de los dos modelos. De 2022 a 2026, cada GW nuclear indisponible subió el precio del mercado diario entre 1,6 y 4,5 euros por MWh según la especificación, con intervalos que llegan a 7,6 (anexo A.4). Los 22 euros de PwC para Almaraz son unos 13 por GW de producción media, por encima de todos esos intervalos. Las cifras de este informe para Almaraz en el cálculo principal son 5,2 por GW en 2024-25, en el borde alto de esos intervalos, y 6,7 en 2025-26, por encima de la mayoría; las de la estimación baja, 4,4 y 5,3, quedan dentro de la mayoría de los intervalos. La prueba puede subestimar el efecto, porque las paradas observadas son pequeñas y casi siempre planificadas, pero no hasta el punto de alcanzar la cifra de PwC.

10.3. Fabra (2026): la prórroga de Almaraz baja el precio entre un 4 y un 8 % si la inversión no cambia, y lo sube si cae

Fabra usa un modelo dinámico del mercado ibérico en el que pueden cambiar la inversión, el agua y los intercambios con Francia. Está calibrado con 2024, con 65,15 euros por MWh simulados frente a 65,14 observados. La autora, del CEMFI, no declara ningún encargo.

Si la inversión renovable se mantiene al 100 %, la prórroga de Almaraz baja el precio en 2028-2030 un 4-8 % en el escenario del PNIEC y un 5-11 % en el «factible». Con un 25 % menos de inversión renovable, el precio sube un 4,5-7,2 % en 2028-2030 y un 11 % en 2031, o un 9,4 % en 2031 en el escenario factible. Con un precio de partida de unos 60 euros por MWh, ese 4-8 % equivale a entre 2,5 y 5 euros por MWh (cálculo propio). Es entre dos y cuatro veces menor que el efecto de Almaraz en este informe, algo coherente con que Fabra use un modelo dinámico y mire varios años después.

El año tipo 2031 de este informe (apartado 8.4) no responde a la misma pregunta. Fabra estudia la prórroga hasta 2030, de modo que en su 2031 Almaraz ya está cerrada en los dos casos y la diferencia de precio de ese año viene solo de la inversión renovable. Este informe mide, en cambio, mantener Almaraz operando en 2031. Con el gas a 30 euros, como en el escenario central de Fabra, y las renovables del PNIEC, cerrarla subiría el precio entre 4,7 y 6,9 euros por MWh. Es del orden de los 2,5-5 euros que Fabra da para 2028-2030, años en que Almaraz opera en su prórroga. Fabra sí calcula, en cambio, mantener Ascó I y Cofrentes en 2031 (2,1 GW): el precio bajaría un 4,4 % si la inversión renovable no cambia y subiría un 6,9 % si cae un 25 %.

10.4. URJC y UPC (enero de 2026): la prórroga de Almaraz, vista hasta 2033

El estudio lo encargó Greenpeace España. Con la prórroga, el precio sería menor de 2028 a 2030 y mayor desde 2031, hasta 5,5 euros por MWh más en 2033, un 9,5 %. Las renovables cubrirían el 96,4 % del hueco conjunto de Almaraz y del aumento de la demanda en 2028-2029. El estudio estima un sobrecoste acumulado en la factura de hasta 3.831 millones de euros y una pérdida de inversión renovable de hasta 26.130 millones. No fija un precio del gas: su modelo de precios es estadístico, con datos históricos sin las semanas con el gas por encima de 50 euros por MWh, y cita como referencia los futuros de 2028-2030 del 31 de octubre de 2025, de 24,3 euros por MWh. No modela la inercia, las restricciones de transporte ni la nueva interconexión con Francia (URJC y UPC, 2026). Como estudia la prórroga hasta 2030, su precio mayor desde 2031 se debe solo a la inversión renovable que, según el estudio, se perdería, porque en esos años Almaraz ya está cerrada. Si Almaraz siguiera operando en 2031, este informe calcula que encarecería el precio únicamente si frenara más del 19-24 % de la solar, la eólica y las baterías nuevas (apartado 8.4).

10.5. Deloitte (enero de 2026): el parque en 2035

Lo encargó la CEOE, la patronal. Según la página de resumen de Deloitte, con la extensión del parque el precio mayorista de 2035 sería unos 15 euros por MWh menor (Deloitte, 2026).

11. El cierre en cifras

Este capítulo reúne en siete tablas las cifras principales del informe e incluye tres cuentas nuevas. La primera es el coste para el país sin Almaraz (tabla 21), que se aproxima con la parte que le corresponde de cada partida del mismo cálculo. La segunda es el desglose por partidas del coste para el país de la tabla 5 (tabla 22). La tercera es la subida de la factura con los precios del gas a plazo, interpolada entre los escenarios del capítulo 3 (tabla 23). En las tablas, M€ son millones de euros, y las dos cifras separadas por una barra son de 2025-26 y de 2024-25, en ese orden.

11.1. Sin las siete, entre 7 y 12 euros más al mes, 40 TWh más de gas y unos 7 millones de toneladas más de CO2 en España

Cerrar hoy las siete subiría la factura de un hogar medio entre 7 y 12 euros al mes, 10,7 y 11,9 en el cálculo principal. Obligaría a quemar en España unos 40 TWh más de gas al año y añadiría unos 7 millones de toneladas de CO2, 8 con Portugal. Sin Almaraz, la subida sería de unos 3 euros al mes. La seguridad de la red añade un coste aparte, de 0,3 a 1 euro al mes, que se solapa en parte con la factura (tabla 21).

Tabla 21. Cerrar hoy las siete o solo Almaraz, frente al mercado de hoy (2025-26 / 2024-25)

	Sin las siete	Sin Almaraz
Energía que falta (TWh al año)	49,3	14,3
Subida de la factura de un hogar medio (€ al mes)	10,7 / 11,9 (de 7,4 a 18,6)	3,5 / 2,8 (de 2,3 a 4,9)
Subida con el año 2025-26 completo, con 74 días estimados (€ al mes)	unos 12 (de 8,5 a 15,6)	4,1 (de 3,1 a 5,9)
Subida del mercado diario (€/MWh, sin pérdidas ni impuestos)	33,7 / 36,2	11,0 / 8,6
Subida del mercado diario por GW de producción nuclear media que falta (€/MWh)	6,0 / 6,4; en las paradas reales, de 1,6 a 4,5	6,7 / 5,2
Lo que pagarían de más los consumidores (M€ al año, techo)	8.800 / 8.700	2.900 / 2.100
Coste real para el país (M€ al año)	2.100-3.000 / 2.400-3.400	400-640 / 620-870
Quién cubre lo que falta	gas 46 %, Francia 33 %, solar y eólica 12 %	gas 32 %, Francia 43 %
Gas de más quemado en España (TWh al año)	unos 40 (41 buques metaneros)	unos 8 (9 buques metaneros)
Coste de ese gas con el precio de los días medidos de 2025-26, 42,0 €/MWh (M€ al año)	unos 1.670	unos 350
CO2 de más (millones de toneladas al año)	7,2 en España; 8,1 con Portugal	1,5 en España
Derechos de CO2 (M€ al año)	unos 570	unos 120

	Sin las siete	Sin Almaraz
Horas con el precio por encima de 150 €/MWh (% de las horas)	16,0 % / 20,6 % (hoy en el modelo, 7,8 % / 4,1 %)	—
Aumento horario de los ciclos que solo se supera en el 1 % de las horas (GW)	8,8 / 8,4	—
Horas al año sin potencia firme suficiente, 2022-2026	ninguna; entre 11 y 88 al año si cerraran 9,2 GW de ciclos	—
Red, vía gas forzado: lo que pagarían los consumidores (M€ al año)	250-330 (0,31-0,41 € al mes)	32 (0,04 € al mes)
Red, vía paradas reales: extrapolación, extremo alto (M€ al año)	unos 800 (1,0 € al mes)	unos 200 (0,25 € al mes)
Horas en que, si la península se separara, la frecuencia caería a más de 1 Hz por segundo (%)	6-9 % (hoy, 0,1 %)	0,4-0,7 % (1,2 % sin reponer nada)
Compensadores síncronos para evitarlo (número; percentil 99)	8-11 (800-1.100 M€)	0
Tributos propios y tarifa de Enresa que pagan hoy (M€ al año, 2024-25)	1.453 (912 de tributos y 541 de tarifa)	442 (282 y 160)

Fuente: elaboración propia (capítulos 3 a 10). Mercado de hoy y cálculo principal. Entre paréntesis, el rango, de la estimación baja al techo; en las horas por encima de 150 €/MWh, el dato de hoy en el modelo. Sin barra, 2025-26, salvo la energía que falta y el reparto, que son de los 651 días, y las filas de la red, que usan sus propios periodos (capítulo 6); el rango de la factura abarca los dos años. El gas, en poder calorífico superior. Las dos filas de la red son dos estimaciones del mismo coste, la segunda una cota alta, y no se suman; ese coste se pagaría aparte del mercado diario. «—»: no se calcula para Almaraz.

11.2. Con el mercado y el gas de los días medidos, cerrar las siete costaría al país entre 2.100 y 3.400 millones de euros al año, sin contar las inversiones para operar más años

Cerrar las siete obligaría a gastar cada año entre 3.500 y 4.400 millones de euros en gas, derechos de CO2, comercio con Francia, otras térmicas y, en el caso alto, el ciclo de Portugal. Mantenerlas cuesta entre 900 y 1.500 millones en explotación, combustible e inversiones recurrentes. La diferencia es el coste real para el país (tabla 22). Lo que pagarían de más los consumidores, unos 8.700-8.800 millones, es mucho mayor, porque incluye el dinero que solo cambia de manos entre unos agentes y otros al subir el precio (apartado 3.5).

Tabla 22. Coste para el país de cerrar las siete: gasto de más y ahorro (M€ al año, cálculo principal)

	2025-26	2024-25
Cerrar: lo que se gasta de más		
Gas de los ciclos de más en España	1.690	1.600
Derechos de CO2	570	590
Comercio con Francia	1.130	1.610
Otras térmicas	110	110
Ciclos de Portugal y ofertas sin tecnología conocida (caso alto)	460	470

	2025-26	2024-25
Total (sin / con la fila de Portugal)	3.500-3.950	3.910-4.380
Mantener: lo que se ahorra al cerrar		
Explotación y combustible	930	980
Inversiones recurrentes (caso bajo)	460	490
Total (sin / con inversiones)	930-1.400	980-1.470
Coste real para el país	**2.100-3.020**	**2.440-3.390**
Aparte, red: gas forzado; o compensadores anualizados, que no cubren las sobrecargas	250-330; 60-80	
Lo que pagarían de más los consumidores (techo)	8.800	8.700

Fuente: elaboración propia (capítulos 3, 5 y 6); costes de las nucleares, PwC (2024). Los rangos van del caso bajo al alto: el coste real es el gasto bajo menos el ahorro alto, y el gasto alto menos el ahorro bajo. Cada cifra se redondea a la decena por separado, así que las sumas pueden no cuadrar en una decena; en el resto del informe, a la centena. Aquí se toma como española una parte fija (el 88,7 %) del ciclo ibérico, 19,5 TWh; la tabla 8 usa los 19,3 TWh casados en España, y por eso da 1.670. Con el gas de los días medidos, unos 40 €/MWh; con el gas más caro, el coste sube. Los derechos de CO_2 cuentan como coste porque se subastan en toda la UE: que los compren centrales españolas no aumenta lo que ingresa España. El comercio con Francia es lo que se deja de exportar y se importa de más, valorado a la media de los dos precios. El gas forzado es lo que pagarían los consumidores, con la renta de quien vende esa energía. Los compensadores, 800-1.100 M€, se anualizan a 30 años con un tipo del 6 % (de 45 a 100 M€ con el 4 o el 8 %), sin su explotación ni sus pérdidas, así que es un mínimo.

La cuenta no incluye dos partidas. Una son las inversiones extraordinarias para operar más allá de la vida prevista, que no son públicas. La otra es el coste de gestionar el combustible gastado de los años de más, que crece con la operación. El desmantelamiento se paga en los dos caminos y solo cambia de fecha. Estas omisiones favorecen a mantener; suponer evitable toda la explotación sesga la cuenta en sentido contrario (apartado 3.5). De los tributos propios de 2024-25, unos 910 millones de euros son impuestos y tasas, que son transferencias y no un coste para el país. La tarifa de Enresa, unos 540 millones, no es una transferencia: financia la gestión de los residuos y el desmantelamiento. Para las centrales, seguir operando con los precios a plazo de 2028-2030 deja un margen de unos 11 a 23 euros por MWh sobre sus costes evitables, antes de las inversiones extraordinarias (apartado 9.6).

11.3. Lo que más mueve la cifra es el gas: con los futuros, unos 16 euros más al mes en 2027 y entre 10 y 12 en 2028

Los futuros del gas español del 20 de noviembre de 2026 marcan 68,5 euros por MWh para 2027, 39,6 para 2028 y 30,0 para 2029 (OMIP, 2026). Ese día no hubo operaciones en esos contratos, así que son precios de referencia de la sesión. Con ellos, cerrar las siete subiría la factura entre 15,7 y 16,6 euros al mes en 2027 y entre 10,3 y 12,1 en 2028 (tabla 23). No es una previsión: los futuros cambian cada día, y el cálculo mantiene el resto del mercado de hoy. Después del gas, lo que más mueve la cifra es la oferta de los ciclos que hoy no casa y lo que pueda dar Francia (tabla 24).

Tabla 23. Subida de la factura de un hogar medio según el precio del gas (€ al mes, 2025-26 / 2024-25)

Gas (€/MWh)	Qué precio es	Sin las siete, cálculo principal	Sin las siete, estimación baja	Sin Almaraz, cálculo principal	Coste de unos 40 TWh de gas (M€ al año)
30	Futuros de 2029	8,7 / 10,8	5,7 / 5,9	2,7 / 2,3	1.200
39,6	Futuros de 2028	10,3 / 12,1	7,2 / 7,6	3,4 / 2,8	1.600
42,0 / 38,7	Días medidos	10,7 / 11,9	7,6 / 7,4	3,5 / 2,8	1.670
50		12,2 / 13,6	9,2 / 9,2	4,2 / 3,5	2.000
68,5	Futuros de 2027	15,7 / 16,6	12,8 / 12,6	5,3 / 4,8	2.700
70		15,9 / 16,8	13,1 / 12,9	5,4 / 4,9	2.800
88	Noviembre de 2026	19,1 / 19,9	16,4 / 16,4	6,2 / 6,3	3.500

Fuente: elaboración propia (capítulos 3 y 5); OMIP (2026); MIBGAS (2026). Las filas de los futuros se interpolan linealmente entre las dos filas vecinas de cada año, incluida la de los días medidos. Con cada precio del gas, los ciclos ofertan como mucho su coste con ese gas más 40 euros por MWh, y el precio puede pasar de 200 euros (apartado 3.1). La última columna valora unos 40 TWh de gas, en poder calorífico superior, al precio de cada fila; no es el coste para el país, que incluye también el CO2 y Francia, y la cantidad de gas baja algo cuando sube su precio.

Tabla 24. Subida de la factura sin las siete según otros supuestos (€ al mes, 2025-26 / 2024-25)

Supuesto	Subida de la factura (€ al mes)
Cálculo principal	10,7 / 11,9
Estimación baja: vuelve la oferta de ciclos que hoy no casa	7,6 / 7,4
Techo: sin tope a los ciclos y con el bombeo fijo	13,4 / 18,6
Los ciclos cobran en las horas de menos holgura el margen que ya cobran hoy en ellas	11,2 / 13,0
Francia no da más que hoy	13,1 / 15,2
Capacidad de intercambio con Francia a la mitad	12,0 / 14,8
Con la interconexión de Bizkaia en servicio	7,7 / 7,6
Con el agua de 2022, año seco	11,3 / 14,0

Fuente: elaboración propia (capítulos 3 a 5 y anexo A.5). Las paradas nucleares reales se acercan más a la estimación baja (anexo A.4). Con el agua de 2022, la electricidad de los ciclos de más sube a unos 27-29 TWh al año y el CO2, a unos 10-11 millones de toneladas (apartado 5.4).

11.4. Con 30 GW de solar y 15 de eólica, la factura sin las siete iguala la de hoy; con las siete y esas mismas renovables, sería entre 7 y 10 euros al mes más baja que sin las siete

Añadir renovables deja la factura como la de hoy en el precio de la energía, sin contar lo que cuesta pagarlas ni el respaldo, pero sigue haciendo falta gas en la semana con menos sol y viento, y compensadores para la inercia (tabla 25). Cerrar las siete sigue siendo más caro que mantenerlas con esas mismas renovables: entre 6,9 y 7,3 euros al mes en 2025-26 y entre 9,2 y 10,3 en 2024-25. Con las siete, a cambio, esas renovables cobrarían menos (con 10 GW de baterías, 23,1 euros por MWh la solar, frente a 43,5 sin las siete), y su inversión sería más difícil de recuperar con el mercado (capítulo 8).

Tabla 25. Cerrar las siete con renovables y baterías añadidas, frente a hoy (2025-26 / 2024-25)

	Sin añadir nada	30 GW de solar y 15 de eólica	Lo mismo y 10 GW de baterías	Tipo PNIEC (20 GW de solar, 30 de eólica, 10 de baterías)
Energía añadida (TWh al año)	—	unos 65	unos 65	unos 79
Cambio de la factura (€ al mes; + sube, – baja)	+10,7 / +11,9	–0,7 / –0,8	–1,6 / –1,0	–3,9 / –4,0
Electricidad de ciclos de más en España (TWh al año)	19,3 / 20,5	4,6 / 4,0	0,5 / 0,2	–2,8 / –3,8
CO2 de más en España (Mt al año)	7,2 / 7,6	1,7 / 1,5	0,2 / 0,1	–1,0 / –1,4
Cambio del recorte renovable (TWh al año; positivo, más que hoy)	–6,2	+20,2	+13,3	+16,8
Horas por encima de 200 €/MWh (% de las horas, 2024-25)	1,86 %	0,59 %	0,01 %	0,00 %
Semana con menos sol y viento: electricidad con gas de más (GWh)	824	416	309	224
Horas de esa semana con más de 1 GW de gas de más	165	117	109	99
Ciclos de más: aumento horario que solo se supera en el 1 % de las horas (GW)	8,8	4,5	3,9	2,6
Compensadores síncronos para la inercia mínima observada (número)	18-23	—	20-45	19-41

	Sin añadir nada	30 GW de solar y 15 de eólica	Lo mismo y 10 GW de baterías	Tipo PNIEC (20 GW de solar, 30 de eólica, 10 de baterías)
Inversión en lo que se añade (M€)	—	—	32.000-40.000	—
Precio cobrado por la solar añadida, sin las siete / con ellas (€/MWh)	—	—	43,5 / 23,1	—

Fuente: elaboración propia (capítulo 8). Solar en GW nominales. Sin barra, cifras de 2025-26, salvo las horas por encima de 200 euros, que son de 2024-25, y el precio de la solar, que es la media de los dos años. Mt son millones de toneladas; el CO2 se calcula con unos 0,37 toneladas por MWh de esa electricidad. La semana es la del 26-12-2024 al 1-01-2025, de 168 horas. Los compensadores son 18 con los inversores como hoy y 23 con la definición de ENTSO-E (apartado 8.3). La inversión no incluye la conexión, el refuerzo de la red ni la explotación. «—»: no aplica o no se calcula.

11.5. Hasta 2031: cada cierre encarece la factura, y mantener el grupo de 2030 la abaratería

Con el mercado de hoy, cada reactor que cierra, en el orden del calendario, añade su parte a la subida de la factura (tabla 26). En un sistema de 2031 con las renovables del PNIEC, mantener más allá de 2030 los cuatro reactores que cesan ese año bajaría la factura. Mantener Almaraz encarecería el precio únicamente si frenara más del 19-24 % de las renovables y baterías nuevas (tabla 27).

Tabla 26. Calendario de cese y subida acumulada de la factura (€ al mes, 2025-26 / 2024-25)

Reactor	Autorizado hasta	Cese según el 7.º PGRR (mes/año)	Subida acumulada de la factura (€ al mes)
Almaraz I y II	8-06-2030	11/2027 y 10/2028	3,5 / 2,8
Ascó I	1-10-2030	10/2030	4,9 / 3,9
Cofrentes	30-11-2030	11/2030	6,4 / 5,6
Ascó II	1-10-2031	9/2032	8,0 / 7,3
Vandellós II	26-07-2030	2/2035	9,4 / 9,8
Trillo	17-11-2034	5/2035	10,7 / 11,9

Fuente: elaboración propia (capítulos 1 y 3). Cada fila suma los cierres anteriores, en el orden del PGRR, al mercado de hoy; no es la factura de esos años. El PGRR (Plan General de Residuos Radiactivos) es anterior a la prórroga de Almaraz (Orden TED/864/2026), que la autoriza hasta junio de 2030.

Tabla 27. En un año tipo 2031, lo que evitaría mantener los reactores

	Grupo de 2030: Almaraz I y II, Ascó I y Cofrentes (4,1 GW)	Almaraz, con los otros cinco en marcha (2,0 GW)
Subida de la factura que se evitaría (€ al mes)	3,3 a 5,9	1,5 a 3,1
Subida del mercado diario (€/MWh)	10 a 18	4,7 a 9,6
Electricidad con gas (TWh al año)	4,0 a 7,8	1,7 a 3,7
CO2 (millones de toneladas al año)	1,5 a 2,9	0,6 a 1,4
Importación neta (TWh al año)	4,4 a 7,7	2,1 a 4,0
Renovables y baterías nuevas que tendría que frenar para encarecer el precio	más del 40-44 % (extrapolado)	más del 19-24 %

Fuente: elaboración propia (capítulo 8). Cada rango va del menor al mayor valor entre los casos siguientes: sistema de 2031 con el 100 % o el 75 % de las renovables del PNIEC, demanda nueva baja o alta, el gas a 30 o a 50 euros por MWh y el CO2 a 100 euros por tonelada. Son diferencias entre cerrar y mantener en un mismo sistema, no previsiones del precio de 2031. El caso de Almaraz supone que Ascó I y Cofrentes siguen operando en 2031. El umbral se mide solo con el precio de un año y no es un balance económico completo: no cuenta la inversión renovable ahorrada ni el coste de seguir operando (apartado 8.4).

12. Conclusiones

1. Sin las siete, un hogar medio pagaría entre 7 y 12 euros más al mes con el gas de los días medidos, y entre 16 y 20 con el gas de noviembre de 2026; sin Almaraz, unos 3 euros más con el gas de los días medidos. Los consumidores pagarían unos 8.700-8.800 millones de euros más al año, pero solo entre una cuarta parte y dos quintos de esa cantidad, de 2.100 a 3.400 millones, es un coste real para el país; el resto pasa de unas manos a otras (capítulo 3).
2. De cada 100 kWh que dejarían de producir las nucleares, el gas pondría unos 46 y el comercio con Francia, 33, con la interconexión a plena capacidad en el 78 % de las horas. La cantidad que Francia pueda aportar influye más en el resultado que la reacción de su precio. Las emisiones de España y Portugal subirían unos 8 millones de toneladas de CO2 al año, y hasta 10 si se cuenta como gas la oferta de ciclos que hoy no casa o si Francia no aporta más que hoy (capítulos 4 y 5).
3. La seguridad de la red tiene un coste propio, más incierto que el del mercado y que se paga aparte de él. Red Eléctrica programa más producción nuclear de la que casa el mercado, sobre todo en meses de precio bajo y en Tarragona, y lo hace casi a partes iguales por control de tensión y por sobrecargas en la red. Sustituir esa nuclear por gas forzado costaría entre 31 y 41 céntimos al mes por hogar. Una extrapolación de las paradas reales, que es una cota alta, eleva el coste de las restricciones por zona a alrededor de 1 euro al mes. Las fuentes oficiales sitúan el origen del apagón del 28 de abril de 2025 en el control de tensión, no en la inercia. Aun así, sin las siete, si la península se separara de la red europea la frecuencia caería a un ritmo de más de 1 Hz por segundo en un 6-9 % de las horas, y evitarlo exigiría entre 8 y 11 compensadores síncronos (capítulo 6).
4. En un cálculo hora a hora de 2022 a 2026, el sistema sin las siete habría tenido potencia firme suficiente en todas las horas con los ciclos combinados de hoy, con al menos 3,3 GW de margen; sin contar la importación de Francia, el margen bajaría a 0,8 GW. El cálculo es determinista y no recoge averías simultáneas ni años secos. Si además cerraran los ciclos sin viabilidad económica que contempla el escenario europeo, faltaría potencia firme entre 11 y 88 horas al año. Las horas por encima de 150 o 200 euros por MWh miden cuántas veces fijan el precio ciclos caros, no una escasez física (capítulo 7).
5. Con unos 30 GW nominales de solar y 15 de eólica añadidos, la factura sin las siete quedaría como la de hoy. Es una igualdad del precio de la energía: esas renovables habría que pagarlas, por el mercado o con apoyo regulado, y el respaldo tiene un coste aparte. Con esas mismas renovables, la factura sin las siete seguiría siendo entre 7 y 10 euros al mes más alta que con las siete. La igualdad es una cuenta anual y no cubre las horas sin sol ni viento. En la semana con menos sol y viento, los ciclos producirían 416 GWh más que hoy. Esas renovables no sustituyen todo lo que dan las nucleares: no aportan potencia firme en esas semanas ni inercia, y mantener la inercia mínima observada pediría entre 19 y 45 compensadores síncronos. La firmeza y la estabilidad tienen un coste propio que esa cuenta no recoge (capítulo 8).
6. En 2031, con las renovables del PNIEC, mantener más allá de 2030 los cuatro reactores que cesan ese año bajaría la factura entre 3 y 6 euros al mes, y mantener Almaraz, con los otros cinco en marcha, entre 1,5 y 3,1. Para que mantener Almaraz en 2031 encareciera el precio del mercado diario, tendría que frenar más del 19-24 % de las renovables y baterías nuevas, una

cantidad de energía parecida a la que produce Almaraz. Que eso ocurra depende de la inversión, que este cálculo estático no modela (capítulo 8).

7. Las siete pagan de 27 a 29 euros por MWh en tributos propios y tarifa de Enresa, y sus cuentas dependen del precio. Con los precios a plazo de 2028-2030, seguir operando deja un margen de 11 a 23 euros por MWh sobre los costes evitables, antes de inversiones extraordinarias. El coste de operación por central no es público (capítulo 9).
8. El corto y el medio plazo no dan la misma respuesta. Las paradas reales apuntan a la parte baja del rango del efecto a corto plazo o algo por debajo, cerca de la estimación baja, y dan un efecto menor que la cifra de PwC para Almaraz, difundida por Foro Nuclear. A medio plazo, los estudios difieren según la inversión renovable que supongan. Dos estudios, el de Fabra (sin encargo declarado) y el de la URJC y la UPC (por encargo de Greenpeace España), ven que la prórroga de Almaraz bajaría el precio en los primeros años si no frena la inversión renovable, y que podría subirlo si la frena: según Fabra, ya desde 2028; según la URJC y la UPC, desde 2031. El de Deloitte, por encargo de la CEOE, ve un precio 15 euros por MWh menor en 2035 con la extensión del parque (capítulo 10).

Anexo A. Metodología y limitaciones

Este anexo resume el método; la metodología completa, con el detalle de cada cálculo, está disponible a petición en hola@luxio.es. El apartado A.7 recoge sus límites. Las fuentes se citan por autor y año (anexo C).

A.1. Datos y periodos

El cálculo repite cada periodo del mercado diario con las ofertas reales y sin las nucleares. Usa las curvas y el programa por unidad de OMIE, datos públicos de Red Eléctrica y, de ENTSO-E (2020), las constantes de inercia. Hay detalle por unidad para 651 días (capítulo 1), que suman 38.735 periodos.

Lo estimado. El detalle por unidad llega con unos tres meses de retraso, y faltan 74 días, el 20 % del año 2025-26. Para ellos, el efecto sale de un cálculo más sencillo, corregido con la razón entre los dos cálculos de junio a agosto de 2026. El efecto del año completo es el de los días medidos multiplicado por 1,12-1,15 en el cálculo principal y por hasta 1,20 en la estimación alta. La razón va de 1,27 en agosto a 1,72 en junio; con la de agosto, la subida sería de 11,5 euros al mes en vez de 12,0. Se sustituirá por lo medido cuando OMIE publique los datos.

A.2. El cálculo

Para cada periodo se vuelve a casar el mercado (el recasado) sin las nucleares y con las ofertas reales de las demás tecnologías. Se retira lo que programó cada reactor en el diario y en bilaterales (esta última energía se repone como demanda inelástica). El efecto es la diferencia con el recasado sin retirar nada, la base. El cálculo incorpora cuatro elementos.

- **El agua.** La hidráulica gestionable dispone cada semana de la misma agua que en la base y la reparte entre horas. Con el bombeo, se mantiene lo turbinado menos 0,75 veces lo bombeado.
- **Las compras.** Se mantienen las de comercializadoras y consumidores directos, porque solo entre el 9 % y el 11 % de las primeras se puja de forma elástica.
- **Francia.** Importa o exporta al precio francés, fijo en el cálculo principal, hasta la capacidad comercial de intercambio (NTC).
- **Los ciclos caros.** Cada escalón de ciclo se ofrece, como máximo, al coste de un ciclo poco eficiente más 40 euros por MWh. El coste es 2,2 MWh de gas (PCS) por MWh eléctrico, al gas del día, más 0,37 toneladas de CO2 a 75 euros por tonelada. El margen es el percentil 90 del observado en el cuarto de horas con más producción de ciclos (36,4 euros en 2024-25 y 37,9 en 2025-26), redondeado a 40 porque sin las nucleares el sistema iría más justo. La regla se fijó antes de recalcular con ella; ya se conocía el efecto con márgenes de 30 y de 60 euros (tabla 29). Un tope general de 200 euros por MWh solo actúa en los 20 días de 2025-26 con el gas por encima de 60 euros (unos 0,02 euros al mes) y no se aplica con otro precio del gas.

El ajuste. Las ofertas públicas casadas tal cual dan entre 10 y 19 euros por MWh menos que el precio oficial, porque faltan, por ejemplo, las condiciones complejas. El ajuste es una demanda, calculada en cada periodo, que hace que la base reproduzca el precio oficial. Entre el 81 % y el 87 % es oferta de ciclos que no casó.

Las tres estimaciones. La principal, la de las cifras del informe: la oferta de ciclos del ajuste no vuelve al mercado aunque suba el precio. La baja deja volver todo el ajuste cuando el precio supera en 20 euros al oficial. La alta es un techo: bombeo fijo, compras fijas y ningún tope a los ciclos. La prueba con paradas reales se acerca a la baja (apartado A.4).

Con otro precio del gas. Con el gas a G euros por MWh, cada escalón de ciclo ofertado a 10 euros o más sube 2,05 × (G – gas del día), sin bajar de 0 (un 54 % de rendimiento sobre el poder calorífico inferior), y el tope de coste usa G. El precio francés sube 1,6 × (G – gas del día), la pendiente de su precio diario frente al gas.

A.3. Del precio a la factura

El efecto de cada periodo se multiplica por el coeficiente de pérdidas de su periodo tarifario: 1,167 en P1, 1,163 en P2 y 1,180 en P3 (Circular 3/2020, artículo 11.1; CNMC, 2020). El factor medio es de 1,172. El hogar medio consume 2.581 kWh al año (previsión de la CNMC para 2026), con el perfil de la tarifa 2.0TD. La cifra al mes incluye el IVA del 21 % y el impuesto eléctrico del 5,11 %: cada euro por MWh de efecto, ya con pérdidas, son 0,27356 euros al mes.

A.4. Validación

La prueba con paradas reales. Es una regresión hora a hora, de enero de 2022 a octubre de 2026 (42.336 horas), del precio diario sobre la potencia nuclear disponible por provincia de Red Eléctrica. Controla por las previsiones de demanda, eólica y solar, el gas del día y efectos fijos de mes, hora y día de la semana. Cada GW indisponible subió el precio 2,95 euros por MWh con efectos fijos de mes y 2,86 con efectos fijos de semana; en las paradas que no son recargas, las más parecidas a un cierre, entre 2,9 y 4,5, con intervalos de 0,0 a 7,6. Con todas las paradas y sin el periodo del mecanismo ibérico del tope del gas (15 de junio de 2022 a 31 de diciembre de 2023), salen entre 1,6 y 2,3.

Tabla 28. Validaciones del cálculo

Qué se comprueba	Resultado
Precio oficial sin el ajuste ni el comercio con Francia	Correlación de 0,88 en 2024-25 y 0,95 en 2025-26, con un sesgo de unos 19 y 10 euros por MWh por debajo
Precio oficial con el ajuste	Correlación de 0,999, por construcción y, por tanto, no independiente (antes del tope de coste, que baja la base 0,2-0,4 euros por MWh)
Paradas nucleares reales. Sin las siete se pierden 5,63 GW de media: el efecto del cálculo principal (36,2 en 2024-25 y 33,7 en 2025-26, euros por MWh) son 6,4 y 6,0 por GW en esos años, y el de la estimación baja, 4,1 y 4,3	Con 2022-2026, cada GW nuclear indisponible subió el precio unos 3 euros por MWh (intervalo de −0,4 a 6,3 con errores agrupados por mes; de 0,6 a 5,2 por semana). La estimación baja queda dentro de casi todos los intervalos y el cálculo principal, fuera de la mayoría (ver abajo)

Qué se comprueba	Resultado
Programa por unidad de OMIE frente al nuclear de Red Eléctrica	Coinciden al 0,05 %
La rapidez del cambio de frecuencia en una separación frente al mínimo de inercia observado	Los dos criterios dan el mismo orden de compensadores: entre 8 y 20, y entre 11 y 23, en el percentil 99

Fuente: elaboración propia.

La prueba tiende a subestimar el efecto: las paradas observadas son de 1-2 GW y casi siempre planificadas, con el agua y la importación preparadas; en una parada el agua se mueve de unas semanas a otras y en un cierre no; y la disponibilidad declarada puede recoger bajadas de carga por precio. Aun así, no favorece al cálculo principal. Sus unos 6 euros por GW quedan fuera de la mayoría de los intervalos al 95 %; la estimación baja, de unos 4, queda dentro de casi todos. Solo las paradas que no son recargas, con efectos fijos de semana, contienen las dos (intervalos de 1,1 a 6,7). La prueba apunta, por tanto, a la estimación baja, sin descartar la principal por los sesgos citados. Los 22 euros por MWh de PwC (2026) para Almaraz, unos 13 por GW de producción media, quedan por encima de todos los intervalos.

A.5. Sensibilidades

Al cambiar un supuesto, el efecto de cerrar las siete varía así (euros al mes por hogar, 2025-26 / 2024-25, frente a 10,7 / 11,9 en el cálculo principal):

Tabla 29. Sensibilidades del efecto de cerrar las siete

Supuesto	€ al mes (2025-26 / 2024-25)	Frente al principal (%)
Tope de los ciclos: coste + 15 euros por MWh (algo por encima del margen mediano, de unos 10)	9,7 / 9,9	−10 % / −18 %
Tope de los ciclos: coste + 30 euros por MWh	10,4 / 11,2	−3 % / −7 %
Tope de los ciclos: coste + 60 euros por MWh	11,4 / 13,3	+6 % / +12 %
Tope de los ciclos: 200 euros por MWh	11,4 / 14,2	+6 % / +19 %
Margen que crece con la estrechez de cada hora, hasta 79 euros por MWh, con el tope general de 200	11,2 / 13,0	+4 % / +9 %
Sin tope a los ciclos	12,7 / 17,8	+18 % / +49 %
Estimación alta (sin tope y con el bombeo fijo)	13,4 / 18,6	+25 % / +55 %
La oferta del ajuste vuelve con el precio 20 € por encima del oficial (estimación baja)	7,6 / 7,4	−29 % / −38 %
La oferta del ajuste vuelve en cuanto el precio supera el oficial (extremo bajo, con el tope de 200)	5,7 / 4,3	−47 % / −64 %
Precio francés con la pendiente estimada (4,2 € por GW; solo la importación de más)	11,1 / 12,2	+3 % / +2 %
Capacidad de intercambio con Francia a la mitad	12,0 / 14,8	+12 % / +24 %
Francia no da más que hoy	13,1 / 15,2	+22 % / +27 %

Supuesto	€ al mes (2025-26 / 2024-25)	Frente al principal (%)
El agua de 2022 (año seco)	11,3 / 14,0	+5 % / +17 %
El agua de 2023	11,7 / 13,3	+9 % / +11 %

Fuente: elaboración propia.

Además, repartir el agua por mes en lugar de por semana baja el efecto entre un 1 y un 5 %, y pasar del bombeo fijo cuarto a cuarto al bombeo con balance de energía lo baja entre un 4 y un 6 % (un 24-25 % en el caso de Almaraz).

A.6. Seguridad de la red

Nuclear forzada. La prima de la energía a subir se mide hora a hora frente al precio diario sin las siete o sin Almaraz. Frente al precio de hoy, el coste sería un 14 % mayor sin las siete y un 3 % sin Almaraz, y en la extrapolación de las paradas, un 33 % y un 8 %. Su coste se calcula reponiéndola con gas forzado al precio del resto de la energía a subir de esa hora. A la prima sobre el mercado diario se le aplica un factor κ calibrado frente al coste observado (0,58 con una línea base de regresión, 0,84 con la media anterior al apagón y 0,71 en el caso central), menos la prima que ya cobraba la nuclear forzada (30 euros por MWh en el caso central y 50 en el bajo). El caso alto es un supuesto, no una cota: C0 · s / (1 – s), con C0 el coste anual de la operación reforzada con la nuclear funcionando (367 millones al año en 2026, de CNMC, 2026e) y s la fracción de las unidades con control dinámico de tensión que son nucleares, 0,5 frente a 0,30-0,36 en las fuentes.

Restricciones por zona. Una regresión diaria explica la energía a subir de los ciclos de seis zonas por los GW nucleares indisponibles de tres zonas nucleares, con las previsiones de demanda, eólica y solar y efectos fijos. El efecto se extrapola a los 6,5 GW nucleares disponibles de media; con los 5,6 GW de producción media serían unos 700 millones. Para Almaraz se usa el efecto de la zona centro y sus 1,7 GW disponibles de media.

Inercia. Se sigue la definición de ENTSO-E (2026): la energía cinética de las máquinas síncronas acopladas, con las constantes medias europeas (5,9 s la nuclear), sin la nuclear que falta y con parte de la potencia retirada repuesta con ciclos. El criterio principal es la rapidez del cambio de frecuencia (RoCoF) si la península se separa del sistema europeo: el desequilibrio (el intercambio con Francia, o la capacidad de importación) por 50 Hz, entre el doble de la energía cinética, frente a 1 Hz por segundo. El segundo es la inercia equivalente, Heq, la energía cinética entre la potencia aparente de las máquinas más la activa de los inversores, frente al mínimo observado desde mayo de 2025, 1,80 s. Cada compensador aporta 250 MVA y 6 s. En la separación, las bombas en consumo se cuentan casi a plena carga (cociente de 0,9 entre potencia activa y aparente). Con el factor de ENTSO-E (0,46), las horas de la tabla 11 sin las siete serían entre un 40 % y un 60 % de las que da, y los compensadores del percentil 99, entre 4 y 6. Ninguno cuenta la inercia de Portugal ni la respuesta rápida de baterías y eólicas.

Suficiencia. El margen de la tabla 13 es, hora a hora, la potencia firme menos la demanda no cubierta por la eólica y la solar reales. La potencia firme suma la nuclear disponible, ciclos (al 90 %), carbón (85 %), bombeo (90 %), cogeneración y otras renovables (50 %), la hidráulica máxima de cada semana sin la turbinación de bombeo, que se resta para no contarla dos veces, y 2,5 GW de Francia. Los coeficientes son supuestos de este informe, y no es un cálculo probabilístico como el de Red Eléctrica.

Renovables. Se añaden al mercado de hoy solar, eólica y baterías con perfiles horarios reales: 151 combinaciones con Francia en 94 semanas.

A.7. Limitaciones

Las cifras del informe salen de un modelo estático del mercado diario a corto plazo.

Alcance. El cálculo principal describe el mercado de hoy, y ni él ni el año tipo 2031 son una previsión del precio de 2030 o 2035. No mide el efecto sobre la inversión. Tampoco recoge la factura entera, porque deja fuera los servicios de ajuste, el intradiario, los contratos a plazo y bilaterales y la respuesta de la demanda. La cifra para el conjunto de los consumidores es un techo (capítulo 3), y una parte de lo que pagarían de más vuelve por la regulación, como las subastas de renovables y el régimen retributivo específico, sin que el informe lo cuantifique.

El comportamiento de las demás centrales. Las ofertas de cada central son las que presentó con las nucleares en marcha. Sin ellas, el sistema iría más justo y las demás podrían ofrecer más caro, lo que subiría el efecto, o competir más por un mercado más grande, lo que lo bajaría. El modelo no lo recoge, y el signo neto no está claro. Como sensibilidad, no como cota, el cálculo se repitió con un margen de los ciclos que crece con la estrechez de cada hora. Ese margen se calibró con lo observado de noviembre de 2024 a octubre de 2026: es el percentil 90 del margen por tramos de demanda residual (demanda menos eólica, solar y nuclear). Llega a 57 euros por MWh en las horas entre el percentil 95 y el 99 de estrechez y a 79 en el 1 % más justo, y nunca baja de 40. Sobre ese margen se mantiene el tope general de 200 euros por MWh, que lo recorta en buena parte de las horas del tramo más justo; sin ese recorte, la subida sería unos 0,1-0,25 euros al mes mayor. Sin las siete las horas son más justas, y los ciclos podrían cobrar esos márgenes. La subida sería de 11,2 euros al mes en 2025-26 y de 13,0 en 2024-25, un 4 % y un 9 % más que en el cálculo principal (tabla 29). No es una cota: sin las siete muchas horas serían más justas que la más justa observada, y quien conservara otra generación tendría un incentivo para ofertar más caro. El supuesto que más pesa es otro: en el cálculo principal, la oferta de ciclos del ajuste no vuelve al mercado aunque suba el precio. La estimación baja la deja volver, y la prueba con paradas reales apunta hacia ella (apartado A.4). El tope de coste y sus variantes acotan la oferta de los ciclos combinados, la tecnología que más pesa en la sustitución.

Periodo y gas. Los 74 días de agosto a octubre de 2026 se extrapolan (apartado A.1). Son los del gas caro, con 77,6 euros por MWh en septiembre y 85,9 en octubre, frente a 42,0 de media en los 290 días medidos de 2025-26 y 38,7 en 2024-25. Los escenarios con otro precio del gas mueven las ofertas de los ciclos y el precio francés, pero no las demás ofertas. Con el gas caro, el tope de coste sube con el gas (unos 261 euros por MWh con el gas a 88) y el precio puede pasar de 200 euros.

Hipótesis. El agua se fija por semana; con un límite mensual, el efecto baja entre un 1 y un 5 % (apartado A.5). La hidráulica vendida por contratos bilaterales no se puede mover, y por eso el año seco es una cota baja. Las baterías siguen una regla fija y las compras de las comercializadoras no bajan cuando sube el precio. El CO2 entra en el tope de los ciclos a 75 euros por tonelada, la media del periodo, y no cambia con las emisiones de más, aunque en el mercado europeo de derechos el precio podría subir algo; la tabla 8 valora las emisiones al precio de los días medidos de 2025-26, y el año tipo 2031, a 100 euros. Los costes de explotación de las nucleares salen de una sola referencia pública (PwC, 2024).

2031. El año tipo 2031 (capítulo 8) reutiliza las ofertas, el agua y la meteorología de hoy, con la demanda nueva como supuesto. No cambia el comportamiento de las centrales ante un sistema distinto y no prevé cierres de ciclos combinados, interconexiones nuevas aparte de la de Bizkaia ni almacenamiento de más horas. Los electrolizadores solo compran en las horas más baratas. Sus cifras son, por tanto, órdenes de magnitud de la diferencia entre cerrar y mantener en un mismo sistema, no previsiones de precio.

Seguridad de la red y firmeza. Es la parte con más incertidumbre. La relación entre la nuclear indisponible y el volumen de restricciones por zona se estima con las paradas de noviembre de 2024 a agosto de 2026 y se extrapola a un cierre, mucho mayor que esas paradas (apartado A.6). La inercia se contrasta con un solo instante (las 12:25 del 28 de abril de 2025), sin recalibrarla. El coste de la operación reforzada se conoce por el informe de la CNMC (2026e) y por lo que Red Eléctrica dijo en el Congreso, recogido por una agencia (Europa Press, 2026). El análisis de la peor semana sale de dos semanas del invierno de 2024-25, sin una probabilidad asociada, y el margen de potencia firme (capítulo 7) es determinista. Un invierno más seco o más frío puede ser peor (capítulo 8). No son públicos la reactiva ni el cortocircuito de cada reactor, ni la inversión extraordinaria para operar más años; la única referencia es la de las inversiones recurrentes del parque, 9,8 euros por MWh (PwC, 2024).

Lo que queda fuera. El informe no evalúa la seguridad nuclear, que compete al Consejo de Seguridad Nuclear, ni mide los residuos, el desmantelamiento, el empleo o el saldo fiscal del cierre. Tampoco recomienda cerrar ni prorrogar ninguna central.

Anexo B. Glosario

Ordenado alfabéticamente; entre paréntesis, el capítulo donde se aplica.

Amortiguamiento de oscilaciones. Capacidad del sistema para extinguir las oscilaciones de potencia entre generadores tras una perturbación; depende del ajuste de los reguladores (capítulo 6).

Bilateral (contrato). Venta pactada directamente entre generador y comprador, fuera de la casación del mercado diario; entra en el programa de la unidad (capítulos 2 y 9).

Bombeo. Central hidráulica que bombea agua a un embalse superior cuando la energía es barata y la turbina cuando es cara; consume más energía de la que devuelve (capítulos 2 y 4).

Cálculo principal. La estimación que da las cifras de referencia del informe: el mercado diario repetido con las ofertas reales, con un tope de coste a los ciclos y sin que vuelva la oferta de ciclos que no casó (capítulo 2 y anexo A.2).

Ciclo combinado. Central de gas que aprovecha el calor de los gases de escape de una turbina de gas para mover una turbina de vapor; es la principal tecnología de gas del sistema eléctrico (capítulos 3 a 5).

Compensador síncrono. Alternador conectado a la red sin turbina, que gira sin carga mecánica. Aporta inercia, control de tensión y cortocircuito, pero no energía. Los tres con autorización publicada en el BOE son de 250 MVA y 6 segundos de inercia, de unos 100 millones de euros cada uno según el presupuesto del de Cabra (capítulo 6).

Control de tensión. Regulación de la tensión inyectando o absorbiendo potencia reactiva (MVAr); un alternador lo hace de forma continua y los inversores, dentro de sus límites de corriente (capítulos 6 y 8).

Estimación baja. La que deja volver al mercado la oferta de ciclos que no casó cuando el precio supera en 20 euros por MWh al oficial; da el extremo bajo del rango (capítulo 2).

Grid-forming. Inversor que se comporta como una fuente de tensión y no como una fuente de corriente que sigue a la red; puede dar inercia sintética a costa de energía almacenada, pero su corriente está limitada y no da el cortocircuito de un alternador (capítulo 8).

GW·s (gigavatio-segundo). Unidad de energía (1 GW·s = 1.000 MJ) con la que se expresa la energía cinética de las máquinas que giran acopladas a la red (capítulo 6).

Heq (inercia relativa). Energía cinética de las máquinas síncronas dividida entre su potencia aparente más la potencia activa de los inversores, en segundos (capítulo 6).

Inercia. Energía cinética de las masas giratorias de los generadores síncronos acoplados; frena la variación de la frecuencia cuando falla una central. Se expresa en GW·s o, por potencia aparente, como constante H en segundos (unos 5,9 s para el turbogrupo de una central nuclear; ENTSO-E, 2020) (capítulo 6).

IVPEE. Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica: grava el 7 % del ingreso de toda la generación (capítulo 9).

LOLE. Pérdida de carga esperada. Son las horas al año en que, según un análisis de cobertura, la generación no bastaría para cubrir la demanda. El estándar de España es de 1,5 horas (capítulo 7).

Metanero. Buque que transporta gas natural licuado. Aquí se usa como unidad de comparación, equivalente a 0,962 TWh de gas, lo que descargó de media cada buque en España en 2025 (capítulo 5).

MIBGAS. Mercado ibérico del gas. Su precio de cada día es el precio del gas que usa el informe (capítulos 2, 3 y 5).

NTC. Capacidad comercial de intercambio, la potencia máxima que se puede intercambiar con Francia en el mercado en cada periodo; la de importación fue de unos 2,5 GW de media (capítulo 4).

Operación reforzada. Modo de operación de Red Eléctrica desde el 30 de abril de 2025, en el que programa más grupos con capacidad de control de tensión de los que saldrían del mercado (capítulo 6).

P.O. 7.4. Procedimiento de operación del control de tensión, aprobado por la CNMC el 12 de junio de 2025, que abre el servicio a renovables, cogeneración y otras instalaciones con seguimiento de consignas en tiempo real (capítulo 6).

PCI y PCS. Poder calorífico inferior y superior del gas. En España el gas se mide y se paga en PCS, alrededor de un 11 % mayor que el PCI (capítulo 5).

Percentil 99. Valor que solo se supera en el 1 % de las horas (capítulos 6 y 7).

PNIEC. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, que fija los objetivos de potencia renovable y de almacenamiento para 2030 (capítulo 8).

Potencia de cortocircuito. Potencia aparente (MVA) que corresponde a la corriente que la red aporta a una falta en un punto; mide la fortaleza de la red allí. Una máquina síncrona inyecta una corriente alta que ayuda a que las protecciones actúen y a que la tensión no se hunda; un inversor, solo una corriente limitada (capítulo 6).

Potencia firme. Potencia con la que se puede contar en las horas de más demanda, tras aplicar a cada tecnología un coeficiente de disponibilidad (capítulo 7 y anexo A.6).

Precio capturado. Ingreso a precio de mercado de una central dividido entre su producción; aquí, con los contratos bilaterales valorados al precio del mercado diario (capítulo 9).

Precios a plazo. Precios negociados hoy para entregar electricidad en años futuros; aquí, los de referencia de OMIP para 2028, 2029 y 2030 (capítulo 9).

Programa base de funcionamiento. Programa de cada unidad que resulta del mercado diario y de los contratos bilaterales, antes de las restricciones técnicas (capítulos 6 y 9).

PSS. Estabilizador de potencia del regulador de un alternador, que ayuda a amortiguar las oscilaciones entre áreas (capítulo 6).

PVPC. Precio voluntario para el pequeño consumidor, la tarifa regulada de electricidad. Desde 2026 combina el mercado diario e intradiario (45 %) con una cesta de futuros (55 %) (capítulo 3).

Recasado. Repetición de la casación del mercado diario de cada periodo con las ofertas reales, con o sin las nucleares (capítulo 2 y anexo A.2).

Recorte. Producción solar o eólica disponible que no se aprovecha; aquí, la que sobra a precio cero en el mercado diario (capítulos 4 y 8).

Restricciones técnicas. Mecanismo con el que el operador modifica el programa del mercado para garantizar la seguridad: más generación en unas unidades (a subir) y menos en otras (a bajar) (capítulo 6).

RfG 2.0. Proyecto de reglamento delegado de la Comisión Europea (8 de julio de 2026) que revisaría los requisitos de conexión de generadores del Reglamento (UE) 2016/631 y extendería la capacidad *grid-forming*; no consta adoptado (capítulo 8).

Techo (estimación alta). Versión más simple del cálculo, sin tope a los ciclos y con el bombeo fijo cuarto a cuarto; da el extremo alto del rango (capítulo 2).

Anexo C. Fuentes

Las fuentes están en tres grupos: oficiales y primarias, estudios y documentos de empresas y asociaciones, y prensa. Dentro de cada grupo van por autor y año; si un autor tiene varias referencias del mismo año, se distinguen con letras. Solo figuran las fuentes citadas en el texto.

C.1. Fuentes oficiales y primarias

ARENA (Agencia Australiana de Energías Renovables)

ARENA (2023). *Repurposing existing generators as synchronous condensers*, 22 de junio. https://arena.gov.au/assets/2023/06/repurposing-existing-generators-as-synchronous-condensers-report.pdf

ARENA (2025). *Grid-Forming Battery Portfolio Series Update Report*, octubre. https://arena.gov.au/assets/2025/10/ARENA-Grid-Forming-Battery-Portfolio-Series-Update-Report.pdf

BOE y normativa

BOE (2026a). Resolución de 30 de junio de 2026, por la que se modifican los procedimientos de operación 7.4 y 14.4. BOE-A-2026-15127, 10 de julio.

BOE (2026b). Autorización del compensador síncrono de Santa María de Grado. BOE-A-2026-16912, 3 de agosto.

BOE (2026c). Autorización del compensador síncrono de Rocamora. BOE-A-2026-16735.

BOE (2026d). Autorización del compensador síncrono de Cabra. BOE-A-2026-19315, 16 de septiembre.

BOE (2026e). Anuncio de información pública del compensador síncrono de Cabra (presupuesto de 100,5 millones de euros). BOE-B-2026-13486, 29 de abril.

BOE (2026f). Orden TED/864/2026, de 12 de agosto, por la que se prorroga la autorización de explotación de la central nuclear de Almaraz I y II. BOE-A-2026-17756, 14 de agosto.

BOE (2026g). Orden TED/966/2026, de 15 de septiembre, por la que se crea un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular español. BOE-A-2026-19329.

BOE (2026h). Real Decreto-ley 18/2026 (IVPEE: tipos de 2027 y 2028). BOE-A-2026-14112.

BOE (2026i). Anuncio de información pública del compensador síncrono de Santa María de Grado (presupuesto de 97.875.474 euros). BOE-B-2026-8470, 19 de marzo. https://www.boe.es/boe/dias/2026/03/19/pdfs/BOE-B-2026-8470.pdf

BOE (2026j). Anuncio de información pública del compensador síncrono de Rocamora (presupuesto de 98.524.740 euros). BOE-B-2026-13663, 1 de mayo. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2026-13663

Real Decreto 589/2024 (tarifa de Enresa). BOE-A-2024-12863.

Real Decreto 446/2023, de 13 de junio (peso de la cesta de futuros en el PVPC). BOE-A-2023-14048, 14 de junio. https://www.boe.es/boe/dias/2023/06/14/pdfs/BOE-A-2023-14048.pdf

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, disposición adicional sexta (fórmula de la tarifa de Enresa y coeficientes correctores por tipo de reactor), texto consolidado. BOE-A-1997-25340.

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. BOE-A-2013-7705.

Decreto-ley 4/2022, de 5 de abril, de la Generalitat de Cataluña, de medidas urgentes en el ámbito tributario y financiero (art. 2: tipo del impuesto sobre las instalaciones que inciden en el medio ambiente, 0,00665 euros por kWh). BOE-A-2022-7705. Declarado constitucional por la Sentencia 163/2025 del

Tribunal Constitucional (BOE-A-2025-22786).

Ley 10/2012, de 21 de diciembre, de la Generalitat Valenciana, art. 154 (impuesto sobre actividades que inciden en el medio ambiente: 0,0018 euros por kWh de origen termonuclear, sobre la producción bruta), texto consolidado de la Agencia Tributaria Valenciana.

Decreto-ley 8/2025, de 10 de junio, del Consell (art. 2: bonificación del 50 % de la cuota desde el 1 de enero de 2026). DOGV; ref. BOE DOGV-r-2025-90135.

Ley 5/2025, de 30 de mayo, de la Generalitat Valenciana, de medidas fiscales (art. 21: supresión del impuesto desde el 1 de enero de 2027).

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (régimen retributivo específico). BOE-A-2014-6123.

Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. BOE-A-2020-8965.

CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia)

CNMC (2020). Circular 3/2020 (pérdidas de la red, art. 11.1).

CNMC (2024). *Determinación del coste de nuevos entrantes (CONE)*. INF/DE/114/24, 31 de octubre. https://www.cnmc.es/sites/default/files/5650953.pdf

CNMC (2025). Resolución de 12 de junio de 2025, por la que se aprueba el procedimiento de operación 7.4 (control de tensión). BOE-A-2025-13076, 26 de junio. https://www.ree.es/sites/default/files/2025-07/BOE-A-2025-13076.pdf

CNMC (2026a). *Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad, año 2025*. IS/DE/027/26, 21 de julio.

CNMC (2026b). Informe de recomendaciones sobre el incidente del 28 de abril de 2025. PRO/CNMC/001/26, 18 de marzo.

CNMC (2026c). *Informe de seguimiento del control de tensión, enero-marzo de 2026*. IS/DE/036/26, 20 de mayo. https://www.cnmc.es/sites/default/files/6603237.pdf

CNMC (2026d). Informe sobre la propuesta inicial de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2025-2030 y sobre la modificación de aspectos puntuales de la planificación 2021-2026. INF/DE/273/25 e INF/DE/116/26, 9 de junio.

CNMC (2026e). *Informe de seguimiento del control de tensión, abril-junio de 2026 (y avance a septiembre de 2026)*. IS/DE/036/26 (el mismo expediente que CNMC, 2026c: un informe por trimestre), 8 de octubre; el coste de la operación reforzada está en la p. 25 del PDF. https://www.cnmc.es/sites/default/files/6876148.pdf

Comisión Europea

Comisión Europea (2026a). Nota de prensa IP/26/1163, 29 de mayo (mercado de capacidad español, caso SA.112483). https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_26_1163

Comisión Europea (2026b). Proyecto de reglamento delegado sobre requisitos de conexión de generadores (RfG 2.0), 8 de julio, Ares(2026)6819642. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14165_en

Reglamento (UE) 2016/631, vigente. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj

Comité de análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025 (Gobierno de España)

Comité de análisis (2025). *Informe no confidencial*, 17 de junio, con partes tachadas. https://

www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2025/Informe-no-confidencial-Comite-de-analisis-28A.pdf

CSN (Consejo de Seguridad Nuclear)

CSN (2025). Nota informativa n.º 7 sobre el estado operativo de las centrales nucleares españolas, 30 de abril. https://www.csn.es/-/informacion-sobre-el-estado-operativo-de-las-centrales-nucleares-espanolas

CSN (2026). *Informe sobre la pérdida total de potencia eléctrica*, 22 de abril. https://www.csn.es/documents/d/portal-csn/informe-sobre-perdida-total-potencia-electrica

Dirección General de Política Energética y Minas

Dirección General de Política Energética y Minas (2025). Comparecencia ante el Senado, 23 de octubre (Diario de Sesiones del Senado, n.º 517). https://www.senado.es

Enagás

Enagás (2026). *Informe del Sistema Gasista Español 2025*. https://www.enagas.es/content/dam/enagas/en/files/enagas-communication-room/publications/informe-sistema-gasista/2025-spanish-gas-system-report.pdf

Enresa

Enresa (2026). *Cuentas anuales e informe de gestión 2025*. https://www.enresa.es/wp-content/uploads/2026/06/Enresa_Cuentas-anuales-e-informe-de-Gestion_2025.pdf

ENTSO-E

ENTSO-E (2020). *Inertia and RoCoF*, v17, 16 de diciembre. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf

ENTSO-E (2025a). *Grid forming capability of power park modules. Report on technical requirements* (fase II), 4 de noviembre. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/SOC/20251104_GRID_FORMING_CAPABILITY_OF_POWER_PARK_MODULES.pdf

ENTSO-E (2025b). *ERAA 2025, anexo 6 (comentarios de país, incluido el de Red Eléctrica)*, diciembre. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2025_Annex6_CountryComments_ENTSOEProposal_Dec2025.pdf

ENTSO-E (2026). *Final Report on the Grid Incident in Spain and Portugal on 28 April 2025* (panel de expertos), 20 de marzo. https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/

GC ESC (2026). *Minutes of the 42nd Grid Connection European Stakeholder Committee* (comité de partes interesadas de conexión a red de ENTSO-E), reunión del 18 de junio; calendario de la Comisión para el RfG 2.0. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/-Network%20codes%20documents/GC%20ESC/GC%20ESC%20MEETING%20DOCS/2026/42nd_-Grid_Connection_European_Stakeholder_Committee_minutes_final_.pdf

IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables)

IRENA (2026). *Renewable Power Generation Costs in 2025*, resumen ejecutivo, julio. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Jul/IRENA_TEC_RPGC_2025_Executive_summary_2026.pdf

MIBGAS

MIBGAS (2026). Precio diario del gas. https://www.mibgas.es/es/file-access

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)

MITECO (2020-2026). Órdenes de autorización de explotación de las centrales: Ascó I (BOE-A-2021-16335), Ascó II (BOE-A-2021-16336), Vandellós II (BOE-A-2020-9329), Cofrentes (BOE-A-2021-5109), Trillo (BOE-A-2024-23735) y Almaraz (Orden TED/864/2026; BOE, 2026f). https://www.boe.es

MITECO (2023). *7.º Plan General de Residuos Radiactivos*, aprobado por el Consejo de Ministros el 27 de diciembre de 2023. Publicado por Resolución de 28 de diciembre de 2023 de la Dirección General de Política Energética y Minas, BOE-A-2024-440, 8 de enero de 2024.

MITECO (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030*, 24 de septiembre. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf

MITECO (s. f.). *Centrales nucleares de España*. https://www.miteco.gob.es/en/energia/nuclear/centrales/espana.html

OMIP

OMIP (2026). Precios de referencia (columna D) de los futuros anuales de carga base de electricidad en España (SPEL Base, FTB YR-28, YR-29 y YR-30) y de gas natural en el punto virtual de balance español (FGE YR-27, YR-28 y YR-29: 68,48, 39,56 y 30,00 euros por MWh), sesión del 20 de noviembre de 2026, sin volumen negociado ese día. https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2026-11-20&product=EL&zone=ES&instrument=FTB y https://www.omip.pt/es/dados-mercado?date=2026-11-20&product=NG&zone=ES&instrument=FGE

OMIE

OMIE. Curvas agregadas de oferta y demanda y programas por unidad del mercado diario. https://www.omie.es

Red Eléctrica

Red Eléctrica (2025a). *Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025*, 18 de junio. https://d1n1o4zeyfu21r.cloudfront.net/WEB_Incidente_SistemaElectricoPeninsularEspanol_18junio2025.pdf

Red Eléctrica (2025b). *Análisis nacional de cobertura del sistema eléctrico peninsular español*, octubre. https://www.ree.es/sites/default/files/14_OPERACION/Documentos/red-electrica-analisis-cobertura-2025.pdf

Red Eléctrica (2025c). Especificación técnica ET-GFM (capacidad *grid-forming* de los módulos de parque), noviembre. Se basa en la Recomendación 03/2023 de ACER y en ENTSO-E (2025a).

Red Eléctrica (2026). Datos públicos de generación, demanda, restricciones técnicas, programas y precios (incluidos los ficheros I90 de programación por unidad, con 90 días de retraso), balance diario, REData (generación hidráulica mensual peninsular) y nota de prensa de 11 de marzo de 2026 sobre el sistema eléctrico en 2025. https://www.ree.es/es/datos

RTE (Francia)

ODRÉ (2026). *eCO2mix national consolidé et définitif*, datos de RTE: consumo previsto el día anterior y producción eólica y solar de Francia, 2022-2026. Open Data Réseaux Énergies, consultado el 22 de noviembre de 2026. https://odre.opendatasoft.com

RTE (2023). *Bilan électrique 2022*, síntesis. https://assets.rte-france.com/prod/public/2023-02/Bilan-electrique-2022-synthese.pdf

RTE (2026). *Bilan électrique 2025*, principales resultados. https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2026-03/BE2025%20-%20Principaux%20R%C3%A9sultats.pdf

Sendeco2

Sendeco2 (2026). Precio de los derechos de emisión de CO2. https://www.sendeco2.com/es/precios-co2

C.2. Estudios, y documentos de empresas y asociaciones

ANAV (Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II)

ANAV (2025). «La central nuclear Ascó II inicia su 29.ª recarga de combustible», nota de prensa, 3 de mayo. https://www.anav.es/press_releases/la-central-nuclear-asco-ii-inicia-su-29a-recarga-de-combustible/

CNAT (Centrales Nucleares Almaraz-Trillo)

CNAT (2025a). *Informe semestral de la central nuclear de Trillo, 2025*. https://www.cnat.es/publipdf/IS%20TRILLO%202025.pdf

CNAT (2025b). «Información sobre la Central Nuclear de Almaraz», nota informativa, 6 de mayo. https://www.cnat.es/notpdf/NI%20Informaci%C3%B3n%20sobre%20CN%20Almaraz%20060525.pdf

CNAT (2025c). Nota informativa sobre el fin de la 37.ª recarga de Trillo, 22 de mayo. https://www.cnat.es/notpdf/NI%20Fin%2037%20Recarga%20CN%20Trillo.pdf

Central Nuclear de Cofrentes

Central Nuclear de Cofrentes (2025). «Arranque de la central nuclear de Cofrentes tras la parada programada», 6 de mayo. https://www.cncofrentes.es/arranque-de-la-central-nuclear-de-cofrentes-tras-la-parada-programada/

Deloitte

Deloitte (2026). *Contribución de la energía nuclear a la competitividad industrial en España*, estudio por encargo de la CEOE, enero (página de resumen). https://www.deloitte.com/es/es/services/consulting/perspectives/contribucion-energia-nuclear-competitividad-industrial-en-espana.html

Fabra, N.

Fabra, N. (2026). «The price and emissions effects of extending nuclear lifetimes: evidence from Spain», *SERIEs*. https://link.springer.com/article/10.1007/s13209-026-00333-4

Foro Nuclear

Foro Nuclear (s. f.). *Refueling outages in nuclear power plants*, tabla de recargas de las centrales españolas. https://www.foronuclear.org/en/updates/in-depth/refueling-outages-in-nuclear-power-plants/

Foro Nuclear (2025). «España afronta la mayor carga fiscal nuclear de Europa, confirma un estudio de EY», julio (nota sobre un estudio de EY). https://www.foronuclear.org/actualidad/noticias/espana-afronta-la-mayor-carga-fiscal-nuclear-de-europa-confirma-un-estudio-de-ey/

Foro Nuclear (2026). «PwC: la energía nuclear refuerza el sistema eléctrico en un contexto de incertidumbre geopolítica», noticia sobre el estudio de PwC (2026). https://www.foronuclear.org/en/updates/news/pwc-la-energia-nuclear-refuerza-el-sistema-electrico-en-un-contexto-de-incertidumbre-geopolitica/

PwC

PwC (2024). *Carga fiscal y energía nuclear*, julio. https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/fiscalidad-parque-nuclear.pdf

PwC (2025). *Precio de la electricidad y energía nuclear*, marzo. https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/08-precio-electricidad-energia-nuclear.pdf

PwC (2026). *Energía nuclear, un apoyo fundamental al sistema eléctrico ante conflictos geopolíticos*, abril. https://www.pwc.es/es/energia/assets/nuclear-conflicto-oriente-medio.pdf

UFE (Union française de l'électricité)

UFE (2026). Respuesta a la consulta sobre el proyecto de código de red RfG 2.0, septiembre. https://ufe-electricite.fr/wp-content/uploads/2026/08/UFE_reply_RFG2.pdf

URJC y UPC

URJC y UPC (2026). *Cierre nuclear y transición energética: el caso de Almaraz*, por encargo de Greenpeace España, enero. https://giqa.es/InformeCierreAlmarazURJC.pdf

C.3. Prensa

Europa Press (2026). «La directora de Operación de REE reitera en el Congreso que el operador "no falló" el día del apagón», 14 de septiembre (comparecencia en la comisión de investigación del Congreso). https://www.pressdigital.es/articulo/economia/2026-09-14/6014475-directora-operacion-ree-reitera-congreso-operador-no-fallo-dia-apagon

El Periódico de la Energía (2026). «Los presupuestos extremeños contemplan una rebaja del 30 % de la ecotasa para la central de Almaraz», 16 de octubre (anteproyecto de presupuestos de Extremadura para 2027). https://elperiodicodelaenergia.com/los-presupuestos-extremenos-contemplan-una-rebaja-del-30-de-la-ecotasa-para-la-central-de-almaraz

The Objective (2025). «Valencia, Cataluña y Extremadura» (impuestos autonómicos a las centrales nucleares, con datos de Foro Nuclear), 16 de febrero. https://theobjective.com/economia/energia/2025-02-16/valencia-cataluna-extremadura-nuclear/