red eléctrica
Una empresa de Redeia

Análisis nacional de cobertura del Sistema Eléctrico Peninsular Español

Como complemento al análisis europeo de cobertura de la edición de 2024

Octubre 2025

Contenidos

Resumen ejecutivo 3

1. Introducción a este análisis nacional de cobertura 6

2. Estructura de este informe 9

3. Marco normativo 10

3.1 Marco normativo español 11

3.1.1 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico 11

3.1.2 Procedimiento de Operación 2.2 Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico 13

3.1.3 Resolución de 7 de julio de 2025 de la DGPEM, por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad 13

3.1.4 Informe INF/DE/114/24 de la CNMC sobre la Determinación del coste de nuevos entrantes (CONE) para la determinación del estándar de fiabilidad (RS) 14

3.2 Marco normativo europeo 15

3.2.1 Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea 15

3.2.2 Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativo al mercado interior de la electricidad 16

3.2.3 Decisión 24-2020 de ACER sobre la metodología del ERAA 18

3.2.4 Decisión 23-2020 de ACER sobre VOLL/CONE/RS 19

4. Metodología 20

4.1 Análisis europeo de cobertura 21

4.1.1 Alcance geográfico y horizonte temporal 22

4.1.2 Escenarios y proceso de cálculo 22

4.1.3 Modelo del análisis de la viabilidad económica 23

4.1.4 Modelo de despacho 25

4.1.5 Metodología probabilista 26

4.1.6 Indicadores de cobertura para la simulación probabilista 27

4.2 Diferencias entre los análisis europeo y nacional de cobertura en términos de metodología 28

4.2.1 Diferencias en la aplicación del curtailment sharing 28

4.2.2 Diferencias en el alcance geográfico 30

4.2.3 Diferencias en patrones de disparo aleatorios 35

4.2.4 Diferencias en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares 37

5. Hipótesis 39

5.1 Análisis europeo de cobertura 2024 40

5.1.1 Perímetro europeo 40

5.1.2 Perímetro español 47

5.1.3 Parámetros tecno-económicos 54

5.2 Diferencias entre los análisis europeo y nacional de cobertura en términos de hipótesis 58

5.2.1 Diferencias en los bombeos hidráulicos 58

5.2.2 Diferencias en las baterías 60

5.2.3 Diferencias en los ciclos combinados 63

5.2.4 Diferencias en los perfiles de demanda 65

6. Resultados 67

6.1 Resumen de resultados 68

6.2 Análisis de la calibración del ERAA 2024 71

6.2.1 Análisis de viabilidad económica 71

6.2.2 Análisis de cobertura 72

6.3 Análisis del escenario central de referencia del NRAA 74

6.3.1 Análisis de viabilidad económica 74

6.3.2 Análisis de cobertura 76

6.4 LOLE de equilibrio de los ciclos combinados como estándar de fiabilidad 82

7. Conclusiones 83

8. Glosario de acrónimos 85

Resumen ejecutivo

Red Eléctrica ha realizado, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español, un Análisis Nacional de Cobertura (NRAA, por sus siglas en inglés) como complemento al Análisis Europeo de Cobertura (ERAA, por sus siglas en inglés) a la edición 2024 adaptando algunas hipótesis relevantes y determinados aspectos de modelado. El objetivo principal es analizar la cobertura de la demanda considerando un número limitado de particularidades nacionales respecto al último ERAA disponible y que son relevantes para el sistema español, tanto en términos de modelado como de hipótesis.

La seguridad de suministro de la energía eléctrica ganará importancia incluso respecto a la que ya tiene actualmente a medida que avance el grado de electrificación de la economía. Si, unido a lo anterior, se considera la variabilidad e incertidumbre inherentes a las principales fuentes de generación que se espera que operen en el futuro cercano, hacer una correcta evaluación de la capacidad del sistema para cubrir la demanda de forma segura se convierte en crucial.

Garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico es, de acuerdo con la legislación española (Artículo 30 de la Ley del Sector Eléctrico), una de las principales tareas del operador del sistema. El marco regulatorio europeo (Artículos 20, 23 y 24 del Reglamento del Mercado Interior de Electricidad) establece el ERAA como una herramienta para que los Estados Miembros puedan supervisar la cobertura de la demanda, con la posibilidad de realizar NRAAs para complementarlo.

Los estudios de cobertura tienen como objetivo evaluar los recursos de producción y almacenamiento de energía disponibles en un sistema eléctrico y la demanda de electricidad prevista para identificar los riesgos de desajuste entre la oferta y la demanda a partir de un conjunto de escenarios a analizar. En un sistema eléctrico con una alta penetración de fuentes variables de energía renovable, es clave identificar posibles situaciones en las que la disponibilidad de renovables podría ser simultáneamente baja, como, por ejemplo, durante las tardes en días de poco viento, sin tener necesariamente niveles de demanda elevados.

El marco normativo relativo a los NRAA establece que éstos pueden llevarse a cabo con el fin de complementar al ERAA. Los NRAA deben contener los escenarios centrales de referencia y podrán tener en cuenta sensibilidades adicionales formulando hipótesis que tengan en cuenta las particularidades de la demanda y la generación nacionales o utilizando herramientas y datos actualizados, manteniendo la coherencia y que sean complementarios a los utilizados por ENTSO-E para el ERAA. Dentro de este marco, para este NRAA se han considerado diferentes supuestos sobre la generación, la demanda y algunas características de modelado en comparación con el ERAA.

Como complemento al ERAA, el presente NRAA se ha realizado en dos pasos. En primer lugar, se han realizado un conjunto de simulaciones de calibración para verificar si es posible realizar algunas simplificaciones de modelado sin afectar a los resultados del ERAA para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. Una vez comprobado lo anterior, se han ejecutado las simulaciones del escenario central de referencia del NRAA, comenzando con el análisis de viabilidad económica (EVA) y continuando con el análisis de cobertura (ADQ).

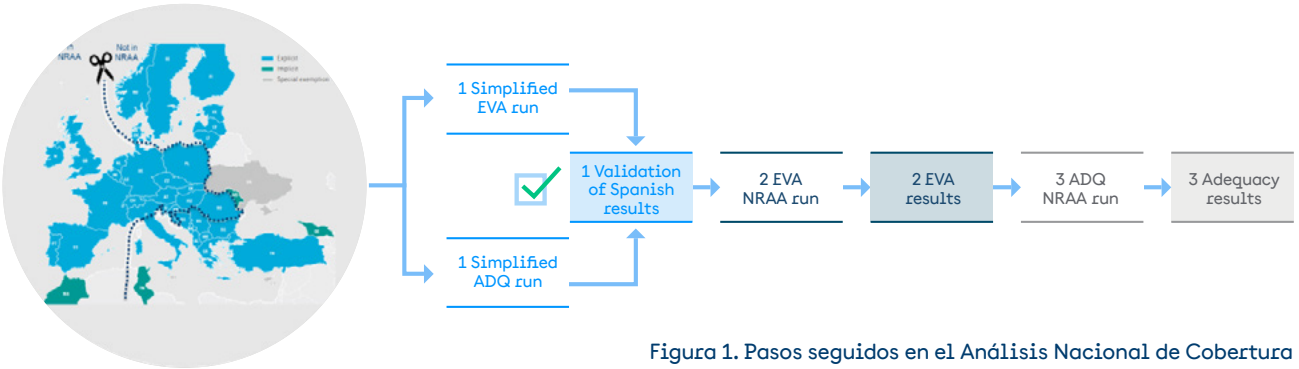


Figura 1. Pasos seguidos en el Análisis Nacional de Cobertura

Como conclusión, en los escenarios analizados y empleando una metodología que sigue las consideraciones establecidas en la regulación, la viabilidad económica de una parte importante del parque de generación del sistema peninsular español no estaría garantizada en el corto, medio, ni largo plazo de no establecerse incentivos adicionales. El análisis de los escenarios que resultarían del desmantelamiento de las unidades económicamente inviables muestra riesgos significativos para la cobertura de la demanda en los próximos años. El ERAA 2024 (que analiza los años 2026, 2028, 2030 y 2035) ya identifica riesgos de cobertura superiores al estándar de fiabilidad para los años 2026 y 2028, y ahora el NRAA lo confirma para 2028 y los identifica también para 2030.

Estas conclusiones están alineadas con las obtenidas en las ediciones anteriores tanto del ERAA como del NRAA. Esto demuestra la robustez de la conclusión a pesar de que los resultados numéricos en términos de potencia en equilibrio económico y los indicadores de cobertura difieren debido a las diferencias en las hipótesis consideradas (nacionales e internacionales) y las evoluciones que se han ido incorporando a nivel metodológico.

El PNIEC español también incluye análisis de cobertura para el año objetivo 2030 siguiendo la metodología probabilística del ERAA. El PNIEC muestra que en el escenario objetivo de 2030 no se observan riesgos de cobertura, lo que significa que el parque de generación es suficiente para alcanzar el nivel de electrificación indicado.

Sin embargo, como menciona el PNIEC, los ejercicios anuales del ERAA y del NRAA son relevantes para monitorizar posibles impactos en la seguridad del suministro derivados del desvío de cualquier hipótesis respecto de dicho escenario.

La consideración de los tres análisis en su conjunto permite comprender que el mercado de energía por sí solo no será suficiente para lograr una adecuada seguridad de suministro en España, y la importancia de implementar medidas, ya consideradas en el PNIEC para alcanzar los objetivos, que permitan obtener los niveles de descarbonización y electrificación requeridos a tiempo y con el grado necesario de garantía de suministro.

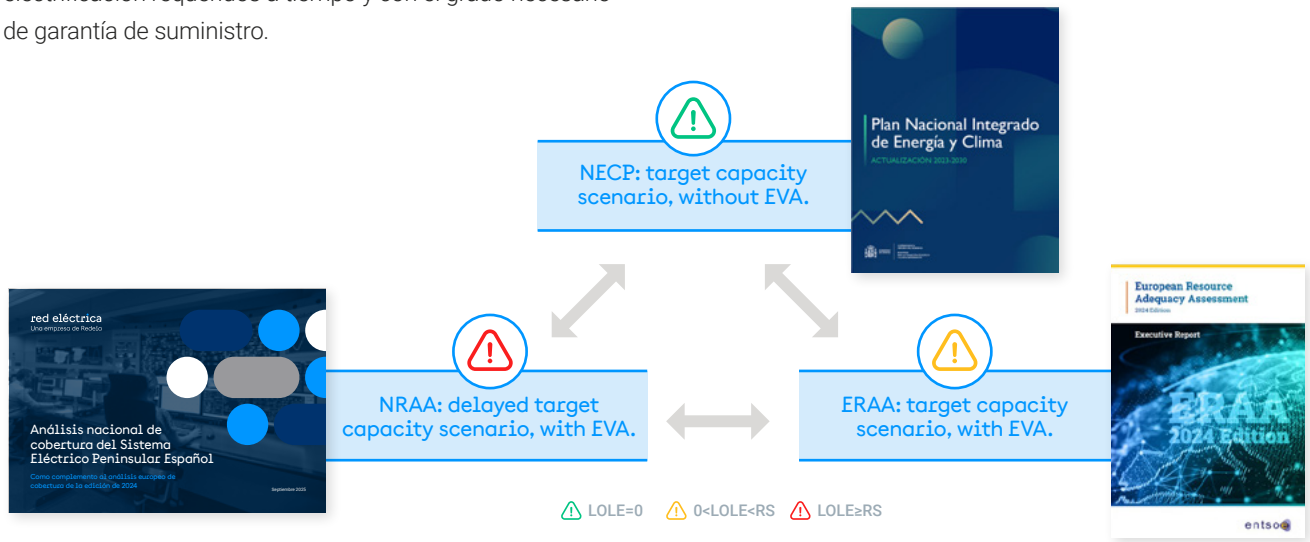


Figura 2. Análisis de cobertura complementarios del sistema eléctrico peninsular español en 2030.

La Tabla 1 ofrece un resumen de los indicadores de cobertura, previsión de pérdida de carga (LOLE, por sus siglas en inglés) y previsión de energía no suministrada (EENS), obtenidos tanto del ERAA 2024 como del presente NRAA para los distintos años de estudio (TY). Estos resultados se muestran en la Figura 38 y en la Figura 39.

Tabla 1. Resumen de los años de estudio, escenarios e indicadores de cobertura.

TY	Escenario	LOLE (h/año)*	EENS (GWh/año)
2026	ERAA 2024 (escenario central de referencia)	**4,03**	5,16
2028	ERAA 2024 (escenario central de referencia)	**4,83**	6,46
	NRAA (escenario central de referencia)	**4,08**	6,04
2030	ERAA 2024 (escenario central de referencia)	**0,28**	0,16
	NRAA (escenario central de referencia)	**2,41**	5,22
2035	ERAA 2024 (escenario central de referencia)	**0,54**	0,57

*Los valores de LOLE se presentan según el siguiente criterio: rojo si es mayor o igual que el estándar de fiabilidad, naranja si es menor que el estándar de fiabilidad, pero no nulo, y verde si es cero.

1. Introducción a este análisis nacional de cobertura

Red Eléctrica ha realizado, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español, un Análisis Nacional de Cobertura (NRAA, por sus siglas en inglés) como complemento al Análisis Europeo de Cobertura (ERAA, por sus siglas en inglés) a la edición 2024 adaptando algunas hipótesis relevantes y determinados aspectos de modelado. El objetivo principal es analizar la cobertura de la demanda considerando un número limitado de particularidades nacionales respecto al último ERAA disponible y que son relevantes para el sistema español, tanto en términos de modelado como de hipótesis.

La seguridad de suministro de la energía eléctrica ganará importancia incluso respecto a la que ya tiene actualmente a medida que avance el grado de electrificación de la economía. Si, unido a lo anterior, se considera la variabilidad e incertidumbre inherentes a las principales fuentes de generación que se espera que operen en el futuro cercano, hacer una correcta evaluación de la capacidad del sistema para cubrir la demanda de forma segura se convierte en crucial.

Aunque el sistema eléctrico español lleva mucho tiempo integrando altos volúmenes de generación renovable, los objetivos para los próximos años y a largo plazo exigen una penetración mucho mayor de las fuentes renovables en el mix de generación. La variabilidad del recurso primario que caracteriza a este tipo de generadores puede dar lugar a situaciones en las que los recursos disponibles sean insuficientes para satisfacer la demanda, incluso teniendo en cuenta el pleno apoyo de los sistemas vecinos. Además, la necesidad de descarbonizar la economía y los nuevos usos previstos de la energía eléctrica, recientemente aceleradas para reducir la dependencia de otras fuentes de energía, implica un importante crecimiento del consumo eléctrico.

La última edición del ERAA mostró que, en el escenario analizado y con la metodología empleada, la cobertura de la demanda podría estar comprometida en los próximos años en España si se cierran las centrales térmicas actuales que no son económicamente viables. Según el ERAA 2024, estos riesgos aparecen más a corto plazo que a largo plazo debido a los objetivos fijados para aumentar la capacidad de renovables, almacenamiento e interconexiones internacionales en los próximos años.

Entrando en detalles, el escenario central de referencia del ERAA 2024 (que analiza los años 2026, 2028, 2030 y 2035) muestra resultados de cobertura preocupantes para los años 2026 y 2028 tras una reducción significativa de la potencia instalada debido a la falta de viabilidad económica, consistente en el desmantelamiento de 9.2 GW de ciclo combinado. De hecho, los resultados muestran altos niveles de pérdida de carga, 4,03 h/a y 4,83 h/a en 2026 y 2028 respectivamente, superando el estándar de fiabilidad actual aprobado para España y que se sitúa en 1.5 h/año. En cuanto a la energía no suministrada, la media esperada es de 5,16 GWh y 6,46 GWh de nuevo en 2026 y 2028 respectivamente.

Según el ERAA 2024, cuando se evalúan los resultados de 2030 y 2035, los problemas de cobertura son menos probables, ya que se esperan nuevas inversiones en generación renovable y almacenamiento, situándose por debajo del estándar de fiabilidad, pero sin ser nulos. Sin embargo, la materialización en plazo de estas inversiones está sujeta a incertidumbres y retrasos debido a dificultades económicas, logísticas o socioambientales.

Los resultados muestran que un mercado únicamente de energía, incluso con la simplificación de información perfecta para todos los participantes y descartando otras incertidumbres asociadas a la puesta en marcha de nueva generación renovable, no será suficiente para garantizar el suministro eléctrico en España.

Además, los escenarios actuales del ERAA se basan en los objetivos establecidos en los Planes Nacionales de Energía y Clima (PNIEC). En este sentido, es importante señalar que el PNIEC español considera un mecanismo de capacidad como una de las medidas (4.3 y 4.6 del apartado 3.4.2) que serán necesarias para alcanzar sus propios objetivos. El ERAA, al considerar el escenario del PNIEC que implícitamente considera un mecanismo de capacidad, termina reforzando sus propios supuestos. Esto conduce a la identificación de riesgos de cobertura limitados, reduciendo el valor del análisis de cara a la monitorización de la cobertura de la demanda y convirtiéndolo en una base inválida para justificar la necesidad de un mecanismo de capacidad como herramienta para garantizar la seguridad de suministro.

En el presente NRAA se analiza un escenario "qué pasaría si" que permite identificar los riesgos de cobertura que realmente podrían tener lugar, con el objetivo de alcanzar de forma segura los niveles deseados de descarbonización y electrificación reflejados en el PNIEC para 2030 y que se puedan tomar las acciones necesarias para ello, como la implantación de un mecanismo de capacidad.

El reciente Informe de la Comisión Europea sobre la evaluación de las posibilidades de racionalización y simplificación del proceso de aplicación de un mecanismo de capacidad incluye una propuesta para la revisión de la metodología del ERAA relacionada con este punto. Más concretamente, la propuesta consiste en revisar el marco de escenarios para incluir un escenario adicional que tenga en cuenta que pueden producirse retrasos en la aplicación de las medidas descritas en el PNIEC y que dichos retrasos podrían afectar a la seguridad de suministro. Este enfoque es muy similar al que Red Eléctrica ya consideró en el "Análisis Nacional de Cobertura del Sistema Eléctrico Peninsular Español como complemento al Análisis Europeo de Cobertura edición 2022" que se publicó en 2023.

Finalmente, un punto importante en términos de contexto se refiere al tiempo. El ERAA ya muestra riesgos de cobertura para los años objetivo más cercanos (antes de 2030), lo que da una señal de urgencia para tomar medidas que apoyen la seguridad de suministro en España. Además, con el fin de dar una señal adecuada para las nuevas inversiones, un mecanismo de capacidad debería cubrir idealmente un horizonte temporal más largo.

Las ideas anteriores sugieren que un NRAA que complemente al ERAA sería de gran valor para explorar escenarios alternativos de posibles estados futuros realistas del sistema eléctrico peninsular español que podrían derivar en riesgos de cobertura mayores, centrándose en el horizonte a medio plazo de N+5. Un estudio de este tipo es útil para que los reguladores prevean con suficiente antelación la posibilidad de un aumento de los riesgos de cobertura y tomen las decisiones correspondientes con el fin de garantizar el nivel deseado de garantía de suministro.

El ERAA 2023 fue el primer ejercicio aprobado, y el ERAA 2024 ha sido recientemente validado. Dado que este último incorpora la información más actualizada, el presente NRAA adopta un enfoque complementario, introduciendo únicamente las modificaciones estrictamente necesarias para evaluar el escenario hipotético previamente descrito. Este planteamiento se traduce en las siguientes diferencias respecto al ERAA 2024:

a) Adaptación de hipótesis: mantener la mayor parte del escenario ERAA y limitar las modificaciones a las de mayor impacto y que estén justificadas.

b) Adaptación de modelos: necesaria para permitir la viabilidad computacional y reducir el tiempo de simulación, pero manteniendo la robustez de los resultados.

Esto implica realizar nuevas simulaciones tanto con el modelo del Análisis de Viabilidad Económica (EVA) como con el de Cobertura (ADQ) y, por lo tanto, analizar la cobertura de la demanda en el escenario central de referencia del NRAA.

La siguiente tabla muestra un resumen de las diferencias entre el ERAA y el NRAA:

Tabla 2. Resumen de las diferencias entre el ERAA y el NRAA.

Tipo	Elemento	Descripción	Modelos afectados	Impacto cualitativo
Hipótesis	Bombeo hidráulico	• Considerar solo instalaciones nuevas con ayudas ya otorgadas (1,1 GW) • Considerar un perfil de disponibilidad semanal	ADQ EVA	Aumento de los riesgos de cobertura
	Baterías	• Considerar solo instalaciones nuevas con ayudas ya otorgadas (1,5 GW) • Distinguir baterías de 2h y 4h	ADQ EVA	Aumento de los riesgos de cobertura
	Ciclos combinados	• Actualizar la tasa de indisponibilidades sobrevenidas (9%) y su duración (72h) • Actualizar los períodos de indisponibilidad programada	ADQ EVA	Aumento de los riesgos de cobertura
	Demanda	• Actualizar la demanda del ERAA24 con el perfil de la del ERAA25	ADQ EVA	Aumento de los riesgos de cobertura
Modelo	Aplicación del *curtailment sharing*	• No implementar el *curtailment sharing*	ADQ	Reducción de los riesgos de cobertura
	Alcance geográfico	• Simplificar del ámbito europeo al regional (Core)	ADQ EVA	Impacto limitado
	Patrones de disparos aleatorios	• Simplificar de 15 a 5	ADQ	Impacto limitado
	Sistemas españoles no peninsulares	• Contabilizar la ENS de Baleares y Ceuta a través de KPIs peninsulares	ADQ EVA	Aumento de los riesgos de cobertura

Al aplicar estas diferencias en metodología e hipótesis, el escenario central de referencia del NRAA muestra que el impacto en términos de viabilidad económica es mínimo para el perímetro no español, mientras que en España el volumen de ciclos combinados inviables pasaría a ser de 3524 MW. Cuando se evalúa la cobertura en el escenario central de referencia del NRAA (aplicando las diferencias en la metodología y en las hipótesis, así como los nuevos resultados del análisis de viabilidad económica), los riesgos superarían el estándar de fiabilidad en el año objetivo 2028 y también en el 2030. Estos resultados permiten extraer las mismas conclusiones que el ERAA, solo que ahora también válidas para 2030: el mercado de energía por sí solo no será suficiente para lograr una adecuada seguridad de suministro en España.

2. Estructura de este informe

Este capítulo describe la distribución de la información a lo largo de este Análisis Nacional de Cobertura.

Este informe se divide en cinco capítulos, que comienzan cubriendo algunos temas generales y luego entran en detalle, con el objetivo de facilitar la legibilidad para todo tipo de lectores. Los capítulos y el contenido están organizados de la siguiente manera: en primer lugar, se describe el marco normativo en el que se basa la supervisión de la cobertura de los sistemas y que introdujo el Análisis Europeo de Cobertura (ERAA) y el Análisis Nacional de Cobertura (NRAA). En segundo lugar, se incluye una descripción detallada de la metodología que se utiliza para el análisis, incluyendo una sección específica que compara los enfoques metodológicos del ERAA y del NRAA. El siguiente capítulo muestra un resumen de las principales hipótesis, destacando las diferencias relevantes entre ambos análisis en cuanto a supuestos de partida. El núcleo del informe es el siguiente capítulo, dedicado al análisis de los resultados obtenidos en el marco del presente NRAA. Finalmente, y como cierre del informe, se resumen las ideas clave y los resultados principales.

1 Introducción	Este primer capítulo pretende justificar la necesidad del presente NRAA.
2 Estructura de este informe	Este capítulo describe la distribución de la información a lo largo del informe del presente NRAA.
3 Marco regulatorio	Este capítulo contiene un breve resumen de la normativa que regula la supervisión de la seguridad de suministro tanto a nivel nacional como europeo.
4 Metodología	Este capítulo incluye una introducción a la metodología del ERAA para facilitar la comprensión de los principales elementos metodológicos del presente NRAA. En segundo lugar, también se explican las diferencias específicas en las implementaciones de la metodología que existen entre el presente NRAA y el ERAA.
5 Hipótesis	Este capítulo resume las hipótesis y supuestos que se han usado tanto en el ERAA como en el presente NRAA. Las hipótesis del ERAA se dividen en tres bloques diferentes: el perímetro europeo, el perímetro español y los parámetros económicos centrales. La siguiente parte del capítulo se centra en diferentes hipótesis consideradas para el Sistema Eléctrico Peninsular Español en el marco del NRAA.
6 Resultados	Este capítulo presenta un desglose de los resultados obtenidos en los distintos escenarios analizados, tanto en el ERAA como en el presente NRAA, y a continuación profundiza en el análisis específico de los resultados correspondientes a este NRAA.
7 Conclusiones	Este capítulo final presenta un resumen de las conclusiones, poniendo el foco en los principales resultados del NRAA.
8 Glosario de acrónimos	Se proporciona un listado de los acrónimos que aparecen en este informe para facilitar su lectura.

Tabla 3. Estructura de este informe.

3 Marco normativo

3.1 Marco normativo español

3.2 Marco normativo europeo

Este capítulo ofrece un breve resumen de los actos jurídicos que regulan el control de la seguridad del suministro, tanto a nivel nacional como europeo.

3.1 Marco normativo español

En primer lugar, se presentan los principales elementos que regulan el monitoreo de la seguridad de suministro en el marco normativo nacional. Se incluyen extractos de la Ley del Sector Eléctrico y de los Procedimientos de Operación relacionados.

Otras partes de la normativa que componen la regulación del sector eléctrico español están integradas en el Código de la Energía Eléctrica[1], que agrega, organiza y recopila las principales normativas estatales vigentes en materia de sistema eléctrico, con el fin de poner a disposición de los sujetos del sistema, empresas, profesionales, operadores jurídicos y ciudadanos interesados en general, un instrumento útil para conocer, mediante una fuente consolidada y permanentemente actualizada, la legislación estatal de aplicación general a la energía eléctrica, que constituye un bien y servicio esencial e indispensable para la plena participación de los ciudadanos en la sociedad actual, una de cuyas principales características es su inexorable proceso de electrificación. Sin embargo, no incluye normativa de la Unión Europea ni internacional o de las Comunidades Autónomas, ni, salvo excepciones, disposiciones que no sean de carácter normativo, ni los Procedimientos de Operación del sistema eléctrico.

3.1.1 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

La Ley del Sector Eléctrico[2] es la pieza reguladora central del sector eléctrico y establece varios requisitos relativos al seguimiento de la cobertura del sistema.

El objetivo principal de esta Ley es garantizar el suministro de energía eléctrica. Existe un artículo específico sobre la garantía de suministro. Asimismo, se regulan las funciones del operador del sistema, siendo su función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico.

Artículo 1. Propósito

1. El objeto de esta ley es establecer la regulación del sector eléctrico con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica y adaptarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y mínimo coste.

Artículo 7. Garantía de suministro

2. El Gobierno podrá adoptar, por un período de tiempo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando ocurra alguno de los siguientes eventos:

   2.1. Cierto riesgo para la provisión de suministro de energía eléctrica.

   2.2. Situaciones de escasez de alguna o algunas de las fuentes de energía primaria.

   2.3. Situaciones que puedan suponer una amenaza grave para la integridad física o la seguridad de las personas, equipos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de ener-gía eléctrica, previa notificación a las Comunidades Autónomas afectadas.

1. Enlace al Código de Energía Eléctrica: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=014_Codigo_de_la_Energia_Electrica&tipo=C&modo=2;
2. Enlace a Ley del Sector Eléctrico: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645

2.4. Situaciones en las que se produzcan reducciones sustanciales en la disponibilidad de las instalaciones de producción, transporte o distribución o en los índices de calidad del suministro atribuibles a cualquiera de ellas.

3. Las medidas adoptadas por el Gobierno para hacer frente a las situaciones descritas en el párrafo anterior podrán referirse, entre otros, a los siguientes aspectos:

3.1. Limitaciones o modificaciones temporales del mercado de electricidad a que se refiere el artículo 25 o del despacho de generación existente en los sistemas eléctricos aislados.

3.2. Operación directa de las instalaciones de generación, transporte y distribución.

3.3. Establecimiento de obligaciones especiales en materia de existencias de seguridad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica.

3.4. Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos que se establecen en el artículo 26 para los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.

3.5. Modificación de las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

3.6. Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos y garantías de acceso a las redes por terceros.

3.7. Limitación o asignación de abastecimientos de energías primarias a los productores de electricidad.

3.8. Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los Organismos internacionales de los que España sea miembro o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.

Artículo 30. Operador del sistema

1. El operador del sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. El operador del sistema será el gestor de la red de transporte.

2. Serán funciones del operador del sistema las siguientes:

2.1. Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares. A estos efectos, realizará una previsión de la capacidad máxima cuyo cierre temporal puede ser autorizado y en su caso, informará de las necesidades de incorporación de potencia con autorización de cierre temporal por razones de garantía de suministro.

2.2. Prever a corto y medio plazo la demanda de energía eléctrica, la utilización del equipamiento de producción, en especial, del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico, y los distintos niveles de pluviometría y gene-ración eólica que pudieran producirse dentro del período de previsión, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares.

2.7. Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo dispuesto en el artículo 7.2.

3.1.2 Procedimiento de Operación 2.2 Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico

El Procedimiento de Operación 2,2[3] incluye un requisito específico para el seguimiento anual de la cobertura del sistema peninsular español. Este requisito se cumple actualmente con las publicaciones de los ejercicios anuales del Análisis europeo de cobertura (ERAA) y/o del Análisis nacional de cobertura (NRAA).

Artículo 4. Previsiones a largo plazo

El operador del sistema realizará un análisis de seguridad de la cobertura del sistema, que abarcará las previsiones para los 10 años siguientes al año en curso, que se comunicará al órgano competente de la Administración española y a la Comisión Nacional de Energía en el mes de diciembre de cada año.

Esta previsión de la cobertura analizará diversas hipótesis de crecimiento de la demanda y de desarrollo del parque generador, tanto en régimen ordinario como en régimen especial. Además, se considerarán las hipótesis de política energética (planes de minería, etc.), política medioambiental (limitación de emisiones de CO_2, normativas, etc.), hipótesis de altas y bajas de equipo generador, etc.

Como resultado de la previsión se incluirán los balances anuales de potencia, que se utilizarán para evaluar las necesidades del equipo. Como complemento, se presentarán los balances de energía que se obtengan en los diferentes supuestos que se consideren.

3.1.3 Resolución de 7 de julio de 2025 de la DGPEM, por la que se fijan los valores del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad

Esta Resolución[4] establece el valor de carga perdida (VOLL) y el estándar de fiabilidad (RS) a considerar para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. Estos valores se calculan de acuerdo con el Reglamento (CE) 2019/943 y con arreglo a la Decisión 23/2020 de ACER.

El valor fijado para el VOLL es de 22.879 €/MWh y siguiendo el valor del coste de nueva entrada (CONE) establecido en el "Informe INF/DE/114/24 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la Determinación del coste de nuevos entrantes (CONE) para la determinación del estándar de fiabilidad (RS)", dicho estándar de fiabilidad se establece en 1,5 horas/año.

Este valor define el nivel necesario de seguridad del suministro, actuando como criterio para determinar si existe o no un problema de cobertura. En caso afirmativo, permite estimar la capacidad adicional que el sistema necesitaría incorporar para alcanzar un nivel adecuado de cobertura.

3. https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_24may2006_2.2.pdf
4. https://www.boe.es/eli/es/res/2025/07/07/(2)

3.1.4 Informe INF/DE/114/24 de la CNMC sobre la Determinación del coste de nuevos entrantes (CONE) para la determinación del estándar de fiabilidad (RS)

Este informe[5], de octubre de 2024, fija el Coste de Nueva Entrada (CONE) para el sistema eléctrico peninsular español siguiendo la metodología definida en la Decisión 23-2020 de ACER sobre VOLL/CONE/RS (véase el apartado 3.2.4 para más detalle).

El informe enumera las diferentes tecnologías de referencia evaluando si una tecnología determinada puede considerarse estándar y si existe un nuevo potencial de entrada. El informe también incluye una estimación justificada, para las diferentes tecnologías de referencia, de varios parámetros tecno-económicos: factor de reducción, coste de gasto de capital, coste fijo de operación y mantenimiento, coste promedio ponderado de capital, vida económica de la inversión y período de construcción. Luego se realiza el cálculo del CONE para cada tecnología y se evalúa el número de horas requeridas al Valor de Carga Perdida para que recuperen el CONE (LOLE de la tecnología de referencia). A través de una estimación de la capacidad adicional que se necesita para alcanzar el LOLE de las diferentes tecnologías de referencia y comparándolo con el nuevo potencial de entrada de cada una de ellas, el estándar de fiabilidad está determinado por la tecnología que puede entregar la capacidad adicional requerida al mínimo coste.

En el caso del sistema eléctrico peninsular español, los ciclos combinados existentes son la tecnología de referencia, por lo que el estándar de fiabilidad podría situarse en un rango de 1,12-1,82 horas/año, con un valor medio de 1,5 horas/año.

5. https://www.cnmc.es/sites/default/files/5650953.pdf

3.2 Marco normativo europeo

En segundo lugar, también se examinan las principales disposiciones que actualmente regulan el control de la seguridad del suministro en el marco normativo europeo.

Como ya están oficialmente redactados en inglés, su contenido se resumirá, pero no se incluirá en el informe, ya que no se requiere una traducción completa y ello supondría una extensión innecesaria del documento.

3.2.1 Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea

El Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE)[6] es uno de los 2 tratados principales de la Unión Europea (UE), junto con el Tratado de la Unión Europea (TUE).[7] Constituye la base detallada del Derecho de la UE al definir los principios y objetivos de la UE y el margen de actuación dentro de sus ámbitos políticos. También establece los detalles organizativos y funcionales de las instituciones de la UE. Cuenta con el siguiente artículo relacionado con la energía:

Artículo 194. Energía

La política energética de la Unión tendrá por objeto, en un espíritu de solidaridad entre los Estados Miembros, garantizar el funcionamiento del mercado de la energía, garantizar la seguridad del suministro energético en la Unión Europea, fomentar la eficiencia energética y el ahorro de energía, así como el desarrollo de formas de energía nuevas y renovables, y promover la interconexión de las redes.

El Parlamento Europeo y el Consejo establecerán, con arreglo al procedimiento legislativo ordinario, las medidas necesarias para alcanzar dichos objetivos. Estas medidas no afectarán al derecho de un Estado Miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, su elección entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su suministro energético.

6. https://eur-lex.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/oj
7. https://eur-lex.europa.eu/eli/treaty/teu_2016/2020-03-01

3.2.2 Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativo al mercado interior de la electricidad

El 16 de julio de 2024 entró en vigor el Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio, por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/943 relativo a la mejora del diseño del mercado eléctrico de la Unión.

Este Reglamento[8] (denominado Reglamento de Electricidad) constituye uno de los principales instrumentos normativos europeos que configuran el marco regulador del mercado eléctrico de la Unión, y representa un elemento central del Paquete de Energía Limpia (CEP) para todos los ciudadanos europeos.

Establecido en los considerandos, el ERAA a medio y largo plazo se lleva a cabo con el fin de proporcionar una base objetiva para la evaluación de los problemas de cobertura. Las preocupaciones relativas a la cobertura de la demanda que abordan los mecanismos de capacidad deben basarse en el ERAA, que puede complementarse con evaluaciones nacionales. El ERAA tiene un propósito diferente al de las evaluaciones estacionales de cobertura: mientras que las evaluaciones a medio y largo plazo se utilizan principalmente para identificar problemas de cobertura y evaluar la necesidad de mecanismos de capacidad, las evaluaciones estacionales de cobertura se emplean para alertar sobre los riesgos a corto plazo que podrían producirse en los seis meses siguientes y que probablemente conlleven un deterioro significativo de la situación del suministro eléctrico. También se establece en los considerandos que los Estados Miembros deben tener la libertad de definir su propio nivel deseado de seguridad de suministro.

El capítulo IV, que se divide en 8 artículos, se centra en la cobertura de la demanda. Se proporciona una extracción de los principales conceptos de los artículos relacionados con la supervisión de la cobertura

Artículo 20. Cobertura de la demanda en el mercado interior de la electricidad

Este artículo establece el ERAA como una herramienta para que los Estados Miembros supervisen la cobertura de la demanda y permite que los Análisis Nacionales de Cobertura (NRAA) lo complementen.

Además, establece que, cuando el ERAA o la NRAA detecten problemas de cobertura, los Estados Miembros identificarán cualquier distorsión normativa o deficiencia del mercado que haya causado o contribuido a la aparición del problema. Se elaborará, publicará, consultará y supervisará un plan de implementación destinado a corregir dichos fallos.

Artículo 21. Principios generales para los mecanismos de capacidad

Al objeto de eliminar los problemas de cobertura de la demanda, los Estados Miembros podrán, como medida de último recurso mientras ejecutan el plan antes mencionado, introducir mecanismos de capacidad.

Los Estados Miembros no introducirán mecanismos de capacidad cuando ni el ERAA ni el NRAA, o en ausencia de este último, el ERAA, hayan detectado un problema de cobertura.

Cuando un Estado Miembro aplique un mecanismo de capacidad, lo revisará y se asegurará de que no se lleven a cabo nuevos contratos en el marco de dicho mecanismo mientras que el ERAA como el NRAA, o en ausencia de este último, el ERAA, hayan detectado un problema de cobertura.

8. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:02019R0943-20240716

Artículo 23. Análisis europeo de cobertura

Establece el propósito de ERAA: identificar los problemas de cobertura de la demanda mediante el análisis de la capacidad general del sistema eléctrico para cubrir las demandas actuales y previstas en los próximos 10 años.

También establece que será realizado anualmente por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E), y que los Gestores de Redes de Transporte (TSOs) proporcionarán a ENTSO-E los datos que necesite para llevar a cabo el ERAA.

Establece algunos de los principales elementos metodológicos, como el alcance geográfico y la granularidad, las instrucciones para generar los escenarios, las pautas básicas de modelización, la definición de los indicadores de cobertura que deben supervisarse, así como los criterios para la identificación de posibles problemas de cobertura de la demanda.

Artículo 24. Análisis nacionales de cobertura

Establece el alcance regional de estos análisis, que se basarán en la misma metodología que el ERAA. Los NRAA podrán tener en cuenta sensibilidades adicionales formulando hipótesis que tengan en cuenta las particularidades de la demanda y la generación nacionales o utilizando herramientas y datos actualizados, manteniendo la coherencia y que sean complementarios a los utilizados por ENTSO-E para el ERAA.

Cuando el NRAA identifique un problema de cobertura que no se haya identificado en el ERAA, incluirá las razones de la diferencia entre los dos análisis de cobertura, incluidos los detalles de las sensibilidades utilizadas y las hipótesis subyacentes. Los Estados Miembros publicarán dicha evaluación y la presentarán a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER). El NRAA y el dictamen de ACER se pondrán a disposición del público. En el plazo de dos meses a partir de la fecha de recepción del informe, ACER emitirá un dictamen sobre si las diferencias entre el NRAA y el ERAA están justificadas. El organismo responsable del NRAA tendrá debidamente en cuenta el dictamen de ACER y, en caso necesario, modificará su análisis. Cuando decida no tener en cuenta plenamente el dictamen de ACER, el organismo responsable del NRAA publicará un informe con los motivos detallados.

Artículo 25. Estándar de fiabilidad

Establece que, al aplicar mecanismos de capacidad, los Estados Miembros deberán contar con un estándar de fiabilidad (RS por sus siglas en inglés) que indique el nivel necesario de seguridad del suministro de los Estados Miembros de manera transparente. El RS será fijado por el Estado Miembro o por una autoridad competente designada por el mismo, y se basará en la metodología para calcular el valor de la carga perdida (VOLL), el coste de la nueva entrada (CONE) y el estándar de fiabilidad (RS).

El RS se calculará utilizando, al menos, el VOLL y el CONE y se expresará como previsión de energía no suministrada (EENS) y previsión de pérdida de carga (LOLE).

3.2.3 Decisión 24-2020 de ACER sobre la metodología del ERAA

La Decisión 24-2020 de ACER (2 de octubre de 2020)[9,10] sobre la metodología para el análisis europeo de cobertura establece el marco específico para el ERAA.

Se proporciona un extracto de los principales elementos metodológicos de acuerdo con la presente Decisión:

1. En cuanto al ámbito de aplicación, la metodología del ERAA se utilizará para identificar los problemas de cobertura de la demanda mediante el análisis de la cobertura general del sistema eléctrico para abastecer los niveles de demanda actuales y previstos, cumpliendo los requisitos establecidos en el Reglamento sobre la electricidad. En cuanto al ámbito de aplicación, se utilizará la metodología del ERAA para detectar problemas de cobertura mediante el análisis de las capacidades del sistema eléctrico para satisfacer los niveles de demanda actuales y previstos, cumpliendo los requisitos establecidos en el Reglamento de Electricidad.

2. En cuanto a las hipótesis, los datos del ERAA proceden de estimaciones nacionales de la demanda, la generación y la red elaboradas por cada TSO. Estas estimaciones nacionales serán coherentes con las políticas nacionales existentes y previstas. El Análisis de Viabilidad Económica (EVA) se realizará sobre el escenario derivado de dichas estimaciones. El ERAA se basará en los escenarios de referencia centrales «Con CM» (este escenario considera los mecanismos de capacidad, MC, aprobados) y «Sin CM» (este escenario excluye las retribuciones de CM, excepto en el caso de los contratos de CM ya adjudicados). El ERAA puede complementar los escenarios de referencia centrales con escenarios y/o sensibilidades adicionales de relevancia europea.

3. En cuanto al análisis de cobertura de la demanda, los indicadores de cobertura se estiman a través del Despacho Económico (ED). Las entradas y salidas del mercado se modelan a través del EVA. El ERAA utilizará una metodología probabilista para reflejar la estocasticidad de las variables climáticas que afectan a la oferta y la demanda, así como la disponibilidad prevista de recursos de generación, almacenamiento e interconexiones. La incertidumbre se representa a través de la disponibilidad de generadores e interco-nexiones, y las condiciones climáticas. La disponibilidad de generadores e interconexiones se representa a través de patrones de disparo aleatorios fortuitos. Los datos relacionados con las variables climáticas se representan a través de un conjunto de series temporales horarias de variables climáticas para varios años distintos.

4. El EVA se llevará a cabo aplicando un enfoque que considere la diferencia entre ingresos y costes. A modo de simplificación, y suponiendo una competencia perfecta, el EVA puede aplicar el enfoque de minimizar los costes generales del sistema. El EVA evaluará la probabilidad de cierre, hibernación, construcción de nueva generación y medidas para alcanzar mayor eficiencia energética.

5. El Despacho Económico (ED) determinará el despacho de las unidades de generación, almacenamiento y respuesta de la demanda con el objetivo de satisfacer la demanda en cada unidad temporal de mercado (MTU) de cada muestra generada mediante patrones aleatorios de fallo (sorteos de Monte Carlo), minimizando al mismo tiempo el coste total de operación del sistema. Asimismo, estimará la energía no suministrada (ENS). El ED se basará en el principio de "previsión perfecta".

9. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-12/methodology_for_the_european_resource_adequacy_assessment_0.pdf

10. De conformidad con el artículo 69.3 del Reglamento 2019/943 (incluido en el artículo 2,17 b) del Reglamento 2024/1747, de 13 de junio de 2024), ACER ha activado la revisión de la metodología del ERAA en abril de 2025. La REGRT de Electricidad ya ha publicado una propuesta para actualizarla, pero aún no está aprobada. Disponible públicamente a través de: Revisión de la metodología europea de evaluación de la cobertura de la demanda - Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad - Espacio Ciudadano

6. En lo que respecta a la identificación de los problemas de cobertura, el ERAA identificará un problema de cobertura si (y solo si) el Estado Miembro pertinente o la autoridad competente designada por el Estado Miembro ha establecido un RS y dicho RS no se cumple para el año de estudio (TY) en al menos uno de los escenarios de referencia central.

7. En relación con la interacción con las partes interesadas, ENTSO-E establecerá canales adecuados para facilitar la participación activa de todos los agentes implicados, incluida la sociedad civil, en cada una de las fases del proceso: desde la elaboración de propuestas metodológicas para el ERAA, los escenarios, las hipótesis y los resultados, hasta su validación, mediante un enfoque transparente, abierto, accesible, inclusivo, eficiente y estructurado. Asimismo, ENTSO-E se compromete a mantenerse al día de las últimas innovaciones en Europa y a nivel global, especialmente a través de la colaboración con el ámbito académico, las instituciones de investigación, los expertos del sector industrial y los especialistas financieros.

8. En cuanto a los requisitos de transparencia, ENTSO-E garantizará la plena transparencia del ERAA. En particular, el informe del ERAA se esforzará por facilitar la comprensión de las partes interesadas en relación con los datos utilizados, las hipótesis formuladas y el desarrollo de los escenarios y análisis de sensibilidad. ENTSO-E publicará en su sitio web, como mínimo, guías para la recogida de datos, datos de entrada y resultados correspondientes a cada escenario y sensibilidad. Previa solicitud, y para cada edición del ERAA, ENTSO-E pondrá a disposición de ACER, de los Estados Miembros, de los organismos responsables del ERAA, de las autoridades reguladoras nacionales (NRAs) y de los centros de coordinación regional (RCCs) toda la información necesaria para el ejercicio de sus funciones.

9. De cara a su implementación, la metodología ERAA podrá aplicarse de forma gradual; no obstante, deberá estar plenamente operativa a finales de 2023.

3.2.4 Decisión 23-2020 de ACER sobre VOLL/CONE/RS

La Decisión 23-2020 de la ACER (2 de octubre de 2020)[11] sobre la metodología para calcular el valor de la carga perdida, el coste de la nueva entrada y el estándar de fiabilidad tiene por objeto obtener estimaciones realistas del coste de los recursos adicionales de generación y de la disposición de los consumidores a pagar para evitar una posible interrupción del suministro, permitiendo así calcular un estándar de fiabilidad eficiente desde el punto de vista socioeconómico.

Se establece que el estándar de fiabilidad se calculará considerando los parámetros estimados del Valor de Carga Perdida (VOLL) y el Coste de Nueva Entrada (CONE), cuya metodología de cálculo también se define en el marco regulatorio.

Asimismo, se señala que la responsabilidad de definir la estructura general de su suministro energético corresponde a los Estados Miembros, conforme al artículo 194, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. La libertad de cada Estado Miembro para fijar su propio nivel deseado de seguridad de suministro también se reconoce en el artículo 25, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943 sobre el mercado interior de la electricidad. En este marco, el Estado miembro establecerá su estándar de fiabilidad basándose en la metodología VOLL/CONE/RS.

11. https://acer.europa.eu/Decisions_annex/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf

4 Metodología

4.1
Análisis europeo de cobertura

4.2
Diferencias entre los análisis europeo y nacional de cobertura en términos de metodología

Este capítulo incluye una introducción a la metodología del Análisis Europeo de Cobertura (ERAA) con el fin de facilitar la comprensión de los principales elementos metodológicos del presente Análisis Nacional de Cobertura (NRAA), dado que, conforme al artículo 24 del Reglamento (UE) 2019/943, las NRAA deberán basarse en la metodología para el ERAA.

4.1 Análisis europeo de cobertura

En el informe de ERAA 2024 (Anexo 2 – Metodología)[12] puede encontrarse una descripción completa y detallada de la aplicación actual de la metodología del ERAA, pero en este capítulo se ofrece un resumen de los principales elementos metodológicos.

Los estudios de cobertura tienen como objetivo evaluar los recursos de producción y almacenamiento de energía disponibles en un sistema eléctrico y la demanda de electricidad prevista para identificar los riesgos de desajuste entre la oferta y la demanda a partir de un conjunto de escenarios a analizar. En un sistema eléctrico interconectado como el europeo, este alcance debería ampliarse considerando el equilibrio entre oferta y demanda bajo una infraestructura de red definida, lo que puede tener un impacto considerable en los resultados de cobertura. La Figura 3 ilustra el marco metodológico general.

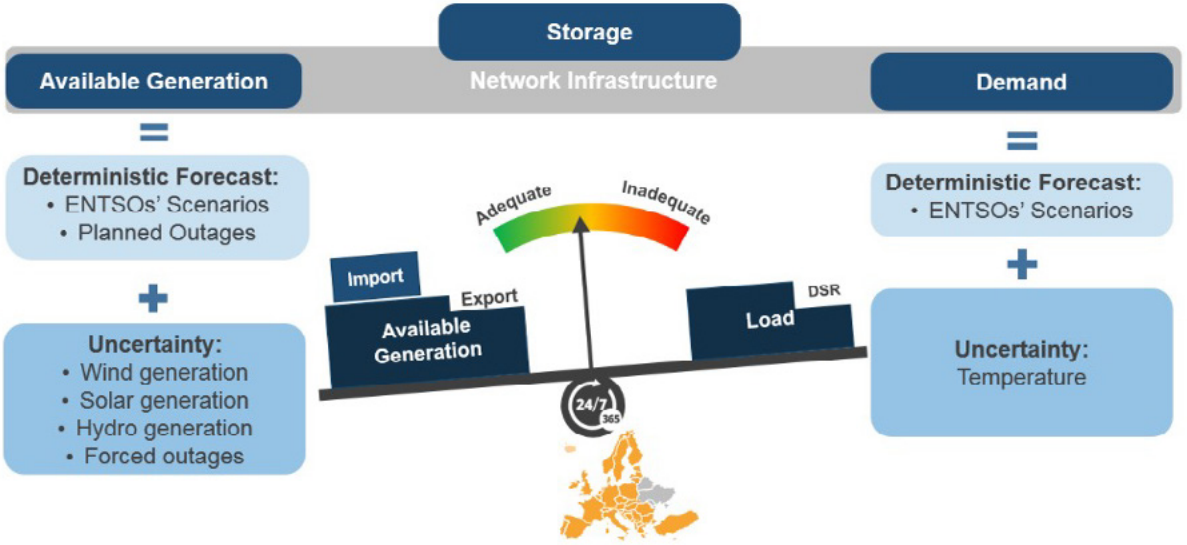


Figura 3. Visión general del enfoque metodológico de la ERAA. Elaborado por ENTSO-E.

12. Enlace al informe del ERAA 2024 (Anexo 2 – Metodología): https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA_2024_Annex_2_Methodology.pdf

Dado que la demanda y la generación son cada vez más volátiles, debido a nuevos usos de la electricidad como bombas de calor o vehículos eléctricos y a la penetración de las energías renovables en nuestro mix energético, los análisis probabilistas pueden proporcionar mejores estimaciones que los deterministas tradicionales que consideraban los peores escenarios e indicadores de cobertura simples. Esto es especialmente útil para identificar posibles situaciones en las que la disponibilidad de las renovables podría ser simultáneamente baja, como por ejemplo durante las tardes en días de poco viento, sin que necesariamente se den niveles de demanda extremos. Por otra parte, la cobertura del sistema es cada vez más crítica a medida que avanzan la electrificación de la economía y la generación renovable en el marco de la transición energética.

4.1.1 Alcance geográfico y horizonte temporal

La metodología utilizada en el ERAA permite evaluar la disponibilidad de la generación para satisfacer la demanda en el horizonte temporal a medio y largo plazo, más concretamente en los próximos 10 años, teniendo en cuenta las interconexiones entre los diferentes sistemas eléctricos europeos, como se ilustra en la Figura 4.

El ERAA se centra en el perímetro paneuropeo y las zonas vecinas conectadas al sistema eléctrico europeo. Las zonas se modelan de forma explícita o no explícita. Las zonas modeladas explícitamente están representadas por nudos de mercado que contienen información completa utilizando la mayor resolución disponible de datos de entrada y para los que se resuelve el problema de Despacho Económico (Unit Commitment & Economic Dispatch, UCED). Para las zonas no modeladas explícitamente, se aplican perfiles horarios de intercambios de energía fijos con las zonas modelizadas explícitamente.

4.1.2 Escenarios y proceso de cálculo

El ERAA se basa en las previsiones de generación instalada y demanda para cada año del periodo de estudio que se extiende a lo largo de un horizonte de 10 años y tiene en cuenta la planificación nacional (planificación indicativa de los planes nacionales de energía y clima, planes vigentes de desarrollo de la red de transporte en vigor, etc.).

Este escenario de referencia, actualmente denominado Tendencias Nacionales (NT) o National Estimates (NE), se evalúa mediante el modelo de Análisis de Viabilidad Económica (EVA). Con los resultados obtenidos del EVA (cambios en la capacidad de generación instalada para cierto tipo de generadores en función de su viabilidad) se modifica el escenario "National Estimates" para producir un escenario de referencia central sin mecanismos de capacidad. Este escenario se evalúa mediante el modelo de despacho (UCED, también conocido como ED o ADQ) y, mediante la aplicación de metodología probabilista, se obtienen los indicadores de cobertura. Este proceso se resume en la Figura 5.

4.1.3 Modelo del análisis de la viabilidad económica

Para determinar la viabilidad económica de los diferentes recursos (generación, respuesta de la demanda, etc.), la metodología ERAA contempla dos posibles enfoques:

1. Evaluar la viabilidad económica de los recursos de generación: dentro del período de estudio, para cada unidad de generación y año de estudio, la viabilidad económica se definirá en función de la diferencia entre ingresos y costes. La unidad de generación será viable si (y solo si) sus ingresos son mayores o iguales a sus costes.

2. Minimizar el coste global del sistema: como simplificación y asumiendo una competencia perfecta, se minimiza la suma de los costes fijos y los costes totales de explotación.

Actualmente, el ERAA aplica un enfoque de minimización de costes del sistema. La viabilidad de las unidades que participan en el mercado de energía se evalúa mediante un modelo de planificación a largo plazo, cuyo objetivo es minimizar el coste total del sistema. Las principales variables de decisión de dicho modelo están orientadas a determinar la evolución óptima, desde el punto de vista económico (menor coste), de la potencia instalada a lo largo del horizonte temporal considerado. Este análisis permite identificar las tecnologías que probablemente se retirarán del sistema, aquellas en las que se prevé inversión, las que se hibernarán o cuya vida útil se prolongará. Por el momento, las decisiones de inversión sólo se aplican a determinadas tecnologías, como se muestra en la Tabla 4.

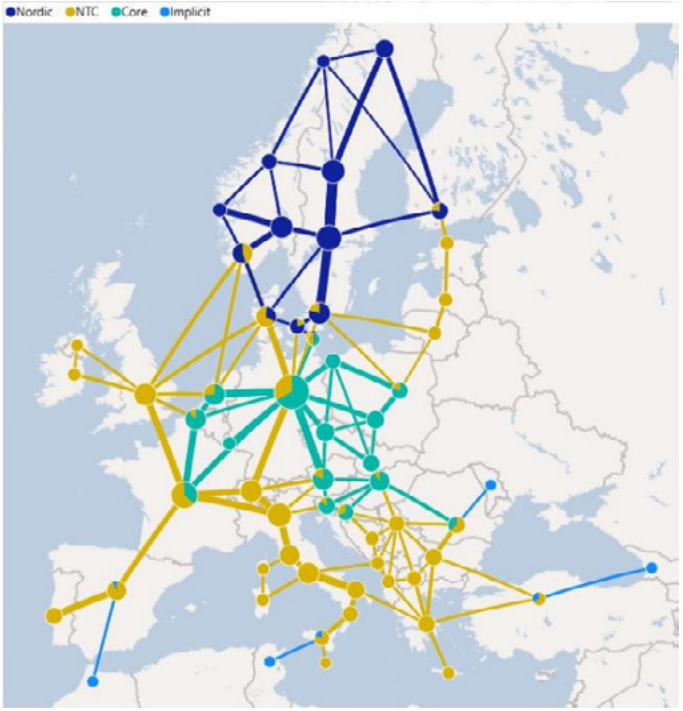


Figura 4. El sistema eléctrico europeo interconectado modelado en el ERAA 2024. Elaborado por ENTSO-E.

Technologies	Decommissioning	Life Extension	New Entry
Gas	✓	✓	✓
Lignite/hard coal/oil	✓	✓	
DSR			✓
Battery			✓

Tabla 4. Variables de decisión del modelo EVA. Elaborado por ENTSO-E.

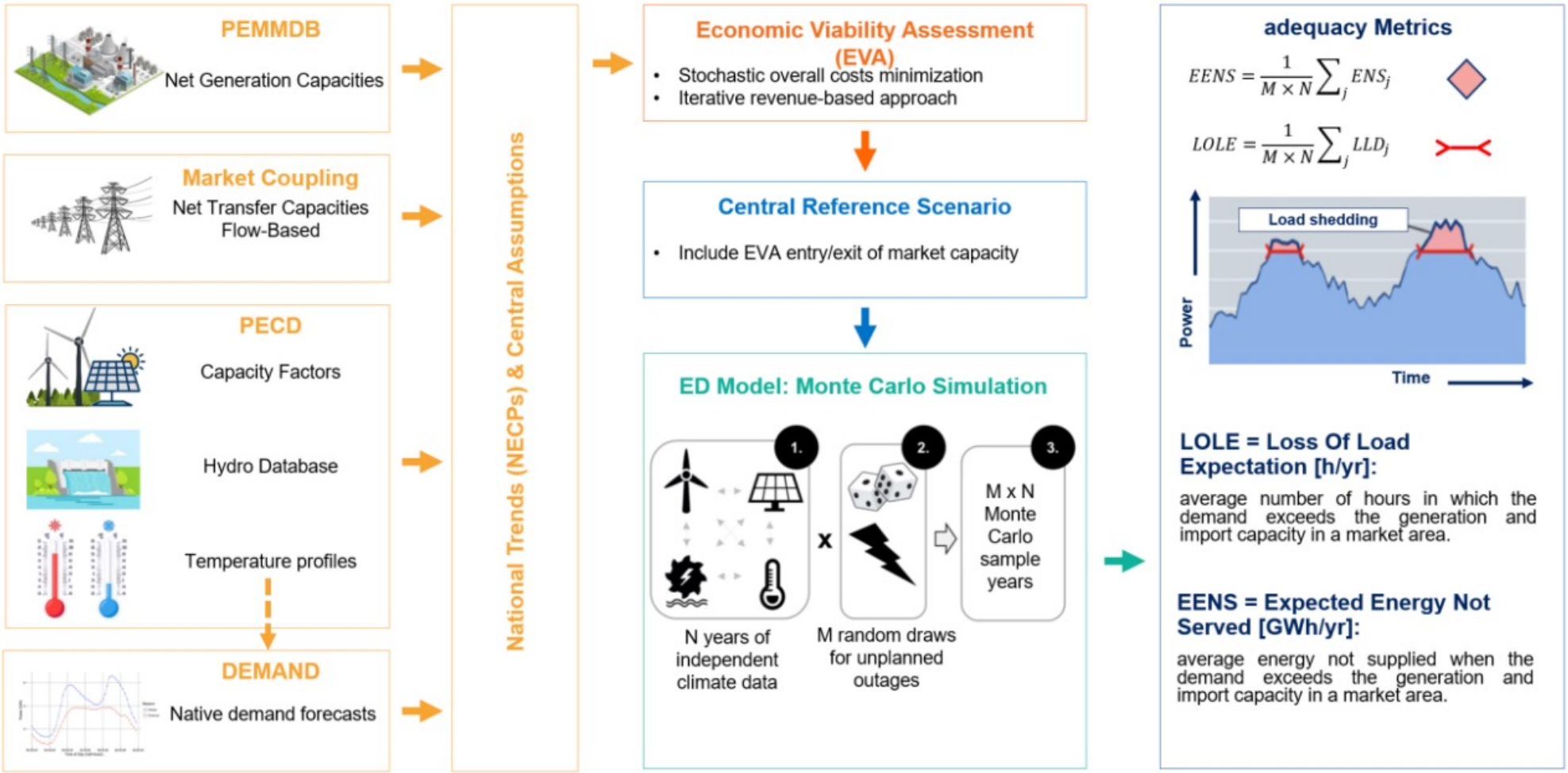


Figura 5. Descripción general del proceso ERAA. Elaborado por ENTSO-E.

La simulación del modelo EVA se realiza sobre un horizonte plurianual. Los costes totales del sistema en años consecutivos se agregan mediante el cálculo del valor actual neto de todos los costes futuros. El coste total se define como la suma de los costes de inversión asociados a la capacidad de nuevos recursos (incluida una prima de riesgo), los costes unitarios fijos (también con prima de riesgo), los costes variables de operación y mantenimiento, los costes de activación de la respuesta del lado de la demanda, así como el coste de la energía no suministrada, representada mediante generadores ficticios con un coste marginal igual al precio máximo del mercado.

Dado un conjunto de escenarios climáticos, el modelo EVA encuentra la solución estocástica óptima. Esto significa que la decisión óptima de entrada/salida de las potencias, que componen los costes fijos, se realiza considerando varias posibilidades de condiciones operativas. El EVA es un modelo de optimización que se resuelve sobre un horizonte plurianual para todo el perímetro paneuropeo, y esto hace que el EVA sea un modelo pesado; por lo tanto, es necesario reducir el número de escenarios climáticos introducidos. Debido a este hecho y para limitar el número de simulaciones, se adopta un enfoque directo resolviendo el modelo EVA sobre un número reducido (3 en el ERAA 2024) de Años Climáticos (CY). Se incluyó un patrón representativo de interrupción forzada (FO) en este modelo en el ERAA 2024.

Como resultado, se obtienen modificaciones en las potencias instaladas, que luego se traspasan al modelo UCED para simular con mayor grado de detalle el despacho de generación y estimar los indicadores de cobertura.

Las principales consideraciones y supuestos subyacentes al EVA deben ser consistentes con los incluidos en el UCED para garantizar la coherencia entre los dos modelos.

4.1.4 Modelo de despacho

El problema del Unit Commitment (UC) tiene como objetivo determinar la combinación óptima de decisiones de encendido y apagado de todas las unidades generadoras en un horizonte temporal determinado. Estas decisiones deben garantizar tanto la viabilidad técnica como la optimización económica del sistema, minimizando el coste total, incluidos los costes de arranque y parada. El despacho económico (ED) se refiere a la optimización de los niveles de generación para una solución de compromiso unitario dada. Ambos procesos, UC y ED, se optimizan de forma conjunta (UCED) con el fin de minimizar los costes combinados del sistema.

Más específicamente, la optimización UCED se lleva a cabo aplicando un proceso en dos pasos con el objetivo de minimizar los costes del sistema, buscando minimizar la suma de los costes de producción de electricidad (siendo los principales costes: el precio del combustible, el precio de las emisiones y los costes variables de operación y mantenimiento) sujeto a suministrar completamente la demanda.

En el primer paso, se realiza una optimización anual para el año de estudio con el fin de tener en cuenta las restricciones inter-temporales que pueden abarcar todo el año. Se agregan varias horas y se optimizan en bloques temporales para poder abordar este gran problema de optimización en un tiempo de cálculo razonable. La optimización UCED se realiza entonces en pasos temporales más pequeños para determinar qué unidades se despachan en cada hora, así como el nivel de despacho respectivo para cada unidad. Cada problema UCED resultante se optimiza en función del estado horario del sistema (demanda, aportación de fuentes de energía renovables, generación térmica disponible, restricciones transfronterizas). Posterior-mente, cada paso del problema UCED recibe el estado final del sistema del paso precedente (utilizado como estado inicial de despacho para el paso del problema UCED actual). Como principales resultados de cobertura, se obtienen los periodos en los que se produce la energía no suministrada, así como su volumen total expresado en MWh. Además, el UCED también proporcionará otros resultados, como el coste operativo, los valores de generación / almacenamiento / demanda, el coste marginal y el intercambio neto en cada zona.

4.1.5 Metodología probabilista

La metodología probabilista se basa en la ejecución de un estudio Monte Carlo, utilizando un modelo UCED que refleja tanto la variabilidad climática como la aleatoriedad de los patrones de disparo fortuito (FO) en la generación y en la red de transporte (modelándose únicamente las interconexiones internacionales). Las simulaciones de Monte Carlo se construyen combinando las variables dependientes del clima con los patrones de fallo. Cada conjunto de datos meteorológicos (año climático) representa una combinación realista de demanda (teniendo en cuenta su dependencia de la temperatura), generación eólica, solar e hidroeléctrica, basada en datos históricos. A cada conjunto de escenarios climáticos se le asocia un conjunto de muestras de fallos fortuitos, asignando aleatoriamente patrones de fallo a las unidades térmicas y a las interconexiones. El número de patrones considerados en la simulación de un año climático (CY) será el necesario para lograr la convergencia de los indicadores de cobertura. La convolución entre los escenarios climáticos y los patrones de fallo define el número final de escenarios Monte Carlo analizados. La Figura 6 ilustra este proceso.

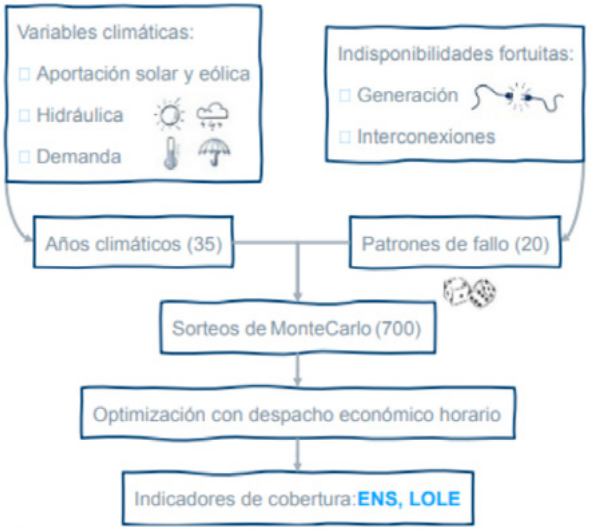


Figura 6. Metodología probabilista del ERAA.

La metodología se basa en los siguientes supuestos principales:

1. Red interna perfecta: el ERAA realiza el ajuste entre oferta y demanda, así como los intercambios entre zonas de oferta (BZs), sin considerar las restricciones de red dentro de cada zona.

2. Previsión perfecta: se asume que las fuentes de energía renovable disponibles (RES), las capacidades térmicas, las capacidades de respuesta del lado de la demanda (DSR), las capacidades de red y la demanda son conocidas con total precisión por adelantado; no existen desviaciones entre la previsión y la realización. Esto también implica una asignación perfecta de las capacidades de almacenamiento (por ejemplo, embalses hidráulicos) a lo largo del año.

3. Mantenimiento planificado optimizado de unidades térmicas: el mantenimiento planificado de las unidades térmicas se programa durante los periodos menos críticos, contando con una previsión perfecta del perfil de demanda (es decir, en periodos con probabilidad de excedente de oferta en lugar de déficit).

4. Modelización simplificada de algunos parámetros técnicos de los generadores térmicos: los parámetros técnicos considerados de bajo impacto en la cobertura se modelan de forma simplificada o se omiten.

5. Modelización Flow-Based (FB) para la región CORE[13]: en el modelo de cobertura, las limitaciones de red dentro del área CORE se representan mediante el enfoque FB, que simula restricciones multilaterales de importación/exportación. El resto de Europa se modela mediante limitaciones bilaterales de intercambio basadas en la capacidad de intercambio neta (NTC).

13. La región CORE está compuesta por Austria, Bélgica, Croacia, República Checa, Francia, Alemania, Hungría, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia, Rumania, Eslovaquia y Eslovenia.

4.1.6 Indicadores de cobertura para la simulación probabilista

Como resultado de la metodología probabilista, se calculan los siguientes indicadores de cobertura:

1. Duración de la pérdida de carga (LLD): la duración en la que los recursos son insuficientes para satisfacer la demanda. Depende de la granularidad del problema de optimización, que es igual a una hora.

2. Previsión de pérdida de carga (LOLE): el número esperado de horas durante las cuales los recursos son insuficientes para satisfacer la demanda en múltiples sorteos de Monte Carlo. Bajo una metodología probabilista en la que todos los sorteos tienen la misma probabilidad, se obtiene como el promedio de la LLD en todas las simulaciones de Monte Carlo:

$$LOLE = \frac{1}{MC_{tot}} \sum_{j=1}^{MC_{tot}} LLD_j,$$

   (donde LLDj es la carga de duración de la pérdida en la simulación de Monte Carlo j y MCtot es el número total de simulaciones de Monte Carlo).

3. Energía no suministrada (ENS): la demanda de electricidad que no se puede suministrar debido a la insuficiencia de recursos.

4. Previsión de energía no suministrada (EENS): la demanda de electricidad que se espera que no se suministre debido a la insuficiencia de recursos. En un método probabilístico donde todos los sorteos tienen la misma probabilidad, se obtiene como el promedio de la ENS en todas las simulaciones de Monte Carlo:

$$EENS = \frac{1}{MC_{tot}} \sum_{j=1}^{MC_{tot}} ENS_j$$

   (donde ENSj es la energía no suministrada en la simulación de Monte Carlo j y MCtot es el número total de simulaciones de Monte Carlo).

4.2 Diferencias entre los análisis europeo y nacional de cobertura en términos de metodología

Tal como se especifica en el artículo 24 del Reglamento (UE) 2024/1747943, la NRAA se basará en la metodología del ERAA. No obstante, existen algunas diferencias metodológicas que se explican en este capítulo. Estas diferencias son necesarias principalmente para permitir la viabilidad computacional y reducir el tiempo de simulación mientras se mantiene la solidez de los resultados.

Siguiendo el dictamen de ACER «Buenas prácticas para justificar las razones de la divergencia entre los análisis nacionales y europeos de cobertura de la demanda» [14], este subcapítulo tiene como objetivo explicar las principales diferencias en términos de metodología entre el Análisis Nacional de Cobertura (NRAA) de España y el Análisis Europeo de Cobertura (ERAA) que podrían dar lugar a discrepancias en los resultados obtenidos en ambos análisis.

4.2.1 Diferencias en la aplicación del *curtailment sharing*

Las siguientes diferencias en la aplicación del *curtailment sharing* son aplicables únicamente al modelo ADQ, ya que el modelo EVA no incluye esta funcionalidad.

4.2.1.1 Explicación de la diferencia

El paso de *curtailment sharing* no se implementará en el NRAA debido a limitaciones de tiempo.

4.2.1.2 Descripción de la diferencia

Actualmente, este paso se aplica en el ERAA dentro del modelo ADQ. En el NRAA, dicho paso no se aplicará al modelo ADQ.

4.2.1.3 Impacto de la diferencia.

El paso de *curtailment sharing* redistribuye la energía no suministrada (ENS) que se produce en una hora determinada entre todos los países que, en esa misma hora, dependen de importaciones. Por tanto, este paso incrementa sistemáticamente el indicador de pérdida de carga esperada (LOLE). Al no considerarse en el NRAA, todos los valores de LOLE mostrados en el NRAA deben interpretarse como mínimos.

Para evaluar el impacto de esta diferencia, se han utilizado los valores horarios de ENS del ERAA 2024 previos al paso de *curtailment sharing*, con el fin de recalcular los indicadores LOLE y EENS.

14. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Documents/ACER_Opinion_NRAAs_best_practices_2025.pdf

Tabla 5. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Aplicación del *curtailment sharing*. Impacto de la diferencia al comparar los resultados finales de EENS y LOLE del ERAA 2024 (para España) con los obtenidos antes de aplicar el *curtailment sharing*.

Nombre	Descripción	Indicador	2026	2028	2030	2035
ERAA24	Final	EENS (GWh)	5,16	6,46	0,16	0,57
		LOLE (h)	4,03	4,83	0,28	0,54
	Anterior a CS	EENS (GWh)	5,15	6,04	0,10	0,18
		LOLE (h)	3,55	3,96	0,06	0,08

La siguiente figura muestra la curva monótona del ENS por hora para España para TY2028 que resultaría del ERAA si no se considera el paso de *curtailment sharing* en comparación con el ERAA final.

Se espera que las diferencias entre la ERAA y la NRAA reduzcan los riesgos de cobertura.

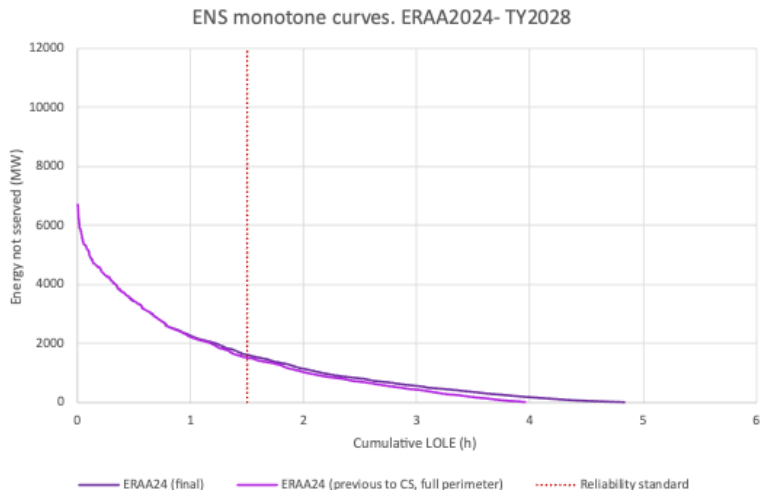


Figura 7. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Aplicación del *curtailment sharing*. Impacto de la diferencia al comparar la curva monótona final de ENS del ERAA 2024 (para España) con la obtenida antes de aplicar el *curtailment sharing*. Enfoque en el año de estudio 2028 (TY2028).

4.2.2 Diferencias en el alcance geográfico

Las siguientes diferencias en el perímetro geográfico son aplicables tanto a los modelos EVA como a los ADQ.

4.2.2.1 Explicación de la diferencia

El alcance geográfico del ERAA abarca gran parte del continente europeo, lo que implica un modelo de gran tamaño con simulaciones muy complejas y que requieren un elevado tiempo de cálculo. Sin embargo, en el caso del NRAA, es posible reducir este perímetro con un impacto mínimo en los resultados, pero con un impacto significativo en términos de recursos computacionales (modelo EVA) y tiempo de simulación (modelo ADQ).

4.2.2.2 Descripción de la diferencia

La siguiente figura muestra el perímetro modelado en el ERAA, así como una línea discontinua que indica las zonas de oferta (bidding zones) que no se modelan en el NRAA.

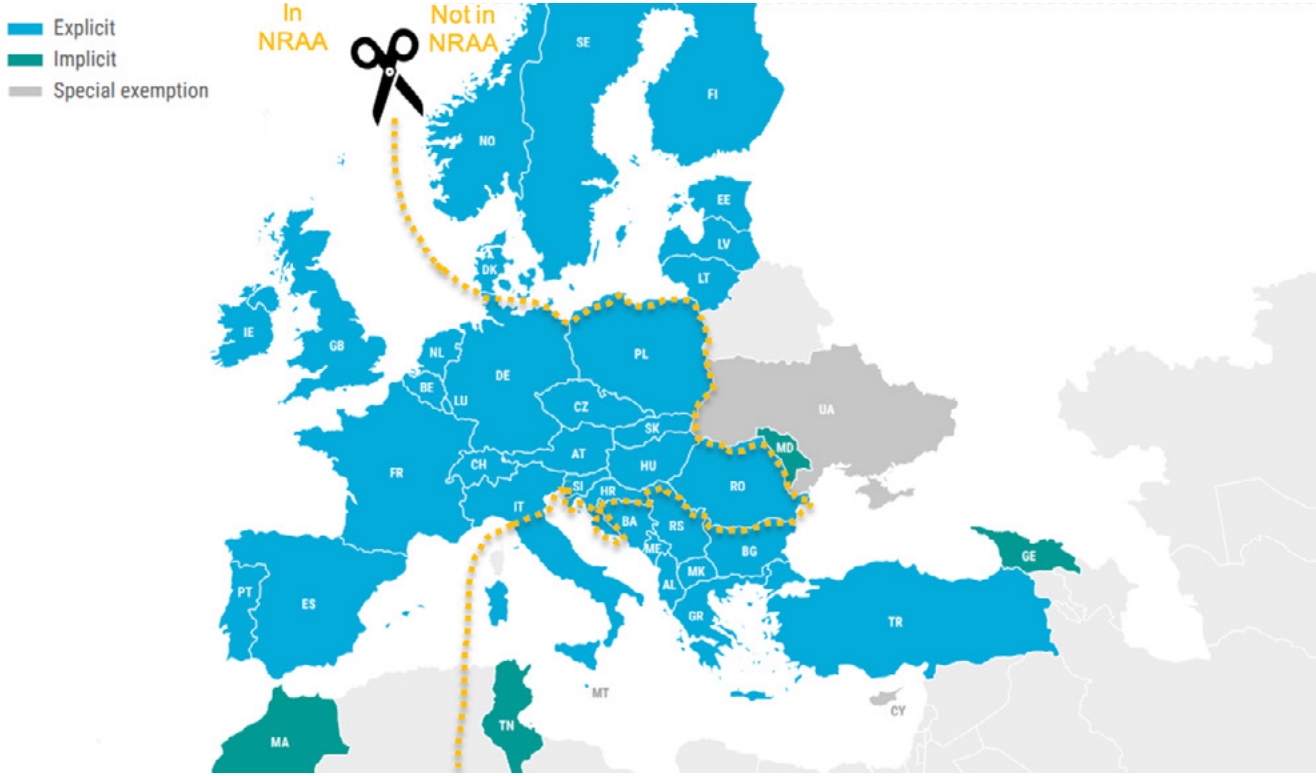


Figura 8. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Alcance geográfico. Descripción visual.

Con el fin de capturar el posible impacto de las zonas de oferta (bidding zones) que no se consideran en los modelos del NRAA, se incluyen generadores ficticios en las zonas modeladas que están interconectadas con zonas no modeladas. Estos generadores ficticios tienen una capacidad máxima igual a la capacidad máxima de importación de la frontera representada, y sólo se les permite generar cuando los precios se aproximan al precio máximo de casación.

La siguiente tabla indica si una zona de oferta está incluida en el NRAA y de qué manera. Cuando la zona (BZ) se modela como generador ficticio, se informa la capacidad correspondiente para cada año objetivo.

Tabla 6. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Alcance geográfico. Descripción detallada.

País	BZ en ERAA	BZ en NRAA
Albania	AL00	No
Austria	AT00	Sí
Bélgica	BE00	Sí
	BEOF	Sí
Bosnia-Herzegovina	BA00	BA00-HR00: 800, 800, 800, 800
Bulgaria	BG00	BG00-RO00: 2000, 2000, 2000, 2300
Croacia	HR00	Sí
República Checa	CZ00	Sí
Dinamarca	DKW1	DKW1-DE00: 3500, 3500, 3500, 3500 DKW1-NL00: 700, 700, 700, 700 DKW1-UK00: 1400, 1400, 1400, 1400
	DKE1	DKE1-DE00: 585, 585, 585, 585
	DKKF	DKKF-DEKF: 400, 400, 400, 400
	DKNS	No
	DKBH	DKBH-DE00: 0, 0, 2000, 2000
Estonia	EE00	No
Finlandia	FI00	No
Francia	FR00	Sí
Alemania	DE00	Sí
	DEKF	Sí
Grecia	GR00	No
Grecia	GR03	No
Hungría	HU00	Sí
Irlanda	IE00	Sí
Italia	ITN1	Sí
	ITCN	ITCN-ITN1: 3500, 4500, 4500, 4500
	ITCS	ITCS-ITN1: 0, 0, 2000, 2000
	ITS1	No
	ITCA	No
	ITSA	No
	ITSI	No
Letonia	LV00	No
Lituania	LT00	LT00-PL00: 150, 150, 150, 850
Luxemburgo	LUG1	Sí
	LUB1	Sí
	LUV1	Sí
	LUF1	Sí
República de Macedonia del Norte	MK00	No
Malta	MT00	No

País	BZ en ERAA	BZ en NRAA
Montenegro	ME00	No
Países Bajos	NL00	Sí
	NLLL	Sí
	NL60	Sí
Noruega	NON1	No
	NOM1	No
	NOS1	No
	NOS2	NOS2-DE00: 1400, 1400, 1400, 1400 NOS2-NL00: 700, 700, 700, 700 NOS2-UK00: 1400, 1400, 1400, 1400
	NOS3	No
Polonia	PL00	Sí
Portugal	PT00	Sí
Rumanía	RO00	Sí
Serbia	RS00	RS00-HR00: 300, 300, 300, 300 RS00-HU00: 750, 750, 1390, 1390 RS00-RO00: 800, 1229, 1300, 1949
Eslovaquia	SK00	Sí
Eslovenia	SI00	Sí
España	ES00	Sí
Suecia	SE01	No
Suecia	SE02	No
	SE03	No
	SE04	SE04-DE00: 615, 615, 615, 1315 SE04-PL00: 600, 600, 600, 600
Suiza	CH00	Sí

País	BZ en ERAA	BZ en NRAA
Reino Unido	UK00	Sí
	UKNI	Sí
Turquía	TR00	No

4.2.2.3 Impacto de la diferencia

Como punto de partida de la NRAA, se ha confirmado mediante simulaciones específicas que esta reducción geográfica tiene un impacto mínimo en los resultados, tanto para el modelo de cobertura de la demanda como en el modelo de evaluación de viabilidad económica.

Las siguientes figuras y tablas muestran una comparación de algunos resultados relevantes del modelo ADQ:

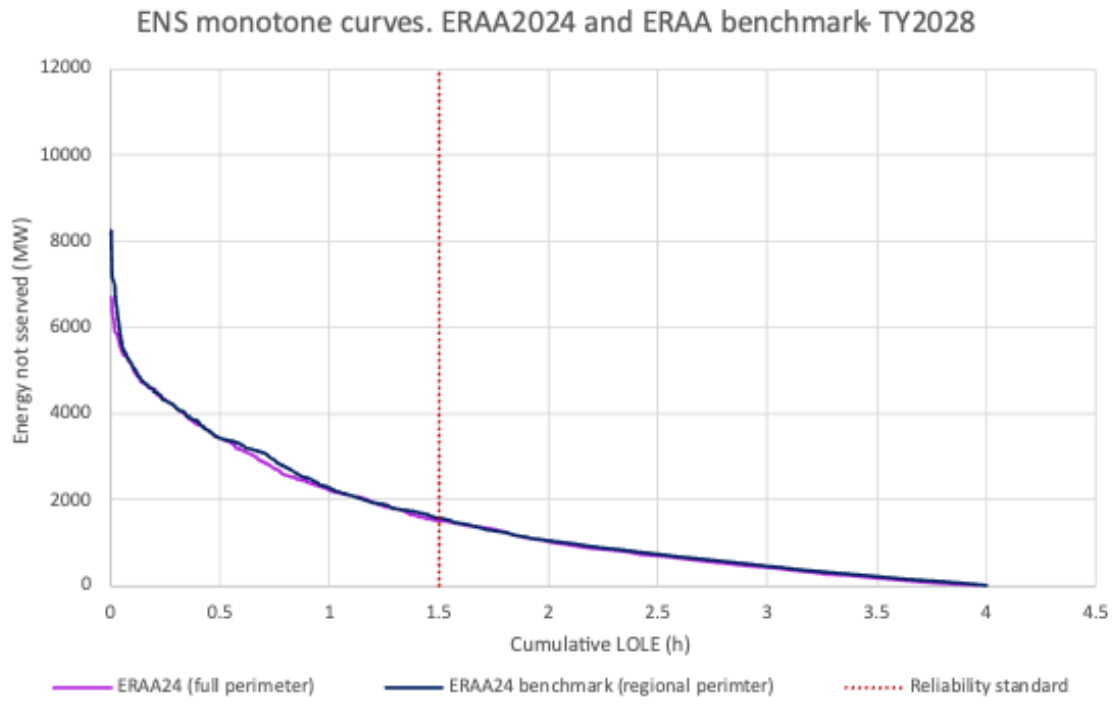


Figura 9. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Alcance geográfico. Impacto de la diferencia al comparar la curva monótona de ENS previa al *curtailment sharing* (pre-CS) del ERAA 2024 (para España) con la obtenida a partir de las simulaciones de referencia realizadas en el marco del NRAA. Enfoque en el año objetivo 2028 (TY2028).

Tabla 7. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Alcance geográfico. Impacto en los indicadores EENS y LOLE (para España). Año objetivo 2028 (TY2028).

Parámetro	Descripción	Parámetro	
ERAA24	Perímetro completo	EENS (GWh)	6,04
		LOLE (h)	3,96
Punto de referencia ERAA24	Perímetro regional	EENS (GWh)	6,24
		LOLE (h)	4,01

Los resultados muestran que, a efectos de identificar si existe un problema de cobertura o no, y estimar la capacidad adicional necesaria para cumplir con el estándar de fiabilidad, la reducción del perímetro modelado es válida.

Las siguientes figuras muestran una comparación de los resultados relevantes del modelo EVA. La primera figura muestra las decisiones de inversión agregadas para todas las regiones modeladas en la versión reducida del modelo EVA utilizada en el NRAA, mientras que la segunda figura muestra el resultado correspondiente al sistema español.

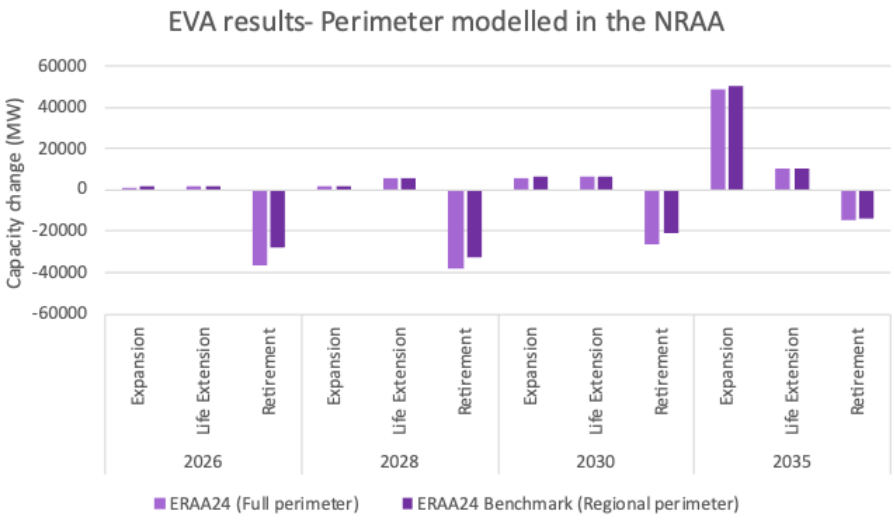


Figura 10. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Alcance geográfico. Impacto de la diferencia al comparar los resultados del modelo EVA del ERAA 2024 (para el perímetro modelado en el NRAA) con los obtenidos a partir de las simulaciones de referencia realizadas en el marco del NRAA.

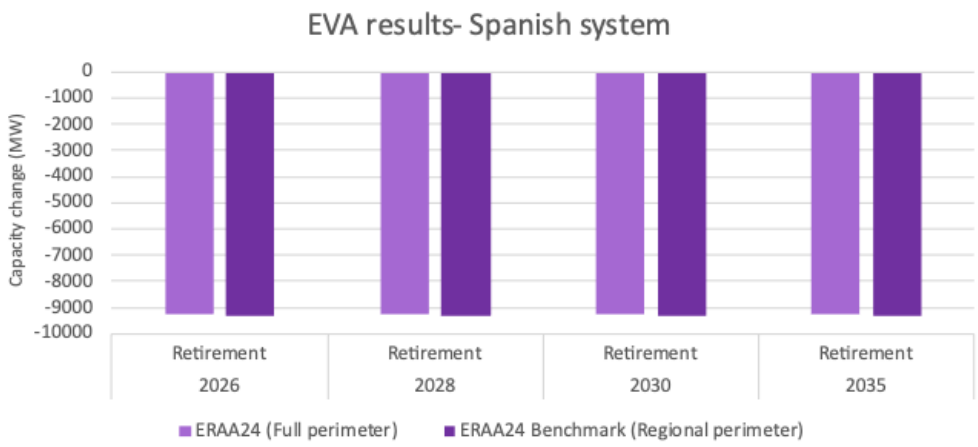


Figura 11. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Alcance geográfico. Impacto de la diferencia al comparar los resultados del modelo EVA del ERAA 2024 (para España) con los obtenidos a partir de las simulaciones de referencia realizadas en el marco del NRAA.

Los resultados muestran que la reducción del alcance geográfico permite ejecutar el modelo EVA y resulta válido en términos de decisiones económicas, con un buen nivel de alineación tanto para la región modelada como para el sistema español a lo largo del horizonte del estudio.

4.2.3 Diferencias en patrones de disparo aleatorios

Las siguientes diferencias en el número de muestras de indisponibilidades aleatorias se aplican únicamente al modelo ADQ, ya que el modelo EVA no incluye esta funcionalidad.

4.2.3.1 Explicación de la diferencia

La metodología ERAA es de carácter probabilístico, lo que implica la realización de un elevado número de simulaciones con diferentes combinaciones de parámetros, con el objetivo de obtener indicadores promedio. Cuando el número de simulaciones es lo suficientemente alto, dichos indicadores promedio tienden a estabilizarse. El ERAA combina los siguientes dos factores para llevar a cabo la simulación de Monte Carlo: escenarios climáticos y patrones de indisponibilidad forzada.

Sin embargo, en el NRAA es posible reducir el número de patrones de indisponibilidad forzada para disminuir la complejidad del modelo, con un impacto mínimo en los resultados, dado que el tamaño de los generadores es pequeño en comparación con el tamaño del sistema. Por otro lado, se considera que una reducción del número de escenarios climáticos tendría un mayor impacto, por lo que esta opción se descarta en el NRAA.

4.2.3.2 Descripción de la diferencia

El ERAA considera, para cada uno de los 36 escenarios climáticos evaluados para cada uno de los 4 años objetivo, 15 patrones de indisponibilidad aleatoria diferentes aplicables a determinados generadores e interconexiones. En el marco del NRAA, el número de muestras aleatorias de indisponibilidades se reduce a 5. Para permitir la evaluación individual del impacto de los cambios en los supuestos considerados en el NRAA, es necesario que los elementos aleatorios del modelo, como las muestras de indisponibilidad aleatoria, se mantengan constantes a lo largo de las simulaciones.

La siguiente tabla resume las diferencias entre el ERAA y el NRAA:

Tabla 8. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (metodología). Muestras de indisponibilidad aleatoria. Descripción.

Nombre	Patrones de indisponibilidad forzada	Escenarios climáticos
ERAA24	15	36
NRAA	**5**	36
Diferencia	**10**	0

4.2.3.3 Impacto de la diferencia

Como punto de partida del NRAA, se ha confirmado a través de simulaciones específicas que esta reducción de muestras de interrupción aleatoria tiene un impacto mínimo en términos de resultados para el modelo de cobertura.

Las siguientes figuras y tablas muestran una comparación de algunos resultados relevantes:

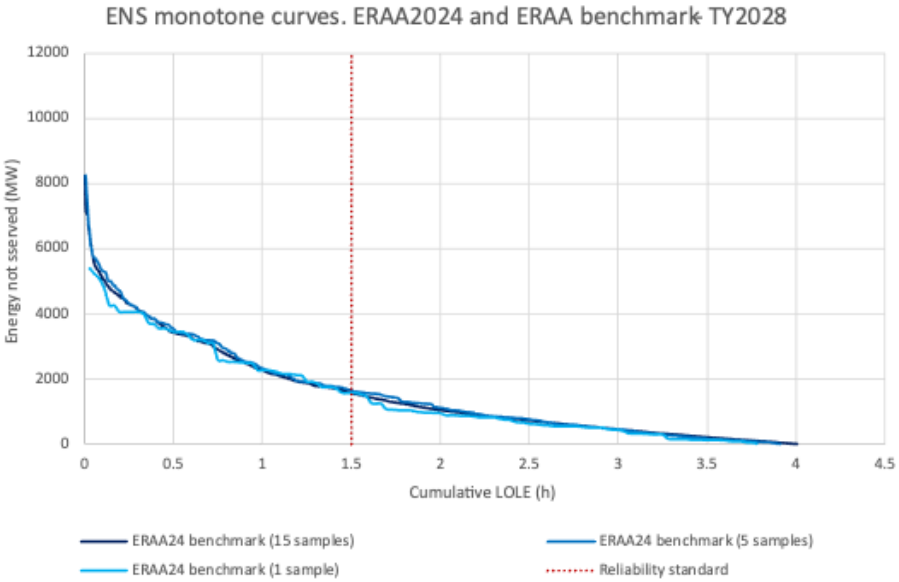


Figura 12. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Muestras de indisponibilidad aleatoria. Impacto de la diferencia al comparar la curva monótona de ENS (para España) obtenida a partir de las simulaciones de referencia realizadas en el marco del NRAA. Enfoque en el año objetivo 2028 (TY2028).

Tabla 9. Diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA. Muestras de indisponibilidad aleatoria. Impacto de la diferencia al comparar los resultados finales de EENS y LOLE del ERAA 2024 (para España) con los obtenidos antes de la aplicación del *curtailment sharing*.

Nombre	Descripción	Parámetro	2028
Punto de referencia ERAA24	15 muestras	EENS (GWh)	6,24
		LOLE (h)	4,01
	5 muestras	EENS (GWh)	6,40
		LOLE (h)	3,91
	1 muestra	EENS (GWh)	5,82
		LOLE (h)	3,78

Los resultados muestran que, para el propósito de identificar si existe un problema de cobertura de la demanda y estimar la capacidad adicional necesaria para cumplir con el estándar de fiabilidad, la reducción a 5 muestras de indisponibilidad aleatoria es suficiente. El mayor impacto se observa en el valor máximo horario de ENS, que resulta más elevado cuando se evalúan 15 muestras, ya que ello permite que aparezcan combinaciones más desfavorables de indisponibilidades. La reducción a una única muestra también podría ser válida en términos de resultados anuales indicativos de EENS y LOLE, aunque captura un menor número de situaciones horarias de estrés.

4.2.4 Diferencias en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

4.2.4.1 Explicación de la diferencia

El sistema eléctrico español se modela en el ERAA mediante un nodo principal que representa el sistema eléctrico peninsular y dos nodos adicionales que representan los sistemas eléctricos no peninsulares. En la práctica, se espera que la cobertura de la demanda de estos dos sistemas no peninsulares esté garantizada a través del sistema peninsular; sin embargo, el ERAA asigna ocasionalmente energía no suministrada (ENS) a dichos sistemas como mecanismo para evitar la aparición de ENS en la península. Por tanto, para poder abastecer estos sistemas no peninsulares desde el sistema peninsular, es necesario contabilizar el ENS que se les asigna en los resultados del ERAA o, alternativamente, introducir un parámetro de modelización que otorgue a su demanda un valor de carga perdida superior al peninsular, con el fin de capturar todo el ENS a través de los indicadores peninsulares.

4.2.4.2 Descripción de la diferencia

El sistema eléctrico español está compuesto por el sistema eléctrico peninsular, que se encuentra conectado de forma síncrona con el conjunto del sistema eléctrico continental europeo, y por varios sistemas eléctricos no peninsulares, de los cuales dos se prevé que estén conectados al sistema peninsular:

- Islas Baleares: conectado de forma no síncrona con la península mediante un enlace bipolo HVDC, con planes para una segunda conexión bipolo HVDC.
- Islas Canarias: actualmente no conectadas con la península, ni se prevé su conexión.
- Ceuta: actualmente no conectada con la península, pero se prevé su conexión síncrona en el corto plazo mediante un doble circuito HVAC.
- Melilla: actualmente no conectada con la península, ni se prevé su conexión en el corto plazo.

El ERAA incluye a las Islas Baleares y Ceuta como regiones modeladas implícitamente, en las que su consumo desde el sistema peninsular se representa mediante perfiles horarios de intercambio que se incorporan como entrada (resultado de cálculos periódicos realizados a nivel nacional en el marco de los análisis de cobertura no peninsular). Estos intercambios deben tratarse como una restricción estricta, dado que se espera que la cobertura de estos sistemas esté garantizada a través del sistema peninsular. Sin embargo, se observa en los resultados del ERAA que esta condición no siempre se respeta.

Por ello, en el NRAA se establece que el parámetro que representa el valor de carga perdida (VoLL) de estos dos sistemas no peninsulares españoles se configure con un valor superior al utilizado para los diferentes años objetivo en el sistema peninsular, con el fin de capturar todo el ENS español a través de los indicadores peninsulares.

La siguiente tabla resume las diferencias entre el ERAA y el NRAA:

Tabla 10. Diferencias entre la ERAA y la NRAA (metodología). Sistemas conectados españoles no peninsulares. Descripción.

Región	Parámetro	Nombre	2026	2028	2030	2035
ES00-ESCE, ES00-ESIB	Tope de precio (€/MWh)	ERAA24	4.500	5.000	6.000	6.500
		NRAA	**4.510**	**5.010**	**6.010**	**6.510**
		Diferencia	**10**	**10**	**10**	**10**

4.2.4.3 Impacto de la diferencia

Para evaluar el impacto de esta diferencia, se han utilizado los valores horarios del ENS del ERAA 2024 (previos a la aplicación del *curtailment sharing*) con el fin de recalcular los indicadores LOLE y EENS en el supuesto de que el ENS de las regiones ES00-ESCE (Ceuta) y ES00-ESIB (Islas Baleares) hubiese sido asignado al nodo ES00 (sistema peninsular).

Tabla 11. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (metodología). Sistemas españoles conectados no peninsulares. Impacto de la diferencia al comparar los resultados finales de EENS y LOLE del ERAA 2024 (para España).

Nombre	Descripción	Parámetro	2026	2028	2030	2035
ERAA24	ES00	EENS (GWh)	5,15	6,04	0,10	0,18
		LOLE (h)	3,55	3,96	0,06	0,08
	ES00, ESCE, ESIB	EENS (GWh)	6,74	7,89	0,22	0,44
		LOLE (h)	4,88	5,63	0,19	0,47

La siguiente figura muestra la curva monótona de energía no suministrada (ENS) que resultaría del ERAA 2024 considerando únicamente el nodo ES00 (sistema peninsular), en comparación con la curva que se obtendría si también se incluyeran los valores de ENS correspondientes a Ceuta (ES00-ESCE) y a las Islas Baleares (ES00-ESIB).

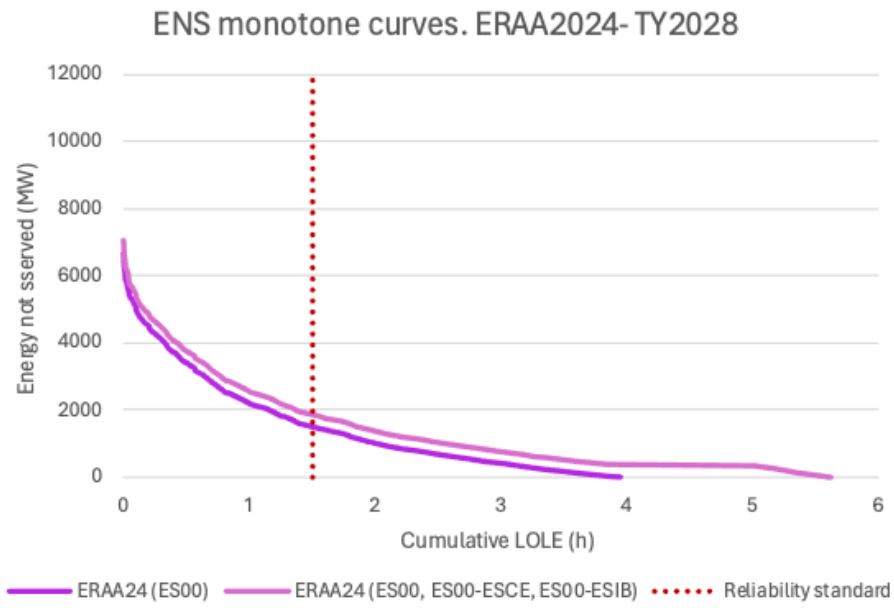


Figura 13. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (metodología). Sistemas españoles conectados no peninsulares. Impacto de la diferencia al comparar la curva monótona final de ENS del ERAA 2024 (para España). Enfoque en TY2028.

Se espera que las diferencias metodológicas entre el ERAA y el NRAA incrementen los riesgos de cobertura.

5 Hipótesis

5.1
Análisis europeo de cobertura 2024

5.2
Diferencias entre los análisis europeo y nacional de cobertura en términos de hipótesis

Este capítulo resume las hipótesis y supuestos utilizados tanto en el Análisis Europeo de Cobertura (ERAA 2024) como en este Análisis Nacional de Cobertura (NRAA). Las hipótesis del ERAA 2024 se estructuran en tres bloques de datos diferenciados: el perímetro europeo, el perímetro español y los parámetros económicos centrales. Una sección específica del capítulo se centra en los distintos supuestos considerados en el marco del NRAA para el sistema eléctrico peninsular español.

5.1 Análisis europeo de cobertura 2024

Una descripción detallada de los datos de entrada y los supuestos utilizados en el ERAA 2024 puede consultarse en el informe (Anexo 1 - Datos de entrada e hipótesis)[15], pero se incluye un resumen de los principales supuestos para el perímetro europeo y español. También se enumeran los parámetros económicos. Asimismo, se dispone de un panel interactivo que permite explorar los datos de entrada de forma más versátil[16].

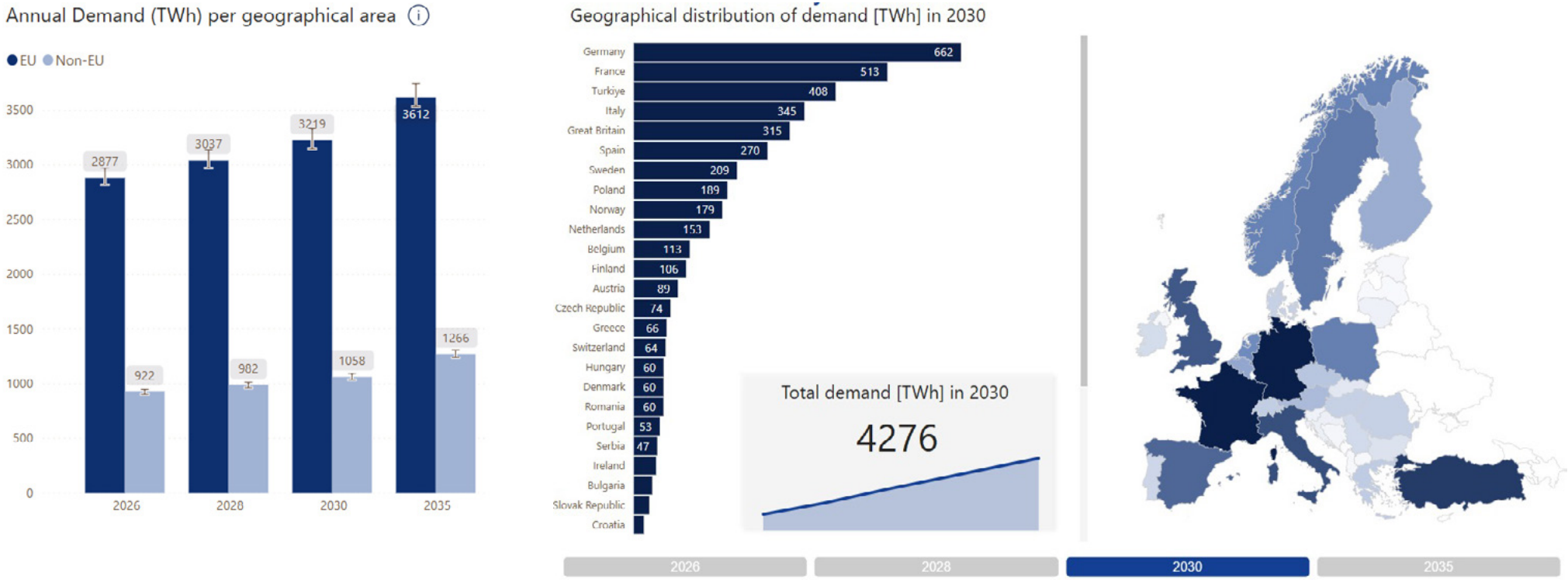
5.1.1 Perímetro europeo

Se muestra gráficamente un breve resumen de los datos paneuropeos considerados en el ERAA 2024 para cada año objetivo (TY) con el fin de ofrecer una visión general del conjunto de escenarios. Los datos, extraídos de la página web del ERAA 2024, incluyen: demanda; potencias instaladas de generación consideradas en el escenario " National Estimates"; capacidades de almacenamiento; base de datos climática paneuropea (PECD) para variables energéticas y aportaciones hidroeléctricas; requisitos de reserva; mantenimientos planificados; capacidades netas de importación/exportación e intercambios con regiones modeladas implícitamente. Dado que los datos están disponibles en línea, no se incluyen tablas para evitar extender innecesariamente este informe.

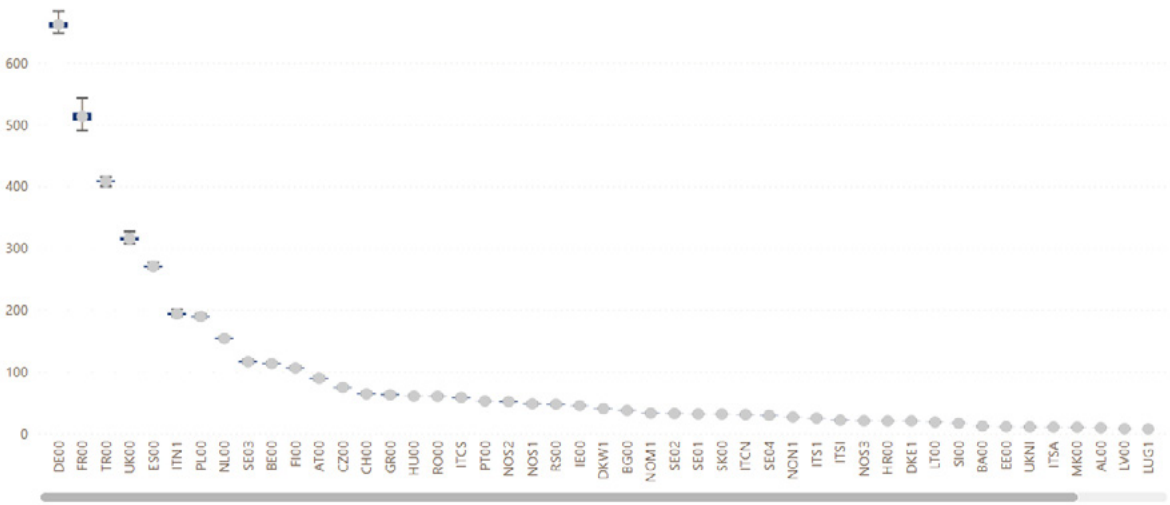
15. Enlace al informe del ERAA 2024 (Anexo I - Datos de entrada e hipótesis): https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2022/data-for-publication/ERAA2022_Annex_1_Assumptions.pdf
16. Enlace al informe ERAA 2024 (figuras): https://www.entsoe.eu/eraa/2024/visuals/

Demanda

Figura 14. Hipótesis del ERAA 2024. Demanda media anual paneuropea (TWh), distribución geográfica en 2030 (TWh), rango de demanda anual (TWh) y de carga máxima (MW) en todos los escenarios climáticos por zona de estudio. Elaborado por ENTSO-E.



Annual Demand (TWh) range across all weather scenarios per study zone (showing study zone 1 to 52 ranked based on the average)



Peak load (MW) range across all weather scenarios per study zone (showing study zone 1 to 52 ranked based on the average)

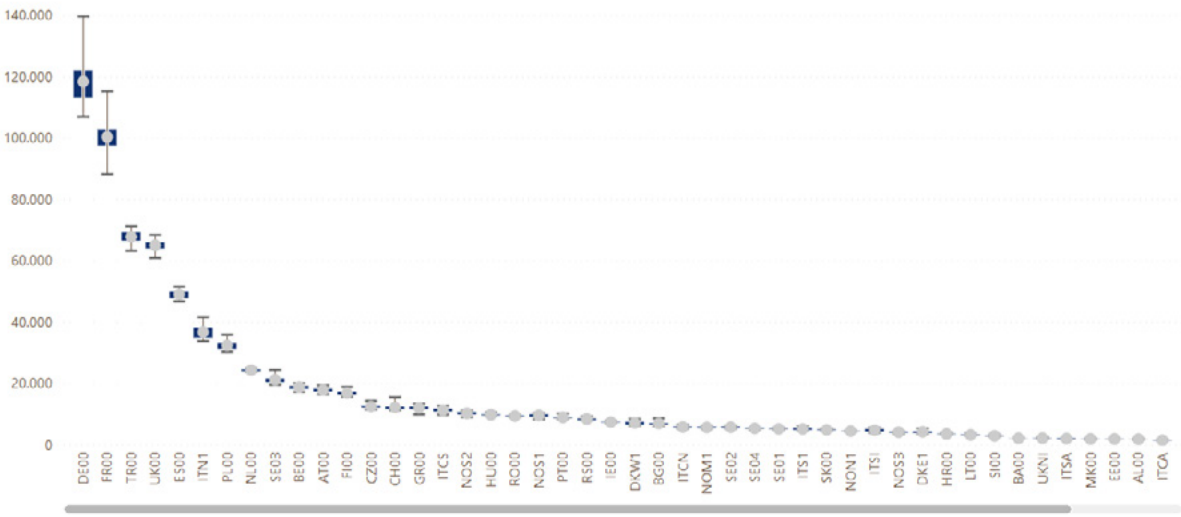


Figura 15. Hipótesis del ERAA 2024. Demanda media anual paneuropea (TWh), distribución geográfica en 2030 (TWh), rango de demanda anual (TWh) y de carga máxima (MW) en todos los esce-narios climáticos por zona de estudio. Elaborado por ENTSO-E.

Potencias instaladas de generación en el escenario "National Estimates"

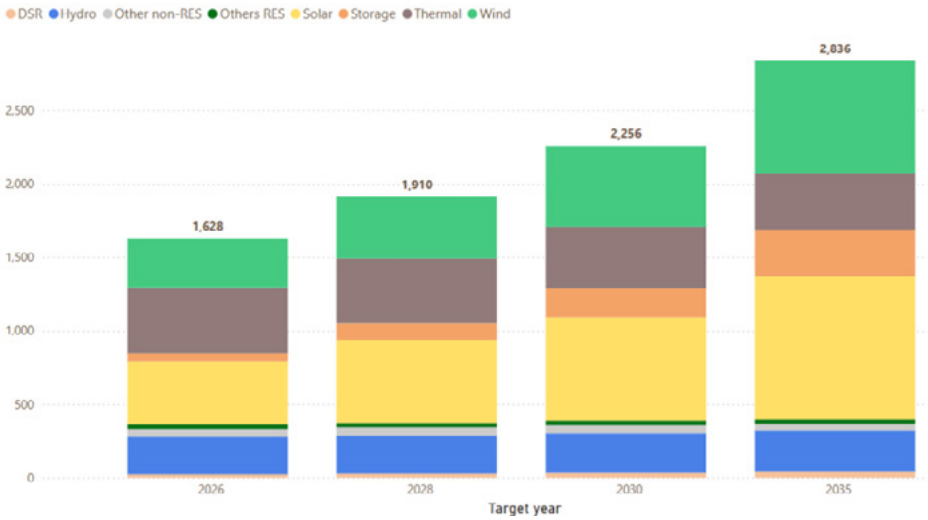


Figura 16. Potencias instaladas de generación paneuropeas en el escenario "National Estimates".

Capacidades de almacenamiento

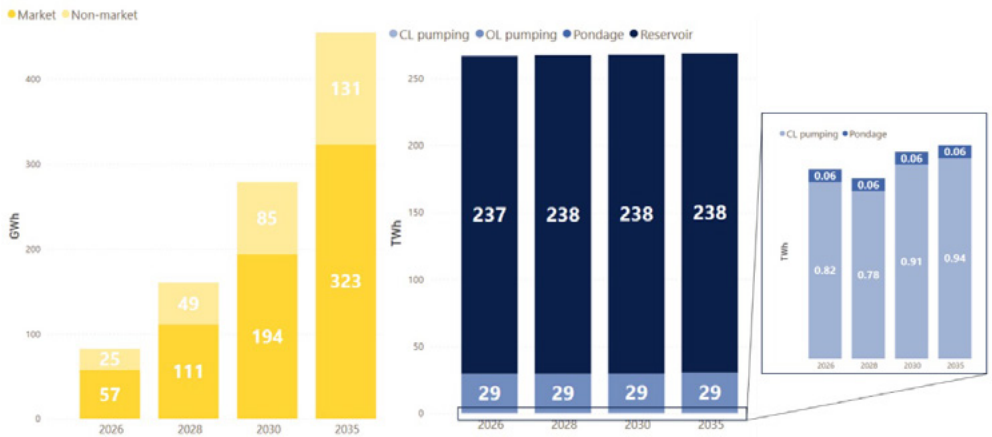


Figura 17. Hipótesis del ERAA 2024. Capacidades de almacenamiento en baterías (GWh) y capacidades de almacenamiento hidroeléctrico (TWh) paneuropeas. Elaborado por ENTSO-E.

Potencial de generación renovable

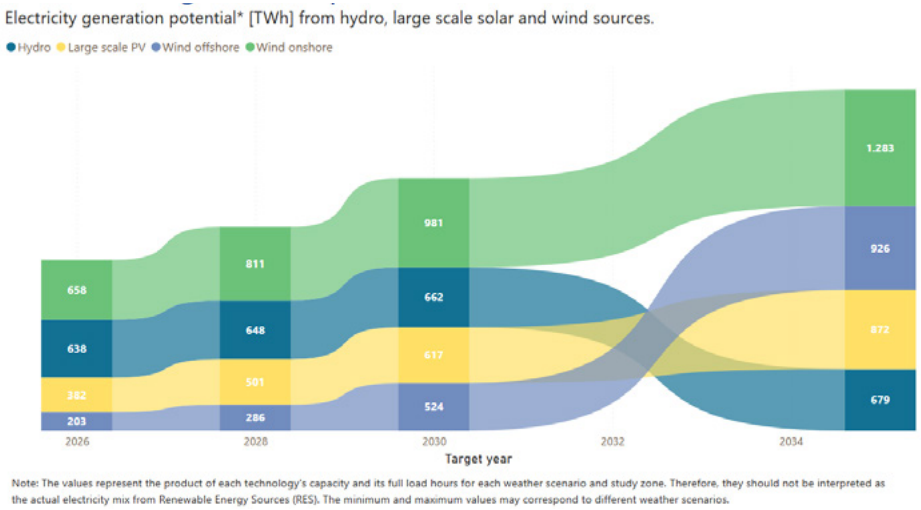


Figura 18. Hipótesis del ERAA 2024. Potencial de generación renovable paneuropeo (TWh). Elaborado por ENTSO-E.

Requisitos de reserva

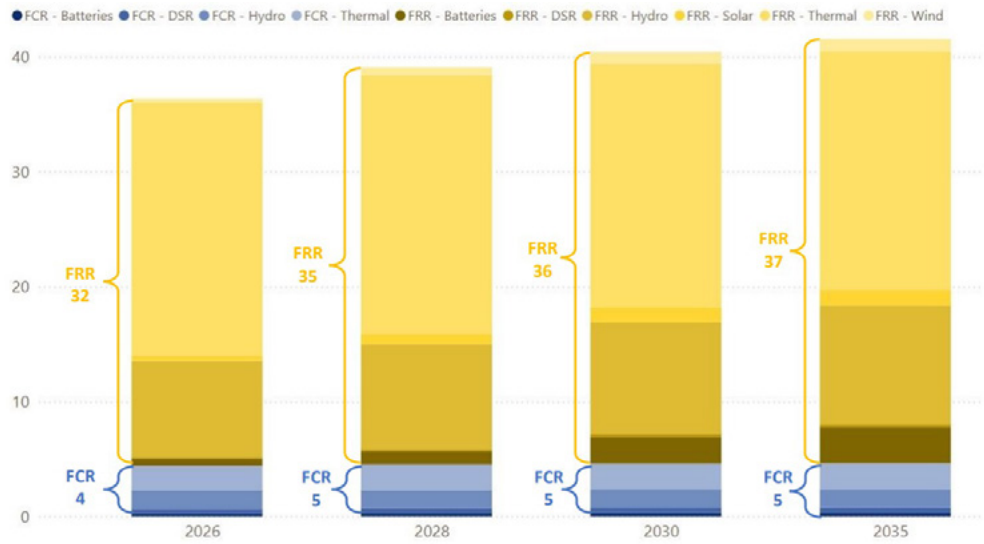


Figura 19. Supuestos de ERAA 2024. Requisitos de reserva agregados (GW). Elaborado por ENTSO-E.

Mantenimiento planificado

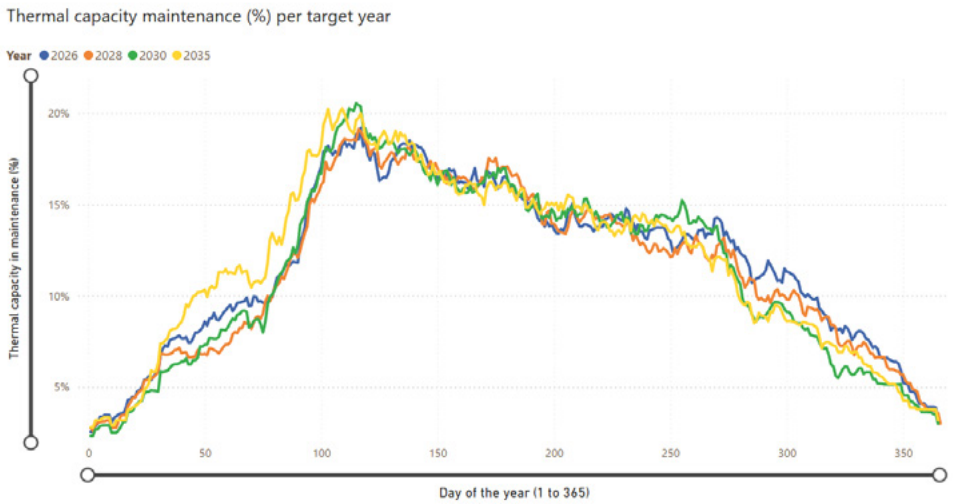


Figura 20. Hipótesis del ERAA 2024. Capacidad térmica agregada en mantenimiento (%). Elaborado por ENTSO-E.

Capacidad neta de importación/exportación

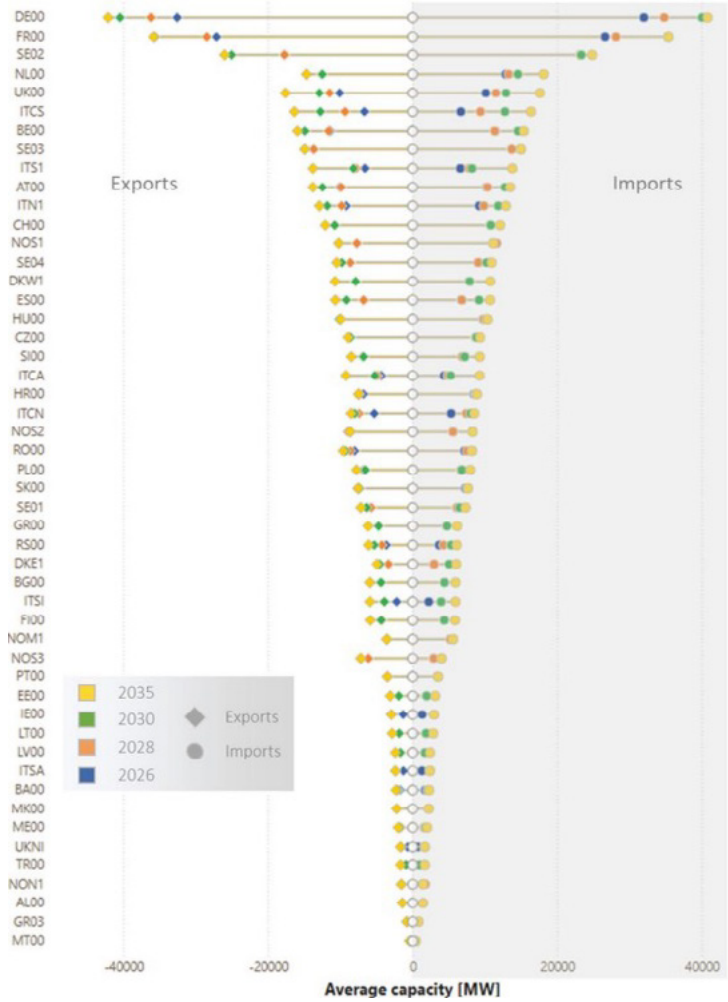


Figura 21. Hipótesis del ERAA 2024. Capacidad neta máxima media de importación/exportación. Elaborado por ENTSO-E.

Intercambios con regiones modeladas implícitamente

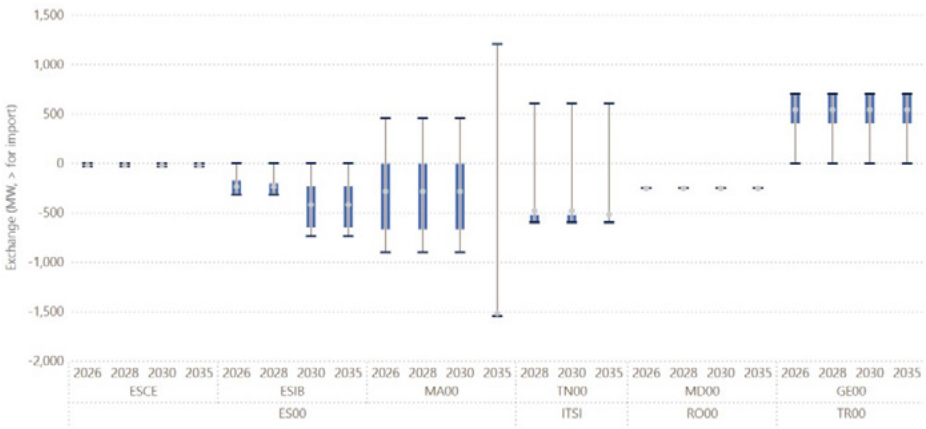


Figura 22. Hipótesis del ERAA 2024. Intercambios con regiones modeladas implícitamente. Elaborado por ENTSO-E.

Dominios de flujo

Figura 23. Hipótesis del ERAA 2024. Capacidades máximas teóricas de exportación e importación ilustrativas básicas y nórdicas. Elaborado por ENTSO-E.

5.1.2 Perímetro español

Se incluye un resumen de los datos considerados para España en el ERAA 2024: demanda total del sistema; potencias instaladas de generación en el escenario "National Estimates"; capacidades de almacenamiento; variables energéticas y aportaciones hidroeléctricas según la base de datos climática paneuropea (PECD); requisitos de reserva; mantenimientos planificados; capacidades netas de importación/exportación e intercambios con regiones modeladas implícitamente; y el potencial explícito de respuesta de la demanda (DSR) para el modelo EVA.

Demanda

Tabla 12. Hipótesis del ERAA 2024. Demanda total anual del sistema español (TWh) y demanda pico (GW).

	TY2026		TY2028		TY2030		TY2035	
Atributo	Potencia (GW)	Demanda anual (TWh)	Potencia (GW)	Demanda anual (TWh)	Potencia (GW)	Demanda anual (TWh)	Potencia (GW)	Demanda anual (TWh)
Min	42,3	245	44,3	256	46,6	267	50,0	282
Avg	44,5	249	46,5	259	49,0	270	52,4	285
Máximo	47,0	255	48,9	266	51,4	277	54,8	291

Potencias instaladas de generación consideradas en el escenario "National Estimates"

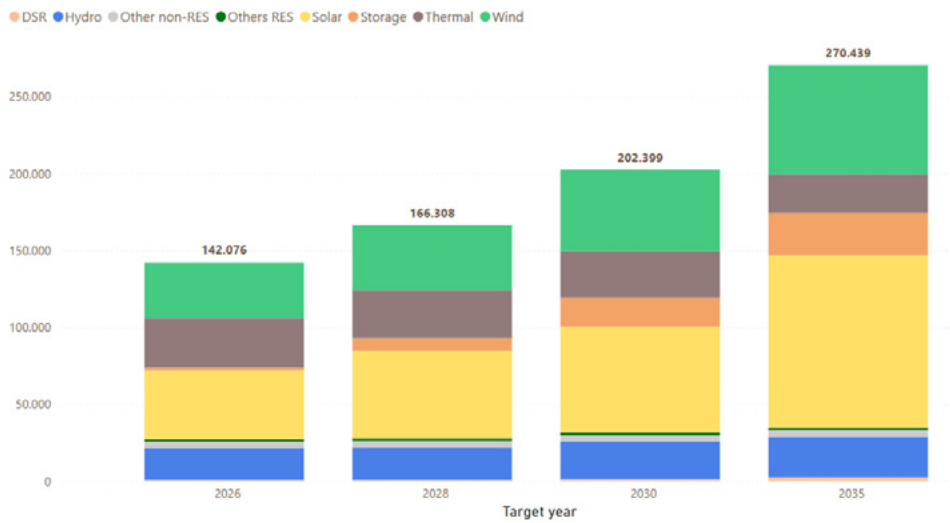


Figura 24. Hipótesis del ERAA 2024. Potencias instaladas de generación en España en el escenario "National Estimates" (MW).

Tabla 13. Hipótesis del ERAA 2024. Potencias instaladas de generación en España en el escenario "National Estimates"

Capacidades instaladas (MW)	TY2026	TY2028	TY2030	TY2035
Hidro	**20.603**	**21.138**	**24.428**	**26.247**
Corriente del río	3.412	3.412	3.667	3.667
Embalse	11.177	11.177	11.177	11.177
Almacenamiento por bombeo - Abierto	2.683	2.683	3.123	3.123
Almacenamiento por bombeo - Cerrado	3.331	3.866	6.461	8.280
Renovables	**82.485**	**101.058**	**123.841**	**184.841**
Eólica - Onshore	36.132	42.038	50.222	68.222
Eólica - Offshore	0	100	2.800	2.800
Solar térmica - Corriente	2.304	2.304	2.304	2.304
Solar térmica - Futuro	0	50	2.500	2.500
Solar fotovoltaica - Autoconsumo	8.268	13.337	18.405	24.405
Solar fotovoltaica - Parque	34.350	41.532	45.646	82.646
Otras energías renovables	1.431	1.697	1.964	1.964
Termal	**36.518**	**34.443**	**32.172**	**29.132**
Carbón	0	0	0	0
Turbinas de gas de ciclo combinado	25.061	25.061	25.061	25.061
Nuclear [Nuc]	7.117	5.110	3.040	0
Otras energías no renovables	4.340	4.273	4.071	4.071
Baterías y DSR	**1.681**	**2.778**	**8.900**	**17.218**
Baterías	915	1.915	7.000	13.690
Baterías (detrás del medidor)	157	254	700	928
DSR	609	609	1.200	2.600
CAPACIDAD TOTAL	**141.286**	**159.417**	**189.340**	**257.438**

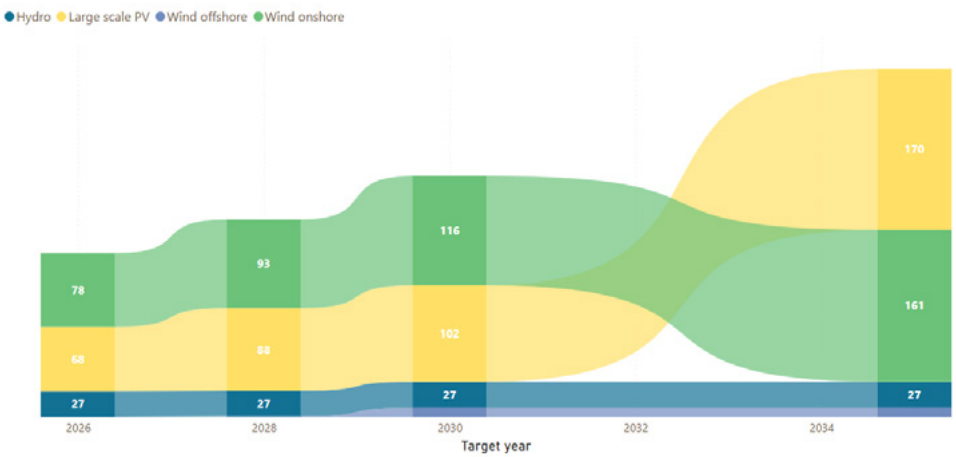
(Nuc) Valores mostrados a finales de año, pero modelados siguiendo el calendario actual de eliminación de la energía nuclear: 7,1 GW a 1/11/27, 6,1 GW a 01/10/28, 5,1 GW a 1/10/30, 4,1 GW a 1/11/30, 3 GW a 1/9/32, 2 GW a 1/2/35, 1 GW a 1/5/35, 0 W después.

Capacidades de almacenamiento

Tabla 14. Hipótesis del ERAA 2024. Capacidades de almacenamiento en España.

	TY2026		TY2028		TY2030		TY2035	
Atributo	Capacidad instalada (GW)	Capacidad de almacenamiento (GWh)	Capacidad instalada (GW)	Capacidad de almacenamiento (GWh)	Capacidad instalada (GW)	Capacidad de almacenamiento (GWh)	Capacidad instalada (GW)	Capacidad de almacenamiento (GWh)
Embalse	11,2	13.313	11,2	13.313	11,2	13.313	11,2	13.313
Almacenamiento de bombas abierto	2,7	5.937	2,7	5.937	3,1	5.898	3,1	5.898
Almacenamiento de bomba cerrado	3,3	104	3,8	108	6,5	164	8,3	182
Baterías	0,9	1,8	1,9	3,8	7	18	13,7	31,4
Baterías (detrás del medidor)	0,2	0,4	0,3	0,6	0,7	1,8	0,9	2,3

Potencial de generación renovable



Note: The values represent the product of each technology's capacity and its full load hours for each weather scenario and study zone. Therefore, they should not be interpreted as the actual electricity mix from Renewable Energy Sources (RES). The minimum and maximum values may correspond to different weather scenarios.

Figura 25. Hipótesis del ERAA 2024. Potencial de generación renovable en España (TWh).

Requisitos de reserva

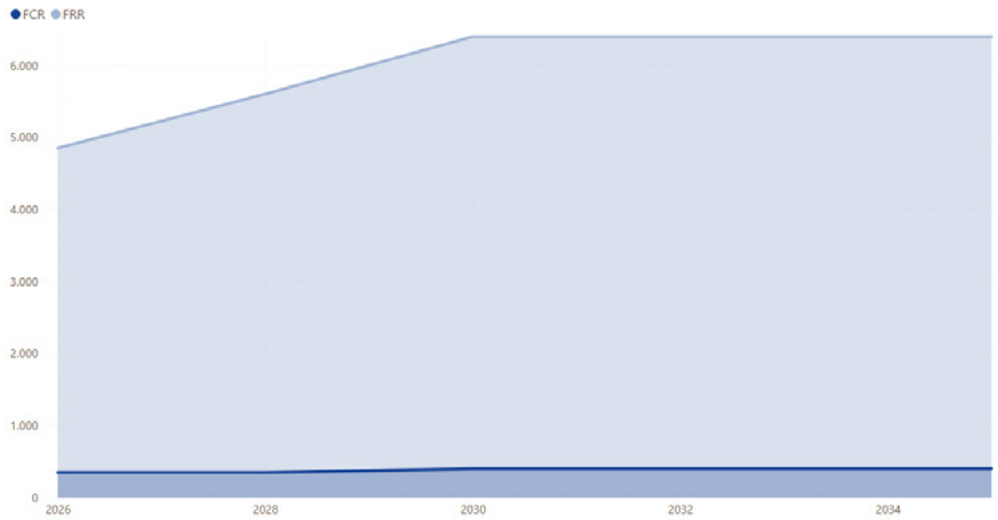


Figura 26. Hipótesis del ERAA 2024. Requisitos de reservas en España.

Mantenimiento planificado

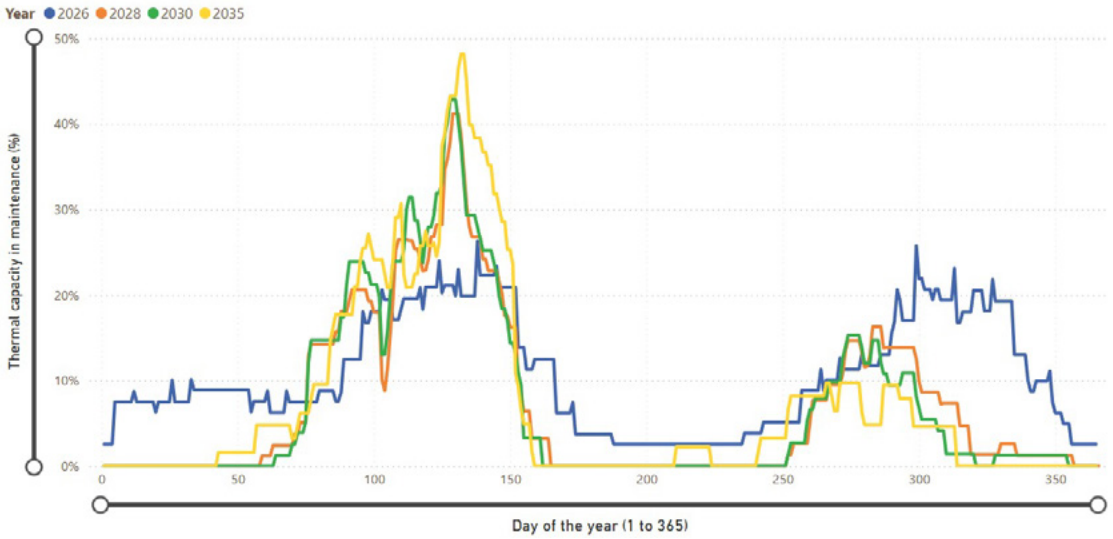


Figura 27. Hipótesis del ERAA 2024. Capacidad de generación térmica en mantenimiento en España (%).

Capacidad neta de transferencia de importación/exportación

Tabla 15. Hipótesis del ERAA 2024. Años objetivo 2026, 2028, 2030 y 2035. Capacidad de transferencia neta (NTC) de España (GW).

Interconexión España-Francia	2026, 2028				2030				2035			
	Invierno		Verano		Invierno		Verano		Invierno		Verano	
	O-P	P	O-P	P	O-P	P	O-P	P	O-P	P	O-P	P
ES00 → FR00 (exp)	2,9	2,4	2,8	2,3	5,6	5,4	5,5	3,6	8,0			
FR00 → ES00 (imp)	2,9	3,1	2,6	2,8	5,3	5,3	5,1	5,3				
Interconexión España-Portugal	2026, 2028, 2030, 2035											
ES00 → PT00 (exp)	4,2											
PT00 → ES00 (imp)	3,5											

Intercambios con regiones modeladas implícitamente

Tabla 16. Hipótesis del ERAA 2024. Años objetivo 2026, 2028, 2030 y 2035. Intercambios de perfiles horarios en España.

		2026	2028	2030	2035
ES00 → Ceuta (Sistema conectado español no peninsular)	Anual (GWh)	188	192	201	
	Hora máxima (MW)	35	35	38	
ES00 → Islas Baleares (Sistema conectado español no peninsular)	Anuall (GWh)	2.077	2.103	3.695	
	Hora máxima (MW)	320	320	740	
ES00 → Marruecos	Anual (GWh)	2.908			13.328
	Hora máxima (MW)	900			1.550
Marruecos → ES00	Anual (GWh)	387			6
	Hora máxima (MW)	450			1.200

Potencial DSR modelado explícitamente para el modelo EVA

Tabla 17. Hipótesis del ERAA 2024. Años objetivo 2026, 2028, 2030 y 2035. Potencial de respuesta de la demanda (DSR) para el EVA en España.

Año objetivo	Potencial (MW) [17]	CAPEX (€/kW)	FOM (€/kW/año)	Precio de activación (€/MWh)	Límite de activación (h)
2026	1.991	0	234,5	700	No limit
2028	1.991				
2030	1.404				
2035	0				

17. El potencial de expansión del modelo EVA se reduce a lo largo de los años porque el escenario Tendencias Nacionales ya contempla una evolución creciente de la capacidad instalada. El potencial total (capacidad instalada según Tendencias Nacionales + potencial de expansión de EVA) se mantiene en 2600 MW, correspondiente al volumen máximo adjudicado en las últimas subastas del antiguo servicio de interrumpibilidad.

5.1.3 Parámetros tecno-económicos

Se muestra gráficamente un breve resumen de los parámetros tecnoeconómicos considerados tanto en el modelo UCED como en el modelo EVA dentro del ERAA 2024, con el fin de ofrecer una visión general del marco completo de escenarios. Los datos, extraídos del informe ERAA 2024, incluyen: parámetros de despacho económico utilizados tanto en el análisis de la cobertura de la demanda como en el análisis de viabilidad económica; y parámetros de inversión económica empleados en las decisiones de inversión del modelo EVA.

Parámetros de despacho económico para el análisis de cobertura y el análisis de la viabilidad económica

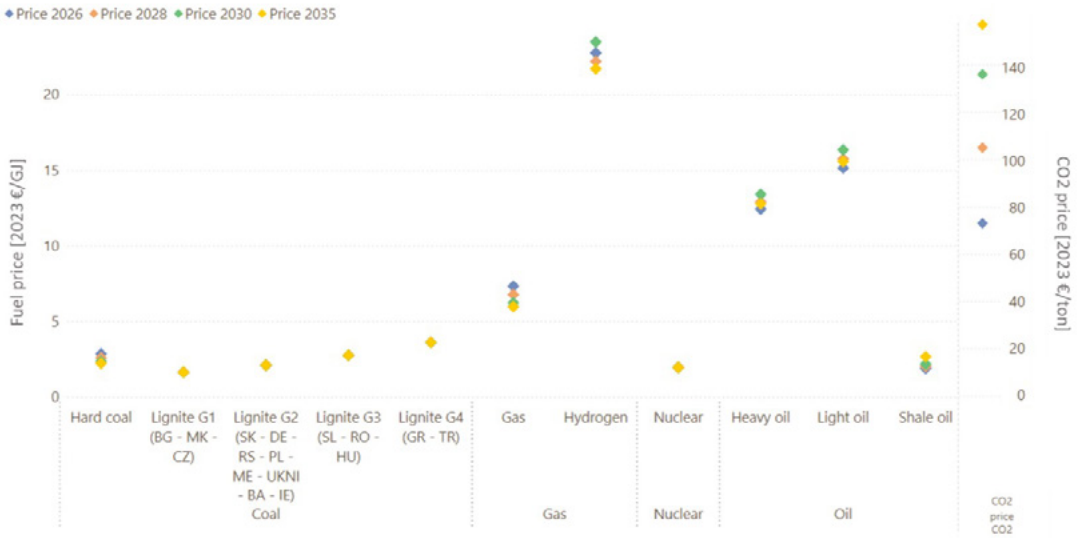


Figura 28. Hipótesis del ERAA 2024. Evolución de los precios de combustibles y CO_2. Elaborado por ENTSO-E.

Tabla 18. Hipótesis del ERAA 2024. Costes variables de operación y mantenimiento por categoría de generación y año objetivo (€/MW). Elaborado por ENTSO-E.

Categoría de Unidad de Generación	Coste Variable O&M (€/MW)			
	2025	2028	2030	2035
CCGT	2,3 - 2,7	2,3 - 2,7	2,3 - 2,7	2,3 - 2,7
OCGT	2,4	2,4	2,4	2,4
Lignito	3,5 - 4,7	3,5 - 4,7	3,5 - 4,7	3,5 - 4
Carbón duro	2,8 - 4.1	2,8 - 4,1	2,8 - 4,1	2,8 - 4,1
Petróleo	3,2	3,2	3,2	3,2
Nuclear	8	8	8	8

Tabla 19. Hipótesis del ERAA 2024. Eficiencia (%) y factor de emisión de CO_2(kgCO_2/GJ) por categoría de generación. Elaborado por ENTSO-E.

Categoría de Unidad de Generación	Eficiencia
CCGT	40-60
OCGT	35-42
Lignito	35-46
Carbón duro	35-46
Petróleo	29-40
Nuclear	33

Categoría de Unidad de Generación	Factor de emisión de CO_2
Gas (OCGT&CCGT)	57
Lignito	101
Carbón duro	94
Petróleo	78 -100
Nuclear	0

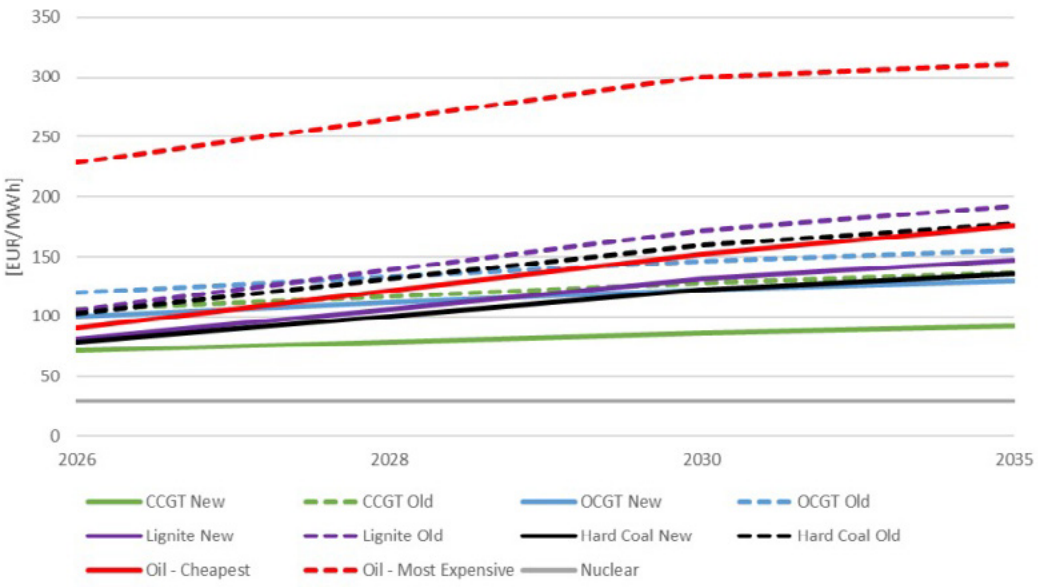


Figura 29. Hipótesis del ERAA 2024. Coste marginal de las unidades térmicas por categoría de generación y año objetivo. Elaborado por ENTSO-E.

Tabla 20. Hipótesis del ERAA 2024. Límite de precio (€/MW) por año objetivo. Elaborado por ENTSO-E.

Año objetivo	2026	2028	2030	2035
Límite de precio (€/MW)	4.500	5.000	6.000	6.500

Parámetros de inversión económica para el análisis de la viabilidad económica

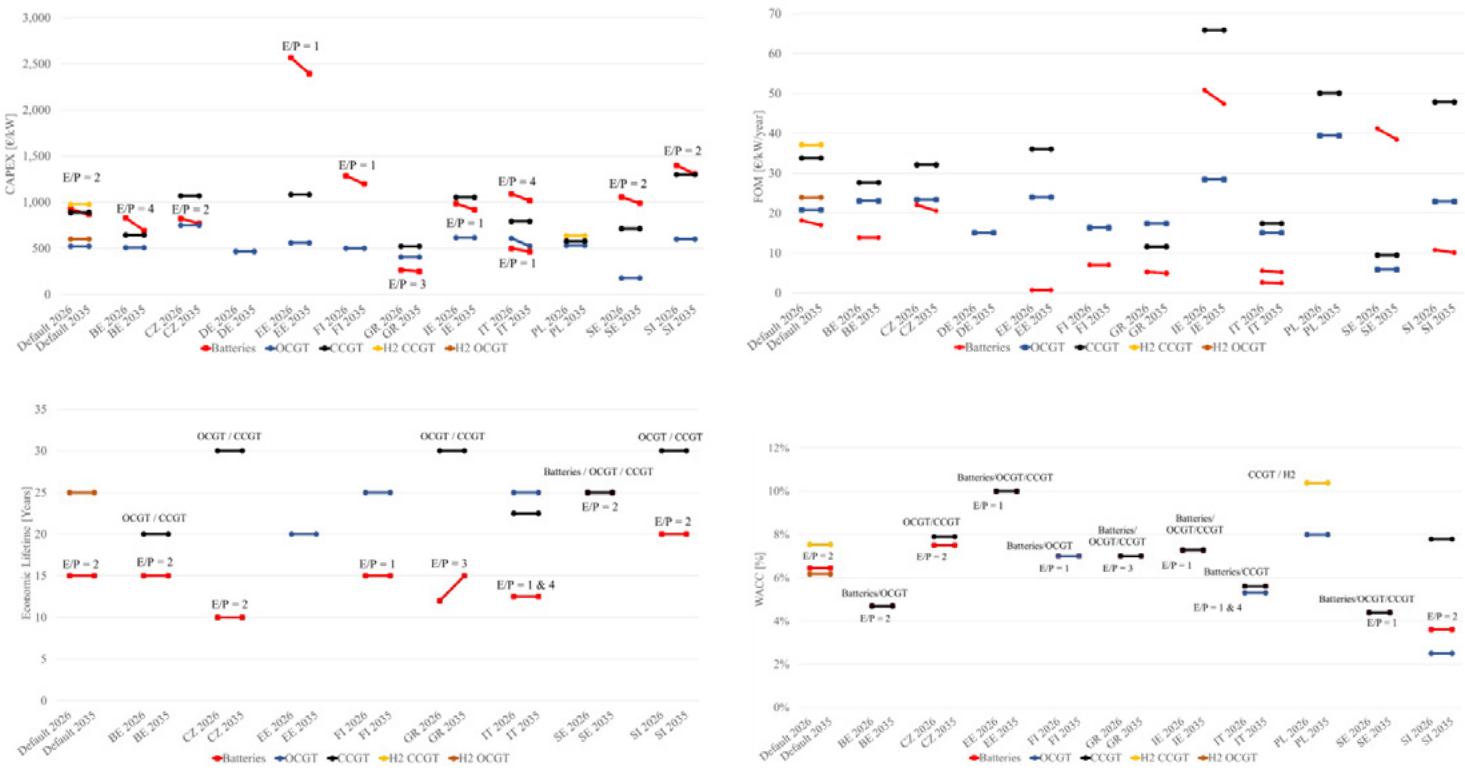


Figura 30. Hipótesis del ERAA 2024. Parámetros para candidatos a puesta en servicio económica: CA-PEX, FOM, EL y WACC. Elaborado por ENTSO-E.

Tabla 21. Hipótesis del ERAA 2024. Parámetros para candidatos a puesta en servicio económica: valores por defecto para la prima de riesgo (%) y año objetivo de nueva entrada. Elaborado por ENTSO-E.

Categoría de Unidad de Generación	Prima de riesgo
Batería	3
CCGT	4,5
OCGT	6

Categoría de Unidad de Generación	Año objetivo para nueva entrada
OCGT nuevo	2028
CCGT nuevo	2028
Baterías a escala de red	2026
DSR explícito	2026

Tabla 22. Hipótesis del ERAA 2024. Parámetros económicos para candidatos a desmantelamiento económico. Elaborado por ENTSO-E.

Resource Unit Category	FOM cost [€/kW/y]	WACC [%]	Hurdle Premium [%]	Source of Fixed Cost Value
Hard coal	26 - 39	6,2	3,5	EU reference scenario 2020
Lignite	33	6,2	3,5	EU reference scenario 2020
CCGT	34	7,5	3	Average of CONE studies
OCGT	21	6,2	3,5	Average of CONE studies
Light oil	21	6,2	3,5	EU reference scenario 2020/ASSET 2018
Heavy oil	21	6,2	3,5	EU reference scenario 2020/ASSET 2018
Oil shale	21	6,2	3,5	EU reference scenario 2020/ASSET 2018

Tabla 23. Hipótesis del ERAA 2024. Parámetros económicos para la extensión de vida útil. Elaborado por ENTSO-E.

Resource Unit Category	CAPEX [€/kW]	Life Extension [years]	Hurdle Premium [%]	WACC [%]	Source of Fixed Cost Value
CCGT	103				Elia
OCGT	82				Elia
Lignite	283	10	4-5	6,2 - 7,5	Extrapolation
Hard Coal	247				Extrapolation
Oil	193				Extrapolation

5.2 Diferencias entre los análisis europeo y nacional de cobertura en términos de hipótesis

El marco regulador relativo al NRAA establece que pueden llevarse a cabo con el fin de complementar el ERAA. El objetivo principal de esta edición es analizar la cobertura de la demanda en un escenario que considera un número limitado de particularidades nacionales que son relevantes para el sistema español, tanto en términos de modelización como de hipótesis.

Siguiendo el dictamen de la ACER «Buenas prácticas para justificar las razones de la divergencia entre los análisis nacionales y europeos de cobertura de la demanda»[18], este subcapítulo tiene como objetivo explicar las principales diferencias en términos de hipótesis entre el Análisis Nacional de Cobertura (NRAA) en España y el Análisis Europeo de Cobertura (ERAA) que podrían dar lugar a diferencias en los resultados obtenidos en ambos análisis.

5.2.1 Diferencias en los bombeos hidráulicos

Las siguientes diferencias en las hipótesis de almacenamiento por bombeo son aplicables tanto a los modelos EVA como a los ADQ.

5.2.1.1 Explicación de la diferencia

El escenario del PNIEC, en el que se basa el ERAA, contempla una expansión del almacenamiento en forma de bombeo hidráulico. Esta expansión prevista del almacenamiento está sujeta a la implementación de un mercado de capacidad[19] , como el que se encuentra en las fases finales de aprobación conforme a las normas sobre ayudas estatales[20].

Sin embargo, para poder aplicar dicho mecanismo de remuneración por capacidad, primero debe identificarse un problema de cobertura. Por ello, el escenario considerado en el presente NRAA solamente incluye el volumen de capacidad al que ya se le ha otorgado algún tipo de apoyo público.

5.2.1.2 Descripción de la diferencia

El escenario del ERAA parte del cumplimiento de los objetivos del PNIEC, que establecen una capacidad total de almacenamiento de 22.500 MW. Las hipótesis del ERAA consideran que 9.637 MW de dicha capacidad serían en forma de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico, lo que supone un incremento de aproximadamente 3.600 MW respecto a la capacidad actual.

18. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Documents/ACER_Opinion_NRAAs_best_practices_2025.pdf
19. Otros mecanismos de apoyo público también podrían contribuir al cumplimiento de los objetivos de almacenamiento, como los esquemas de apoyo a la flexibilidad no fósil conforme al artículo 19g del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre el mercado interior de la electricidad. Sin embargo, dado que dichos esquemas aún no se han implementado en el momento de la redacción de este documento, por el momento solo se consideran los mercados de capacidad para estos fines.
20. La consulta pública sobre las Directrices en materia de ayudas estatales para el clima, la protección del medio ambiente y la energía, en relación con el mercado de capacidad, finalizó en enero de 2025.
Enlace a la consulta pública: https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2024/detalle-participacion-publica-k-721.html

Sin embargo, en la actualidad solo se ha concedido financiación pública a una nueva capacidad de bombeo hidroeléctrico[21] . Como resultado, y a efectos de la implementación del NRAA, solo se considerarán en el análisis nacional tres proyectos adjudicados (Alcántara, Navaleo y Velilla), con un total de 1,1 GW de nueva capacidad.

Entre las instalaciones que han recibido ayudas públicas, solamente se han considerado aquellas cuyo nivel de financiación pública resulta suficiente para justificar la inversión.

La siguiente tabla destaca las diferencias entre el ERAA y el NRAA:

Tabla 24. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (supuestos). Capacidad de bombeo hidroeléctrico.

Tecnología	Parámetro	Nombre	2026	2028	2030 (hasta 31/05)	2030 (desde 01/06)	2035
PS - abierto	Capacidad instalada (MW)	ERAA24	2.683	2.683	3.123	3.123	3.123
		NRAA	2.683	2.683	**2.683**	3.123	3.123
PS - cerrado		ERAA24	3.331	3.866	6.461	6.461	8.280
		NRAA	3.331	**3.331**	**4.000**	**4.000**	**4.000**
PS - total		Diferencia	0	**535**	**2.901**	**2.461**	**4.280**

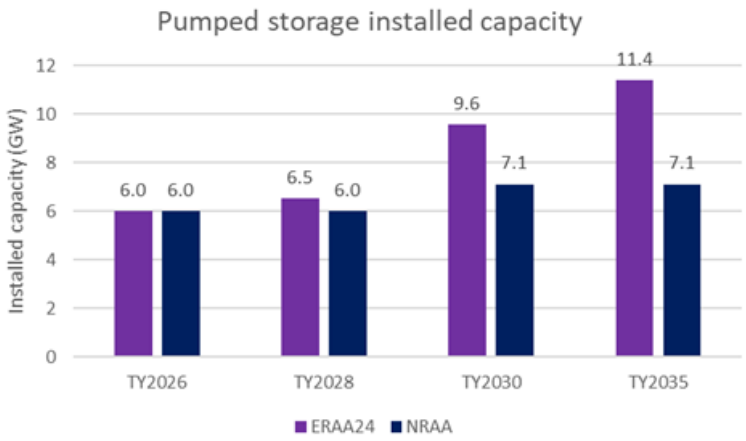


Figura 31. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (supuestos). Capacidad de bombeo hidroeléctrico.

21. Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y Presidenta de E.P.E Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P., por la que se aprueba la concesión de ayudas correspondientes a la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento mediante bombeo reversible en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia – Financiado por la Unión Europea – NextGenerationEU, publicada mediante la Resolución de 20 de julio de 2023 del Consejo de Administración del E.P.E Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. y cuyas bases reguladoras fueron establecidas mediante la Orden TED/807/2023, de 17 de julio, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (B.O.E. núm. 171, de 19 de julio de 2023): https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/documentos/2024/almacenamiento/_381_boralmac_resoluciondefinitiva_adjudicacion.pdf

Además, el ERAA considera que el bombeo hidroeléctrico cerrado está plenamente disponible durante todo el periodo. Sin embargo, el NRAA incorpora un perfil de disponibilidad semanal, mostrado en la siguiente figura, basado en información histórica reciente que refleja esta particularidad nacional. Esta adaptación es importante para la fidelidad de los resultados en términos de cobertura, y también en caso de realizar un cálculo de la capacidad media disponible durante eventos de escasez para esta tecnología. Esta mejora será también tenida en cuenta en el ERAA 2025.

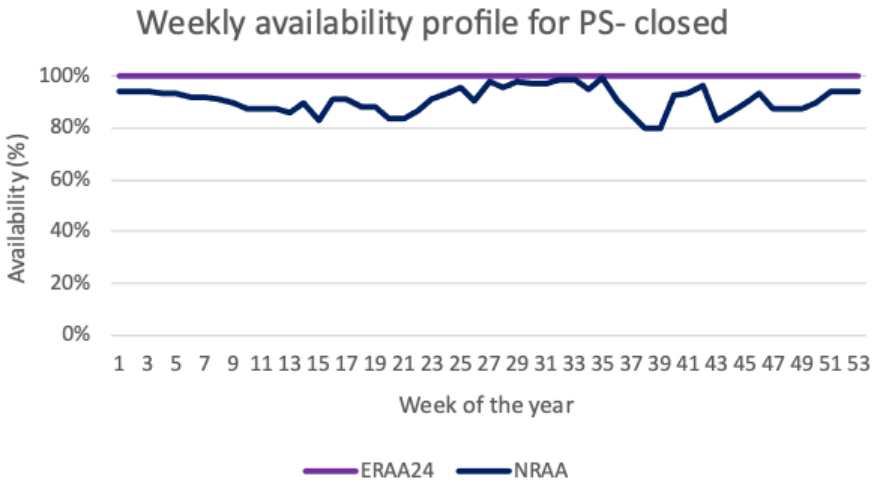


Figura 32. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (supuestos). Disponibilidad semanal de bombeo hidro-eléctrico cerrado.

5.2.1.3 Impacto de la diferencia

La generación hidroeléctrica por bombeo desempeña un papel relevante en la cobertura del sistema, ya que normalmente tiene capacidad para entregar energía previamente almacenada durante un número de horas superior al de las horas consecutivas con riesgo de cobertura (habitualmente 5-6 horas consecutivas de carga máxima por la noche). El estudio nacional "Determinación del Coste de Nuevos Entrantes (CONE) para la Determinación del Estándar de Fiabilidad (RS)" publicado por la CNMC en octubre de 2024 estima el factor de disponibilidad del almacenamiento hidroeléctrico en un rango del 73-82%.

Las diferencias entre el ERAA y el NRAA incrementarían los riesgos de cobertura.

5.2.2 Diferencias en las baterías

Las siguientes diferencias en los supuestos de baterías son aplicables tanto a los EVA como a los ADQ.

5.2.2.1 Explicación de la diferencia

El escenario del PNIEC, en el que se basa el ERAA, considera una expansión del almacenamiento en forma de baterías. Al igual que las diferencias con el almacenamiento por bombeo, dicha expansión prevista está supeditada a la implementación de un mercado de capacidad. No obstante, para implementar dicho mecanismo regulatorio, primero debe identificarse un problema de cobertura. Por lo tanto, el escenario considerado en el presente NRAA únicamente considera la capacidad a la que ya se le ha otorgado algún tipo de apoyo público.

5.2.2.2 Descripción de la diferencia

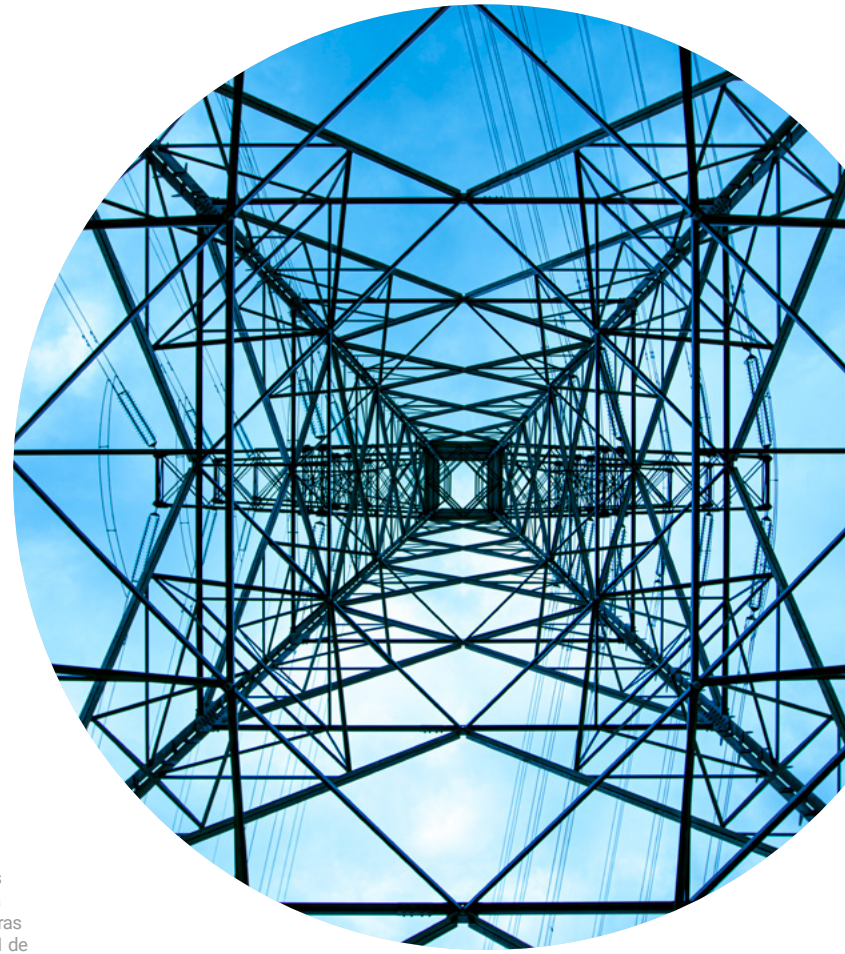
El escenario del ERAA parte del cumplimiento de los objetivos del PNIEC, que establecen una capacidad total de almacenamiento de 22.500 MW. Entre las hipótesis del ERAA se considera que 6.675 MW de dicha capacidad corresponderían a la capacidad de baterías de todo el mercado. Esto supone un incremento de aproximadamente 6.650 MW respecto a la capacidad actualmente instalada.

Sin embargo, en la actualidad solo se han concedido dos financiaciones públicas para nuevas instalaciones de baterías. Los proyectos adjudicados en la península presentan las siguientes características:

Tabla 25. Nuevos proyectos de almacenamiento con batería considerados en el NRAA.

Fondo público	N° proyectos	Capacidad (MW)	Capacidad media (h)	Eficiencia media (%)	Fecha tope
Híbrido [22]	35	900	2	84	30/06/2026
Independiente [23]	29	635	4	85	30/06/2026

Esto hace que el NRAA solo considere 1.535 MW de capacidad adicional y únicamente disponibles una vez superado el plazo establecido.



22. Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y Presidenta de E.P.E Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P., por la que se aprueba la concesión de ayudas correspondientes a la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético híbrido con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia – Financiado por la Unión Europea – Next GenerationEU, publicada mediante la Resolución de 21 de diciembre de 2022 del Consejo de Administración del IDAE y cuyas bases reguladoras fueron establecidas mediante la Orden TED/1177/2022, de 29 de noviembre, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (B.O.E. núm. 288, de 1 de diciembre de 2022): HIALMAC_Resolucion_Definitiva.pdf

23. Resolución del Director General de Política Energética y Minas y Vicepresidente del Consejo de Administración de E.P.E Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P., por la que se aprueba la concesión de ayudas correspondientes a la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento eléctrico independien-te y almacenamiento térmico en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia – Financiado por la Unión Europea – Next GenerationEU, publicada mediante la Resolución de 20 de julio de 2023 del Consejo de Administra-ción del E.P.E Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. y cuyas bases reguladoras fueron establecidas mediante la Orden TED/807/2023, de 17 de julio, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (B.O.E. núm. 171, de 19 de julio de 2023): 388_resolucion_definitiva.pdf

En la siguiente tabla se destacan las diferencias entre el ERAA y el NRAA en términos de capacidad de almacenamiento con baterías:

Tabla 26. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (supuestos). Capacidad de almacenamiento con baterías.

Tecnología	Parámetro	Nombre	2026 (hasta 30/06)	2026 (desde 01/07)	2028	2030	2035
Batería para todo el mercado	Capacidad instalada (MW)	ERAA24	915	915	1.915	7.000	13.690
		NRAA	**0**	**1.535**	**1.535**	**1.535**	**1.535**
		Diferencia	**915**	**620**	**380**	**5.465**	**12.155**

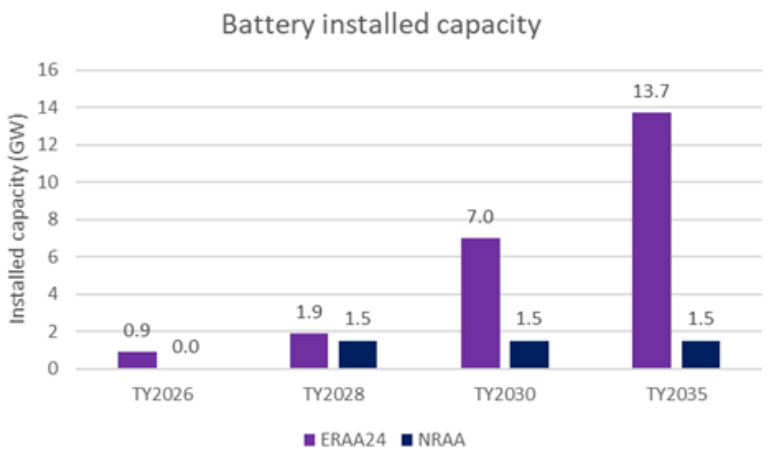


Figura 33. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (supuestos). Capacidad de almacenamiento con baterías.

Además, el ERAA modela todas las baterías del mercado en una unidad agregada. Sin embargo, el NRAA distingue entre baterías de 2h y baterías de 4h. Esta adaptación es importante para la fiabilidad de los resultados en términos de cobertura, y también en caso de realizar un cálculo de la capacidad media disponible durante eventos de escasez para esta tecnología.

5.2.2.3 Impacto de la diferencia

Las baterías se prevé que desempeñen un papel relevante en la cobertura del sistema, especialmente aquellas capaces de entregar energía previamente almacenada durante un mayor número de horas. No obstante, ninguna de las tecnologías consideradas en este NRAA presenta una duración superior al número de horas consecutivas con riesgo de cobertura (habitualmente 5-6 horas consecutivas de punta de demanda por la noche).

El estudio nacional "Determinación del Coste de Nuevos Entrantes (CONE) para la Determinación del Estándar de Fiabilidad (RS)" publicado por la CNMC en octubre de 2024, estima el factor de disponibilidad de las baterías en un rango del 27 al 70%.

La reducción de la capacidad instalada pondría bajo presión al sistema, aunque la separación de dos tipos de baterías puede compensar parcialmente este efecto.

Las diferencias entre el ERAA y el NRAA incrementarían los riesgos de cobertura.

5.2.3 Diferencias en los ciclos combinados

Las siguientes diferencias en los supuestos de ciclos combinados son aplicables tanto al modelo EVA como al ADQ.

5.2.3.1 Explicación de la diferencia

El parque actual de ciclos combinados fue construido principalmente entre los años 2000 y 2010, y está experimentando un proceso de envejecimiento que ya se refleja en una reducción de la disponibilidad de las unidades. En un escenario sin mecanismos de capacidad, como el evaluado en el presente NRAA, las inversiones necesarias para revertir este proceso no llegarán a materializarse.

Además, la optimización del periodo de mantenimiento (evitando su programación en momentos con mayor probabilidad de riesgos de cobertura) no es una opción reflejada actualmente en la normativa nacional. Esta planificación puede estar condicionada por restricciones técnicas, como el número de horas de funcionamiento o las puestas en marcha, así como por contratos existentes con los proveedores de mantenimiento. Esto implica que el operador del sistema no tiene la capacidad de aprobar o rechazar las paradas de mantenimiento de las unidades de generación, aunque tradicionalmente los generadores han mostrado disposición (cuando es posible) a adaptar sus calendarios si ello resulta beneficioso para el sistema.

Por tanto, el escenario considerado en este NRAA NRAA actualizará la disponibilidad planificada y no planificada de los ciclos combinados, incorporando tanto averías imprevistas como perfiles de mantenimien-to basados en datos históricos recientes.

5.2.3.2 Descripción de la diferencia

Recientemente se ha observado que el parque de ciclo combinado está experimentando una mayor tasa de indisponibilidades no planificadas. En consecuencia, este NRAA actualizará el parámetro de tasa de indisponibilidad forzada del 5% predeterminado utilizado en el ERAA al 9%, y el tiempo medio de reparación de las 24 h predeterminadas utilizadas en el ERAA a 72 h.

La siguiente figura muestra la evolución de la tasa de interrupciones no planificadas observadas en el parque español de ciclos combinados, que presenta una tendencia claramente creciente en los últimos años. La duración de 72 h del periodo de indisponibilidad también se fundamenta en datos recientes, con una media de 3,56 h en 2024 y 2,49 h en 2023.

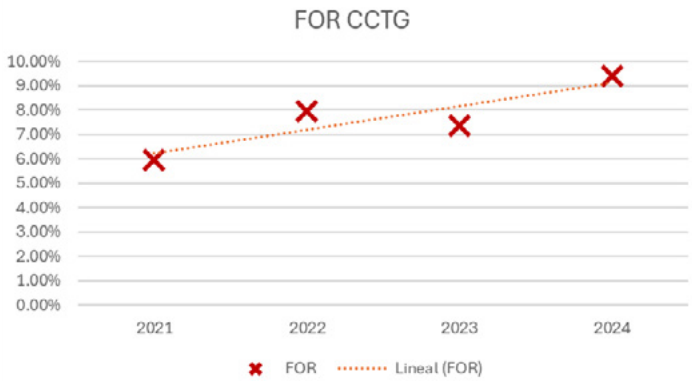


Figura 34. Evolución reciente de la tasa de indisponibilidades no planificadas observada en la flota española de ciclos combinados.

En la tabla siguiente se destacan las diferencias entre el ERAA y el NRAA:

Tabla 27. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (supuestos). Parámetros de indisponibilidad no planificada de ciclos combinados

Tecnología	Parámetro	Nombre	2026	2028	2030	2035
Ciclos combinados	Tasa de interrupciones forzadas (%)	ERAA24	5	5	5	5
		NRAA	**9**	**9**	**9**	**9**
		Diferencia	**4**	**4**	**4**	**4**
	Tiempo medio de reparación (h)	ERAA24	24	24	24	24
		NRAA	**72**	**72**	**72**	**72**
		Diferencia	**48**	**48**	**48**	**48**

Además, el ERAA asume que el mantenimiento de los ciclos combinados se optimizará para evitar programar el mantenimiento en periodos con mayor probabilidad de riesgos de cobertura. Sin embargo, este supuesto se aleja de las tendencias observadas en los últimos años, en los que se han registrado periodos con un elevado número de unidades en mantenimiento, generando situaciones de estrés en el sistema. Por tanto, el presente NRAA aplicará a todos los años horizonte los perfiles de mantenimiento correspondientes al año 2026, en el que el perfil no está optimizado en el ERAA. Esta decisión permite reflejar de forma más realista las limitaciones operativas actuales. Las diferencias entre ambos enfoques pueden observarse claramente en la figura siguiente.

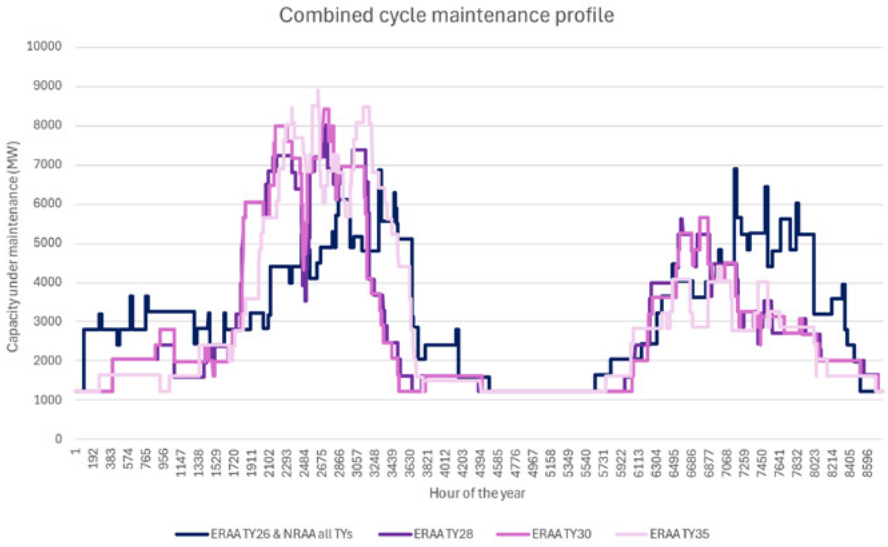


Figura 35. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (supuestos). Perfil de indisponibilidad planificada de ciclos combinados

La siguiente figura muestra los periodos de mantenimiento de la flota española de ciclos combinados (CCGT) en los últimos años y el calendario previsto para 2025. El perfil medio observado en estos últimos años es muy similar al perfil que se utilizará en el NRAA para todos los años objetivo, que se muestra también en la figura para facilitar la comparación (idéntico al mostrado en la figura anterior, pero representa-do a escala diaria en lugar de horaria).

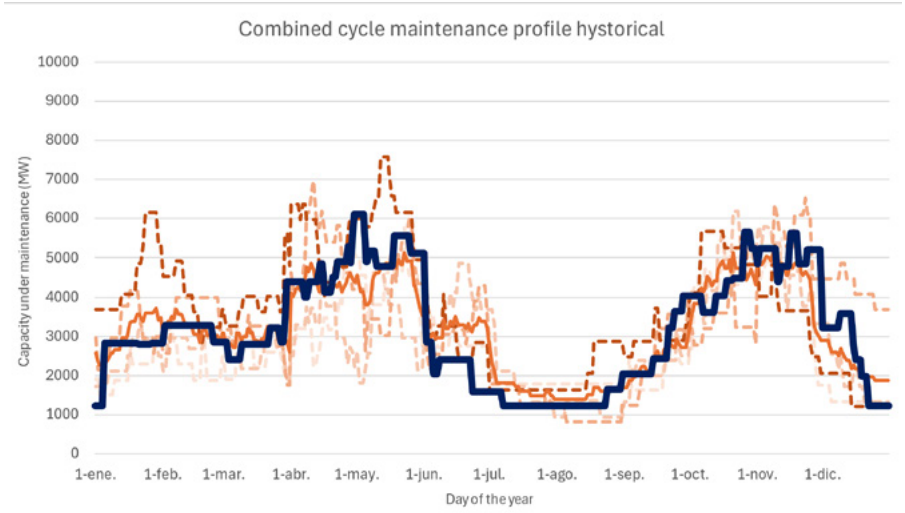


Figura 36. Calendario de mantenimiento de la flota española de ciclos combinados en los últimos años.

5.2.3.3 Impacto de la diferencia

Los ciclos combinados juegan un papel importante en la cobertura del sistema, ya que tienen la capacidad de suministrar energía cuando sea necesario, siempre que las unidades y el combustible estén disponibles. El estudio nacional "Determinación del Coste de Nuevos Entrantes (CONE) para la Determinación del Estándar de Fiabilidad (RS)" publicado por la CNMC en octubre de 2024 estima el factor de disponibilidad de los ciclos combinados en un rango del 82 al 93%.

Las diferencias entre el ERAA y el NRAA incrementarían los riesgos de cobertura.

5.2.4 Diferencias en los perfiles de demanda

Las siguientes diferencias en los supuestos del perfil de demanda son aplicables tanto a los modelos EVA como a los ADQ.

5.2.4.1 Explicación de la diferencia

Los perfiles de demanda elaborados para el sistema español en el ERAA 2025 se consideran más actualizados y fiables que los elaborados para el ERAA 2024. Las series temporales de demanda en España para el ERAA 2024 fueron generadas con la herramienta de Previsión de la Demanda, siendo esta la primera edición para la que se utilizó dicha herramienta para el sistema peninsular español, en sustitución de la anterior, Trapunta. Esta evolución fue necesaria dado que ERAA 2024 también adoptó una nueva base de datos climática paneuropea que considera escenarios climáticos futuros (WS) en lugar de años climáticos históricos (CY). El ERAA 2025 representa la segunda ocasión en la que se emplea esta herramienta, lo que ha permitido incorporar aprendizajes de la experiencia previa y realizar mejoras en su funcionamiento.

Por tanto, el escenario considerado en este NRAA actualizará los perfiles de demanda para el sistema peninsular español tomando como referencia los del ERAA 2025, manteniendo los consumos medios anuales definidos en el ERAA 2024.

5.2.4.2 Descripción de la diferencia

Dado que las series temporales de demanda del ERAA 2025 ya están disponibles desde hace relativamente poco, una comparación del perfil promedio muestra que las series temporales de ERAA 2025 son más representativas, ya que el pico se observa principalmente en invierno, en contraste con las series del ERAA 2024, que presentan el pico promedio en verano. En España, los picos de demanda siempre se han producido en invierno durante la noche, y se espera que esta característica se mantenga en el medio plazo. En el ERAA 2024, la mitad de los escenarios climáticos presentaron picos durante el periodo estival, mientras que esta proporción en el ERAA 2025 es menor, con aproximadamente un 40% de los escenarios climáticos mostrando picos en verano.

La siguiente figura muestra el perfil promedio original del ERAA24 TY2030 (promedio horario de las demandas horarias de los 36 escenarios climáticos para dicho año objetivo) en comparación con el perfil promedio del NRAA TY2030. Ambas series consideran la misma demanda anual, aunque la distribución horaria difiere.

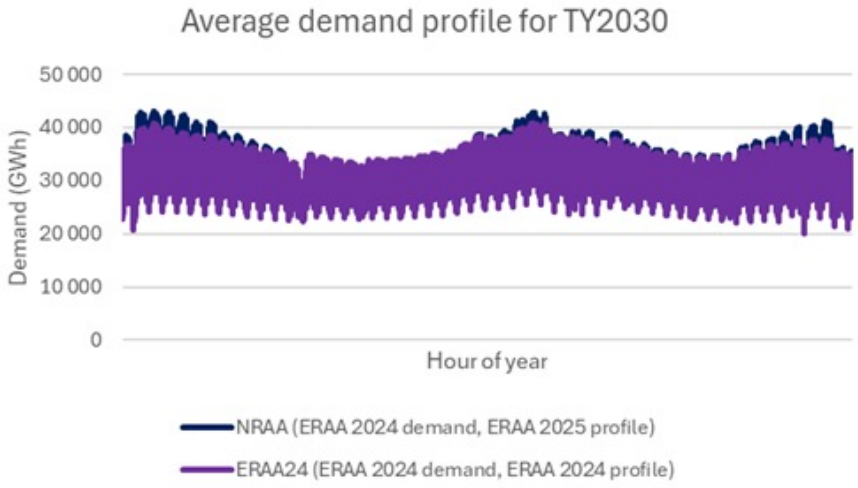


Figura 37. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (hipótesis). Perfil medio de demanda para TY2030.

Manteniendo la demanda media anual (así como la demanda anual de cada escenario climático), se han extraído los perfiles unitarios del ERAA 2025 y se han aplicado a las demandas del ERAA 2024. Con el fin de respetar las demandas anuales del ERAA 2024 pero replicar los perfiles promedio del ERAA 2025, se ha aplicado el perfil unitario de cada uno de los escenarios climáticos para cada año objetivo del ERAA 2025 a la demanda anual del ERAA 2024 correspondiente a dicho escenario y año objetivo. Dado que el ERAA 2025 no contempla el año TY2026, se ha utilizado el perfil correspondiente a TY2028 en su lugar.

La siguiente tabla recoge las diferencias entre el ERAA y el NRAA:

5.2.4.3 Impacto de la diferencia

Aunque los picos de demanda parecen ser más bajos, se espera que un mayor número de escenarios climáticos con picos de demanda en invierno incremente los riesgos de cobertura.

Las diferencias entre el ERAA y el NRAA aumentarían los riesgos de cobertura.

Tabla 28. Diferencias entre el ERAA y el NRAA (hipótesis). Principales características de la demanda.

Demanda	Características	Nombre	2026			2028			2030			2035		
			Max	Avg	Min	Max	Avg	Min	Max	Avg	Min	Max	Avg	Min
Perfil medio	Anual (TWh)	ERAA24		249			259			270			285	
		NRAA		249			259			270			285	
		Diferencia		0			0			0			0	
	Pico (GW)	ERAA24		38,1			39,5			40,9			43	
		NRAA		**38,7**			**40,4**			**43,2**			**43,1**	
		Diferencia		**0,6**			**0,9**			**2,3**			**0,1**	
Perfiles de escenarios climáticos	Anual (TWh)	ERAA24	255	249	245	266	259	256	277	270	267	291	285	282
		NRAA	255	249	245	266	259	256	277	270	267	291	285	282
		Diferencia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pico (GW)	ERAA24	47,1	44,5	42,3	48,9	46,5	44,3	51,4	49	46,6	54,8	52,4	50
		NRAA	**44,1**	**41,7**	**39,6**	**46**	**43,5**	**40,4**	**49,3**	**46,8**	**44,5**	**48,7**	**46,3**	**44,1**
		Diferencia	**3**	**2,8**	**2,7**	**2,9**	**3**	**3,9**	**2,1**	**2,2**	**2,1**	**6,1**	**6,1**	**5,9**

6 Resultados

6.1 Resumen de resultados

6.2 Análisis de la calibración del ERAA 2024

6.3 Análisis del escenario central de referencia del NRAA

6.4 LOLE de equilibrio de los ciclos combinados como estándar de fiabilidad

Este capítulo incluye un desglose de los resultados obtenidos en los diferentes escenarios analizados tanto en el Análisis Europeo de Cobertura (ERAA) como en este Análisis Nacional de Cobertura (NRAA) y, después, analiza en detalle los resultados que se han obtenido en este NRAA.

6.1 Resumen de resultados

Como complemento al ERAA, el presente NRAA se ha realizado en dos pasos:

- En primer lugar, se ha realizado un conjunto de simulaciones de calibración tanto del análisis de viabilidad económica (EVA) como del análisis de cobertura (ADQ) para verificar si es posible realizar algunas simplificaciones de modelado sin afectar a los resultados del ERAA para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. Estas simulaciones muestran que las diferencias en el alcance geográfico (véase el capítulo 4.2.2) y las diferencias en los patrones de disparo aleatorios (véase el capítulo 4.2.3), necesarias para permitir la viabilidad computacional y reducir el tiempo de simulación, no afectan a los resultados del ERAA y son válidas para el sistema español cuando se comparan con los resultados del ERAA previos a la aplicación del *curtailment sharing* (véase el capítulo 4.2.1). Esto valida la utilización de dichos modelos de referencia como punto de partida para las simulaciones específicas del NRAA.

El ERAA 2024 (que analiza los años 2026, 2028, 2030 y 2035) muestra la misma tendencia para el sistema eléctrico peninsular español que las dos ediciones anteriores en los escenarios analizados y empleando una metodología que sigue las consideraciones establecidas en el Reglamento UE 2019/943, la viabilidad económica de una parte importante del parque de generación del sistema peninsular español no estaría garantizada en el corto, medio ni largo plazo de no establecerse incentivos adicionales. El análisis de los escenarios que resultarían del desmantelamiento de las unidades económicamente invia-bles muestra riesgos superiores al estándar de fiabilidad a corto (2026) y medio plazo (2028). Los riesgos tienden a reducirse a valores inferiores al estándar de fiabilidad a largo plazo (2030, 2035) pero sin ser nulos, a pesar del aumento esperado de la demanda, debido a las inversiones previstas en el PNIEC en nueva generación, almacenamiento e interconexiones internacionales.

- Como segundo paso, se han ejecutado las simulaciones del escenario central de referencia de la NRAA (primero el EVA y luego el ADQ), aplicando todas las diferencias respecto al ERAA tanto en términos de metodología (*curtailment sharing*, alcance geográfico, patrones de disparo aleatorio, sistemas españoles no peninsulares. Para más información ver capítulo 4.2) como en términos de hipótesis (bombeo hidráu-lico, baterías, ciclos combinados, perfiles de demanda. Para más información ver capítulo 5.2).

El escenario central de referencia del NRAA (que analiza los años 2028 y 2030) muestra que, si se retrasase el despliegue de algunas inversiones en nueva potencia, la viabilidad económica de una parte de los ciclos combinados no está garantizada a corto, medio ni largo plazo. El análisis de los escenarios que tienen en cuenta un retraso en la consecución de algunos de los objetivos del PNIEC y tras el des-mantelamiento de las unidades económicamente inviables muestra unos riesgos de cobertura superiores al estándar de fiabilidad también en 2030.

Como resultado del ERAA y también de este NRAA, el análisis de los escenarios que resultarían del desmantelamiento de las unidades económicamente inviables muestra riesgos significativos para la cobertura de la demanda en los próximos años si no se establecen incentivos adicionales.

Tabla 29. Resumen de los años objetivo, escenarios e indicadores de cobertura.

TY	Escenario	LOLE (h/año)*	EENS (GWh/año)
2026	ERAA 2024 (escenario central de referencia)	**4,03**	5,16
2028	ERAA 2024 (escenario central de referencia)	**4,83**	6,46
	NRAA (escenario central de referencia)	**4,08**	6,04
2030	ERAA 2024 (escenario central de referencia)	**0,28**	0,16
	NRAA (escenario central de referencia)	**2,41**	5,22
2035	ERAA 2024 (escenario central de referencia)	**0,54**	0,57

*Los valores de LOLE se presentan según el siguiente criterio: rojo si es mayor o igual que el estándar de fiabilidad, naranja si es menor que el estándar de fiabilidad, pero no cero y verde si es cero.

Téngase en cuenta la gran cantidad de información generada en este estudio, debido al número de simulaciones probabilistas (analizando tanto años climáticos como patrones de disparo dentro de cada año climático), con detalle horario para todo el sistema eléctrico europeo en multitud de variables. Los valores presentados en este informe son valores medios resultantes de las simulaciones Monte Carlo y deben entenderse como tales. Los resultados con más detalle se incluyen en 6.3.2.

Figura 38. Resumen de los años objetivo, escenarios e indicadores de cobertura: LOLE.

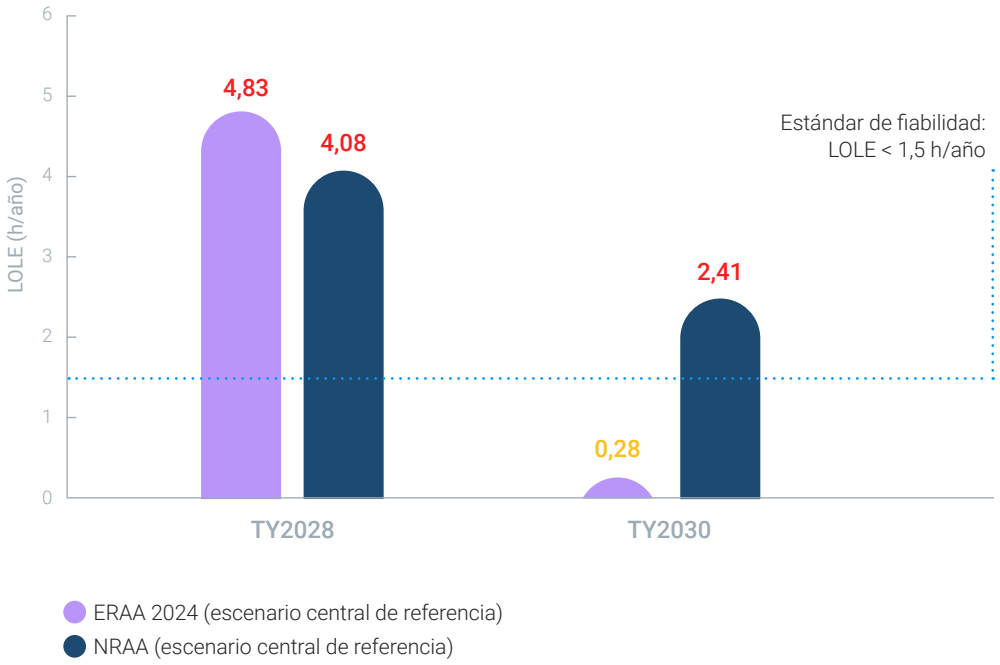
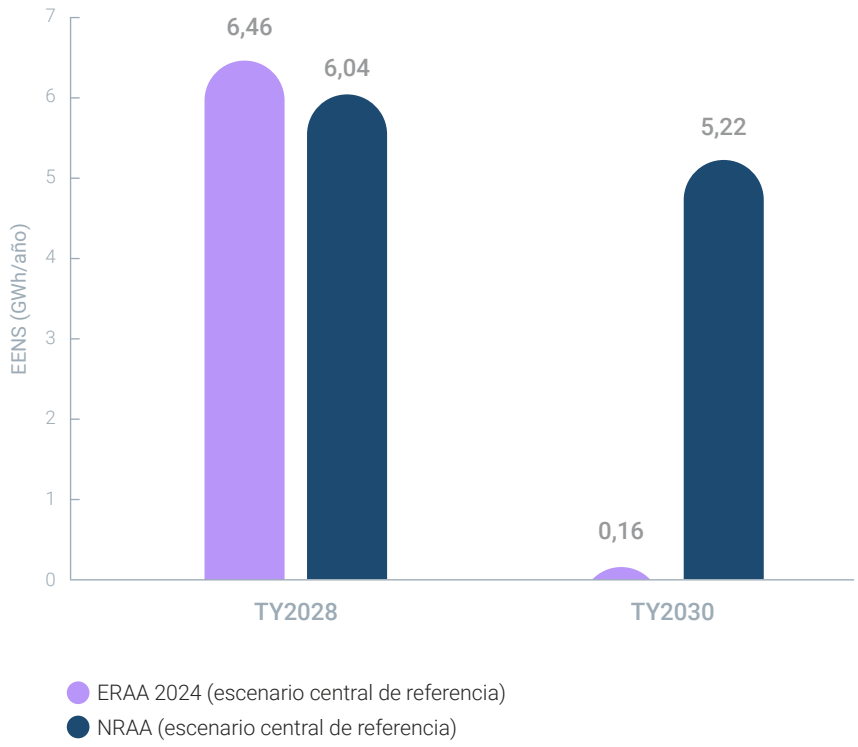


Figura 39. Resumen de los años objetivo, escenarios e indicadores de cobertura: EENS.



6.2 Análisis de la calibración del ERAA 2024

Como punto de partida del NRAA, se ejecutaron los últimos modelos ERAA EVA y ADQ para comparar adecuadamente el resto de los resultados producidos bajo el NRAA. Estas ejecuciones muestran que las diferencias en el ámbito geográfico (véase el capítulo 4.2.2) y las diferencias en las muestras de indisponibilidades aleatorias (véase el capítulo 4.2.3), necesarias para permitir la viabilidad computacional y reducir el tiempo de simulación, no afectan a los resultados del ERAA y son válidas, en comparación con el ERAA anterior a la aplicación del *curtailment sharing* (véase el capítulo 4.2.1), como punto de partida para las simulaciones específicas del NRAA.

6.2.1 Análisis de viabilidad económica

El punto de referencia del modelo EVA solo se ve afectado por las diferencias en el alcance geográfico. La explicación, descripción y evaluación de impacto de esta diferencia entre el ERAA y el NRAA ya se reflejan en el capítulo 4.2.2, por lo que solo se repiten aquí los resultados y la conclusión del sistema español mostrados en el capítulo 4.2.2.

La siguiente figura muestra una comparación de los resultados del EVA del ERAA 2024 y los modelos de referencia para el sistema español. Los resultados muestran que las diferencias en el ámbito geográfico tienen un impacto limitado en las decisiones económicas, con un buen nivel de alineación para el sistema español a lo largo del horizonte.

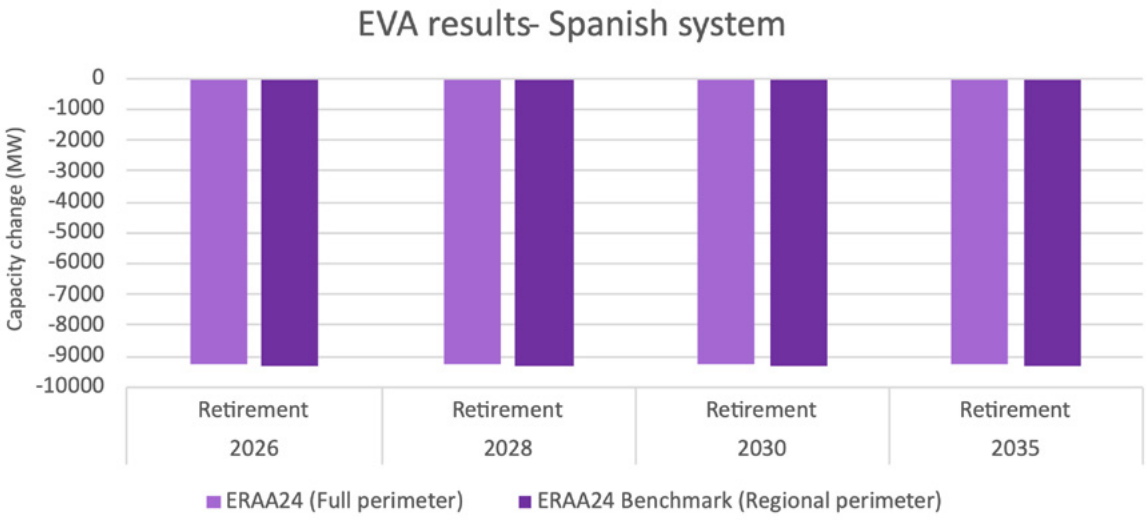


Figura 40. Diferencias entre ERAA y NRAA (metodología). Alcance geográfico. Impacto de la diferencia al comparar los resultados de ERAA 2024 EVA (para España) con los obtenidos en las simulaciones de referencia realizadas en el marco de este NRAA

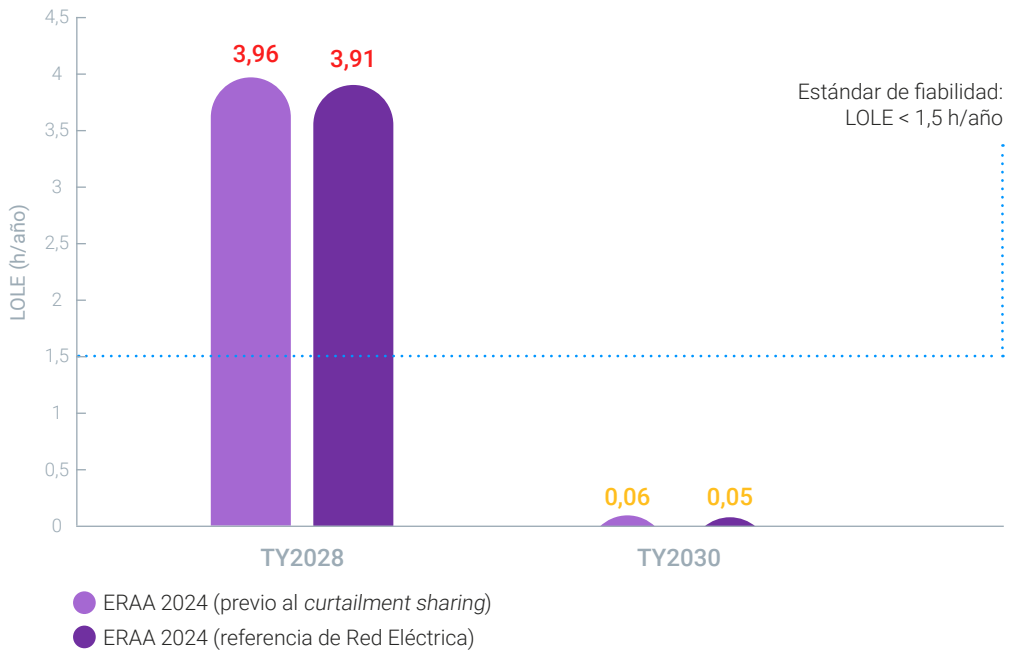
6.2.2 Análisis de cobertura

El modelo ADQ se ve afectado por las diferencias en el *curtailment sharing*, el alcance geográfico y las muestras de indisponibilidades aleatorias. La explicación, descripción y evaluación de impacto de estas diferencias entre la ERAA y la NRAA ya se reflejan en los capítulos 4.2.1, 4.2.2 y 4.2.3, pero por conveniencia, los resultados y la conclusión se consolidan en esta sección.

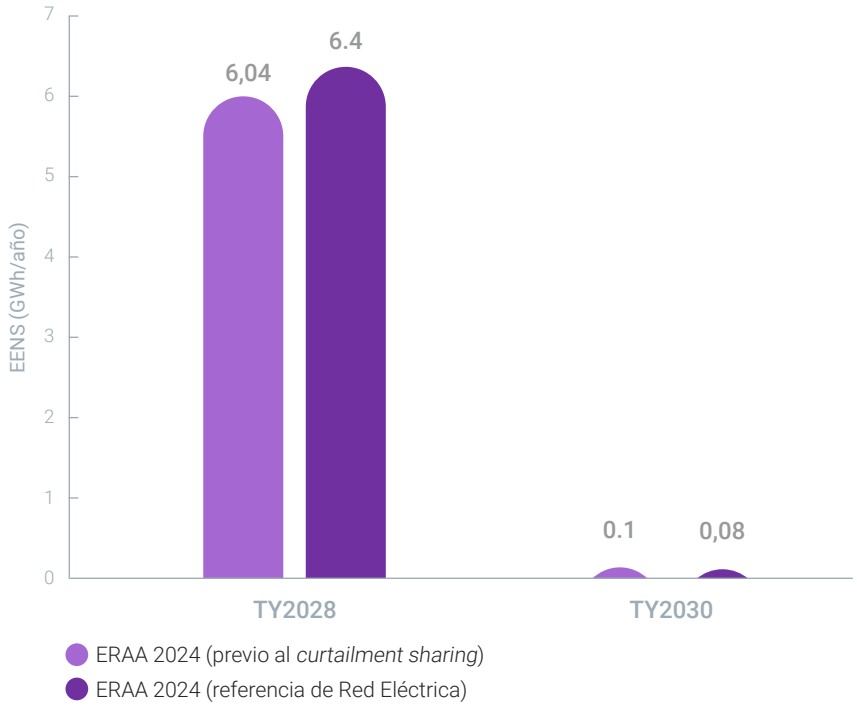
Las siguientes cifras muestran una comparación de los resultados del modelo ADQ del ERAA 2024 y los modelos de referencia para el sistema español para los dos años objetivo que se evaluarán en el escenario central de referencia del presente NRAA. Los resultados muestran que las diferencias en el ámbito geográfico y las muestras de indisponibilidades aleatorias tienen un impacto limitado en los indicadores de cobertura, con un buen nivel de alineación para el sistema español a lo largo del horizonte.

Figura 41. Diferencias entre la ERAA y la NRAA (metodología). Alcance geográfico, muestras de indisponibilidades aleatorias. Impacto de dichas diferencias al comparar los resultados de LOLE y EENS de la ERAA 2024 (para España) previos al *curtailment sharing* con los obtenidos en las simulaciones de referencia (benchmark) realizadas

ERAA 2024 (previo al curtailment) referencia: LOLE.



ERAA 2024 (previo al *curtailment sharing*) referencia: EENS.



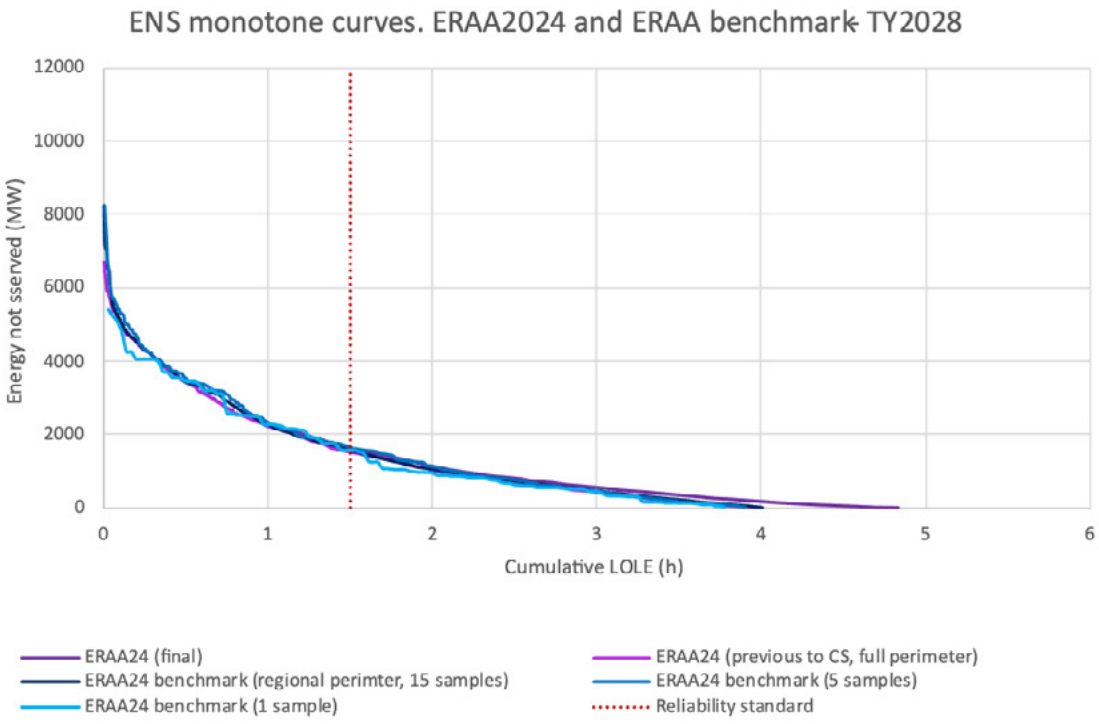


Figura 42. Diferencias entre la ERAA y la NRAA (metodología). *Curtailment sharing*, alcance geográfico, muestras de indisponibilidades aleatorias. Impacto de dichas diferencias al comparar las curvas monótonas de ENS de la ERAA 2024 con las obtenidas en las simulaciones de referencia realizadas.

6.3 Análisis del escenario central de referencia del NRAA

Las simulaciones del NRAA se dividen, como en el ERAA, en dos pasos secuenciales: el modelo EVA primero y posteriormente el modelo ADQ.

6.3.1 Análisis de viabilidad económica

Una vez que se aplican todas las diferencias en los supuestos al modelo de referencia EVA, los nuevos resultados del modelo EVA muestran lo siguiente:

- Los cambios en el perímetro español tienen un efecto mínimo en los resultados del EVA para el perímetro no español en comparación con la simulación de referencia. Esto se observa claramente en la Figura 43.
- En España, la retirada de CCGT sería de 3524 MW en todo el horizonte

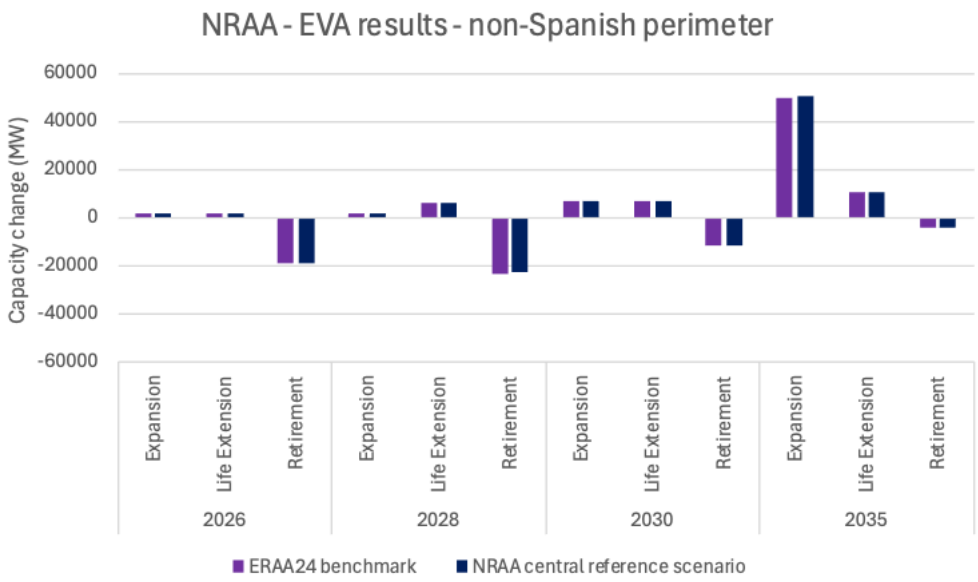


Figura 43. Resultados de la NRAA. Resultados de EVA para el perímetro no español

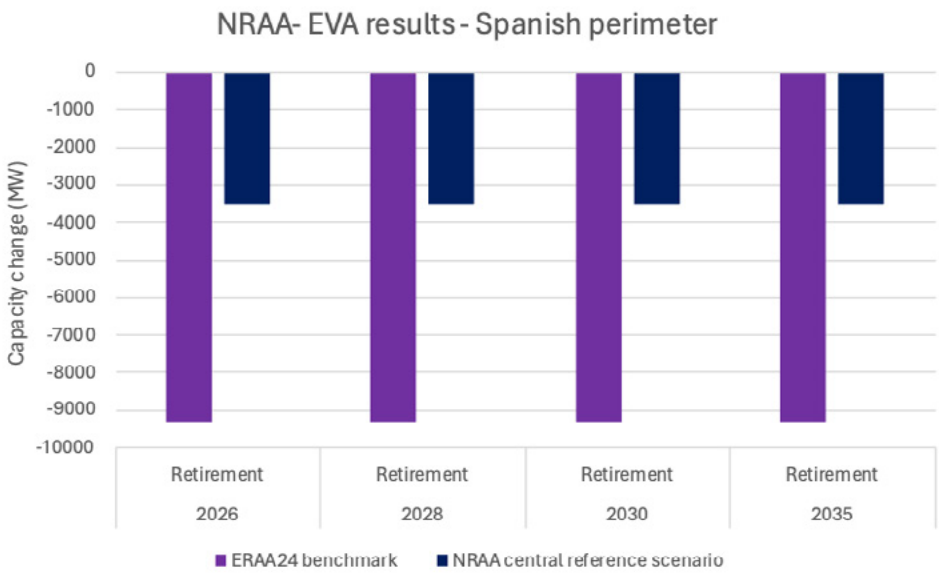


Figura 44. Resultados de la NRAA. Resultados de EVA para el perímetro español.

A raíz del dictamen de ACER «Buenas prácticas para justificar las razones de la divergencia entre los análisis nacionales y europeos de cobertura de la demanda», se han realizado simulaciones individuales para cada una de las diferencias en las hipótesis con el fin de comprender el impacto:

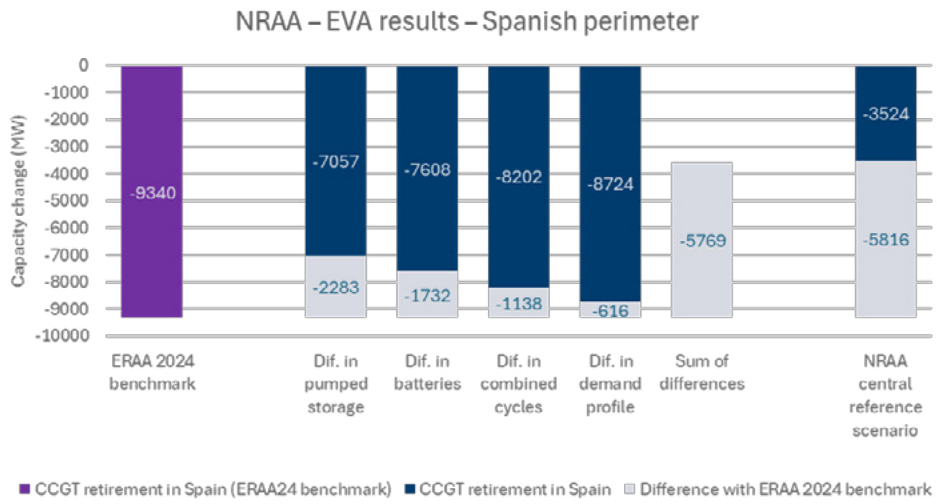


Figura 45. Resultados de la NRAA. Resultados de EVA para el perímetro español.

Se observa como signo positivo que la suma de las diferencias de las simulaciones individuales (5.769 MW) con respecto al valor de referencia del ERAA 2024 es muy similar a la diferencia obtenida en la simulación final que incorpora todas las diferencias (5.816 MW).

Tenga en cuenta que los resultados del EVA en el escenario central de referencia del NRAA solo reflejan posibles decisiones de mercado, pero las decisiones reales podrían diferir, especialmente en función de la validez de las hipótesis y de la modelización del comportamiento de los inversores.

6.3.2 Análisis de cobertura

Tras el paso del EVA, se actualiza el modelo de referencia ADQ para incluir los diferentes supuestos del NRAA y también para dar cabida a los nuevos resultados del EVA correspondientes al perímetro español. Para mayor comodidad, la tabla 31 muestra las capacidades consideradas en el escenario central de referencia del NRAA, destacando los valores que son diferentes del escenario central de referencia del ERAA. Las nuevas simulaciones de cobertura se realizan para los 36 escenarios climáticos de los años objetivo evaluados, obteniéndose los siguientes indicadores clave de cobertura:

Tabla 30. NResultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español

TY	Escenario	LOLE (h/año)*	EENS (GWh/año)
2028	NRAA (escenario central de referencia)	**4,08**	6,04
2030	NRAA (escenario central de referencia)	**2,41**	5,22

*Los valores de LOLE se colorean de la siguiente manera: rojo cuando es igual o superior al estándar de fiabilidad, naranja cuando los valores no son cero pero están por debajo del estándar de fiabilidad, verde cuando es cero.

La expectativa de pérdida de carga para los años analizados 2028 y 2030, una vez excluida la generación no económicamente viable, es de 4,08 y 2,41 horas por año, respectivamente. Estos valores superan el estándar oficial de fiabilidad de 1,5 horas por año e indica una preocupación en materia de cobertura según el escenario central de referencia del NRAA. Esto significa que, como resultado de la evaluación probabilística, los riesgos de cobertura son superiores al criterio de seguridad, y se requieren medidas de desarrollo del sistema para reducir dicho riesgo por debajo del umbral establecido por el estándar de fiabilidad.

El análisis de los resultados permite extraer las siguientes conclusiones adicionales sobre la caracterización de la energía no suministrada:

- Los valores máximos observados de la energía no suministrada son 8,7 GW y 9,7 GW para 2028 y 2030 respectivamente, para una hora individual de una muestra y un escenario climático concretos. Estos valores implicarían perturbaciones muy importantes para el sistema eléctrico peninsular español y, en consecuencia, para la actividad nacional. La energía no suministrada cuando el LOLE acumulado alcan-za el estándar de fiabilidad es de 1,5 GW y 1,0 GW para 2028 y 2030 respectivamente. Se observa claramente el comportamiento no lineal de la energía no suministrada. Toda esta información puede extraerse de la Figura 46.

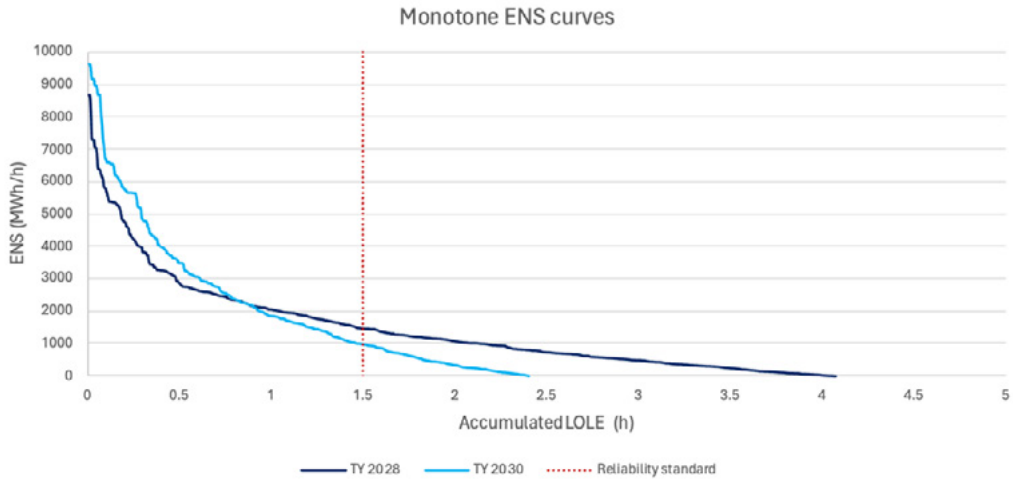


Figura 46. Resultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español. Detalle de la curva monótona horaria de ENS.

- La distribución LOLE y EENS por escenario climático muestra una elevada variabilidad, con varios valores individuales muy por encima del estándar de fiabilidad. Por ejemplo, el escenario climático 26 presenta un LOLE de 34,8 y 25,6 h/a para 2028 y 2030 respectivamente, que son 23 y 17 veces el estándar de fiabilidad. Además, se identifican riesgos de cobertura en más de la mitad de los escenarios climáticos (75% en 2028, 53% en 2030), lo que podría indicar la existencia de riesgos estructurales, en lugar de una situación muy adversa que concentre todos los riesgos. Toda esta información puede extraerse de la Figura 47 y la Figura 48.

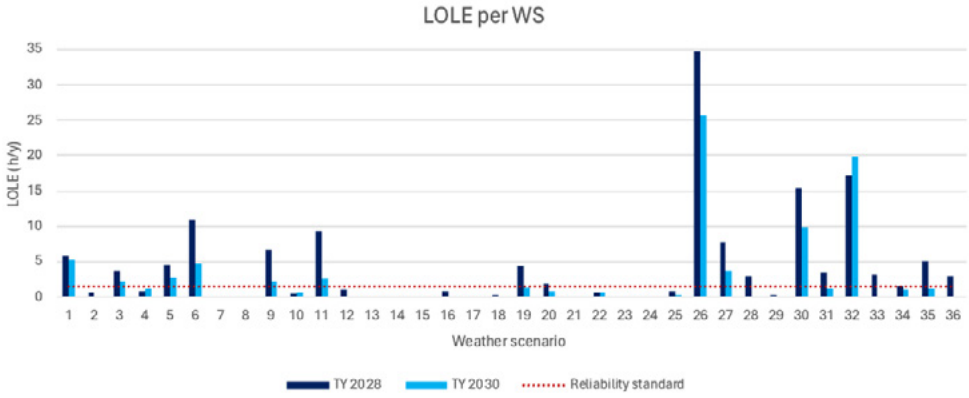


Figura 47. Resultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español. Detalle de la distribución de LOLE por escenario climático.

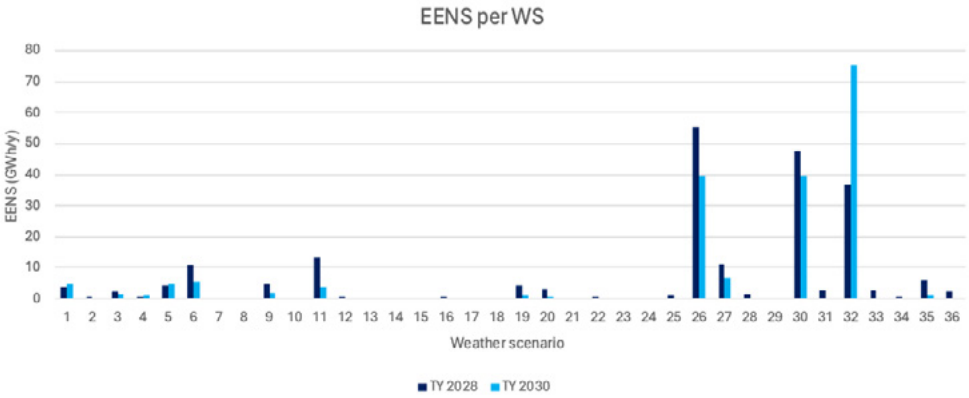


Figura 48. Resultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español. Detalle de la distribución de EENS por escenario climático.

- En términos de distribución estacional, es evidente que los riesgos de cobertura son más probables durante el invierno. Más concretamente, el periodo noviembre a febrero concentra el 89% y el 96% del LOLE en 2028 y 2030 respectivamente, lo que es coherente con las situaciones de estrés a las que se ha enfrentado el sistema español en los últimos años. Esta información puede extraerse de la Figura 49.

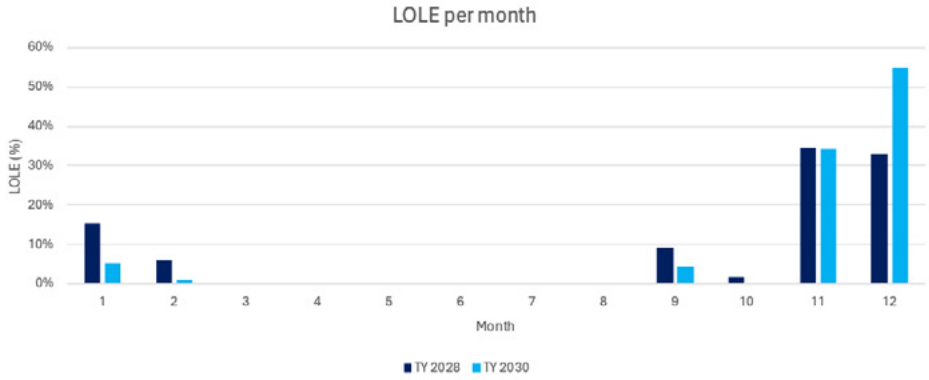


Figura 49. Resultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español. Detalle de la distribución de LOLE por mes del año.

- En términos de distribución horaria, es evidente que los riesgos de cobertura son más probables durante las horas pico de la tarde. Más concretamente, la franja comprendida entre las 16:00 h y las 23:00 h concentra el 98% o el 95% de LOLE en 2028 y 2030, respectivamente, lo cual es coherente con las situaciones de estrés a las que se ha enfrentado el sistema español en los últimos años. Véase Figura 50.

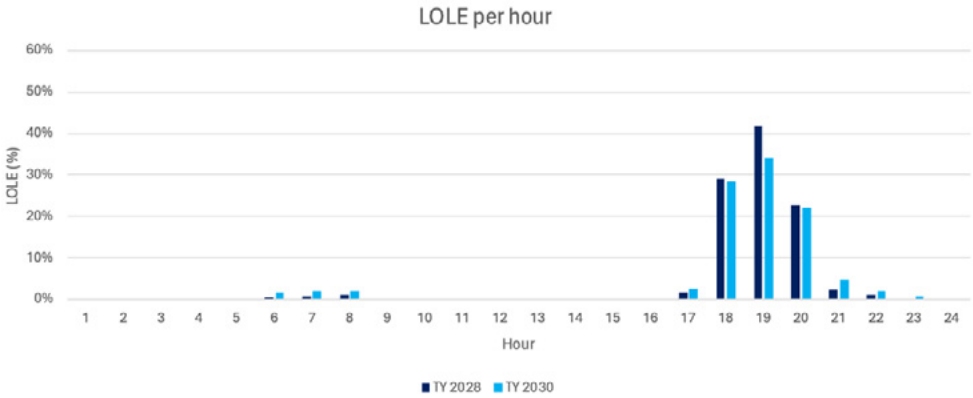
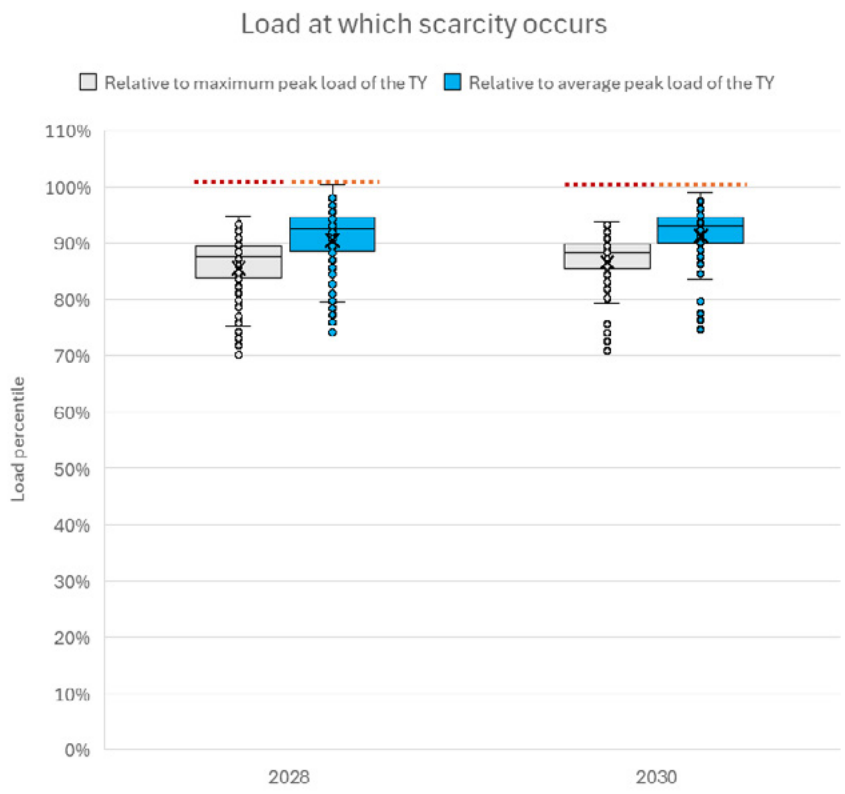


Figura 50. Resultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español. Detalle de la distribución de LOLE por hora del día.

Además, las siguientes figuras tienen como objetivo explicar cuáles son las causas fundamentales de la energía no suministrada. Cabe señalar que los puntos que se muestran en las siguientes figuras representan el promedio, para cada punto de datos, de 5 muestras de indisponibilidad forzada.

- Se puede extraer una información relevante de la distribución de la ENS con respecto a la demanda. El diagrama muestra, para cada año objetivo, la distribución de los niveles de demanda en los que se produce escasez, comparando la demanda con su valor promedio de punta (promedio de los picos de los 36 escenarios climáticos), y con su valor de punta máxima (la más alta de los 36 picos). Se observa que la ENS normalmente ocurre durante eventos de alta carga, en torno al 85% del valor máximo de punta del año objetivo, aunque algunos eventos pueden tener lugar con cargas inferiores al 75-80%. Se aprecia que los riesgos comienzan a aparecer por encima de ciertos niveles de demanda, pero el valor máximo de punta no se ve afectado por la energía no suministrada, lo que posiblemente apunta a una falta de generación en determinadas situaciones más que una demanda extremadamente alta como causa de la escasez. Asimismo, en la parte inferior de la figura se puede observar que, normalmente, cuanto mayor es el nivel de demanda, mayor es el valor de ENS. El valor de punta promedio se repre-senta con una línea discontinua de color naranja, mientras que la punta máxima de la demandase repre-senta con una línea discontinua de color rojo. Esto es coherente con la distribución de ENS por mes y hora, donde se observó que los riesgos de cobertura serían más probables en invierno durante las horas punta de la tarde, que es normalmente donde se producen las demandas más elevadas.



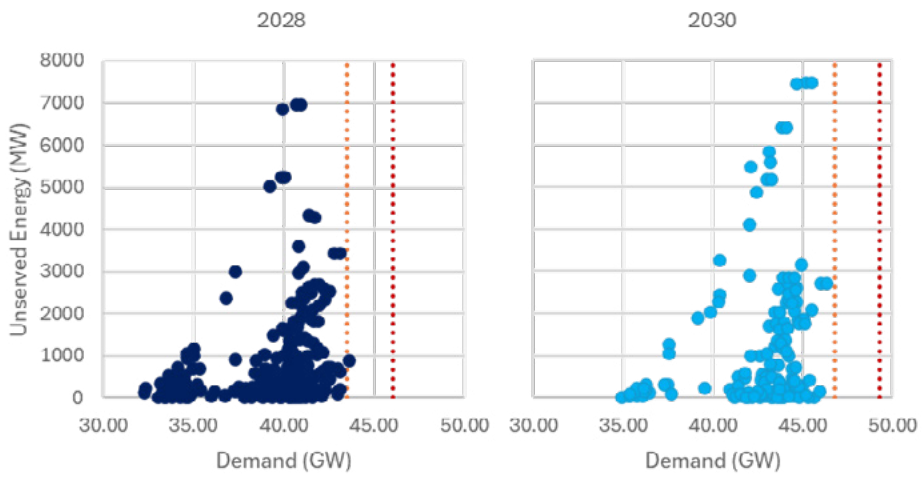


Figura 51. Resultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español. Distribución de la ENS en función de los niveles de demanda

- En cuanto a los recursos de generación para atender la demanda, la siguiente figura muestra la contribución de los generadores despachables (almacenamiento hidroeléctrico y bombeo, ciclo combinado, nuclear, solar térmica con almacenamiento, baterías, DSR) y no despachables (hidroeléctrica fluyente, eólica terrestre y marina, solar fotovoltaica y térmica sin almacenamiento, otras renovables y otras no renovables) durante los eventos de escasez. Se observa que los generadores despachables tienen una alta contribución, aunque no alcanza la capacidad instalada (representada en líneas punteadas de color gris en el lado derecho de la figura) debido a indisponibilidades planificadas y no planificadas. Los generadores no despachables presentan una contribución muy baja durante los eventos de escasez debido a la falta de recursos primarios, especialmente considerando su alta capacidad instalada (representada por las líneas punteadas de color azul en el lado derecho de la figura). Esto también es coherente con la distribución de ENS por hora del día, donde se observó que los riesgos de cobertura eran más probables durante las horas de la tarde y noche (no solares).

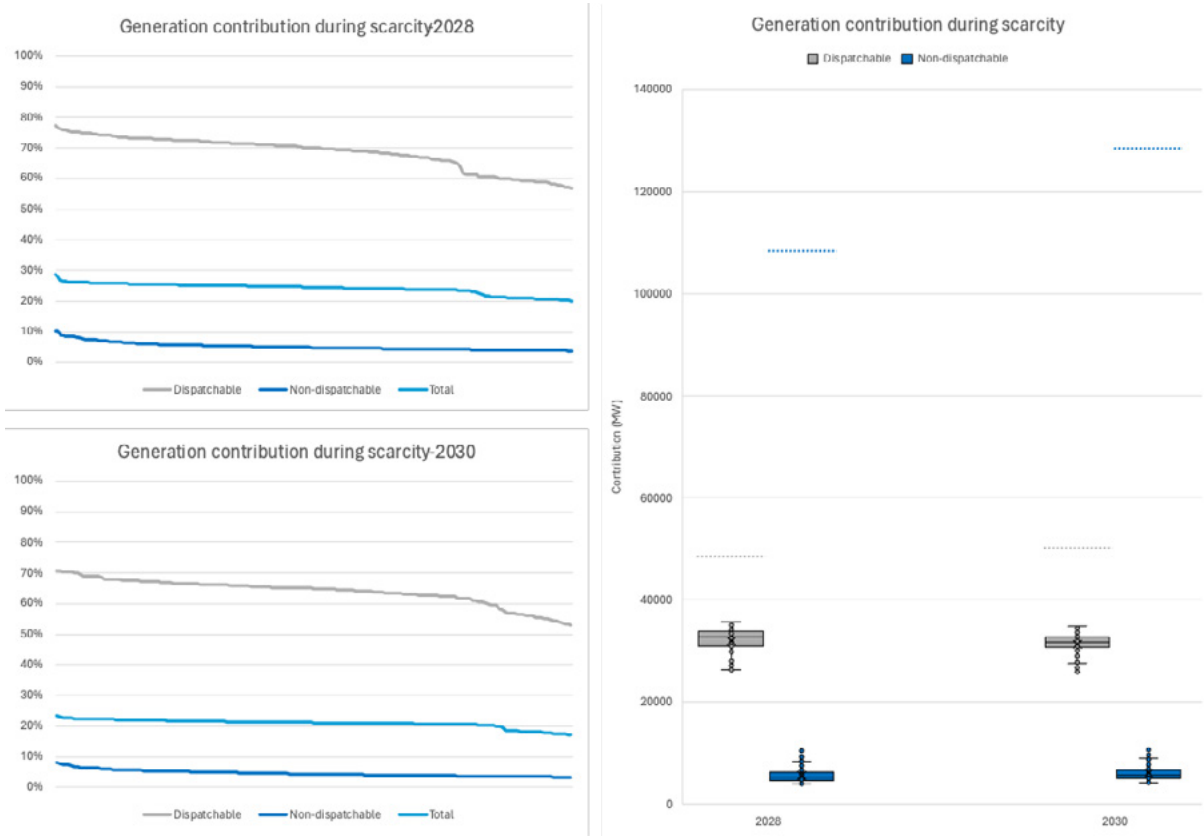


Figura 52. Resultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español. Contribución de la generación durante eventos de escasez.

- Por último, en cuanto a la contribución de las interconexiones, se observa que las importaciones son bastante relevantes, especialmente en el año objetivo 2030, cuando el proyecto Golfo de Vizcaya está disponible en el escenario. Sin embargo, la capacidad total (representada en líneas punteadas en la figura) no siempre se utiliza por completo, lo que es una señal de que en algunos momentos los eventos de escasez ocurren simultáneamente en ambos lados del enlace. Además, se aprecia una disminución muy pronunciada de las importaciones en una parte significativa de los eventos.

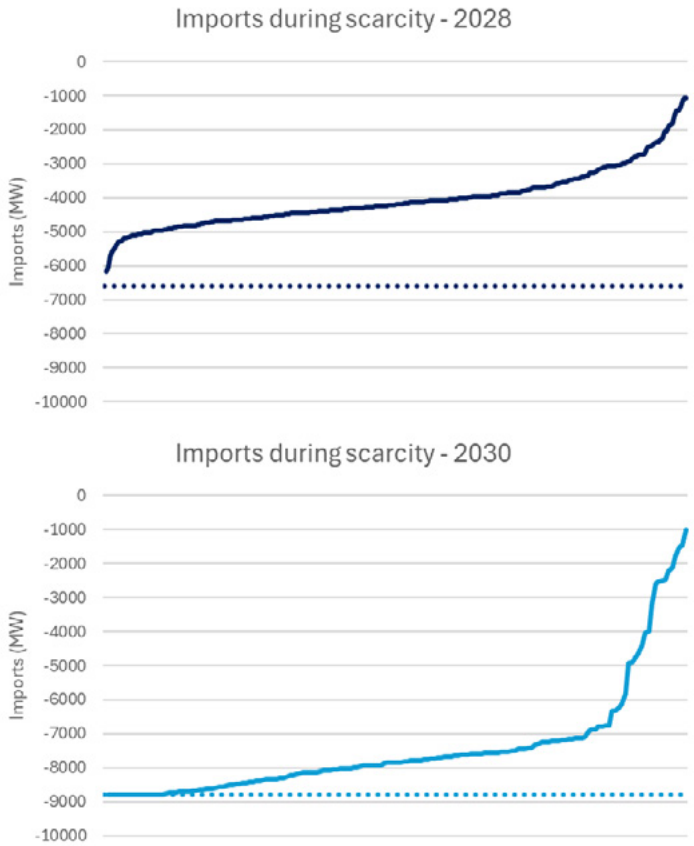


Figura 53. Resultados del NRAA. Resultados del modelo ADQ para el perímetro español. Importaciones totales durante eventos de escasez.

Tabla 31. Capacidades de recursos en España bajo el escenario central de referencia del NRAA.

Capacidad instalada (MW)	TY2028	TY2030
Hidráulica	**20.603**	**21.967**
Fluyente	3.412	3.667
Embalse	11.177	11.177
Almacenamiento por bombeo - Mixto[PSO]	2.683	3.123
Almacenamiento por bombeo - Puro	3.331	4.000
Renovables	**101.058**	**123.841**
Eólica - Onshore	42.038	50.222
Eólica - Offshore	100	2.800
Solar térmica - Actual	2.304	2.304
Solar térmica - Futura	50	2.500
Solar fotovoltaica - Autoconsumo	13.337	18.405
Solar fotovoltaica - Parque	41.532	45.646
Otras energías renovables	1.697	1.964
Térmica	**30.919**	**28.648**
Carbón	0	0
Turbinas de gas de ciclo combinado	21.537	21.537
Nuclear [Nuc]	5.110	3.040
Otras energías no renovables	4.273	4.071
Baterías y DSR	**2.398**	**3.435**
Baterías (2h)	900	900
Baterías (4h)	635	635
Baterías (detrás del contador)	254	700
DSR	609	1.200
CAPACIDAD TOTAL	**154.978**	**177.890**

(PSO) Valores mostrados al final del año, pero modelados según el plazo establecido en la resolución del esquema de apoyo: 2,7 GW al 1/06/30, 3,1 GW después.
(Nuc) Valores mostrados a finales de año, pero modelados siguiendo el calendario actual de desmantelamiento de la energía nuclear: 7,1 GW a 1/11/27, 6,1 GW a 01/10/28, 5,1 GW a 1/10/30, 4,1 GW a 1/11/30, 3 GW a 1/9/32, 2 GW a 1/2/35, 1 GW a 1/5/35, 0 W después.

6.4 LOLE de equilibrio de los ciclos combinados como estándar de fiabilidad

Finalmente, se ha realizado una simulación adicional considerando que toda la flota de CCGT existente actualmente está disponible. Todos los demás supuestos se mantienen como están en el escenario de referencia central.

Estos resultados muestran que la capacidad de ciclo combinado existente actualmente (24.500 MW) es suficiente para garantizar el umbral LOLE establecido para esta tecnología de referencia (1,12-1,82 h/año) bajo los valores VOLL y CONE dados, lo que confirma que este umbral LOLE es válido como estándar de fiabilidad objetivo para el sistema eléctrico peninsular español.

Tabla 32. Indicadores de cobertura cuando se considera disponible toda la capacidad de ciclo combinado existente actualmente (24.500 MW).

TY	Escenario	LOLE (h/año)*	EENS (GWh/año)
2028	NRAA (escenario central de referencia) con 24.500 MW de ciclo combinado	0,92	1,40
2030		0,88	1,85

*Los valores de LOLE se colorean de la siguiente manera: rojo cuando es igual o superior al estándar de fiabilidad, naranja cuando los valores no son cero, pero están por debajo del estándar de fiabilidad, y verde cuando es cero.

7. Conclusiones

Este capítulo final presenta un resumen de las conclusiones centradas en los principales resultados del Análisis Nacional de Cobertura, e incluye además algunas conclusiones adicionales derivadas de comparaciones con otros análisis de cobertura recientes.

Centrándonos en el presente Análisis Nacional de Cobertura (NRAA), la principal conclusión es que bajo, bajo los escenarios considerados y el marco metodológico aplicado conforme a las disposiciones establecidas por el Reglamento de Electricidad, la viabilidad económica de una parte significativa del mix de generación del sistema peninsular español no está garantizada a corto, medio ni largo plazo si no se implementan incentivos adicionales.

La evaluación de los escenarios que resultarían del desmantelamiento de las unidades económicamente inviables, si se permitiera, implicaría una situación con valores superiores al estándar oficial de fiabilidad, mostrando preocupaciones de cobertura para todos los años hasta 2030, que requerirían medidas de desarrollo del sistema para ser resueltas.

Los mensajes clave de la presente evaluación son:

- Los modelos de referencia utilizados en esta NRAA para la evaluación de la viabilidad económica y la evaluación de la cobertura producen resultados alineados con los obtenidos por los modelos del ERAA 2024 para el sistema eléctrico peninsular español. Esto confirma su validez como punto de partida para el resto de las simulaciones.
- Los cambios en el perímetro español tienen un efecto mínimo en los resultados del análisis de viabilidad económica (EVA) para el perímetro no español, pero el impacto en el perímetro español es relevante. El volumen de ciclos combinados económicamente inviables en España identificado en el escenario del NRAA es de 3,5 GW en lugar de los 9,2 GW identificados en el escenario del ERAA.
- La expectativa de pérdida de carga para los años analizados 2028 y 2030, tras excluir la generación no económicamente viable, es de 4,08 y 2,41 horas por año, respectivamente, lo cual supera el estándar oficial de fiabilidad de 1,5 horas por año e indica una preocupación de cobertura según el escenario central de referencia del NRAA. Esto significa que, como resultado de la evaluación probabilística, los riesgos de cobertura son superiores que el criterio de seguridad, y se requieren medidas de desarrollo del sistema para reducir el riesgo por debajo del umbral establecido por el estándar de fiabilidad.
- La variabilidad de la expectativa de pérdida de carga para diferentes escenarios climáticos es muy elevada, con varios valores individuales muy por encima del estándar de fiabilidad. Se identifican riesgos de cobertura en más de la mitad de los escenarios climáticos, lo que posiblemente indica la existencia de riesgos estructurales, en lugar de una situación muy adversa que concentre todos los riesgos.
- Los riesgos de cobertura son más probables durante el invierno (el período de noviembre a febrero representa el 89% en 2028 y el 96% en 2030), concentrándose en el pico de la tarde (de 16:00 a 23:00, que representa el 98% en 2028 y el 95% en 2030). Esto es coherente con las situaciones de estrés a las que se ha enfrentado el sistema eléctrico español en los últimos años.
- Se observa que los riesgos comienzan a aparecer por encima de ciertos niveles de demanda, pero el valor máximo de punta de demanda no se ve afectado por la energía no suministrada, lo que posible-mente indica una falta de generación en determinadas situaciones más que a una demanda extremada-mente elevada como causa de la escasez.
- Se observa que los generadores despachables presentan una alta contribución, aunque inferior a su capacidad instalada, debido a indisponibilidades tanto planificadas como no planificadas. Los generado-res no despachables muestran una contribución muy baja durante los eventos de escasez debido a la falta de recursos primarios, especialmente considerando su elevada capacidad instalada.

- El sistema eléctrico peninsular español se mantiene cercano a una isla energética en términos de cobertura, debido al limitado intercambio de capacidad con Europa central, lo que significa que se necesi-tarían principalmente recursos nacionales para cumplir con el estándar de fiabilidad.

En comparación con la última edición del Análisis Europeo de Cobertura, así como con las ediciones anteriores tanto del ERAA como del NRAA:

- Las conclusiones derivadas del NRAA están alineadas con las obtenidas en el ERAA 2024, ERAA 2023, ERAA 2022 y también con las extraídas en el NRAA que Red Eléctrica realizó como complemento al ERAA 2022. Esta coherencia se considera robusta, a pesar de que los resultados en términos de equili-brio económico y los indicadores de cobertura difieren razonablemente debido a las diferencias en las hipótesis consideradas (nacionales e internacionales) y en la metodología empleada en cada análisis.

- Las diferentes ediciones del ERAA han identificado riesgos por encima del estándar de fiabilidad únicamente para los años objetivo anteriores a 2030, ya que asumen el escenario del PNIEC para ese año. Sin embargo, cuando los NRAA han considerado un retraso en el cumplimiento de algunos de los objetivos, los riesgos han aparecido también en 2030.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España también incluye un análisis de cobertura para el año objetivo 2030, siguiendo la metodología del ERAA, aunque sin aplicar una evaluación de viabilidad económica (EVA). Esto permite comparar, para este año objetivo clave, la cobertura en tres escenarios diferentes y extraer algunos mensajes clave:

- El PNIEC muestra que, con las capacidades objetivo para 2030, no se observan riesgos de cobertura, lo que indica que la cartera de generación es suficiente para alcanzar el nivel de electrificación.

- El ERAA muestra que, en el escenario PNIEC, una parte del parque térmico podría no ser económica-mente viable y que su desmantelamiento implicaría riesgos de cobertura distintos de cero, aunque por debajo del estándar de fiabilidad considerado.

- El NRAA muestra que, si se consideran las particularidades nacionales con mayor detalle y, especial-mente, si no se alcanzan en el plazo previsto los objetivos de almacenamiento establecidos en el PNIEC, los riesgos de cobertura superarían el estándar de fiabilidad, incluso si el escenario se encuentra en equilibrio económico teórico.

Una visión conjuntade estos tres análisis permite entender que el mercado de la energía por sí solo no será suficiente para lograr una adecuada cobertura del sistema eléctrico en España, y pone de manifiesto la importancia de implementar medidas adicionales, como el mecanismo de capacidad, ya considerado en el PNIEC como medida para alcanzar los objetivos, que permitan alcanzar el nivel deseado de descarboniza-ción y electrificación en tiempo y con el nivel de garantía de suministro requerido.

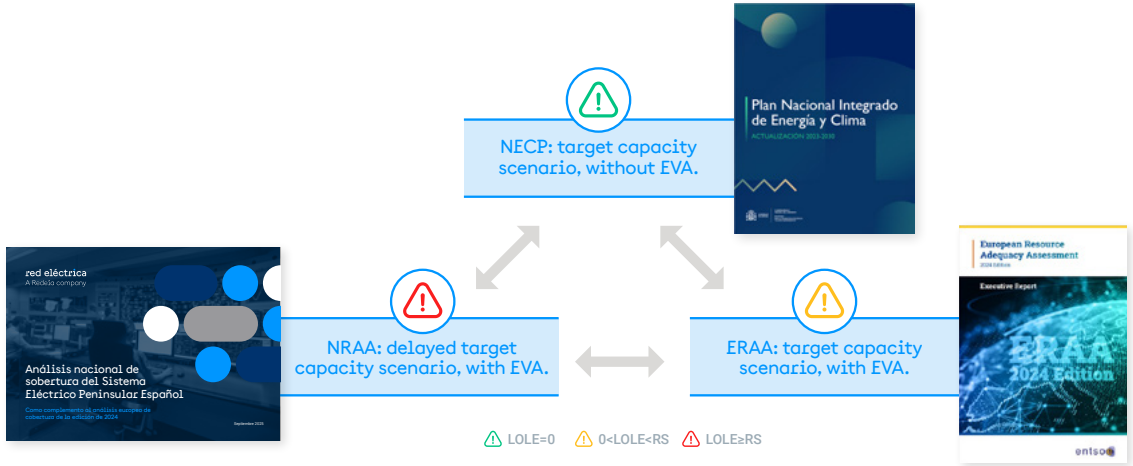


Figura 54. Análisis complementarios de cobertura del sistema eléctrico peninsular español en 2030.

8. Glosario de acrónimos

Se proporciona una lista de los acrónimos utilizados en todo el informe para facilitar su legibilidad.

Tabla 33. Glosario de siglas

Acrónimo	Significa
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agencia para la Cooperación de los Reguladores de Energía)
ADQ	Adequacy (Cobertura)
BZ	Bidding Zone (Zona de Oferta)
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (Turbina de Gas de Ciclo Combinado)
CEP	Clean Energy Package (Paquete de Energía Limpia)
CM	Capacity Mechanism (Mecanismo de Capacidad)
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CONE	Cost Of New Entry (Coste de Nueva Entrada)
CS	Curtailment Sharing (Reparto de Limitaciones de Generación)
CY	Climate Year (Año Climático)
DGPEM	Dirección General de Política Energética y Minas
DSR	Demand Side Response (Gestión de la Demanda para Ajuste Flexible del Consumo)
ED	Economic Dispatch (Despacho Económico)
EL	Expected Energy Not Served (Energía No Suministrada Esperada)
EENS	Economic Lifetime (Vida Útil Económica)
ENS	Energy Not Served (Energía No Suministrada)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad)
ERAA	European Resource Adequacy Assessment (Análisis Europeo de Cobertura)
EU	European Union (Unión Europea)
EVA	Economic Viability Assessment (Análisis de Viabilidad Económico)
FO	Forced Outage (Interrupción Forzada)
FOM	Forced Outage Pattern (Patrón de interrupción forzada)
FOP	Fixed Operation and Maintenance costs (Costes Fijos de Operación y Mantenimiento)
HMMCP	Harmonized Maximum and Minimum Clearing Prices (Precios de Casación Máximos y Mínimos Armonizados)
HP	Hurdle Premium (Tasa de rentabilidad mínima)
LLD	Load of Loss Duration (Duración de la Pérdida de Carga)
LOLE	Loss Of Load Expectation (Expectativa de Pérdida de Carga)
MS	Member State (Estado Miembro)
NE	National Estimates (Estimaciones Nacionales)
NECP	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
NRA	National Regulatory Authority (Autoridad Nacional Reguladora)
NRAA	National Resource Adequacy Assessment (Análisis Nacional de Cobertura)
NT	National Trends (Estimaciones Nacionales)
PECD	Pan European Climate Database (Base de Datos Climática Paneuropea)
RCC	Regional Coordination Centre (Centro de Coordinación Regional)
RES	Renewable Energy Sources (Fuentes de Energía Renovable)
RS	Reliability Standard (Estándar de Fiabilidad)
TEU	Treaty on European Union (Tratado de la Unión Europea)
TFEU	Treaty on the Functioning of the European Union (Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea)
TSO	Transmission System Operator (Transportista y Operador del Sistema)
TY	Target Year (Año Objetivo)
UCED	Unit Commitment and Economic Dispatch (Compromiso de Unidades y Despacho Económico)
VOLL	Value Of Lost Load (Valor de la Energía No Suministrada)
VOM	Variable Operation and Maintenance costs (Costes Variables de Operación y Mantenimiento)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Coste Medio Ponderado de Capital)
WS	Weather Scenario (Escenario Climático)
XB	Cross Border (Transfronterizo)

red eléctrica

Una empresa de Redeia