

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 2022

Octubre 2023



Contenidos

Resumen ejecutivo	3	4. Metodología	16	6. Resultados	45
1. Introducción	5	4.1 Análisis europeo de cobertura	17	6.1 Resumen de escenarios y resultados	46
2. Estructura de este informe	6	4.1.1 Alcance geográfico y horizonte temporal	18	6.2 Análisis de resultados	48
3. Marco regulatorio	8	4.1.2 Escenarios y proceso de cálculo	19	6.2.1 Escenario 0: escenario post-EVA ERAA 2022 Foco en el corto plazo	48
3.1 Marco regulatorio español	8	4.1.3 Modelo del análisis de viabilidad económica	20	6.2.1.1 Ejecuciones de ENTSO-E y Red Eléctrica: comparativa de modelos	48
3.1.1 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico	8	4.1.4 Modelo de despacho	21	6.2.1.2 Ejecuciones de Red Eléctrica: resultados detallados	51
3.1.2 Procedimiento de Operación 2.2 Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico	10	4.1.5 Metodología probabilista	22	6.2.2 Adaptaciones nacionales del escenario post-EVA ERAA 2022. Foco en el medio plazo	57
3.1.3 Propuesta de resolución 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	10	4.1.6 Indicadores de cobertura para la simulación probabilística	23	6.2.2.1 TY2027. Escenario 1: post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	58
3.2 Marco regulatorio europeo	11	4.2 Metodología aplicada en este análisis nacional de cobertura	24	6.2.2.2 TY2027. Escenario 2: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento	63
3.2.1 Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea	11	4.2.1 Diferencias metodológicas con respecto al ERAA 2022	25	6.2.2.3 TY2027. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	66
3.2.2 Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad	12	4.2.2 Proceso de análisis de viabilidad simplificado basado en el enfoque de ingresos frente a costes y de análisis de cobertura	26	6.2.2.4 TY2030. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	70
3.2.3 Decisión 24-2020 de ACER sobre la metodología del ERAA	14	5 Hipótesis	27	6.2.3 LOLE de equilibrio de los ciclos combinados como estándar de fiabilidad	74
3.2.4 Decisión 23-2020 de ACER sobre VOLL/CONE/RS	15	5.1 Análisis europeo de cobertura 2022	28	7. Conclusiones	75
		5.1.1 Perímetro europeo	28	8. Glosario de acrónimos	76
		5.1.2 Perímetro español	34		
		5.1.3 Parámetros tecno-económicos	40		
		5.2 Hipótesis para el Análisis nacional de cobertura	43		

Resumen ejecutivo

Red Eléctrica ha realizado, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español, un Análisis Nacional de Cobertura (NRAA¹) como complemento al Análisis Europeo de Cobertura (ERAA²) de la edición de 2022 teniendo en cuenta sensibilidades adicionales.

La seguridad de suministro de la energía eléctrica ganará importancia incluso respecto a la que ya tiene actualmente a medida que avanza 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 monitorizar 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 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 generación respecto a los utilizados en el ERAA, alineando las hipótesis sobre almacenamiento para que sean coherentes con el escenario tendencial del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Como complemento al ERAA, este NRAA comienza analizando el primer año de estudio del horizonte, 2024, que no pudo ser evaluado en el ERAA 2022. Mediante el indicador de Previsión de Pérdida de Carga, conocido como LOLE³ por sus

siglas en inglés, se identifican riesgos de cobertura en 5,63 h/año, por encima del estándar de fiabilidad utilizado como referencia (0,94 h/año). Esto, sumado a los resultados de LOLE obtenidos en el ERAA 2022 para el año de estudio 2025 de 6,7 h/año, confirma que el sistema eléctrico peninsular español podría enfrentarse a riesgos de cobertura a corto plazo en caso de desmantelamiento de un cierto volumen de centrales de ciclo combinado.

En segundo lugar, este NRAA se centra en el medio plazo. Para el año 2027, el ERAA también identifica riesgos de cobertura, que podrían superar el umbral estándar de fiabilidad considerado, en caso de desmantelamiento de un cierto volumen de centrales de ciclo combinado de gas. Este NRAA tiene como objetivo explorar escenarios adicionales mediante la introducción de algunas sensibilidades respecto al ERAA en las hipótesis que tienen un mayor grado de incertidumbre.

1. National Resource Adequacy Assessment; 2. European Resource Adequacy Assessment; 3. Loss Of Load Expectation.

Nota: El presente informe constituye una traducción de la versión elaborada en inglés.

En este sentido, se han planteado escenarios alternativos en los que se postula un retraso de la puesta en servicio de almacenamiento adicional en el sistema peninsular español. Bajo esta hipótesis y reevaluando la viabilidad económica de los ciclos combinados del sistema peninsular español, se identifican nuevamente riesgos de cobertura para el año de estudio 2027 con valores de LOLE en el rango de 4,76 h/año. Estos riesgos también se detectan para el año de estudio 2027 si, a mayores del escenario en equilibrio económico identificado en el ERAA, se postula el retraso en la puesta en servicio del almacenamiento (7,14 h/año) o incluso aplicando una metodología de análisis de viabilidad económica diferente que considere un mayor número de escenarios o años climáticos (3,83 h/año) y tenga un enfoque nacional.

En el horizonte a más largo plazo, 2030, también se detectan riesgos de cobertura por parte del ERAA, en los que se profundiza en este NRAA bajo la hipótesis de un retraso de la puesta en servicio de posible capacidad adicional de almacenamiento y reevaluando la viabilidad económica de los ciclos combinados del sistema peninsular español, resultando en riesgos superiores a los identificados por el ERAA.

Como conclusión, 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 eléctrico 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. Tanto el ERAA como este NRAA muestran que esta generación es necesaria para garantizar el nivel deseado de garantía de suministro.

En la [Tabla 1](#) se muestra un resumen de los indicadores de cobertura, Previsión de Pérdida de Carga (LOLE) y Previsión de Energía No Suministrada (EENS), como resultado del ERAA 2022 y de este NRAA para los diferentes años de estudio (TY) y se muestran gráficamente en la [Figura 33](#) y la [Figura 34](#).

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

TY	Escenario	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
2024	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	5,63	9,38
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	6,7	11,10
2025	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	6,26	12,90
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,9	3,08
	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,86	3,63
	post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	3,83	8,24
2027	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento	7,14	15,68
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	4,76	10,12
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,5	2,3
2030	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,66	4,25
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	2,34	5,65

* En las tablas y figuras del documento se resaltan en rojo los valores de LOLE iguales o superiores al estándar de fiabilidad considerado (0,94 h/año).

1. Introducción a este Análisis Nacional de Cobertura

Red Eléctrica ha realizado, para el Sistema Eléctrico Peninsular Español, un Análisis Nacional de Cobertura (NRAA) como complemento al Análisis Europeo de Cobertura (ERAA) de la edición de 2022 teniendo en cuenta sensibilidades adicionales.

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. Según el ERAA 2022, 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 sin mecanismos de capacidad" (también conocido como escenario post-EVA) muestra resultados preocupantes para el año 2025 tras una reducción significativa de la potencia instalada debido a la falta de viabilidad económica, consistente en el desmantelamiento de 9,6 GW de turbinas de gas de ciclo combinado y 540 MW de carbón, y la puesta en marcha de 1 GW de respuesta de la demanda. Esto, en su conjunto, implica una reducción neta de la capacidad de 9,1 GW. De hecho, los resultados muestran altos niveles de LOLE, 6,7 h/año, más de 6 veces el estándar de fiabilidad utilizado como referencia (0,94 h/año). En cuanto a la energía no suministrada, la media esperada es de 11 GWh.

Según el ERAA 2022, cuando se evalúan los resultados de 2027 y 2030, los problemas de cobertura son menos probables, ya que se esperan nuevas inversiones en generación renovable y almacenamiento, aunque siguen estando muy por encima del estándar de fiabilidad. 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.

Las ideas anteriores sugieren que un NRAA que complemente el 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 aún mayores. 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.

2. Estructura de este informe

Este capítulo describe la distribución de la información a lo largo de este Análisis nacional de cobertura (NRAA).

Este informe está dividido 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, que introdujo el Análisis europeo de cobertura (ERAA). En segundo lugar, se incluye una descripción detallada de la metodología que se utiliza para el análisis. En tercer lugar, se presentan las hipótesis que configuran los diferentes escenarios que se evalúan. El núcleo del informe es el siguiente capítulo, dedicado al análisis de los resultados obtenidos en el marco de este NRAA. Finalmente, y como cierre del informe, se resumen las ideas finales y los principales resultados.

- 1 **Introducción** Este primer capítulo pretende justificar la necesidad de este NRAA.
- 2 **Estructura de este informe** Este capítulo describe la distribución de la información a lo largo del informe de este 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 de este NRAA. En segundo lugar, también se explican las diferencias específicas en las implementaciones de la metodología que existen entre este NRAA y el ERAA.
- 5 **Hipótesis** Este capítulo resume las hipótesis y supuestos que se han usado tanto en el ERAA 2022 como en este NRAA. Las suposiciones del ERAA 2022 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 este NRAA.
- 6 **Resultados** Este capítulo incluye un desglose de los resultados obtenidos en los diferentes escenarios analizados tanto en el ERAA 2022 como en este NRAA y, después, analiza en detalle los resultados que se han obtenido en este NRAA, valorando el impacto de ciertas decisiones metodológicas.
- 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.

Figura 1. Estructura de este informe.



3 Marco regulatorio

3.1

Marco regulatorio español

3.2

Marco regulatorio europeo

En este capítulo se ofrece un breve resumen de la normativa que regula la supervisión de la seguridad del suministro, tanto a nivel nacional como europeo.

3.1 Marco regulatorio español

En primer lugar, se reflejan los aspectos principales que regulan la supervisión de la seguridad de suministro en la normativa 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 se integran en el Código de la Energía Eléctrica⁴, que recopila y ordena las principales normas estatales vigentes relativas al sistema eléctrico, para poner a disposición de los sujetos del sistema, de las empresas, de los profesionales, de los operadores jurídicos, y de los 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 un servicio esencial e imprescindible para la participación plena de los ciudadanos en la sociedad actual, una de cuyas características principales es su proceso de electrificación cada vez mayor. Sin embargo, no incluye la normativa de la Unión Europea o internacional ni de las Comunidades Autónomas, así como tampoco, salvo excepciones, disposiciones que no tengan 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 Eléctrico⁵ es la pieza central del sector eléctrico y establece varios requisitos en materia de supervisión de la garantía del suministro eléctrico.

El objetivo principal de esta Ley es garantizar el suministro de energía eléctrica. Hay 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. Objeto

1. La presente ley tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.

Artículo 7. Garantía de suministro

2. El Gobierno podrá adoptar, para un plazo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando concurra alguno de los siguientes supuestos:
 - 2.a. Riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica.
 - 2.b. Situaciones de desabastecimiento de alguna o algunas de las fuentes de energía primaria.
 - 2.c. Situaciones de las que se pueda derivar amenaza grave para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica previa comunicación a las Comunidades Autónomas afectadas.

4. Enlace al Código de la Energía Eléctrica: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=014_Codigo_de_la_Energia_Electrica&tipo=C&modo=2

5. Enlace a la Ley del Sector Eléctrico: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

- 2.d Situaciones en las que se produzcan reducciones sustanciales de la disponibilidad de las instalaciones de producción, transporte o distribución o de los índices de calidad del suministro imputables a cualquiera de ellas.
- 3. Las medidas que se adopten por el Gobierno para hacer frente a las situaciones descritas en el apartado anterior podrán referirse, entre otros, a los siguientes aspectos:
 - 3.a. 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.b. Operación directa de las instalaciones de generación, transporte y distribución.
 - 3.c. Establecimiento de obligaciones especiales en materia de existencias de seguridad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica.
 - 3.d. 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.e. Modificación de las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

- 3.f. Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos y garantías de acceso a las redes por terceros.
- 3.g. Limitación o asignación de abastecimientos de energías primarias a los productores de electricidad.
- 3.h. 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.a. 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.b. 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 eolicidad que pudieran presentarse dentro del período de previsión, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares.
- 2.g. Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.

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

El Procedimiento de Operación 2.2⁶, 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 efectuará un análisis de la seguridad de la cobertura del sistema que abarcará las previsiones para los 10 años siguientes al año en curso y que se comunicará al órgano competente de la Administración española y 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 CO₂, 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 Propuesta de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, 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 propuesta de Resolución por la que se fijan los valores de VOLL/RS⁷ establece el valor de la carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad a considerar para el Sistema Eléctrico Peninsular Español. Estos valores se calculan de acuerdo con el Reglamento 2019/943 y con la Decisión 23/2020 de ACER.

El valor establecido para el VOLL es de 22.978 €/MWh. El CONE/CORP establecido para los ciclos combinados existentes es de 20.000 €/MW/año, y se aplica un factor de disponibilidad del 93%. Esto da como resultado un LOLE de equilibrio para esta tecnología de referencia de 0,94 h/año.

De acuerdo con este NRAA, los cálculos realizados considerando todas las unidades de ciclo combinado existentes en servicio muestran que el LOLE esperado en todos los escenarios respeta este umbral y, por lo tanto, el LOLE de equilibrio de los ciclos combinados se valida como el estándar de fiabilidad.

6. https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_24may2006_2.2.pdf

7. <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=641>

3.2 Marco regulatorio europeo

En esta sección se examinan las principales piezas regulatorias que actualmente regulan la monitorización de la seguridad de suministro en la normativa europea.

Téngase en cuenta que a continuación se ofrece un resumen del contenido, que no se incluye de forma íntegra para evitar extender innecesariamente el informe.

3.2.1 Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea

El Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE)⁸ es uno de los 2 tratados principales de la Unión Europea (UE), junto con el Tratado de la Unión Europea (TUE)⁹. Constituye la base 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 objetivo, con un espíritu de solidaridad entre los Estados Miembros (MSs), garantizar el funcionamiento del mercado de la energía, garantizar la seguridad del abastecimiento energético, fomentar la eficiencia energética y el ahorro energético, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables y fomentar 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. Dichas medidas no afectarán al derecho de un Estado Miembro a determinar las condiciones de explotación de sus recursos energéticos, sus posibilidades de elegir entre distintas fuentes de energía y la estructura general de su abastecimiento energético.

8. https://eur-lex.europa.eu/eli/treaty/tfeu_2012/oj

9. https://eur-lex.europa.eu/eli/treaty/teu_2016/2020-03-01

3.2.2 Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad

Este Reglamento¹⁰ (denominado Reglamento del Mercado Interior de Electricidad) es una de las principales piezas europeas que establecen el marco para el mercado europeo de la electricidad y un elemento central del Paquete de Energía Limpia (CEP) para todos los ciudadanos europeos.

Según la parte expositiva, el ERAA se lleva a cabo para proporcionar una base objetiva para la evaluación de la cobertura a medio y largo plazo. Los riesgos de cobertura que se aborden mediante los mecanismos de capacidad deben basarse en el ERAA, que puede complementarse con análisis nacionales. El ERAA tiene un objetivo diferente al de los análisis de cobertura estacionales. Los análisis a medio y largo plazo se utilizan principalmente para identificar problemas de cobertura y evaluar la necesidad de mecanismos de capacidad, mientras que los análisis de cobertura estacionales se utilizan para alertar sobre los riesgos a corto plazo que podrían producirse en los seis meses siguientes y que probablemente afecten al suministro de electricidad. También está establecido en el mismo Reglamento que los Estados Miembros deben tener la libertad de establecer su propio nivel deseado de seguridad del suministro.

El capítulo IV, que se divide en 8 artículos, se centra en la cobertura de la demanda. Se ofrece un extracto 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 el NRAA detecten problemas de cobertura, los Estados Miembros identificarán cualquier distorsión normativa o fallo del mercado que haya causado o contribuido a la aparición del problema. Se elaborará, publicará, consultará y supervisará un plan de implementación destinado a eliminar estos puntos.

Artículo 21. Principios generales para los mecanismos de capacidad

A fin 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 un NRAA, el ERAA, no hayan detectado un problema de cobertura.

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

Artículo 23. Análisis europeo de cobertura

Establece el propósito del 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 realizada 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, instrucciones para generar los escenarios, indicaciones básicas de modelado, define los indicadores de cobertura que deben supervisarse, así como la forma de identificar posibles problemas de cobertura de la demanda.

¹⁰. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/2022-06-23>

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 Estado Miembro, 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)¹¹ 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 presentes en esta Decisión:

1. 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.
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 centrales de referencia 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 interconexiones, 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) se basará en el principio de “previsión perfecta” y determinará el despacho de unidades de generación, almacenamiento y respuesta de demanda con el fin de satisfacer la demanda en cada bloque temporal (MTU) de cada muestra de los sorteos de Monte Carlo, minimizando al mismo tiempo el coste total de funcionamiento del sistema. Asimismo, estimará la ENS.
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 el RS no se cumple para el año de estudio (TY) para al menos un escenario de referencia central.

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

7. Respecto a la interacción con las partes interesadas, ENTSO-E establecerá canales de interacción adecuados para que todas las partes interesadas, incluida la sociedad civil, contribuyan en cada uno de los pasos desde la elaboración de las propuestas para la metodología del ERAA, los escenarios, las hipótesis y los resultados, a través de un proceso transparente, abierto, accesible, inclusivo, eficiente y bien estructurado. ENTSO-E se esforzará por mantenerse al día de las últimas innovaciones en Europa y en todo el mundo, especialmente a través de interacciones con el mundo académico, las instituciones de investigación, los expertos de la industria y los expertos 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, las hipótesis y el desarrollo de los escenarios (y sensibilidades). ENTSO-E publicará en su sitio web, al menos, guías para la recogida de datos, datos de entrada y resultados para cada escenario y sensibilidad. Previa solicitud y para cada edición del ERAA, ENTSO-E facilitará a ACER, a los Estados Miembros, a los organismos responsables del ERAA, a las Agencias de Regulación Nacional (NRAs) y a los centros de coordinación regional (RCCs) toda la información necesaria para el desempeño de sus funciones.
9. De cara a su implementación, la metodología del ERAA podrá implementarse mediante un proceso gradual, pero será aplicable totalmente a finales de 2023.

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

La Decisión 23-2020 de ACER (2 de octubre de 2020)¹² sobre la metodología para calcular el valor de la carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad tiene por objeto obtener estimaciones realistas del coste de recursos adicionales de generación y de la disposición de los consumidores a pagar para evitar una interrupción del suministro, permitiendo así calcular un estándar de fiabilidad socioeconómicamente eficiente.

Establece que el estándar de fiabilidad se calculará considerando los parámetros estimados de Valor de Carga Perdida (VOLL) y el Coste de Nueva Entrada (CONE), que también define cómo calcular.

Asimismo, señala que la responsabilidad de determinar la estructura general de su suministro energético es un derecho de los Estados Miembros, con arreglo al artículo 194, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. La libertad de un Estado Miembro para fijar su propio nivel deseado de seguridad del suministro también se establece con conformidad con el artículo 25, apartado 2, del Reglamento del Mercado Interior de Electricidad. El Estado Miembro establecerá el estándar de fiabilidad basándose en la metodología VOLL/CONE/RS.

12. 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

Metodología aplicada en este análisis nacional de cobertura

Este capítulo incluye una introducción a la metodología del Análisis europeo de cobertura (ERAA) para facilitar la comprensión de los principales elementos metodológicos de este Análisis nacional de cobertura (NRAA). En segundo lugar, también se explican las diferencias específicas en la implementación de la metodología que existen entre este NRAA y el ERAA.

4.1 Análisis europeo de cobertura

En el informe ERAA 2022 (Anexo 2 - Metodología)¹³ puede encontrarse una descripción detallada y completa cómo se aplica actualmente la metodología 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 2 ilustra el marco metodológico general.

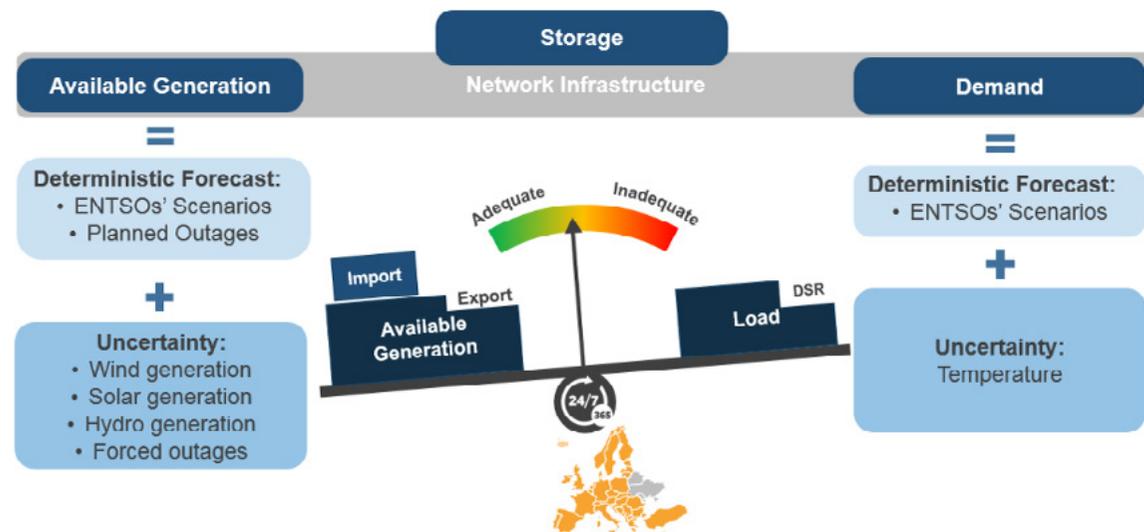


Figura 2. Visión general del enfoque metodológico del ERAA. Elaboración ENTSO-E.

¹³. Enlace al informe ERAA 2022 (Anexo 2 – Metodología): https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2022/data-for-publication/ERAA2022_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 más 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 un horizonte temporal de medio a largo plazo, más concretamente en los próximos 10 años, teniendo en cuenta las interconexiones entre los distintos sistemas eléctricos, como se ilustra en la Figura 3.

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.

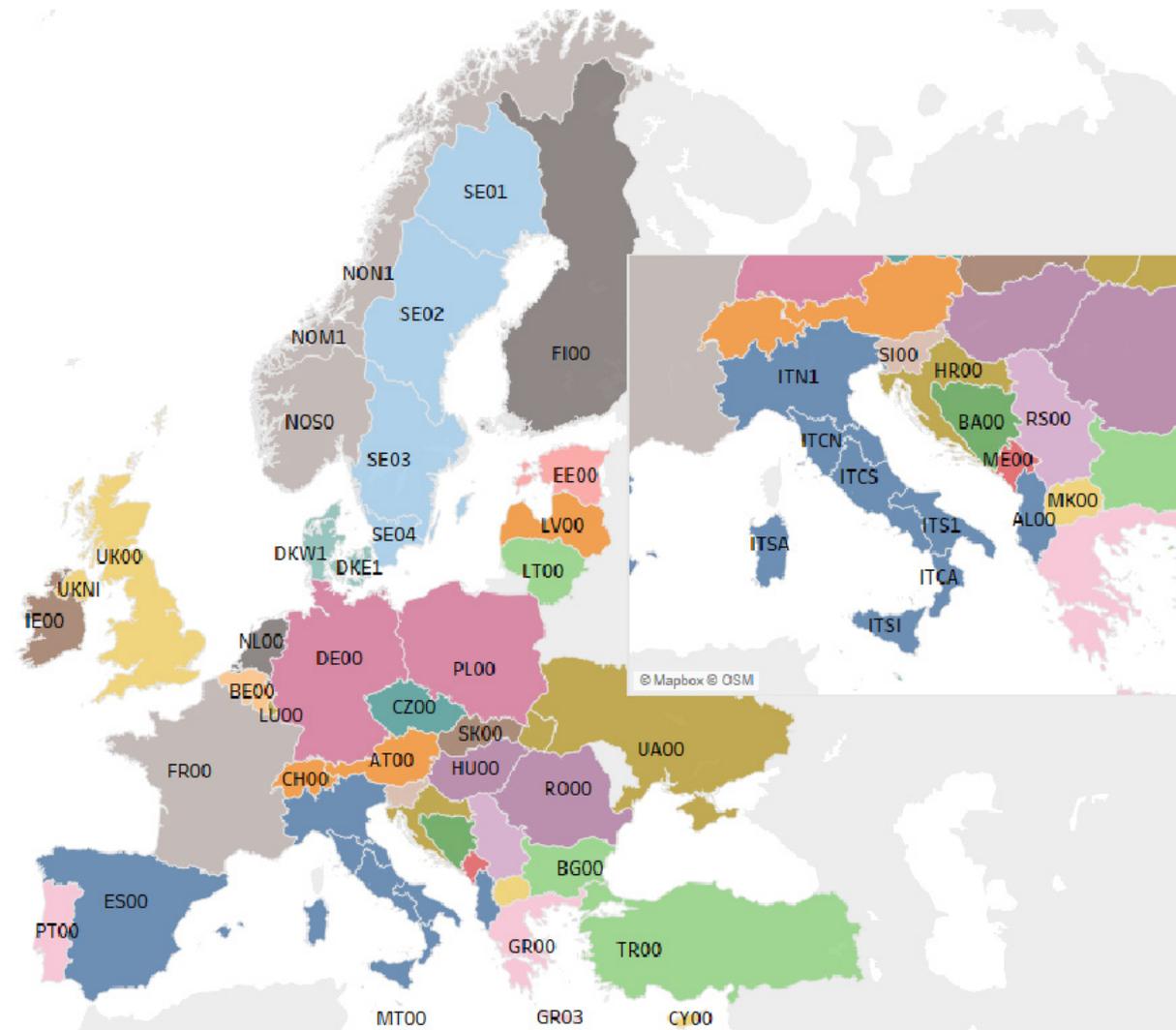


Figura 3. El sistema eléctrico europeo interconectado modelado en el ERAA 2022. Elaboración ENTSO-E.

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 en 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, etc.).

Este escenario base, denominado Tendencias Nacionales (NT) o Estimaciones Nacionales (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 Tendencias Nacionales para producir un escenario de referencia central sin mecanismos de capacidad. Este escenario se evalúa mediante el modelo de despacho (UCED) y, aplicando la metodología probabilista, se obtienen los indicadores de cobertura. A continuación, se elabora un escenario de referencia central con mecanismos de capacidad añadiendo capacidad de forma iterativa a los países que disponen de mecanismos de capacidad aprobados hasta que todos ellos cumplan su estándar de fiabilidad.

Como se ha descrito anteriormente y se muestra en la Figura 4, el proceso ERAA consta de varios pasos y es iterativo, lo que dilata los tiempos necesarios para abordarlo.

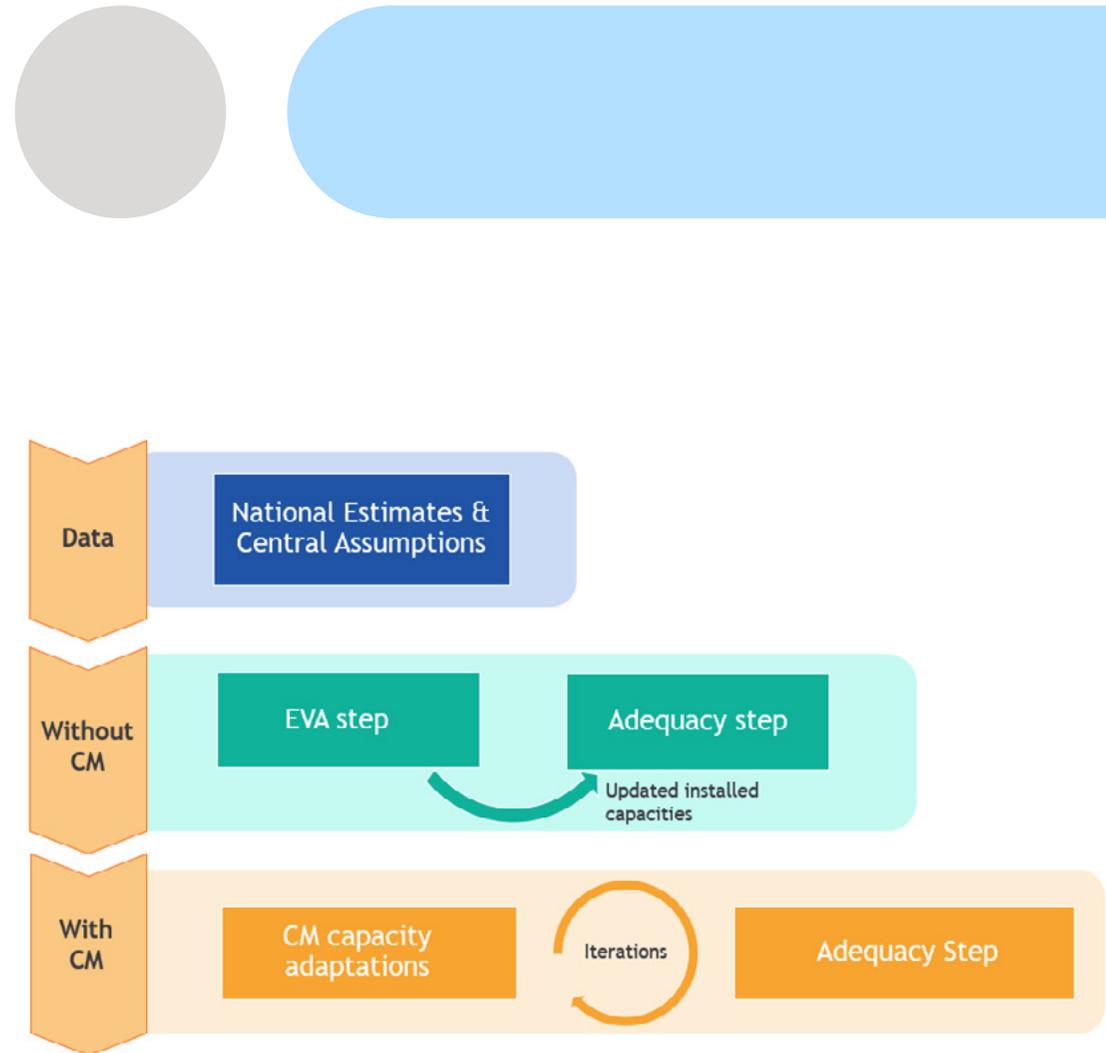


Figura 4. Visión general del proceso ERAA. Elaboración ENTSO-E.

4.1.3 Modelo del análisis de viabilidad económica

Para determinar la viabilidad económica de los distintos 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 periodo 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 será viable si (y sólo si) sus ingresos son superiores o iguales a sus costes.
2. Minimizar el coste global del sistema: como simplificación y suponiendo una competencia perfecta, se minimiza la suma de los costes fijos y los costes totales de explotación.

Por el momento, el ERAA está aplicando el enfoque de minimización de costes del sistema. La viabilidad de las unidades que participan en el mercado de energía se evalúa gracias a un modelo de planificación a largo plazo con el objetivo de minimizar los costes totales del sistema. Las principales variables de decisión de este modelo a largo plazo tienen por objeto determinar la evolución óptima desde el punto de vista económico (menor coste) de la potencia instalada a lo largo del horizonte considerado. Por tanto, este análisis proporciona información sobre las potencias que probablemente se retirarán del sistema, aquellas en las que se invertirá, que se hibernarán o cuya vida útil se alargará. Por el momento, sólo se aplican algunas de las decisiones de inversión a algunas de las tecnologías, como se muestra en la Figura 5.

Technologies	Decommissioning	(De-)mothballing	Life Extension	New Entry
Gas	✓	✓	✓	✓
Lignite/Hard Coal/Oil	✓	✓	✓	
DSR				✓
Battery				✓

Figura 5. Variables de decisión del EVA. Elaboración ENTSO-E.

La simulación del EVA se realiza para un horizonte que comprende varios años. Los costes totales del sistema en esos años se suman en la simulación calculando el valor actual neto de todos los costes futuros. El coste total es igual a la suma de los costes de inversión de los nuevos recursos (incluida una prima de riesgo), los costes fijos (incluida una prima de riesgo) y los costes variables de operación y mantenimiento de las unidades, los costes de activación de la respuesta de la demanda, así como el coste de la energía no servida representada por generadores ficticios con un coste marginal igual al precio máximo del mercado.

Resolver todo el horizonte del problema en un único paso de optimización es una tarea numéricamente compleja que requiere configuraciones avanzadas del motor de optimización e importante potencia computacional. Para garantizar la estabilidad numérica y la viabilidad computacional de las simulaciones del EVA, el horizonte se divide en cinco pasos con un año de solapamiento, como se muestra en la Figura 6.

Target Year	Step 1	Step 2	Step 3	Step 4	Step 5	Legend	
2024	✓					Re-optimised	✓
2025	✓					Final	✓
2026	✓	✓					
2027		✓	✓				
2028			✓	✓			
2029				✓	✓		
2030					✓		

Figura 6. Visión de los pasos en el EVA. Elaboración ENTSO-E.

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 se toma considerando a la vez varias condiciones de operación posibles. El EVA es un modelo de optimización que se resuelve para múltiples años para todo el perímetro paneuropeo, lo que 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 a lo largo de un número reducido (3 en el ERAA 2022) de Años Climáticos (CY). En este modelo tampoco se incluyeron patrones de disparo aleatorios, sino que se utilizó una reducción de potencia de las unidades.

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

Los principales supuestos e hipótesis subyacentes al EVA deben ser coherentes con las consideradas en el UCED para garantizar la coherencia entre ambos modelos.

4.1.4 Modelo de despacho

El problema del despacho de unidades tiene como objetivo calcular la combinación óptima de arranques/paradas (UC) de todas las unidades de generación en un horizonte dado, así como la optimización de los niveles de generación (ED) de las unidades arrancadas. Las decisiones deben implicar tanto una solución factible técnicamente como una solución óptima en términos del coste total del sistema, incluidos los costes de arranque y parada. El UC y el ED se optimizan conjuntamente para minimizar los costes combinados mediante el modelo de despacho (UCED).

Más concretamente, 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) con la condición de 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 restric-

ciones intertemporales que pueden abarcar todo el año. Se agregan varias horas y se optimizan en bloques 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). Posteriormente, 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 existe energía no servida así como su volumen. Además, el UCED también proporcionará otros resultados, como el coste de explotación, 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, con un modelo UCED, que refleja la variabilidad meteorológica, así como la aleatoriedad de los patrones de disparo fortuito (FO) de generación y red de transporte (sólo se modelan las interconexiones internacionales). Las simulaciones de Monte Carlo se construirán combinando las variables dependientes del clima y los patrones de disparo. Cada conjunto de datos meteorológicos (año climático) consiste en una combinación realista de demanda (teniendo en cuenta la dependencia de la temperatura), eólica, solar e hidroeléctrica, basados en datos históricos. Cada conjunto de escenarios climáticos se asocia a un conjunto de patrones de disparo, asignando aleatoriamente patrones de fallo fortuito a las unidades térmicas y a las interconexiones. El número de patrones considerados en la simulación de un CY será el necesario para lograr la convergencia de los indicadores de cobertura. La convolución de los escenarios climáticos y los patrones de disparo define el número final de escenarios de Monte Carlo analizados. La Figura 7 ilustra este proceso.

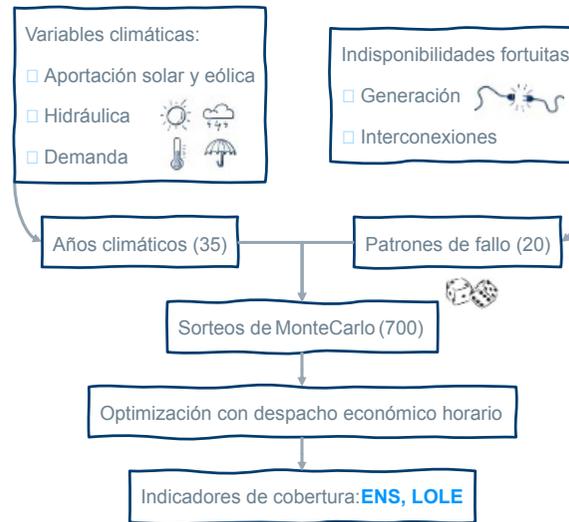


Figura 7. Metodología probabilista del ERAA.

La metodología se basa en los siguientes supuestos principales:

1. Red interna perfecta: el ERAA ajusta la oferta y la demanda, así como los intercambios entre las zonas de oferta (BZ), sin tener en cuenta las restricciones de la red dentro de las BZ.
2. Previsión perfecta: se supone que las fuentes de energía renovable (RES) disponibles, la generación térmica, la respuesta de la demanda (DSR), las capacidades de intercambio y la demanda se conocen de antemano con perfecta precisión; no hay desviaciones entre la previsión y la operación. Esto implica también una utilización perfecta de las capacidades de almacenamiento (por ejemplo, almacenamientos hidráulicos) dentro del año.
3. El mantenimiento planificado de las unidades térmicas se optimiza: el mantenimiento planificado de las unidades térmicas se programa durante los periodos menos críticos, teniendo una previsión perfecta de la demanda (es decir, periodos en los que sean probables excedente de generación en lugar de déficit de cobertura).
4. Algunos parámetros técnicos de los generadores térmicos se modelan de forma simplificada: los parámetros técnicos que se considera que tienen un bajo impacto en la cobertura se modelan de forma simplificada o se pasan por alto.
5. Modelo Flow Based (FB) para la región CORE¹⁴: en el modelo de cobertura, las limitaciones de la red dentro de la zona CORE se modelan utilizando el enfoque FB, que imita las restricciones interdependientes de importación/exportación. El resto de Europa se modela mediante limitaciones bilaterales de la capacidad intercambio neta (NTC). En el modelo EVA, el enfoque NTC se utiliza para toda Europa.

¹⁴. La región CORE está compuesta por Alemania, Austria, Bélgica, Croacia, Eslovaquia, Eslovenia, Francia, Hungría, Luxemburgo, Países Bajos, Polonia, República Checa y Rumanía.

4.1.6 Indicadores de cobertura para la simulación probabilística

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

1. Duración de la pérdida de carga (LLD): tiempo durante el cual 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): 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 la media de la LLD en todas las simulaciones de Monte Carlo:

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

(donde LLD_j es la duración de la pérdida de carga en la simulación j de Monte Carlo y MC_{tot} es el número total de simulaciones de Monte Carlo).

3. Energía no servida (ENS): la demanda de electricidad que no puede suministrarse 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. Bajo una metodología probabilista en la que todos los sorteos tienen la misma probabilidad, se obtiene como la media de la ENS en todas las simulaciones de Monte Carlo:

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

(donde ENS_j es la energía no servida en la simulación j de Monte Carlo y MC_{tot} es el número total de simulaciones de Monte Carlo).



4.2 Metodología aplicada en este análisis nacional de cobertura

Tal como se especifica en el artículo 24 del Reglamento UE 2019/943, para el presente NRAA se ha aplicado la misma metodología probabilista que la utilizada en el ERAA 2022. No obstante, existen algunas diferencias metodológicas aplicadas al EVA que se explican en este capítulo.

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

1. Evaluar la viabilidad económica de los recursos de generación: dentro del periodo de estudio, para cada recurso y año de estudio, la viabilidad económica se definirá en función de la diferencia entre ingresos y costes. El recurso será viable si (y sólo si) sus ingresos son superiores o iguales a sus costes.
2. Minimizar el coste global del sistema: como simplificación y suponiendo una competencia perfecta, se minimiza la suma de los costes fijos y los costes totales de explotación.

Actualmente, el ERAA aplica el enfoque de minimización de costes del sistema. Sin embargo, para este NRAA se ha aplicado una metodología basada en el enfoque de ingresos frente a costes, ya que sólo se evalúa una decisión económica (desmantelamiento) para una única tecnología (ciclo combinado) en una única zona de oferta (España peninsular).

Se ha elegido este enfoque EVA para poder tener en cuenta un mayor número de años climáticos a la hora de evaluar la viabilidad del parque actual. También requiere menos recursos informáticos que el modelo EVA del ERAA 2022 y aproxima al máximo los riesgos de cobertura identificados en la etapa de adaptación del parque de generación y en la etapa de análisis de la cobertura de la demanda. Téngase en cuenta que el modelo estocástico EVA ejecutado para el ERAA 2022 tiene unos requisitos computacionales elevados que requirieron la simplificación de determinados elementos metodológicos para permitir su convergencia numérica.

Por lo tanto, la metodología EVA utilizada en este NRAA se basa en un único modelo para las decisiones de inversión y el análisis de cobertura, que se utiliza de forma iterativa teniendo en cuenta 35 años climáticos en lugar de 3 para estimar los beneficios netos de los generadores y realizar así su análisis de viabilidad económica y, a continuación, se vuelve a ejecutar con mayor precisión sobre la iteración final (la que se encuentra en equilibrio económico) para analizar los riesgos de cobertura. Debido al alcance de este NRAA, para todos los escenarios que se han explorado, el perímetro no español se ha mantenido igual que en el escenario post-EVA ERAA 2022, y sólo se han realizado cambios en el sistema peninsular español.

4.2.1 Diferencias metodológicas con respecto al ERAA 2022

Para llevar a cabo el análisis de viabilidad económica de este NRAA se ha utilizado un proceso iterativo simplificado basado en los ingresos y costes calculados por el modelo UCED. Las principales diferencias metodológicas con respecto al EVA realizado sobre el ERAA 2022 son las siguientes:

1. El EVA en este NRAA se realiza bajo el enfoque de "ingresos frente a costes", en lugar del enfoque de "minimización de costes del sistema" utilizado en el ERAA 2022. Se consideran las mismas fuentes de ingresos y costes que en el ERAA 2022.
2. Dentro del perímetro español sólo se evalúan los ciclos combinados. El EVA del ERAA 2022 proponía la puesta en servicio de respuesta de la demanda (DSR) y el desmantelamiento de ciclos combinados para el sistema peninsular español. La expansión de la respuesta de la demanda no se ha evaluado en este NRAA porque los niveles de costes fijos de operación y mantenimiento (FOM) son muy diferentes: 8,76 €/kW/año para la banda 1 de DSR, 20,00 €/kW/año para los ciclos combinados, 81,22 €/kW/año para la banda 2 de DSR y 105,43 €/kW/año para la banda 3 de DSR. Se supone que la banda DSR 1 sería rentable si se encontrara un equilibrio económico (con el precio máximo más bajo de 5.000 €/MWh la DSR sería rentable con un escenario LOLE=1,75 h) para los ciclos combinados, pero aún así las bandas DSR 2 y 3 no serían rentables a menos que se encontrara previamente que todos los ciclos combinados son rentables.
3. Para el enfoque iterativo se utiliza el año de estudio para el que se analiza la cobertura. Podría llevarse a cabo un segundo bucle para aquellas unidades que no resultasen rentables en un año determinado, con el fin de comprobar si podrían ser rentables a medio plazo. Sin embargo, este análisis plurianual requiere un proceso muy exigente y no se implementó para este NRAA, ya que este aspecto también estuvo limitado en el ERAA 2022. Por otro lado, se puede argumentar que las decisiones económicas también se ven influidas por la información histórica de cada unidad, que tampoco se tiene en cuenta en esta evaluación. Durante los últimos años, las horas de funcionamiento de los ciclos combinados en España han sido considerablemente bajas. Por lo tanto, se considera aceptable a efectos de este análisis asumir que las decisiones de inversión para un año de estudio (TY) específico se basen en los resultados esperados para ese TY, ya que los ingresos previstos pero no garantizados en el futuro podrían ser una razón insuficiente para que las unidades soporten pérdidas adicionales durante varios años.
4. Para el proceso iterativo, sólo se ha utilizado 1 patrón de disparo de generadores, con el fin de conseguir un tiempo de simulación aceptable. Por otro lado, se han ejecutado 35 CY, ya que es esperable que las variables climáticas tengan un mayor impacto en la cobertura de la demanda y en la rentabilidad de los generadores que los patrones de disparo, especialmente en sistemas en los que el tamaño de los generadores es mucho menor que el tamaño del sistema, como es el caso del sistema peninsular español y en el que los generadores renovables más pequeños proporcionan una gran parte del suministro eléctrico. Esto también se considera una fortaleza importante con respecto a la coherencia entre el EVA y el UCED, ya que permite ejecutar exactamente el mismo modelo en ambos procesos en lugar de ejecutar uno simplificado en el EVA. El impacto de esta diferencia metodológica se evalúa centrándose en el sistema peninsular español en el [capítulo 6.2](#).
5. El modelo considera todas las interconexiones en modo NTC, lo que significa que no se tiene en cuenta el Flow Based (FB) para la región CORE. Esta simplificación es aceptable para analizar la cobertura en el sistema peninsular español, ya que sus interconexiones, únicamente con Portugal y Francia, no están directamente implicadas en el FB. El impacto de esta diferencia metodológica se evalúa centrándose en el sistema peninsular español en el [capítulo 6.2](#).
6. Al traspasar los resultados del EVA a la UCED, el ERAA 2022 lo hizo aplicando una reducción de capacidad homogénea de todas las unidades que en el modelo UCED formaban parte de la unidad agregada en el modelo EVA. Esto no es necesario cuando se evalúa la rentabilidad de las unidades basándose en el modelo UCED, en el que se representan los generadores unidad por unidad. El impacto de esta diferencia metodológica se evalúa centrándose en el sistema peninsular español en el [capítulo 6.2](#).

4.2.2 Proceso de análisis de viabilidad económica simplificado basado en el enfoque de ingresos frente a costes y de análisis de cobertura

El proceso seguido para determinar el equilibrio económico de las unidades españolas de ciclo combinado es el siguiente:

1 Definición del escenario:

- 1.a. Se considera fijo el escenario post-EVA ERAA 2022 para el perímetro no español en el modelo UCED.
- 1.b. Las hipótesis nacionales se introducen en el modelo UCED.

2 Análisis de viabilidad económica:

- 2.a. El modelo UCED se ejecuta para cada uno de los años climáticos con un número reducido de patrones de disparos aleatorios.
- 2.b. Se calculan los beneficios netos de los generadores y se comparan con la rentabilidad mínima. Los ingresos deben ser suficientes para recuperar los costes fijos de funcionamiento y mantenimiento (FOM), afectados por el coste medio ponderado del capital (WACC) y la prima de riesgo (HP):

$$\text{Net revenues} - \text{FOM} \times (1 + (\text{WACC} + \text{HP})) > 0.$$

- 2.c. Si algún generador no es rentable, se realiza la siguiente iteración reduciendo 1 unidad adicional.
- 2.d. El proceso iterativo finaliza cuando todas las unidades son rentables (no hay unidades no rentables) → Los cambios en la potencia instalada son el resultado del proceso EVA iterativo de ingresos frente a costes.

3. Análisis de cobertura:

- 3.a. El modelo UCED se ejecuta para la iteración en equilibrio económico para cada uno de los años climáticos con todos los patrones de disparos aleatorios → Los indicadores de cobertura (LOLE, EENS) se extraen como resultado del análisis de cobertura.

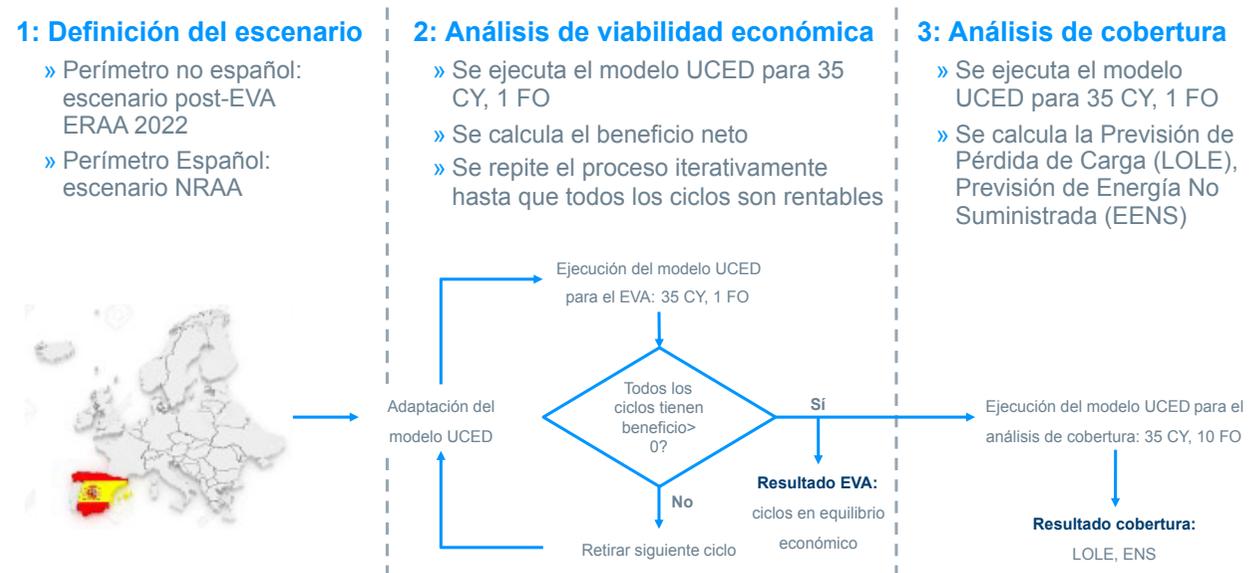


Figura 8. Ingresos vs costes EVA simplificado y proceso de evaluación de la cobertura de demanda.



5 Hipótesis

5.1

Análisis europeo de cobertura 2022

5.2

Hipótesis para el Análisis nacional de cobertura

Este capítulo resume las hipótesis y supuestos que se han usado tanto en el Análisis europeo de cobertura (ERAA) 2022 como en este Análisis nacional de cobertura (NRAA). Las hipótesis del ERAA 2022 se dividen en tres bloques diferentes: el perímetro europeo, el perímetro español y los parámetros técnico-económicos comunes. La siguiente parte del capítulo se centra en las diferencias en las hipótesis consideradas para el Sistema Eléctrico Peninsular Español en este NRAA.

5.1 Análisis europeo de cobertura 2022

En el informe (Anexo 1 - Datos de entrada e hipótesis)¹⁵ se incluye una descripción completa y detallada de los datos e hipótesis que se utilizaron para el Análisis europeo de cobertura (ERAA 2022), pero a continuación se incluye un resumen de las principales hipótesis para el perímetro europeo y español. Además, se incluyen también los principales parámetros técnicoeconómicos.

5.1.1 Perímetro europeo

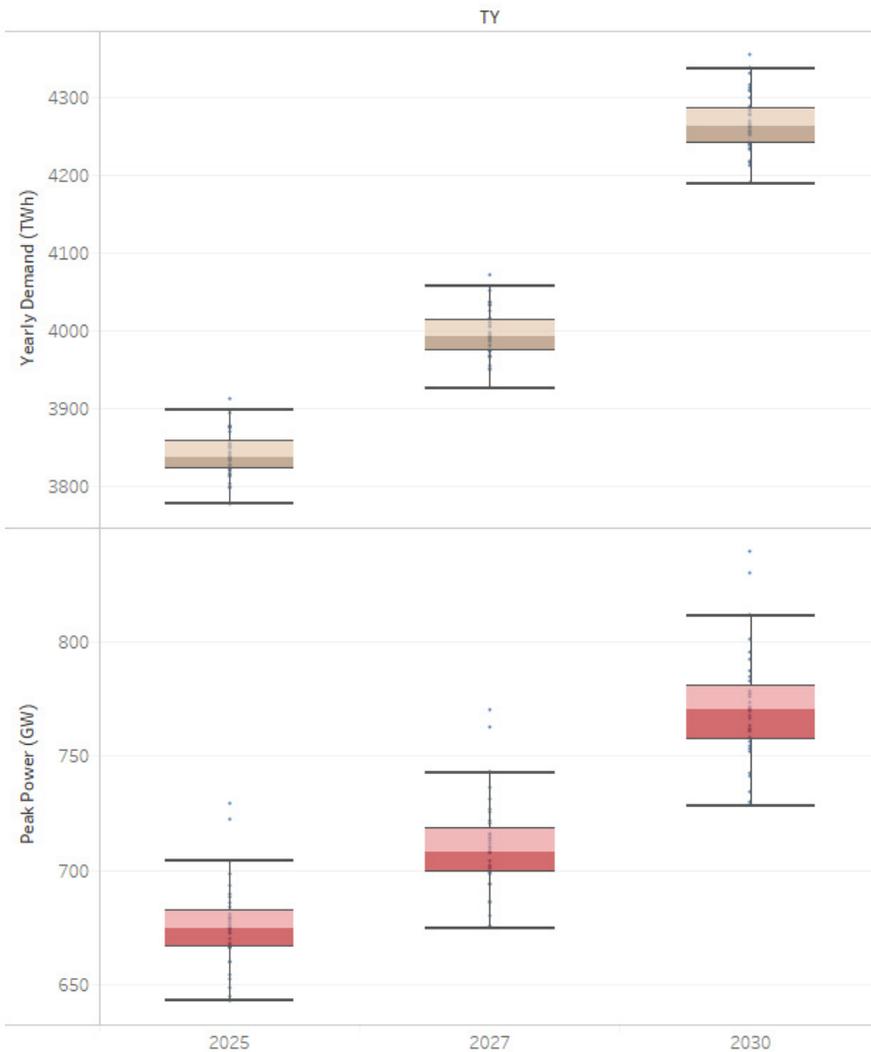
Se muestra gráficamente un breve resumen de los datos paneuropeos considerados en el ERAA 2022 para cada año de estudio (TY) con el fin de dar una idea global del escenario. Los datos, extraídos de la página web del ERAA 2022, incluyen: demanda; potencias instaladas de generación consideradas en los escenarios “National Estimates”

y “Post-EVA”; capacidades de almacenamiento; evolución de las fuentes variables de energía según la PECD y flujos hidráulicos; requerimientos de reservas; mantenimiento planificado; capacidades netas de importación/exportación e intercambios con regiones modeladas implícitamente. Como los datos están disponibles en línea, no se incluyen tablas para evitar extender innecesariamente este informe.

¹⁵. Enlace al informe del ERAA 2022 (Anexo 1 - Datos de entrada e hipótesis): https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2022/data-for-publication/ERAA2022_Annex_1_Assumptions.pdf

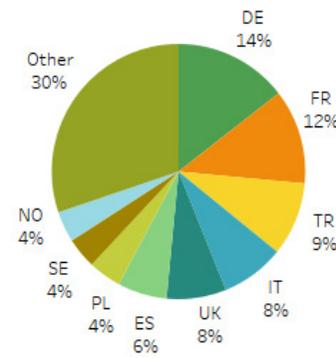
Demanda

Aggregated Yearly and Peak Demand



Yearly demand share per country

(Values in pie chart taken as average of all CY and TY)



Map

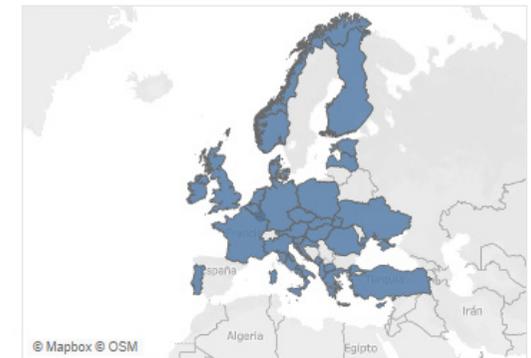


Figura 9. Hipótesis ERAA 2022. Demanda anual y punta de demanda paneuropea. Elaboración ENTSO-E.

Potencias instaladas de generación en los escenarios «National Estimates» y «Post-EVA»

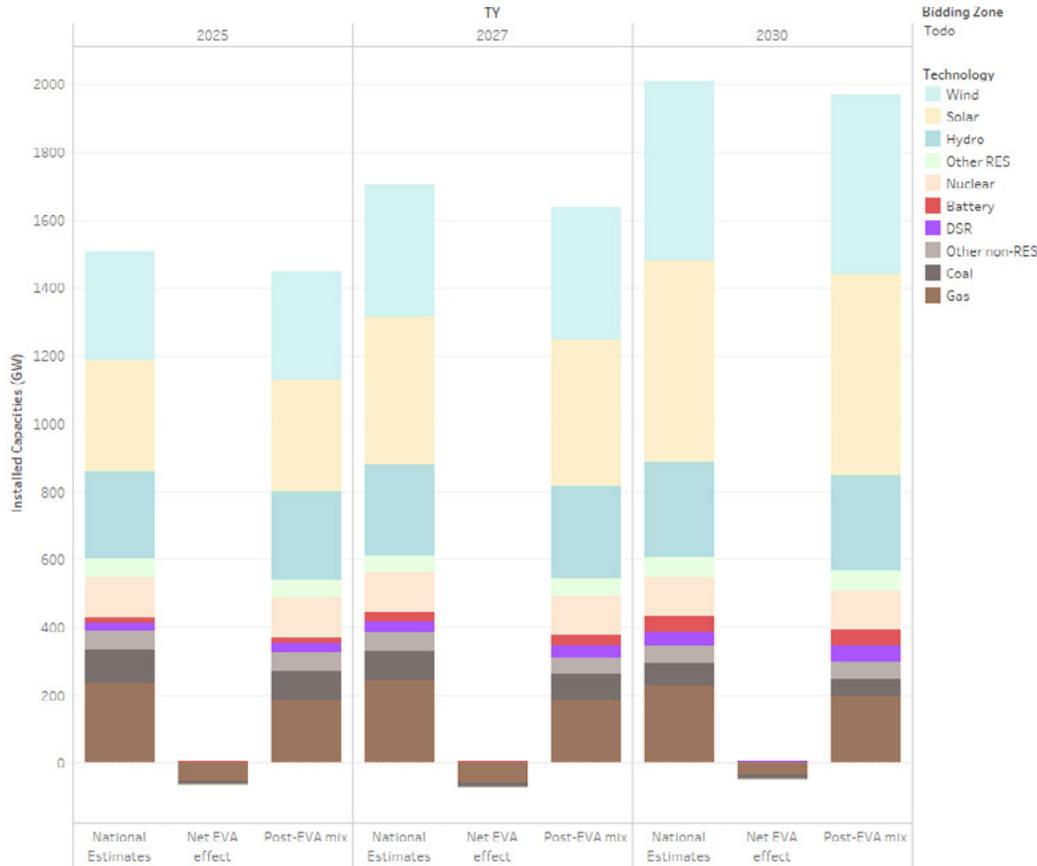


Figura 10. Hipótesis ERAA 2022. Potencias instaladas de generación paneuropeas en los escenarios «National Estimates» y «Post-EVA». Elaboración ENTSO-E.

Capacidades de almacenamiento

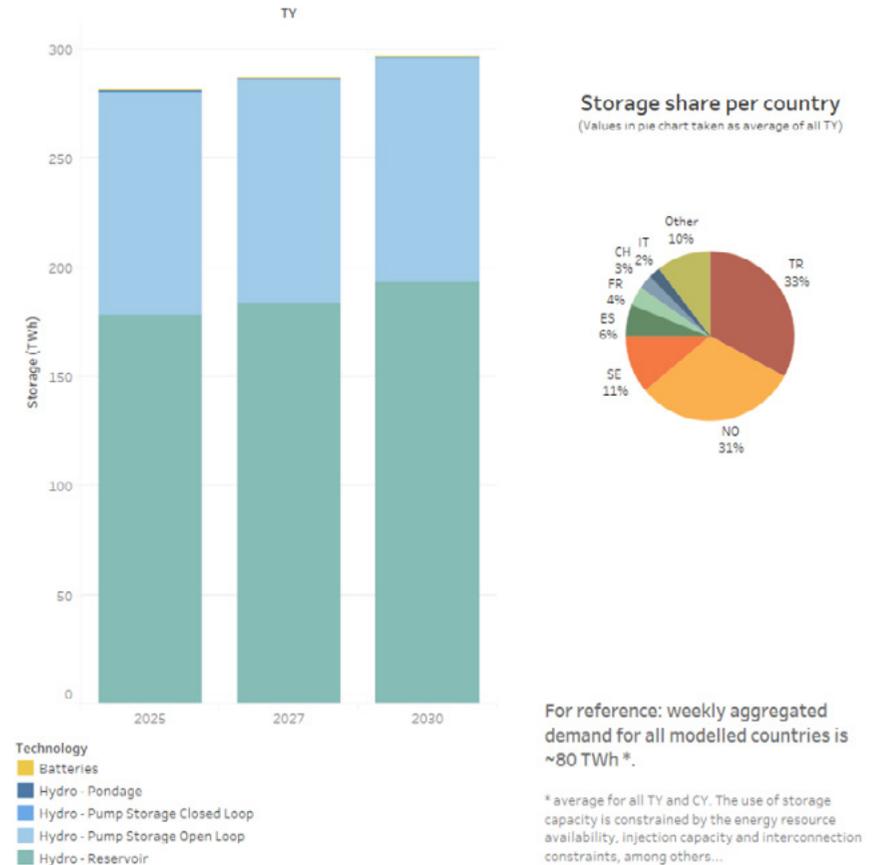


Figura 11. Hipótesis ERAA 2022. Capacidades de almacenamiento paneuropeas. Elaboración ENTSO-E.

Evolución de las fuentes variables de energía según la PECD y flujos hidráulicos

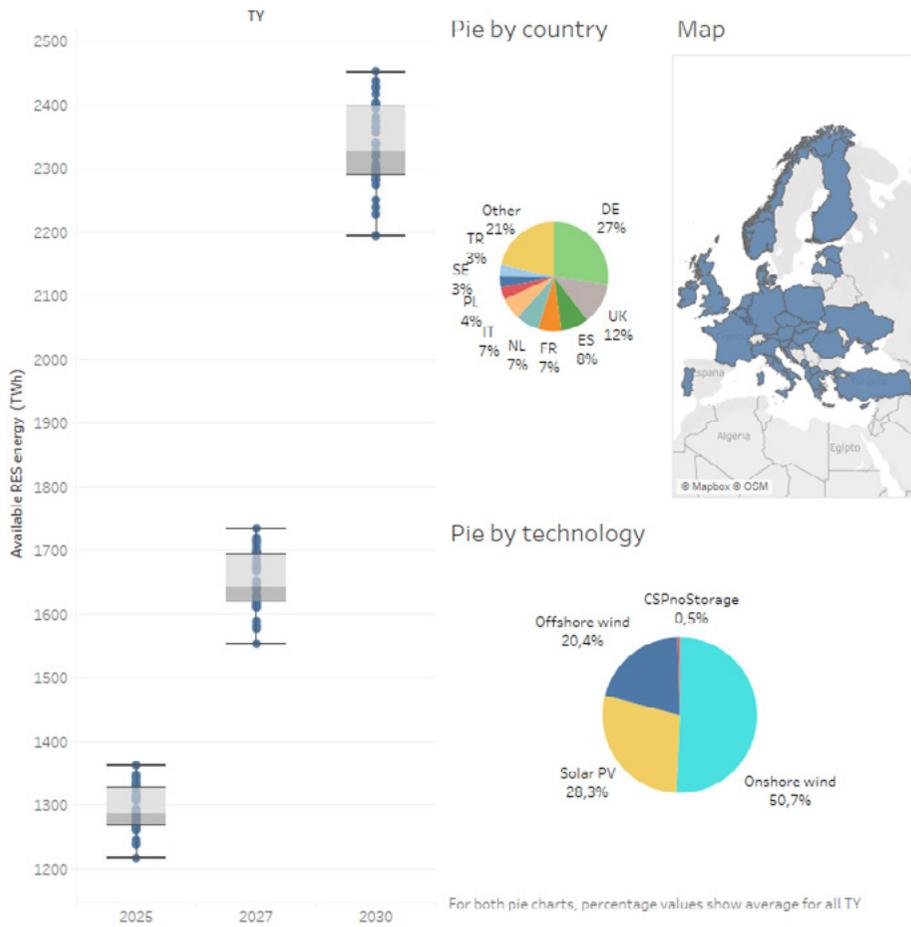


Figura 12. Hipótesis ERAA 2022. Energía renovable agregada disponible. Elaboración ENTSO-E.

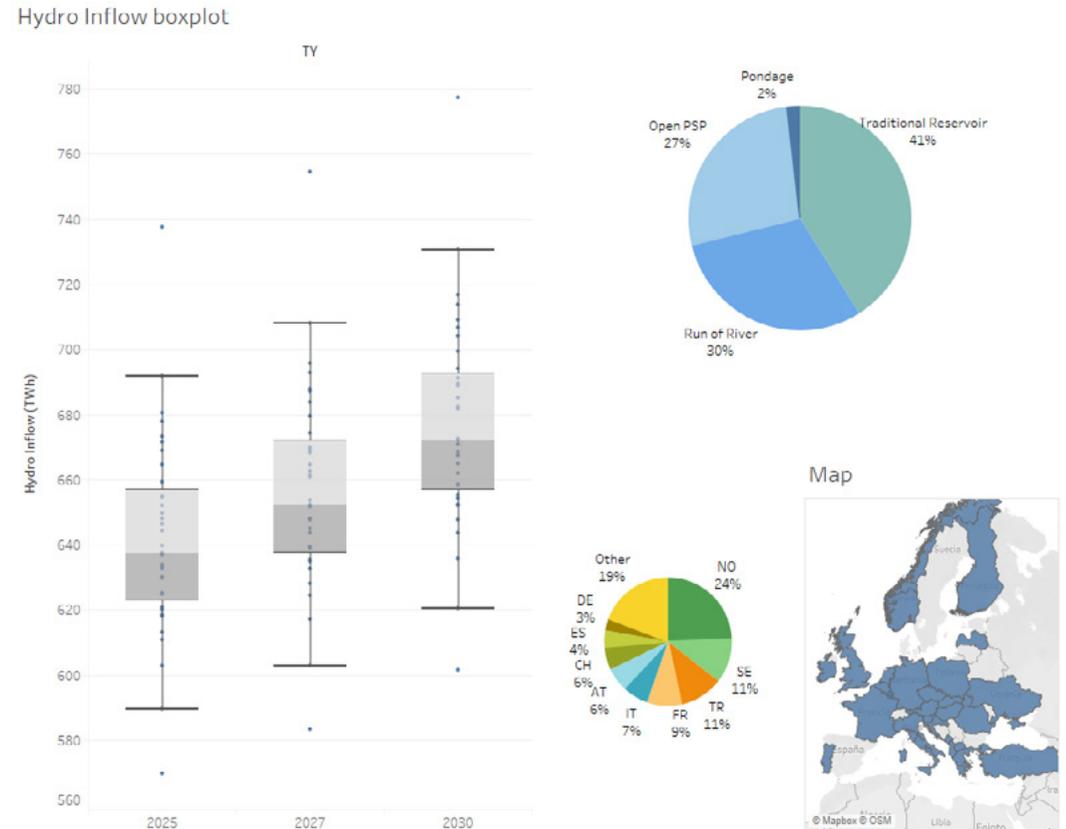


Figura 13. Hipótesis ERAA 2022. Flujos hidráulicos agregados. Elaboración ENTSO-E.

Requerimientos de reservas

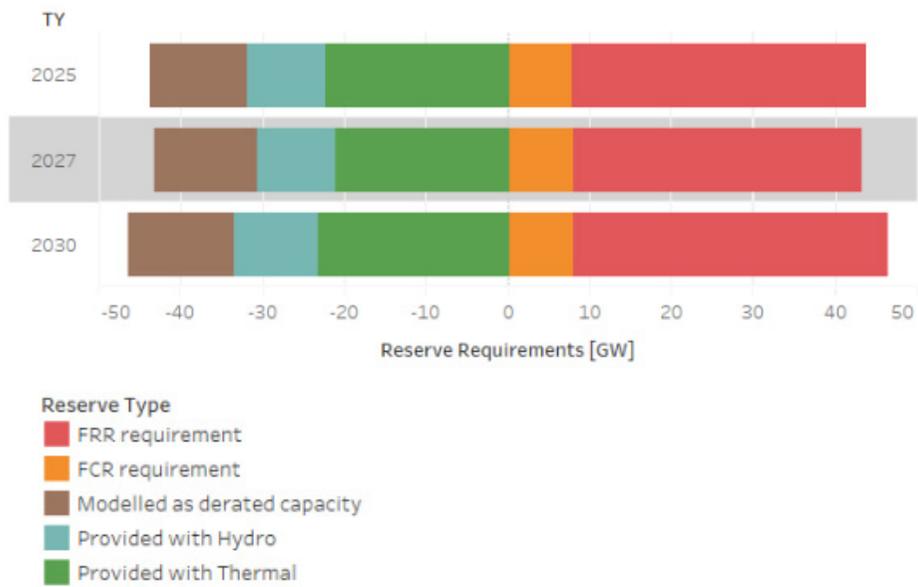


Figura 14. Hipótesis ERAA 2022. Requerimientos de reservas agregados. Elaboración ENTSO-E.

Mantenimiento programado

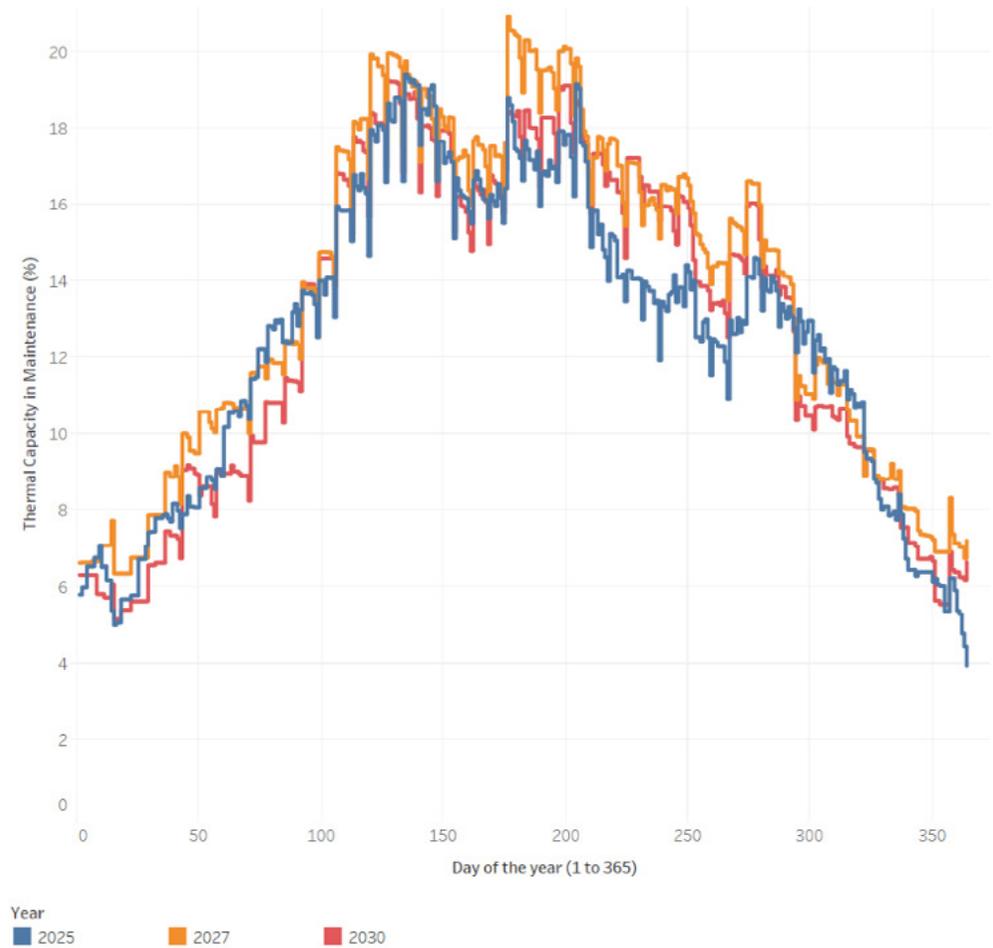


Figura 15. Hipótesis ERAA 2022. Perfil agregado de mantenimientos térmicos. Elaboración ENTSO-E.

Capacidades netas de importación/exportación e intercambios con regiones modeladas implícitamente

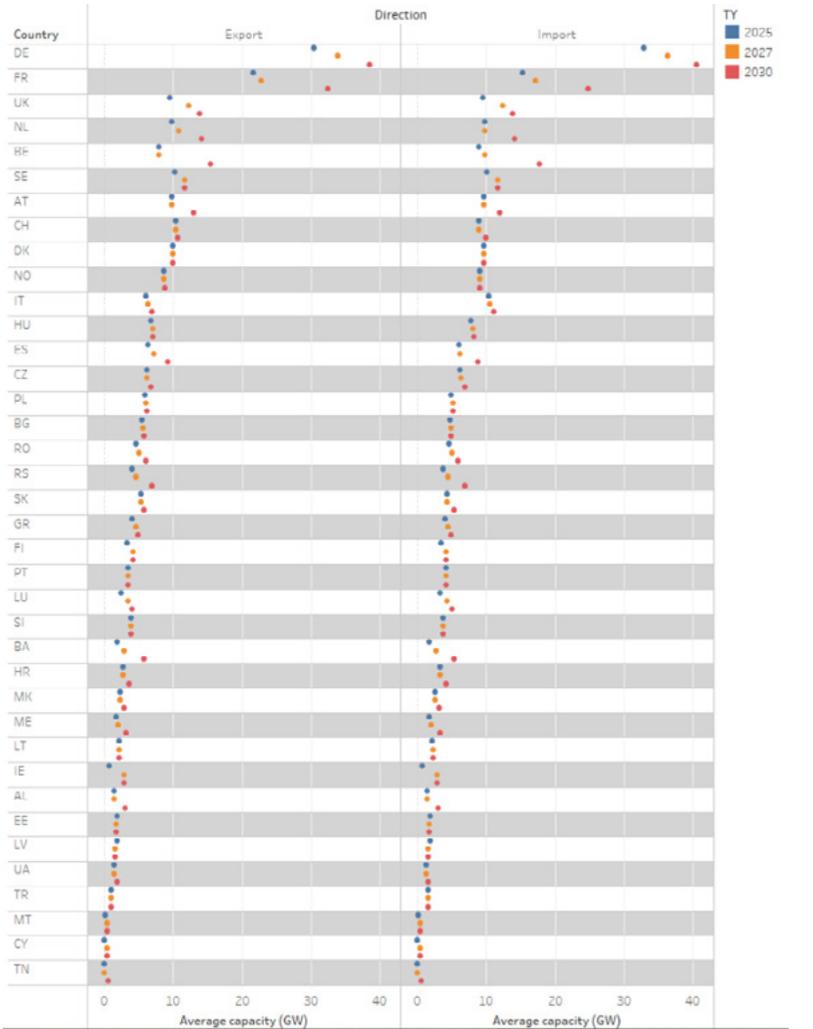


Figura 16. Hipótesis ERAA 2022. Capacidades netas de importación/exportación agregadas. Elaboración ENTSO-E.

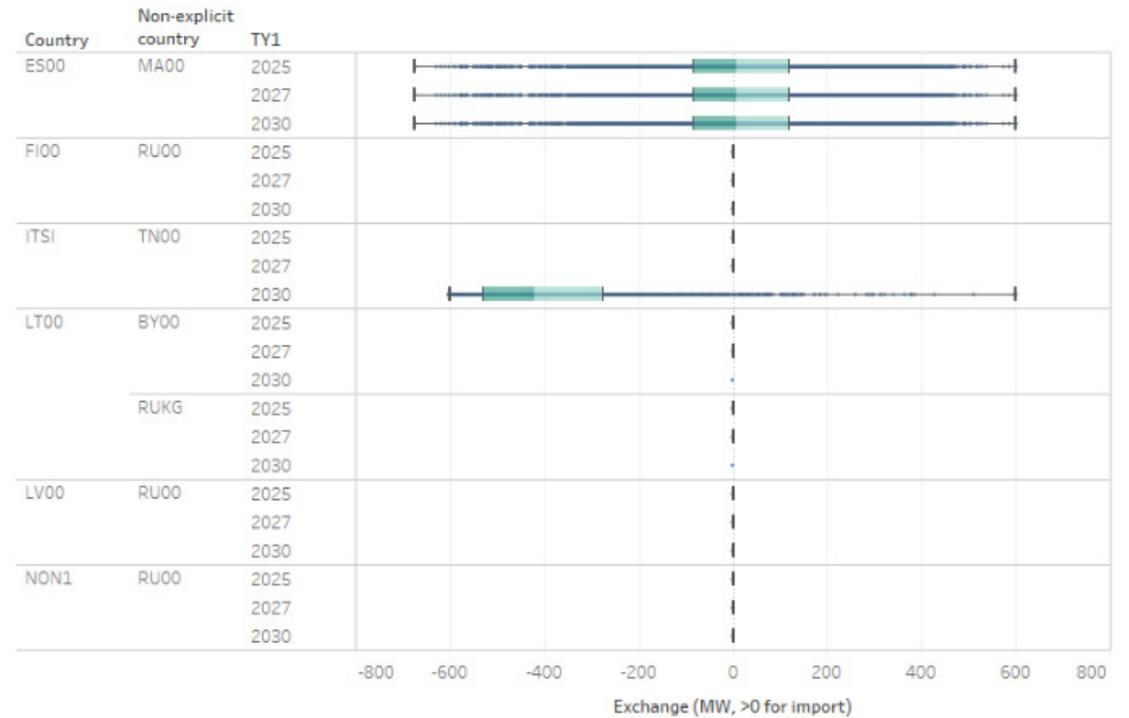


Figura 17. Hipótesis ERAA 2022. Intercambios con regiones modeladas implícitamente. Elaboración ENTSO-E.

5.1.2 Perímetro español

Se incluye un breve resumen de los datos españoles considerados en el ERAA 2022: Demanda total del sistema; potencias instaladas de generación consideradas en los escenarios "National Estimates" y "Post-EVA"; capacidades de almacenamiento; evolución de las fuentes variables de energía según la PECD y flujos hidráulicos; requerimientos de reservas; mantenimiento planificado; capacidades netas de importación/exportación e intercambios con regiones modeladas implícitamente; potencial explícito de DSR para el EVA.

Demanda

Tabla 2. Hipótesis ERAA 2022. Demanda anual y punta de demanda total del sistema español.

Atributo	TY2024		TY2025		TY2027		TY2030	
	Punta (GW)	Demanda Anual (TWh)						
Mínimo	41,79	250,69	43,06	254,79	43,74	256,61	44,61	259,32
P25	44,23	253,66	45,45	257,76	45,90	259,51	46,50	262,03
Media	45,16	254,59	46,45	258,68	47,07	260,40	47,77	262,91
P50	44,90	254,83	46,22	258,91	46,88	260,59	47,54	263,04
P75	46,06	255,60	49,44	261,66	50,01	263,28	50,62	265,59
Máximo	49,00	257,76	50,31	261,85	50,76	263,50	51,17	265,87

Potencias instaladas de generación consideradas en los escenarios “National Estimates” y “Post-EVA”

Tabla 3. Hipótesis ERAA 2022. Potencias instaladas en el escenario “National Estimates” españolas.

Potencias instaladas (MW)	TY2024	TY2025	TY2027	TY2030
Hidráulica	20.440	20.460	22.627	24.144
Fluyente	3.453	3.474	3.528	3.589
Embalse	10.972	10.972	10.972	10.972
Bombeo - Mixto	2.683	2.683	2.683	2.683
Bombeo - Puro	3.331	3.331	5.444	6.900
Renovables	51.030	58.370	74.840	95.984
Eólica - Onshore	31.058	33.916	39.690	48.350
Eólica - Offshore	0	0	0	200
Solar térmica – Actual	2.300	2.300	2.300	2.300
Solar térmica – Futura	0	0	3.500	5.000
Solar fotovoltaica – Autoconsumo	1.931	2.435	3.286	4.903
Solar fotovoltaica – Parque	14.651	18.629	24.714	33.501
Otras renovables	1.090	1.090	1.350	1.730
Térmica	37.083	36.978	36.107	31.520
Carbón	536	536	0	0
Ciclo combinado	24.500	24.500	24.500	24.500
Nuclear	7.117	7.117	7.117	3.040
Otras no renovables	4.930	4.825	4.490	3.980
Baterías y DSR	50	100	1.000	2.500
Baterías	50	100	1.000	2.500
DSR	0	0	0	0
POTENCIA TOTAL	108.603	115.908	134.574	154.148

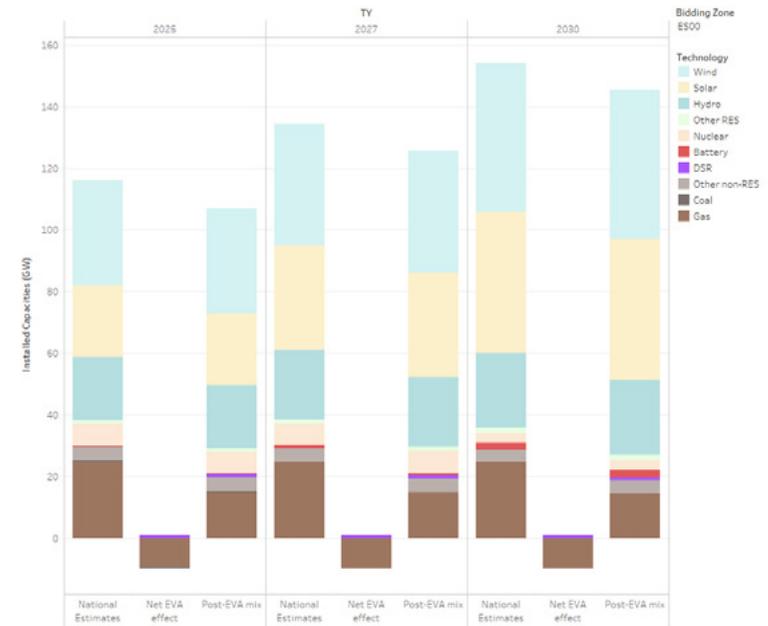


Figura 18. Hipótesis ERAA 2022. Potencias instaladas de generación consideradas en los escenarios “National Estimates” y “Post-EVA” en el sistema español.

Tabla 4. ERAA 2022 resultados EVA. Cambios en las potencias instaladas de generación españolas.

Cambios en las potencias instaladas (MW)	TY2024	TY2025	TY2027	TY2030
Carbón	0	-540	0	0
Ciclo combinado	-9.570	-9.570	-9.890	-9.910
DSR	1.000	1.000	1.000	1.000
CAPACIDAD TOTAL	-8.570	-9.110	-8.890	-8.910

Capacidades de almacenamiento

Tabla 5. Hipótesis ERAA 2022. Capacidades de almacenamiento españolas.

Atributo	TY2024		TY2025		TY2027		TY2030	
	Capacidad (GW)	Almacenamiento (GWh)						
Embalse	10,97	11.650	10,97	11.650	10,97	11.650	10,97	11.650
Almacenamiento de bombeo mixto	2,68	5.962	2,68	5.962	2,68	5.962	2,68	5.962
Almacenamiento de bombeo puro	3,33	95,4	3,33	95,4	5,44	101,2	6,90	175,2
Baterías	0.050	0,01	0.100	0,2	1	2	2,5	5



Evolución de las fuentes variables de energía según la PECD y flujos hidráulicos

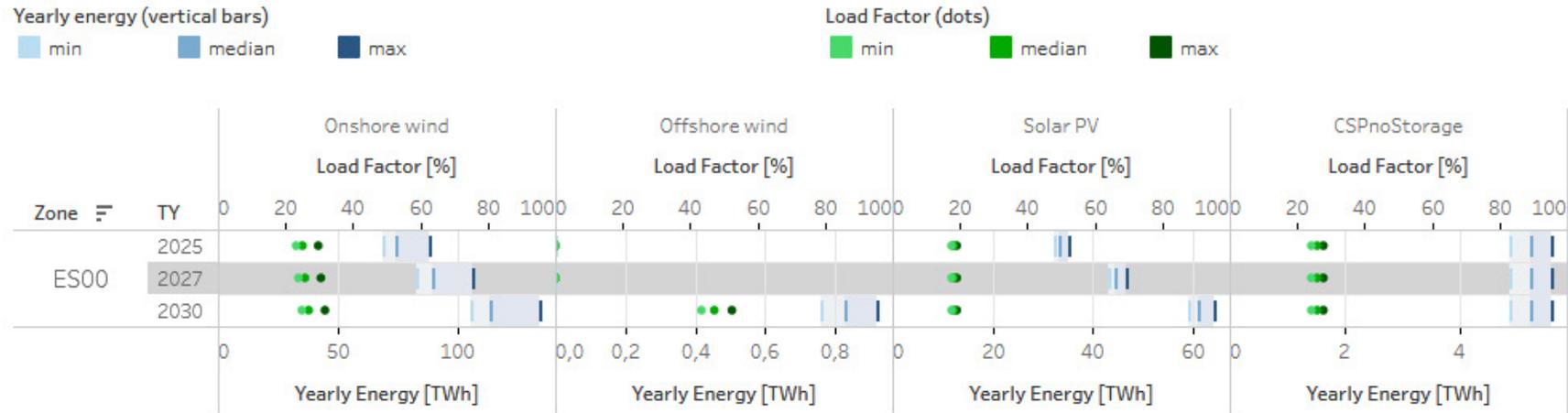


Figura 19. Hipótesis ERAA 2022. Energía renovable disponible en el sistema español.

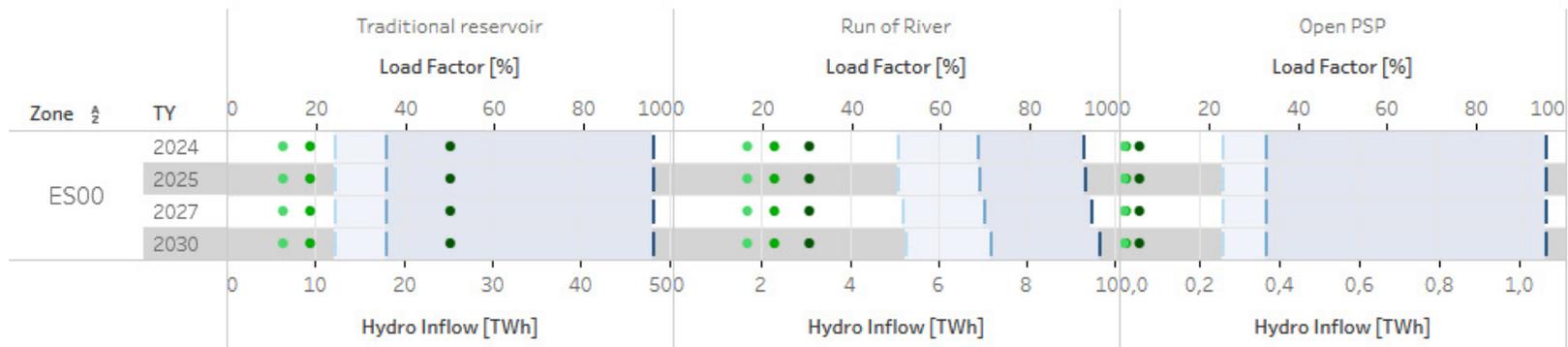


Figura 20. Hipótesis ERAA 2022. Flujos hidráulicos en el sistema español.

Requerimientos de reservas

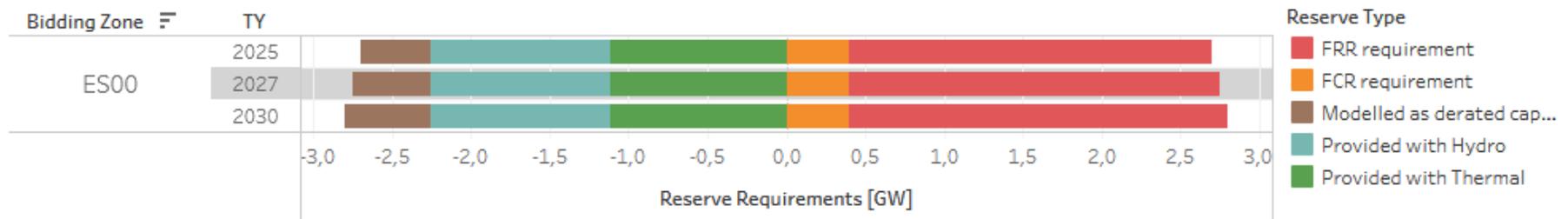


Figura 21. Hipótesis ERAA 2022. Requerimientos de reservas en el sistema español.

Mantenimiento programado

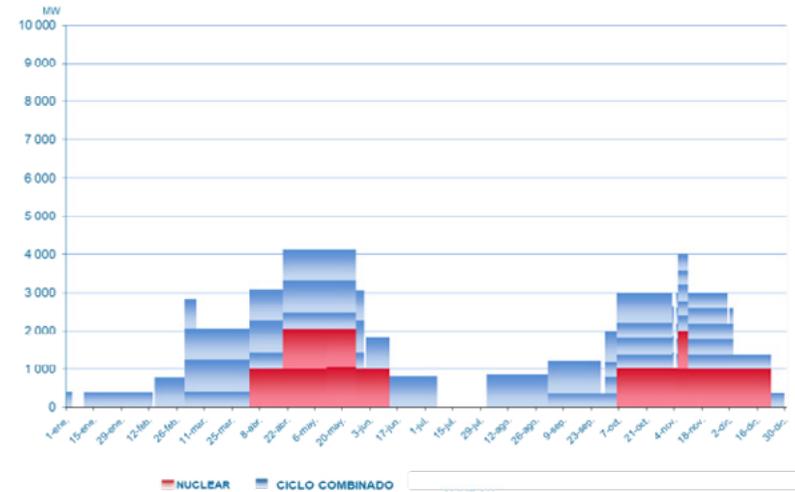
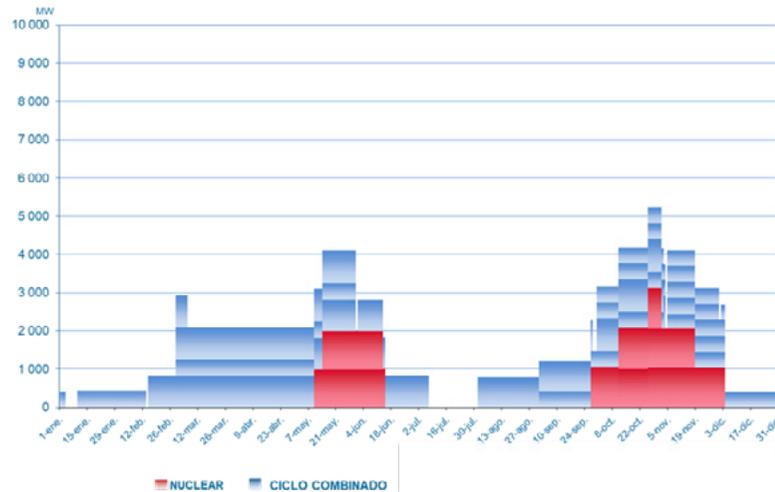


Figura 22. Hipótesis ERAA 2022. Perfiles de mantenimiento programado para España en TY2024, 2025.

Capacidades netas de importación/exportación e intercambios con regiones modeladas implícitamente

Tabla 6. Hipótesis ERAA 2022. TY2024, 2025, 2027, 2030. NTC del sistema español e intercambios.

Interconexión España-Francia	2024, 2025				2027				2030			
	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)	2.500	2.200	2.200	1.900	3.400	3.000	3.100	2.700	5.670	5.400	4.700	3.600
FR00 → ES00 (imp)	2.700	2.900	2.200	2.300	2.800	3.000	2.400	2.500	5.300	5.200	5.300	5.250
Interconexión España-Portugal	2024						2025, 2027, 2030					
ES00 → PT00 (exp)	2.700						4.200					
PT00 → ES00 (imp)							3.500					
Interconexión España-Marruecos	2024, 2025, 2027, 2030											
ES00 → MA00 (exp)	Intercambio fijo. Máximo 675 MW.											
MA00 → ES00 (imp)	Intercambio fijo. Máximo 600 MW.											

En cada año de estudio se consideran disponibles las interconexiones cuya fecha de puesta en servicio prevista sea, como muy tarde, el año anterior. Es decir, no se consideran disponibles las interconexiones en su año previsto de puesta en servicio sino a partir del año siguiente al de su puesta en servicio. En el ERAA 2022 y en este estudio nacional, desde el año de estudio 2025 se considera disponible la futura interconexión Beariz-Ponte de Lima y desde el año 2028 se considera disponible la futura interconexión Golfo de Vizcaya. Para las futuras interconexiones Navarra-Landes y Aragón-Pirineos Atlánticos la fecha prevista de puesta en servicio considerada es diciembre de 2030, y por tanto no se han considerado disponibles para el año de estudio 2030.

Potencial explícito de DSR para el EVA

Tabla 7. Hipótesis ERAA 2022. TY2024, 2025, 2027, 2030. Potencial de DSR para el EVA en el sistema español.

Banda	CAPEX (€/kW)	FOM (€/kW/año)	Potencia (MW)	Precio de activación (€/MWh)	Límite de activación (h)
Industria 1	0,556	8,764	1.000	65	2 h/d, 10 h/año
Industria 2	0,24	81,22	1.340	65	2 h/d, 10 h/año
Industria 3	0,225	105,429	260	83	2 h/d, 10 h/año

5.1.3 Parámetros tecno-económicos

Se muestra gráficamente un breve resumen de los parámetros tecno-económicos considerados en el ERAA 2022, tanto en el UCED como en el EVA, con el fin de dar una idea global del escenario. Los datos, extraídos del informe ERAA 2022, incluyen: Parámetros económicos de despacho de las unidades térmicas; precio máximo del mercado y precio del hidrógeno. Además, se muestran parámetros económicos adicionales necesarios para las decisiones de inversión en el EVA.

Parámetros económicos de despacho

Fuel Type	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Reference
Nuclear	0.47							TYNDP 2022 ²
Lignite	1.4-3.1							TYNDP 2022
Hard coal	2.99	2.99	3.00	3.01	3.02	3.03	3.05	RePowerEU ³
Natural gas	14.28	12.95	12.80	12.65	12.50	12.35	12.20	RePowerEU
Light oil	19.25							RePowerEU
Heavy oil	15.79							RePowerEU
Shale oil	1.56	1.56	1.62	1.68	1.74	1.80	1.86	TYNDP 2022

Figura 23. Hipótesis ERAA 2022. Coste de combustible por tipo de combustible y año de estudio. Elaboración ENTISO-E.

TY Price	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Reference
	90.50	93.75	97.00	100.25	103.50	106.75	110.00	WEO 2021

Figura 24. Hipótesis ERAA 2022. Precio del CO₂ por año de estudio. Elaboración ENTISO-E.

Generation Unit Category	2024	2030
CCGT	1.96-2.31	1.9-2.31
OCGT	2.8	2.8
Lignite	2.76-3	2.76-3
Hard Coal	2.4-3.59	2.4-3.51
Oil	2.76	2.8
Nuclear	6.8	7.4

Figura 25. Hipótesis ERAA 2022. Coste variable de operación y mantenimiento por tecnología de generación y año de estudio. Elaboración ENTISO-E.

Generation Unit Category	Efficiency
CCGT	40-60
OCGT	35-42
Lignite	35-46
Hard Coal	35-46
Oil	29-40
Nuclear	33

Generation Unit Category	CO ₂ emission factor
Gas (OCGT & CCGT)	57
Lignite	101
Hard Coal	94
Oil	78-100
Nuclear	0

Figura 26. Hipótesis ERAA 2022. Eficiencia y factor de emisión de CO₂ por tecnología de generación. Elaboración ENTISO-E.

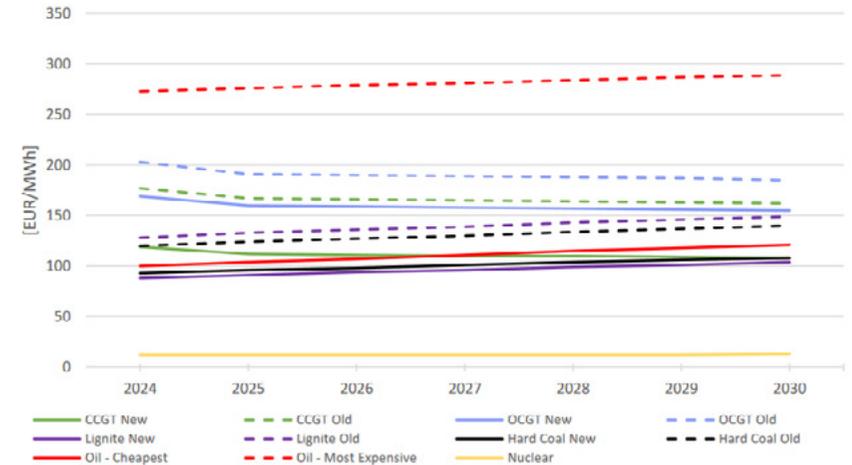


Figura 27. Hipótesis ERAA 2022. Coste marginal de las unidades térmicas por tecnología de generación y año de estudio. Elaboración ENTISO-E.

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
5,000	5,000	6,000	6,000	7,000	8,000	8,000

Figura 28. Hipótesis ERAA 2022. Precio máximo del mercado por año de estudio. Elaboración ENTISO-E.

Parámetros económicos para el análisis de la viabilidad económica

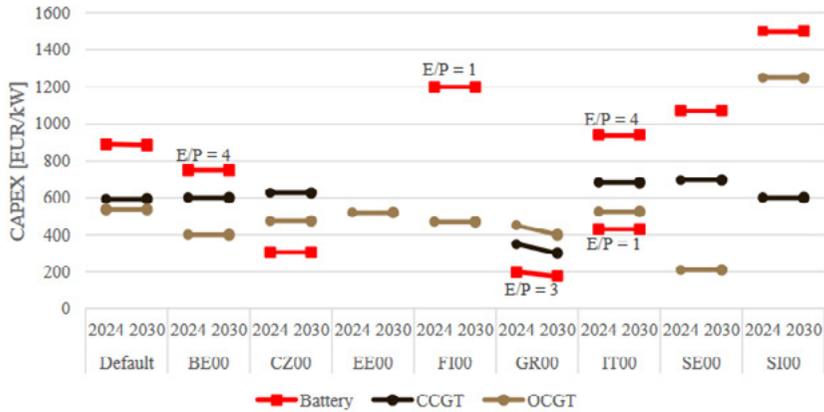


Figure 11: Default values and CONE values for CAPEX

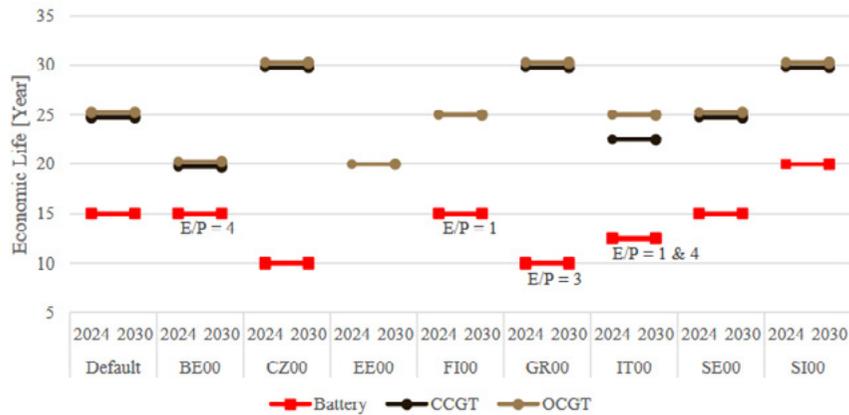


Figure 13: Default values and CONE values for economic life

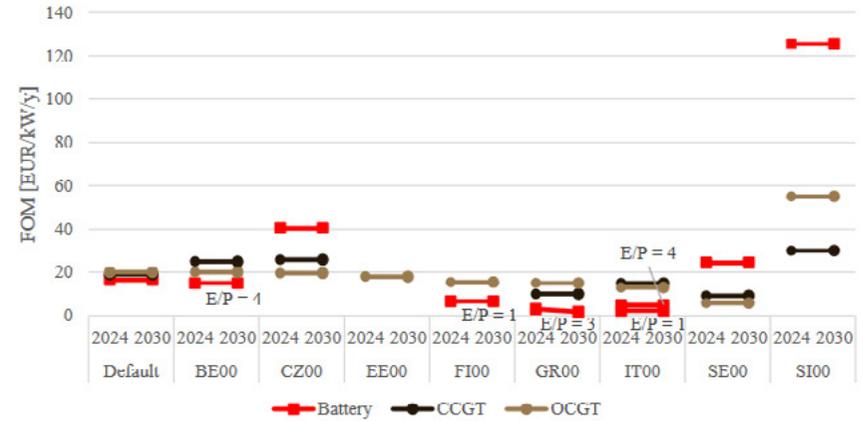


Figure 12: Default values and CONE values for FOM

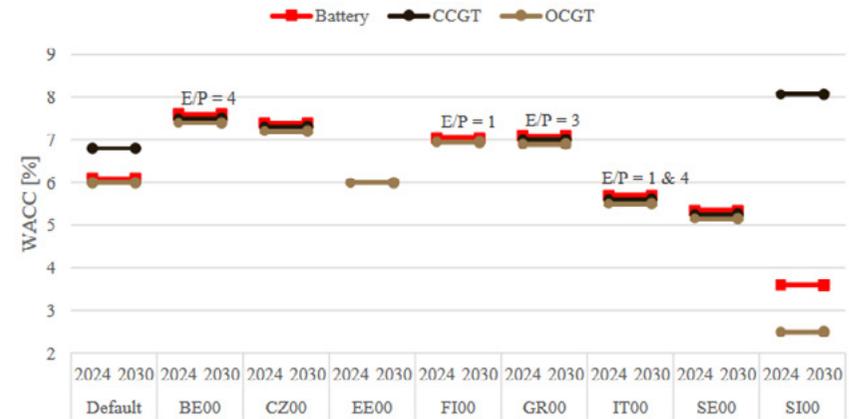


Figure 14: Default values and CONE values for WACC

Table 5: Default values for the hurdle premium [%]

Battery	CCGT	OCGT
8.5	6.5	8.5

Figura 29. Hipótesis ERAA 2022. Parámetros económicos para los candidatos a la expansión. Elaboración ENTSO-E.

Resource Unit Category	FOM cost [€/kW/y]	WACC [%]	Hurdle Premium [%]	Source of the Fixed Cost Value
Hard Coal	25–40	6	1.5	EU reference scenario 2020 ⁴ /ASSET 2018 ⁵
Lignite	32–46	6	1.5	EU reference scenario 2020/ASSET 2018
CCGT	19	6.8	1.5	Average of CONE
OCGT	20	6	1.5	Average of CONE
Light Oil	21	6.8	1.5	EU reference scenario 2020/ASSET 2018
Heavy Oil	21	6.8	1.5	EU reference scenario 2020/ASSET 2018
Oil Shale	21	6.8	1.5	EU reference scenario 2020/ASSET 2018

Figura 30. Hipótesis ERAA 2022. Parámetros económicos para los candidatos al cierre. Elaboración ENTSO-E.

Resource Unit Category	CAPEX [EUR/kW]	Life Extension [years]	Hurdle Premium [%]	WACC [%]	Sources
CCGT	100	15	4	10.8	Elia ⁶
OCGT	80				Elia
Lignite	275				Extrapolation
Hard Coal	241				Extrapolation
Oil	187				Extrapolation

Figura 31. Hipótesis ERAA 2022. Parámetros económicos para la extensión de vida útil. Elaboración ENTSO-E.

Resource Unit Category	Mothballing CAPEX [EUR/kW]	De-mothballing CAPEX [EUR/kW]	Fixed cost [EUR/kW/y]	Hurdle premium [%]	WACC [%]	Source
CCGT	2.50	18.75	0.60	1.5	8.3–9.3	TenneT
OCGT	2.30	17.26	0.55	2.5	8.3	Extrapolation
Lignite	6.87	51.55	1.6	1.5	8.3	Extrapolation
Hard Coal	6.01	45.10	1.4	1.5	8.3	Extrapolation
Oil	4.69	35.15	1.1	1.5	8.3	Extrapolation

Figura 32. Hipótesis ERAA 2022. Parámetros económicos para la hibernación. Elaboración ENTSO-E.

5.2 Hipótesis para el Análisis nacional de cobertura

El marco normativo relativo a los NRAA establece que éstos pueden llevarse a cabo con el fin de complementar al ERAA.

Los NRAA podrán tener en consideración 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 en comparación con el ERAA, alineando las hipótesis sobre almacenamiento para que sean coherentes con el escenario tendencial del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

Como se explica en el informe del ERAA 2022, en general los datos del ERAA 2022 para el sistema peninsular español se han basado en el PNIEC español. Los valores

aportados para 2030 en el ERAA 2022 son los reflejados en el PNIEC aprobado por el Gobierno español. Sin embargo, para 2024 y 2025, se han incluido algunas diferencias a la luz de la mejor información disponible basándose en los comentarios realizados por los sujetos españoles y en la evolución de las potencias instaladas y los permisos de acceso concedidos. El crecimiento previsto para la potencia termosolar, eólica y de bombeo en esos años es más lento que el previsto en el PNIEC. Los datos para 2027, incluido el almacenamiento, fueron generalmente interpolados entre los datos de 2025 y 2030.

Por lo tanto, el escenario para los años de estudio 2024 y 2025 no se vuelve a analizar en este NRAA. Sin embargo, a medida que el horizonte temporal se aleja del momento actual, crece la incertidumbre sobre todas las hipótesis que definen el escenario. Teniendo esto en cuenta, y en relación con el alcance de este análisis nacional de cobertura, se han elaborado escenarios adicionales para el 2027 y 2030.

El número de escenarios posibles es elevado, en función de las posibles combinaciones de potencias instaladas. Teniendo en cuenta el impacto sobre la cobertura, la solidez y comprensibilidad de las hipótesis, y la argumentación de los cambios respecto al ERAA, se ha realizado un único supuesto nuevo: considerar el retraso o la no puesta en servicio del almacenamiento previsto en el escenario objetivo del PNIEC en el sistema eléctrico español. Esto también es coherente con el escenario tendencial del PNIEC, que es el escenario que resultaría si no se introdujera ninguna política energética para alcanzar el escenario objetivo del PNIEC, siendo los mecanismos de capacidad una de esas políticas.

El operador del sistema considera que se trata de una hipótesis razonable para este NRAA debido a que actualmente no se están construyendo unidades de bombeo hidroeléctrico ni termosolares. Normalmente se reconoce que este tipo de unidades necesitan varios años para su construcción. A modo de ejemplo, el Real Decreto-Ley 23/2020 por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, establece que los proyectos de bombeo podrán solicitar una prórroga de la caducidad del permiso de acceso a la red de hasta 7 años desde que se concede el permiso para la obtención de la autorización administrativa definitiva de explotación.

Además, la viabilidad económica de las baterías aún no está demostrada, como reflejó el ERAA 2022 EVA (no se preveía la puesta en servicio de baterías). Si bien existe un gran interés en proyectos de almacenamiento en España y muchos proyectos están siendo estudiados por distintos promotores, su rentabilidad no es suficiente y está actuando como barrera. Como ejemplo, por el momento sólo 50 MW de nueva capacidad termosolar han solicitado acceso a la red. Es posible que los nuevos mecanismos de apoyo

al almacenamiento y a la respuesta de la demanda ayuden a desarrollar proyectos de almacenamiento.

Sin embargo, todavía tienen que ser aprobados para que pueda comenzar la construcción de capacidad de almacenamiento. Por lo tanto, es razonable suponer para este NRAA que, en ausencia de un mecanismo de capacidad, lo más probable es que no se ponga en servicio capacidad de almacenamiento a gran escala en los próximos años, y se considera una hipótesis sólida para el análisis de sensibilidad en el marco de este NRAA.

Adicionalmente, para mantener la coherencia con la estimación nacional del CONE, en este NRAA se ha considerado un coste fijo de operación y mantenimiento (FOM) de 20.000 €/kW/año para los ciclos combinados españoles en lugar de los 19.000 €/kW/año considerados por defecto en el ERAA. Esto no cambia el punto de equilibrio económico de las iteraciones realizadas en los diferentes escenarios evaluados en este NRAA. Los valores de WACC y prima de riesgo se mantienen como en el ERAA 2022 ([Figura 30](#)).





6 Resultados

6.1

Resumen de
escenarios y
resultados

6.2

Análisis de
resultados

Este capítulo incluye un desglose de los resultados obtenidos en los diferentes escenarios analizados tanto en el Análisis europeo de cobertura (ERAA) 2022 como en este Análisis nacional de cobertura (NRAA). A continuación, se analizan en detalle los resultados que se han obtenido en este NRAA, valorando el impacto de ciertas decisiones metodológicas.

6.1 Resumen de escenarios y resultados

En el marco de este análisis, se han realizado un total de 8 simulaciones de cobertura. En primer lugar, se ha ejecutado el mismo modelo que el ERAA 2022 para comparar los resultados y estimar los que el ERAA 2022 podría haber generado para el año de estudio (TY) 2024. En segundo lugar, se ha aplicado una metodología iterativa para analizar la viabilidad económica (EVA) basada en los ingresos en el escenario post-EVA del ERAA 2022 para el año de estudio 2027, ya que los ciclos combinados españoles se encontraban fuera del equilibrio económico. A continuación, se han llevado a cabo dos sensibilidades adicionales para el año 2027 revisando la hipótesis sobre la puesta en servicio de nueva capacidad de almacenamiento, una de ellas reevaluando la viabilidad económica de los ciclos combinados españoles mediante la estimación iterativa de sus ingresos y la adaptación de la potencia instalada de ciclo combinado. Esta misma sensibilidad se ha llevado a cabo también para el TY2030. En la [Tabla 8](#) se incluye un resumen de los indicadores de cobertura, Previsión de Pérdida de Carga (LOLE) y Previsión de Energía No Suministrada (EENS), producidos tanto por el ERAA 2022 como por este NRAA y se muestran gráficamente en la [Figura 33](#) y la [Figura 34](#).

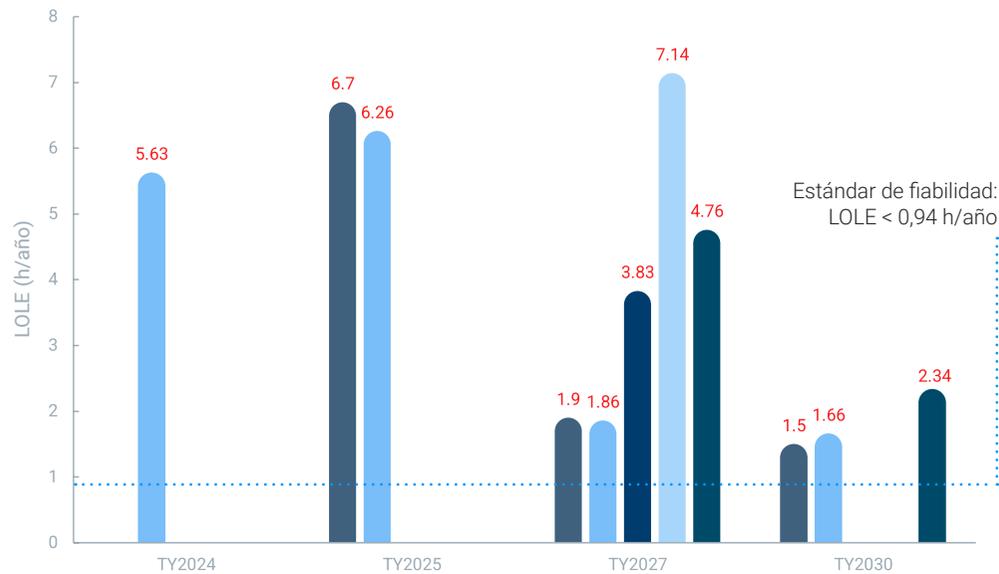
Como resultado de este NRAA, el análisis de los escenarios que resultarían del desmantelamiento de las unidades económicamente inviables muestra riesgos significativos de cobertura en los próximos años en el sistema peninsular español si no se establecen incentivos adicionales.

Tabla 8. Resumen de años de estudio, escenarios e indicadores de cobertura.

TY	Escenario	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
2024	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	5,63	9,38
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	6,7	11,10
2025	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	6,26	12,90
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,9	3,08
	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,86	3,63
	post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	3,83	8,24
2027	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento	7,14	15,68
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	4,76	10,12
	post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,5	2,3
2030	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,66	4,25
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	2,34	5,65

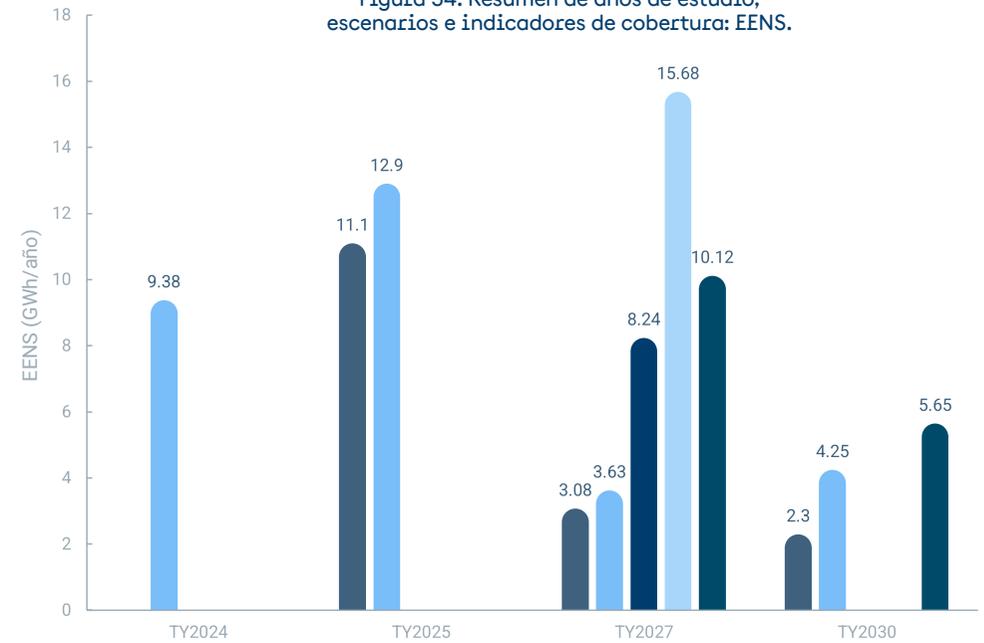
Téngase en cuenta la gran cantidad de información generada en este estudio, debido al número de simulaciones probabilistas (analizando tanto años climáticos como patrones de disparo dentro de cada año climático), con detalle horario para todo el sistema eléctrico europeo en multitud de variables. Los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

Figura 33. Resumen de años de estudio, escenarios e indicadores de cobertura: LOLE.



- post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)
- post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)
- post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados
- post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento
- post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados

Figura 34. Resumen de años de estudio, escenarios e indicadores de cobertura: EENS.



- post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)
- post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)
- post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados
- post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento
- post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados

6.2 Análisis de resultados

En primer lugar, en el [capítulo 6.2.1](#) se analiza el escenario post-EVA producido en el ERAA 2022. Se realiza una comparativa de los resultados presentados por ENTSO-E para la edición ERAA 2022 y los producidos por Red Eléctrica para este NRAA, explicando las pequeñas diferencias observadas entre estas dos ejecuciones distintas. A continuación, se realiza un análisis más detallado de los resultados para el sistema peninsular español.

En segundo lugar, el [capítulo 6.2.2](#) incluye un análisis completo de los diferentes escenarios considerados en este NRAA. Durante el análisis, también se explican las diferencias metodológicas entre este NRAA y el ERAA, y se evalúan las decisiones metodológicas tomadas específicamente en este NRAA.

En ambos capítulos, el análisis se centra en los resultados obtenidos para el sistema peninsular español en términos de indicadores de cobertura, contribución transfronteriza y viabilidad económica de los ciclos combinados españoles.

¹⁶ El TY2024 no se entregó finalmente como resultado del ERAA 2022. Los resultados obtenidos en este NRAA para el TY2024 son indicativos, ya que en la elaboración del ERAA 2022 este año de estudio quedó fuera de prioridad y ciertas actualizaciones o comprobaciones no fueron implementadas. Únicamente se facilitan los resultados de LOLE y EENS.

6.2.1 Escenario 0: escenario post-EVA ERAA 2022. Foco en el corto plazo

Como punto de partida del NRAA, se han ejecutado los últimos modelos¹⁶ ERAA para los cuatro años de estudio (TY) analizados en el ERAA 2022 (TY2024, TY2025, TY2027 y TY2030) con el fin de comprobar los modelos y los resultados y tener un punto de referencia adecuado para valorar el resto de los resultados producidos en el marco del NRAA. Una vez comprobadas como válidas las ejecuciones de Red Eléctrica del modelo ERAA 2022, se muestran resultados más detallados.

6.2.1.1 Ejecuciones de ENTSO-E y Red Eléctrica: comparativa de modelos

Red Eléctrica ha participado activamente en la edición de 2022 del ERAA, lo que le ha permitido comprender las hipótesis, las herramientas y los modelos utilizados en el proceso y también contribuir a la implantación gradual del ERAA. Con los últimos modelos disponibles, los cuatro modelos de cobertura (uno por año de estudio) se ejecutaron para el conjunto completo de años climáticos, aunque con las diferencias operativas que se indican a continuación, y que se consideraron necesarias para producir este análisis en un tiempo razonable, sin reducir

la calidad de los resultados, permitiendo probar un enfoque diferente para la parte del análisis de viabilidad económica y realizar varias sensibilidades que pudieran mostrar el comportamiento esperado del sistema peninsular español en diferentes escenarios futuros posibles.

Teniendo esto en cuenta, a la hora de comparar los resultados de los dos conjuntos de ejecuciones hay que tener en cuenta las siguientes diferencias operativas:

Tabla 9. Diferencias operativas entre las ejecuciones de ENTSO-E y de Red Eléctrica.

Aspecto	Razón de la diferencia	ENTSO-E	Red Eléctrica
Motor PLEXOS	Disponibilidad de la versión más reciente	9.0 R05	9.1 R01
Interconexiones	Tiempo de simulación y estar las fronteras españolas fuera de la región CORE	Flow Based (FB)	Capacidades netas de intercambio (NTC)
Reparto de ENS (CS)	Implementado en el modelo FB	Sí	No
Patrones de disparo	Reducir el tiempo de simulación con bajo impacto en resultados si el tamaño del sistema es mucho mayor que el tamaño de generador	20	10

Como puede deducirse de la siguiente tabla, el impacto de estas diferencias operativas es muy importante en términos de tiempo de simulación, lo que supuso uno de los mayores obstáculos para que el ERAA 2022 produjera resultados para todos los años de estudio y todos los escenarios, y también socavó su propósito de proporcionar varias sensibilidades.

Téngase en cuenta que la metodología utilizada en el ERAA 2022 para repartir entre diferentes sistemas la energía no suministrada requiere ejecutar dos veces cada modelo FB, con lo que se duplica el tiempo necesario. El uso de FB con CS en este NRAA habría limitado mucho su alcance y se descartó debido al escaso impacto en los resultados españoles (véase la [Tabla 11](#)).

En términos de impacto sobre los resultados, estas diferencias operativas no introducen grandes desviaciones en los resultados del sistema peninsular español. Puede observarse que las diferencias en los resultados son bastante pequeñas, y no siempre en la misma dirección. Por ejemplo, para TY2025 y TY2027, los valores de LOLE estimados por el ERAA 2022 son superiores a los estimados por el NRAA, pero para TY2030 los valores calculados por el ERAA 2022 son ligeramente inferiores a los obtenidos en el NRAA. Además, las diferencias son menores cuando se comparan los valores de LOLE que cuando se comparan los valores de EENS, probablemente debido a la reducción en el número de patrones de disparo. Sin embargo, la reducción del tiempo de simulación es considerable, por lo que estas ligeras diferencias se consideran aceptables.

Tabla 10. Tiempo aproximado de simulación por TY y por CY (cuando sólo se ejecuta un modelo en los servidores de Red Eléctrica).

Modelo	Interconexiones	Nº de patrones de disparo	Tiempo de simulación (h)
ERAA 2022	FB	20	40
NRAA (prueba)	NTC	20	20
NRAA (paso ED)	NTC	10	10
NRAA (pasos EVA)	NTC	1	3

Tabla 11. Comparativa de ejecuciones de ENTSO-E y Red Eléctrica del modelo post-EVA ERAA 2022.

TY	Escenario	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
2024	Post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	5,63	9,38
	Post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	6,7	11,10
2025	Post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	6,26	12,90
	Post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,9	3,08
2027	Post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,86	3,63
	Post-EVA ERAA 2022 (ENTSO-E)	1,5	2,3
2030	Post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	1,66	4,25

Una primera conclusión es que los modelos base utilizados en este NRAA para TY2025, TY2027, TY2030 producen resultados alineados con los producidos por los modelos del ERAA 2022. Una segunda conclusión es que si el ERAA 2022 hubiera podido entregar resultados para el TY2024, se habrían identificado riesgos de cobertura superiores al estándar de fiabilidad, como muestran los resultados producidos en el NRAA.

Por lo tanto, el análisis de los escenarios que resultarían del desmantelamiento de las unidades económicamente inviables muestra un riesgo significativo de problemas de cobertura en los próximos años en el sistema peninsular español si no se establecen incentivos adicionales.

Figura 35. Comparativa del escenario post-EVA ERAA 2022: LOLE.

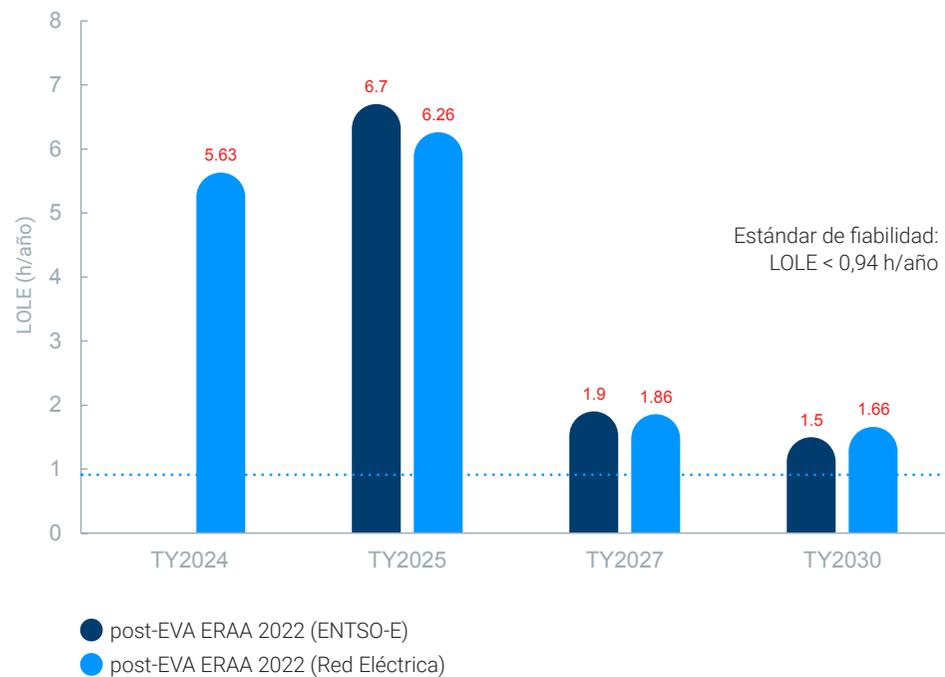
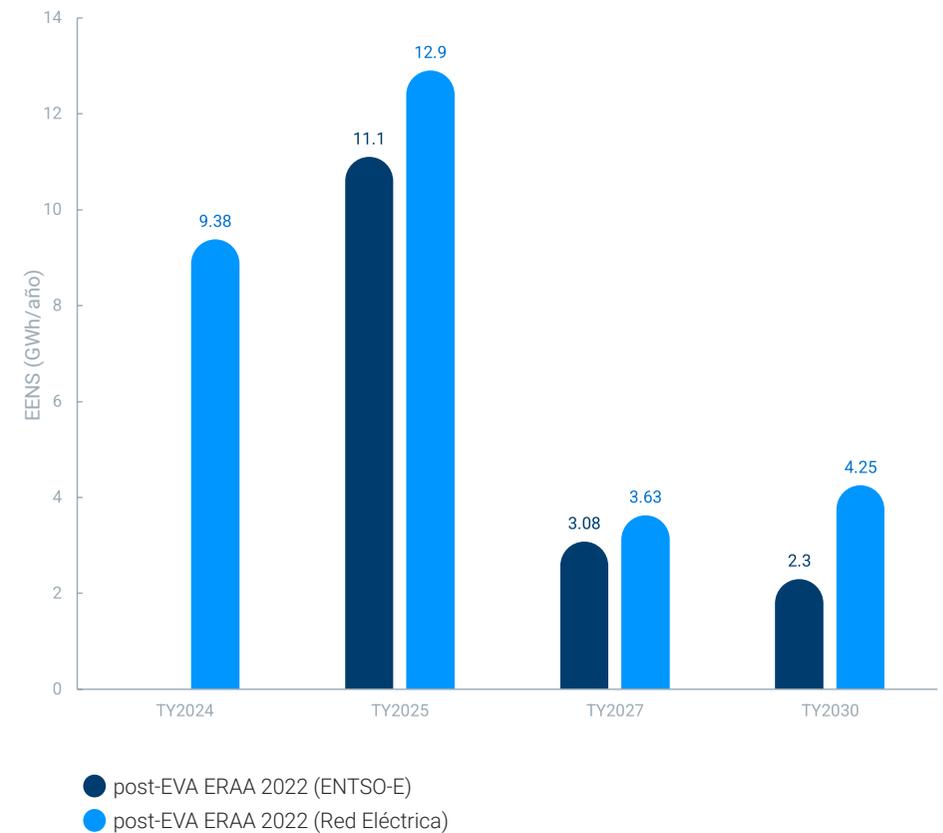


Figura 36. Comparativa del escenario post-EVA ERAA 2022: EENS.



6.2.1.2 Ejecuciones de Red Eléctrica: resultados detallados

Las siguientes figuras y tablas proporcionan más detalle sobre los indicadores de cobertura para el sistema peninsular español en el escenario post-EVA ERAA 2022, dando la oportunidad de analizar con mayor profundidad el sistema peninsular español en este escenario y proporcionar en este NRAA perspectivas adicionales a las ya incluidas en el informe ERAA 2022.

La [Tabla 12](#) incluye las principales variables estadísticas del escenario. Para más detalle sobre los indicadores de cobertura por año climático, véase la [Tabla 14](#).

Debido a la gran variabilidad observada en los distintos años climáticos en los indicadores de cobertura, se incluyen y analizan la [Figura 37](#) y la [Figura 38](#) con más detalle.

Para todos los años de estudio los riesgos de cobertura se observan principalmente durante el final del otoño y el periodo invernal (noviembre, diciembre, enero, febrero), y principalmente en las horas de la tarde.

Este hecho, común a otros países del sistema europeo, se debe a diversas razones. Además de los valores de la demanda, cabe destacar el menor o nulo recurso solar (ya sea de parques fotovoltaicos o autoconsumo, o de solar térmica) durante las horas punta de demanda. Otro aspecto relevante es la evolución de las reservas hidráulicas a lo largo del año. Las reservas hídricas suelen alcanzar su mínimo en España en octubre o noviembre, afectando a la cantidad de recursos disponibles a finales de otoño y principios de invierno.

Tabla 12. TY2024, 2025, 2027, 2030. Escenario 0: post-EVA ERAA 2022. Estadísticas de los indicadores de cobertura en los distintos años climáticos.

Atributo	TY2024		TY2025		TY2027		TY2030	
	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)						
Mínimo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Máximo	26,70	60,08	26,90	87,02	11,30	40,47	10,20	44,11
Med	5,63	9,38	6,26	12,90	1,86	3,63	1,66	4,25
P50	3,60	5,22	3,50	6,54	0,20	0,18	0,10	0,08
P95	18,35	41,27	22,74	55,37	7,75	15,84	8,32	23,08

Este efecto es más significativo para el sistema durante los años secos, que se están produciendo con mayor frecuencia en la última década y se prevé que sean más frecuentes en el futuro. Además de estas razones, la indisponibilidad simultánea de las centrales térmicas ya sea por causas programadas o fortuitas, aumenta el riesgo de tener situaciones con insuficiente potencia para cubrir la demanda.

Los riesgos de cobertura identificados en este escenario se ajustan a las situaciones de operación que se han observado en los dos últimos años en España. Aunque no se llegó a situaciones de falta de cobertura, los márgenes de capacidad disponible para mantener las exportaciones se redujeron en situaciones con baja aportación de tecnologías renovables, combinadas con una baja disponibilidad de las centrales térmicas.

Al estimar el valor medio de los volúmenes horarios de energía que no se suministraría durante los momentos de escasez, se encuentran volúmenes de 1,66 GWh, 2,06 GWh, 1,95 GWh y 2,56 GWh para TY2024, TY2025, TY2027 y TY2030, respectivamente. Sin embargo, en la hora más crítica del año climático más crítico, se observan los siguientes volúmenes horarios de energía no servida como media resultante de los 10 patrones de disparo: 7,03 GWh en TY2024, 9,44 GWh en TY2025, 8,01 GWh en TY2027 y 11,39 GWh en TY2030. Ambas magnitudes, media y máxima, supondrían importantes perturbaciones en la demanda que causarían importantes daños en la actividad socioeconómica.

Además de los indicadores de cobertura, dado que se van a utilizar los beneficios de los ciclos combinados españoles para evaluar su viabilidad, también se ha realizado un análisis de sus beneficios en el escenario post-EVA ERAA 2022 que se refleja en la [Figura 38](#), mostrando que la cantidad de potencia económicamente inviable sujeta a desmantelamiento estimada por el EVA se aproxima al punto de equilibrio económico pero está ligeramente subestimada, especialmente para TY2025 y TY2027, lo que significa que si se alcanzara el equilibrio económico nacional se observarían riesgos de cobertura aún mayores.

En cuanto a la contribución transfronteriza, la [Figura 38](#) muestra el impacto de las interconexiones en la cobertura. Cabe destacar que la figura representa los valores medios resultantes de los 10 patrones de disparo. Puede observarse que en algunas situaciones la energía no suministrada

se produce sin utilizar plenamente las interconexiones, lo que significa que los sistemas vecinos también se enfrentan a una situación de escasez. Sin embargo, el volumen de energía no servida crece rápidamente cuando se agota la capacidad de intercambio, y la mayoría de las situaciones de escasez tienen lugar con las interconexiones saturadas.

Teniendo esto en cuenta, se puede concluir que los riesgos identificados se encuentran muy condicionados por el apoyo real que se pueda recibir de los países vecinos. Los resultados obtenidos en este análisis deben interpretarse considerando que, de acuerdo con la realidad observada en la operación del sistema, este apoyo no siempre está garantizado.

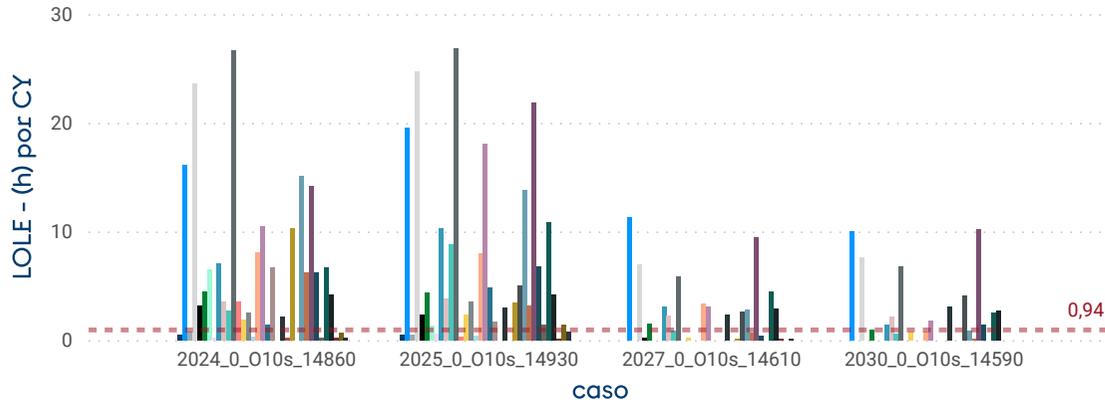
Esto lleva a la conclusión de que el sistema peninsular español puede seguir considerándose una isla energética en términos de cobertura, debido a su limitada capacidad de intercambio

con Europa central, lo que significa que se necesitarían principalmente recursos nacionales para cumplir el estándar de fiabilidad. El aumento de la capacidad de intercambio transfronterizo permitiría tanto prestar apoyo a otros países como recibir apoyo de otros países en momentos de escasez no simultánea, pero con las capacidades de intercambio previstas actualmente no sería suficiente para cumplir el estándar de fiabilidad, ya que la capacidad se agota en la mayoría de las situaciones de escasez.



Figura 37. TY2024, TY2025, TY2027, TY2030. Escenario 0: post-EVA ERAA 2022. Resultados del análisis de cobertura.

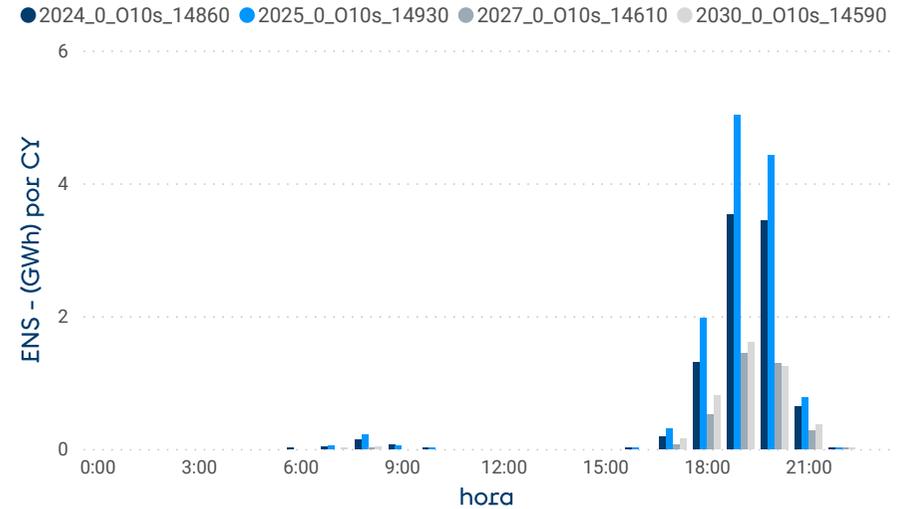
Indicadores de cobertura: LOLE por CY



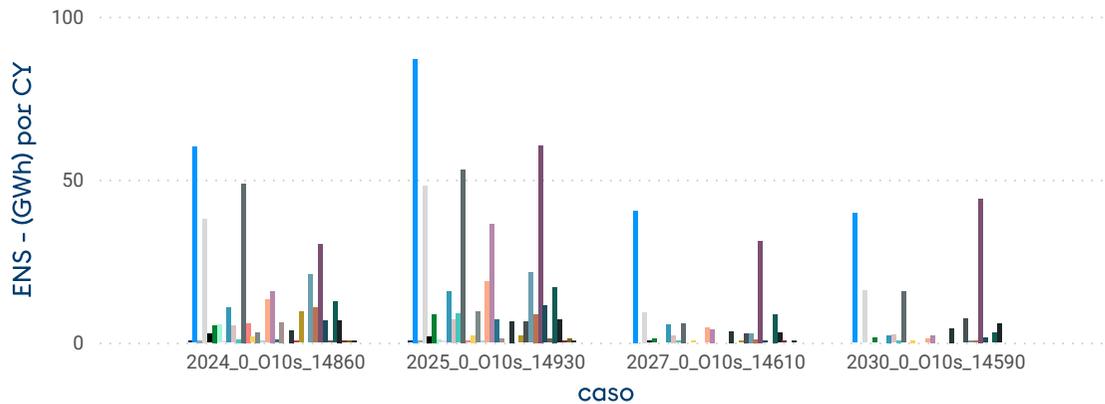
Indicadores de cobertura: distribución mensual LOLE (h)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2024_0_010s_14860	1,15	0,56	0,24					0,00			1,50	2,18	5,63
2025_0_010s_14930	1,78	0,86							0,07		2,11	1,43	6,26
2027_0_010s_14610	0,63	0,44									0,20	0,58	1,86
2030_0_010s_14590	0,74	0,43									0,22	0,27	1,66

Indicadores de cobertura: distribución diaria EENS



Indicadores de cobertura: EENS por CY

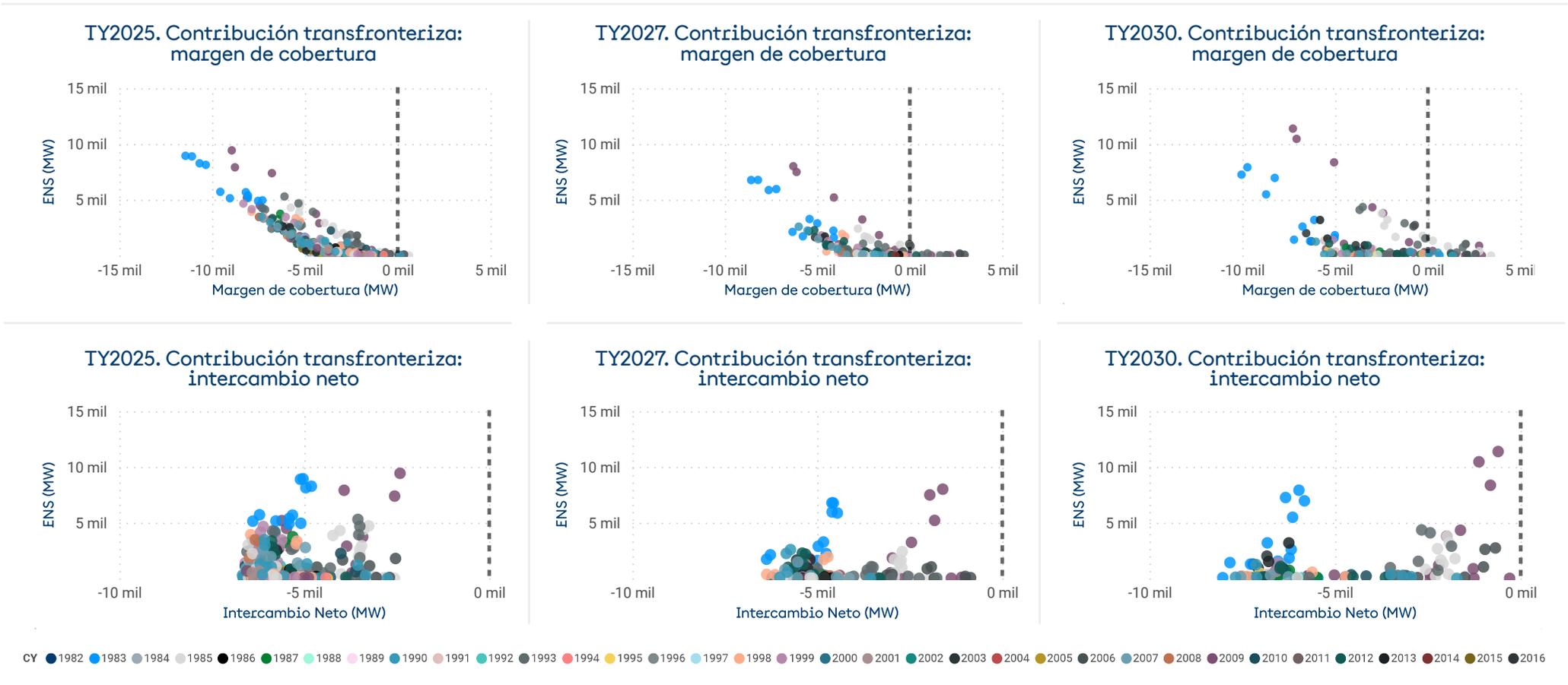


Indicadores de cobertura: distribución mensual EENS (GWh)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2024_0_010s_14860	2,08	1,86	0,28					0,00			2,41	2,75	9,38
2025_0_010s_14930	3,69	2,94							0,07		3,95	2,24	12,90
2027_0_010s_14610	1,33	1,27									0,22	0,82	3,63
2030_0_010s_14590	1,99	1,39									0,48	0,40	4,25

CY ● 1982 ● 1983 ● 1984 ● 1985 ● 1986 ● 1987 ● 1988 ● 1989 ● 1990 ● 1991 ● 1992 ● 1993 ● 1994 ● 1995 ● 1996 ● 1997 ● 1998 ● 1999 ● 2000 ● 2001 ● 2002 ● 2003 ● 2004 ● 2005 ● 2006 ● 2007 ● 2008 ● 2009 ● 2010 ● 2011 ● 2012 ● 2013 ● 2014 ● 2015 ● 2016

Figura 38. TY2025, TY2027, TY2030. Escenario 0: post-EVA ERAA 2022. Contribución transfronteriza y beneficios netos de las unidades de ciclo combinado peninsulares españolas.



Beneficio neto relativo de las unidades peninsulares de ciclo combinado



A modo de recordatorio, las cifras del escenario post-EVA ERAA 2022 se resumen en la [Tabla 13](#). Se destacan las capacidades afectadas por el EVA (sólo carbón, ciclos combinados y respuesta de la demanda).

Tabla 13. TY2024, 2025, 2027, 2030. Escenario 0: post-EVA ERAA 2022. Potencias instaladas.

Potencias instaladas (MW)	TY2024	TY2025	TY2027	TY2030
Hidráulica	20.440	20.460	22.627	24.144
Fluyente	3.453	3.474	3.528	3.589
Embalse	10.972	10.972	10.972	10.972
Bombeo - Mixto	2.683	2.683	2.683	2.683
Bombeo - Puro	3.331	3.331	5.444	6.900
Renovables	51.030	58.370	74.840	95.984
Eólica - Onshore	31.058	33.916	39.690	48.350
Eólica - Offshore	0	0	0	200
Solar térmica – Actual	2.300	2.300	2.300	2.300
Solar térmica – Futura	0	0	3.500	5.000
Solar fotovoltaica – Autoconsumo	1.931	2.435	3.286	4.903
Solar fotovoltaica – Parque	14.651	18.629	24.714	33.501
Otras renovables	1.090	1.090	1.350	1.730
Térmica	27.513	26.872	26.217	21.610
Carbón	536	0	0	0
Ciclo combinado	14.930	14.930	14.610	14.590
Nuclear	7.117	7.117	7.117	3.040
Otras no renovables	4.930	4.825	4.490	3.980
Baterías y DSR	1.050	1.100	2.000	3.500
Baterías	50	100	1.000	2.500
DSR	1.000	1.000	1.000	1.000
POTENCIA TOTAL	100.033	106.802	125.684	145.238

Por último, en la [Tabla 14](#) se presentan los resultados detallados de LOLE y EENS para cada CY y TY.

Tabla 14. TY2024, 2025, 2027, 2030. Escenario 0: post-EVA ERAA 2022. Indicadores de cobertura por año climático.

CY	TY2024		TY2025		TY2027		TY2030		CY	TY2024		TY2025		TY2027		TY2030	
	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)		LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)												
1982	0,50	0,42	0,50	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	2000	1,40	0,81	4,90	7,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1983	16,10	60,08	19,60	87,02	11,30	40,47	10,00	39,73	2001	6,70	6,20	1,70	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00
1984	0,80	0,66	0,50	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	2002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1985	23,60	38,01	24,70	48,12	7,00	9,27	7,60	15,94	2003	2,20	3,77	3,00	6,54	2,40	3,46	3,10	4,35
1986	3,20	2,72	2,40	2,01	0,20	0,18	0,00	0,00	2004	0,20	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1987	4,50	5,39	4,40	8,78	1,50	1,12	1,00	1,46	2005	10,30	9,55	3,50	2,09	0,10	0,03	0,00	0,00
1988	6,50	5,41	1,30	0,92	0,00	0,00	0,00	0,00	2006	0,00	0,00	5,00	6,39	2,60	2,86	4,10	7,31
1989	0,20	0,10	0,60	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	2007	15,10	20,94	13,80	21,49	2,80	2,85	0,90	0,59
1990	7,10	10,73	10,30	15,58	3,10	5,54	1,40	2,24	2008	6,20	10,75	3,20	8,64	0,70	0,94	0,10	0,08
1991	3,60	5,22	3,80	7,24	2,30	2,21	2,20	2,34	2009	14,20	30,19	21,90	60,49	9,50	31,18	10,20	44,11
1992	2,70	0,98	8,80	8,90	0,90	0,23	0,60	0,64	2010	6,20	6,68	6,80	11,31	0,40	0,16	1,40	1,53
1993	26,70	48,87	26,90	53,18	5,90	5,98	6,80	15,68	2011	0,20	0,36	1,40	1,23	0,00	0,00	0,00	0,00
1994	3,60	5,87	0,30	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	2012	6,70	12,51	10,90	17,01	4,50	8,65	2,50	3,04
1995	1,90	1,74	2,40	2,28	0,20	0,29	0,80	0,69	2013	4,20	6,86	4,20	6,95	2,90	3,06	2,70	5,76
1996	2,50	3,19	3,60	9,45	0,00	0,00	0,00	0,00	2014	0,20	0,25	0,10	0,01	0,10	0,01	0,00	0,00
1997	0,30	0,28	0,40	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	2015	0,70	0,58	1,40	1,11	0,00	0,00	0,00	0,00
1998	8,10	13,21	8,00	18,73	3,40	4,62	0,80	1,12	2016	0,20	0,11	0,80	0,47	0,10	0,08	0,00	0,00
1999	10,50	15,75	18,10	36,30	3,10	4,03	1,80	2,17	Med	5,63	9,38	6,26	12,90	1,86	3,63	1,66	4,25

6.2.2 Adaptaciones nacionales del escenario post-EVA ERAA 2022. Foco en el medio plazo

Como muestran los resultados del [capítulo 6.2.1](#), en el escenario post-EVA ERAA 2022 los TY2027 y TY2030 presentan un riesgo de cobertura superior al estándar de fiabilidad, en los escenarios analizados y con la metodología empleada. En este NRAA se analizan ambos elementos, metodología y escenario, con el fin de evaluar los riesgos de cobertura en diferentes posibles situaciones futuras.

Como primer ejercicio, se aplica un enfoque metodológico diferente para analizar la viabilidad económica de determinadas unidades, debido a que en la edición ERAA 2022 el análisis de viabilidad económica y el análisis de cobertura se llevan a cabo empleando modelos diferentes. Siendo el modelo EVA muy complejo y exigente computacionalmente, en el ERAA 2022 se introdujeron algunas simplificaciones en dicho modelo para permitir su convergencia numérica, lo que significa que los resultados son la mejor estimación posible pero probablemente no se encuentren totalmente alineados con los del modelo de cobertura, aportando resultados cercanos pero diferentes a los que se obtendrían con un único modelo. De hecho, en el [capítulo 6.2.1.2](#) se muestra que los ciclos combinados españoles que el modelo EVA del ERAA 2022 consideró económicamente rentables para el sistema tienen un problema de falta de viabilidad económica al tener beneficios negativos. Sabiendo que este enfoque iterativo sería muy exigente si se introdujera en el proceso ERAA a escala europea, se ha aplicado sólo a escala nacional en este NRAA para producir un primer escenario.

Además, las conclusiones de cualquier análisis están condicionadas al cumplimiento de

los principales supuestos sobre los que se construyen. A medida que el horizonte temporal se aleja del momento actual, crece la incertidumbre sobre todas las hipótesis que definen el escenario. Teniendo esto en cuenta, y en relación con el alcance de este análisis nacional de cobertura, se han elaborado dos escenarios diferentes para el TY2027. Ambos escenarios consideran que no se instala ningún almacenamiento adicional al actualmente existente en el sistema eléctrico español, lo cual es una suposición razonable ya que no se están construyendo unidades de bombeo ni termosolares y la viabilidad económica de las baterías aún no está demostrada, como reflejó el EVA del ERAA 2022 (no se preveía la puesta en servicio de baterías). Un escenario da una idea de los riesgos de cobertura si el escenario post-EVA ERAA 2022 se materializara (9 GW de desmantelamiento si no se ponen en marcha incentivos adicionales) después de 2025 y entonces la puesta en servicio de la capacidad de almacenamiento prevista se retrasase o cancelase. El otro escenario reevalúa la viabilidad económica de los ciclos combinados españoles considerando que el caso base no incluye nueva capacidad de almacenamiento.

Los tres escenarios anteriores se han evaluado para el año 2027, siendo el tercer escenario "post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados" el considerado como escenario central de referencia y evaluado también para el año 2030. Los resultados obtenidos se analizan en este capítulo.



6.2.2.1 TY2027. Escenario 1: post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados

De acuerdo con lo mostrado en el [capítulo 6.2.1.2](#), los ciclos combinados españoles que permanecen disponibles tras el EVA realizado en el ERAA 2022 serían ligeramente no rentables. Si se aplica el enfoque iterativo, el equilibrio económico se alcanza con una cantidad de 12.978 MW en lugar de 14.610 MW. Con este desmantelamiento adicional de 1,6 GW, el LOLE en TY2027 aumentaría de 1,86 h/año a 3,83 h/año, ambos valores ya por encima del estándar de fiabilidad considerado. Es habitual que cuando los sistemas eléctricos se enfrentan a problemas de cobertura éstos crezcan de forma no lineal, lo que significa que un pequeño cambio en la potencia instalada puede tener un gran impacto en los indicadores de cobertura, como se demuestra en este escenario.

La [Figura 39](#) muestra la evolución del beneficio neto de las unidades de ciclo combinado en las diferentes iteraciones que se han realizado. La primera iteración (2027_1_01s_14600) tiene como objetivo comparar los indicadores de cobertura y la rentabilidad de las unidades al transferir los resultados del EVA al modelo de cobertura unidad a unidad, en lugar de aplicando una reducción de capacidad homogénea como la realizada en el ERAA 2022 (2027_0_010s_14610). Se observan resultados muy similares, tanto en términos de cobertura como de rentabilidad, lo que confirma que la decisión de inversión unidad por unidad puede utilizarse para este análisis, siendo probablemente más representativa en este enfoque iterativo del EVA que la reducción lineal aplicada en el ERAA, ya que el modelo EVA era agregado por tecnología. Esto se refleja concretamente en la [Tabla 15](#).

Tras esta comprobación inicial, se realizaron varias iteraciones reduciendo gradualmente el número de unidades de ciclo combinado, en función de la rentabilidad obtenida en la primera iteración. El equilibrio económico (todos los generadores disponibles son rentables) se alcanza entre las iteraciones con 13.400 MW (2027_1_01s_13400) (algunos no son rentables) y con 13.000 MW (2027_1_01s_13000) (todos son rentables), lo que da como resultado 12.978 MW de ciclo combinado.

Cuando la iteración 13.000 MW se vuelve a ejecutar utilizando 10 patrones de disparo (2027_1_010s_13000) en lugar del patrón único utilizado para el proceso iterativo, se puede observar que los resultados son bastante similares en términos de rentabilidad, LOLE y ENS, confirmando así la validez del enfoque elegido en cuanto al uso de un único patrón de disparo para el proceso iterativo. Esto se refleja específicamente en la [Tabla 16](#).

En los demás escenarios no se mostrará la simulación original post- EVA. Asimismo, por simplicidad, la iteración final repetida con 10 muestras no se mostrará cuando se evalúe el equilibrio económico, sino sólo cuando se analice la cobertura. No obstante, en la [Figura 39](#) se muestran para una comprensión completa del proceso seguido. Siempre se muestra una iteración adicional con toda la capacidad disponible de los ciclos combinados existentes (24.500 MW) para confirmar que si todas las unidades estuvieran disponibles el sistema eléctrico peninsular español no tendría riesgos de cobertura superiores al estándar de fiabilidad.

En cuanto a los indicadores de cobertura de este escenario, la [Tabla 17](#) incluye las principales variables estadísticas del escenario. Para más detalles sobre los indicadores de cobertura por año climático, véase la [Tabla 19](#).

Tabla 15. Impacto de la utilización del enfoque unidad por unidad para el NRAA.

Propiedad	Reducción homogénea de potencia (ERAA)	Unidad por unidad (NRAA)
LOLE (h/año)	1,86	1,74
ENS (GWh/año)	3,63	3,6

Tabla 16. Impacto del uso de un patrón de disparo fortuito para el proceso iterativo.

Propiedad	1 patrón de disparo (análisis de viabilidad económica)	10 patrones de disparo (análisis de cobertura)
LOLE (h/año)	4,14	3,83
ENS (GWh/año)	8,06	8,24

Tabla 17. TY2027. Escenario 1: post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Estadísticas de los indicadores de cobertura.

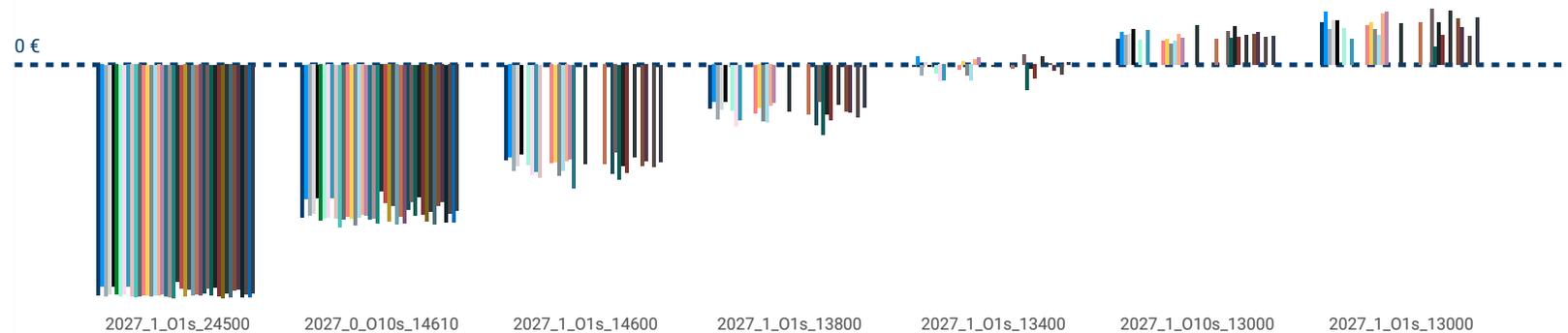
Atributo	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
Mínimo	0,00	0,00
Máximo	15,20	60,90
Med	3,83	8,23
P50	2,00	2,30
P95	14,30	32,40

Figura 39. TY2027. Escenario 1: post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Resultados del EVA iterativo.

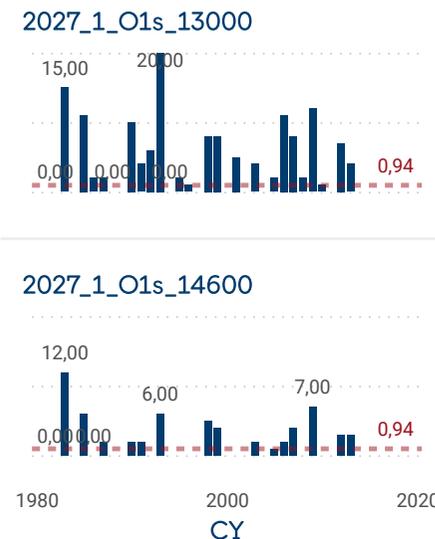
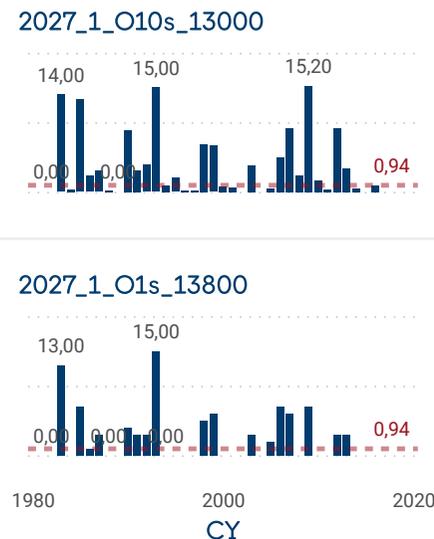
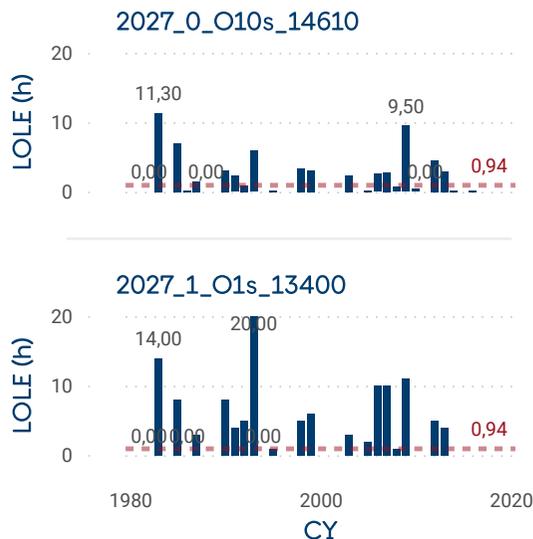
Potencia instalada (MW)

caso	CCGT
2027_0_O10s_14610	14.610
2027_1_O10s_13000	12.978
2027_1_O1s_13000	12.978
2027_1_O1s_13400	13.388
2027_1_O1s_13800	13.801
2027_1_O1s_14600	14.624
2027_1_O1s_24500	24.499

Beneficio neto relativo de las unidades peninsulares de ciclo combinado.



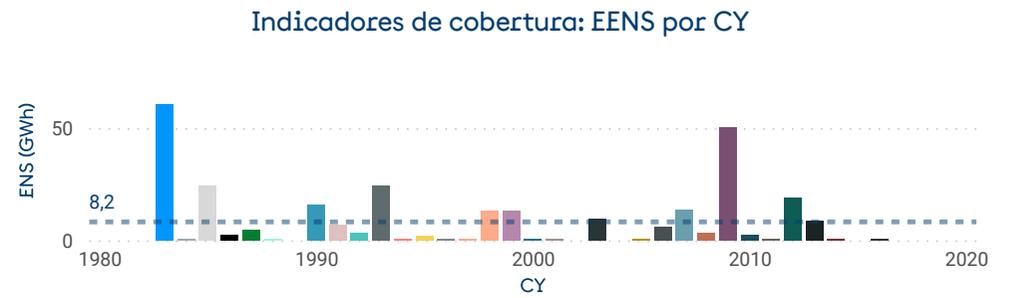
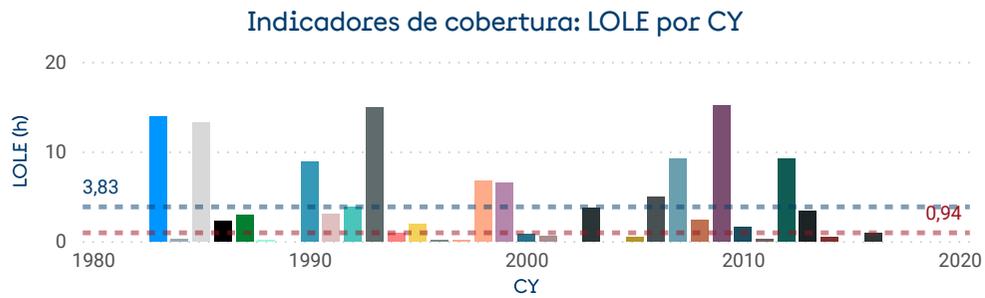
Indicadores de cobertura: LOLE por CY



Indicadores de cobertura: LOLE y EENS

caso	LOLE - (h) por CY	ENS - (GWh) por CY
2027_0_O10s_14610	1,86	3,63
2027_1_O10s_13000	3,83	8,24
2027_1_O1s_13000	4,14	8,06
2027_1_O1s_13400	3,43	6,42
2027_1_O1s_13800	2,60	5,22
2027_1_O1s_14600	1,74	3,60
2027_1_O1s_24500		0,00

Figura 40. TY2027. Escenario 1: post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Resultados del análisis de cobertura.



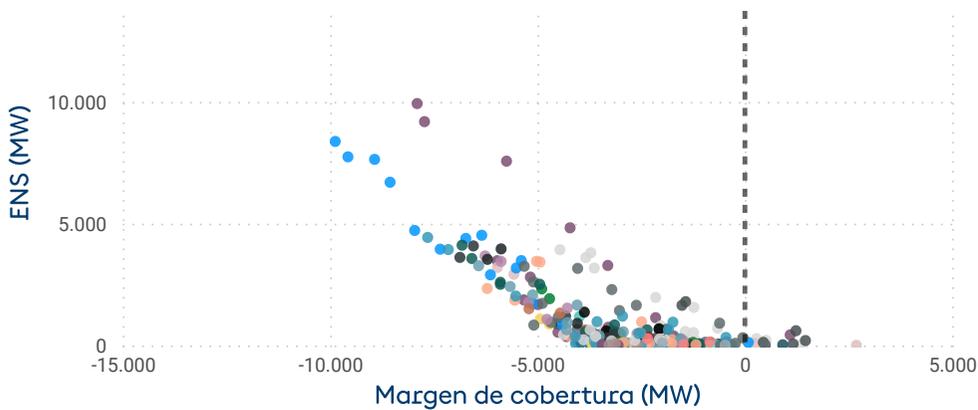
Indicadores de cobertura: distribución mensual LOLE (h)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2027_1_010s_13000	1,28	0,62						0,01			0,64	1,29	3,83

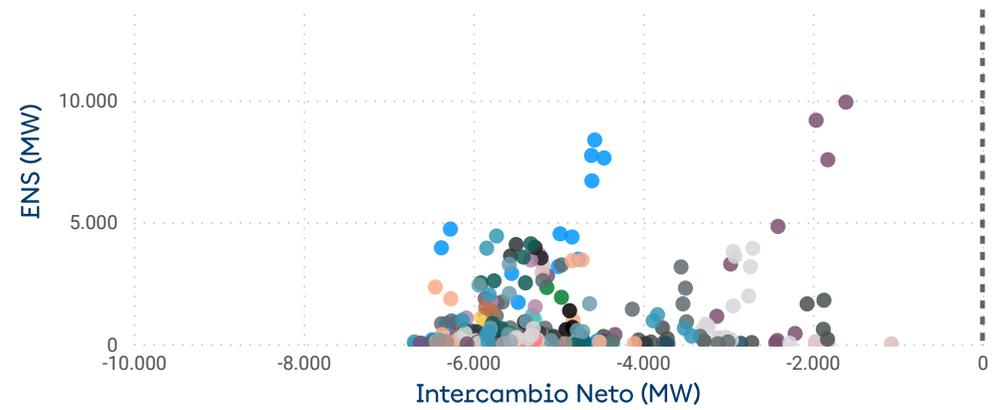
Indicadores de cobertura: distribución mensual EENS (GWh)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2027_1_010s_13000	2,86	2,04						0,00			1,00	2,34	8,24

Contribución transfronteriza: margen de cobertura



Contribución transfronteriza: intercambio neto



CY ● 1982 ● 1983 ● 1984 ● 1985 ● 1986 ● 1987 ● 1988 ● 1989 ● 1990 ● 1991 ● 1992 ● 1993 ● 1994 ● 1995 ● 1996 ● 1997 ● 1998 ● 1999 ● 2000 ● 2001 ● 2002 ● 2003 ● 2004 ● 2005 ● 2006 ● 2007 ● 2008 ● 2009 ● 2010 ● 2011 ● 2012 ● 2013 ● 2014 ● 2015 ● 2016

Debido a la gran variabilidad observada en los distintos años climáticos en los indicadores de cobertura, se incluye y analiza la [Figura 40](#) con más detalle. En ella se muestra la distribución de los indicadores LOLE y ENS totales anuales por año climático, su distribución mensual y también la distribución horaria de la ENS en función del margen de cobertura disponible y del intercambio neto.

Al analizar los indicadores de cobertura de la iteración que define el escenario final (2027_1_010s_13000), el LOLE alcanza las 3,83 h/a y la EENS es de 8,24 GWh/a, siendo el invierno (noviembre, diciembre, enero, febrero) el periodo más problemático desde el punto de vista de la cobertura, si bien se observan valores muy bajos pero no nulos en agosto para un año climático concreto. Al estimar el valor medio del volumen horario de energía que no se suministraría durante esas 3,83 horas, se obtiene un volumen de 2,15 GWh. Sin embargo, en la hora más crítica del año climático más crítico podría estar en riesgo un máximo de 9,93 GWh (media de 10 patrones de disparo).

Observando el impacto de las interconexiones y la contribución transfronteriza, el sistema español siempre está importando cuando hay energía no servida, y también puede observarse que en general el volumen de ENS crece considerablemente cuando se satura la capacidad de intercambio disponible.

Como conclusión, en el TY2027 los riesgos de cobertura se encontrarían muy por encima del estándar de fiabilidad en el caso de que el equilibrio económico para los ciclos combinados fuera ligeramente diferente al encontrado en el escenario post-EVA ERAA 2022 porque la situación ya mostraba riesgos de cobertura, que crecerían de forma no lineal al disminuir la potencia instalada.

Las diferencias con el escenario post-EVA ERAA 2022 en términos de potencias instaladas se muestran en la [Tabla 18](#). Se resaltan las capacidades modificadas en este NRAA (sólo ciclo combinado).

Tabla 18. TY2027. Escenario 1: post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Potencia instalada.

Potencias instaladas (MW)	post-EVA ERAA 2022	NRAA Escenario 1
Hidráulica	22.627	22.627
Fluyente	3.528	3.528
Embalse	10.972	10.972
Bombeo - Mixto	2.683	2.683
Bombeo - Puro	5.444	5.444
Renovables	74.840	74.840
Eólica - Onshore	39.690	39.690
Eólica - Offshore	0	0
Solar térmica – Actual	2.300	2.300
Solar térmica – Futura	3.500	3.500
Solar fotovoltaica – Autoconsumo	3.286	3.286
Solar fotovoltaica – Parque	24.714	24.714
Otras renovables	1.350	1.350
Térmica	26.217	24.585
Carbón	0	0
Ciclo combinado	14.610	12.978
Nuclear	7.117	7.117
Otras no renovables	4.490	4.490
Baterías y DSR	2.000	2.000
Baterías	1.000	1.000
DSR	1.000	1.000
POTENCIA TOTAL	125.684	124.052

Por último, en la [Tabla 19](#) se presentan los resultados detallados de LOLE y EENS para cada CY y TY.

Tabla 19. TY2027. Escenario 1: post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Indicadores de cobertura por año climático.

CY	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)	CY	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
1982	0,00	0,00	2000	0,80	0,30
1983	14,00	60,90	2001	0,60	0,10
1984	0,30	0,10	2002	0,00	0,00
1985	13,30	24,60	2003	3,80	9,50
1986	2,30	2,70	2004	0,00	0,00
1987	3,00	4,80	2005	0,50	0,40
1988	0,20	0,00	2006	5,00	6,00
1989	0,00	0,00	2007	9,20	13,70
1990	8,90	15,80	2008	2,40	3,50
1991	3,10	7,00	2009	15,20	50,60
1992	3,90	3,40	2010	1,60	2,30
1993	15,00	24,60	2011	0,30	0,10
1994	0,90	0,50	2012	9,20	19,00
1995	2,00	2,00	2013	3,40	8,60
1996	0,10	0,00	2014	0,50	0,60
1997	0,20	0,20	2015	0,00	0,00
1998	6,80	13,10	2016	0,90	0,80
1999	6,60	13,00	Med	3,83	8,23

6.2.2.2 TY2027. Escenario 2: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento

En este escenario, todos los supuestos son los mismos que los del escenario post-EVA ERAA 2022, salvo las capacidades de almacenamiento en el sistema peninsular español. El escenario da una idea de los riesgos de cobertura si se materializara el escenario post-EVA ERAA 2022 (9 GW de desmantelamiento si no se ponen en marcha incentivos) para 2025 y luego se retrasase o cancelase la puesta en servicio de la capacidad de almacenamiento considerada en el escenario objetivo del PNIEC.

En este escenario, los indicadores de cobertura muestran un nivel muy elevado de energía no servida que alcanza 7,14 h/año de LOLE y 15,68 GWh/año de EENS. Este escenario sería inaceptable para el sistema peninsular español, ya que se superaría el estándar de fiabilidad en el 86% de los años climáticos (30 de 35).

En cuanto a los indicadores de cobertura de este escenario, la [Tabla 20](#) incluye las principales variables estadísticas del escenario. Para más detalles sobre los indicadores de cobertura por año climático, véase la [Tabla 22](#).

Tabla 20. TY2027. Escenario 2: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento.

Atributo	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
Mínimo	0,20	0,00
Máximo	27,40	84,60
Med	7,14	15,68
P50	4,00	6,70
P95	23,62	58,33

Debido a la gran variabilidad observada en los distintos años climáticos en los indicadores de cobertura, se incluye y analiza la [Figura 41](#) con más detalle. En ella se muestra la distribución de los indicadores LOLE y ENS totales anuales por año climático, su distribución mensual y la distribución horaria de la ENS en función del margen de cobertura disponible y del intercambio neto.

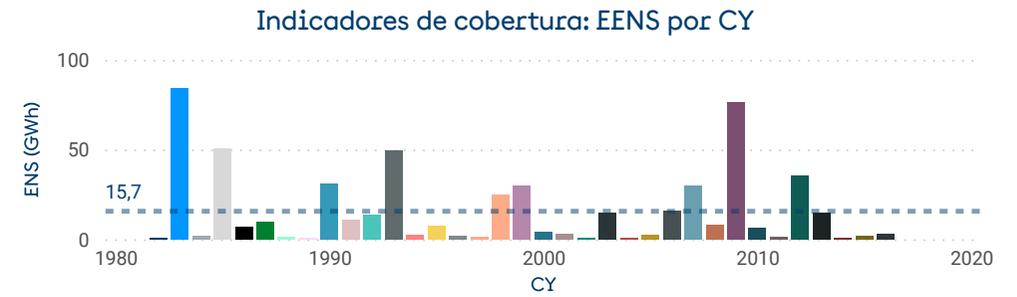
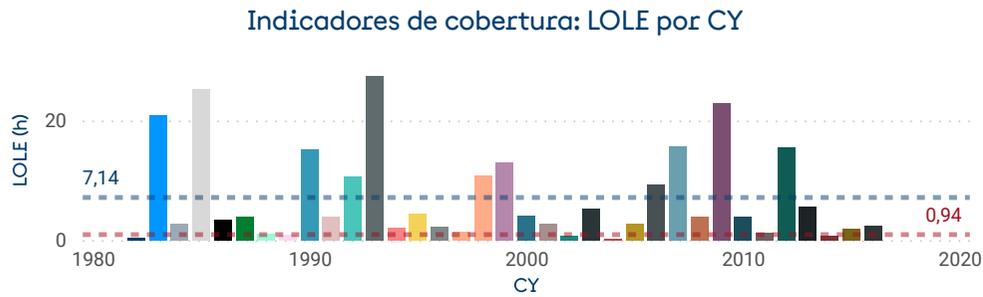
Al analizar los indicadores de cobertura de este escenario, el LOLE alcanza 7,14 h/año y la EENS es de 15,68 GWh/año, siendo el invierno (noviembre, diciembre, enero, febrero) el periodo más problemático desde el punto de vista de la cobertura, aunque se observan valores distintos de cero que empiezan a ser significativos en agosto, julio y octubre para dos años climáticos. Al estimar el valor medio del volumen horario de energía que no se suministraría durante esas 7,14 horas, se obtiene un volumen de 2,19 GWh. Sin embargo, en la hora más crítica del año climático más crítico podría estar en riesgo un máximo de 10,56 GWh (media de 10 patrones de disparo).

Observando el impacto de las interconexiones y de la contribución transfronteriza, el sistema español siempre está importando cuando hay energía no servida, y también puede observarse que, en general, el volumen de ENS crece considerablemente cuando se satura la capacidad de intercambio disponible.

A partir de los resultados obtenidos para este escenario, el desmantelamiento de 9 GW de capacidad indicado por el EVA y, además, el retraso o la no puesta en servicio de las nuevas instalaciones de almacenamiento previstas en el PNIEC serían totalmente inaceptables desde el punto de vista de la seguridad de suministro. Téngase en cuenta que los riesgos serían aún mayores si el volumen de ciclo combinado desmantelado fuese el que se encontró en equilibrio económico en el escenario 1 a través del enfoque iterativo (11,5 GW), aunque esta situación no se ha evaluado en el marco de este NRAA puesto que el escenario 2 actual ya muestra un riesgo extremo para la cobertura.

Como conclusión, en TY2027 los riesgos de cobertura superarían totalmente el estándar de fiabilidad en caso de que se materializara el escenario post-EVA ERAA 2022 (9 GW de desmantelamiento si no se establecen incentivos) para 2025 y luego se retrasase o cancelase la puesta en servicio de la capacidad de almacenamiento considerada en el escenario objetivo del PNIEC.

Figura 41. TY2027. Escenario 2: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento. Resultados del análisis de cobertura.



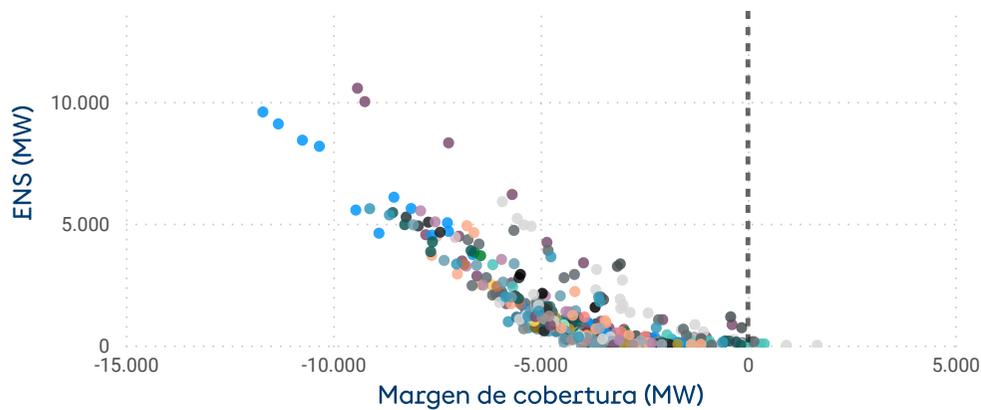
Indicadores de cobertura: distribución mensual LOLE (h)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2027_2_010s_14610	2,35	0,96					0,01	0,04		0,01	1,25	2,52	7,14

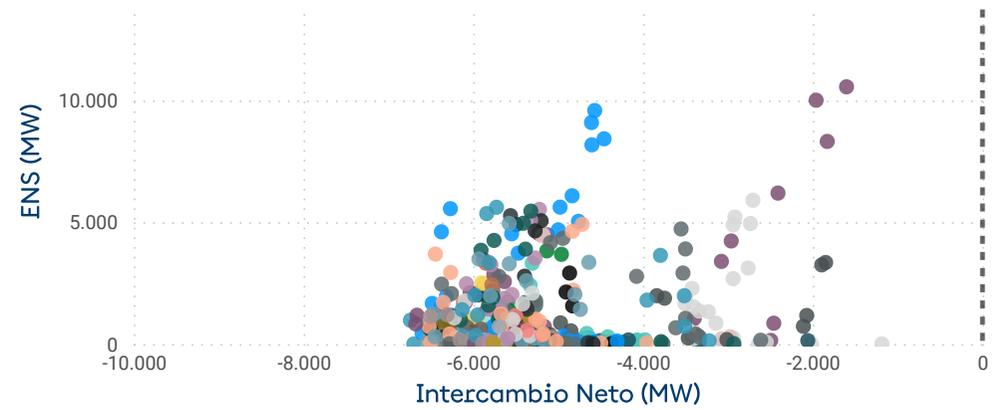
Indicadores de cobertura: distribución mensual EENS (GWh)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2027_2_010s_14610	5,24	3,11					0,00	0,04		0,01	2,25	5,02	15,68

Contribución transfronteriza: margen de cobertura



Contribución transfronteriza: intercambio neto



CY ● 1982 ● 1983 ● 1984 ● 1985 ● 1986 ● 1987 ● 1988 ● 1989 ● 1990 ● 1991 ● 1992 ● 1993 ● 1994 ● 1995 ● 1996 ● 1997 ● 1998 ● 1999 ● 2000 ● 2001 ● 2002 ● 2003 ● 2004 ● 2005 ● 2006 ● 2007 ● 2008 ● 2009 ● 2010 ● 2011 ● 2012 ● 2013 ● 2014 ● 2015 ● 2016

Las diferencias con el escenario post-EVA ERAA 2022 en términos de potencias instaladas se muestran en la [Tabla 21](#). Se destacan las capacidades modificadas en este NRAA (sólo bombeo puro, termosolar futura y baterías).

Tabla 21. TY2027. Escenario 2: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento. Potencia Instalada.

Potencias instaladas (MW)	post-EVA ERAA 2022	NRAA Escenario 2
Hidráulica	22.627	20.514
Fluyente	3.528	3.528
Embalse	10.972	10.972
Bombeo - Mixto	2.683	2.683
Bombeo - Puro	5.444	3.331
Renovables	74.840	71.340
Eólica - Onshore	39.690	39.690
Eólica - Offshore	0	0
Solar térmica – Actual	2.300	2.300
Solar térmica – Futura	3.500	0
Solar fotovoltaica – Autoconsumo	3.286	3.286
Solar fotovoltaica – Parque	24.714	24.714
Otras renovables	1.350	1.350
Térmica	26.217	26.217
Carbón	0	0
Ciclo combinado	14.610	14.610
Nuclear	7.117	7.117
Otras no renovables	4.490	4.490
Baterías y DSR	2.000	1.000
Baterías	1.000	0
DSR	1.000	1.000
POTENCIA TOTAL	125.684	119.071

Por último, en la [Tabla 22](#) se presentan los resultados detallados de LOLE y EENS para cada CY y TY.

Tabla 22. TY2027. Escenario 2: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento. Indicadores de cobertura por año climático.

CY	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)	CY	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
1982	0,5	0,3	2000	4,1	4,2
1983	21	84,6	2001	2,8	3,3
1984	2,7	1,7	2002	0,8	0,5
1985	25,3	50,5	2003	5,3	15
1986	3,4	6,7	2004	0,2	0
1987	4	9,6	2005	2,8	2,3
1988	1,1	1,4	2006	9,4	15,8
1989	0,9	0,4	2007	15,7	30
1990	15,2	31,3	2008	4	8
1991	4	11,2	2009	22,9	76,6
1992	10,7	13,8	2010	3,9	6,2
1993	27,4	49,4	2011	1,3	1,6
1994	2,1	2,8	2012	15,6	35,6
1995	4,4	7,4	2013	5,6	14,7
1996	2,3	2	2014	0,8	0,9
1997	1,5	1,2	2015	2	1,7
1998	10,8	24,8	2016	2,5	3,2
1999	13	30	Med	7,14	15,68

6.2.2.3 TY2027. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados

Este tercer escenario se genera para disponer de un escenario en equilibrio económico tras asumir el retraso o la no puesta en servicio de nueva capacidad de almacenamiento y debe tomarse como escenario central de referencia para el TY2027 en este NRAA. Para el análisis de viabilidad económica se utiliza una metodología diferente de la empleada en la edición del ERAA 2022, como ya se ha explicado en los capítulos 4.2 y 6.2.2.1. Este EVA iterativo se realiza sólo para el sistema peninsular español, considerando el escenario post-EVA ERAA 2022 en el resto del perímetro geográfico debido al alcance de este análisis, y sólo se utiliza para evaluar la viabilidad económica de los ciclos combinados españoles existentes.

El equilibrio económico (todos los generadores disponibles son rentables) se alcanza entre las iteraciones 15.900 MW (2027_3_01s_15900) (algunos no son rentables) y 15.500 MW (2027_3_01s_15500) (todos son rentables). En esta situación, el LOLE en TY2027 ascendería a 4,76 h/año, muy por encima del estándar de fiabilidad considerado de 0,94 h/año, y la EENS sería de 10,12 GWh/año.

La [Figura 42](#) muestra los beneficios de cada generador en función del volumen de potencia de ciclo combinado instalada. Por ejemplo, si se consideran todas las unidades de ciclo combinado (lo que corresponde a 24.499 MW de potencia instalada), ninguna de ellas es rentable. Reduciendo las unidades disponibles, el valor final en equilibrio económico se sitúa en 15.530 MW (9 GW desmantela-

dos), lo que corresponde a la iteración etiquetada como 2027_3_01s_15500.

En cuanto a los indicadores de cobertura de este escenario, la [Tabla 23](#) incluye las principales variables estadísticas del escenario. Para más detalles sobre los indicadores de cobertura por año climático, véase la [Tabla 25](#).

Tabla 23. TY2027. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Estadísticas de los indicadores de cobertura.

Atributo	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
Mínimo	0,00	0,00
Máximo	18,50	65,80
Med	4,76	10,12
P50	2,60	3,70
P95	17,33	39,45

Debido a la gran variabilidad observada en los distintos años climáticos en los indicadores de cobertura, se incluye y analiza la [Figura 43](#) con más detalle. En ella se muestra la distribución de los indicadores LOLE y ENS totales anuales por año climático, su distribución mensual y la distribución horaria de la ENS en función del margen de cobertura disponible y del intercambio neto.

Al analizar los indicadores de cobertura de esta iteración final (15.530 MW), el LOLE alcanza 4,76 h/año y la EENS es de 10,12 GWh/año, siendo el invierno (noviembre, diciembre, enero, febrero) el periodo más problemático desde el punto de vista de la cobertura aunque se observan valores distintos de cero que empiezan a ser significativos en agosto y octubre para dos años climáticos. Al estimar el valor medio del volumen horario de energía que no se suministraría durante esas 4,76 horas, se obtiene un volumen de 2,13 GWh. Sin embargo, en la hora más crítica del año climático más crítico podría estar en riesgo un máximo de 9,91 GWh (media de 10 patrones de disparo).

Observando el impacto de las interconexiones y la contribución transfronteriza, el sistema español siempre está importando cuando hay energía no servida, y también puede observarse que en general el volumen de ENS crece considerablemente cuando satura la capacidad de intercambio disponible.

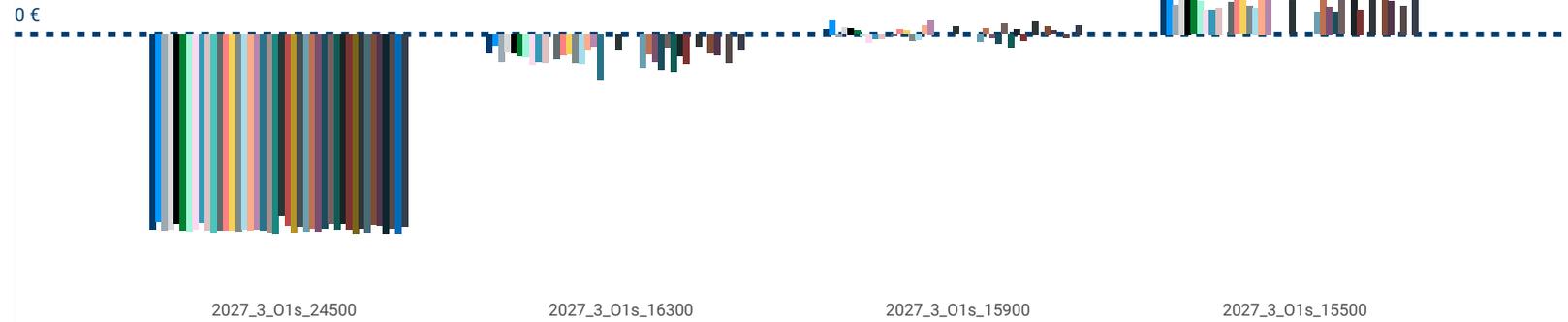
Como conclusión, en TY2027 los riesgos de cobertura se encontrarían muy por encima del estándar de fiabilidad en el caso de que la puesta en servicio de la capacidad de almacenamiento considerada en el escenario objetivo del PNIEC se retrasase o cancelase incluso si los ciclos combinados se encontrasen en equilibrio económico.

Figura 42. TY2027. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Resultados del EVA iterativo.

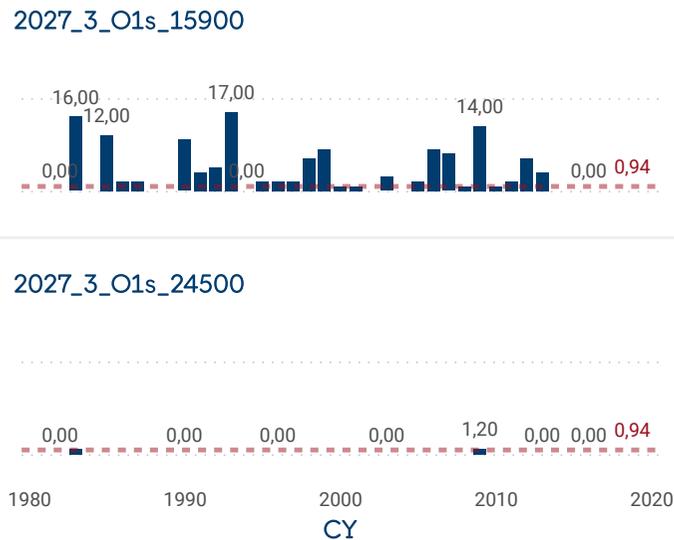
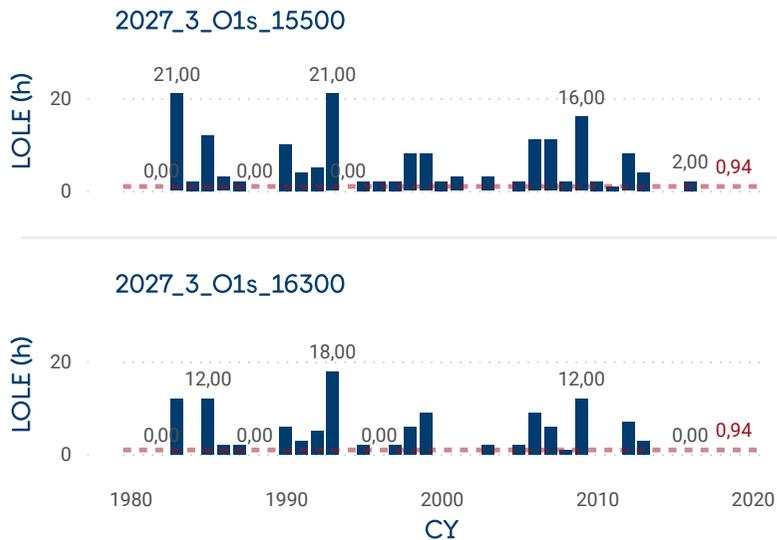
Potencia instalada (MW)

caso	CCGT
2027_3_01s_15500	15.530
2027_3_01s_15900	15.921
2027_3_01s_16300	16.324
2027_3_01s_24500	24.499

Beneficio neto relativo de las unidades peninsulares de ciclo combinado.



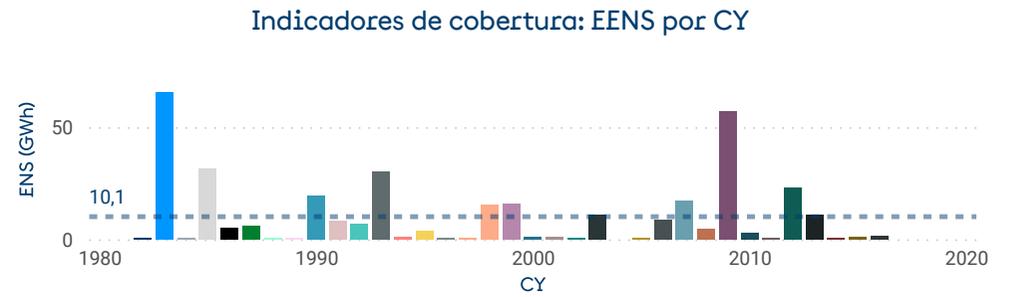
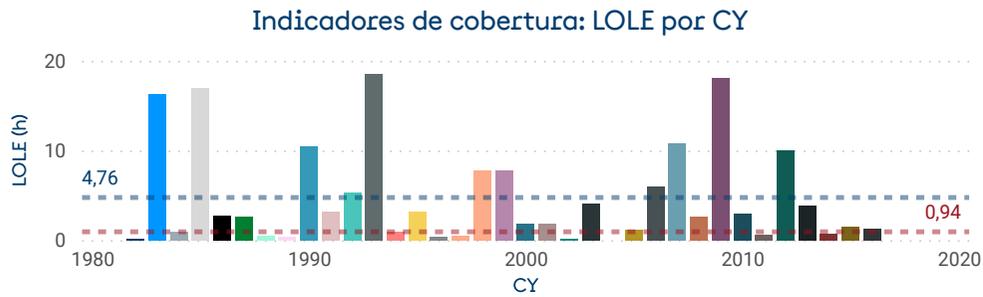
Indicadores de cobertura: LOLE por CY



Indicadores de cobertura: LOLE y EENS

caso	LOLE - (h) por CY	ENS - (GWh) por CY
2027_3_01s_15500	4,83	9,79
2027_3_01s_15900	4,11	8,28
2027_3_01s_16300	3,46	6,92
2027_3_01s_24500	0,07	0,06

Figura 43. TY2027. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevos almacenamientos y reevaluación de la viabilidad de las CCGT. Resultados del análisis de cobertura.



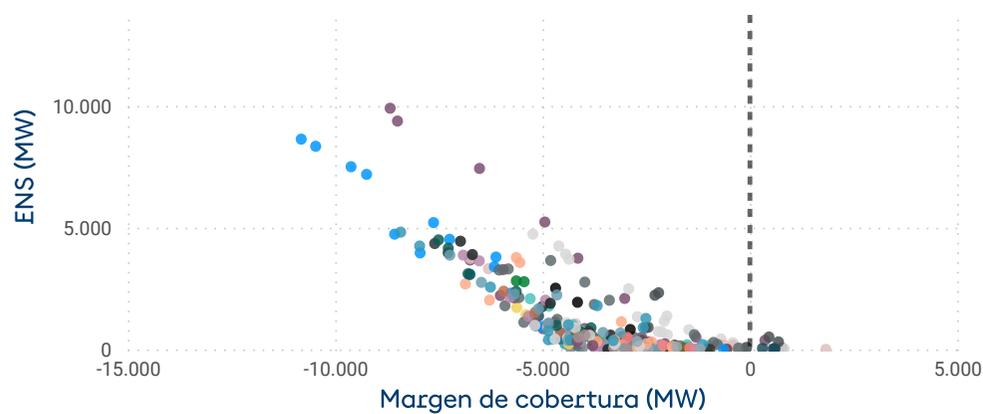
Indicadores de cobertura: distribución mensual LOLE (h)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2027_3_010s_15500	1,61	0,68						0,02		0,01	0,77	1,67	4,76

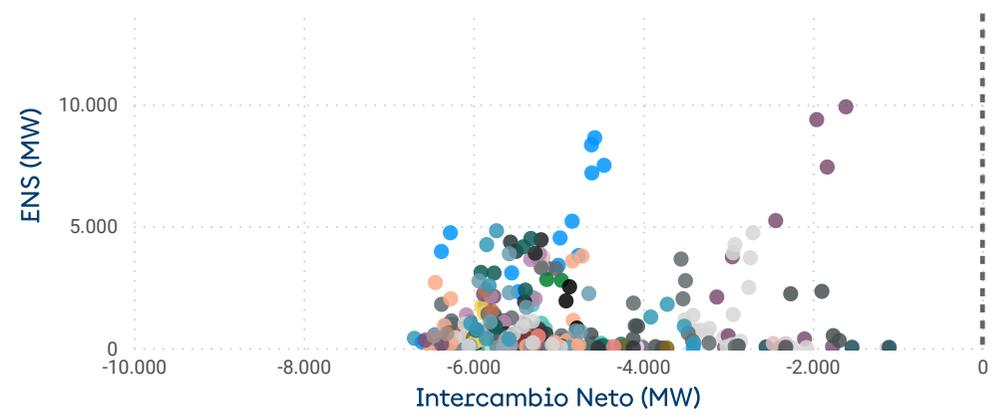
Indicadores de cobertura: distribución mensual EENS (GWh)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2027_3_010s_15500	3,54	2,27						0,01		0,00	1,30	2,99	10,12

Contribución transfronteriza: margen de cobertura



Contribución transfronteriza: intercambio neto



CY ● 1982 ● 1983 ● 1984 ● 1985 ● 1986 ● 1987 ● 1988 ● 1989 ● 1990 ● 1991 ● 1992 ● 1993 ● 1994 ● 1995 ● 1996 ● 1997 ● 1998 ● 1999 ● 2000 ● 2001 ● 2002 ● 2003 ● 2004 ● 2005 ● 2006 ● 2007 ● 2008 ● 2009 ● 2010 ● 2011 ● 2012 ● 2013 ● 2014 ● 2015 ● 2016

Las diferencias con el escenario post-EVA ERAA 2022 en términos de potencias instaladas se muestran en la [Tabla 24](#). Se destacan las capacidades modificadas en este NRAA (sólo bombeo puro, termosolar futura, baterías y ciclo combinado).

Tabla 24. TY2027. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Potencias instaladas.

Potencias instaladas (MW)	post-EVA ERAA 2022	NRAA Escenario 2
Hidráulica	22.627	20.514
Fluyente	3.528	3.528
Embalse	10.972	10.972
Bombeo - Mixto	2.683	2.683
Bombeo - Puro	5.444	3.331
Renovables	74.840	71.340
Eólica - Onshore	39.690	39.690
Eólica - Offshore	0	0
Solar térmica – Actual	2.300	2.300
Solar térmica – Futura	3.500	0
Solar fotovoltaica – Autoconsumo	3.286	3.286
Solar fotovoltaica – Parque	24.714	24.714
Otras renovables	1.350	1.350
Térmica	26.217	27.137
Carbón	0	0
Ciclo combinado	14.610	15.530
Nuclear	7.117	7.117
Otras no renovables	4.490	4.490
Baterías y DSR	2.000	1.000
Baterías	1.000	0
DSR	1.000	1.000
POTENCIA TOTAL	125.684	119.991

Por último, en la [Tabla 25](#) se presentan los resultados detallados de LOLE y EENS para cada CY y TY.

Tabla 25. TY2027. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Indicadores de cobertura por año climático.

CY	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)	CY	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
1982	0,1	0	2000	1,9	1,3
1983	16,3	65,8	2001	1,8	1,2
1984	1	0,5	2002	0,2	0,1
1985	17	31,8	2003	4,1	10,8
1986	2,8	5,3	2004	0	0
1987	2,6	5,9	2005	1,2	0,7
1988	0,5	0,2	2006	6	8,7
1989	0,4	0,2	2007	10,8	17,2
1990	10,5	19,5	2008	2,6	4,7
1991	3,2	8,5	2009	18,1	57,3
1992	5,3	6,9	2010	3	3
1993	18,5	30,4	2011	0,6	0,4
1994	1	1	2012	10	23
1995	3,2	3,7	2013	3,9	10,8
1996	0,4	0,2	2014	0,7	0,8
1997	0,5	0,6	2015	1,5	1,1
1998	7,8	15,3	2016	1,3	1,4
1999	7,8	15,8	Med	4,76	10,12

6.2.2.4 TY2030. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados

La misma hipótesis (retraso o no puesta en servicio de nueva capacidad de almacenamiento) y metodología (equilibrio económico iterativo) utilizadas para elaborar el escenario 3 para el TY2027 se han aplicado también para el TY2030.

El equilibrio económico (todos los generadores disponibles son rentables) se alcanza entre las iteraciones 20.300 MW (2030_3_01s_20300) (algunos no son rentables) y 19.500 MW (2030_3_01s_19500) (todos son rentables). En esta situación, el LOLE en TY2030 se mantendría en 2,34 h/año, por encima del estándar de fiabilidad de 0,94 h/año, y la EENS sería de 5,65 GWh/año.

La siguiente figura muestra los beneficios de cada ciclo combinado en función del volumen de capacidad de ciclo combinado instalada. Reduciendo las unidades disponibles, el valor final en equilibrio económico se sitúa en 19.516 MW (5 GW desmantelados), lo que corresponde a la iteración etiquetada como 2030_3_01s_19500.

En cuanto a los indicadores de cobertura de este escenario, la [Tabla 26](#) incluye las principales variables estadísticas del escenario. Para más detalles sobre los indicadores de cobertura por año climático, véase la [Tabla 28](#).

Tabla 26. TY2030. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Estadísticas de los indicadores de cobertura.

Atributo	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
Mínimo	0,00	0,00
Máximo	12,70	49,40
Med	2,34	5,65
P50	0,40	0,40
P95	10,85	28,57

Debido a la gran variabilidad observada en los distintos años climáticos en los indicadores de cobertura, se incluye y analiza la [Figura 45](#) con más detalle. En ella se muestra la distribución de los indicadores LOLE y ENS totales anuales por año climático, su distribución mensual y la distribución horaria de la ENS en función del margen de cobertura disponible y del intercambio neto.

Al analizar los indicadores de cobertura de esta iteración final (19.516 MW), el LOLE alcanza 2,34 h/año y la EENS es de 5,65 GWh/año, siendo el invierno (noviembre, diciembre, enero, febrero) el único periodo de riesgo desde el punto de vista de la cobertura. Al estimar el valor medio del volumen horario de energía que no se suministraría durante esas 2,34 horas, se obtiene un volumen de 2,41 GWh. Sin embargo, en la hora más crítica del año climático más crítico podría estar en riesgo un máximo de 10,96 GWh (media de 10 patrones de disparo).

Observando el impacto de las interconexiones y de la contribución transfronteriza, el sistema español siempre está importando cuando hay energía no servida, y también puede observarse que, en general, el volumen de ENS crece considerablemente cuando se satura la capacidad de intercambio disponible, lo cual es menos reseñable en este escenario, que cuenta con la puesta en servicio del proyecto del Golfo de Vizcaya.

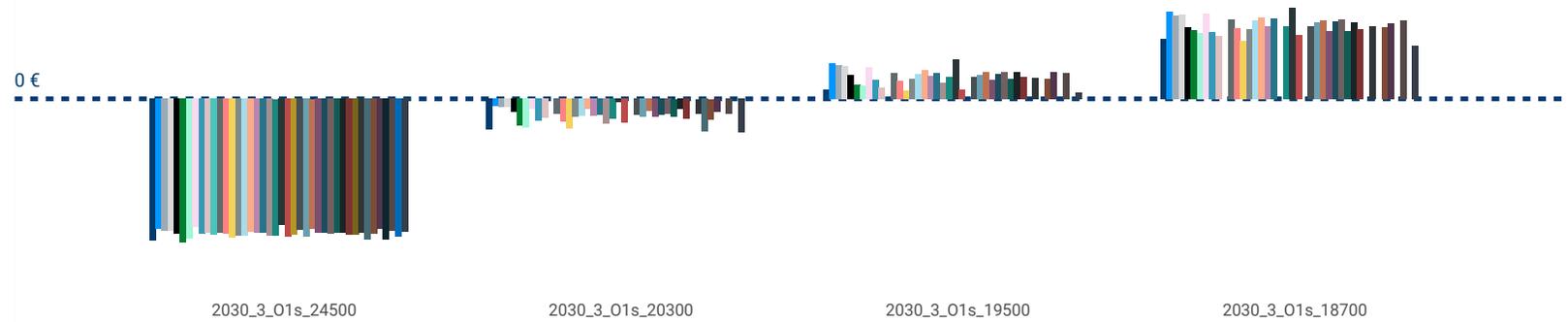
Como conclusión, en TY2030 los riesgos de cobertura también estarían por encima del estándar de fiabilidad en el caso de que la puesta en servicio de la capacidad de almacenamiento considerada en el escenario objetivo del PNIEC se retrasase o cancelase incluso si los ciclos combinados se encontrasen en equilibrio económico.

Figura 44. TY2030. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Resultados del EVA iterativo.

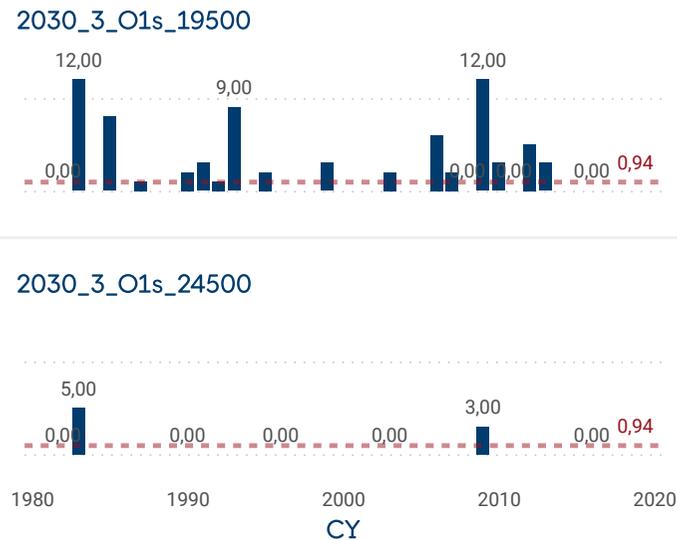
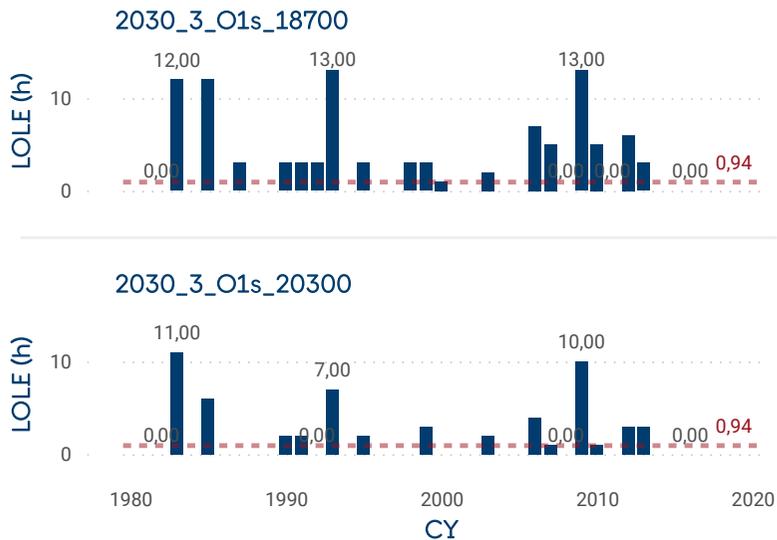
Potencia instalada (MW)

caso	CCGT
2030_3_O1s_18700	18.700
2030_3_O1s_19500	19.516
2030_3_O1s_20300	20.301
2030_3_O1s_24500	24.499

Beneficio neto relativo de las unidades peninsulares de ciclo combinado.



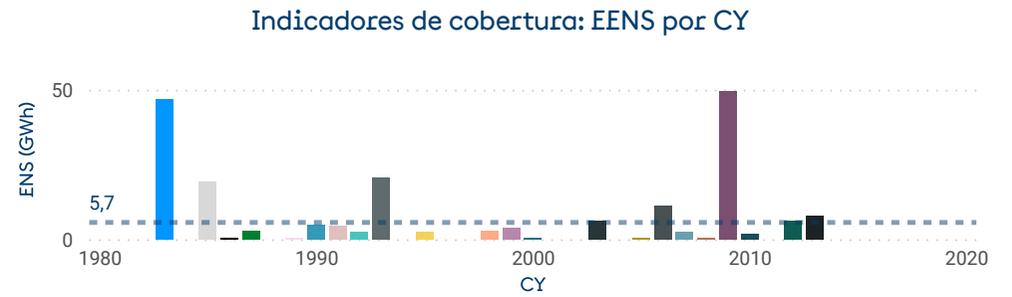
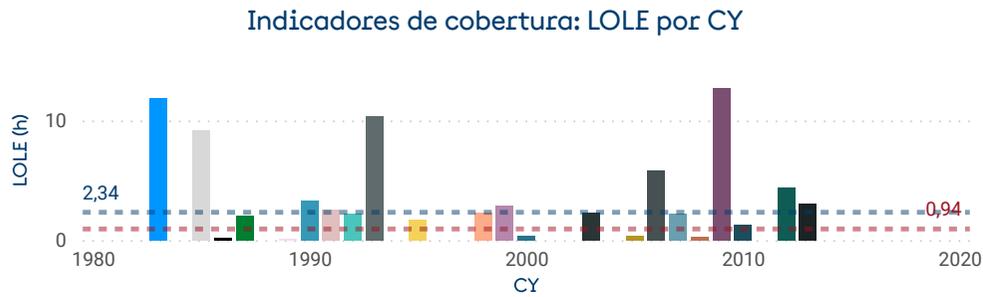
Indicadores de cobertura: LOLE por CY



Indicadores de cobertura: LOLE y EENS

caso	LOLE - (h) por CY	ENS - (GWh) por CY
2030_3_O1s_18700	2,86	7,10
2030_3_O1s_19500	2,11	4,93
2030_3_O1s_20300	1,63	3,58
2030_3_O1s_24500	0,23	0,60

Figura 45. TY2030. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Resultados del análisis de cobertura.



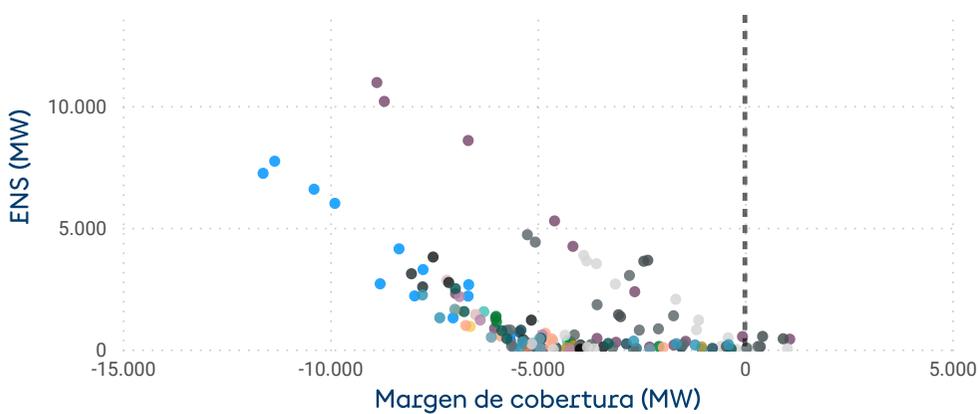
Indicadores de cobertura: distribución mensual LOLE (h)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2030_3_010s_19500	0,94	0,58									0,29	0,54	2,34

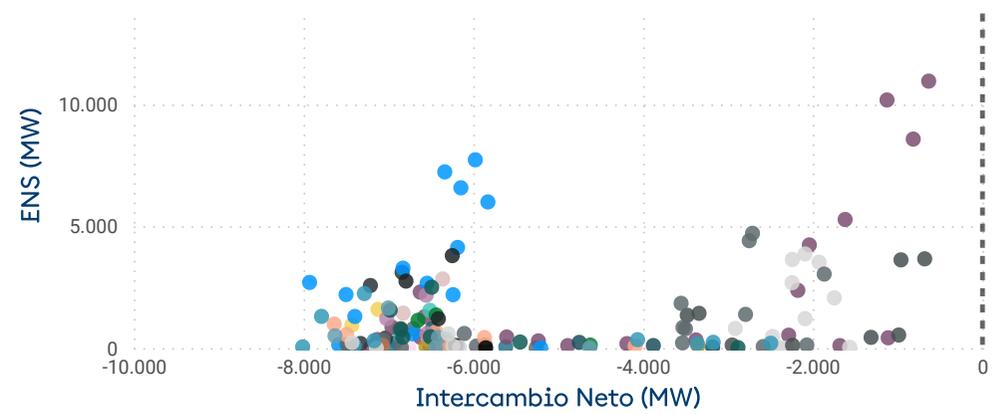
Indicadores de cobertura: distribución mensual EENS (GWh)

caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
2030_3_010s_19500	2,50	1,75									0,61	0,79	5,65

Contribución transfronteriza: margen de cobertura



Contribución transfronteriza: intercambio neto



CY ● 1982 ● 1983 ● 1984 ● 1985 ● 1986 ● 1987 ● 1988 ● 1989 ● 1990 ● 1991 ● 1992 ● 1993 ● 1994 ● 1995 ● 1996 ● 1997 ● 1998 ● 1999 ● 2000 ● 2001 ● 2002 ● 2003 ● 2004 ● 2005 ● 2006 ● 2007 ● 2008 ● 2009 ● 2010 ● 2011 ● 2012 ● 2013 ● 2014 ● 2015 ● 2016

Las diferencias con el escenario post-EVA ERAA 2022 en términos de potencias instaladas se muestran en la [Tabla 27](#). Se destacan las capacidades modificadas en este NRAA (sólo bombeo puro, termosolar futura, baterías y ciclo combinado).

Tabla 27. TY2030. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Potencias Instaladas.

Potencias instaladas (MW)	post-EVA ERAA 2022	NRAA Escenario 2
Hidráulica	24.144	20.575
Fluyente	3.589	3.589
Embalse	10.972	10.972
Bombeo - Mixto	2.683	2.683
Bombeo - Puro	6.900	3.331
Renovables	95.984	90.984
Eólica - Onshore	48.350	48.350
Eólica - Offshore	200	200
Solar térmica – Actual	2.300	2.300
Solar térmica – Futura	5.000	0
Solar fotovoltaica – Autoconsumo	4.903	4.903
Solar fotovoltaica – Parque	33.501	33.501
Otras renovables	1.730	1.730
Térmica	21.610	26.536
Carbón	0	0
Ciclo combinado	14.590	19.516
Nuclear	3.040	3.040
Otras no renovables	3.980	3.980
Baterías y DSR	3.500	1.000
Baterías	2.500	0
DSR	1.000	1.000
POTENCIA TOTAL	142.738	139.095

Por último, en la [Tabla 28](#) se presentan los resultados detallados de LOLE y EENS para cada CY y TY.

Tabla 28. TY2030. TY2030. Escenario 3: post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados. Indicadores de cobertura por año climático.

CY	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)	CY	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
1982	0,00	0,00	2000	0,40	0,40
1983	11,90	46,70	2001	0,00	0,00
1984	0,00	0,00	2002	0,00	0,00
1985	9,20	19,40	2003	2,30	6,30
1986	0,20	0,00	2004	0,00	0,00
1987	2,10	2,90	2005	0,40	0,30
1988	0,00	0,00	2006	5,80	11,30
1989	0,10	0,00	2007	2,20	2,60
1990	3,30	5,00	2008	0,30	0,10
1991	2,60	4,60	2009	12,70	49,40
1992	2,20	2,70	2010	1,30	1,90
1993	10,40	20,80	2011	0,00	0,00
1994	0,00	0,00	2012	4,40	6,10
1995	1,70	2,50	2013	3,10	7,90
1996	0,00	0,00	2014	0,00	0,00
1997	0,00	0,00	2015	0,00	0,00
1998	2,30	2,90	2016	0,00	0,00
1999	2,90	4,00	Med	2,34	5,65

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

Por último, se resumen en la tabla siguiente los resultados de las simulaciones realizadas considerando como disponible toda la capacidad de ciclo combinado actualmente existente (24.500 MW) en los escenarios evaluados en este NRAA. Para los TY 2027 y 2030, estas simulaciones se realizaron como punto de partida del proceso iterativo del EVA. Para los TY 2024 y 2025, las simulaciones se han realizado en el escenario post-EVA ERAA 2022. Todas las simulaciones se han realizado utilizando 1 patrón de disparo.

Estos resultados muestran que la capacidad actual de ciclo combinado (24.500 MW) es suficiente para garantizar el LOLE de equilibrio fijado para esta tecnología de referencia (0,94 h/año) bajo los valores de VOLL y CONE/CORP considerados, confirmando que este LOLE de equilibrio es válido como estándar de fiabilidad objetivo para el sistema eléctrico peninsular español.

Tabla 29. Resumen de los años de estudio, escenarios e indicadores de cobertura cuando se considera que toda la capacidad de ciclo combinado existente actualmente (24.500 MW) se considera disponible.

TY	Escenario	LOLE (h/año)	EENS (GWh/año)
2024	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	0	0
2025	post-EVA ERAA 2022 (Red Eléctrica)	0,06	0,09
	post-EVA ERAA 2022 con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	0	0
2027	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento	0,07	0,06
	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	0,07	0,06
2030	post-EVA ERAA 2022 sin puesta en servicio de nuevo almacenamiento con reevaluación de la viabilidad de los ciclos combinados	0,23	0,6

* Se resaltan en verde los valores de LOLE inferiores al estándar de fiabilidad considerado (0,94 h/año).

7. Conclusiones del Análisis nacional de cobertura

Este capítulo final presenta un resumen de las conclusiones, poniendo el foco en los principales resultados del Análisis nacional de cobertura.

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 eléctrico 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 de cobertura de la demanda en los próximos años. Tanto el ERAA como este NRAA muestran que esta generación es necesaria para garantizar el nivel deseado de garantía de suministro.

Año de estudio 2024:

- Si el ERAA 2022 hubiera generado resultados para 2024, se habrían identificado riesgos de cobertura superiores al estándar de fiabilidad del sistema peninsular español, tal y como muestran los resultados incluidos en este NRAA (LOLE de 5,63 h/año, siendo el estándar de fiabilidad $LOLE < 0,94$ h/año).

Año de estudio 2025:

- El ERAA 2022 ya muestra riesgos de cobertura para 2025 en el escenario teórico que resultaría del desmantelamiento de las unidades económicamente inviables, plenamente respaldado por el operador del sistema español en este NRAA (LOLE de 6,26 h/año).

Año de estudio 2027:

- En 2027 los riesgos de cobertura superarían el estándar de fiabilidad. Los resultados del ERAA ya muestran riesgos de cobertura, que crecerían de forma no lineal con potencias instaladas ligeramente diferentes (LOLE de 3,83 h/año).
- En 2027, los riesgos de cobertura superarían varias veces el estándar de fiabilidad en caso de que se materializara el escenario post-EVA ERAA 2022 (9 GW de desmantelamiento si no se establecen incentivos) para 2025 y, a continuación, se retrasase o cancelase la puesta en servicio de la potencia de almacenamiento considerada en el escenario objetivo del PNIEC (LOLE de 7,14 h/año).

- En 2027, los riesgos de cobertura se encontrarían muy por encima del estándar de fiabilidad en caso de que se retrasase o cancelase la puesta en servicio de la potencia de almacenamiento considerada en el escenario objetivo del PNIEC, incluso si los ciclos combinados se encontrasen en equilibrio económico (LOLE de 4,76 h/año).

Año de estudio 2030:

- El ERAA 2022 ya muestra riesgos de cobertura para 2030 por encima del estándar de fiabilidad.
- En 2030, los riesgos de cobertura también superarían el estándar de fiabilidad en caso de que la puesta en servicio de la potencia de almacenamiento considerada en el escenario objetivo del PNIEC se retrasase o cancelase y los ciclos combinados se encontrasen en equilibrio económico (LOLE de 2,34 h/año).

Los modelos utilizados en este NRAA para 2025, 2027 y 2030 producen resultados alineados con los producidos por los modelos ERAA 2022.

En todos los escenarios la variabilidad del LOLE esperado para diferentes años climáticos es muy alta, con varios valores individuales muy por encima del estándar de fiabilidad.

El sistema peninsular español puede seguir considerándose una isla energética en términos de cobertura debido a su limitada capacidad de intercambio con Europa central, lo que significa que se necesitarían principalmente recursos nacionales para cumplir el estándar de fiabilidad.

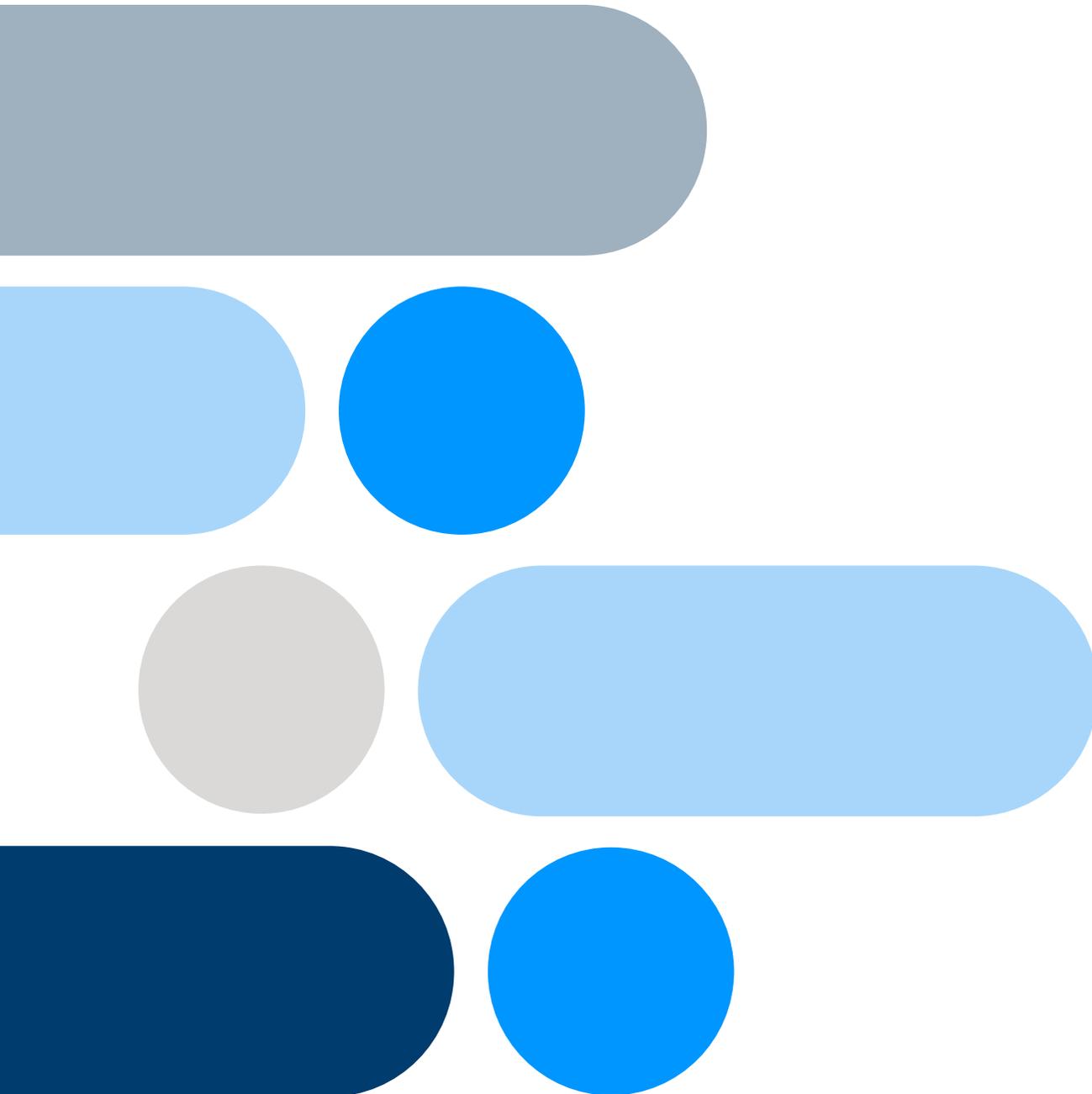
8. Glosario de acrónimos

Para facilitar su lectura, se incluye una lista de los acrónimos utilizados en el informe.

Tabla 30. Glosario de acrónimos.

Acrónimo	Significado (por sus siglas en inglés)
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BZ	Bidding Zone
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CEP	Clean Energy Package
CM	Capacity Mechanism
CONE	Cost Of New Entry
CS	Curtailement Sharing
CY	Climate Year
DSR	Demand Side Response
EENS	Expected Energy Not Served
ENS	Energy Not Served
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
EU	European Union
EVA	Economic Viability Assessment
FO	Forced Outage
FOM	Fixed Operation and Maintenance costs
HMMCP	Harmonized Maximum and Minimum Clearing Prices
HP	Hurdle Premium
LLD	Load of Loss Duration

Acrónimo	Significado (por sus siglas en inglés)
LOLE	Loss Of Load Expectation
MS	Member State
NE	National Estimates
NECP	National Energy and Climate Plan
NRA	National Regulatory Authority
NRAA	National Resource Adequacy Assessment
NT	National Trends
PECD	Pan European Climate Database
RCC	Regional Coordination Centre
RES	Renewable Energy Sources
RS	Reliability Standard
TEU	Treaty on European Union
TFEU	Treaty on the Functioning of the European Union
TSO	Transmission System Operator
TY	Target Year
UCED	Unit Commitment and Economic Dispatch
VOLL	Value Of Lost Load
VOM	Variable Operation and Maintenance costs
WACC	Weighted Average Cost of Capital
XB	Cross Border



red eléctrica
Una empresa de Redeia