



UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID

ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO

ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER
ANÁLISIS MULTITECNOLOGÍA PARA LA
OBTENCION DE PPAS BASELOAD
RENOVABLES

Alumno: D./D^a. MIGUEL ÁNGEL DE LA MORENA BAU

Director: D./D^a. AGUSTÍN ROMERAL DURO

JULIO 2025

TÍTULO: Análisis multitecnología para la obtención de PPAs Baseload Renovables

AUTOR: Miguel Ángel de la Morena Bau

DIRECTOR DEL PROYECTO: Agustín Romeral Duro

FECHA: 2 de julio de 2025

RESUMEN

Este Trabajo Fin de Máster presenta una herramienta de optimización desarrollada en Excel-VBA para dimensionar sistemas híbridos renovables (fotovoltaica, eólica terrestre y almacenamiento en baterías) capaces de suministrar energía firme y continua a consumidores industriales mediante contratos PPA baseload (Power Purchase Agreement). La herramienta calcula el coste nivelado de la energía (Levelized Cost Of Electricity, LCOE) y permite encontrar la combinación óptima de tecnologías bajo condiciones de contorno y restricciones técnicas, económicas y de cobertura renovable.

El análisis se basa en una simulación horaria anual con perfiles reales de generación que pretenden satisfacer una demanda constante de 50 MW. Se estudian escenarios que varían el porcentaje mínimo de cobertura renovable y el CAPEX de cada tecnología. Los resultados muestran cómo cambia la composición óptima del mix y permiten identificar umbrales de rentabilidad e inflexión tecnológica.

El modelo demuestra ser versátil y robusto, capaz de adaptarse a diferentes perfiles de generación, consumo, precios y condiciones de contorno, lo que lo convierte en una herramienta útil tanto para estudios estratégicos como para análisis de proyectos reales.

Palabras clave: LCOE, renovables híbridas, baterías, PPA baseload, optimización, sistemas energéticos

ABSTRACT

This Master's Thesis presents an optimization tool developed in Excel-VBA for sizing hybrid renewable energy systems (photovoltaic, onshore wind and battery storage) capable of delivering firm and continuous supply to industrial consumers through baseload Power Purchase Agreements (PPAs). The tool calculates the Levelized Cost of Electricity (LCOE) and finds the optimal mix of technologies under technical, economic, and renewable coverage constraints.

The analysis is based on an hourly simulation over a full year using realistic generation profiles and a constant 50 MW demand. Scenarios vary the minimum renewable supply threshold and the CAPEX of each technology. Results show how the optimal configuration evolves and identify key profitability thresholds and technology shifts.

The model proves to be a versatile and robust tool, adaptable to different consumption profiles, cost assumptions and boundary conditions, making it suitable both for strategic energy planning and real project evaluation.

Key words: LCOE, hybrid renewables, Battery Energy Storage Systems, Baseload PPA, optimization, energy systems

Índice

RESUMEN	3
ABSTRACT.....	3
Capítulo 1. Introducción	8
1.1 Antecedentes y contexto actual.....	8
1.2 Contexto normativo europeo.....	9
1.3 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030.....	9
1.4 ACTO DELEGADO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	10
Capítulo 2. Análisis tecnológico de las EERR y su LCOE	12
2.1 Estado del arte de las renovables y LCOE por tecnología	12
2.1.1 LCOE de la energía solar fotovoltaica	14
2.1.2 LCOE de la energía solar termoeléctrica (CSP)	14
2.1.3 LCOE de la energía eólica terrestre	14
2.1.4 LCOE de la energía eólica marina (offshore)	14
2.1.5 LCOE de la biomasa/bioenergía.....	15
2.1.6 LCOE de la energía geotérmica.....	15
2.1.7 LCOE de la energía hidroeléctrica.....	15
2.1.8 LCOE de la energía nuclear	15
2.1.9 Comparación general de LCOE entre tecnologías	15
2.2 Herramienta de cálculo elaborada.....	17
2.2.1 Herramienta Excel para el cálculo del LCOE	17
2.2.2 Macro optimización renovables	24
2.3 Optimización del suministro de una planta de 50 MW de consumo continuo	29
2.3.1 Optimización del LCOE para consumo de 50 MW variando el porcentaje de suministro mínimo. 30	
2.3.2 Optimización del LCOE para consumo de 50 MW variando el CAPEX de las renovables y de las baterías.....	33
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.
BIBLIOGRAFÍA	40

Índice de Figuras

<i>Figura 1. LCOE por tecnología en 2024, Lazard.</i>	14
<i>Figura 2. LCOE por tecnología 2024</i>	15
<i>Figura 3. Pestaña "Inputs_Results"</i>	17
<i>Figura 4. Pestaña REN</i>	18
<i>Figura 5. Gestión energética en invierno</i>	20
<i>Figura 6. Gestión energética en verano</i>	20
<i>Figura 7. Pestaña Economics</i>	22
<i>Figura 8. Results herramienta LCOE</i>	23
<i>Figura 9. Fórmula LCOE Solar</i>	24
<i>Figura 10. Inputs de la macro de optimización del LCOE</i>	25
<i>Figura 11. Código Macro optimización LCOE primera parte</i>	25
<i>Figura 12. Código Macro optimización LCOE segunda parte</i>	26
<i>Figura 13. Código Macro optimización LCOE tercera parte</i>	26
<i>Figura 14. Ejemplo mensaje resultado final de la optimización con 70 % de porcentaje mínimo</i>	27
<i>Figura 15. Ejemplo ventana resultados con porcentaje mínimo de suministro 70%</i>	28
<i>Figura 16. Ejemplo mensaje resultado final de la optimización con 50 % de porcentaje mínimo</i>	28
<i>Figura 17. Ejemplo ventana resultados con porcentaje mínimo de suministro 70%</i>	29
<i>Figura 18. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 50%</i>	30
<i>Figura 19. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 60%</i>	30
<i>Figura 20. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 70%</i>	31
<i>Figura 21. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 80%</i>	31
<i>Figura 22. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 90%</i>	31

Índice de Tablas

<i>Tabla 1. CAPEX por tecnología. Situación de partida.</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 2. Valores CAPEX BESS para análisis de sensibilidad del precio de las baterías</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 3. Análisis de sensibilidad LCOS según CAPEX de la batería</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 4. Valores CAPEX fotovoltaica para análisis de sensibilidad.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 5. Análisis de sensibilidad LCOE fotovoltaico según CAPEX</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 6. Valores CAPEX eólica análisis de sensibilidad.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 7. Análisis de sensibilidad LCOE eólico según CAPEX.....</i>	<i>37</i>

Acrónimos

PPA¹: Power Purchase Agreement o contrato de compra de energía

RFNBO: Renewable Fuels Non-Biological Origin

NZIA: Ley de Industria de Cero Emisiones Netas

GEI: Gases de Efecto Invernadero

CAPEX: CAPital EXpenditure o capital inicial

OPEX: OPerational EXpenditure o gastos de operación

LCOE: Levelised Cost Of Energy o coste nivelado de la energía

¹ Se utiliza el término *PPA baseload* en lugar de su traducción literal, ya que es el término habitual en el sector eléctrico para referirse a contratos de suministro continuo con energía renovable.

Capítulo 1. Introducción

Actualmente, en el contexto de descarbonización en el que se encuentra la sociedad, cobran mucha importancia las fuentes de producción de energía sin emisiones, las energías renovables. Algunos de los grandes retos de este tipo de generación de energía son su integración en las redes eléctricas, su difícil gestionabilidad y almacenamiento. La mayoría de las industrias funcionan en un régimen continuo de operación y necesitan ser alimentadas por fuentes de energía que sean firmes y no intermitentes. En la intersección de estas dos afirmaciones, surge una pregunta: ¿Son capaces las energías renovables de abastecer de forma continua a la industria?

El objetivo de este trabajo es analizar las tecnologías renovables y sus posibles combinaciones e hibridaciones para lograr conseguir generar energía limpia al menor coste, la mayor cantidad de horas equivalentes posibles.

1.1 Antecedentes y contexto actual

El suministro energético de la industria ha estado históricamente basado en fuentes de energía fósil, como el gas natural, el carbón o el petróleo. Esto se debe a que estos combustibles permiten una generación de energía continua, flexible y capaz de adaptarse a las demandas variables de los procesos industriales. Sin embargo, en el marco de la transición energética y los compromisos globales de descarbonización, se está produciendo un cambio de paradigma en el que la industria busca alternativas renovables para sustituir estas fuentes tradicionales sin comprometer la estabilidad de su operación, este cambio se enmarca en lo que conocemos como transición energética de las fuentes de energía fósiles hacia las renovables y sostenibles.

Este cambio no solo afecta a las industrias tradicionales, como la producción de acero, la cerámica o la industria química, sino también a nuevas industrias que requieren grandes cantidades de energía y que están en pleno auge, como la producción de hidrógeno verde y sus derivados, la fabricación de baterías o los centros de datos. Estas industrias tienen en común una alta demanda energética y la necesidad de un suministro fiable y continuo.

El desafío principal radica en que las fuentes de energía renovable más extendidas, la energía solar fotovoltaica (FV) y la eólica, son intermitentes por naturaleza al depender del recurso primario (sol, viento). La generación de electricidad mediante FV depende de la radiación solar y deja de producir por completo durante la noche, mientras que la energía eólica varía en función de la disponibilidad del viento, lo que puede dar lugar a períodos prolongados de baja producción. Para lograr la descarbonización del sector industrial sin comprometer la seguridad del suministro, es necesario desarrollar estrategias que combinen diferentes tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento energético con el fin de garantizar un suministro energético continuo y estable.

Este contexto da lugar a la necesidad de analizar soluciones multitecnología que permitan la obtención de PPAs (Power Purchase Agreements) **baseload** renovables, es decir, contratos de compraventa de energía que puedan garantizar un suministro firme y estable, combinando

diversas fuentes y sistemas de almacenamiento para suplir las deficiencias individuales de cada tecnología.

1.2 Contexto normativo europeo

Existe todo un marco normativo europeo para fomentar e impulsar la descarbonización en diversas industrias, incluyendo las iniciativas RefuelEU y FuelEU Maritime, así como las relacionadas con el hidrógeno verde y otros sectores:

1. Directiva de Energías Renovables (DER III) [1]: Esta directiva establece objetivos vinculantes para el uso de energías renovables en la Unión Europea. En su última revisión, se han incrementado las metas para la incorporación de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs), como el hidrógeno verde, en sectores industriales y de transporte. Por ejemplo, se ha fijado un objetivo mínimo del 42% de hidrógeno renovable en el consumo industrial para 2030 y del 60% para 2035.

2. Reglamento RefuelEU Aviation [2]: Este reglamento busca la descarbonización del sector aéreo mediante la imposición de obligaciones a los proveedores de combustible de aviación para incorporar un porcentaje creciente de combustibles sostenibles de aviación (Sustainable Aviation Fuel, SAF) y combustibles sintéticos. A partir de 2025, se establecen cuotas específicas (2%) para la inclusión de estos combustibles en el sector aeronáutico y se prevé que dicha cuota se incremente sucesivamente hasta alcanzar un 70% en 2050.

3. Reglamento FuelEU Maritime [3]: Orientado al sector marítimo, este reglamento establece objetivos para reducir la intensidad de gases de efecto invernadero en los combustibles utilizados por los buques. Se proyectan reducciones significativas de emisiones para 2050, promoviendo el uso de combustibles más limpios, como el amoníaco verde, el metanol o el hidrógeno.

4. Ley de Industria de Cero Emisiones Netas (NZIA) [4]: Esta legislación tiene como objetivo acelerar el despliegue de tecnologías limpias y la descarbonización de la industria europea. Incluye medidas para simplificar los procedimientos de concesión de autorizaciones y apoyar proyectos estratégicos relacionados con energías renovables y tecnologías de cero emisiones.

1.3 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030

El **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030** [5] es la hoja de ruta estratégica de España para abordar la transición energética y la lucha contra el cambio climático en la próxima década. Este plan actualiza y amplía los objetivos establecidos en versiones anteriores, reflejando un compromiso más ambicioso con la descarbonización y la sostenibilidad. El PNIEC 2023-2030 enfatiza la necesidad de integrar diversas fuentes de energía renovable y sistemas de almacenamiento para asegurar un suministro energético continuo y fiable. Este enfoque está directamente relacionado con el análisis multitecnológico propuesto en este trabajo, que busca combinar energía solar fotovoltaica (FV), eólica y sistemas de almacenamiento como baterías para proporcionar energía renovable de manera constante.

Objetivos principales del PNIEC 2023-2030:

- **Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI):** Se propone una disminución del 32% en 2030 respecto a los niveles de 1990, incrementando el objetivo anterior del 23%.
- **Incremento de la participación de energías renovables:** Se espera que el 81% de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables para 2030, con un énfasis notable en la energía solar fotovoltaica y la eólica.
- **Mejora de la eficiencia energética:** Se busca una mejora del 43% en términos de energía final, promoviendo prácticas y tecnologías que reduzcan el consumo energético.
- **Desarrollo del almacenamiento energético:** Se plantea alcanzar una capacidad de almacenamiento de 22,5 GW para 2030, esencial para gestionar la intermitencia de las energías renovables y garantizar un suministro estable.

En resumen, el PNIEC 2023-2030 no solo establece metas ambiciosas para la integración de energías renovables y la reducción de emisiones, sino que también subraya la relevancia de soluciones multitecnológicas y sistemas de almacenamiento para garantizar un suministro energético continuo y sostenible, aspectos que son centrales en el desarrollo de este trabajo.

1.4 ACTO DELEGADO DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

La Comisión Europea ha identificado el hidrógeno renovable como una herramienta clave para la descarbonización, especialmente en industrias de difícil electrificación. Se han establecido objetivos para la producción y uso de hidrógeno renovable, así como para la creación de un mercado y una infraestructura adecuadas en toda la UE. El Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 [6] de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, establece las reglas básicas para la producción de hidrógeno verde o productos derivados de él. El objetivo es garantizar que la energía utilizada en los procesos es renovable para así poder obtener productos sin emisiones. En este subapartado se definen estas reglas:

En primer lugar, se diferencia si la instalación está aislada o conectada a red.

En caso de estar aislada (art. 3), el hidrógeno será certificado como 100% renovable si la planta de producción está conectada de forma directa a la instalación de generación renovable, no está conectada a la red (o tiene un sistema anti vertido) y la instalación de generación eléctrica no tiene una antigüedad superior a 36 meses respecto al electrolizador (no requerido hasta 2038 para instalaciones construidas antes de 2028). Este último punto se denomina Requisito de adicionalidad. Su objetivo es incentivar un aumento del volumen de energía renovable disponible para la red en comparación con la que ya existe.

En el caso de que la instalación este consumiendo energía de la red (art. 4,5,6,7) la electricidad será renovable si cumple uno de los requisitos siguientes:

- La instalación se encuentra en una zona de oferta (bidding zone) cuyo mix tenga al menos un 90% de renovables durante un año natural.
- El PPA se realiza con una entidad que cumpla el requisito de adicionalidad y no haya recibido subvenciones al CAPEX/OPEX (CAPital EXpenditure/OPeration EXpenditure, Inversión inicial/

costes de operación). Para instalaciones construidas antes de 2028, no será obligado cumplir esta condición hasta 2038.

- La intensidad de la emisión de la electricidad es inferior a 18 gCO₂eq/MJ, siempre que el PPA cumpla las condiciones de correlación temporal y geográfica.

- La producción del hidrógeno tiene lugar en períodos de excedente renovable.

Además de cumplir el requisito de adicionalidad, se requiere también el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- Correlación temporal. El hidrógeno tiene que ser producido en un lapso temporal desde que se genere la electricidad. Hasta diciembre de 2029 la correlación es mensual y a partir de 2030 horaria.

- Correlación geográfica. Los electrolizadores conectados a la red deberán certificar que la instalación de generación eléctrica está en la misma zona de oferta o en una zona de oferta interconectada donde el precio en el mercado diario es igual o superior.

Capítulo 2. Análisis tecnológico de las EERR y su LCOE

En este apartado se entra al detalle en las diversas fuentes de energías renovables disponibles y se explica la herramienta diseñada en este proyecto para calcular el LCOE de las diferentes combinaciones de renovables

2.1 Estado del arte de las renovables y LCOE por tecnología

El coste nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) se ha consolidado como una herramienta clave para el análisis comparativo entre distintas tecnologías de generación eléctrica. Este indicador representa el coste total de generación —incluyendo inversión inicial, operación, mantenimiento y, en su caso, combustible— dividido entre la energía total producida durante la vida útil del sistema, ambos valores actualizados. Así, proporciona un valor económico por cada Megavatio-hora (kWh) generado, permitiendo comparar tecnologías en términos homogéneos, independientemente de sus características particulares de escala, perfil de producción o estructura de costes.

Pese a su carácter simplificado, el LCOE es ampliamente utilizado en estudios de viabilidad técnica y económica, así como en planes estratégicos de desarrollo energético. No obstante, es importante reconocer sus limitaciones: no refleja aspectos como la variabilidad temporal de los precios de mercado ni los costes asociados a la integración de ciertas tecnologías en el sistema eléctrico. En este sentido, tecnologías variables como la solar fotovoltaica o la eólica, a pesar de presentar LCOEs muy competitivos, pueden ofrecer un valor efectivo reducido en determinadas condiciones de operación. Por el contrario, fuentes gestionables como la geotermia, la hidroeléctrica con embalse o la nuclear, aportan firmeza y capacidad de respaldo, características que no quedan reflejadas directamente en el LCOE.

Este capítulo tiene como objetivo analizar el estado actual del LCOE por tecnología, centrándose en aquellas fuentes de generación de origen renovable con mayor presencia o potencial en los sistemas eléctricos actuales: solar fotovoltaica, solar termoeléctrica (CSP), eólica terrestre y marina, hidroeléctrica, biomasa y geotermia. Para ello, se emplean datos y proyecciones recientes de organismos de referencia como IRENA y la IEA, además de reportes de prestigio como Lazard.

Más allá de las particularidades de cada tecnología, existen ciertos elementos transversales que inciden de manera determinante en el coste nivelado de la energía (LCOE). Estos factores se resumen para ofrecer una visión de conjunto, antes de comenzar con el repaso de los valores de LCOE por tecnología:

1. Inversión inicial o coste de capital (CapEx): Este componente representa el desembolso requerido para diseñar, construir e instalar una planta de generación. Es especialmente relevante en tecnologías con alta intensidad de capital, como la solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica, termosolar, geotérmica o nuclear. Comprende los costes de equipos, ingeniería, obra civil y conexión a red. Las reducciones en CapEx, ya sea mediante innovación tecnológica, escalado industrial o mejora de procesos constructivos, tienen un efecto directo en la

disminución del LCOE. Un ejemplo paradigmático es la evolución de la energía solar fotovoltaica, cuyo abaratamiento en módulos y sistemas ha permitido una reducción sustancial de su LCOE. Por el contrario, tecnologías con costes iniciales elevados o expuestas a sobrecostes, como ciertos proyectos hidroeléctricos complejos o nucleares recientes, tienden a registrar valores de LCOE significativamente mayores.

2. Costes de operación y mantenimiento (OPEX): Estos costes abarcan las tareas rutinarias y gastos recurrentes necesarios para mantener la instalación en funcionamiento. Incluyen personal técnico, repuestos, seguros, tasas, consumibles y, en su caso, combustible. En tecnologías renovables sin insumo combustible, como la solar, la eólica o la hidroeléctrica, el OPEX suele tener un peso menor dentro del LCOE total, aunque no es despreciable, oscilando entre el 10 % y el 30 %. En cambio, en tecnologías como la biomasa o los ciclos combinados, donde se requieren suministros continuos de combustible, los costes operativos pueden constituir una parte significativa del LCOE. Avances en automatización, mantenimiento predictivo o mejora de la fiabilidad pueden contribuir a reducir estos costes.

3. Factor de capacidad: Se refiere al cociente entre la energía realmente generada y la que se habría producido si la planta funcionara a plena potencia las 24 horas del día durante todo el año. Este parámetro impacta directamente en el denominador del LCOE, ya que una mayor producción implica una mejor amortización de los costes fijos. Las tecnologías con recurso intermitente, como la solar o la eólica, presentan factores de capacidad más bajos que aquellas gestionables, como la nuclear o la geotérmica. Optimizar este factor —mediante una mejor localización, tecnologías más eficientes o aprovechamiento superior del recurso— permite reducir el LCOE. Un ejemplo de ello es el aumento del factor de capacidad en parques eólicos terrestres, que ha pasado del 27 % al 37 % entre 2010 y 2022, contribuyendo de forma significativa a la mejora de su competitividad.

4. Vida útil del activo: La duración operativa prevista de una planta condiciona la cantidad de energía que podrá generar a lo largo de su existencia, y, por tanto, constituye la base sobre la que se amortiza la inversión inicial. Cuanto mayor sea la vida útil efectiva, más se diluyen los costes fijos, lo que repercute positivamente en el LCOE. Esta estrategia ha sido aplicada, por ejemplo, en centrales nucleares que han extendido su operación a más de 60 años, o en parques eólicos con turbinas diseñadas para funcionar durante 25 años. Sin embargo, alargar la vida útil puede requerir inversiones adicionales en repotenciación o mantenimiento correctivo, por lo que debe evaluarse cuidadosamente el equilibrio coste-beneficio.

5. Tasa de descuento y coste del capital: Desde un enfoque financiero, el LCOE depende de la tasa utilizada para actualizar los flujos futuros de costes e ingresos. Una tasa de descuento más baja, asociada a condiciones favorables de financiación o políticas de apoyo público, tiende a reducir significativamente el LCOE. En cambio, contextos con tasas elevadas, ya sea por riesgo país o restricciones de acceso al crédito, pueden duplicar el coste nivelado de tecnologías intensivas en capital [3]. Por este motivo, el acceso a financiación asequible y mecanismos de mitigación de riesgos (como garantías públicas o préstamos concesionales) son determinantes para mejorar la competitividad de las renovables en determinadas regiones.

2.1.1 LCOE de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica ha experimentado una reducción drástica de costes. Según IRENA (2024) [7], el LCOE promedio global fue de 44 USD/MWh en 2023. Las mejoras en eficiencia, economías de escala y descenso en los precios de los módulos han impulsado esta tendencia. En regiones con alta irradiación, el LCOE puede ser incluso menor a 30 USD/kWh.

En caso de hibridar con baterías, el LCOE global de la planta está entre 60 y 210 \$/MWh en el caso de la fotovoltaica, según el informe de LCOE de Lazard de 2024 ([8] LAZARD LCOE, n.d.). En el caso de eólica hibridada con baterías se encuentra entre 45 y 133\$/MWh. En la figura 1 se puede observar el fragmento del informe donde aparece.

Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Carbon Pricing

Carbon pricing is one avenue for policymakers to address carbon emissions; a carbon price range of \$40 – \$60/Ton⁽¹⁾ of carbon would increase the LCOE for certain conventional generation technologies, as indicated below

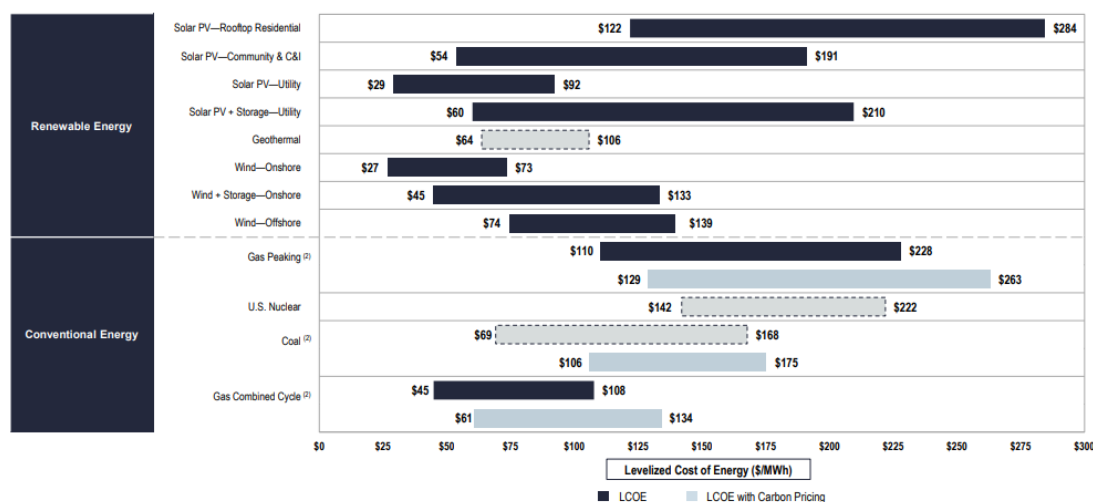


Figura 1. LCOE por tecnología en 2024, Lazard [8].

2.1.2 LCOE de la energía solar termoelectrica (CSP)

La tecnología CSP incluye almacenamiento térmico y puede ofrecer generación gestionable. Sin embargo, sus costes siguen siendo elevados en comparación con la fotovoltaica. IRENA (2024) [7] reporta un LCOE promedio de 117 USD/kWh, con pocos proyectos nuevos instalados en 2023.

2.1.3 LCOE de la energía eólica terrestre

La eólica terrestre es actualmente una de las tecnologías más competitivas. El LCOE global medio fue de 33 USD/kWh en 2023 [7]. Factores clave han sido el aumento del factor de capacidad y el uso de turbinas más eficientes.

2.1.4 LCOE de la energía eólica marina (offshore)

La eólica marina ha reducido significativamente sus costes, aunque sigue siendo más cara que su contraparte terrestre. En 2022, el LCOE promedio fue de 75 USD/kWh [7]. Su alto factor de capacidad (hasta 50%) compensa parte del CAPEX elevado.

2.1.5 LCOE de la biomasa/bioenergía

El LCOE de la bioenergía ronda los 72 USD/kWh [7], dependiendo del tipo de recurso y logística. Es una tecnología gestionable pero sensible al coste y disponibilidad del combustible.

2.1.6 LCOE de la energía geotérmica

La energía geotérmica presenta un LCOE de 71 USD/kWh [9] y alta disponibilidad. Es gestionable, pero su despliegue está limitado a zonas con recurso geotérmico accesible, no en todos los lugares del mundo se puede disponer de este tipo de energía. En países de Centroamérica como El Salvador supone un 19% del mix energético, con perspectivas de aumentar aún más ([9] Geotermia En El Salvador. CEL, n.d.)

2.1.7 LCOE de la energía hidroeléctrica

La hidroeléctrica es madura y fiable, con un LCOE promedio de 57 USD/kWh en 2023 [7]. No obstante, los proyectos nuevos pueden ser costosos debido a exigencias ambientales y costes de obra civil.

2.1.8 LCOE de la energía nuclear

El LCOE de nueva energía nuclear varía entre 80 y 130 USD/MWh, dependiendo de la región y la financiación (World Nuclear Association, 2023). Es una tecnología firme pero muy intensiva en capital. Se incorpora al análisis porque pese a no ser una fuente de energía renovable, no emite gases de efecto invernadero.

2.1.9 Comparación general de LCOE entre tecnologías

Como conclusión de este apartado, se introduce una gráfica que recopila los valores de LCOE medios por tecnología, para ver de forma gráfica los valores mencionados a lo largo de este apartado.

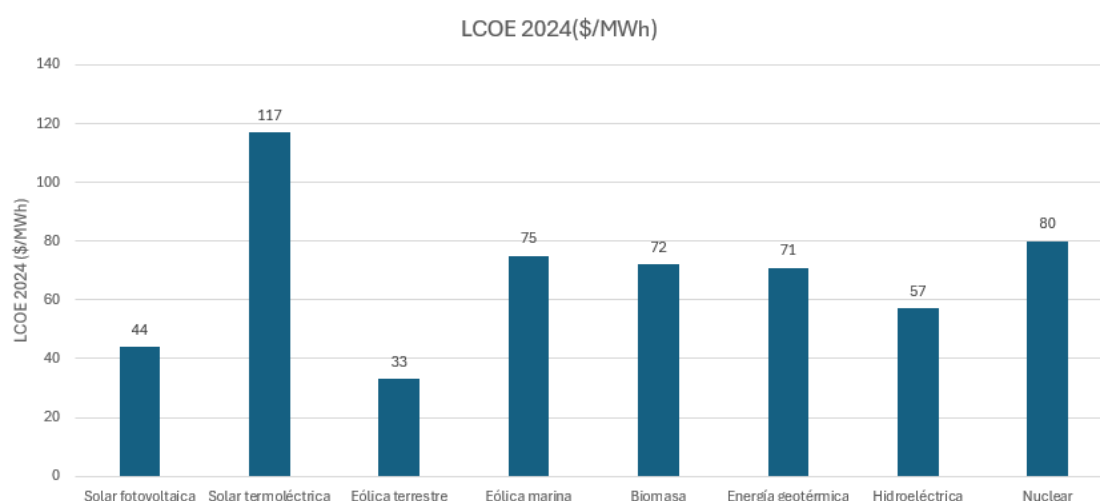


Figura 2. LCOE por tecnología 2024

La comparativa de los valores LCOE estimados para 2024 permite observar una clara ventaja económica de las tecnologías eólica terrestre y solar fotovoltaica frente al resto de fuentes de

generación. En concreto, la eólica terrestre presenta el menor coste nivelado de electricidad, con un LCOE de 33 \$/MWh, seguida de cerca por la solar fotovoltaica con 44 \$/MWh. Estas cifras reflejan la madurez tecnológica y la fuerte reducción de costes lograda en la última década, especialmente en componentes como aerogeneradores, módulos fotovoltaicos y sistemas de seguimiento.

En contraste, tecnologías como la solar termoeléctrica (117 \$/MWh) y la energía nuclear (80 \$/MWh) presentan costes significativamente más elevados, lo que limita su competitividad en mercados eléctricos no regulados, salvo en contextos donde aportan un valor añadido específico (almacenamiento térmico o producción firme y continua, respectivamente). La eólica marina (75 \$/MWh), la biomasa (72 \$/MWh) y la geotermia (71 \$/MWh) se sitúan en un rango intermedio, mostrando potencial en nichos específicos o como parte de una matriz diversificada y gestionable.

Finalmente, cabe destacar que, aunque la hidroeléctrica no alcanza los valores mínimos observados en solar y eólica terrestre (57 \$/MWh), sigue siendo competitiva y juega un papel clave como tecnología de respaldo y almacenamiento natural en muchos sistemas eléctricos.

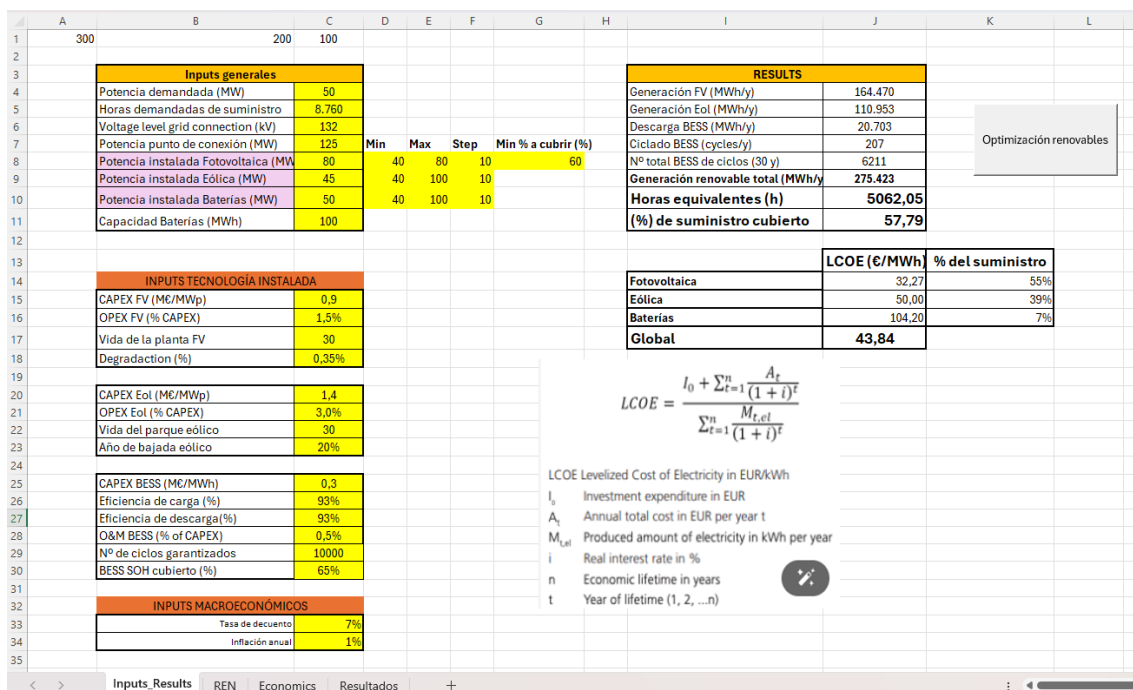
En el próximo apartado se va a explicar la herramienta central del trabajo, que tiene como objeto hibridar las dos tecnologías con menor LCOE (solar y eólica terrestre) y baterías.

2.2 Herramienta de cálculo elaborada

Se ha elaborado una herramienta en Excel que permite calcular el LCOE combinado al hibridar fotovoltaica, eólica y baterías. Además, se ha programado en VBA una macro que permite realizar múltiples escenarios para obtener el menor LCOE posible. En este apartado se explicará el modelo elaborado, el programa y se mostrará un ejemplo de cálculo.

2.2.1 Herramienta Excel para el cálculo del LCOE

La herramienta está formada por varias pestañas. La primera de ellas es “input_results”. En la figura 3 se muestra esta pestaña.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	300	200	100									
2												
3		Inputs generales										
4		Potencia demandada (MW)	50									
5		Horas demandadas de suministro	8.760									
6		Voltage level grid connection (kV)	132									
7		Potencia punto de conexión (MW)	125									
8		Potencia instalada Fotovoltaica (MW)	80	Min	Max	Step	Min % a cubrir (%)					
9		Potencia instalada Eólica (MW)	45	40	80	10	60					
10		Potencia instalada Baterías (MW)	50	40	100	10						
11		Capacidad Baterías (MWh)	100									
12												
13		INPUTS TECNOLOGÍA INSTALADA										
14		CAPEX FV (M€/MWp)	0,9									
15		OPEX FV (% CAPEX)	1,5%									
16		Vida de la planta FV	30									
17		Degradation (%)	0,35%									
18												
19		CAPEX Eol (M€/MWp)	1,4									
20		OPEX Eol (% CAPEX)	3,0%									
21		Vida del parque eólico	30									
22		Año de bajada eólico	20%									
23												
24		CAPEX BESS (M€/MWh)	0,3									
25		Eficiencia de carga (%)	93%									
26		Eficiencia de descarga (%)	93%									
27		O&M BESS (% of CAPEX)	0,5%									
28		Nº de ciclos garantizados	10000									
29		BESS SOH cubierto (%)	65%									
30												
31		INPUTS MACROECONÓMICOS										
32		Tasa de descuento	7%									
33		Inflación anual	1%									
34												
35												

RESULTS		
Generación FV (MWh/y)	164.470	
Generación Eol (MWh/y)	110.953	
Descarga BESS (MWh/y)	20.703	
Ciclado BESS (cycles/y)	207	
Nº total BESS de ciclos (30 y)	6211	
Generación renovable total (MWh/y)	275.423	
Horas equivalentes (h)	5062,05	
(%) de suministro cubierto	57,79	

	LCOE (€/MWh)	% del suministro
Fotovoltaica	32,27	55%
Eólica	50,00	39%
Baterías	104,20	7%
Global	43,84	

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE Levelized Cost of Electricity in EUR/kWh
 I_0 Investment expenditure in EUR
 A_t Annual total cost in EUR per year t
 $M_{t,el}$ Produced amount of electricity in kWh per year
 i Real interest rate in %
 n Economic lifetime in years
 t Year of lifetime (1, 2, ...n)

Figura 3. Pestaña "Inputs_Results"

El modelo requiere de una serie de inputs para poder realizar los cálculos económicos y de producción. Como se puede ver en la imagen tenemos tres clases de inputs:

- **Inputs generales:** En esta tabla se incluyen datos sobre el consumo que se espera cubrir, la capacidad del punto de conexión a la red eléctrica de la planta, y el dimensionamiento de las renovables para cubrir este suministro. Además, en las columnas D, E, F y G se encuentran los datos de entrada al programa de optimización, que se explica en detalle en el siguiente subapartado.
- **Inputs tecnología instalada:** Se incluyen en esta sección los datos sobre cada tecnología. Estos datos están basados en costes de mercado reales de cada una de las tecnologías y en datos sobre degradación y costes de operación proporcionados por empresas dedicadas al sector. Por confidencialidad con mi labor profesional, no puedo exponer el fabricante de la tecnología de cada uno de los equipos. Estos datos en la herramienta son modificables, por eso se encuentran en la pestaña de inputs, para poder realizar el estudio en caso de que haya variaciones en los precios considerados.

- **Inputs macroeconómicos:** En este punto se incluye la tasa de descuento, considerada un 7%, el cual es un valor típico en proyectos de renovables y una inflación del 1%.

Todas estas entradas o consideraciones son modificables, para poder adaptarse a las condiciones de contorno donde se realice el estudio. En este caso, el estudio es considerado para el mercado español en 2025. En la parte derecha de esta pestaña, aparecen los resultados y el cálculo del LCOE, los cuales se comentan al final de este apartado tras explicar el resto de las pestañas de la herramienta.

La segunda pestaña del Excel se denomina “REN”. En esta pestaña se simula la generación renovable y la gestión de las baterías de forma horaria para un año entero. En la figura 4 se muestra esta ventana del modelo.

		C	D	E	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
		Generación renovable					Baterías							Demanda
2	Hora	Perfil solar 1 MW (kWh)	Perfil eólico medición 1 MW (kWh)	Perfil eólico corregido 1 MW (kWh)	Generación fotovoltaica (MWh)	Generación eólica (MWh)	Generación renovable Total (MWh)	Exceso de generación (MWh)	Carga BESS (MWh)	Descarga BESS (MWh)	Variación energía BESS (MWh)	Energía Almacenada BESS (MWh)	Energía a suministrar (MWh)	Energía suministrada (MWh)
		MAX					111	61	50	50	47	100		
		Min					0	0	0	0	-54	0		57,79
		Cf	23,5%	35,2%	28,1%									
8	TOTAL	2.055.879	3.082.029	2.465.623	164.470	110.953	275.423	43.023	23.850	20.703			438.000	253.102
9	1	01/01/2020 0:00	0	900,8	720,6	-	32,4	32,43	0,00	0,00	0,0	80,0	50,0	32,4
10	2	01/01/2020 1:00	0	960,4	768,3	-	34,6	34,58	0,00	0,00	15,4	-16,6	63,4	50,0
11	3	01/01/2020 2:00	0	893,0	714,4	-	32,1	32,15	0,00	0,00	17,9	-19,2	44,2	50,0
12	4	01/01/2020 3:00	0	905,9	724,7	-	32,6	32,61	0,00	0,00	17,4	-18,7	25,5	50,0
13	5	01/01/2020 4:00	0	618,1	494,4	-	22,3	22,25	0,00	0,00	23,7	-25,5	0,0	50,0
14	6	01/01/2020 5:00	0	625,4	500,3	-	22,5	22,51	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	22,5
15	7	01/01/2020 6:00	0	594,3	475,4	-	21,4	21,40	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	21,4
16	8	01/01/2020 7:00	0	0,0	0,0	-	-	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	0,0
17	9	01/01/2020 8:00	0	24,3	19,5	-	0,9	0,88	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	0,9
18	10	01/01/2020 9:00	249	73,2	58,6	19,9	2,6	22,58	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	22,6
19	11	01/01/2020 10:00	542	203,5	162,8	43,4	7,3	50,72	0,72	0,72	0,0	0,7	50,0	50,0
20	12	01/01/2020 11:00	537	210,0	168,0	43,0	7,6	50,54	0,54	0,54	0,0	0,5	50,0	50,0
21	13	01/01/2020 12:00	487	417,8	334,3	39,0	15,0	54,02	4,02	4,02	0,0	3,7	50,0	50,0
22	14	01/01/2020 13:00	476	616,9	493,5	38,1	22,2	60,28	10,28	10,28	0,0	9,6	50,0	50,0
23	15	01/01/2020 14:00	516	626,6	501,3	41,3	22,6	63,82	13,82	13,82	0,0	12,9	50,0	50,0
24	16	01/01/2020 15:00	562	497,7	398,1	45,0	17,9	62,88	12,88	12,88	0,0	12,0	50,0	50,0
25	17	01/01/2020 16:00	318	493,0	394,4	25,4	17,7	43,19	0,00	6,8	-7,3	32,0	50,0	50,0
26	18	01/01/2020 17:00	5	253,2	202,6	0,4	9,1	9,53	0,00	0,00	29,7	-32,0	50,0	39,3
27	19	01/01/2020 18:00	0	349,3	279,5	-	12,6	12,58	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	12,6
28	20	01/01/2020 19:00	0	276,8	221,4	-	10,0	9,96	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	10,0
29	21	01/01/2020 20:00	0	299,1	239,3	-	10,8	10,77	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	10,8
30	22	01/01/2020 21:00	0	353,1	282,5	-	12,7	12,71	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	12,7
31	23	01/01/2020 22:00	0	372,3	297,8	-	13,4	13,40	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	13,4
32	24	01/01/2020 23:00	0	455,4	364,3	-	16,4	16,39	0,00	0,00	0,0	0,0	50,0	16,4

Figura 4. Pestaña REN

En esta pestaña se modeliza la generación renovable, la operación de las baterías y la demanda durante un año. La pestaña contiene 8760 filas, una para cada hora del año. En la fila 8 aparecen los sumatorios totales por columna, que nutren otros campos del modelo.

El punto de partida son dos perfiles de generación unitarios genéricos, para una ubicación en España, proporcionados por la empresa donde trabajo que por confidencialidad no se puede desvelar las coordenadas exactas. La columna C ha sido obtenida tras la simulación en PVsyst de una planta de 1 MW de potencia con seguidores a un eje (Norte-Sur). La columna D corresponde a los datos de medición de una torre colocada en el emplazamiento, por ello en la columna E estos datos se corrigen reduciendo el perfil un 20% para obtener el perfil unitario eólico. Esto se hace para no estar haciendo los cálculos de rentabilidad de una planta con un año eólico que puede haber sido muy bueno, siendo conservadores en la estimación del LCOE.

Los perfiles unitarios son multiplicados por la potencia que el usuario introduce en Input Data, en las celdas C8 y C9 para obtener la generación con la potencia seleccionada, en las columnas I y J. En la columna K aparece el sumatorio total de energía renovable disponible.

La energía renovable generada se emplea para abastecer la demanda (columna Q), y el exceso (columna L) para cargar las baterías (columna M). En caso de que la energía generada sea mayor que la demanda, habrá exceso y se podrán cargar las baterías. Si la energía generada es menor que la demanda, se extraerá energía (si la hay) desde las baterías para abastecer la demanda.

La gestión de las baterías se realiza en las columnas M, N O y P. En la columna P se puede ver la energía que tiene almacenada la batería, en la O variación de energía, en la N la descarga y en la M la carga. Cargar y descargar la batería tiene asociado un rendimiento, que el usuario ha de introducir en input en las celdas C26 y C27. Para entender bien estas columnas se explican con dos breves ejemplos:

Ejemplo 1, “descarga”- La batería está llena (celda P9) y en la siguiente hora la generación renovable no alcanza a abastecer el suministro. Para cumplir con la demanda, la batería ha de aportar 15,4 MWh (celda N10) y se descarga 16,6 MWh (celda M10).

Ejemplo 2, “Carga”- En la fila 21 hay 4,02 MWh de exceso de renovables que consiguen cargar 3,7 MWh la batería.

Las últimas dos columnas de la pestaña reflejan la demanda y el cumplimiento de suministro de esta. En Q8 y R8 aparece el sumatorio de ambas columnas y en R6 el % de cumplimiento del suministro. Para poder ver mejor la gestión energética mostrada en esta pestaña, se ha elaborado una gráfica que incluye todas estas columnas mencionadas anteriormente. A continuación, se muestra un ejemplo de la gráfica para verano e invierno.

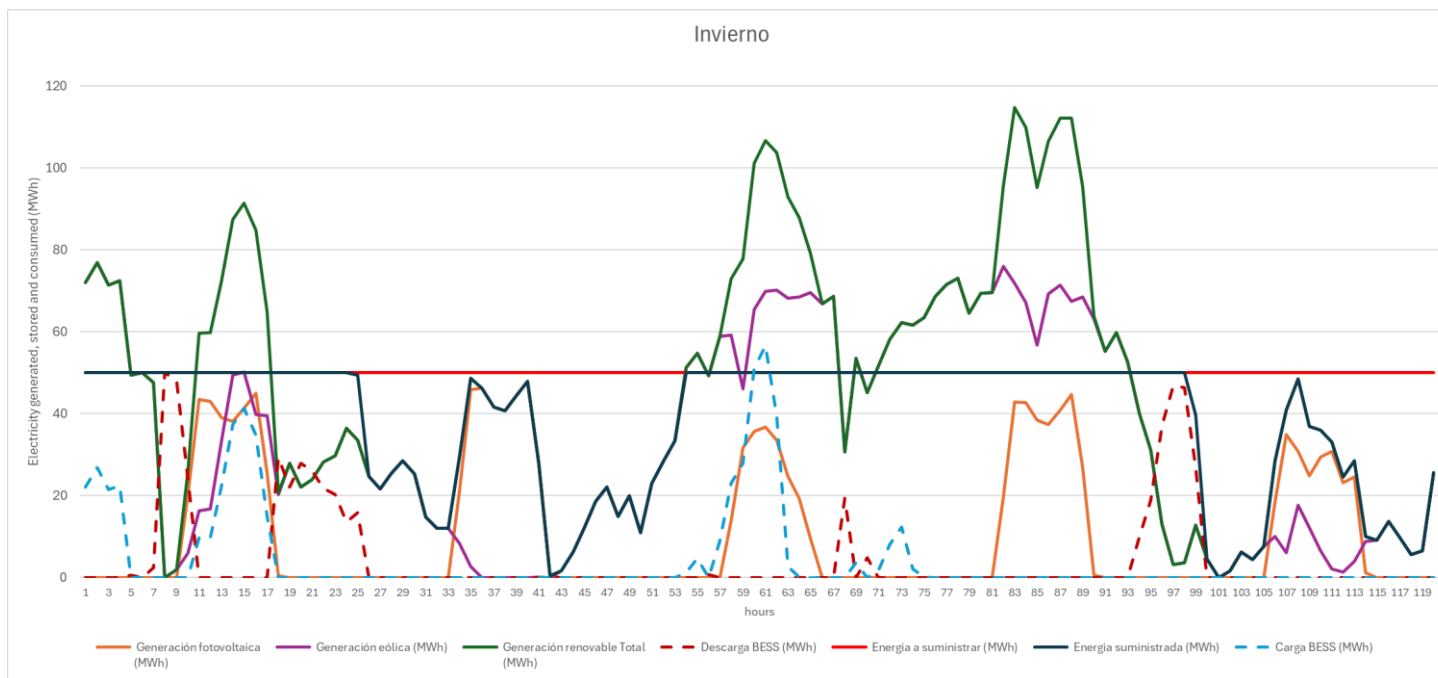


Figura 5. Gestión energética en invierno

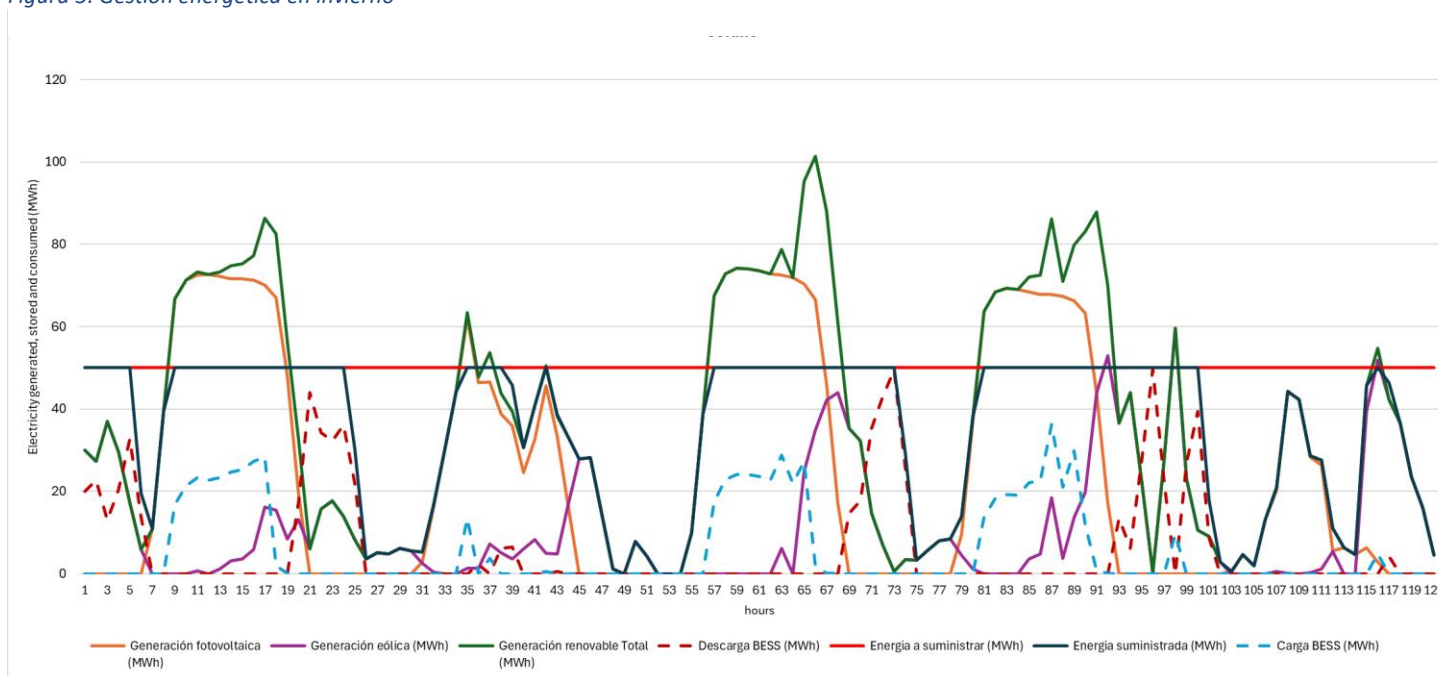


Figura 6. Gestión energética en verano

Las Figuras 5 y 6 representan la operación horaria del sistema híbrido renovable durante periodos representativos de invierno y verano, respectivamente. Se analiza la interacción entre generación solar, eólica y el sistema de almacenamiento (Battery Energy Storage System, BESS), con el objetivo de evaluar su capacidad conjunta para abastecer una demanda eléctrica constante.

En **invierno** (Figura 5), la generación eólica (línea morada) cobra un papel dominante, con aportaciones significativas durante amplios tramos horarios, mientras que la generación fotovoltaica (línea naranja) presenta una producción limitada a pocas horas del día y de menor magnitud. Este comportamiento es consistente con la menor irradiación solar característica de la estación. La generación renovable total (línea verde) muestra oscilaciones abruptas que provocan múltiples periodos de déficit con respecto a la demanda fija (línea roja), especialmente en las horas 25–55 y 100–115. En estos momentos, se observa una descarga del BESS (línea roja discontinua) que permite mantener la continuidad del suministro (línea negra), cumpliendo una función crítica de respaldo ante la variabilidad renovable.

En **verano** (Figura 6), el panorama cambia notablemente. La generación fotovoltaica adquiere un protagonismo claro, con perfiles de producción amplios y repetitivos en las franjas diurnas. La generación eólica disminuye su contribución, resultando en un sistema más dependiente del ciclo solar. A pesar de ello, la energía renovable total se muestra más abundante y predecible en comparación con el periodo invernal, lo que reduce la frecuencia de los eventos de déficit. El BESS interviene nuevamente, almacenando los excedentes solares diurnos (línea azul discontinua) para ser utilizados en las horas nocturnas o de baja generación (descargas en línea roja discontinua), lo que permite una entrega más continua de energía renovable.

En conjunto, ambas figuras ilustran el rol clave del sistema de almacenamiento como elemento de estabilidad dentro del sistema híbrido. En invierno, actúa como respaldo ante la intermitencia eólica y la escasa producción solar. En verano, gestiona los excedentes fotovoltaicos y suaviza las oscilaciones diurnas-nocturnas. Esta capacidad del BESS para compensar las limitaciones individuales de cada fuente renovable y garantizar el suministro reafirma su importancia como componente esencial para lograr un suministro eléctrico renovable firme y fiable.

La tercera pestaña del Excel se denomina “**economics**”. En esta pestaña aparecen el cálculo del CAPEX y OPEX de cada uno de los activos y su generación anual, teniendo en cuenta la degradación. En la figura XXX se muestra una parte de la pestaña.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	PROJECT DATA		2025	2026	2027	2028	2029	2030
2	solar PV plant CAPEX (€)	68.000.000						
3	wind CAPEX (€)	63.000.000						
4	BESS CAPEX (€)	30.000.000						
5	solar PV OPEX (€)		1.020.000	1.040.400	1.050.600	1.060.800	1.071.000	1.081.200
6	wind farm OPEX (€)		1.890.000	1.927.800	1.946.700	1.965.600	1.984.500	2.003.400
7	BESS OPEX (€)		150.000	153.000	154.500	156.000	157.500	159.000
8	Inflation							
9	solar PV generation (MWh)		164.470	163.895	163.321	162.749	162.180	161.612
10	wind farm power generation (MWh)		110.953	110.953	110.953	110.953	110.953	110.953
11	BESS cycled energy (MWh)		20.703	20.553	20.404	20.256	20.109	19.963
12								
13	Interest rate	7%						
14	Annual inflation		1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
15	Accumulated inflation		1,010	1,020	1,030	1,040	1,050	1,060
16								
17								
18								
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								

Figura 7. Pestaña Economics

La degradación de la solar fotovoltaica es introducida por el usuario en la celda C18 y la eólica es considerada sin degradación. Para calcular la degradación de las baterías, es necesario saber el número de ciclos que realizan en un año. El número de ciclos es el resultado de dividir la energía total ciclada por la batería (en este caso 20.703 MWh, celda N8 de “REN”) entre la capacidad de la batería (en este ejemplo 100 MWh). Esto da un total de 207 ciclos anuales.

La ecuación que se utiliza para calcular la degradación de la batería es:

$$\text{degradación (\%)} = \frac{[100\% - \text{BESS SOH cubierto(\%)}]}{\text{Numero de ciclos garantizados} \cdot \text{Número de ciclos realizados en el año}}$$

En el primer año, esta degradación es del 0,725%. Por tanto, el segundo año la batería en lugar de ciclar 20.703 MWh cicla 20.553 MWh.

El CAPEX en el caso de la fotovoltaica y la eólica, se calcula multiplicando la potencia (celdas c8 y c9 respectivamente) por los CAPEX unitarios (C15 Y C20 respectivamente en pestaña “Inputs_Results”). Para las baterías, la referencia unitaria de precio es por capacidad en MWh (C25) que se multiplica por la capacidad de la batería (100MWh en este ejemplo, celda C11 de “Inputs_Results”).

Para el OPEX, se estima como un porcentaje del CAPEX. También ha de ser introducido por el usuario en las celdas C18, C21 y C28. Los costes de OPEX van aumentando cada año según la inflación introducida por el usuario como input macroeconómico en la celda C34 de la pestaña de Inputs_Results.

Para terminar de explicar la herramienta, se ha de volver a la primera pestaña, “Inputs_Results”. En concreto, a la parte de resultados, la cual se muestra en la figura 8.

	H	I	J	K	L	M
1						
2						
3		RESULTS				
4		Generación FV (MWh/y)	164.470			
5		Generación Eol (MWh/y)	110.953			
6		Descarga BESS (MWh/y)	20.703			
7	)	Ciclado BESS (cycles/y)	207			
8		Nº total BESS de ciclos (30 y)	6211			
9		Generación renovable total (MWh/y)	275.423			
10		Horas equivalentes (h)	5062,05			
11		(%) de suministro cubierto	57,79			
12						
13			LCOE (€/MWh)	% del suministro		
14		Fotovoltaica	32,27	55%		
15		Eólica	50,00	39%		
16		Baterías	104,20	7%		
17		Global	43,84			
18						
19						

Figura 8. Results herramienta LCOE

En la parte derecha se pueden observar los resultados, donde se muestra la producción de cada tecnología, la producción total y el porcentaje que se logra cubrir de la demanda con esa configuración de entrada, expresado en horas equivalentes y en % de suministro cubierto.

En la parte inferior derecha están los cálculos de LCOE por tecnología y el LCOE ponderado, teniendo en cuenta el aporte energético de cada una al total. En el caso de la batería, en lugar de denominarse LCOE se denomina LCOS (Levelized Cost Of Storage). A continuación, se introduce la ecuación utilizada para el cálculo del LCOE y LCOS:

$$LCOE\left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Donde:

- I_0 es la inversión inicial o CAPEX

- A_t son los costes de operación en el año t

- $M_{t,el}$ es la generación eléctrica en el año t

- i es la tasa de descuento

-t es el año de vida del proyecto

-n es el número de años totales de vida del proyecto

Para el cálculo del LCOE o LCOS de cada tecnología se introduce en el numerador el CAPEX desde la pestaña “economics” en las celdas B2 a B5 y el OPEX anualizado recogido en las filas 6, 7 y 8 de la misma ventana del Excel. Para el denominador se tiene en cuenta los flujos de energía recogidos en las filas 9, 10 y 11 anualizados. A modo ilustrativo se muestra la fórmula de Excel empleada para el cálculo del LCOE solar en la figura XXX.

$$=(\text{Economics!B2}+\text{VNA}(\text{Economics!B13};\text{Economics!C5:AH5}))/\text{VNA}(\text{Economics!B13};\text{Economics!C9:AH9})$$

VNA(tasa; valor1; [valor2]; [valor3]; ...)

E	F	G	H	I	J	K
					LCOE (€/MWh)	% del suministro
				Fotovoltaica	Economics!C9:	55%
				Eólica	50,00	39%
				Baterías	104,20	7%
				Global	43,84	

Figura 9. Fórmula LCOE Solar

En la figura 9 se observa la fórmula introducida en Excel para el cálculo del LCOE solar. En el caso de las baterías y la eólica, se realiza de forma análoga.

La herramienta calcula el LCOE según unos parámetros de entrada que el usuario puede modificar según las condiciones de contorno y de mercado en las que se encuentre. Tras introducir los inputs, obtiene como resultado el coste energético por tecnología y combinado, además del porcentaje de suministro que permite abastecer y que parte es abastecida por cada tecnología.

2.2.2 Macro optimización renovables

Para conseguir la combinación de renovables que permite minimizar el coste energético, se han de probar muchos escenarios. Para evitar hacerlo manualmente, se ha desarrollado una macro en VBA (Visual Basic for Applications) que calcula múltiples escenarios y proporciona como resultado la combinación de renovables que minimiza el LCOE. Para cada tecnología, el usuario introduce una cantidad mínima y máxima a instalar de cada tecnología y un “step” o “paso”. Además, en caso de ser necesario, introduce el porcentaje mínimo que debe cubrir de suministro. En la figura 10 se muestran los inputs de la macro.

	A	B	C	D	E	F	G
1							
2							
3		Inputs generales					
4		Potencia demandada (MW)	50				
5		Horas demandadas de suministro	8.760				
6		Voltage level grid connection (kV)	132				
7		Potencia punto de conexión (MW)	125	Min	Max	Step	Min % a cubrir (%)
8		Potencia instalada Fotovoltaica (MWp)	80	40	80	10	60
9		Potencia instalada Eólica (MW)	45	40	100	10	
10		Potencia instalada Baterías (MW)	50	40	100	10	
11		Capacidad Baterías (MWh)	100				
12							

Figura 10. Inputs de la macro de optimización del LCOE

En este ejemplo, se quiere probar desde 40 MWp a 80 MWp de fotovoltaica en pasos de 10 MWp, de 40 MW a 100 MW en pasos de 10 de la eólica y de 40 MW a 100 MW (2h de capacidad) en paso de 10 MW para la batería. Antes de mostrar un ejemplo de la macro, se muestra el código que se ha programado.

```

(General) OptimizarValores()
Sub OptimizarValores()
    Dim a As Double, b As Double, c As Double
    Dim minResultado As Double, mejorA As Double, mejorB As Double, mejorC As Double
    Dim ws As Worksheet, wsResultados As Worksheet, wsInputs As Worksheet
    Dim totalIteraciones As Double, iteracionActual As Double
    Dim minA As Double, maxA As Double, stepA As Double
    Dim minB As Double, maxB As Double, stepB As Double
    Dim minC As Double, maxC As Double, stepC As Double
    Dim umbral As Double, mejorFila As Long, fila As Long
    Dim resultadoJ17 As Double, resultadoJ11 As Double
    Dim cumpleCondicion As String ' Para almacenar "Si" o "No"

    Set ws = ActiveSheet
    Set wsInputs = ThisWorkbook.Sheets("Inputs_Results")

    ' Obtener el umbral de G8 en la hoja "Inputs_Results"
    umbral = wsInputs.Range("G8").Value

    ' Validar que los pasos no sean 0
    If ws.Range("F8").Value = 0 Or ws.Range("F9").Value = 0 Or ws.Range("F10").Value = 0 Then
        MsgBox "Error: Los pasos de iteración no pueden ser cero.", vbCritical, "Error"
        Exit Sub
    End If

    ' Crear o seleccionar la hoja "Resultados"
    On Error Resume Next
    Set wsResultados = ThisWorkbook.Sheets("Resultados")
    If wsResultados Is Nothing Then
        Set wsResultados = ThisWorkbook.Sheets.Add
        wsResultados.Name = "Resultados"
    End If
    On Error GoTo 0
    wsResultados.Cells.Clear ' Limpiar registros anteriores
    wsResultados.Range("A1:F1").Value = Array("A", "B", "C", "J17", "J11", "Cumple G8") ' Encabezados

    ' Leer valores de la hoja
    minA = ws.Range("D8").Value
    maxA = ws.Range("E8").Value
    stepA = ws.Range("F8").Value

    minB = ws.Range("D9").Value
    maxB = ws.Range("E9").Value
    stepB = ws.Range("F9").Value

    minC = ws.Range("D10").Value
    maxC = ws.Range("E10").Value
    stepC = ws.Range("F10").Value

    ' Validar la celda objetivo
    If IsError(ws.Range("J17").Value) Or IsEmpty(ws.Range("J17").Value) Then
        MsgBox "Error: La celda objetivo (J17) está vacía o tiene un error.", vbCritical, "Error"
        Exit Sub
    End If

```

Figura 11. Código Macro optimización LCOE primera parte

```

(General) OptimizarValores

Exit Sub
End If

' Inicializar valores
minResultado = ws.Range("J17").Value
mejorFila = 0
fila = 2

' Calcular total de iteraciones para la barra de progreso
totalIteraciones = ((maxA - minA) / stepA + 1) * ((maxB - minB) / stepB + 1) * ((maxC - minC) / stepC + 1)
iteracionActual = 0

' Acelerar ejecución
Application.ScreenUpdating = False
Application.Calculation = xlCalculationManual

' Bucle de optimización
For a = minA To maxA Step stepA
    For b = minB To maxB Step stepB
        For c = minC To maxC Step stepC
            ' Actualizar valores en la hoja
            ws.Range("C8").Value = a
            ws.Range("C9").Value = b
            ws.Range("C10").Value = c
            Application.Calculate

            ' Obtener valores de J17 y J11 después del cálculo
            resultadoJ17 = ws.Range("J17").Value
            resultadoJ11 = ws.Range("J11").Value

            ' Determinar si J11 cumple la condición
            If resultadoJ11 > umbral Then
                cumpleCondicion = "Si"
            Else
                cumpleCondicion = "No"
            End If

            ' Guardar resultado en la hoja "Resultados"
            wsResultados.Cells(fila, 1).Value = a
            wsResultados.Cells(fila, 2).Value = b
            wsResultados.Cells(fila, 3).Value = c
            wsResultados.Cells(fila, 4).Value = resultadoJ17
            wsResultados.Cells(fila, 5).Value = resultadoJ11
            wsResultados.Cells(fila, 6).Value = cumpleCondicion

            ' Evaluar si esta combinación es la mejor (menor J17 y cumple G8)
            If cumpleCondicion = "Si" And resultadoJ17 < minResultado Then
                minResultado = resultadoJ17
                mejorA = a
                mejorB = b
                mejorC = c
                mejorFila = fila
            End If
        Next c
    Next b
Next a

```

Figura 12. Código Macro optimización LCOE segunda parte

```

(General) OptimizarValores

wsResultados.Cells(fila, 2).Value = b
wsResultados.Cells(fila, 3).Value = c
wsResultados.Cells(fila, 4).Value = resultadoJ17
wsResultados.Cells(fila, 5).Value = resultadoJ11
wsResultados.Cells(fila, 6).Value = cumpleCondicion

' Evaluar si esta combinación es la mejor (menor J17 y cumple G8)
If cumpleCondicion = "Si" And resultadoJ17 < minResultado Then
    minResultado = resultadoJ17
    mejorA = a
    mejorB = b
    mejorC = c
    mejorFila = fila
End If

fila = fila + 1

' Actualizar barra de progreso
iteracionActual = iteracionActual + 1
Application.StatusBar = "Optimizando..." & Format((iteracionActual / totalIteraciones) * 100, "0.00") & "% completado"

Next c
Next b
Next a

' Restaurar cálculo automático y actualización de pantalla
Application.ScreenUpdating = True
Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
Application.StatusBar = False

' Verificar si se encontró una solución válida
If mejorFila = 0 Then
    MsgBox "No se encontró ninguna combinación que cumpla con la condición de suministro mínimo.", vbExclamation, "Aviso"
Exit Sub
End If

' Resaltar en negrita la fila con el mejor resultado en la hoja "Resultados"
wsResultados.Rows(mejorFila).Font.Bold = True

' Mostrar resultados en la hoja de trabajo
ws.Range("C8").Value = mejorA
ws.Range("C9").Value = mejorB
ws.Range("C10").Value = mejorC

MsgBox "Optimización completada:" & vbNewLine & _
    "A = " & mejorA & vbNewLine & _
    "B = " & mejorB & vbNewLine & _
    "C = " & mejorC & vbNewLine & _
    "Mínimo en J17 = " & minResultado, vbInformation, "Resultado Final"
End Sub

```

Figura 13. Código Macro optimización LCOE tercera parte

En las figuras 11, 12 y 13 aparece el código de la macro con las distintas partes separadas por comentarios en verde. El programa hace los cálculos con todas las combinaciones posibles y escribe los resultados en una nueva pestaña. Escribe el LCOE de la combinación y el porcentaje de suministro alcanzado. El suministro mínimo que se desea abastecer es indicado por el usuario en la celda G8. El resultado de la macro es la combinación que proporciona un menor LCOE y que cumple con el porcentaje de suministro mínimo. Para ello, la macro va copiando todas las combinaciones en una pestaña llamada “resultados”. En ella aparece la cantidad de fotovoltaica, eólica y baterías de cada combinación, el LCOE, el porcentaje de suministro y una casilla que indica si se cumple o no con este porcentaje de suministro mínimo.

Para entender mejor la macro, se van a ejecutar dos ejemplos introduciendo el mismo rango de valores y step, pero distinto porcentaje mínimo a cubrir para ver qué resultado ofrece la herramienta en cada caso. Para ejecutar el código, se presiona el botón de ejecución de la macro situado en la parte superior de “Inputs_Results”.

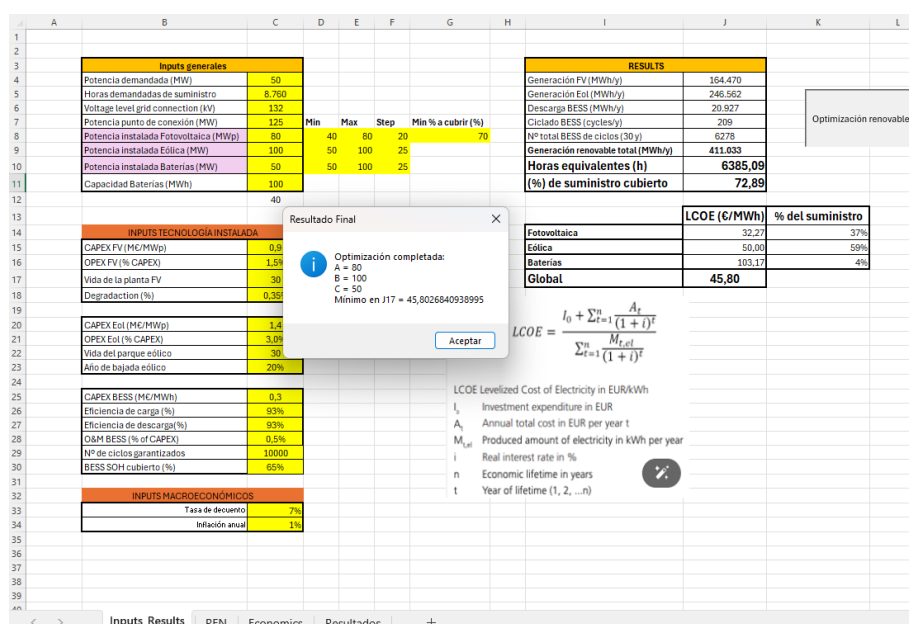


Figura 14. Ejemplo mensaje resultado final de la optimización con 70 % de porcentaje mínimo

El resultado mostrado por la macro es distinto que en el caso anterior. El LCOE mínimo se alcanza con 80 MWp de fotovoltaica, 50 MW de eólica y 50 MW/100MWh de baterías. El valor de este LCOE es de 44,00 €/MWh. La herramienta muestra un mensaje con la solución obtenida y además ajusta automáticamente los valores de la solución en las celdas C8, C9 y C10. Para comprobar el correcto funcionamiento de la macro, se muestra la pestaña de resultados en la figura XXX

	A	B	C	D	E	F	G
1	Fotovoltaica	Eólica	Baterías	LCOE	Factor de capacidad (%)	Cumple con % min	
2	40	50	50	51,9943	46,7256	No	
3	40	50	75	56,7750	46,7841	No	
4	40	50	100	61,6135	46,7921	No	
5	40	75	50	50,3829	58,2461	No	
6	40	75	75	53,7031	58,6074	No	
7	40	75	100	57,1089	58,8374	No	
8	40	100	50	50,1088	63,7000	No	
9	40	100	75	52,6460	64,3035	No	
10	40	100	100	55,2494	64,7607	No	
11	60	50	50	47,3574	54,8320	No	
12	60	50	75	50,8642	55,3145	No	
13	60	50	100	54,5202	55,5778	No	
14	60	75	50	47,3440	64,8614	No	
15	60	75	75	50,0201	65,4960	No	
16	60	75	100	52,7753	65,9633	No	
17	60	100	50	47,7287	69,5291	No	
18	60	100	75	49,8537	70,3730	Si	
19	60	100	100	52,0574	71,0158	Si	
20	80	50	50	43,9999	59,9954	No	
21	80	50	75	46,2604	61,5836	No	
22	80	50	100	48,6999	62,7318	No	
23	80	75	50	44,9628	68,8186	No	
24	80	75	75	46,8752	70,2979	Si	
25	80	75	100	48,9054	71,4378	Si	
26	80	100	50	45,8027	72,8891	Si	
27	80	100	75	47,4245	74,3916	Si	
28	80	100	100	49,1216	75,6298	Si	
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							

Figura 15. Ejemplo ventana resultados con porcentaje mínimo de suministro 70%

En la figura 15 se puede observar que el resultado seleccionado es el valor mínimo de la columna D (que indica el LCOE) que cumple con que el porcentaje de suministro mínimo del 70 % (columna E). En el segundo ejemplo, al variar el porcentaje de suministro mínimo al 50%, se obtiene el siguiente resultado.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												
23												
24												
25												
26												
27												
28												
29												
30												
31												
32												
33												
34												
35												
36												
37												
38												
39												
40												

Figura 16. Ejemplo mensaje resultado final de la optimización con 50 % de porcentaje mínimo

El resultado mostrado por la macro es distinto que en el caso anterior. El LCOE mínimo se alcanza con 80 MWp de fotovoltaica 50 MW de eólica y 50 MW/100MWh de baterías. El valor de este LCOE es de 44,00 €/MWh. En la siguiente figura se muestra la pestaña de resultados para comprobar el funcionamiento de la macro.

	A	B	C	D	E	F	G
1	Fotovoltaica	Eólica	Baterías	LCOE	Factor de capacidad (%)	Cumple con % min	
2		40	50	50	51,9943	46,7256	No
3		40	50	75	56,7750	46,7841	No
4		40	50	100	61,6135	46,7921	No
5		40	75	50	50,3829	58,2461	Si
6		40	75	75	53,7031	58,6074	Si
7		40	75	100	57,1089	58,8374	Si
8		40	100	50	50,1088	63,7000	Si
9		40	100	75	52,6460	64,3035	Si
10		40	100	100	55,2494	64,7607	Si
11		60	50	50	47,3574	54,8320	Si
12		60	50	75	50,8642	55,3145	Si
13		60	50	100	54,5202	55,5778	Si
14		60	75	50	47,3440	64,8614	Si
15		60	75	75	50,0201	65,4960	Si
16		60	75	100	52,7753	65,9633	Si
17		60	100	50	47,7287	69,5291	Si
18		60	100	75	49,8537	70,3730	Si
19		60	100	100	52,0574	71,0158	Si
20		80	50	50	43,9999	59,9954	Si
21		80	50	75	46,2604	61,5836	Si
22		80	50	100	48,6999	62,7318	Si
23		80	75	50	44,9628	68,8186	Si
24		80	75	75	46,8752	70,2979	Si
25		80	75	100	48,9054	71,4378	Si
26		80	100	50	45,8027	72,8891	Si
27		80	100	75	47,4245	74,3916	Si
28		80	100	100	49,1216	75,6298	Si
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							

Figura 17. Ejemplo ventana resultados con porcentaje mínimo de suministro 70%

Se puede observar que la pestaña de resultados mostrada en la figura 17 es idéntica a la figura 15, solo que la columna F ahora muestra “Si” cuando el valor de la columna E es mayor que 50. Esto hace que la solución que proporciona el programa sea distinta, para poder cumplir con el requisito de porcentaje de suministro mínimo. Como conclusión de estos dos ejemplos, se puede observar que la macro funciona de forma correcta, seleccionando el valor mínimo del LCOE que cumpla con el porcentaje mínimo de suministro que se desea lograr.

2.3 Optimización del suministro de una planta de 50 MW de consumo continuo

En este apartado se va a realizar la optimización del suministro de una planta de 50 MW que desea funcionar en régimen continuo. La herramienta está preparada para poder introducir perfiles de consumo distintos y se adaptaría para proporcionar el mejor LCOE para cada tipo de consumo. Simplemente habría que introducir en la pestaña REN en la columna Q el perfil de suministro de la planta objetivo. No obstante, el caso de estudio de este trabajo se centra en industrias que suelen funcionar en régimen continuo, por eso se selecciona este tipo de demanda.

Para la realización de un estudio lo más completo posible, se introduce un rango desde 20 a 150 MW para las 3 variables y un step de 5MW. Para realizar el estudio de forma más eficiente, se recorre el rango primero con un step mayor (30 MW) y cuando se encuentra el óptimo, se reduce

el rango a un umbral de 30 MW por encima y por debajo de este valor y se reduce el step a 10 MW. En este apartado, se variarán las distintas variables de entrada para ver como varía el LCOE en función de:

1. Porcentaje de suministro mínimo
2. CAPEX de las renovables y las baterías

2.3.1 Optimización del LCOE para consumo de 50 MW variando el porcentaje de suministro mínimo.

A continuación, se van a incluir los resultados mostrados en la pestaña de resultados al ir introduciendo un incremento del 10% en el porcentaje mínimo a cubrir. Se parte del 50% hasta llegar al 90%. En las figuras 17, 18, 19, 20 y 21 se muestran estos resultados. En ellas, se puede observar cómo varía el LCOE individual de cada tecnología, el LCOE combinado, el suministro cubierto en total y el porcentaje de suministro que aporta cada una de ellas. Inmediatamente después de la figura 21, se comentan las conclusiones de esta optimización.

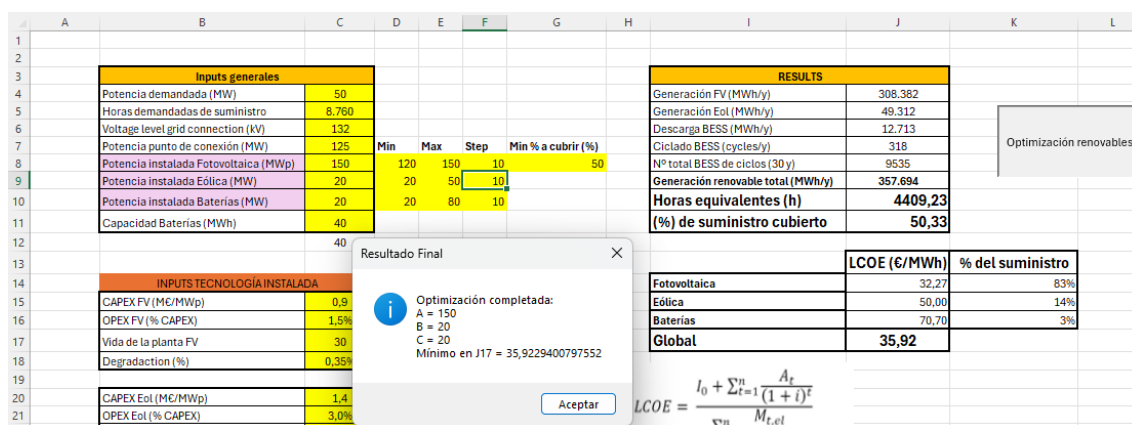


Figura 18. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 50%

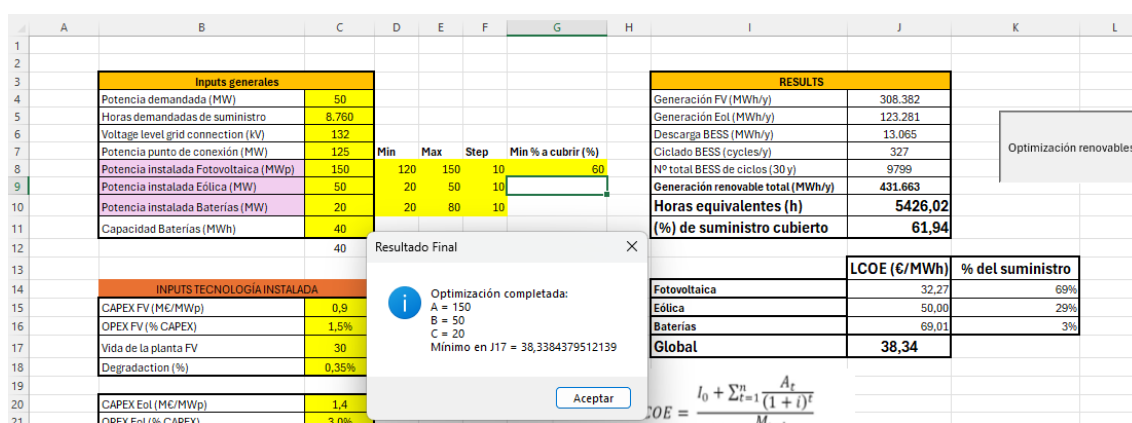


Figura 19. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 60%

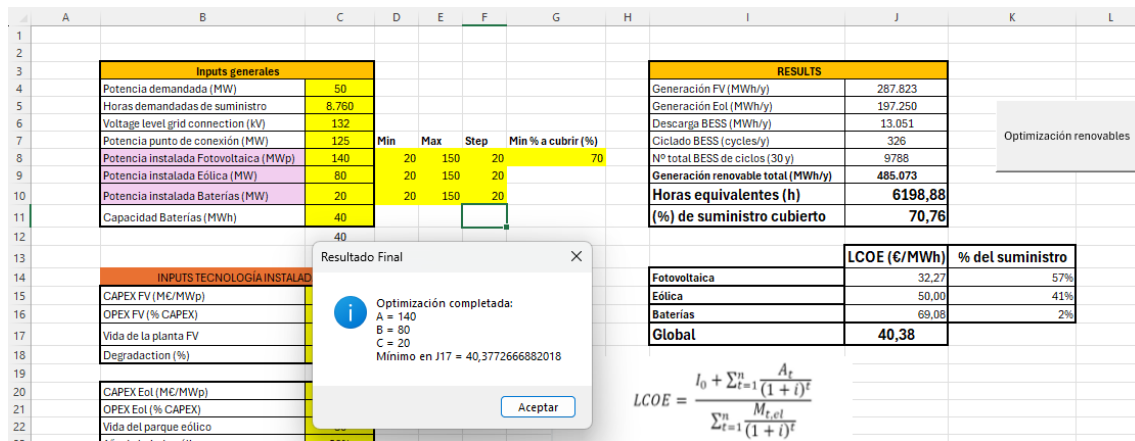


Figura 20. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 70%

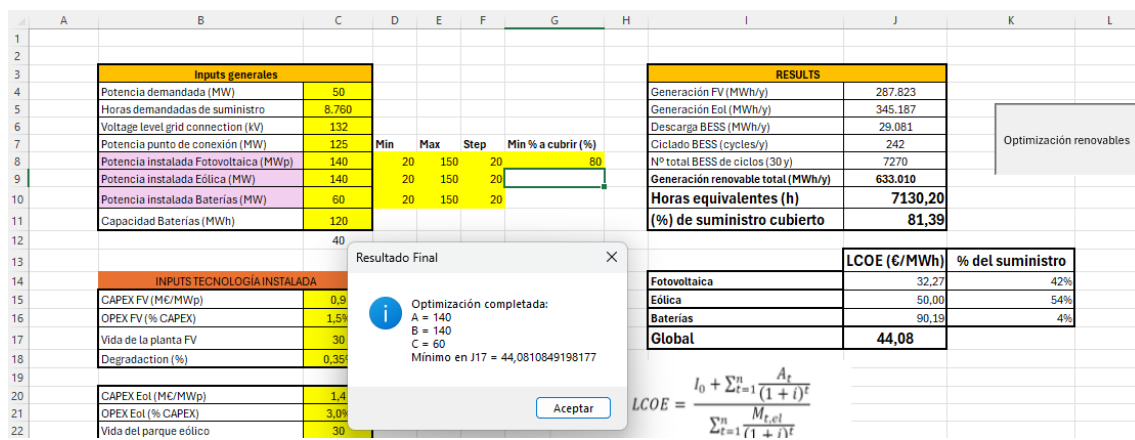


Figura 21. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 80%

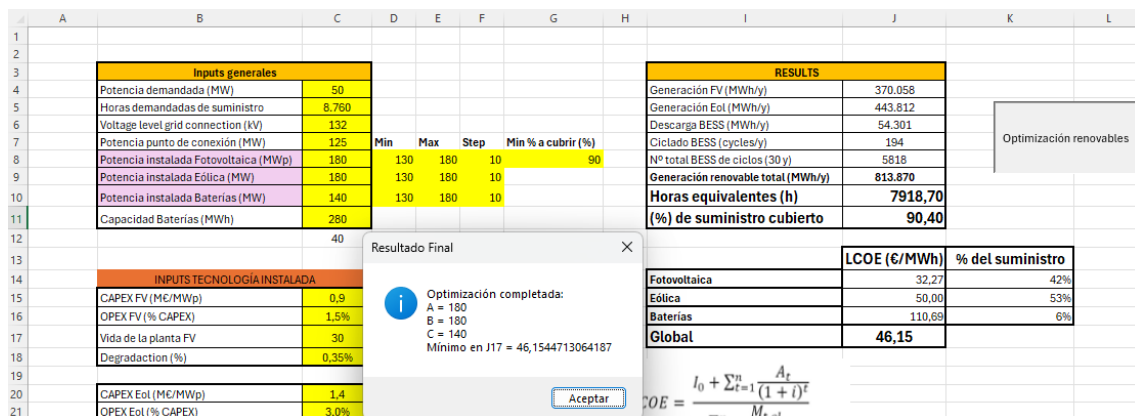


Figura 22. Resultado optimización para un porcentaje mínimo del 90%

La herramienta desarrollada permite optimizar la combinación de generación solar fotovoltaica, eólica terrestre y almacenamiento en baterías (BESS) para cubrir una demanda horaria con el menor coste nivelado de electricidad (LCOE), bajo la restricción de alcanzar un porcentaje mínimo de cobertura renovable.

El análisis de resultados evidencia un comportamiento progresivo y coherente con los fundamentos económicos y técnicos de cada tecnología. Para valores bajos de cobertura (por

ejemplo, 10%–30%), la herramienta selecciona principalmente solar fotovoltaica, al tratarse de la tecnología con el LCOE más bajo en el contexto español actual. En este rango, la introducción de tecnologías más costosas como eólica o almacenamiento no es necesaria, ya que no se requiere garantizar firmeza ni cubrir tramos nocturnos o de baja radiación.

Sin embargo, al incrementar el umbral mínimo de suministro renovable (por ejemplo, a partir del 50%–70%), la herramienta comienza a introducir generación eólica que, aunque presenta un mayor LCOE, aporta complementariedad horaria y estacional. La eólica permite reducir las necesidades de almacenamiento y mejorar la cobertura durante horas sin producción solar, ajustándose a la lógica de hibridación óptima.

A partir de niveles superiores al 80% de cobertura, el modelo muestra un aumento significativo en la penetración de BESS, debido a que la intermitencia conjunta de las renovables variables impide garantizar dicho nivel sin capacidad de almacenamiento. En este punto, el sistema necesita almacenar excedentes renovables en ciertas horas y liberarlos en otras, lo cual se refleja en un aumento del LCOE global.

Finalmente, al exigir un 90% de cobertura, la herramienta tiende a sobredimensionar todas las tecnologías (PV, eólica y BESS) hasta sus valores máximos permitidos, lo cual se traduce en un LCOE significativamente mayor. Este comportamiento refleja el equilibrio entre firmeza renovable y coste económico, y pone de manifiesto la curva exponencial de penalización económica al acercarse a coberturas elevadas con fuentes variables no gestionables.

Este comportamiento valida la funcionalidad del modelo y reproduce una lógica ampliamente reconocida en la literatura: la optimización de sistemas renovables híbridos requiere balancear costes de generación, almacenamiento y restricciones de cobertura, lo cual se refleja directamente en la evolución del LCOE frente al porcentaje de suministro exigido.

Otra consideración importante es que, en el rango de optimización del modelo, el LCOE de la fotovoltaica y de la eólica se mantienen bastante estables, debido a que su CAPEX unitario y el perfil de generación se mantienen constantes. No obstante, el LCOE de la batería es sensible al tamaño de esta. Cuando la batería es pequeña, se cicla un mayor número de veces y su LCOS es menor. Cuando se desea cubrir un porcentaje de suministro mayor, se ha de sobredimensionar más la batería y hay momentos donde se mantiene infrautilizada. Sin embargo, cuando se tiene una batería más pequeña, se consigue ciclar más. Esto explica las variaciones del LCOS. Este comportamiento se puede observar viendo el ciclado de la batería, que en la figura 17 es de 318 ciclos/año y en la 21 es de 194 ciclos/año.

2.3.2 Optimización del LCOE para consumo de 50 MW variando el CAPEX de las renovables y de las baterías

En este apartado se realiza un análisis de sensibilidad sobre el coste de inversión (CAPEX) de las tres tecnologías consideradas: solar fotovoltaica, eólica terrestre y BESS. En este análisis, se ha varía individualmente el CAPEX de cada tecnología en un rango de $\pm 50\%$, manteniendo constante el resto de los parámetros y exigiendo un porcentaje mínimo de cobertura renovable fijo del 70%

Resultados esperados y enfoque:

- **Solar fotovoltaica:** Al ser la tecnología base con el menor LCOE inicial, se espera que aumentos moderados en su **CAPEX no alteren sustancialmente su participación en la combinación óptima. Sin embargo, a partir de ciertos umbrales, podría comenzar a ser sustituida por generación eólica, especialmente si esta última permanece constante en coste.**
- **Eólica terrestre:** Una reducción significativa en su CAPEX podría aumentar su penetración en el mix, desplazando parte de la fotovoltaica, especialmente en escenarios de alta exigencia de suministro ($\geq 70\%$) donde su complementariedad horaria es crítica.
- **BESS:** La sensibilidad al CAPEX del almacenamiento es particularmente elevada en **escenarios con coberturas mínimas altas. Una reducción en el CAPEX del BESS podría disminuir el LCOS de forma notable, al permitir almacenar y despachar más energía renovable sin penalización económica excesiva.** Por el contrario, aumentos en su CAPEX tienden a hacer inviable su uso, forzando al modelo a sobredimensionar generación renovable, lo cual también incrementa el LCOE.

Este análisis permitirá identificar umbrales de inversión clave a partir de los cuales la tecnología dominante en el mix cambia, así como cuantificar la elasticidad del LCOE frente a las variaciones de CAPEX. Además, servirá como base para reflexionar sobre escenarios futuros de mercado y la viabilidad de las distintas tecnologías bajo contextos de madurez tecnológica y escalado industrial.

Para el estudio, se va a considerar un porcentaje mínimo del 70% y se va a ir variando el CAPEX de cada tecnología un 50% arriba y abajo, manteniendo el valor de las otras constantes. Los CAPEX iniciales son:

Tabla 1. CAPEX por tecnología. Situación de partida.

	CAPEX	LCOE (€/MWh)
CAPEX Fotovoltaica (M€/MWp)	0,9	32,27
CAPEX Eólica (M€/MW)	1,4	50,00
CAPEX BESS (M€/MWh)	0,3	77,32

Con estas condiciones, la solución óptima que ofrece la herramienta es la mostrada en el subcapítulo anterior en la figura 20. En un intervalo de 20 a 150 para cada tecnología, la combinación óptima para ese porcentaje de suministro es de 140 MWp de fotovoltaica 80 MW de eólica y 20 MW/ 40MWh de baterías.

2.3.2.1 Variación CAPEX Baterías

En este subapartado se analiza cómo afecta la variación del coste de inversión (CAPEX) del sistema de almacenamiento en baterías (BESS) al coste nivelado de almacenamiento (LCOS) y, por extensión, a la solución óptima de la herramienta para la minimización del LCOE del sistema híbrido. Se han definido siete escenarios de análisis de sensibilidad, con valores de CAPEX comprendidos entre el 50 % y el 150 % del valor base, tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Valores CAPEX BESS para análisis de sensibilidad del precio de las baterías

	(M€/MWh)
CAPEX BESS 50%	0,15
CAPEX BESS 70%	0,21
CAPEX BESS 90%	0,27
CAPEX base BESS	0,30
CAPEX BESS 110 %	0,33
CAPEX BESS 130%	0,39
CAPEX BESS 150%	0,45

A continuación, en la tabla 3, se recogen los resultados obtenidos para los distintos escenarios con el LCOS obtenido para cada uno de ellos.

Tabla 3. Análisis de sensibilidad LCOS según CAPEX de la batería

	(M€/MWh)	Potencia BESS (MW,2h)	Potencia Fotovoltaica (MWp)	Potencia Eólica (MW)	LCOS (€/MWh)
CAPEX BESS 50%	0,15	120	150	40	40,20
CAPEX BESS 70%	0,21	60	150	60	51,27
CAPEX BESS 90%	0,27	20	150	80	62,17
CAPEX Base BESS	0,30	20	150	80	69,08
CAPEX BESS 110 %	0,33	20	150	80	75,99
CAPEX BESS 130%	0,39	20	150	80	89,80
CAPEX BESS 150%	0,45	20	150	80	103,62

La tabla 3 recoge los escenarios evaluados. En todos los escenarios excepto los de CAPEX reducido, la solución óptima incluye el valor mínimo permitido de potencia instalada de BESS (20 MW). Solo cuando el CAPEX se reduce significativamente (escenarios -30% y -50%) la herramienta incrementa la capacidad instalada, alcanzando 120 MW en el escenario más favorable.

Los resultados reflejan una relación inversa entre el CAPEX del BESS y la capacidad óptima instalada. Con una reducción del 50% en el CAPEX, el sistema selecciona la capacidad máxima disponible (140 MW), obteniendo un LCOS mínimo de 40,20 €/MWh, lo que indica una alta competitividad económica del almacenamiento como tecnología de respaldo. En este escenario, el BESS permite desplazar excedentes renovables a horas de baja producción, contribuyendo a la estabilidad del sistema y a la minimización del LCOE total.

Por el contrario, a medida que el CAPEX aumenta, la herramienta restringe el uso del BESS, manteniéndolo en su valor mínimo permitido (20 MW), con un LCOS que escala progresivamente hasta 103,62 €/MWh. Este comportamiento pone de manifiesto la fuerte dependencia del almacenamiento respecto a su coste de inversión.

Se identifica un punto de inflexión relevante entre los escenarios del -30% y -10%, donde la potencia óptima instalada desciende bruscamente de 60 MW a 20 MW. Este umbral evidencia que, bajo las condiciones del caso base (perfil horario de demanda y generación), la rentabilidad marginal del BESS se ve comprometida a partir de ciertos niveles de CAPEX, lo que subraya la importancia de alcanzar reducciones significativas en costes mediante avances tecnológicos o economías de escala.

En conjunto, este análisis confirma que el BESS juega un papel relevante en la optimización del LCOE únicamente bajo escenarios de CAPEX competitivo, siendo su participación prácticamente marginal en situaciones de alto coste de inversión. Estos resultados validan la necesidad de incentivar políticas de apoyo o mecanismos de financiación específicos si se desea fomentar su integración en sistemas híbridos renovables de alta cobertura.

2.3.2.2 Variación CAPEX Fotovoltaica

En este subapartado se analiza cómo influye la variación del CAPEX de la tecnología solar fotovoltaica en la selección óptima de la combinación tecnológica y en el coste nivelado de la electricidad (LCOE) del sistema híbrido. La herramienta de optimización se ha ejecutado manteniendo constantes el perfil de demanda, los costes del resto de tecnologías y el porcentaje mínimo de suministro renovable exigido, mientras se modifica el CAPEX de la fotovoltaica dentro de un rango representativo de variación.

Tabla 4. Valores CAPEX fotovoltaica para análisis de sensibilidad

	(M€/MWp)
CAPEX fotovoltaica 50%	0,45
CAPEX fotovoltaica 70%	0,63
CAPEX fotovoltaica 90%	0,81
CAPEX base fotovoltaica	0,90
CAPEX fotovoltaica 110 %	0,99
CAPEX fotovoltaica 130%	1,17
CAPEX fotovoltaica 150%	1,35

La tecnología solar fotovoltaica es, en condiciones base, la opción de menor LCOE entre las consideradas, por lo que desempeña un papel clave en la estructura óptima del sistema. Se espera que su participación se mantenga elevada incluso bajo escenarios de aumento moderado del CAPEX, y que únicamente se reduzca de forma significativa ante aumentos muy elevados que hagan competitivas otras tecnologías con mayor firmeza o complementariedad horaria.

Tabla 5. Análisis de sensibilidad LCOE fotovoltaico según CAPEX

	(M€/MWp)	Potencia Fotovoltaica (MWp)	Potencia Eólica (MW)	Potencia BESS (MW, 2h)	LCOE Fotovoltaica (€/MWh)
CAPEX fotovoltaica 50%	0,45	150	80	20	17,08
CAPEX fotovoltaica 70%	0,63	150	80	20	23,92
CAPEX fotovoltaica 90%	0,81	150	80	20	30,75
CAPEX base fotovoltaica	0,90	150	80	20	34,17
CAPEX fotovoltaica 110 %	0,99	150	80	20	37,58
CAPEX fotovoltaica 130%	1,17	150	80	20	44,42
CAPEX fotovoltaica 150%	1,35	130	150	20	51,25

Los resultados confirman la alta competitividad de la tecnología fotovoltaica en el contexto español, manteniéndose como tecnología dominante incluso con aumentos de hasta un 30% sobre su CAPEX base. En todos los escenarios, salvo el de mayor CAPEX (+50%), la herramienta selecciona el máximo permitido de potencia solar (150 MWp), lo que refuerza su rol como columna vertebral del sistema renovable optimizado.

El punto de inflexión se produce claramente en el escenario de +50% de CAPEX, donde el LCOE asociado a la fotovoltaica alcanza 51,25 €/MWh, superando el LCOE base de la eólica (50 €/MWh, mostrado en la tabla 1). Esta situación hace que el modelo comience a priorizar la generación eólica frente a la solar, aumentando su participación de forma sustancial (de 80 MW a 150 MW) y reduciendo ligeramente la capacidad fotovoltaica instalada (de 150 MWp a 130 MWp). Este comportamiento es consistente con la lógica de optimización basada en la minimización del LCOE global, y refleja cómo el sistema responde automáticamente ante cambios relativos en la competitividad entre tecnologías.

El LCOE del sistema sigue una tendencia ascendente con el aumento del CAPEX fotovoltaico, pasando de 17,08 €/MWh en el escenario de -50% hasta 51,25 €/MWh en el escenario de +50%, lo que representa un incremento del 200%. Esta evolución pone de manifiesto la gran sensibilidad del LCOE total frente al coste de la tecnología fotovoltaica, en especial debido a su peso en la solución óptima.

Este análisis subraya la importancia de mantener los costes de inversión de la fotovoltaica en niveles competitivos, ya que su impacto en la viabilidad económica del sistema renovable es directo y considerable. También valida el comportamiento de la herramienta, que adapta correctamente la combinación de tecnologías en función de los parámetros económicos de entrada y los umbrales de competitividad entre tecnologías.

2.3.2.3 Variación CAPEX Eólica

Este subapartado examina la influencia de la variación del CAPEX de la tecnología eólica terrestre en la selección óptima del mix renovable y en el coste nivelado de la electricidad (LCOE) del sistema. El análisis se ha llevado a cabo manteniendo constantes el perfil horario de demanda, los costes de las demás tecnologías y el porcentaje mínimo de suministro renovable requerido, mientras se modifica el CAPEX de la eólica dentro de un rango representativo.

Tabla 6. Valores CAPEX eólica análisis de sensibilidad

	(M€/MWp)
CAPEX eólica 50%	0,70
CAPEX eólica 70%	0,98
CAPEX eólica 90%	1,26
CAPEX base eólica	1,40
CAPEX eólica 110 %	1,54
CAPEX eólica 130%	1,82
CAPEX eólica 150%	2,10

La tecnología eólica terrestre presenta una gran complementariedad temporal con la generación solar fotovoltaica, lo que la convierte en una **pieza clave para alcanzar altos niveles de cobertura renovable** con un coste razonable. Gracias a su perfil nocturno e invernal, permite reducir la dependencia del almacenamiento, haciendo más eficiente la operación del sistema.

Tabla 7. Análisis de sensibilidad LCOE eólico según CAPEX

	(M€/MWp)	Potencia Fotovoltaica (MWp)	Potencia Eólica (MW)	Potencia BESS (MW, 2h)	LCOE Fotovoltaica (€/MWh)
CAPEX eólica 50%	0,70	60	150	20	25,00
CAPEX eólica 70%	0,98	150	80	20	35,00
CAPEX eólica 90%	1,26	150	80	20	45,00
CAPEX base eólica	1,40	150	80	20	50,00
CAPEX eólica 110 %	1,54	150	80	20	55,00
CAPEX eólica 130%	1,82	150	60	60	65,00
CAPEX eólica 150%	2,10	150	150	40	75,00

Los resultados muestran que, incluso con ligeras penalizaciones en su CAPEX, la eólica mantiene una presencia significativa en la solución óptima, en todos los escenarios hasta +10%. Esto se debe a su gran capacidad de aportar firmeza horaria y complementariedad estacional respecto a la solar fotovoltaica, lo que la convierte en una aliada natural dentro del sistema híbrido.

En el escenario más favorable (CAPEX -50%), la herramienta prioriza la eólica como tecnología dominante (150 MW) y reduce la presencia de la fotovoltaica (60 MWp), alcanzando el LCOE más bajo de todo el análisis (25,00 €/MWh). A medida que el CAPEX eólico aumenta, la potencia

instalada se mantiene constante (80 MW) hasta el escenario de +10%, sin cambios significativos en la solución.

No obstante, en el escenario de +30% de CAPEX (1,82 M€/MW), se observa una caída de la potencia eólica a 60 MW, lo cual fuerza al modelo a incrementar significativamente el almacenamiento (60 MW / 2h), elevando el LCOE a 65,00 €/MWh. Finalmente, en el caso de penalización extrema (+50%), la eólica recupera protagonismo con 150 MW, pero acompañada de un fuerte coste total del sistema (75,00 €/MWh), probablemente debido a la necesidad de sobredimensionar todas las tecnologías para mantener el suministro.

Este comportamiento indica que la tecnología eólica es altamente eficiente en costes cuando su CAPEX se encuentra en rangos competitivos, y que su salida de la solución óptima solo se produce ante penalizaciones económicas muy elevadas. Su complementariedad estructural con la solar fotovoltaica permite reducir los requerimientos de almacenamiento, estabilizar el perfil de generación y mantener bajos los costes del sistema.

En resumen, el análisis confirma que la eólica terrestre debe considerarse una tecnología estructural en sistemas híbridos de alta penetración renovable, y que su competitividad futura dependerá directamente de mantener o reducir su CAPEX frente a otras fuentes renovables.

2.3.2.4 Conclusiones del análisis de sensibilidad de CAPEX por tecnología

El análisis de sensibilidad realizado permite evaluar la robustez de la herramienta desarrollada ante variaciones de los costes de inversión de las tres tecnologías consideradas: solar fotovoltaica, eólica terrestre y almacenamiento en baterías. Los resultados muestran comportamientos coherentes y alineados con la lógica técnica y económica de cada tecnología:

- La solar fotovoltaica, al presentar el LCOE más bajo en condiciones base, domina la solución óptima en la mayoría de los escenarios. Sin embargo, su alto peso en el mix la hace también muy sensible a variaciones de CAPEX, con impactos directos sobre el LCOE total.
- La eólica terrestre destaca por su complementariedad horaria y estacional con la fotovoltaica. Se mantiene relevante incluso ante penalizaciones moderadas en su CAPEX, y solo es desplazada parcialmente en escenarios de alto coste. Su papel estructural permite reducir necesidades de almacenamiento.
- El almacenamiento (BESS) muestra una fuerte dependencia del CAPEX para su inclusión en el sistema. Solo con costes significativamente reducidos se convierte en una opción económicamente viable, lo que refleja su papel de tecnología facilitadora, más que base del suministro.

En conjunto, estos resultados permiten identificar **umbrales económicos clave** a partir de los cuales la solución óptima se transforma. Además, confirman la utilidad de la herramienta desarrollada como soporte a la toma de decisiones tecnológicas en escenarios energéticos complejos. La capacidad del modelo para adaptar el mix a los cambios relativos en los precios de inversión es un indicador de su solidez y relevancia en contextos reales de planificación energética.

Capítulo 3. Conclusiones y líneas futuras

Este trabajo ha desarrollado una herramienta de optimización que permite analizar combinaciones de tecnologías renovables (fotovoltaica, eólica terrestre y almacenamiento BESS) para abastecer perfiles de consumo continuo al menor coste nivelado de energía (LCOE), bajo restricciones de cobertura renovable. Los resultados obtenidos permiten extraer una serie de conclusiones técnicas y estratégicas relevantes:

1. **Viabilidad de PPAs baseload renovables:** mediante una adecuada hibridación de tecnologías y el uso de almacenamiento, es posible acercarse a perfiles de suministro firmes con energía 100% renovable. Esto abre la puerta a modelos de contratación tipo PPA para consumidores industriales con demandas constantes.
2. **Influencia del porcentaje mínimo de cobertura:** a medida que se incrementa el porcentaje de suministro renovable exigido, el LCOE aumenta de forma progresiva, reflejando la penalización económica de garantizar firmeza con tecnologías variables. El comportamiento de la herramienta ante esta restricción valida su utilidad como soporte a la toma de decisiones.
3. **Análisis de sensibilidad al CAPEX:** el estudio de variaciones en el CAPEX de cada tecnología muestra cómo cambia la composición óptima del mix y el LCOE total. La fotovoltaica es la tecnología más sensible, mientras que la eólica aporta complementariedad horaria y la batería actúa como elemento facilitador condicionado a un CAPEX competitivo.
4. **Robustez y versatilidad de la herramienta:** uno de los principales valores del modelo desarrollado es su capacidad de adaptarse a diferentes condiciones de contorno. La herramienta permite modificar fácilmente los perfiles de consumo, los perfiles horarios de generación, los precios de CAPEX/OPEX o los parámetros macroeconómicos. Esto la convierte en una herramienta válida para estudios de viabilidad a medida, comparación de emplazamientos o escenarios futuros de mercado.
5. **Aplicabilidad práctica y líneas futuras:** la herramienta puede utilizarse como base para analizar proyectos reales de suministro industrial o de producción de H₂ renovable. Entre las líneas futuras destacan: añadir nuevas tecnologías (biomasa, geotermia, CSP), incorporar restricciones económico-financieras (payback, VAN), y desarrollar una interfaz gráfica para facilitar su uso por terceros.

En definitiva, este trabajo contribuye al avance del diseño de sistemas renovables híbridos con cobertura firme, combinando rigor técnico con una herramienta flexible y orientada a aplicaciones reales en la transición energética.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Directiva - 2018/2001 - EN - EUR-Lex.* (n.d.). Retrieved February 28, 2025, from <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex:32018L2001>
- [2] *Reglamento - UE - 2023/2405 - EN - EUR-Lex.* (n.d.). Retrieved February 28, 2025, from https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ:L_202302405
- [3] *BOE.es - DOUE-L-2023-81311 Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de septiembre de 2023 relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE.* (n.d.). Retrieved February 28, 2025, from <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-81311>
- [4] *Regulation - EU - 2024/1735 - EN - EUR-Lex.* (n.d.). Retrieved February 28, 2025, from https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L_202401735
- [5] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.* (n.d.).
- [6] *REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2023/1184 DE LA COMISIÓN.* (n.d.).
- [7] *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2023. IRENA.* (n.d.).
- [8] *LAZARD LCOE.* (n.d.).
- [9] *Geotermia en El Salvador. CEL.* (n.d.).