



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

GESTIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES E INTEGRACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Autor: Carlota Prados Martín

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid. Junio de 2026.

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título:

Proyecto de gestión y almacenamiento de energías renovables e integración en redes eléctricas inteligentes

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2025/26 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Carlota Prados Martin

Fecha: 17/06/2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Jaime Navarro Ocón

Fecha: 18/06/2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Proyecto de gestión y almacenamiento de energías renovables e integración en redes eléctricas inteligentes** de la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025/2026** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

Se ha hecho uso de herramientas de Inteligencia Artificial para la fase de investigación y organización de este proyecto. Se utilizó para una primera lluvia de ideas, clarificación de conceptos, estructuración de los apartados del y como apoyo metodológico antes de la realización y redacción final.



Firmado (alumno): Carlota Prados Martín

Fecha: 17/06/2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
	
Fdo: Jaime Navarro Ocón	Fdo:
Fecha: 18/06/2026	Fecha:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

GESTIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES E INTEGRACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Autor: Carlota Prados Martín

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid. Junio de 2026.

Agradecimientos

A mis padres y hermanos, por todos estos años de universidad en los que han sido un apoyo incondicional en todo momento.

A mis amigos y compañeros, por haber compartido con ellos esta experiencia en la que hemos aprendido a ayudarnos unos a otros.

A mi tutor Jaime Navarro, por guiarme en todo este proceso.

GESTIÓN Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES E INTEGRACIÓN EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Autor: Prados Martín, Carlota.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado desarrolla un modelo de optimización basado en la Programación Lineal Entera Mixta para simular la operación y gestión de un sistema híbrido de energía solar fotovoltaica (PV) y almacenamiento energético en baterías (BESS) en el municipio de Ahigal (Cáceres). El modelo persigue minimizar el coste energético diario de la planta mediante el arbitraje de precios en el mercado eléctrico español. Los resultados muestran que el sistema PV + BESS constituye una solución sólida y rentable, con un ahorro operativo anual del 25,24%, mientras que el sistema de almacenamiento no resulta viable de forma aislada bajo las condiciones establecidas, necesita el respaldo de la energía renovable.

Palabras clave: almacenamiento energético, redes inteligentes, generación fotovoltaica, BESS, optimización, arbitraje de precios.

1. Introducción

La transición del actual sistema eléctrico hacia la descarbonización y la digitalización de las redes presenta el gran reto de hacer frente a la intermitencia de las fuentes de energía renovable, ya que su generación y disponibilidad depende, en muchos casos, de recursos naturales como el sol o el viento. Además, según indica un estudio del IIT junto con la consultora EY, la demanda eléctrica española podría crecer más de un 33% para 2030 [1], lo que intensifica la necesidad de adaptar el sistema eléctrico ante un crecimiento de carga. Ante esta problemática, los sistemas de almacenamiento permiten absorber los excedentes de energía renovable para liberarlos en los picos demanda. Combinar la potente solución del almacenaje energético con redes inteligentes, permite gestionar activamente el flujo de energía, y permite adoptar un modelo energético flexible y sostenible.

2. Definición del proyecto

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar un modelo de optimización para simular la operación de un sistema PV + BESS, que debe hacer frente a la demanda eléctrica de un municipio real, buscando minimizar el coste energético final mediante el arbitraje de precios

del mercado eléctrico en el año 2023. Para lograrlo se estudiarán las principales tecnologías de almacenamiento, así como la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico, con el fin de identificar las soluciones que mejor se adapten a las fuentes de generación renovable y el arbitraje de precios. Finalmente se desarrollará el modelo en Python, con el solver CBC de la librería OR-Tools, para determinar los ciclos de carga y descarga óptimos de la batería a partir de perfiles reales de generación, demanda y precio. La ubicación elegida para modelar este sistema es el municipio de Ahigal, en la provincia de Cáceres. Esta elección responde a la alta irradiación solar que tiene la región a lo largo del año, convirtiéndola en una de las zonas más favorables de todo España para instalar un sistema fotovoltaico.

3. Descripción del sistema

El sistema de trabajo está compuesto por 3 elementos principales. En primer lugar, una instalación solar fotovoltaica de 1MWp, formada por paneles de silicio cristalino. En segundo lugar, un sistema de almacenamiento en baterías de ion Litio, con una capacidad de 1MWh y una potencia nominal de 500 kW. Finalmente, la conexión con la red eléctrica que permite tanto la compra como la venta de energía en el sistema. Estos 3 elementos operan conjuntamente para cubrir en todo momento la demanda eléctrica del municipio de Ahigal. El modelo de optimización se formula como un problema de Programación Lineal Entera Mixta (MILP), mediante variables continuas que representan las potencias de carga, descarga, compra, y venta de red, y el estado de carga de la batería, entre otros elementos. Además, se ha hecho uso de variables binarias para garantizar que la batería no realice operaciones de carga y descarga o compra y venta simultáneas. La función objetivo implementada en el modelo minimizará el coste operativo para cada hora simulada. Los datos de entrada que recibe el modelo se han obtenido de recursos oficiales como el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), Red Eléctrica de España (REE), o la base de datos SARA3 de la plataforma PVGIS. Para el emplazamiento y periodo seleccionado, estos datos reflejan un precio medio de 87,10 €/MWh [2], una generación fotovoltaica anual de 1.576 MWh [3] y una demanda anual de 5.137 MWh [4].

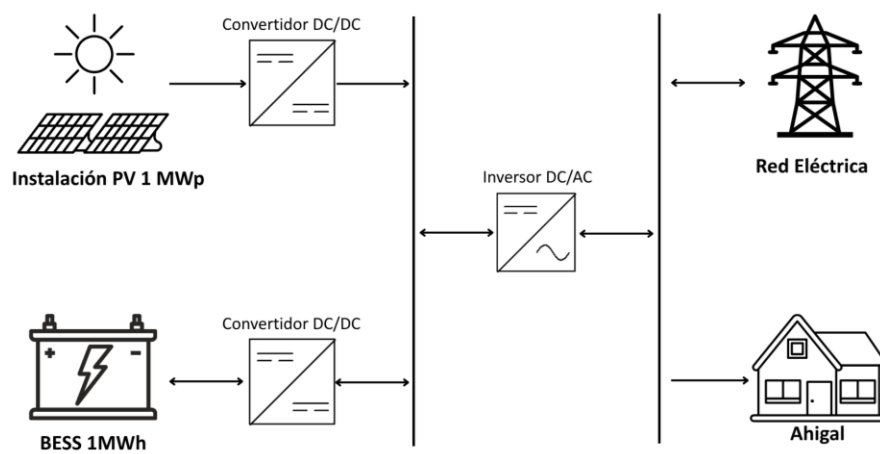


Ilustración 1: Arquitectura del sistema fotovoltaico y almacenamiento energético integrado. Elaboración propia.

4. Resultados

El modelo se ha simulado a partir de los datos de entrada para el año 2023, distinguiendo dos niveles de análisis. Por una parte, un estudio diario de cuatro días representativos, uno para cada estación, y cuatro días con condiciones extremas de generación, demanda o precio. Por otra parte, una simulación completa de todo el año 2023, bajo una operación encadenada del estado de carga de la batería. Los resultados revelan un claro comportamiento estacional. En meses con fuerte generación fotovoltaica y elevada volatilidad horaria en el perfil de precios del mercado eléctrico, el ahorro marginal del sistema de almacenamiento es mayor ya que el modelo logra identificar fácilmente las horas en las que se debe cargar o descargar la batería para obtener el resultado óptimo. Esto ocurre especialmente en la primavera, en concreto, en el mes de abril se obtuvo un ahorro máximo de 8,28%, calculado sobre el coste operativo de ese mes. En cambio, el ahorro se reduce en los meses de invierno, cuando la generación fotovoltaica cae drásticamente por la falta de recurso solar, y la demanda eléctrica aumenta al tratarse de meses fríos y oscuros. Esto deriva en un perfil de precios de mercado elevado y estable, con poca volatilidad a lo largo de la jornada, lo cual reduce las oportunidades de arbitraje. En diciembre el ahorro marginal del BESS fue de apenas un 0,66%. La siguiente figura muestra los ahorros mensuales, en euros, que consigue el sistema de almacenamiento de manera marginal sobre la instalación fotovoltaica, en base al coste operativo de cada mes.

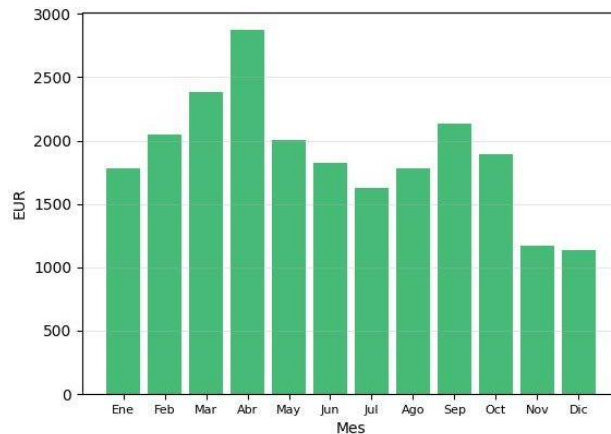


Figura 1: Resultados mensuales del ahorro marginal del sistema de almacenamiento. Elaboración propia.

5. Conclusiones

Los resultados de las simulaciones del modelo, junto con un análisis de viabilidad económica realizado, muestran que el sistema híbrido de la instalación fotovoltaica con almacenamiento en baterías es una solución sólida y rentable para la problemática presentada:

- El sistema PV+BESS genera un ahorro operativo del 25,24% respecto un escenario sin generación renovable ni almacenamiento energético en el municipio.
- La TIR final es del 10,2%, superior a la tasa de descuento del 7% aplicada.
- El VAN resulta en 244.406€ con un payback simple de 8,7 años.

Sin embargo, bajo las condiciones de mercado de 2023, el arbitraje de precios no resulta suficiente para justificar económicamente la instalación de un sistema de almacenamiento en baterías de forma aislada, es decir, sin generación renovable asociada. Esto confirma que, para el municipio rural presentado en el trabajo, el verdadero valor del almacenamiento energético reside en la integración de este con una fuente de generación renovable, como la fotovoltaica, y no en su operación independiente. En definitiva, el sistema de almacenamiento no penaliza la viabilidad del proyecto, sino que aporta diversos beneficios como gestionar la energía generada por la instalación fotovoltaica, reducir la dependencia de la red durante picos de demanda y añade flexibilidad y sostenibilidad a lo largo de toda la operación del sistema.

6. Referencias

- [1] Mateo, C.; Martínez, M.; Romeo, M.; Martín, F.; Gómez, T. (IIT-Comillas); Sánchez Álvarez, M.; Romero, M. (EY). *Modelo de previsión de Demanda y*

estimación de necesidades de inversión 2025-2035. Estudio preparado para AELEC.
26 de septiembre de 2025.

- [2] OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). Precios del mercado diario e intradiario de electricidad. Recuperado de: <https://www.omie.es>
- [3] PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), base de datos SARAH-3. Comisión Europea, JRC. Recuperado de: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [4] Red Eléctrica de España (REE) / e·sios. Datos de demanda eléctrica nacional. Recuperado de: <https://www.esios.ree.es>

MANAGEMENT AND STORAGE OF RENEWABLE ENERGIES AND INTREGATION INTO SMART GRIDS

Author: Prados Martín, Carlota.

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This Final Degree Project develops an optimization model based on Mixed Integer Linear Programming to simulate the operation and management of a hybrid solar photovoltaic installation (PV) with a battery energy storage system (BESS) in the municipality of Ahigal (Cáceres). The model aims to minimize the daily energy cost of the installation through price arbitrage in the Spanish electricity market. The results show that the PV + BESS system constitutes a solid solution that achieves an annual operating saving of 25.24%, while the battery storage system is not viable on its own under the established conditions, requiring the backup of renewable energy.

Keywords: energy storage, smart grids, photovoltaic generation, BESS, optimization, price arbitrage.

1. Introduction

The transition of the actual electrical system towards decarbonization and grid digitalization presents the major challenge of addressing the intermittency of renewable energy sources, since their generation and availability often depend on natural resources such as sun or wind. Furthermore, according to a study by the IIT and the firm EY, Spanish electricity demand could grow by more than 33% by 2030 [1], which intensifies the need to adapt the system to this load growth. To solve all these problems, storage systems make it possible to absorb renewable energy surpluses and release them during demand peaks. Combining this powerful solution of energy storage with smart grids, an active and sustainable management of energy is achieved.

2. Project definition

The main objective of this project is to develop an optimization model to simulate the operation of a PV + BESS system, which must meet the electricity demand of a real municipality and minimize its final energy cost through price arbitrage in the electricity market in 2023. To achieve this, the main storage technologies will be studied, as well as the structure and operation of the Spanish electrical market, to identify the solutions best suited

with renewable energies and price arbitrage. The model will be developed in Python, using the CBC solver from the OR-Tools library, to determine the optimal charge and discharge cycles of the battery based on real generation, demand and price data. The location chosen for this system is the municipality of Ahigal, in Cáceres. This choice responds to the high solar irradiation that this region receives throughout the year, making it one of the most favorable areas in all of Spain for photovoltaic systems.

3. System description

The system consists of three main elements. Firstly, a 1 MWp photovoltaic installation, made up of crystalline silicon panels. Secondly, a lithium-ion battery storage system, with a 1MWh capacity and a rated power of 500 kW. And finally, the connection to the electrical grid, that allows both the purchase and sale of energy within the system. These three elements operate jointly to meet the electricity demand of Ahigal. The optimization model is formulated as a Mixed Integer Linear Programming (MILP) problem, using continuous variables that represent the charging, discharging, grid purchase and grid sale power of the battery, and its state of charge, among other elements. In addition, binary variables have been used to ensure that the battery does not perform simultaneous charging and discharging or buying and selling operations. The objective function implemented in the model minimizes the operating cost for each simulated period. The input data has been obtained from official sources such as the Iberian Energy Market Operator (OMIE), Red Eléctrica de España (REE), and the SARA3 database from PVGIS. For the selected location and period, these data reflect an average price of 87.10 €/MWh [2], an annual photovoltaic generation of 1,576 MWh [3], and an annual electrical load of 5,137 MWh [4].

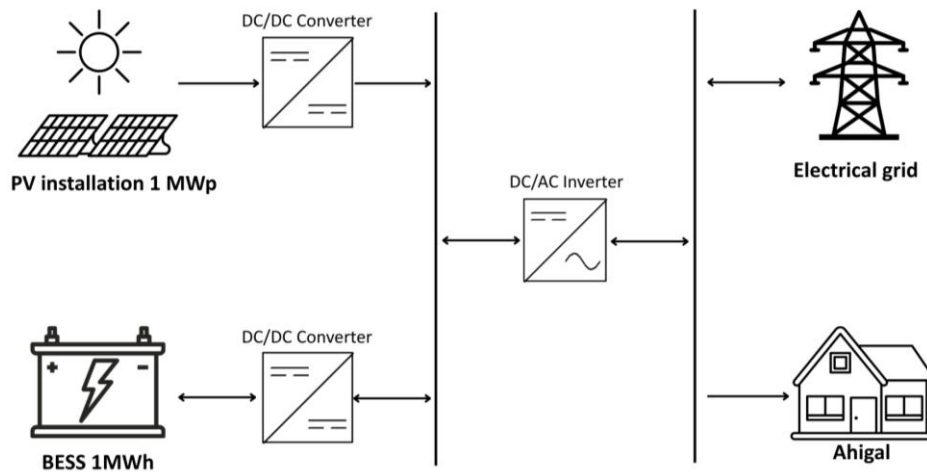


Illustration 1: Architecture of the integrated photovoltaic and energy storage system. Own elaboration.

4. Results

The model has been simulated using the input data for 2023, distinguishing between two levels of analysis. On one hand, a daily study of four representative days, one for each season, and four days with extreme generation, demand or price conditions. And, on the other hand, a complete simulation for the year 2023, under a chained operation of the battery's state of charge. The results reveal a clear seasonal pattern. In months with strong photovoltaic generation and high hourly volatility in the electricity market price, the marginal saving of the storage system is greater, since the model can more easily identify the hours in which the battery should be charged or discharged to obtain the optimal result. This is the case of spring; specifically, the month of April that achieved a maximum saving of 8.28%, calculated on that month's operating cost. Meanwhile, savings decrease in the winter, when photovoltaic generation drops sharply due to the lack of solar resources, and electricity demand increases since these are cold and dark months. This results in a high and stable market price profile, with little volatility throughout the day, which reduces arbitrage opportunities. In December, the marginal saving from the BESS was just 0.66%. The following figure shows the monthly savings, in euros, achieved marginally by the storage system over the photovoltaic installation, based on each month's operating cost.

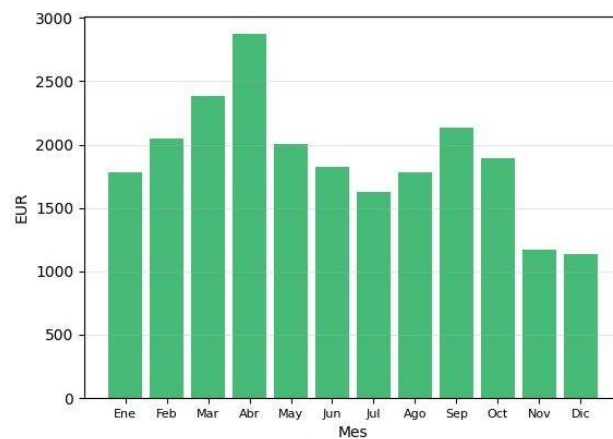


Figure 1: Monthly results of the marginal saving from the storage system. Own elaboration.

5. Conclusions

The results of the simulations, together with an economic viability analysis, show that the hybrid system that combines the photovoltaic installation with the battery storage is a solid and profitable solution to the problem presented:

- The PV+BESS system generates an operating saving of 25.24% compared to a scenario without renewable generation or energy storage.

- The final IRR is 10.2%, higher than the 7% discount rate applied.
- The NPV amounts to €244,406, with a simple payback period of 8.7 years.

However, under 2023 market conditions, price arbitrage alone is not sufficient to economically justify the installation of a battery storage system by itself, that is, without a renewable generation source. This confirms that, for the chosen rural municipality, the true value of energy storage lies in its integration with a renewable source, such as PV, rather than in standalone operation. Ultimately, the storage system does not penalize the project's viability, rather, it provides several benefits, such as managing the energy generated by the photovoltaic installation, reducing dependence on the electrical grid during load peaks, and adding flexibility and sustainability to the system's operation.

6. References

- [1] Mateo, C.; Martínez, M.; Romeo, M.; Martín, F.; Gómez, T. (IIT-Comillas); Sánchez Álvarez, M.; Romero, M. (EY). *Modelo de previsión de Demanda y estimación de necesidades de inversión 2025-2035*. Estudio preparado para AELEC. 26 de septiembre de 2025.
- [2] OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía). Precios del mercado diario e intradiario de electricidad. Recuperado de: <https://www.omie.es>
- [3] PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), base de datos SARA3. Comisión Europea, JRC. Recuperado de: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [4] Red Eléctrica de España (REE) / e-sios. Datos de demanda eléctrica nacional. Recuperado de: <https://www.esios.ree.es>

Índice de la memoria

Capítulo 1	Introducción	11
1.1	Motivación del proyecto.....	11
1.2	Contexto energético actual en España.....	13
1.3	Objetivos del proyecto.....	15
1.4	Recursos empleados	16
Capítulo 2	Estado del arte	19
2.1	Actuales soluciones tecnológicas de almacenamiento energético.....	19
2.1.1	Almacenamiento mecánico.....	20
2.1.2	Almacenamiento electroquímico	25
2.1.3	Almacenamiento químico	27
2.1.4	Almacenamiento eléctrico directo.....	28
2.1.5	Almacenamiento térmico	29
2.1.6	Comparativa de los sistemas de almacenamiento energético	30
2.2	La integración de las energías renovables en redes eléctricas inteligentes	33
2.2.1	Funcionamiento de una smart grid	34
2.2.2	Componentes principales de una smart grid.....	35
2.2.3	Integración de las renovables en las redes inteligentes	36
2.2.4	Principales ventajas de las redes inteligentes	37
2.2.5	El papel de la inteligencia artificial en las smart grids	37
2.2.6	Tendencias emergentes y el futuro de las smart grids.....	38
2.3	El mercado eléctrico español.....	39
2.3.1	La estructura del sistema eléctrico.....	39
2.3.2	El mercado mayorista.....	41
2.3.3	El impacto de las renovables en el mercado eléctrico español.....	49
2.4	Revisión de trabajos similares.....	53
Capítulo 3	Presentación del sistema	57
3.1	La instalación fotovoltaica	59
3.1.1	Localización de la planta solar fotovoltaica	59
3.1.2	Parámetros técnicos de la instalación fotovoltaica	60
3.2	El sistema de almacenamiento en baterías: BESS.....	63

3.2.1	<i>Principales componentes y arquitectura del BESS</i>	64
3.2.2	<i>Parámetros técnicos del sistema de almacenamiento</i>	66
3.3	<i>Demanda eléctrica</i>	70
3.4	<i>Conexión con la Red Eléctrica</i>	73
3.5	<i>Datos de entrada</i>	74
3.5.1	<i>Generación fotovoltaica</i>	74
3.5.2	<i>Precios horarios OMIE</i>	80
3.5.3	<i>Perfil de la demanda eléctrica municipal</i>	84
3.5.4	<i>Resumen mensual de los datos de entrada</i>	89
Capítulo 4	<i>El modelo de optimización</i>	91
4.1	<i>La Programación Lineal Entera Mixta</i>	91
4.2	<i>Las variables de decisión</i>	94
4.2.1	<i>Variables continuas</i>	94
4.2.2	<i>Variables binarias</i>	95
4.3	<i>La función objetivo</i>	95
4.4	<i>Las restricciones</i>	96
4.4.1	<i>Balance energético</i>	96
4.4.2	<i>Dinámica de carga de la batería</i>	97
4.4.3	<i>Exclusiones mutuas</i>	97
4.5	<i>Herramientas utilizadas en el entorno de trabajo</i>	98
4.5.1	<i>Lenguaje de programación</i>	98
4.5.2	<i>Librería OR-Tools</i>	99
4.5.3	<i>Librerías auxiliares</i>	99
4.5.4	<i>Método de resolución</i>	100
4.6	<i>Flujo de datos y ejecución del modelo</i>	100
Capítulo 5	<i>Interpretación y Análisis de los resultados obtenidos</i>	103
5.1	<i>Análisis diario</i>	103
5.1.1	<i>Análisis de días tipo por estación</i>	104
5.1.2	<i>Análisis de días con condiciones extremas</i>	112
5.2	<i>Análisis completo anual</i>	121
Capítulo 6	<i>Análisis de sensibilidad</i>	127
6.1	<i>Sensibilidad a la capacidad energética del sistema de almacenamiento</i>	127

6.1.1	<i>Efecto del perfil de precios horario sobre el análisis de sensibilidad de capacidad</i>	131
Capítulo 7	<i>Viabilidad económica</i>	135
7.1	Parámetros económicos	136
7.2	Ahorros operativos	138
7.3	Resultados del análisis de viabilidad económica	139
Capítulo 8	<i>Objetivos de Desarrollo Sostenible</i>	145
8.1	Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante	146
8.2	Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructuras	146
8.3	Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles	147
8.4	Objetivo 13: Acción por el clima	147
Capítulo 9	<i>Conclusiones y Líneas Futuras</i>	149
9.1	Principales conclusiones	149
9.2	Líneas futuras de trabajo	153
Capítulo 10	<i>Bibliografía</i>	155
ANEXOS		163

Índice de figuras

Figura 1: Resultados mensuales del ahorro marginal del sistema de almacenamiento. Elaboración propia.....	14
Figura 2: Potencia fotovoltaica instalada en España 2016-2026. Elaboración propia. Datos de REE.....	13
Figura 3: Comparativa económica de diferentes sistemas de almacenamiento. Fuente: Energy Storage Association (ESA). Recuperado de: https://www.researchgate.net/figure/Capital-costs-of-different-energy-storage-systems-per-unit-of-power-and-per-unit-of_fig25_255380937	32
Figura 4: Curvas agregadas de oferta y demanda. Periodo H14Q1, 18/05/2026. Fuente: OMIE. Recuperado de: https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves	43
Figura 5: Curvas agregadas de oferta y demanda. Periodo H21Q1, 18/05/2026. Fuente: OMIE. Recuperado de: https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves	44
Figura 6: Evolución de la proporción de horas con precios mayoristas negativos (2019-2025). Fuente: IEA.	49
Figura 7: Evolución del precio spot medio mensual del mercado diario español (2015-2026). Elaboración propia. Datos de REE.	50
Figura 8: La curva de pato del mercado eléctrico californiano. Fuente: Energy Information Administration (EIA). Recuperado de: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880	52
Figura 9: Irradiación media mensual (2013-2023) en Ahigal. Elaboración propia. Datos de PVGIS.....	60
Figura 10: Evolución de la población de Ahigal 2005-2025. Fuente: INE. Recuperado de: https://www.ine.es/	72
Figura 11: Perfil horario de potencia generada en la instalación fotovoltaica durante 2023. Elaboración propia. Datos de PVGIS.	76

Figura 12: Potencia media mensual generada por la instalación fotovoltaica en 2023. Elaboración propia. Datos de PVGIS.	77
Figura 13: Perfil horario de generación fotovoltaica para días representativos de cada estación. Datos obtenidos de PVGIS para una instalación de 1 MWp en Ahigal (Cáceres), año 2023. Elaboración propia.	78
Figura 14: Evolución de los precios del mercado diario en España durante 2023. Fuente: OMIE.	82
Figura 15: Heatmap del precio horario medio mensual (€/MWh) en 2023. Elaboración propia. Datos de OMIE.	83
Figura 16: Perfil horario del mercado diario en 2023. Elaboración propia. Datos de OMIE.	84
Figura 17: Perfil horario de potencia demandada en el municipio de Ahigal durante 2023. Elaboración propia. Datos de REE.	86
Figura 18: Potencia media mensual demandada por el municipio en 2023. Elaboración propia. Datos de REE.	87
Figura 19: Perfil horario de demanda eléctrica para días representativos de cada estación. Elaboración propia. Datos obtenidos de REE.	88
Figura 20: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 9 de enero de 2023. Elaboración propia.	106
Figura 21: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 3 de mayo de 2023. Elaboración propia.	108
Figura 22: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 8 de agosto de 2023. Elaboración propia.	110
Figura 23: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 21 de septiembre de 2023. Elaboración propia.	112
Figura 24: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 21 de febrero de 2023. Elaboración propia.	115
Figura 25: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 18 de mayo de 2023. Elaboración propia.	117

Figura 26: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 3 de agosto de 2023. Elaboración propia.....	119
Figura 27: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 16 de octubre de 2023. Elaboración propia.....	121
Figura 28: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el año completo 2023. Elaboración propia.....	123
Figura 29: Resumen del ahorro mensual para el análisis de sensibilidad por capacidad del BESS. Elaboración propia.	129
Figura 30: Perfil del precio spot del 09/04 y el 06/06 de 2023. Datos de OMIE. Elaboración propia.	132
Figura 31: VAN acumulado durante el periodo de evaluación. Elaboración propia.....	142

Índice de tablas

Tabla 1: Comparativa de tecnologías de almacenamiento energético. Elaboración propia.	31
Tabla 2: Parámetros técnicos de la instalación fotovoltaica. Elaboración propia	63
Tabla 3: Parámetros técnicos del BESS. Elaboración propia.....	70
Tabla 4: Parámetros técnicos de conexión con la red eléctrica	74
Tabla 5: Heatmap de la producción fotovoltaica para diferentes días del año. Elaboración propia. Datos de PVGIS.	80
Tabla 6: Resumen mensual de precios y energía negociada en el mercado diario español, 2023. Fuente: OMIE	82
Tabla 7: Resumen mensual datos de entrada.....	89
Tabla 8: Resumen de resultados para los días tipo representativos de cada estación. Elaboración propia.....	104
Tabla 9: Resumen de resultados para los días con condiciones extremas de operación. Elaboración propia.....	113
Tabla 10: Resumen mensual de costes operativos y ahorro del sistema para el año 2023. Elaboración propia.....	124
Tabla 11: Ahorro anual del sistema en función de la capacidad del BESS. Elaboración propia.	129
Tabla 12: Ahorro diario por escenario de capacidad para los días representativos del análisis de sensibilidad. Elaboración propia.....	133
Tabla 13: Parámetros económicos para el análisis de viabilidad económica del proyecto. Elaboración propia.....	137
Tabla 14: Resultado de los parámetros económicos para el análisis de viabilidad económica del proyecto. Elaboración propia.....	138
Tabla 15: Resumen ahorro anual. Elaboración propia.	138
Tabla 16: Flujo neto anual. Elaboración propia.	139
Tabla 17: Resultados de indicadores financieros para el análisis de viabilidad. Elaboración propia.	140

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Arquitectura del sistema fotovoltaico y almacenamiento energético integrado. Elaboración propia.....	13
Ilustración 2: Distribución de la potencia instalada de almacenamiento energético en España en 2025. Fuente: REE. Recuperado de: https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento/potencia-instalada-almacenamiento	14
Ilustración 3: Central hidroeléctrica de Aldeadávila. Fuente: Ayuntamiento de Aldeávil de la Ribera. Recuperado de: https://aldeadavila.es/presa-de-iberdrola/	22
Ilustración 4: Estructura interna de un sistema de almacenamiento de aire comprimido. Fuente: Nature Energy. Recuperado de: https://www.nature.com/articles/s41560-018-0311-0	24
Ilustración 5: Componentes principales de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS). Fuente: Pilot Energy. Recuperado de: https://www.pilotenergystorage.com/the-ultimate-guide-to-battery-energy-storage-systems-bess/	26
Ilustración 6: Vista de la planta termosolar Gemasolar en Sevilla. Fuente: Wikipedia. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Gemasolar	30
Ilustración 7: Curva de orden de mérito en la generación eléctrica. Fuente: PV Maps. Recuperado de: https://pv-maps.com/blog/precio-omie-tiempo-real-fotovoltaica	46
Ilustración 8: Esquema del sistema integrado de la instalación fotovoltaica con sistema de almacenamiento en baterías. Elaboración propia.	57
Ilustración 9: Distribución geográfica peninsular de las instalaciones de energía solar fotovoltaica. Fuente: REE. Recuperado de: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/2024/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia	58
Ilustración 10: Ubicación exacta de trabajo. Fuente: Google Earth. Recuperado de: https://www.google.es/intl/es/earth/index.html	59
Ilustración 11: Vista panorámica de Ahigal. Fuente: Wikipedia. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Ahigal_(C%C3%A1ceres)	71

Ilustración 12: Bases de datos de PVGIS. Fuente: PVGIS. Recuperado de: https://pvgis.com/en/user-manual	75
Ilustración 13: Ejemplo ilustrativo de un modelo matemático global del algoritmo MILP. Fuente: Blog Gestión de Operaciones. Recuperado de: https://gestiondeoperaciones.net/programacion-entera/que-es-la-programacion-entera/attachment/dominio-lineal-y-entero/	92
Ilustración 14: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Organización de Naciones Unidas. Recuperado de: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/	145

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

El actual sistema eléctrico, la estructura y funcionamiento, exige una plena transformación, orientada hacia la descarbonización de la economía, el uso de fuentes de energía renovables, y la digitalización de la red. Estos cambios necesitan de soluciones avanzadas que sean capaces de operar el sector energético con la mayor viabilidad posible, garantizando estabilidad y eficiencia en el suministro. En este contexto, la gestión eficiente de las energías renovables, el almacenamiento energético, y su integración en redes inteligentes dejan de ser una opción o alternativa para convertirse en una potente solución clave para el sistema eléctrico. El presente Trabajo de Fin de Grado aborda esta problemática a través de un caso de estudio real, desarrollando un modelo de optimización a una planta solar fotovoltaica híbrida con almacenamiento en baterías en el municipio de Ahigal, Cáceres.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Un estudio del Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) y la consultora EY realizado para la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC), indica que la demanda eléctrica en España crecerá entre un 33% y un 54% para el año 2030, con proyecciones que apuntan a que se duplicará para 2035 [1]. Este crecimiento responde a la necesidad de electrificar la economía para reducir la dependencia de fuentes energéticas fósiles y aumentar la descarbonización globalmente. Sin embargo, en este contexto existe un gran desafío: hace falta aprender a gestionar y almacenar este enorme volumen de energía garantizando flexibilidad, eficiencia y seguridad en el suministro en todo momento.

Para cubrir la creciente demanda eléctrica respetando el medio ambiente será necesario aumentar el potencial de las energías renovables, incorporándolas como la principal fuente de generación en el sistema reduciendo así el impacto del dióxido de carbono. No obstante, sustituir las fuentes energéticas tradicionales por recursos renovables, no es tan fácil y presenta una fuerte barrera técnica: la naturaleza y la disponibilidad de las energías

renovables es intermitente ya que depende de condiciones climatológicas. Además, muchos recursos renovables, como la energía fotovoltaica, no se encuentran operativos en el sistema en las horas de mayor consumo, lo cual genera dificultades en la operación para lograr abastecer mucha demanda eléctrica en picos de carga y aumenta el riesgo de sufrir vertidos de energía limpia en los picos de producción. No solo el crecimiento de la demanda eléctrica hace plantearse todos estos desafíos, sino también la creciente vulnerabilidad de la red que se ha podido ver en recientes episodios de apagones eléctricos en grandes áreas metropolitanas. Estos sucesos cuestionan la capacidad de las redes eléctricas convencionales para de enfrentare a futuras contingencias y garantizar la seguridad en el sistema.

Ante esta problemática, es necesario desarrollar sistemas capaces de almacenar y absorber los excedentes de las energías renovable, para liberarlos en períodos de alta demanda. Así se desacopla la generación del consumo y existe una mayor flexibilidad y seguridad en el sistema, reduciendo la dependencia de la red eléctrica convencional y minimizando el riesgo de interrupciones en el suministro eléctrico.

No obstante, el almacenamiento por sí solo no es suficiente: es necesario implementar nuevas redes eléctricas, redes inteligentes o *smart grids*. Estas redes modernas, optimizan la gestión de la energía en el sistema para integrar de forma activa a todos los participantes de este. A través de herramientas digitales, automatizan el suministro eléctrico en base a la demanda en cada momento, consiguiendo así una distribución energética segura, rentable y comprometida con el medio ambiente.

En definitiva, el potencial de almacenar y gestionar excesos renovables, combinado con la estructura de redes inteligentes, abre la puerta a un modelo energético flexible, potente y sostenible. Mediante este trabajo se pretende explotar y cuantificar el valor de estas tecnologías, con un caso de estudio real.

1.2 CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL EN ESPAÑA

Hoy en día, las energías renovables representan la principal fuente de generación eléctrica en España. Según indica el Informe del Sistema Eléctrico de 2025 elaborado por Red Eléctrica (REE) [2], la producción renovable representó exactamente el 55,5% del mix nacional de este último año. El sistema eléctrico español finalizó el año 2025 con un total de 142.558 MW instalados, de los cuales un 67,1%, es decir, 95.600 MW son fuentes de generación renovable. Además, según los resultados del informe, solamente la potencia instalada de generación renovable incorporó a su total cerca de 10 GW, de los cuales aproximadamente 9 GW se corresponden a la tecnología solar fotovoltaica. En la siguiente figura se puede observar la evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España, pasando de 4.693 MW en 2016, a 53.520 MW actualmente en 2026.

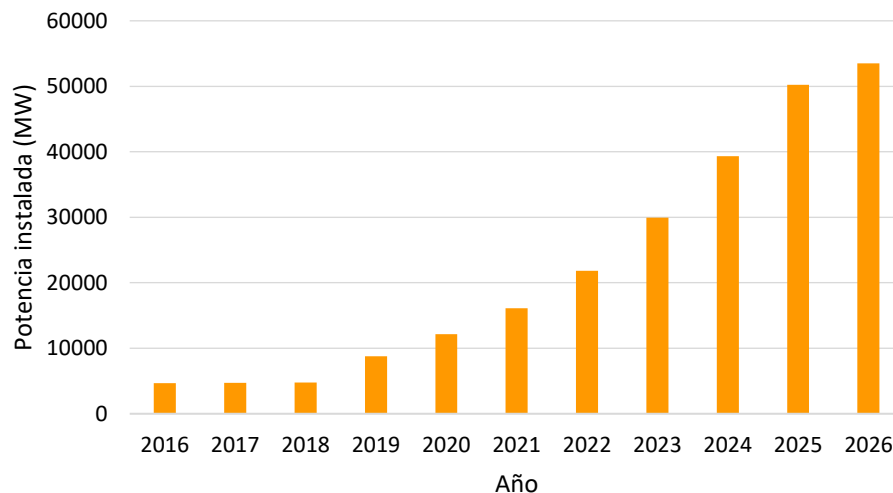


Figura 2: Potencia fotovoltaica instalada en España 2016-2026. Elaboración propia. Datos de REE.

En cuanto al estado actual del almacenamiento energético en España, la potencia instalada de almacenamiento del sistema eléctrico español es de 3.484 MW, de los cuales 3.331 MW corresponden a bombeo puro y 153 MW a baterías [2]. No obstante, en términos de cantidad de energía almacenada, esta tecnología está experimentando un crecimiento acelerado. Según datos del último Informe Anual de Autoconsumo Fotovoltaico y Almacenamiento de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), la instalación de baterías en

España creció un 119% en 2025, pasando de 155 MWh instalados en 2024 a 339 MWh en 2025 [3]. En la siguiente imagen se puede observar la distribución de toda la potencia instalada de almacenamiento energético en España, tanto la turbinación por bombeo como baterías.

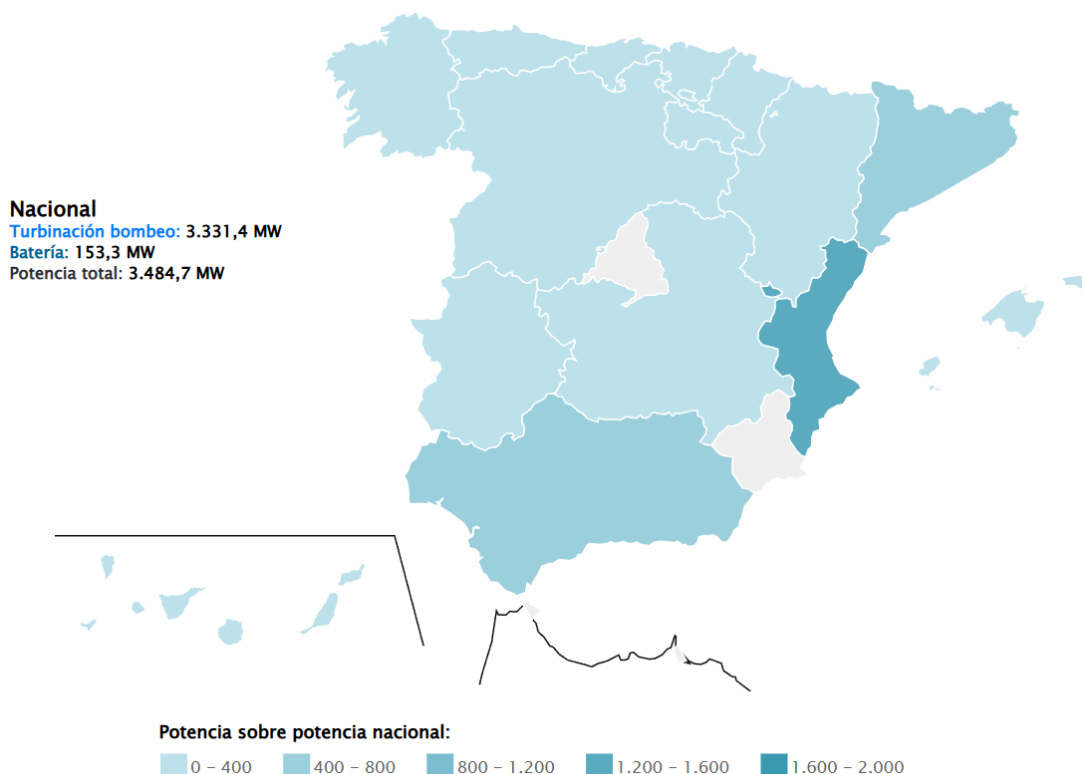


Ilustración 2: Distribución de la potencia instalada de almacenamiento energético en España en 2025.

Fuente: REE. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento/potencia-instalada-almacenamiento>

Aun así, el total de potencia instalada en sistemas de almacenamiento debe seguir creciendo para lograr satisfacer el creciente volumen de excedentes energéticos de fuentes renovables, ante una demanda eléctrica que por segundo año consecutivo registró un incremento. En 2025, la demanda nacional creció en un 2,8%, alcanzando un total de 256 TWh [2]. El crecimiento de la potencia instalada limpia confirma que las renovables son la clave del futuro energético del país, pero también intensifica la necesidad de aportar al sistema

tecnologías capaces de gestionar la generación, de naturaleza tan variable, de las fuentes renovables.

Para responder a esta problemática, el Gobierno de España, impulsado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), elaboró el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030), que establece un marco estratégico que recoge los siguientes objetivos para el año 2030:

- 32% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990
- 48% de renovables sobre el uso final de la energía
- 43% de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final
- 81% de energía renovable en la generación eléctrica
- Reducción de la dependencia energética hasta un 50 %

Estos objetivos confirman que las renovables son la clave que abre las puertas del futuro energético del país. Sin embargo, su naturaleza y comportamiento intermitente hace que la gestión eficiente y el almacenamiento sean los mayores desafíos técnicos.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El propósito principal de este trabajo es desarrollar un modelo de optimización para la gestión y operación de un sistema conjunto de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías, aplicado a un municipio real, con el objetivo de minimizar el coste energético final del mismo mediante el arbitraje de precios del mercado eléctrico español. Para alcanzar esta meta, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Realizar un estudio de las tecnologías de almacenamiento más eficientes actualmente para evaluar tanto técnica como económicamente las diferentes soluciones de almacenamiento de energía que existen hoy en día. Se estudiarán diversos recursos como el bombeo hidráulico, los sistemas de baterías BESS o el hidrógeno verde. De esta manera, comparando sus características, beneficios y costes, se logrará

determinar cuál de ellas se adapta mejor a las necesidades de estabilidad de las renovables dentro de las redes inteligentes en España.

- Analizar el impacto de los excedentes renovables, observando la evolución de los precios horarios del mercado eléctrico español para identificar las franjas de sobreproducción energética y evaluar el potencial del arbitraje de precios a partir de datos reales.
- Desarrollar e implementar el modelo de optimización en Python para gestionar la operación diaria del sistema de almacenamiento. Así, se podrá determinar cuándo conviene cargar y descargar la batería, en función de los precios del mercado y los perfiles de generación y demanda. Además, con el análisis técnico de los resultados, se analizará el comportamiento del sistema PV + BESS en días representativos por estación, días con condiciones extremas y a lo largo de un año completo.
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto, estimando indicadores financieros como el VAN, la TIR y el retorno de inversión de la solución definitiva propuesta. De esta forma, se determinará el coste económico de la transición energética a base de integrar los sistemas de almacenamiento de energía.

1.4 RECURSOS EMPLEADOS

Durante la realización de este trabajo se han empleado varios recursos para obtener datos y para simular y desarrollar el modelo de optimización. Por una parte, los datos oficiales se han obtenido de las siguientes fuentes: los precios del mercado eléctrico se han obtenido del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), y las series históricas de generación y demanda eléctrica son datos reales de Red Eléctrica de España (REE) extraídos de su plataforma pública Esios.

Además, se ha hecho uso del programa PVGIS, desarrollado por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, el cual permite obtener datos de radiación solar,

estimaciones de pérdidas de una instalación fotovoltaica y, finalmente, permite simular la generación de la misma para una ubicación concreta elegida por el usuario.

El modelo de optimización ha sido implementado en Python, utilizando el solver CBC de la librería OR-Tools para la resolución del problema MILP. El entorno de trabajo empleado ha sido Google Colab. Adicionalmente, se ha utilizado Microsoft Excel para el procesamiento, organización de los datos y realización de gráficas y figuras, y Microsoft Word para la redacción de la presente memoria.

Capítulo 2 ESTADO DEL ARTE

Con el fin de asentar las bases teóricas, necesarias para contextualizar y entender correctamente el entorno en el que desarrollará este trabajo, en este capítulo se realizará una revisión del estado del arte de las tecnologías de almacenamiento energético, su integración en las redes eléctricas inteligentes y, la estructura y funcionamiento del mercado eléctrico español. Además, este capítulo finaliza con una revisión de los principales trabajos académicos y proyectos reales de la misma temática que este trabajo.

2.1 ACTUALES SOLUCIONES TECNOLÓGICAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Los sistemas de almacenamiento de energía son aquellas tecnologías encargadas de guardar los excedentes de energía, especialmente generados por las renovables cuando hay baja demanda en la red, para poder utilizar esa electricidad, almacenada, cuando sea necesario, ya sea porque la demanda es alta, o porque se produce un desequilibrio en el sistema.

Según Fátima García, subdirectora de almacenamiento del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO); "en España la potencia instalada de almacenamiento asciende actualmente a unos 7,6 GW, incluyendo centrales hidroeléctricas de bombeo puro y mixto, almacenamiento térmico y baterías, tanto conectadas a red como detrás del contador" [4].

Además, para alinearse correctamente con los retos del PNIEC, el MITECO ha establecido el objetivo de conseguir una potencia total de almacenamiento de unos 22,5 GW para 2030 [5], empleando diversas tecnologías como las baterías, el bombeo o soluciones térmicas. Toda esta multitud de herramientas y recursos tecnológicos, capaces de realizar el almacenaje de energía, son la clave de la transición energética hoy en día. Como la energía eléctrica no se puede almacenar directamente, antes es necesario transformarla en otros tipos

de energía, principalmente energía química o mecánica. Además, dependiendo de la capacidad de los sistemas de almacenamiento, se pueden diferenciar varios tipos de tecnologías de almacenamiento; a gran escala, a nivel de la red o a nivel de usuario.

2.1.1 ALMACENAMIENTO MECÁNICO

Los sistemas de almacenamiento mecánico utilizan energía potencial o cinética para almacenar la energía y transformarla en electricidad. Son tecnologías perfectas para grandes potencias y escalas, y conseguir una gestión masiva de la red.

2.1.1.1 Las centrales hidroeléctricas

En primer lugar, las centrales hidroeléctricas, son aquellas centrales donde a partir de la energía mecánica del agua se consigue generar electricidad. Sin embargo, no todas son capaces de almacenar energía. Dependiendo de la metodología y el funcionamiento, existen diferentes subtipos de centrales:

- ***Centrales de agua fluyente***

Este tipo de centrales se adaptan al régimen hidráulico del río en el que se encuentren. Su funcionamiento se basa en captar parte del caudal natural que circula por un río y conducirlo hacia la central para que sea turbinado. Después, se devuelve al río. Este tipo de centrales tienen unos rangos de muy potencia bajos, generalmente menores a 5 MW. Uno de sus grandes inconvenientes es que, al estar en continuo funcionamiento en base al caudal de agua, no se pueden adaptar a las necesidades de demanda eléctrica de la red.

- ***Centrales de regulación o de embalse***

En este caso, se trata de centrales que cuentan con un embalse a una determinada altura donde se acumula el agua, natural o proveniente de una presa construida. La sala de turbinas se ubica aguas abajo del embalse, para aprovechar el caudal del agua y así generar energía eléctrica. Finalmente, el agua se devuelve al río. Los rangos de potencia suelen ser superiores a las centrales del tipo anterior, representando cerca del 20% del mercado español. Este tipo

de centrales sí que permiten controlar la producción de electricidad en función del caudal que haya y de la demanda de la red.

- Centrales reversibles o de bombeo

Finalmente, el tipo de central que presenta la mayor capacidad de almacenamiento energético, son las centrales hidroeléctricas de bombeo. Estas centrales están compuestas por dos depósitos enormes a diferente altura donde son almacenadas grandes masas de agua. En las horas de poca demanda en la red, el agua del embalse inferior es bombeada al superior para preparar al sistema. Durante los periodos de alta demanda, ocurre lo contrario. El agua almacenada en la presa superior, baja hasta el embalse arrastrada por la gravedad. A su paso, hace girar el eje de una turbina. La energía mecánica de este movimiento es transformada en eléctrica gracias a un generador instalado en la central.

El bombeo hidráulico es la tecnología de almacenamiento más usada en todo el mundo, según la Agencia Internacional de la Energía, representó el 90% del almacenamiento mundial en 2020. China lidera el sector desde 2023, con una capacidad de almacenamiento de 50 GW, aproximadamente el 30 % de la capacidad mundial [6].

España cuenta 18 centrales hidroeléctricas de bombeo, puras y mixtas, que cuentan con una capacidad total instalada de unos 6 GW [7]. Entre las centrales más importantes de nuestro país destacan; la Central de Aldeadávila, en el curso medio del Duero con un total de 1.243 MW instalados, la Central de José María Oriol en Alcántara (Extremadura) que se localiza en uno de los embalses más grandes de España y cuenta con 957 MW de potencia instalados, y, por último, la Central de Villarino en el curso inferior del río Tormes tiene 857 MW instalados. Todas estas centrales son de Iberdrola [7].



Ilustración 3: Central hidroeléctrica de Aldeadávila. Fuente: Ayuntamiento de Aldeadávila de la Ribera.

Recuperado de: <https://aldeadavila.es/presa-de-iberdrola/>

2.1.1.2 Los volantes de inercia

Este sistema de almacenamiento de energía se basa en la conversión de energía electromecánica. Como su nombre indica, esta tecnología consigue almacenar la energía gracias a la inercia, aprovechando el momento de rotación de un volante. En situaciones de superávit energético, o de poca demanda de la red, se alimenta eléctricamente un motor que hace girar el volante, transformando la energía eléctrica en cinética. Esta energía se acumula y se almacena para cuando sea necesaria entregarla a la red por una subida de la demanda. Entonces, la máquina eléctrica pasa a trabajar como un generador para convertir la energía cinética del volante en energía eléctrica, garantizando un suministro de potencia estable y fiable.

Los volantes de inercia destacan por su alta versatilidad y eficiencia (90%) [8], ofreciendo una alta densidad energética y una larga vida útil. Aunque esta tecnología conlleva unos altos costos de fabricación y construcción, una vez ya están instalados necesitan muy poco mantenimiento y, además, generan cero impactos ambientales.

Debido a su capacidad de transferencia continua de energía, estos sistemas resultan idóneos en una amplia variedad de aplicaciones:

- Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI) en centros de datos u hospitales.
- Sistemas de alta potencia y descarga rápida de energía
- Integración de energías renovables, ya que permiten gestionar y almacenar los excedentes de generación para un uso posterior.
- Estabilidad de la red eléctrica, regulando la frecuencia y el voltaje, aspectos esenciales para el correcto funcionamiento de las redes inteligentes.

Los volantes de inercia están siendo altamente desarrollados hoy en día para conseguir un diseño más compacto, lo cual facilita su implementación en sectores donde el espacio es un factor limitante.

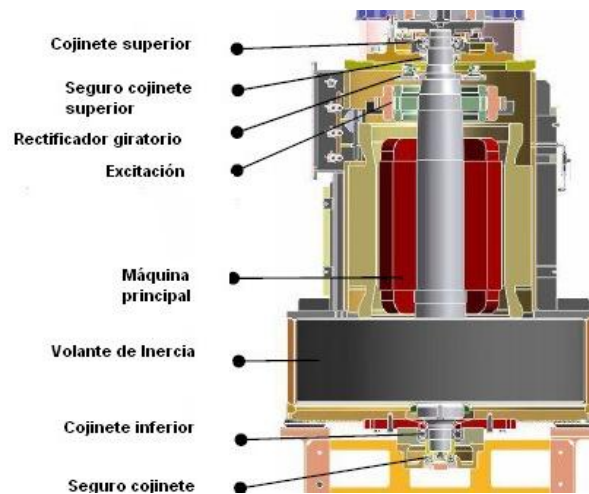


Figura 1: Detalle de un volante de inercia. Fuente: Energías Renovables. Recuperado de: <https://www.energias-renovables.com/eficiencia/ree-pone-en-servicio-en-lanzarote-un-20141024>.

2.1.1.3 Aire comprimido

El almacenamiento de energía por aire comprimido, *compressed air energy storage* (CAES) en inglés, es una tecnología diseñada para guardar grandes cantidades de energía eléctrica en forma de energía potencial utilizando aire a alta presión. Estos sistemas se centran en el

almacenamiento de los excedentes de energía provenientes de fuentes renovables, como la eólica y solar.

Primeramente, durante las horas de baja demanda o exceso de renovables, la electricidad es empleada para accionar compresores que van a convertir aire en una forma altamente presurizada. El aire se comprime, hasta una máxima presión de 100 bares, y se almacena en cámaras o cavernas bajo tierra, a 500-800m de profundidad. Cuando la demanda eléctrica aumenta, y es necesario generar electricidad, el aire comprimido es liberado y, calentado, y se expande a través de una turbina, conectada a generadores eléctricos que devuelven la electricidad a la red.

Los sistemas CAES son idóneos para necesidades de almacenamiento a gran escala en la red. Aunque presenta una eficiencia menor al bombeo hidroeléctrico, esta tecnología destaca por su gran capacidad de almacenamiento y su alta sostenibilidad con el medio ambiente, ya que no requiere de ningún producto químico o tóxico para su implementación [9].

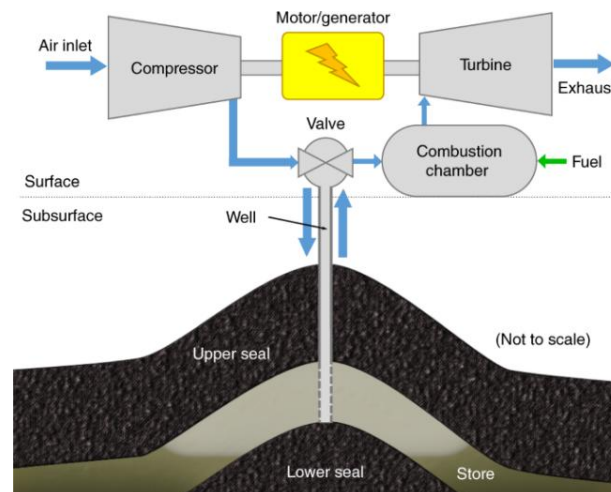


Ilustración 4: Estructura interna de un sistema de almacenamiento de aire comprimido. Fuente: Nature Energy. Recuperado de: <https://www.nature.com/articles/s41560-018-0311-0>.

La mayoría de las plantas de almacenamiento de aire comprimido se encuentran en Alemania, China, Canadá y Estados Unidos. Actualmente, la planta más grande e importante a nivel global es la central Nengchu-1 en Hubei, China. Esta central permite un volumen de almacenamiento de 700.000 metros cúbicos, equivalente una potencia unitaria de hasta 300

MW y una capacidad de almacenamiento de 1.500 MWh. Es relativamente nueva, marcó un hito histórico al conectarse a la red a plena capacidad en enero de 2025 [10].

2.1.2 ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

Los sistemas de almacenamiento electroquímico, es decir, aquellos que almacenan la energía mediante reacciones químicas reversibles, son ideales para el almacenamiento en grandes redes y activos de generación. Dentro de este tipo, la tecnología más importante y desarrollada hoy en día son los sistemas de almacenamiento en baterías, *Battery Energy Storage System* (BESS).

2.1.2.1 Baterías (BESS)

El funcionamiento de los BESS se basa en el uso de baterías electroquímicas, que almacenan en forma de energía química la energía producida por las renovables, para así liberarla cuando sea necesario. Estas baterías cuentan con un innovador mecanismo que permite que la energía fluya en los dos sentidos, o sea, cargando y descargando la batería para conseguir responder a los picos o valles en la demanda eléctrica. En la fase de carga de las baterías, se acumulan iones en uno de los dos polos de la batería, mientras que, a la hora de descargar la batería, los iones fluyen en el otro sentido.

Las baterías almacenan la energía en forma de corriente continua, pero como la red la recibe en alterna, es necesario el uso de sistema inversor, *Power Conversion System* (PCS). Cuando la batería se carga se transforma la corriente alterna de la red en continua, y a la hora de devolver la energía en forma de electricidad a la red, realiza el proceso contrario.

Esta tecnología se encuentra en pleno desarrollo, contando con una gran variedad de tipos de baterías. Las grandes protagonistas son las baterías de iones de litio, que cuentan con la tecnología más extendida del mercado. Fueron desarrolladas primeramente por Akira Yoshino en 1985 [11], pero no fue hasta seis años más tarde que la empresa Sony lanzó la primera versión comercial. Como su nombre indica, emplean compuestos de litio como uno de sus electrodos. Normalmente utilizan la combinación con hierro o fosfatos. Actualmente se encuentra en desarrollo también la combinación de litio-azufre.

Otro tipo de baterías son las de iones de sodio, que surgieron como búsqueda de una alternativa al tipo anterior ya que el sodio es un elemento más abundante en la naturaleza y de menor coste que el litio. Otras alternativas incluyen las baterías de plomo-ácido o aluminio-azufre.

Las instalaciones de esta tecnología constan de enormes células de baterías agrupadas en contenedores, de aproximadamente 6m de largo, 2,5m de ancho y 3m de alto [12].

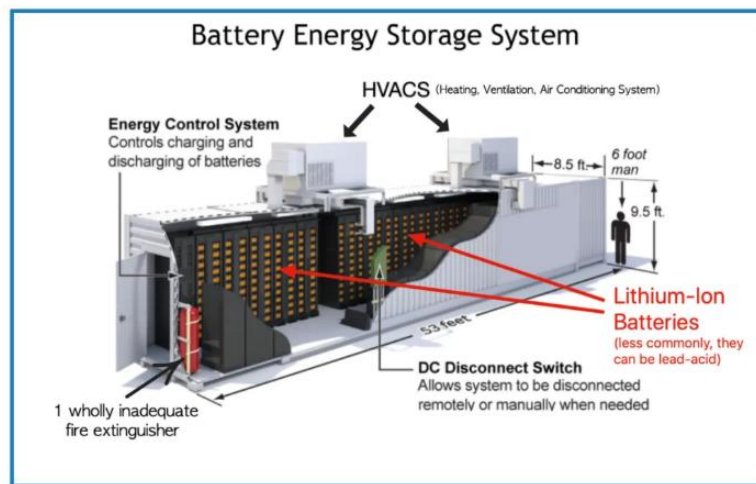


Ilustración 5: Componentes principales de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS).

Fuente: Pilot Energy. Recuperado de: <https://www.pilotenergystorage.com/the-ultimate-guide-to-battery-energy-storage-systems-bess/>.

China y EE.UU. se encuentran a la cabeza de esta tecnología. Según datos de 2024, China tiene una capacidad instalada en baterías de 215,5 GWh y EE.UU. de 82,1 GWh [13]. Aun así, los sistemas BESS se encuentran en pleno desarrollo. A nivel internacional, el multimillonario Gautam Adani se encuentra desarrollando en India la mayor instalación de almacenamiento de energía en baterías del mundo; cerca de unos 700 contenedores BESS con una capacidad total de 3,5 GWh en un parque de 538 kilómetros cuadrados, equivalente a casi cinco veces el tamaño de la ciudad de París, según indica Yessar Rosendar en la revista Forbes [14].

En España, destaca por ejemplo la planta solar de Andévalo, de Iberdrola, que dispone de una batería de almacenamiento de 28,78 MW [15]. Además, Endesa construirá su mayor

planta fotovoltaica con almacenamiento en baterías hasta la fecha, en la central de Barranco de Tirajana, en Gran Canaria. Se trata de un proyecto de 9,3 MW y una capacidad de almacenamiento de 10,37 MWh, según ha indicado la empresa [16].

Ya que el uso de baterías en el almacenamiento energético está directamente vinculado a los excesos de las renovables, los BESS funcionan como amortiguadores del sistema garantizando un suministro constante y predecible. Además, uno de los grandes beneficios de esta tecnología es que son capaces de regular la frecuencia de la red en cuestión de milisegundos, teniendo una alta capacidad de respuesta en periodos de alta demanda. Esto reduce considerablemente los riesgos de interrupciones del servicio o apagones.

Dentro de este tipo de almacenamiento, se encuentra en alto desarrollo las baterías de flujo. A diferencia de las baterías convencionales, en este tipo de baterías los electrolitos se encuentran en estado líquido y se almacenan en depósitos separados por una membrana, es decir, dos bucles independientes. Durante el proceso, los electrolitos fluyen hacia una célula central, donde se les hace reaccionar en la fase de carga y descarga.

2.1.3 ALMACENAMIENTO QUÍMICO

Este tipo de almacenamiento implica la creación, mediante reacciones químicas, de una sustancia que servirá para conservar la energía.

2.1.3.1 Hidrógeno verde

Uno de los principales sistemas de almacenamiento químico, es el almacenamiento de hidrógeno. La electricidad excedente de la red se convierte en hidrógeno mediante la electrólisis del agua, técnica que consiste en separar una molécula de agua en hidrogeno y oxígeno. Este proceso consiste en alimentar en corriente continua dos electrodos, sumergidos en una fuente de agua. Cada electrodo, ánodo y cátodo, atraen para si los iones de la molécula de agua de carga opuesta. Es decir, se produce una reacción de oxidación-reducción, redox, por efecto de la electricidad.

Si la electricidad utilizada proviene de fuentes renovables, se trata de hidrógeno verde ya que no emite CO₂ durante su producción. Por lo tanto, esto es un combustible limpio y renovable, con cero emisiones. El hidrógeno entonces puede ser comprimido y almacenado para, en momentos de alta demanda o de poca producción renovable, reconvertirse en electricidad mediante pilas de combustible o turbinas. El almacenamiento de hidrógeno se considera una tecnología crítica para las pilas de combustible.

Uno de los grandes beneficios de este tipo almacenamiento es que permite un largo tiempo de descarga y gran capacidad. Además, los tanques de hidrogeno resultan muy fáciles de manejar, incluso más que las baterías de litio, ya que el hidrógeno es un elemento muy ligero.

2.1.4 ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO

Como su nombre indica, los sistemas de almacenamiento eléctrico no transforman la energía en otra forma, sino que la guardan directamente como carga eléctrica, sin ninguna conversión intermedia.

2.1.4.1 Supercondensadores

Los supercondensadores son un gran ejemplo de estos sistemas de almacenamiento de energía que se encuentra en pleno desarrollo. Se trata de dos finas placas metálicas separadas por un electrolito y un aislante, membrana porosa que impide el paso de los iones. Tienen la capacidad de almacenar la energía dentro de un campo eléctrico, generado al aplicar voltaje entre sus electrodos.

Estos sistemas destacan por tener largos ciclos de vida y una alta capacitancia, lo cual les permite descargar electricidad rápidamente. Por ello, son muy interesantes para aplicaciones de alta potencia, donde se necesita un tiempo de respuesta rápido. A veces se consideran sustitutos potenciales de las baterías de iones de litio, aunque tienen menor densidad energética.

2.1.4.2 Superconductores magnéticos

Este sistema de almacenamiento emplea bobinas superconductoras para almacenar energía eléctrica directamente en forma electromagnética. Su funcionamiento consiste cargar las bobinas superconductores con corriente de la red mediante rectificadores, para transformar la corriente alterna en continua y que así sea correctamente almacenada la energía.

La energía puede permanecer durante un largo periodo de tiempo almacenada en el superconductor, gracias al campo magnético creado por la bobina. En cuanto es necesario extraer la energía de las bobinas, se emplean inversores para volver a transformar la corriente en alterna, manteniendo el equilibrio de potencia de la red.

Este sistema de almacenamiento permite operar a densidades energéticas muy altas y eficientes, con un rendimiento cercano al 90% [17]. Además, para conseguir unas pérdidas resistivas mínimas, las bobinas superconductoras se almacenan a temperaturas mínimas. Sin embargo, estos sistemas de almacenamiento son muy costosos y requieren de una compleja tecnología para su diseño e instalación.

2.1.5 ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Finalmente, el almacenamiento de energía térmica se localiza en centrales eléctricas termosolares que transforman la radiación solar en calor. Este calor puede ser utilizado directamente para generar electricidad, o bien, se aplica a tecnologías de almacenamiento energético cuando la situación de la red lo permite. En estos casos el calor es empleado para calentar fluidos, generalmente agua o sales fundidas.

Un buen ejemplo de esta aplicación tecnológica es la planta Gemasolar, en Sevilla, pionera a nivel mundial por ofrecer más de 15 horas de autonomía gracias a su sistema de almacenamiento en sales fundidas.



Ilustración 6: Vista de la planta termosolar Gemasolar en Sevilla. Fuente: Wikipedia. Recuperado de:

<https://es.wikipedia.org/wiki/Gemasolar>

Sales fundidas

Esta tecnología de almacenamiento energético comienza con la captación de energía solar en una planta termosolar. El calor acumulado se transfiere a sales, generalmente mezclas de nitratos, sodio y potasio, para que se calienten hasta temperaturas entre 290°C y 550°C en tanques de acero. El funcionamiento de estos sistemas se basa en un ciclo completo de carga, almacenamiento y descarga, requiriendo materiales con alta densidad energética, buena conductividad térmica y estabilidad química.

El almacenamiento de energía solar en sales fundidas cuenta con muchas ventajas como, por ejemplo, una alta capacidad de almacenamiento, una larga vida útil y una alta eficiencia energética. De todas formas, requieren un complejo nivel técnico a la hora de su construcción ya que cuentan con infraestructuras que deben ser muy resistentes para soportar las altas temperaturas [18].

2.1.6 COMPARATIVA DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

El análisis de los grandes sistemas de almacenamiento de energía, y sus principales características técnicas y principios de funcionamiento, evidencia que, aunque todos tengan la misma finalidad de almacenar energía, la viabilidad de cada uno depende mucho de la aplicación específica que desarrollen.

Con el fin de determinar sus diferencias desde un punto de vista más técnico y objetivo, se han comparado las siguientes características de cada tecnología de almacenamiento en la siguiente tabla:

	<i>Eficiencia</i>	<i>Tiempo respuesta</i>	<i>Tiempo descarga</i>	<i>Vida útil</i>	<i>Potencia media</i>
Bombeo Hidroeléctrico	70-85%	1-3 min	4 - 24 h	75 años	10 MW - 3GW
Volantes Inercia	80-95%	< 1s	1 min - 1 h	15 - 20 años	1kW - 10MW
CAES	50-83%	3 - 10 min	2-26 h	20 - 40 años	5 MW -320 MW
BESS: Flujo	65-80%	30 - 100 ms	1h - 12h	5 - 15 años	10kW - 10 MW
BESS: Ion Litio	85-95%	30 - 100 ms	10 min - 1h	5 - 15 años	1kW - 100kW
Hidrógeno	20-50%	1 s - 1min	horas/semanas	5 - 30 años	1 MW - 100 MW
Superconductores (SMES)	95%	5 ms	5 ms - 1 s	30 años	100kW - 10MW
Supercondensadores (SCES)	85-95%	5 ms	5 ms - 1 s	40 años	100kW - 1MW
Sales fundidas	65 - 80%	10 min	5 - 15 h	30 -35 años	1MW - 150 MW

Tabla 1: Comparativa de tecnologías de almacenamiento energético. Elaboración propia.

En primer lugar, cabe indicar que estos datos han sido establecidos en base a valores medios y típicos para cada tipo de tecnología, pero pueden variar en función al tamaño de cada instalación, el punto geográfico en el que se encuentren, su aplicación específica, etc.

Entre todos los datos de la tabla, destacan diferentes cuestiones. Por un lado, los volantes de inercia, los SMES, SCES y los sistemas de BESS tienen tiempos de respuesta casi instantáneos, lo que los convierte en soluciones idóneas para dar respuesta a red a corto plazo ante cualquier desequilibrio que pueda haber. Al contrario, sistemas como el bombeo, las sales fundidas o el Hidrógeno, tienen tiempos de respuesta más largos, pero ofrecen mucha potencia de almacenamiento, lo que les hace capaces de poder suministrar energía durante muchas horas, días o incluso semanas, como es el caso del Hidrógeno. En cuanto a la eficiencia de cada sistema, los BESS de Ion Litio, los SMES y los SCES presentan un

rendimiento sobresaliente, hasta del 95%, mientras que otras tecnologías, como el Hidrógeno, sufre una penalización importante en cuanto a su eficiencia y adoptan valores de entre el 20 y 50%.

Si bien todas estas características técnicas determinan el rol de cada sistema para responder a las exigencias de la red, la decisión final para su implementación a gran escala está muy condicionada por el aspecto económico. Por ello es imprescindible también contrastar la viabilidad financiera de cada tecnología.

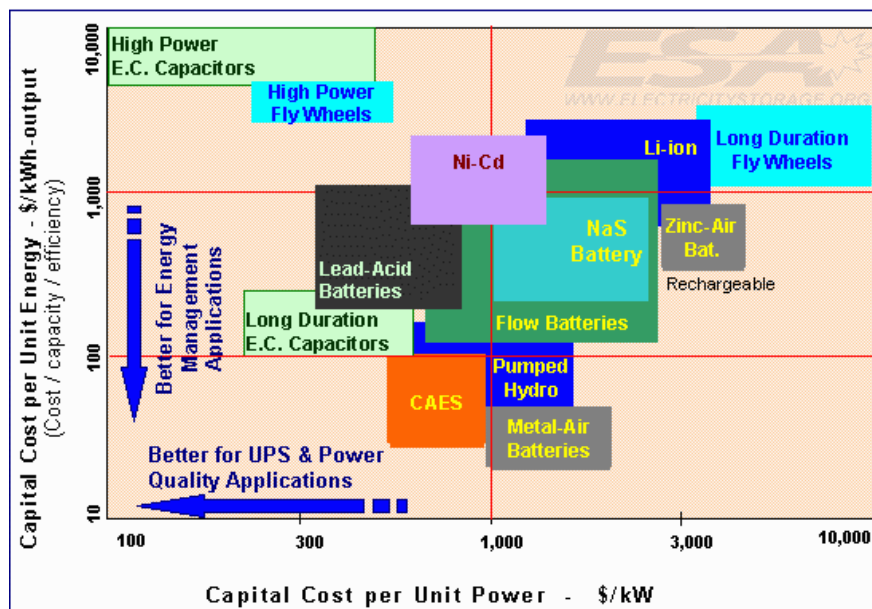


Figura 3: Comparativa económica de diferentes sistemas de almacenamiento. Fuente: Energy Storage Association (ESA). Recuperado de: https://www.researchgate.net/figure/Capital-costs-of-different-energy-storage-systems-per-unit-of-power-and-per-unit-of_fig25_255380937

Con estas dos graficas se compara, el coste de capital por unidad de potencia (\$/kW), frente al coste de capital por unidad de energía (\$/kWh). Es decir, en estas gráficas se ha representado cuánto cuesta instalar cada sistema de almacenamiento en función de la potencia puede entregar, y cuánta energía puede almacenar.

Los sistemas de almacenamiento como el bombeo hidroeléctrico (PSH) o el aire comprimido (CAES) se sitúan en el centro inferior de la gráfica. Esto significa que tienen un bajo coste

por unidad de energía, pero un moderado coste por unidad de potencia, entre 700 y 2000 \$/kW. Esta combinación los convierte en sistemas idóneos para gestionar grandes masas de energía en almacenaje dado que ofrecen una solución barata para ello. No obstante, no se adaptan bien a picos rápidos de demanda ya que son caros por nivel de potencia. Los supercondensadores (*capacitors*), se encuentran en el extremo opuesto en la parte superior izquierda, con un coste por unidad de energía muy elevado pero un coste por unidad de potencia bajo. En consecuencia, estos sistemas se adaptan bien para entregar energía rápidamente, aunque no resulte barato almacenar grandes cantidades de energía durante más tiempo.

Tras analizar las principales tecnologías de almacenamiento energético empleadas hoy en día, tanto sus características técnicas como económicas, resulta evidente que estas soluciones solo obtendrán su máximo potencial cuando logren interactuar correctamente con la red eléctrica, ya que el almacenamiento energético está estrechamente vinculado con la problemática de que las energías renovables son fuentes energéticas de naturaleza intermitente, lo que obliga a adaptarlas correctamente a los sistemas eléctricos para aprender a equilibrar la generación y demanda del mercado en tiempo real. Además, estas tecnologías necesitan tener una proyección a futuro, ya que su utilidad depende de cuándo y cómo se puede inyectar o absorber energía de la red. Esto plantea una cuestión clave; ¿hasta cuándo podremos almacenar la energía? ¿Cómo podremos garantizar que el almacenamiento de energía se integre de manera segura, eficiente y flexible en nuestra red? La respuesta conduce directamente a las redes eléctricas inteligentes, *smart grids*, que proporcionan la infraestructura necesaria para coordinar generación, almacenamiento y consumo de manera óptima.

2.2 LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Las *smart grids* son un tipo de red eléctrica que integra de manera dinámica y activa a todos aquellos que están conectados a ellas, ya sean los usuarios consumidores o generadores de

energía. Su principal objetivo es atender a la demanda energética en tiempo real, gestionando el flujo eléctrico desde todas las diferentes fuentes de generación a las que se esté interconectado hasta los puntos de consumo.

Esto se consigue mediante sistemas de comunicación bidireccionales, es decir, los agentes proveedores de energía conocen toda la información sobre la demanda, pero también, los consumidores tienen información sobre la oferta disponible y los precios de ésta en tiempo real. Es por ello por lo que uno de los principales pilares de las redes inteligentes es la capacidad que tienen de comunicar y controlar en tiempo real el consumo energético.

El funcionamiento de las *smart grids* se basa en altas tecnologías de comunicación, y complejos sistemas de monitorización y control para responder a las fluctuaciones del mercado. Además, las *smart grids* cuentan con la posibilidad de incluir en su red pequeñas unidades de generación de energía, principalmente “mini” estaciones de generación solar o eólica, para administrar la energía en una microrred de manera más localizada. El objetivo de implementar redes inteligentes es que logren abarcar todo el sistema tradicional de la red; desde la generación, transporte y distribución de la energía, hasta su almacenamiento y gestión a menor escala.

2.2.1 FUNCIONAMIENTO DE UNA SMART GRID

Para que todo esto funcione de manera correcta, las *smart grids* hacen uso de sistemas informáticos muy avanzados y automatizados para dar respuesta a cualquier fluctuación que pueda haber en la generación de electricidad. El funcionamiento de las redes inteligentes reside en dos puntos clave: la telegestión de la información y los centros de operaciones.

La telegestión hace referencia a todo el proceso mediante el cual, gracias a sistemas informáticos y electrónicos, se logran controlar todos los puntos de generación instalados en la red. De esta manera se consigue en tiempo real toda la información posible referente, ya sea a la oferta y precios disponibles de energía, como a los hábitos de consumo del usuario para establecer sus sistemas energéticos adaptados a sus necesidades.

Por otra parte, los centros de operaciones son los que reciben toda la información recogida mediante la telegestión para conocer el escenario energético en el que nos encontramos y poder actuar si es necesario.

2.2.2 COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA SMART GRID

Dentro del sistema que compone una red inteligente nos encontramos con diferentes componentes críticos gracias a los cuales se va a optimizar la generación, distribución, transporte, almacenamiento y consumo de la electricidad.

➤ Medidores inteligentes (*smart meters*)

Son los encargados de registrar todos los datos referentes al consumo eléctrico en tiempo real. De esta manera se logra guardar un registro de los hábitos, tanto de consumo como de demanda, para facilitar la gestión de los procesos e implementar tarifas que respondan a las necesidades del usuario. Además, como estos medidores permiten la comunicación bidireccional, hacen posible que el usuario sea tanto consumidor como productor de la electricidad, generando energía y vendiéndosela a un tercer usuario.

➤ Sistemas de automatización y control

Dentro de esta sección nos encontramos con diferentes sistemas encargados de controlar la gestión de la electricidad en la red. Esto incluye tecnologías como la SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) o sistemas de gestión de energía (EMS), que sirven para supervisar el funcionamiento de la operación en la red. De esta manera se puede detectar rápidamente cualquier fallo y así mantener la estabilidad en el suministro eléctrico.

➤ Contadores inteligentes y sensores de monitorización

Para que todo esto funcione de manera correcta es necesario incluir buenos contadores para llevar a cabo un correcto registro de toda la información. Según el informe *Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28*, elaborado por la Comisión Europea en 2020, el uso de contadores inteligentes puede reducir el consumo energético hasta en un 9% [19]. Por otro lado, estudios del gobierno británico estiman ahorros de hasta 300 USD anuales por hogar, gracias a una mejor monitorización del consumo.

➤ **Sistemas de almacenamiento de energía**

Otra gran clave en el funcionamiento de las *smart grids* es incorporar sistemas de almacenamiento de energía, como alguno de los estudiados en la sección anterior. De esta manera se logra equilibrar la oferta y la demanda de mejor manera ya que los sistemas de almacenamiento de energía ayudan a gestionar la intermitencia de las fuentes renovables. Además, gracias a las altas tecnologías de monitorización y control de las redes inteligentes, se aprende sobre los hábitos del consumidor y cómo hace falta gestionar el almacenamiento energético para responder a sus necesidades.

➤ **Microrredes de generación distribuida**

Otro gran componente de las redes inteligentes son las fuentes de energía descentralizadas: placas solares o turbinas eólicas que producen electricidad en diferentes puntos de la red. Si estas tecnologías se instalan cercanas al punto de consumo, se logra también reducir las pérdidas en el transporte energético.

➤ **Dispositivos de protección**

Finalmente, hace falta garantizar la total seguridad a lo largo de todo el proceso, que se puede ver amenazada por fluctuaciones en la tensión de la red o la frecuencia. Para ello se hace uso de relés inteligentes o interruptores automatizados y monitorizados para proteger la infraestructura de la *smart grid* y seguir garantizando la total calidad en la distribución y suministro de la energía en la red.

2.2.3 INTEGRACIÓN DE LAS RENOVABLES EN LAS REDES INTELIGENTES

La implementación de las *smart grids* es la solución perfecta para conseguir integrar correctamente las renovables en la transición energética hoy en día. La variabilidad de la disponibilidad de las fuentes renovables presenta un gran desafío, resultando complicado coordinar correctamente la oferta y la demanda de estas fuentes renovables de naturaleza intermitente.

Sin embargo, las redes inteligentes son capaces de coordinar correctamente toda la energía renovable distribuida, optimizando los flujos de energía. Además, las *smart grids* ayudarán

a reducir las emisiones de CO₂, favoreciendo el impacto de las renovables. Según datos del informe *SmartGrid, 2022-2027 Market Summary*, de Juniper Research, con el uso de redes inteligentes se puede llegar a evitar la emisión de hasta 700 millones de toneladas métricas (MMT) de CO₂ [20].

2.2.4 PRINCIPALES VENTAJAS DE LAS REDES INTELIGENTES

Como las redes inteligentes están basadas en una red de comunicación bidireccional, presentan beneficios para todos sus integrantes. A nivel del usuario consumidor, los sistemas informáticos de las redes inteligentes le proporcionan más información sobre el estado de la red, favoreciendo un uso más responsable de la energía, y derivando en un ahorro energético significativo gracias al uso de diferentes herramientas como los contadores inteligentes. Además, las *smart grids* optimizan la distribución de la electricidad y garantizan una mayor calidad en el suministro de ésta.

Por otro lado, las redes inteligentes contribuyen a mantener la sostenibilidad ya que integran la generación de fuentes renovables, reduciendo en gran medida las emisiones de dióxido de carbono, y favoreciendo el uso de sistemas de almacenaje de energía.

2.2.5 EL PAPEL DE LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN LAS SMART GRIDS

Actualmente nos encontramos en uno de los momentos más potentes de la inteligencia artificial. Es evidente que el alto poder de adaptación, auto aprendizaje y cálculo de diferentes escenarios energéticos a base un registro de datos de la IA tiene un gran potencial en cuanto a la puesta en marcha de las redes inteligentes a nivel global. La inteligencia artificial puede ayudar a llevar a cabo un rastreo de datos aún más preciso, y con más agilidad en el estudio de la oferta y demanda en tiempo real del mercado energético.

Sin embargo, estar más expuesto a las tecnologías no aporta solamente beneficios. La creciente digitalización expone a la red a nuevos riesgos cada día. Al abarcar más métodos de comunicación y sistemas basados en la IA, se está exponiendo al mercado energético a una superficie de ataque mayor. Por ello la inteligencia artificial también tiene que evolucionar hacia un papel dentro de la ciberseguridad. La IA tiene que aprender a proteger

a la red frente a posibles ciberataques o momentos de vulnerabilidad en la disposición de los datos recogidos.

2.2.6 TENDENCIAS EMERGENTES Y EL FUTURO DE LAS SMART GRIDS

Muchos expertos en innovación tecnológica señalan que las redes inteligentes se encuentran en un momento clave de su desarrollo para los próximos años. Efectivamente, las smart grids han supuesto una nueva era dentro el sector eléctrico, y por ello, son muchos los proyectos que se van a llevar a cabo para fomentar su desarrollo e implementación en el mercado y sistema eléctrico.

El tamaño del mercado global de las redes inteligentes fue de 49,83 mil millones de USD en 2024, y se espera que alcance los 198 mil millones de USD para 2032, con una tasa compuesta anual (CAGR) del 18,72% durante el periodo de pronóstico [21].

A nivel nacional, la implementación de las *smart grids* ha avanzado de manera notable durante los últimos años. España fue uno de los primeros países en completar casi al 100% la instalación de contadores inteligentes en los hogares de hasta 15 kW de potencia contratada. Según datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el objetivo se superó con más de 21 millones de dispositivos instalados en los domicilios españoles [22]. Empresas líderes del sector, como Iberdrola, han anunciado que, a cierre del primer trimestre de 2025, más del 81% de sus redes de alto y medio voltaje eran ya redes inteligentes. Iberdrola cuenta con más de 1,3 millones de kilómetros de distribución y transporte, y más de 4500 subestaciones [23].

En los próximos años se espera que haya una fuerte inversión en este mercado dado que las redes inteligentes son un punto crítico capaz de lograr los objetivos de la transición energética y planes globales de cero emisiones de muchos países. En España, el desarrollo de las redes inteligentes avanza en paralelo a la estructura del mercado eléctrico, que, ante la creciente penetración de energías renovables y sistemas de almacenamiento, se encuentra en periodos de cambio.

2.3 EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Para llevar a cabo un correcto dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía en instalaciones de generación renovable, es importante conocer el entorno de mercado en el que operan. En España, dicho entorno está definido por el mercado eléctrico español.

2.3.1 LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El mercado eléctrico constituye un complejo sistema interconectado encargado de asegurar la generación, el transporte, la comercialización y la distribución de la electricidad por la red. Este sistema abarca todos los niveles energéticos; desde la generación en las centrales de producción, hasta el consumo final en la industria y los hogares. El mercado debe cumplir estrictamente, y en todo momento, con el equilibrio entre la oferta y demanda para que no haya ningún desequilibrio.

2.3.1.1 Agentes internos del mercado eléctrico

Los principales agentes internos en el mercado, es decir, aquellos que intervienen directamente en la actividad del sistema eléctrico nacional participando en las operaciones diarias de mercado son:

Generadores

Son las empresas encargadas de producir la energía eléctrica a partir de fuentes primarias, ya sean energías renovables como la solar o eólica, combustibles fósiles, como el gas de los ciclos combinados, o energía nuclear. Estos agentes ofertan su producción en el mercado mayorista, compitiendo entre ellos. Su principal objetivo es garantizar la oferta de electricidad en función de la demanda prevista del país. Un ejemplo de agentes generadores en España podrían ser las empresas Endesa, Iberdrola o Naturgy.

Transportistas

En España este rol lo desempeña exclusivamente la Red Eléctrica Española (REE), actuando además como operador de todo el sistema eléctrico nacional y gestionando las redes de alta

tensión para que la electricidad fluya correctamente desde los puntos de generación hasta los distintos distribuidores.

Distribuidores

Son los agentes encargados del transporte de la electricidad desde las redes de alta tensión hasta los puntos de consumo mediante redes de media y baja tensión, garantizando un proceso seguro y regulado.

Comercializadores

Son los agentes encargados de comprar la electricidad en el mercado mayorista y suministrarla a los consumidores finales. Estas empresas ofrecen diferentes tarifas para sus clientes, ya sean empresas u hogares, que se adapten a sus necesidades y perfiles de consumo eléctrico. Las comercializadoras pueden ser de mercado regulado, si te ofrecen tarifas fijadas por el gobierno, o, de mercado libre si los precios son personalizados para el cliente.

Consumidores

Son los usuarios que hacen el uso final y directo de la electricidad. Los grandes consumidores, a nivel industrial, pueden acceder directamente al mercado, pero los consumidores de menor nivel deben hacerlo a través de las empresas comercializadoras.

2.3.1.2 Agentes externos del mercado

Además, existen otro tipo de agentes en el mercado eléctrico, denominados agentes externos, que, aunque no participan directamente en la operativa de la generación diaria, son necesarios, bajo la legislación, para garantizar el correcto funcionamiento del sistema en todos sus niveles. Se trata de los organismos encargados de la supervisión y la coordinación del mercado, tanto a nivel nacional como internacional.

Red Eléctrica de España (REE)

A parte de actuar como el único transportista en el sistema eléctrico español, REE es ante todo el operador del sistema, es decir, el responsable de garantizar el correcto

funcionamiento del sistema eléctrico. Su función principal es asegurar en todo momento la continuidad y seguridad en las redes de alta tensión, supervisando, además, el equilibrio entre la producción y el consumo. Desde 2022, REE es conocida comercialmente como Redeia.

Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE)

El operador del mercado ibérico es el organismo responsable de gestionar todo el mercado mayorista en España y Portugal, organizando las subastas diarias e intradiarias de compraventa de energía en las que participan los agentes generadores y comercializadores. A parte, garantiza que las transiciones en el mercado se realicen siempre de una manera transparente y segura.

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

Se trata del organismo regulador del mercado, encargado de supervisar el sistema y establecer las normativas de este. Su principal función es asegurar una correcta competencia en el sector, protegiendo ante todo al consumidor.

A nivel europeo existen también diferentes organismos encargados de coordinar la operación de todos los sistemas de mercado entre los diferentes países. Por ejemplo, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), complementa y coordina los reguladores energéticos nacionales, provisionando una integración de todos los mercados.

2.3.2 EL MERCADO MAYORISTA

El mercado mayorista, conocido como “pool eléctrico”, constituye el primer nivel dentro de la negociación y comercialización energética en España. Aquí es donde ocurre la compraventa de la electricidad al por mayor, y se establece el precio final de la misma. El pool se articula en base a un perfil horario a días vista, es decir, es un mercado de carácter diario y horario. El mercado está gestionado por OMIE, y todos los agentes generadores y comercializadores que participan en él, lo hacen en igualdad de condiciones bajo las mismas reglas de mercado.

El corazón financiero de este sistema opera bajo un mercado de tipo marginalista, norma común para la Unión Europea. En este modelo, el precio final de la electricidad se determina a partir de la oferta más cara necesaria para cubrir la demanda en cada hora, lo que se conoce como precio marginal del sistema.

2.3.2.1 El mercado diario: la casación de los precios

El mercado diario es el pilar central de todo el organismo eléctrico. Su función principal es la de organizar las subastas diarias en las que se realiza una casación entre la oferta y la demanda para el día siguiente. Hasta el 1 de junio de 2025 esta casación era horaria, es decir, cada día contaba con 24 precios horarios para la electricidad, establecidos el día de antes. Ahora, la casación es cuarto-horaria por lo que los precios se establecen para cada cuarto de hora. Por lo que cada día cuenta con 360 precios diferentes. Este mercado lleva acoplado con Europa desde el 2014, constituyendo una de las piezas fundamentales para la consecución del Mercado Interior de la Energía Europeo, actualmente constituido por más de veinticinco países miembros.

La subasta tiene lugar todos los días a las 12:00 CET. En esta sesión del mercado diario, los agentes generadores presentan sus ofertas de venta, ordenadas de mayor a menor precio, en función de la demanda estimada para la jornada siguiente. Por otra parte, los comercializadores presentan sus ofertas de compra también de mayor a menor precio. Así se establecen, respectivamente, las curvas de oferta y demanda agregadas.

El precio y el volumen de energía para cada hora quedan determinados en la intersección de ambas curvas. En este punto se establece el precio marginal, precio al cual se liquidan todas las transacciones de esa hora independientemente del precio al que cada agente las haya ofertado individualmente, característica principal de un mercado marginalista. Como la subasta se realiza para un día entero y todos los cuartos de hora de este, como resultado se obtienen en total 96 curvas agregadas de oferta y demanda por día, diferentes para todos los cuartos de hora de cada una de las 24 horas diarias.

Con el objetivo de analizar la variabilidad diaria del precio del mercado eléctrico a lo largo de un día, en las siguientes figuras se muestran las curvas de casación de en dos tramos horarios contrastados del pasado 18 de mayo de 2026. Primeramente, la curva del primer cuarto horario de las 14:00, y luego el primer cuarto horario de las 21:00.

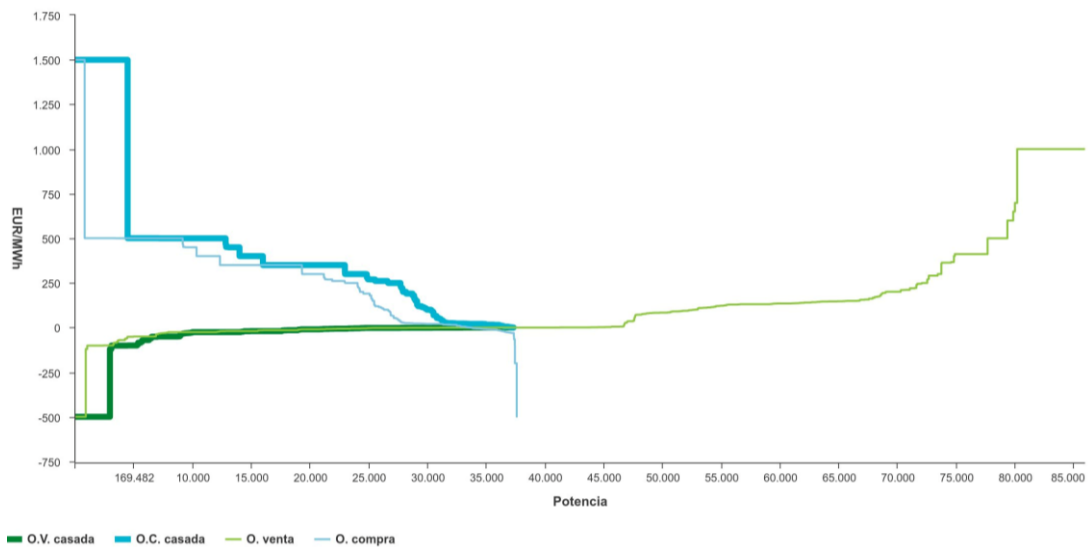


Figura 4: Curvas agregadas de oferta y demanda. Periodo H14Q1, 18/05/2026. Fuente: OMIE. Recuperado de: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves>.

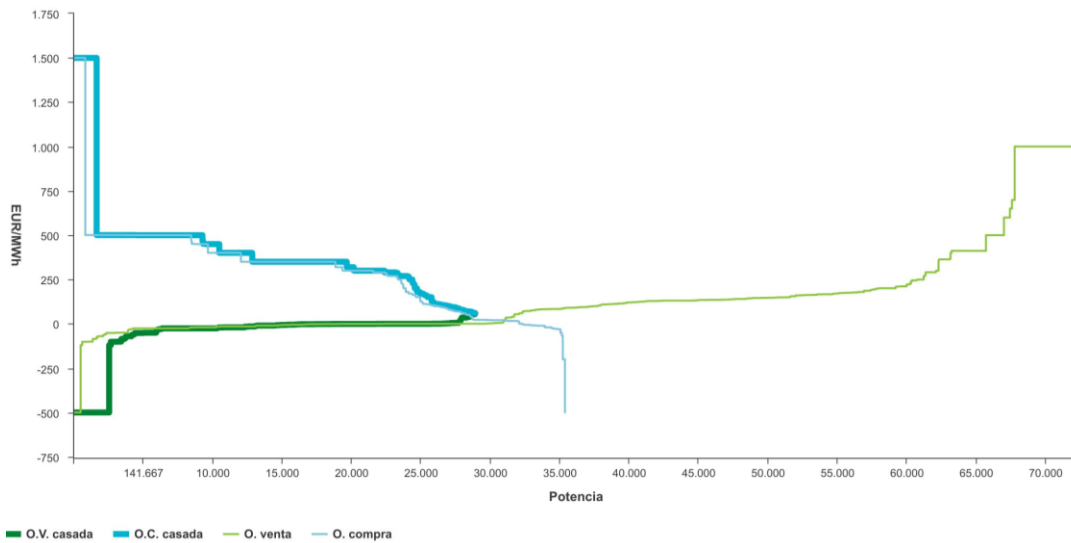


Figura 5: Curvas agregadas de oferta y demanda. Periodo H21Q1, 18/05/2026. Fuente: OMIE. Recuperado de: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate-suply-curves>.

La diferencia entre ambas curvas es clara. Las 14:00h es una hora de máxima generación solar, especialmente en un día de primavera con buenas condiciones climatológicas, mientras que las 21:00, es una hora de pico de demanda nocturna. Por ello, a las 14:00h el precio de casación se sitúa en los 0 €/MWh, reflejo de la alta penetración de energías renovables dentro del mercado, especialmente de la solar fotovoltaica. En el segundo caso, a las 21:00h, el precio de casación asciende hasta los 58,37 €/MWh como resultado de la desaparición de la generación solar y la entrada a mercado de tecnologías de mayor coste.

En España y Portugal, las ofertas de generación y demanda son presentadas a través de OMIE, que actúa como único NEMO (*Nominated Electricity Market Operator*), designado comúnmente como MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidad). Cada oferta es aceptada teniendo en cuenta las capacidades de interconexión entre las distintas zonas de precio de España y Portugal. Cuando la capacidad de interconexión es suficiente, el precio es idéntico en ambas zonas. Si no, un algoritmo de casación determina el precio para cada zona. Se trata pues, de un acoplamiento de mercados.

Los resultados del mercado diario suelen ser siempre la solución económica más eficiente. De todas formas, el operador del sistema, REE, lleva a cabo una gestión de restricciones

técnicas y puede realizar, en algunos casos, pequeñas variaciones sobre los resultados de los precios, dando lugar al determinado programa diario viable. Además, en la zona MIBEL los precios de la oferta en el mercado están limitados entre +4000 €/MWh, como valor máximo, y -500 €/MWh como valor mínimo.

El orden de mérito es el mecanismo que establece la estructura a través de la cual “entran” a ofertar los generadores a mercado. Esta jerarquía está marcada por el coste marginal de producción de cada energía, de menor a mayor precio. Por lo tanto, las tecnologías energéticas más baratas son las primeras en ser despachadas, y las más caras entran a mercado cuando son necesarias por un alto nivel de demanda. En el sistema eléctrico español, las energías renovables, especialmente la eólica y la fotovoltaica, suelen ser las primeras tecnologías en actuar ya que generalmente empiezan ofertando a 0 €/MWh, precio cero, dado que su coste en combustible es nulo al provenir de fuentes naturales como el sol y el viento. Estas primeras tecnologías van muy seguidas de la nuclear y de la hidráulica fluyente, que también tienen costes marginales muy reducidos al estar en continuo funcionamiento. A medida que estas primeras tecnologías se van despachando, se va cubriendo la demanda prevista para el día siguiente. Finalmente, las tecnologías más caras, como la hidráulica embalsada, ciclos combinados de gas natural o las centrales de cogeneración, son las últimas en participar dados sus altos costes marginales. Todo este proceso está regulado y supervisado por OMIE.

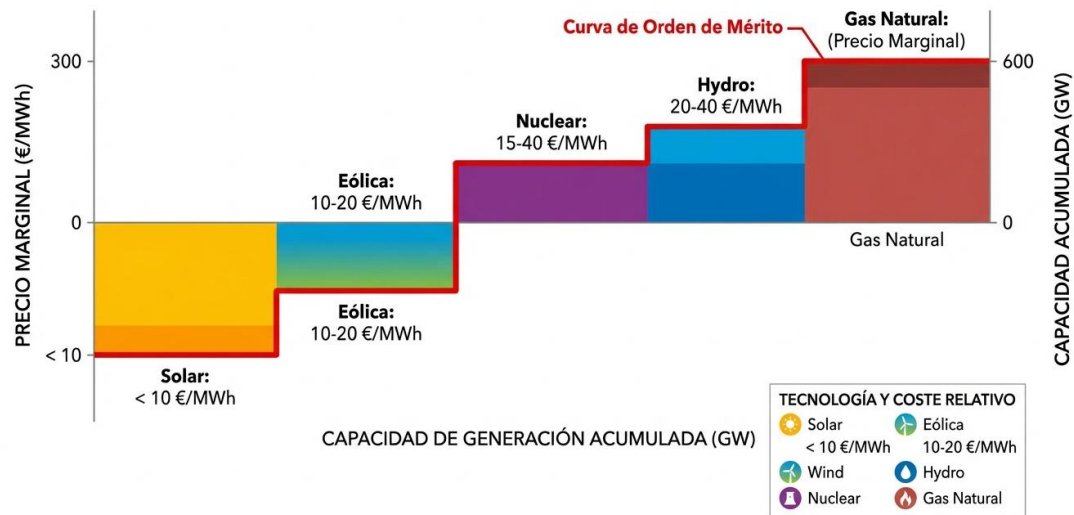


Ilustración 7: Curva de orden de mérito en la generación eléctrica. Fuente: PV Maps. Recuperado de:

<https://pv-maps.com/blog/precio-omie-tiempo-real-fotovoltaica>.

Con esta ilustración se presenta una representación esquemática del orden de mérito explicado. Se aprecia como las tecnologías de menor coste marginal: las renovables y la nuclear, se sitúan en la base del despacho de precio al ofertar a precios muy bajos cercanos a cero. A medida que la demanda aumenta, y es necesario cubrirla, se van incorporando poco a poco a mercado las tecnologías más costosas como la hidráulica de embalse o el gas natural. La última tecnología necesaria para satisfacer la demanda es la que actúa como tecnología marginal, estableciendo el precio de casación para todo el sistema en esa franja horaria.

La dinámica de este sistema tiene un impacto directo en cómo se establece el precio marginal de la energía durante las horas del día. Cuando hay una alta disponibilidad de energía renovable, especialmente en las horas centrales del día en primavera y verano, la demanda se puede satisfacer casi sin la necesidad de recurrir a tecnologías energéticas más caras, como los ciclos combinados. Este fenómeno hunde el precio marginal en estas horas a cifras sumamente bajas, o incluso a valores negativos, ya que, como se ha mencionado previamente, las renovables suelen empezar ofertando a precios muy bajos, incluso a cero. En contraposición a este fenómeno, en las horas con alta demanda, pero generación renovable escasa, normalmente en las horas de la tarde y noche de los meses más fríos, es

necesario recurrir a los ciclos combinados para cumplir con la demanda. Por lo que aquí el precio marginal de la electricidad se eleva a cifras muy altas.

2.3.2.2 El mercado intradiario

A continuación, el mercado intradiario completa el mercado diario, permitiendo ajustes en sus posiciones y precios casi en tiempo real. Este mercado es una herramienta fundamental en la estructura del sistema eléctrico, ya que corrige las desviaciones y variaciones en los costes que se pueden dar ante cambios en la previsión de generación o consumo, adaptándose a las necesidades reales. Es decir, ajusta la previsión del mercado diario, una vez este ha sido cerrado, realizando todas las correcciones que sean necesarias. Estas situaciones se pueden dar, por ejemplo; si una central tiene una avería y no puede cumplir con su generación establecida, si una empresa necesita más energía de la prevista, o si hay variaciones en la producción de energía solar o eólica debidos cambios meteorológicos que impiden cumplir con la producción inicialmente estimada.

Actualmente, los mercados intradiarios están organizados en tres sesiones de subasta dentro de Europa y un mercado continuo transfronterizo, celebrándose una vez que el Operador del Sistema ha hecho las adecuaciones técnicas necesarias tras el mercado diario.

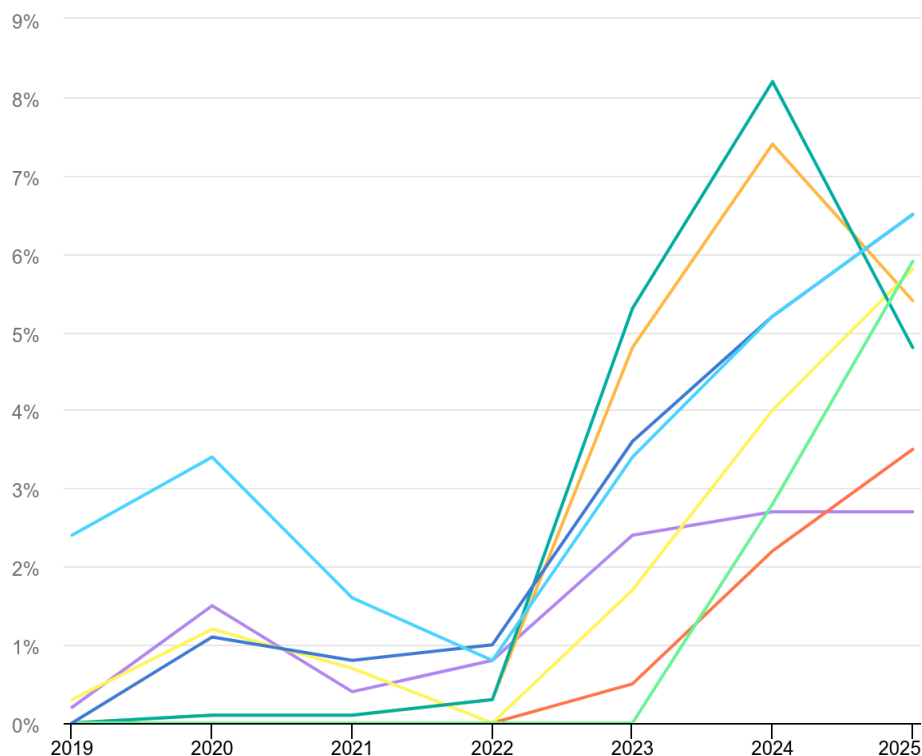
Las restricciones en el precio de estos mercados son notablemente más extensas que en el mercado diario. Se sitúan entre un máximo de +9.999 €/MWh y un límite inferior de -9.999 €/MWh, lo que indica una mayor volatilidad e imprevisibilidad relacionada con los ajustes en, casi, tiempo real.

2.3.2.3 Los precios negativos

El 1 de abril de 2024 marcó un punto de inflexión en el mercado mayorista eléctrico español, ya que, por primera vez en la historia, se registraron precios negativos. Concretamente, el precio de casación se situó en -0,01 €/MWh durante las 14:00 y las 17:00 horas. Desde entonces, este fenómeno ha dejado de ser una anomalía para convertirse en una dinámica cada vez más recurrente, los periodos en los que el precio marginal de la electricidad cae por debajo de cero.

Esta situación ocurre cuando en el pool eléctrico coincide una elevada oferta de generación, especialmente de energía solar, eólica, hidroeléctrica o nuclear, con un periodo de muy poca demanda. En consecuencia, aparecen precios negativos ya que hay instalaciones eléctricas que no pueden, o no quieren, parar de producir. Es decir, les resulta más caro detener y arrancar de nuevo sus operaciones de generación, a continuar produciendo. Por lo que optan por pagar por inyectar energía a la red en lugar de cesar su actividad durante estos momentos de baja demanda. Este comportamiento es característico de las centrales hidroeléctricas fluyentes, obligadas por el régimen hídrico, y de las centrales nucleares y de ciclo combinado, cuyos elevados costes de parada y arranque superan las pérdidas por operar en valores negativos.

La rápida evolución de esta tendencia en los últimos años se aprecia en la siguiente ilustración, donde se muestra la proporción de horas con precios negativos en diversos mercados europeos. En el caso de España se observa un crecimiento exponencial, pasando de una incidencia nula en 2023, al 6% al finalizar 2025.



● Germany ● Netherlands ● Spain ● Finland ● France ● Sweden ● Poland ● United Kingdom

Figura 6: Evolución de la proporción de horas con precios mayoristas negativos (2019-2025). Fuente: IEA.

Esta tendencia al alza se ha acentuado drásticamente en la actualidad. De acuerdo con el último informe trimestral de la empresa de análisis *Montel* acerca del mercado eléctrico en Europa, en España se registraron 397 horas de precios negativos en el primer trimestre de este año 2026 [24]. Este valor ha superado considerablemente a las 48 horas que se observaron en el mismo periodo de 2025. A su vez, en Portugal se han reportado 222 horas con precios negativos, también en estos primeros tres meses del año [25].

Los valores de precios negativos se agrupan típicamente en las horas centrales de los días de primavera y principios de verano, ya que son los momentos que generalmente tienen mayor producción renovable. Esta situación resalta la urgencia de implementar sistemas de almacenamiento de energía eficientes, capaces de absorber los excedentes de generación y liberarlos posteriormente en los momentos de mayor demanda, cuando, además, el pool concentra mayores precios marginales.

2.3.3 EL IMPACTO DE LAS RENOVABLES EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

La creciente penetración de las energías renovables en el sector energético está transformando de manera profunda la estructura del mercado eléctrico español. España cuenta con 95,6 GW de potencia instalada de fuentes renovables, valor que representa cerca del 70% de toda la potencia instalada en el país [2]. En este contexto, cabe destacar que la energía solar fotovoltaica sigue siendo la tecnología de más rápido crecimiento. Según REE, actualmente, en abril de 2026 la solar fotovoltaica representa 34,9% de la capacidad energética instalada a nivel nacional, con más de 52 GW instalados.



Figura 7: Evolución del precio spot medio mensual del mercado diario español (2015-2026). Elaboración propia. Datos de REE.

Para ilustrar el comportamiento del mercado eléctrico español a lo largo de estos últimos años, se puede apreciar en la figura anterior la evolución del precio spot mensual desde enero de 2015, hasta abril de 2026. Hasta 2020, los precios se mantuvieron en un rango relativamente estable, alrededor de los 40-60 €/MWh. Sin embargo, en 2021 se produjo una escalada brutal del precio en el mercado, impulsada por el encarecimiento del gas natural por la situación geopolítica del conflicto en Ucrania, alcanzando máximos históricos de hasta casi 300 €/MWh en 2022. Desde entonces, el precio empezó a descender en progresivo, sobre todo a partir de 2023, donde el precio medio anual fue de 87,10 €/MWh. Esta caída está estrechamente vinculada a la masiva entrada de muchas fuentes de energía renovable al sistema, que en las horas de alta generación solar hunden el precio en el mercado, hasta incluso valores negativos, tendencia que se detallará en los apartados siguientes. Toda esta dinámica del mercado ha dado lugar a un fenómeno ampliamente conocido como “*the duck curve*”, o “la curva de pato”.

2.3.3.1 El fenómeno de la curva de pato

Como se ha mencionado al describir el orden de mérito del pool eléctrico, las tecnologías de generación renovable, incluida la fotovoltaica, empiezan ofertando a precio cero en el mercado, lo que les hace entrar de forma prioritaria cuando están disponibles. Este suceso hace pues, que las tecnologías más caras se queden fuera de las horas pico de generación renovable, típicamente las horas centrales del día que es cuando hay más radiación solar.

Esto hace que la curva de la demanda neta, es decir, la demanda total menos la producción renovable, adopte una forma característica de pato durante las 24 horas del día. En las horas pico de generación renovable, sobre todo de solar fotovoltaica, que suele ser a mitad de día, la alta producción energética reduce drásticamente la demanda neta. En consecuencia, la curva de demanda neta forma un valle o una depresión pronunciada en estas horas, generalmente entre las 12:00 y las 16:00. Sin embargo, por la noche y a primeras horas de la mañana, cuando la generación solar desaparece bruscamente, pero la carga eléctrica alcanza sus puntos máximos, la curva de demanda neta sube. En estos momentos las energías más caras, el ciclo combinado y la cogeneración, responden rápidamente para cumplir con la demanda. De este modo la curva de demanda neta de un día, especialmente en primavera y verano cuando la generación fotovoltaica es máxima, obtiene una forma similar a un pato. La cola y la cabeza serían los picos de demanda de la mañana y, especialmente, de la noche, mientras que las horas centrales son el lomo del animal.

California's duck curve is getting deeper

CAISO lowest net load day each spring (March–May, 2015–2023), gigawatts

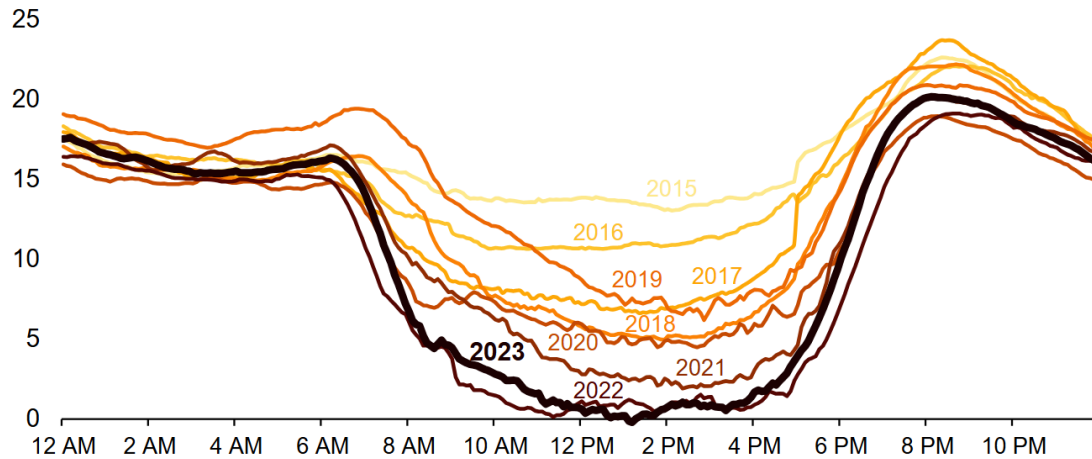


Figura 8: La curva de pato del mercado eléctrico californiano. Fuente: Energy Information Administration (EIA). Recuperado de: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>

La curva de pato tiene dos efectos directos sobre el mercado eléctrico. Por un lado, durante las horas de elevada generación solar se produce una caída drástica de los precios, los cuales alcanzan valores nulos e incluso negativos. Por otro lado, cuándo la generación solar disminuye y la demanda neta aumenta con rapidez, se registran incrementos significativos en los precios del pool. La diferencia entre ambos niveles configura un margen de arbitraje que puede ser aprovechado por los sistemas de almacenamiento como las baterías, mediante estrategias de carga en los periodos de bajo precio y descarga en los momentos de precios máximos.

Por lo tanto, en este contexto, el almacenamiento energético no solo sirve como una herramienta de optimización y beneficio económico para los operadores o propietarios de instalaciones de generación fotovoltaica, sino que también adquiere un papel relevante a la hora de estabilizar la curva de carga y favorecer la integración eficiente de las energías renovables dentro del sistema eléctrico.

2.3.3.2 Señal económica empleada en el trabajo

Para la realización de este proyecto se utilizará como variable de entrada en el modelo de optimización los precios horarios del mercado diario de OMIE, conocidos los precios spot

del pool eléctrico. Los valores obtenidos son de rango horario, es decir, cada día cuenta con un precio diferente para cada hora de este. El precio spot toma el indicador 601 en de la plataforma Esios de Red Eléctrica.

La elección del mercado diario como señal de consigna, se justifica por dos razones clave:

- *Relevancia en el mercado:* El mercado diario constituye el principal mecanismo de negociación dentro del sistema eléctrico ya que concentra el mayor volumen de transiciones energéticas. Por ello, el precio spot es el indicador económico más relevante para los agentes energéticos.
- *Rango y coherencia temporal:* Para planificar correctamente el modelo desarrollado, tener un horizonte temporal de 24 horas es clave para permitir programar la estrategia óptima de carga y descarga del sistema de almacenamiento de forma síncrona con el ciclo del mercado, para además poder identificar patrones en el funcionamiento.

La inclusión de los mercados intradiarios, cuya función principal es la de realizar ajustes en tiempo real, añade una complejidad técnica que, además, excede el alcance y el objetivo de este trabajo. En consecuencia, se asume que el agente del sistema de almacenamiento propuesto opera frente a la previsión única del precio spot del mercado diario.

2.4 REVISIÓN DE TRABAJOS SIMILARES

La hibridación de tecnologías de almacenamiento en sistemas de generación energética ha sido objeto de múltiples investigaciones y proyectos a lo largo de los últimos años en España y a nivel global, dado el alto interés por integrar nuevas fuentes y recursos renovables en la red. A continuación, se revisan los trabajos académicos y proyectos reales más relevantes en relación con el presente trabajo.

En primer lugar, en el ámbito académico, es habitual encontrar trabajos técnicos que abordan esta cuestión mediante algoritmos de optimización. El estudio de 2020 de Arcos-Vargas et al. [49], de la Universidad de Sevilla desarrolla un modelo de Programación Lineal Entera Mixta, MILP, para determinar estrategias óptimas de compraventa de electricidad de la red

con baterías de Litio en base a los precios reales del mercado español. Se trata pues, de un estudio de arbitraje puro, sin ninguna fuente de generación, que presenta la batería de forma aislada para que compre de la red en horas de precio bajo y venda cuando suba el precio. El estudio se realiza para diferentes configuraciones de batería e inversor. Sus resultados son bastante conservadores ya que, solamente consideran como ingresos aquellos derivados por el arbitraje en el mercado hora a hora, sin contemplar la adición de servicios auxiliares. Concluyen que la rentabilidad de su proyecto es negativa para la tecnología empleada en el momento de estudio. Sin embargo, para 2024 sus resultados apuntan a beneficios positivos. Este trabajo sirve como una buena referencia de estudio para analizar cómo funciona un modelo MILP en el arbitraje de precios horario con datos reales de OMIE.

En la misma línea, los autores Dufo-López et al. [50], en su un estudio *Electricity price arbitrage in utility-scale PV-plus-battery systems* aplican el software MHOGA, desarrollado por el mismo autor, para optimizar la operación de un sistema fotovoltaico con baterías. Las baterías son cargadas, con excesos fotovoltaicos, en horas de precio bajo, y descargadas en horas de precios de mercado alto. De esta manera se consiguen maximizar los beneficios de arbitraje real. A diferencia del presente trabajo, el sistema de este estudio no cuenta con una demanda eléctrica que cubrir, por lo que toda la energía que genera la planta fotovoltaica, o que descarga la batería en las horas óptimas, es directamente vertida a la red. El estudio emplea datos horarios del precio spot del mercado eléctrico español para 2021, e incorpora modelos avanzados de envejecimiento de baterías por ciclos para estimar sus costes y periodo de operación de una manera más precisa. Para el periodo de simulación, con los costes y precios de mercado correspondientes, la principal conclusión es que no resulta rentable integrar un sistema de almacenamiento en baterías en un sistema fotovoltaico, siendo necesario duplicar el precio horario de la electricidad para que el proyecto sea viable y las baterías aporten beneficio. Estos dos estudios, comparten una misma limitación al presentar un proyecto de gestión de energía renovable con almacenamiento en un contexto de solo generación o arbitraje de precios puro. Esto motiva el enfoque del actual trabajo de incorporar una demanda eléctrica para el municipio de estudio y observar cómo afecta a los resultados.

En cuanto a proyectos reales que se están llevando a cabo en España, existen varios ejemplos de aplicaciones reales de hibridación fotovoltaica con almacenamiento en baterías de ion litio. Las comunidades que concentran el mayor volumen de este tipo de proyectos son, precisamente, Extremadura Aragón y Andalucía [26]. En concreto, Iberdrola ha inaugurado este año el mayor proyecto de almacenamiento BESS asociado a una planta fotovoltaica hasta la fecha. Se trata de las plantas fotovoltaicas de Campo Arañuelo I y II, en el municipio de Belvís de Monroy (Cáceres), en las que se han instalado dos baterías de 28,78 MW de potencia y 60 MWh de capacidad cada una, por lo que el proyecto alcanza un total de 58 MW de potencia y 120 MWh de almacenamiento [27]. La incorporación del sistema de almacenamiento en la instalación PV ya existente, permite que los excesos de energía solar se puedan almacenar permitiendo una gestión mucho más flexible y óptima de la totalidad de la planta, concepto muy relevante en un escenario con alta penetración solar. Este proyecto ha contado con el apoyo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), dentro de la convocatoria de ayudas PERTE para almacenamiento energético hibridado con generación renovable.

Otro gran ejemplo en la escala de infraestructura pública es el reciente proyecto de la Ciudad Deportiva de Siete Palmas, que engloba el estadio de Gran Canaria y el Gran Canaria Arena. Se trata de un proyecto, inaugurado este 2026, que cuenta con un sistema de almacenamiento en baterías de 1MW de potencia y 2,15 MWh de capacidad, hibridado con una planta fotovoltaica de 860 kWp, localizada en la propia cubierta del Gran Canaria Arena. La instalación PV genera energía, cerca de 1,5 GWh al año, y cubre la demanda del complejo deportivo. Los excedentes son almacenados en las baterías, y se emplean en cubrir el pico de demanda que suponen los eventos deportivos, que suelen tener lugar a la noche cuando ya no hay recurso solar disponible. La implantación de las baterías supuso una inversión de aproximadamente un millón de euros, pero contó con el apoyo de fondos europeos como *Next Generation EU*, impulsados por el IDAE [28]. Se trata de un proyecto pionero en España que puede servir como referencia para muchas aplicaciones similares.

Tras esta revisión de la literatura académica y de proyectos reales, se pone de manifiesto que actualmente hay un claro interés en el sector por los proyectos de sistemas renovables con

almacenamiento energético. Además, existe un gran impulso a través de marcos institucionales como el IDEA que aporta ayudas económicas como el PERTE. Sin embargo, existe un vacío en la literatura académica a la hora de implementar los modelos de optimización, cómo aquellos de MILP, en escenarios locales con una curva de demanda eléctrica real que cubrir a partir de generación renovable y sistemas de almacenamiento. Por ello, este proyecto de gestión y almacenamiento de energías renovables e integración en redes eléctricas inteligentes busca integrar ambos enfoques: realizar el arbitraje de precios horarios con datos reales de OMIE mediante un modelo MILP, y, cubrir una determinada demanda de un municipio rural de España.

Capítulo 3 PRESENTACIÓN DEL SISTEMA

El sistema objeto de estudio en este proyecto está compuesto por tres grandes componentes principales. En primer lugar, una instalación de generación fotovoltaica (PV) responsable de la producción de energía renovable a partir del sol. En segundo lugar, un sistema de almacenamiento energético en baterías (BESS) que actúa como el órgano clave para guardar los excesos energéticos. Y finalmente, el punto de conexión con la red de distribución eléctrica, que permite tanto la importación como la exportación de energía al sistema. Todos estos elementos actúan conjuntamente para cubrir la demanda eléctrica del municipio de Ahigal, en Cáceres con el objetivo de minimizar el coste neto de energía durante todo el proceso y disminuir la dependencia de la red. La conexión hacia la instalación PV y el BESS se realiza mediante convertidores DC/DC, que adaptan los niveles de tensión. Además, existe un inversor DC/AC que transforma la corriente continua en corriente alterna para que esta sea compatible con la red eléctrica y la conexión con el municipio.

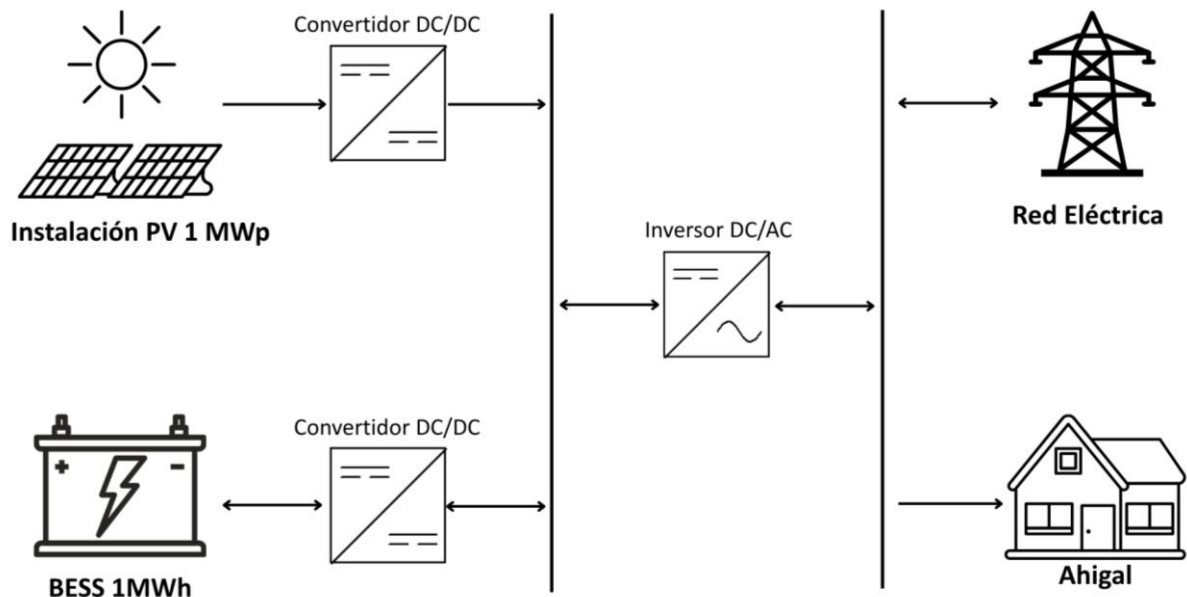


Ilustración 8: Esquema del sistema integrado de la instalación fotovoltaica con sistema de almacenamiento en baterías. Elaboración propia.

La ubicación elegida para desarrollar este proyecto es Extremadura, concretamente el municipio de Ahigal en la provincia de Cáceres. La elección de este punto de trabajo ha sido clave ya que Extremadura es una de las regiones con mayor irradiación en toda la península Ibérica, lo que convierte este emplazamiento en un lugar idóneo para la instalación de una planta solar fotovoltaica. De hecho, según datos de Red Eléctrica de finales de 2025, la comunidad autónoma de Extremadura cuenta con 8.507 MW de potencia solar fotovoltaica instalada. Esta cifra representa el 20,5% del total de potencia instalada de este tipo en España, lo que convierte a Extremadura en la tercera comunidad autónoma del país con más potencia fotovoltaica instalada, después de Andalucía con 10.663 MW y Castilla La Mancha con 8.618 MW [29].

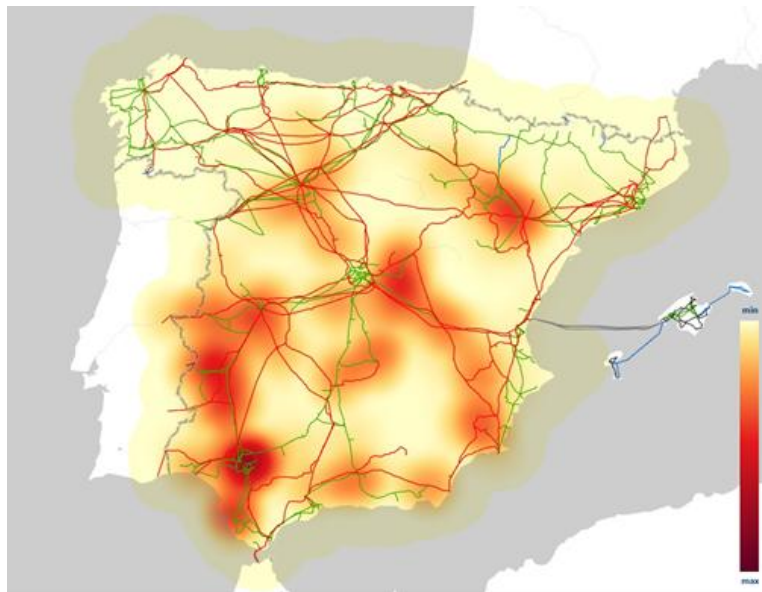


Ilustración 9: Distribución geográfica peninsular de las instalaciones de energía solar fotovoltaica. Fuente: REE. Recuperado de: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/2024/informe-de-energias-renovables/sol/potencia-instalada/solar-fotovoltaica-solpotencia>

A continuación, se describe con más detalle cada uno de los subsistemas que componen el proyecto total. Además, en este capítulo se estudiarán los datos de entrada empleados y las hipótesis de partida.

3.1 LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

A la hora de definir el sistema fotovoltaico ha sido necesario establecer una serie de criterios para poder contextualizar la instalación fotovoltaica y así determinar todos los parámetros técnicos y de diseño.

3.1.1 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA

En cuanto a la ubicación, como se ha mencionado antes, se ha determinado que la planta solar PV se encuentre en Extremadura. Concretamente en las coordenadas 40,183° N de latitud y 6,183° O de longitud, que pertenecen al municipio de Ahigal en la provincia de Cáceres. Esta elección no ha sido arbitraria; de media al año en esta región hay en torno a 2922 horas de sol, lo cual es muy favorable para la instalación y puesta en marcha de una planta solar fotovoltaica. Además, la idoneidad de este emplazamiento queda respaldada también la alta irradiación global horizontal de la zona. Según datos de PVGIS-SARAH3, la irradiación anual media durante el periodo 2013-2023, fue de aproximadamente 1.763 kWh/m², un valor que sitúa a esta región como una de las más favorables de toda España para la instalación de una planta solar fotovoltaica.



Ilustración 10: Ubicación exacta de trabajo. Fuente: Google Earth. Recuperado de:

<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>

El desglose de la irradiación global horizontal por meses presenta una marcada estacionalidad. Julio es sistemáticamente el mes con la mayor irradiación, con 245,85 kWh/m² de media, mientras que diciembre siempre es el mes menos productivo con 60,72 kWh/m² de media. Estos valores reflejan una ratio verano/invierno de 4:1. Esta diferencia es muy importante para tener en cuenta ya que afecta directamente al comportamiento del sistema de almacenamiento y a la posterior estrategia de operación con el BESS. El año de simulación, 2023, presenta una irradiación anual de 1.784 kWh/m².

La siguiente figura muestra la irradiación global horizontal media mensual para el periodo 2013–2023 en la ubicación de estudio, a partir de los datos de PVGIS-SARAH3.

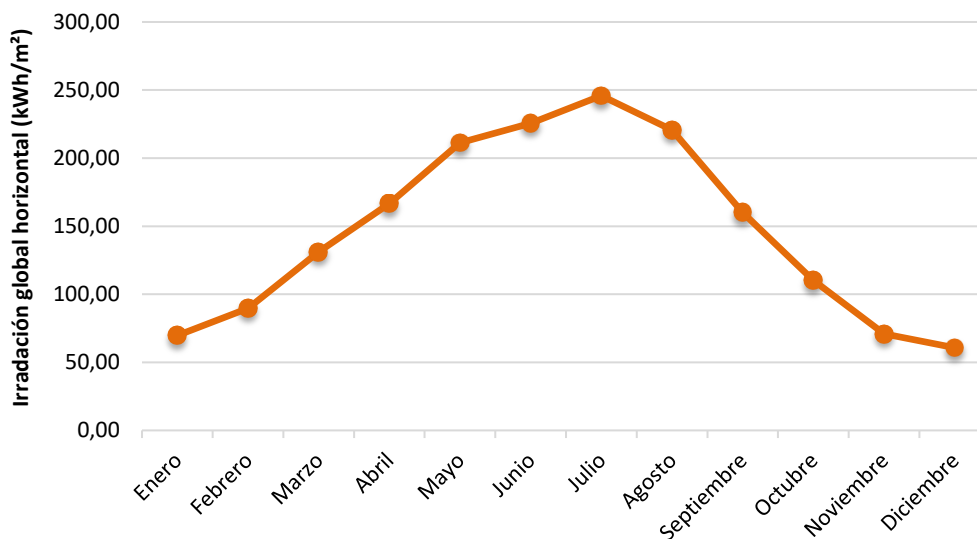


Figura 9: Irradiación media mensual (2013-2023) en Ahigal. Elaboración propia. Datos de PVGIS.

3.1.2 PARÁMETROS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La potencia pico instalada en la planta solar fotovoltaica se ha fijado en 1000 kWp, es decir 1 MWp. La potencia pico de una PV es uno de los parámetros técnicos más importantes que tener en cuenta a la hora de dimensionar adecuadamente cualquier instalación fotovoltaica y sus paneles solares. Este factor hace referencia a la potencia máxima que genera un módulo fotovoltaico, o una instalación completa, en condiciones estándar de medida. Dichas condiciones, conocidas como las STC debido su nombre original en inglés, *Standard Test*

Conditions, son; una irradiación incidente de 1000 W/m^2 , una temperatura de 25°C en las células de los paneles, y una masa de aire de AM 1,5. En el caso de una instalación compuesta por varios paneles solares, la potencia pico será el resultado de la suma de todas las potencias STC de los paneles que la componen. Este parámetro es de carácter puramente técnico y de catálogo ya que, en condiciones reales, de trabajo la potencia generada por una instalación PV generalmente es menor ya que no se dan siempre las condiciones estándar de medida. La potencia pico, no es la misma que la potencia nominal. La potencia nominal, en cambio, hace referencia a la potencia del inversor fotovoltaico, es decir, a la capacidad máxima de conversión de corriente CC-CA. Esta potencia se mide en kilovatios (kW).

La potencia pico en una instalación fotovoltaica depende del tamaño de esta. En entornos privados o residenciales unifamiliares los paneles solares suelen ser de entre 4 y 10 kWp. En instalaciones de tipo comercial e industrial de tamaño medio los rangos típicos oscilan entre los 50 kWp y el 1 MWp. En cambio, las grandes instalaciones fotovoltaicas, cuya producción se vierte completamente a la red participando directamente con el mercado mayorista, son aquellas de más de 5 MWp [30]. Observando estos valores, la instalación de trabajo de este proyecto se puede considerar de orden medio, asemejándose a una de tipo comercial o industrial de autoconsumo.

Respecto al posicionamiento de los paneles, se ha optado por una inclinación de 35° sobre la horizontal y con orientación sur (azimut de 0°). Esta elección se ve justificada por la ubicación exacta del punto de trabajo. En el hemisferio norte, como es el caso, el sol describe su trayectoria por el arco sur del cielo, por lo que orientar los paneles solares en esta dirección es la opción más favorable para garantizar la máxima exposición solar de las células fotovoltaicas. Además, para aumentar la eficiencia, los paneles tienden a instalarse con un ángulo de inclinación que se aproxime al de la latitud del emplazamiento en el que se encuentren. Es por ello por lo que, en España, como se está entre los 36° y 44° de latitud norte, los paneles suelen posicionarse entre los 30° y 40° respecto a la horizontal.

La herramienta de PVGIS, aplicada sobre las coordenadas exactas escogidas, determina que el ángulo óptimo es de 36° con un azimut de -3° . Los valores optados para el diseño, 35° y

orientación sur, difieren apenas en 1° para la inclinación y 3° para el azimut. Esta desviación es prácticamente despreciable en términos energéticos, y a su vez sigue las normas típicas de las configuraciones de mercado y representa un posicionamiento bastante simple y estandarizado en el sector. Una inclinación menor, reduciría la generación en invierno, mientras que una inclinación mayor la penalizaría en los meses de verano.

La tecnología seleccionada para los módulos de la instalación fotovoltaica ha sido el silicio cristalino (c-Si). Según el Departamento de Energía de EE.UU. (DOE), el silicio cristalino represento el 96% de los envíos de módulos solares 2022 a nivel mundial. Esta tecnología puede alcanzar eficiencias de hasta un 27% en laboratorio, y de entre 20% y 22% a nivel industrial y real. También, según informes del DOE, la vida útil de los módulos de c-Si es de en torno 25 años, con una degradación anual inferior al 1% [31]. Todos estos parámetros convierten a esta tecnología en la opción más consolidada en proyectos fotovoltaicos ya que cuenta con una alta fiabilidad en trabajos de autoconsumo industrial.

Finalmente, se ha considerado un 14% de pérdidas en el sistema. Este es el valor que propone PVGIS por defecto en las instalaciones de silicio cristalino en este tipo de ubicación con clima mediterráneo. Estas pérdidas incluyen las pérdidas por temperatura en las células, sombras, suciedad, eficiencia del inversor, desajuste entre módulos, fallos en el cableado, etc.

En la siguiente tabla se pueden observar todos los parámetros técnicos de la instalación fotovoltaica:

Parámetro	Valor
<i>Potencia pico</i>	1000 kWp
<i>Latitud / Longitud</i>	40,183 N / 6,183 O
<i>Ubicación</i>	Municipio de Ahigal, Cáceres

<i>Inclinación</i>	35°
<i>Azimut</i>	0° (orientación Sur)
<i>Tecnología de los paneles</i>	Silicio cristalino
<i>Pérdidas</i>	14%
<i>Fuente</i>	PVGIS-SARAH3
<i>Año de simulación</i>	2023

Tabla 2: Parámetros técnicos de la instalación fotovoltaica. Elaboración propia

3.2 EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS: BESS

El tipo de sistema de almacenamiento energético presente en este proyecto es el almacenamiento en baterías. Esta tecnología es comúnmente conocida como BESS, por las siglas que derivan de su nombre en inglés, *Battery Energy Storage System*. Concretamente, se ha optado por un proyecto de baterías de litio, dada su alta densidad y capacidad energética, y su largo ciclo de vida útil en funcionamiento. Se trata de una tecnología ampliamente desarrollada hoy en día; según El Economista representa el 91% del mercado por su buen coste y seguridad, y, además, aporta eficientemente servicios de regulación de frecuencia en la red para estabilizar la tensión y las reservas energéticas [32].

El almacenamiento energético, en forma de energía química, es el núcleo de este proyecto y del modelo de optimización. El BESS actuará como un nodo energético flexible para permitir al sistema almacenar los excesos de energía fotovoltaica y posteriormente liberarlos en función de las necesidades del sistema. Estos sistemas de almacenamiento, como las baterías, permiten desacoplar temporalmente la generación del consumo, lo cual les convierte en una herramienta clave en la integración con redes inteligentes. Todo este proceso se realiza mediante un preciso seguimiento de los precios eléctricos en cada

momento, pero en este apartado se tratarán las características del sistema de almacenaje energético, sus principales funciones y limitaciones.

Como primer criterio, los sistemas BESS se pueden clasificar según su tamaño y ubicación respecto al punto de conexión con la red. Las instalaciones de mayor escala, FTM (*Front of the Meter*), son aquellas superiores a 10 MWh de capacidad que generalmente se sitúan junto a grandes plantas de generación para servir como soporte e interactuar directamente con la red. Este tipo de BESS puede ofrecer servicios de regulación secundaria de frecuencia y almacenamiento de excedentes energéticos de la red o plantas de generación renovable. En el siguiente nivel se encuentran los sistemas BTM (*Behind of the Meter*) que intervienen en escenarios de escala industrial y comercial, del lado del consumidor. Típicamente asumen capacidades de entre los 30 kWh y 10 MWh de energía, siendo idóneos para la optimización del autoconsumo y la gestión de la demanda a nivel medio. El proyecto tratado en este trabajo se encuentra dentro de esta categoría; sus parámetros técnicos serán detallados más adelante. Finalmente, en la categoría residencial se encuentran todos los sistemas con capacidades inferiores a los 30 kWh [33]. Estas tecnologías sirven como respaldo para almacenar energía renovable de generación doméstica, servir como punto de apoyo para baterías de coches eléctricos, etc.

3.2.1 PRINCIPALES COMPONENTES Y ARQUITECTURA DEL BESS

Un sistema de almacenamiento de energía en baterías no está compuesto únicamente por las baterías, si no que incorpora además diferentes herramientas para gestionar y coordinar el correcto funcionamiento de todo el conjunto del almacenamiento energético. La arquitectura de un sistema de almacenamiento de energía en baterías se puede clasificar en los siguientes componentes.

En primer lugar, en el corazón del BESS se encuentran las propias baterías. Este es el lugar físico en el que se almacena la energía. Cada batería está formada por diferentes celdas individuales, en este caso serán celdas de litio tipo LFP (LiFePO₄), que se conectan en serie formando módulos. Los módulos se unen en paralelo formando “racks”; armarios o columnas que componen la unidad principal de almacenaje. Finalmente, los racks se

introducen en un contenedor, que resulta el elemento visible de este sistema, y se sitúa directamente en la planta de instalación. Actualmente existen principalmente dos tamaños estándar de contenedor en el mercado: los de 20 pies, y los de 40 pies. Los contenedores de 20 pies son los más utilizados en la industria energética ya que son idóneos para proyectos de pequeña o media escala, como estaciones de carga o servicio. Este tipo de contenedor mide generalmente 6 metros de largo, 2,5 de ancho y 3 de alto, y pueden almacenar desde 250 kWh hasta 1 MWh de energía cada uno. En cambio, los contenedores de 40 pies, al ser de mayor tamaño, tienen capacidad de almacenar hasta 3,5 MWh cada uno, siendo utilizados en grandes instalaciones y conexiones [34].

En segundo nivel, se encuentra el sistema de gestión de baterías o BMS (*Battery Management System*). Este sistema actúa como el cerebro del BESS, integrado físicamente dentro de los propios contenedores; encargándose de monitorizar y gestionar el estado de carga o descarga de la batería, controlar la temperatura en los contenedores, equilibrar en almacenaje de energía entre celdas, activar protecciones o alarmas en caso de emergencia, y todo mediante un funcionamiento seguro y correcto.

Dos de los parámetros más importantes que definen el comportamiento y la dinámica del BESS, son el estado de carga (SOC, *State of Charge*) y el estado de salud (SOH, *State of Health*). El estado de carga mide, en porcentaje, el nivel de carga de una batería en comparación con su capacidad máxima. Es decir, cuando el estado de carga es de un 0%, la batería está completamente descargada y cuando el estado de carga es del 100%, la batería está completamente cargada. En la industria, el SOC se suele limitar por razones de seguridad entre un 5% y 95%. Por otro lado, el estado de salud de un BESS mide, también en porcentaje, la capacidad que tiene la batería, en un determinado instante, de almacenar energía en comparación con su estado original cuando era nueva. Es decir, es la relación entre su capacidad máxima actual de almacenaje, y la capacidad máxima nominal de fábrica. Este es un parámetro muy importante que tener en cuenta también ya que las baterías poco a poco se van desgastando y no siempre, a lo largo de los años, cumplen con sus capacidades originales.

Otro gran componente en un BESS es el sistema de conversión de potencia: PCS (*Power Conversion System*). Este elemento transforma la corriente continua almacenada en las baterías en corriente alterna para la inyección a la red, pudiendo realizar la operación inversa cuando las baterías absorben la energía de la red para su almacenaje. El PCS se encuentra en unidades separadas físicamente de los contenedores que incluyen a los racks. Para todo este proceso, los elementos PCS incluyen inversores de corriente, transformadores y unidades de control encargadas de regular la potencia intercambiada en función de las necesidades de la red y la batería.

Finalmente, el sistema de gestión de energía EMS (*Energy Management System*) coordina tanto al BMS como al PCS. Este sistema recibe señales externas con indicaciones para decidir cuándo cargar o descargar la batería y a que potencia realizar cada proceso. El EMS hoy es el elemento clave en aplicaciones de arbitraje del mercado eléctrico, ya que, como en este caso de trabajo, en base a la señal externa del precio del mercado, decide qué proceso llevar a cabo en la totalidad de la batería.

Adicionalmente, el BESS cuenta con sistemas de climatización en cada uno de los contenedores y las unidades de PCS, sistemas de protección antiincendios, sistemas de gestión térmica, y sistemas de supervisión remota y adquisición de datos como los sistemas SCADA [35].

Todos estos elementos, desde las células de litio en los contenedores y el PCS, hasta el BMS y los sistemas de refrigeración o el SCADA, constituyen la estructura integral de un sistema de almacenamiento energético en baterías, similar al que se implementará en este proyecto.

3.2.2 PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Una vez definida la arquitectura completa del sistema, es necesario concretar y establecer una serie de parámetros técnicos que caracterizan al BESS de este proyecto para su correcto dimensionamiento, y puesta en marcha dentro del modelo de optimización.

En primer lugar, la capacidad energética nominal elegida para de la batería, es decir, la cantidad máxima de energía (kWh o MWh) que puede almacenar el sistema en su totalidad.

En este caso se ha optado por una batería de 1000 kWh o 1 MWh. Dada el tamaño del BESS elegido, se podría decir que se trata de un sistema de almacenaje de tipo medio; típico de alguna instalación industrial o planta de trabajo grande.

En relación con la capacidad del BESS, se encuentran las potencias máximas de carga y descarga. Este parámetro define la máxima tasa energética que el sistema puede inyectar o absorber de la red en cada instante. Para este proyecto estos valores se han establecido ambos en 500 kW, lo que significa que la batería tiene la capacidad, de vaciarse o llenarse al completo en 2h como mínimo. En el ámbito tecnológico esto se expresa con el *C-rate*, parámetro que indica la velocidad a la que se puede cargar o descargar una batería. Si $C=1$, el proceso dura una hora, y si $C=2$, el proceso durará media hora. En este caso, $C=0,5$, es decir este BESS tiene un *C-rate* de 0,5C, lo que significa que se puede cargar o descargar al completo, dentro de sus límites de trabajo, en dos horas como mínimo.

Otro punto muy importante a tener en cuenta en un sistema de almacenamiento es la eficiencia de cada proceso, ya que hay que valorar las diversas pérdidas energéticas que se pueden dar en los procesos de conversión en cada sentido de operación de la batería; tanto en la carga como en la descarga. Para este sistema, se ha establecido una eficiencia del 95% en la carga y descarga.

También, como se comentaba en el apartado anterior, los fabricantes de baterías establecen límites nominales en los estados de carga (SOC) de éstas para proteger la integridad de las células y prolongar la vida útil del sistema de almacenamiento. De esta manera, se ha establecido un estado de carga mínimo de un 5%, para evitar la descarga completa de la batería y no dañarla, y un estado de carga máximo de un 95%, para evitar cualquier sobrecarga que pueda derivar en vertidos erróneos.

Observando estos valores, se puede concluir que la batería tiene una capacidad de descarga operativa del 90%, ya que se ha limitado su SOC entre el 5% y 95%. Este parámetro, aunque no ha sido necesario definirlo explícitamente en este proyecto, se conoce como la profundidad de descarga operativa; *Depth of Discharge* (DOD), y expresa el porcentaje de la capacidad total que puede utilizarse de manera segura en la batería. En este caso, con un

DOD del 90%, el BESS puede inyectar o absorber de manera segura y sin comprometer su vida útil o estado de degradación, el 90% de su capacidad nominal, es decir 900 kWh.

Al inicio de la simulación planteada en este proyecto, se asumirá que el sistema está cargado a la mitad de su capacidad, es decir; el SOC inicial ($t = 0$) es del 50%. Esta condición de inicio “neutra” es muy habitual en proyectos de optimización de BESS ya que coloca a la batería a mitad de camino de la carga y de la descarga, para evitar condicionamientos.

Hasta ahora se han establecido los parámetros técnicos principales, pero, se han incorporado otros dos factores para representar con mayor fidelidad el BESS y su comportamiento real en la industria. Por un lado, se ha establecido un coste de degradación de la batería de 0,031 €/kWh. Con este parámetro, se pretende representar la degradación progresiva de las células, es decir, la pérdida gradual de la capacidad de almacenaje a lo largo de la vida útil del BESS.

Existen diversas investigaciones y trabajos acerca de la degradación de las baterías, pero, para este trabajo se ha optado por el enfoque de Xu et al. [2018] [52] y Koller et al. [2013] [53], donde se incorpora el coste de degradación de las células en la función objetivo de un modelo optimizador. Se ha seguido este enfoque con una expresión más simplificada, para indicar el coste de degradación de las celdas por kWh ciclado:

$$C_{deg} = \frac{CAPEX}{Ciclos \times DOD \times \eta_{rt}}$$

Dónde;

- **CAPEX:** coste capital del pack total de baterías de Litio. Representa el coste de adquisición del elemento del BESS que sufre la degradación electroquímica por los ciclos de carga y descarga. Se ha optado por un valor de 100 €/kWh, equivalente a los 108 \$/kWh que indica *BloombergNEF* en su informe anual de precios de baterías de litio en 2025 [36], aplicando el tipo de cambio correspondiente entre euros y dólares americanos.
- **Ciclos:** números de ciclos completos de carga y descarga que puede realizar el BESS a lo largo de su vida útil, mientras su capacidad de almacenamiento sea mayor o igual

al 80% nominal, norma ampliamente exigida por la mayoría de los fabricantes. Los BESS de tecnología LFP suelen operar entre 6000 y 4000 ciclos. Para este caso se tomará 4000 como valor de referencia [37].

- *DOD*: profundidad de descarga del sistema. Según los valores límite del estado de carga (SOC) previamente definidos, resulta en un valor del 90%.
- η_{rt} : rendimiento de ida y vuelta de un ciclo de la batería. Como se ha optado por un rendimiento del 95% para la carga y la descarga, el rendimiento de ida y vuelta se calcula como el producto de las eficiencias de ambos procesos, resultando en un 90,25%.

Aplicando todos estos valores a la formula anteriormente definida, se obtiene que el coste de degradación es de 0,031 €/kWh. Gracias a este parámetro se evita que el sistema explote la batería; pudiendo dar la orden incorrecta de cargar cuando realmente se pierde más dinero en el ciclo nuevo de carga, que, vendiendo directamente la energía a la red, aunque el precio ofertado no sea óptimo. Así, se consigue que el BESS inyecte energía solamente cuando el coste del proceso de carga va a ser compensado.

Por otro lado, se ha tenido en cuenta una tasa de autodescarga de las propias baterías para representar todas aquellas pérdidas energéticas que se producen de manera natural y hacen que el sistema no opere efectivamente. Este valor se ha establecido en un 0,01%, que, aunque sea más bien representativo, no es despreciable para simulaciones a largo plazo y es coherente con todas las características descritas del BESS anteriormente.

Como resumen, la siguiente tabla recoge todos los parámetros explicados en este apartado junto con las variables a la que se le ha asociado a cada uno en el modelo de optimización implementado en este proyecto, que será explicado con mayor detalle en el siguiente capítulo.

Parámetro	Variable representativa	Valor
<i>Capacidad nominal</i>	E_{BESS}	1000 kWh

Potencia de carga máxima	$P_{charge\ max}$	500 kW
Potencia de descarga máxima	$P_{discharge\ max}$	500 kW
C rate	-	0,5 C
Eficiencia de carga	η_{charge}	95%
Eficiencia de descarga	$\eta_{discharge}$	95%
SOC máximo	SOC_{max}	95%
SOC mínimo	SOC_{min}	5%
SOC inicial	$SOC_{t=0}$	50%
Coste de degradación	$Coste_{deg}$	0,03 €/kWh
Tasa de autodescarga	β_{BESS}	0,01%

Tabla 3: Parámetros técnicos del BESS. Elaboración propia

3.3 DEMANDA ELÉCTRICA

Para establecer correctamente las bases de un sistema de redes inteligentes, no basta con diseñar un sistema de sólo generación, sino también hay que integrarlo adecuadamente con almacenamiento, como se ha hecho con el BESS, y, además, con un consumo eléctrico. Si no se tiene en cuenta un consumo o una demanda eléctrica que satisfacer, el modelo perdería su principal objetivo: cubrir un perfil de consumo a partir de energía renovable al menor coste posible en base a los precios de mercado en cada momento. Por ello, el tercer elemento de este sistema de trabajo será la demanda eléctrica de un municipio real, para dotar al trabajo de una base más sólida. Se trabajará con el municipio de Ahigal, municipio elegido también en la simulación de PVGIS. De esta manera, al trabajar en la misma localización se consigue

que el modelo se asemeje lo máximo posible a lo que verdaderamente sería en la vida real en este pueblo, tanto desde un punto energética como económica.



Ilustración 11: Vista panorámica de Ahigal. Fuente: Wikipedia. Recuperado de:
[https://es.wikipedia.org/wiki/Ahigal_\(C%C3%A1ceres\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Ahigal_(C%C3%A1ceres))

El municipio de Ahigal está situado al norte de la provincia de Cáceres en la mancomunidad de Trasierra-Tierras de Granadilla y pertenece al partido judicial de Plasencia [38]. Según el Instituto Nacional de Estadística (INE) en el 2023, año de simulación de este proyecto, Ahigal contaba con 1361 habitantes. Ahigal es un municipio pequeño, rural, que centra su principal actividad económica en torno a la industria agropecuaria.

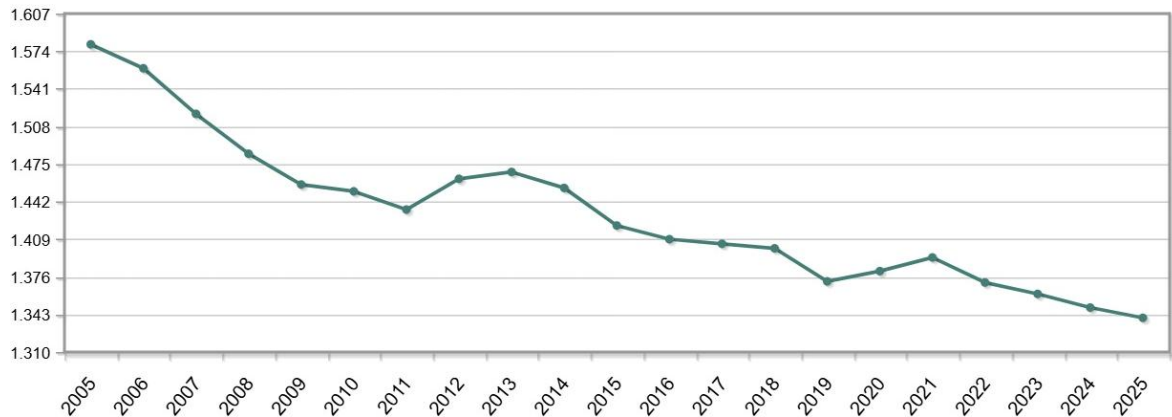


Figura 10: Evolución de la población de Ahigal 2005-2025. Fuente: INE. Recuperado de:

<https://www.ine.es/>

Este tipo de municipios presenta un consumo eléctrico moderado. Según el II Informe del Observatorio de Descarbonización Rural de CIDE de 2023, el consumo eléctrico en los hogares del entorno rural en España es un 20% más pequeño en comparación con el consumo en los hogares de las grandes ciudades [39]. Esto se explica fácilmente por el menor grado de electrificación de usos energéticos potentes como grandes industrias o instalaciones.

Para ese trabajo se considerará que el sistema PV + BESS diseñado abastecerá la demanda total del municipio. Este informe también indica que la combinación de almacenamiento con autoconsumo es una de las grandes vías de potencial estratégico en el medio rural, lo cual refuerza el papel del sistema de generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías planteado en este trabajo.

En cuanto a los hábitos de consumo energético en el entorno residencial español, el patrón típico diario sigue una estructura bastante parecida. Durante la madrugada la demanda es mínima, al ser horas de poca o nula actividad en los hogares. A primera hora de la mañana, a partir de las 6h y 7h, asciende rápidamente la demanda, cuando inicia el día y la actividad laboral. Más delante, en las horas centrales del día, el consumo en los hogares suele formar un valle, pero rápidamente para la tarde noche la demanda vuelve a subir para alcanzar su pico en el entorno residencial. Según indica la empresa Endesa, entre las 18h y las 22h el

consumo eléctrico en España alcanza sus valores máximos ya que muchos hogares encienden a la vez la cocina, la calefacción, los electrodomésticos, etc. [41] Este pico nocturno se da en horas en las cuales ya no hay generación fotovoltaica por la falta de recurso solar. En consecuencia, los precios de mercado suben ya que, también, la demanda es muy alta. Esta situación es una de las principales motivaciones para integrar el almacenamiento y poder gestionar correctamente los excesos o la falta de energía en base al mercado eléctrico.

Para este trabajo, la demanda se representará mediante la siguiente variable:

- $P_{load}(t)$ [kW]

Su análisis detallado se realizará en el apartado 3.5.3 más adelante.

3.4 CONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA

Finalmente, el sistema cuenta con una conexión bidireccional a la red eléctrica de distribución ya que se establece una interacción de compra y venta con la red. Para dimensionar correctamente este punto de conexión, es importante limitar los valores de importación y exportación. Por un lado, se establece un límite máximo de potencia de compra en 1.000 kW, valor que coincide con la demanda máxima. Por otro lado, el límite de exportación, es decir, de venta, queda fijado en 500 kW, que se alinea correctamente con las restricciones de vertido en conexiones de media tensión. En el código de trabajo en Python estos valores se definieron con las variables P_{maxbuy} y $P_{maxsell}$:

Parámetro	Valor
Potencia máxima de compra de la red (P_{maxbuy})	1000 kW
Potencia máxima de venta a la red ($P_{maxsell}$)	500 kW
Precios de compra/venta de energía	OMIE horario 2023 (€/MWh)

Tabla 4: Parámetros técnicos de conexión con la red eléctrica

Como se puede apreciar en la tabla anterior, todas las tarifas de compra y venta serán calculadas a partir de los datos reales de las tarifas del mercado eléctrico, gestionado por OMIE. Se considerará que los precios de compra y venta son equivalentes al precio marginal horario del mercado, es decir; no se considerarán peajes ni cargos adicionales correspondientes a instalaciones de mayor escala, ya que la finalidad del trabajo es la de evaluar el impacto del arbitraje de los precios en la función objetivo establecida.

3.5 DATOS DE ENTRADA

Tras comprender el sistema con el que se va a trabajar; la instalación fotovoltaica, el sistema de almacenamiento en baterías y la demanda municipal, es necesario definir los valores de entrada que cada uno aporta para la posterior ejecución del modelo de optimización.

En primer lugar, la instalación PV aporta la producción energética a partir de la captación de energía solar y su posterior transformación en electricidad. Después, esta electricidad, será bien inyectada a una red de distribución para cubrir la demanda del municipio, o, bien directamente a REE para venderla. A continuación, se explicará con más detalle los valores de entrada que cada subsistema aporta al modelo, para ser aplicados al modelo de optimización posteriormente.

3.5.1 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Los datos de generación de la instalación fotovoltaica para este trabajo han sido obtenidos a partir de la herramienta PVGIS. Esta aplicación, conocida como PVGIS por sus siglas en inglés, *Photovoltaic Geographical Information System*, fue desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea para estimar la producción de una instalación fotovoltaica en una localización concreta en función de su ubicación geográfica y diferentes características técnicas.

Para ello, cuenta con bases de datos climatológicas y de la radiación solar en prácticamente cualquier punto del planeta. Existen diferentes bases de datos en función al punto de trabajo

escogido. Para trabajar en la simulación de una instalación en Europa, como ha sido el caso en este proyecto, se utiliza la base de datos PVGIS-SARAH3 (*Surface Solar Radiation Data Set – Heliosat*, versión 3), que actualmente tiene recogidos datos de la radiación solar desde el 2005, hasta el 2023.

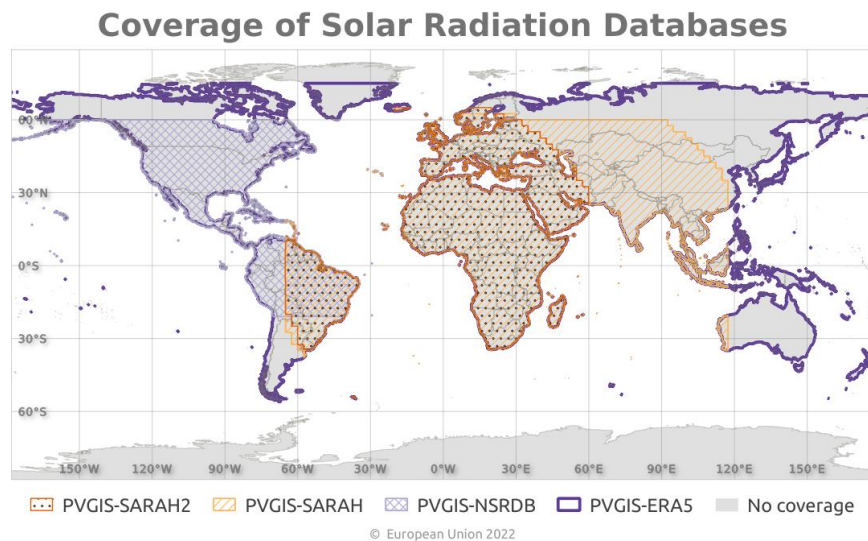


Ilustración 12: Bases de datos de PVGIS. Fuente: PVGIS. Recuperado de: <https://pvgis.com/en/user-manual>

PVGIS requiere de diferentes parámetros de entrada para definir correctamente la instalación PV y poder realizar la simulación con la mayor precisión posible. Por un lado, es necesario indicar la localización en la cual se desea ejecutar la herramienta. Para esto se debe introducir el nombre de la ciudad o pueblo en el que se trabajará, o, directamente, las coordenadas exactas de latitud y longitud. Una vez identificado el lugar de trabajo, PVGIS exige establecer también los parámetros técnicos del sistema. La herramienta solicita la potencia nominal PV, el tipo de tecnología empleada en los paneles, las pérdidas del sistema, la inclinación sobre la horizontal de los módulos, y el ángulo de azimut o de orientación respecto al sur. Todos estos valores se corresponden a los ya descritos en el apartado 3.1.2 de este capítulo.

A partir de todos estos parámetros, PVGIS desarrolla una serie temporal horaria para el intervalo de trabajo escogido, el año 2023, que incluye:

- La potencia eléctrica producida por la instalación fotovoltaica, P (W).
- La irradiancia solar sobre el plano inclinado, $G(i)$ (W/m^2).
- Las horas de sol efectivas, H_{sun}
- La temperatura del aire a dos metros de altura sobre el suelo, $T2m$ ($^{\circ}\text{C}$).
- La velocidad del viento a diez metros de altura sobre el suelo, $WS10m$ (m/s).

De todos estos datos, la única serie temporal introducida como variable de entrada directamente sobre el modelo de optimización, es la potencia generada por la planta instalación fotovoltaica, P (W), para así saber cuál es el perfil horario de generación fotovoltaica durante el 2023 en la ubicación elegida como punto de trabajo. Como resultado, se obtuvieron 8760 valores, correspondientes a la producción energética de la planta PV para cada hora de 2023, que no fue año bisiesto por lo que hay un total de 365 días de 24 horas cada uno. PVGIS devuelve este dato en vatios (W), pero, para el proyecto se ha trabajado con kilovatios (kW), por ello el resultado se dividió entre 1000.

A continuación, se puede apreciar el perfil anual de la generación fotovoltaica que se tomará como dato de entrada para este trabajo:

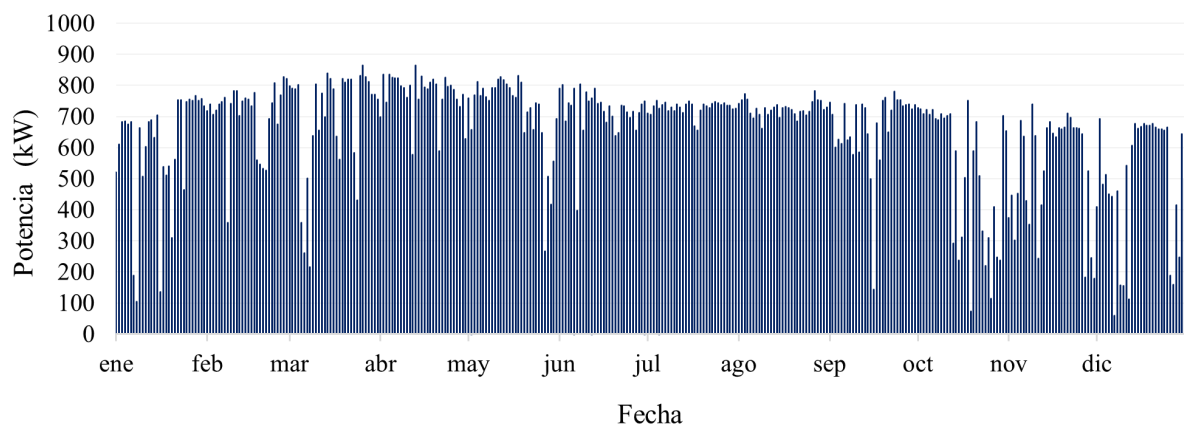


Figura 11: Perfil horario de potencia generada en la instalación fotovoltaica durante 2023. Elaboración propia. Datos de PVGIS.

En la figura se puede observar un claro comportamiento estacional: la generación empieza a crecer desde el comienzo del año, alcanzando sus valores máximos en los meses de

primavera y verano, con potencias de más de 850 kW concentradas en abril y julio especialmente, y, luego a partir de octubre empieza a descender nuevamente hacia el final del año, siendo a partir de octubre cuando se vuelven a registrar valores mínimos de producción. La variación de radiación solar en cada momento del año es la gran responsable de generar este patrón estacional. Debido a esto, se puede observar también que, durante el verano, cuando hay más horas de sol, el perfil de la producción energética es bastante estable y constante, manteniéndose en valores altos como se indicaba antes. En cambio, en otoño e invierno, las horas de sol fluctúan más y, por ello, la producción PV varía mucho. El cambio entre estas dos temporadas marcadas se produce de forma progresiva, en relación con la disminución de horas de sol efectivas sobre el lugar trabajado. Este tipo de perfil es típico de las instalaciones fotovoltaicas en el centro y sur de la península ibérica.

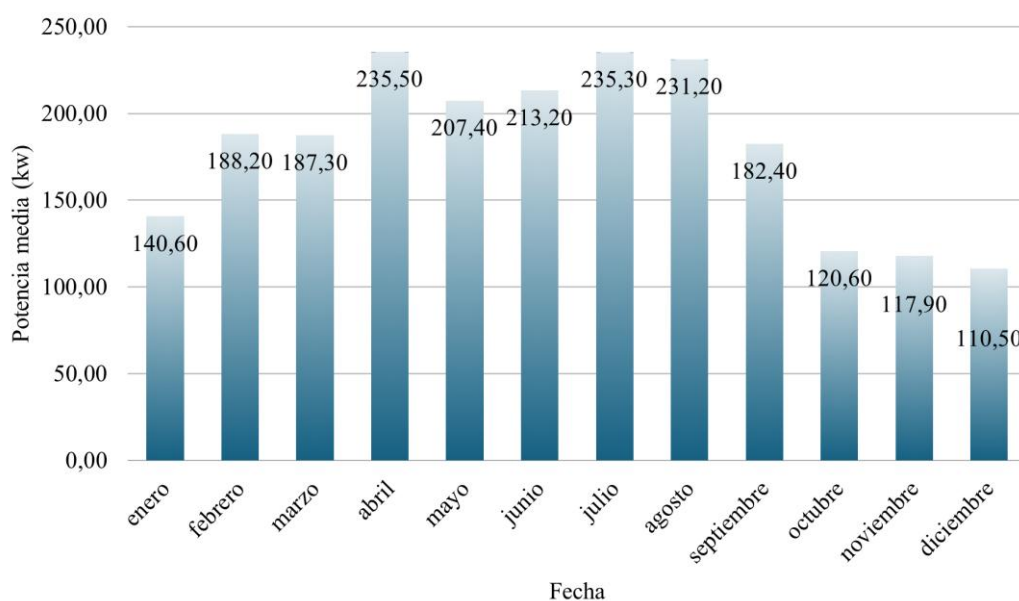


*Figura 12: Potencia media mensual generada por la instalación fotovoltaica en 2023. Elaboración propia.
Datos de PVGIS.*

Con el fin de visualizar con mayor claridad el comportamiento estacional del perfil de producción fotovoltaica, la figura anterior muestra la potencia media mensual durante todo el año. Se confirma nuevamente que la planta solar fotovoltaica produce con mayor potencia durante los meses de primavera y verano, especialmente en abril, julio y agosto. El máximo

ocurre en abril y julio con 235,5 kW y 235,3 kW respectivamente. En cambio, en otoño e invierno la planta reduce significativamente su producción media, siendo diciembre el mes con la menor producción, 110,5 kW. Cabe recordar que este gráfico presenta las medias mensuales, por lo que incluye todas las horas nocturnas en las cuales no hay producción solar.

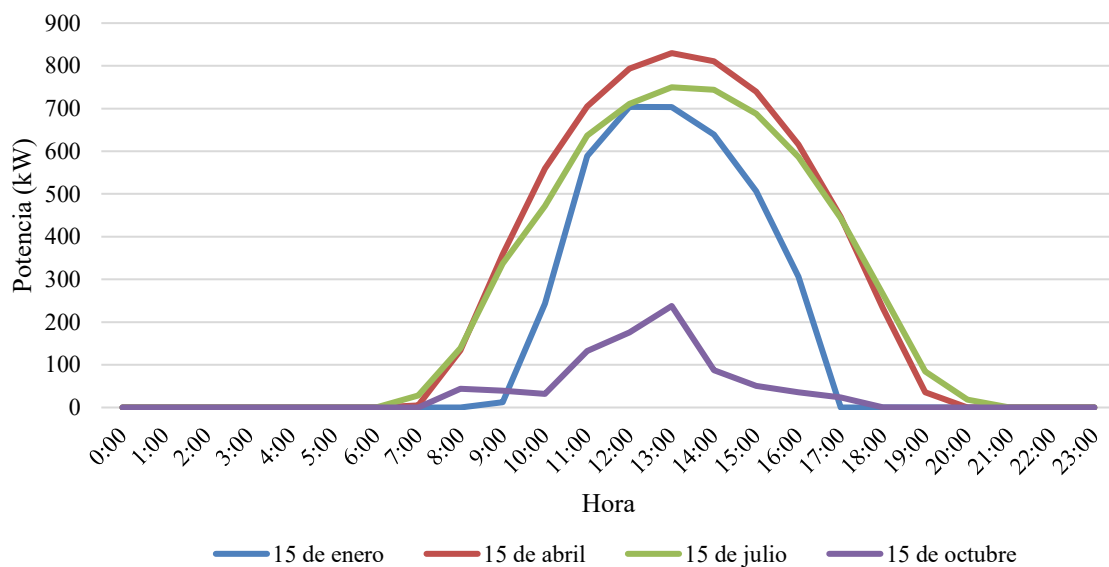


Figura 13: Perfil horario de generación fotovoltaica para días representativos de cada estación. Datos obtenidos de PVGIS para una instalación de 1 MWp en Ahigal (Cáceres), año 2023. Elaboración propia.

Si se observa el comportamiento horario de la generación fotovoltaica para diferentes días a lo largo del año, la diferencia estacional sigue siendo evidente. Para este análisis se han tomado los días 15 de cada mes, para así días separados de cada una de las cuatro estaciones, y las diferencias son claras. En primer lugar, la duración del periodo de generación diaria cambia a lo largo del año. En invierno, el 15 de enero, la planta produce durante apenas 8 horas, entre las 9:00 y las 17:00, mientras que, en primavera y verano, según el perfil horario del 15 de abril y del 15 de julio, la planta produce energía durante 13 y 14 horas al día, respectivamente. El 15 de octubre, en otoño, la planta genera durante 11 horas. Estos cambios son debidos a los cambios meteorológicos de las propias estaciones a lo largo del

año. En primavera y verano, cuando hay mucho sol, especialmente en una región como Extremadura, es evidente que será ahí cuando la planta alcance sus picos de producción.

También, debido a las horas solares efectivas en cada estación, el pico de potencia cambia. En invierno el máximo es de 703,81 kW, en primavera 829,76 kW, en verano 749,77 kW y en otoño 237,67 kW. Estos picos se dan siempre entre las 12:00 y las 13:00, por lo que se puede concluir que la planta produce sus máximos al mediodía en cada estación. De todas maneras, cabe mencionar que el día tomado como análisis para otoño, el 15 de octubre, presenta datos significativamente bajos en comparación con algunos de esta misma época del año. Esto seguramente sea resultado de un día especialmente nublado o con condiciones climatológica desfavorables. Aun así, es muy importante observar este fenómeno ya que las plantas fotovoltaicas siempre tienen que hacer frente a múltiples climas y condiciones a lo largo del año.

	15 de enero	15 de abril	15 de julio	15 de octubre
0:00	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0
7:00	0	5,03	28,48	0
8:00	0	133,52	138,69	43,53
9:00	12,39	358,43	337,22	39,03
10:00	243,19	559,8	471,76	31,83
11:00	588,65	704,75	636,52	132,46
12:00	703,81	793,2	710,59	175,69
13:00	703,63	829,76	749,77	237,67
14:00	638,88	810,82	743,63	87,53
15:00	506,07	739,29	687,64	50,41
16:00	306,21	615,47	586,6	35,53
17:00	0	445,99	443,23	23,47
18:00	0	232,18	264,83	0,31
19:00	0	35,88	84,47	0
20:00	0	0	18,25	0
21:00	0	0	0	0

22:00	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0

Tabla 5: Heatmap de la producción fotovoltaica para diferentes días del año. Elaboración propia. Datos de PVGIS.

3.5.2 PRECIOS HORARIOS OMIE

Para la realización de este trabajo, se han tomado como referencia el precio spot del mercado eléctrico de 2023. Dichos datos son publicados a diario en OMIE y en la plataforma Esios de Red Eléctrica [51], de la cual se ha podido extraer un archivo con todos los datos anuales necesarios para del proyecto.

3.5.2.1 Contexto energético del año 2023

El ámbito eléctrico y energético del año 2023 estuvo muy marcado por la guerra de Ucrania, la cual empezó a finales de 2022. Por ello, durante ese año se dio una fuerte inflación en los precios del mercado y las medidas de ahorro, que derivaron de este suceso, hicieron que la demanda disminuyera notablemente. En España, la demanda eléctrica presentó un descenso del 2,3% respecto al año anterior, siendo la misma un total de 244.665 GWh [40].

En consecuencia a la disminución de la demanda energética durante el 2023, tuvo lugar una caída del 3,5% en la producción eléctrica total, tras dos años consecutivos de incrementos. Sin embargo, la energía renovable fue la gran protagonista de periodo de tiempo.

Según indica REE en su informe anual, la producción renovable en 2023 creció en un 15,1% respecto al 2022, alcanzando un récord histórico de 134.321 GWh y superando por primera vez el 50% de la producción anual total del país [40]. En este ámbito fue clave el incremento de la energía hidráulica y solar fotovoltaica especialmente, que aumentaron en un 44,1% y 33,8% respectivamente. Además, cabe destacar, que en 2023 se incorporaron unos 6,3 GW de nueva potencia renovable al sistema energético español, de los cuales 5,6 GW fueron para energía solar fotovoltaica.

3.5.2.2 Resultados del mercado eléctrico en 2023

Respecto al ámbito del mercado eléctrico, durante 2023 el total de energía negociada en los mercados diario e intradiario fue de unos 263,7 TWh en la zona MIBEL. En España, el total negociado fue de 158,4 TWh en el mercado diario, y 34,9 TWh en el intradiario de subastas. El precio medio aritmético del mercado diario fue de 87,10 €/MWh, valor un 91,3% inferior al del año anterior. Esta gran caída está altamente relacionada con el descenso del precio de gas y el fin de la aplicación del mecanismo del tope de gas, que estuvo vigente solamente durante los primeros meses del 2023, ya que a partir de febrero el precio del gas cayó por debajo del límite establecido. Del mismo modo, el precio medio aritmético en el mercado intradiario fue de 87,99 €/MWh, ligeramente superior.

Respecto a las tecnologías que con mayor frecuencia determinaron el coste marginal del sistema, destacaron la hidráulica, los ciclos combinados y la cogeneración según el orden de mérito descrito anteriormente. De hecho, en las horas de precios mínimos, las renovables superaron el 85% de la casación; la eólica fue la gran protagonista representando un 50% de la estructura. En cambio, en las horas con precios máximos, el ciclo combinado estableció generalmente el precio marginal. En estos momentos, las renovables solamente representaron el 43% de la estructura, si se descuentan la hidráulica que por su escasez oferta a precios muy elevados en esos momentos.

En cuanto a la formación de precios del mercado diario, el precio mínimo registrado fue de 0 €/MWh y el máximo de 220 €/MWh. En las siguientes figuras se puede apreciar con más detalle la evolución de los precios diarios del mercado eléctrico:

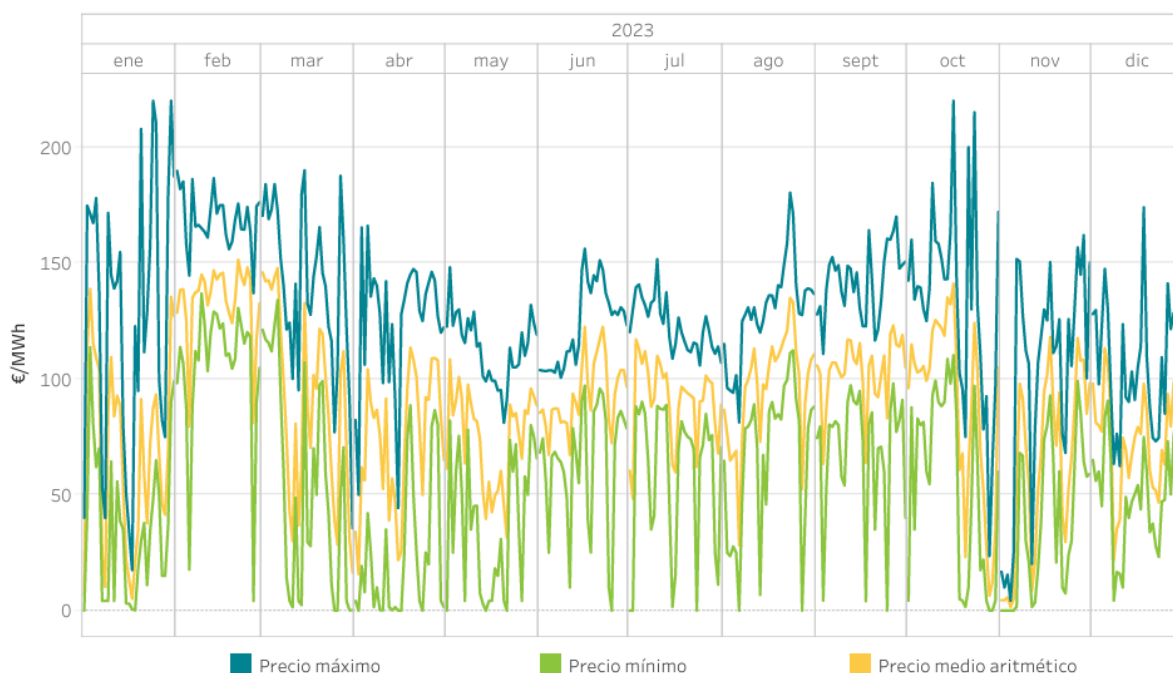


Figura 14: Evolución de los precios del mercado diario en España durante 2023. Fuente: OMIE

Año de estudio	Mes de estudio	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo	Energía mercado	Energía bilaterales
2023	enero	69,55	220,00	0,00	13.782,3	10.575,6
	febrero	133,47	189,74	4,16	12.341,0	10.085,3
	marzo	89,61	190,00	0,00	14.814,5	9.966,6
	abril	73,73	166,06	0,00	13.463,3	8.540,7
	mayo	74,21	148,16	0,00	13.093,2	9.183,2
	junio	93,02	156,13	0,00	12.721,6	9.448,2
	julio	90,47	151,65	0,00	13.898,6	11.097,3
	agosto	96,05	180,34	0,00	13.905,0	10.666,6
	septiembre	103,34	170,00	0,00	12.340,7	9.571,6
	octubre	90,14	220,00	0,00	13.222,4	8.908,6
	noviembre	63,45	161,99	0,00	12.638,8	9.555,0
	diciembre	72,17	174,00	0,00	12.228,5	10.550,4
Resultados interanual		87,10	220,00	0,00	158.449,8	118.149,1

Tabla 6: Resumen mensual de precios y energía negociada en el mercado diario español, 2023. Fuente: OMIE

Desde una perspectiva estacional, durante los meses de invierno, sobre todo en diciembre, enero y febrero, se registraron los precios más altos del año 2023. Este es un patrón que se repite casi anualmente en el sistema eléctrico español. Por una parte, en los periodos más fríos existe una mayor demanda eléctrica, principalmente por la necesidad de calefacción, pero, a su vez hay una menor disponibilidad de energía fotovoltaica, ya que son los meses con menos horas de sol. Por el contrario, en primavera y principios de verano se suelen registrar siempre los precios más bajos e incluso episodios de precios negativos. Este fenómeno suele ocurrir a mitad de día debido a la alta penetración solar en esas horas. Durante el 2023, se registraron 109 horas con precio de 0 €/MWh en 23 días distintos, siendo el 5 de noviembre el día que sostiene el récord: 16 horas consecutivas de precio nulo.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00	59,09	133,88	95,43	91,26	85,23	99,48	100,78	105,64	107,76	86,15	51,73	63,83
1:00	49,63	127,40	88,72	84,90	81,17	96,39	95,47	99,03	103,32	80,17	48,44	59,38
2:00	45,27	122,35	87,82	84,11	78,68	94,52	94,37	97,28	100,84	80,11	47,02	55,96
3:00	42,80	118,15	84,36	81,67	77,38	92,11	93,16	95,26	99,24	78,43	46,53	53,94
4:00	41,43	117,83	82,31	84,23	80,85	93,54	96,05	98,81	99,81	79,75	50,57	56,59
5:00	44,57	121,53	87,18	91,63	88,16	99,77	103,63	107,38	109,64	91,08	59,81	62,81
6:00	54,78	130,05	97,51	102,07	95,68	107,34	107,91	111,28	119,39	104,59	74,25	73,30
7:00	69,08	143,51	112,17	104,27	91,47	105,13	102,28	108,83	121,62	111,19	79,28	81,02
8:00	85,56	152,24	111,89	91,47	75,69	93,57	89,90	95,35	111,32	102,21	66,00	77,72
9:00	81,44	143,83	95,83	71,32	62,90	82,76	79,50	82,20	93,43	86,02	56,42	68,17
10:00	70,22	131,87	77,87	53,77	55,20	75,33	72,23	75,92	83,14	74,73	51,20	62,30
11:00	63,16	124,22	71,11	47,08	52,50	72,81	70,52	74,21	78,03	70,01	50,03	59,64
12:00	60,51	119,59	65,64	41,24	49,22	71,84	66,63	73,40	75,72	68,07	48,49	58,20
13:00	58,20	114,95	62,56	33,06	45,05	68,65	62,97	70,67	71,83	65,82	46,79	58,09
14:00	55,08	113,03	59,01	26,46	40,46	67,70	61,48	67,89	71,08	63,74	49,10	59,83
15:00	53,30	112,13	56,46	24,77	39,54	69,57	62,36	69,42	76,69	69,59	61,72	69,96
16:00	59,91	116,84	60,31	27,40	45,65	79,81	67,06	77,29	86,72	83,58	79,02	87,01
17:00	78,88	134,25	72,11	36,36	54,30	88,58	74,58	86,84	106,57	102,45	92,12	96,13
18:00	99,60	151,14	91,96	60,08	75,37	100,56	93,17	107,08	126,40	118,94	94,52	100,54
19:00	120,79	165,16	118,74	101,18	98,51	112,30	112,01	122,73	139,75	129,04	92,17	101,23
20:00	120,21	164,63	132,64	120,07	111,10	121,75	120,71	128,66	138,40	118,71	82,79	93,71
21:00	106,10	156,16	123,80	114,67	107,11	120,94	121,65	122,64	126,09	106,53	73,13	85,78
22:00	82,87	148,68	113,17	100,69	96,77	111,52	114,65	115,32	118,80	96,94	64,78	77,28
23:00	66,75	139,90	104,03	98,44	92,51	106,83	108,20	112,50	114,83	89,67	59,79	68,53

Figura 15: Heatmap del precio horario medio mensual (€/MWh) en 2023. Elaboración propia. Datos de OMIE.

En cuanto a la evolución diaria, se observa una estructura de precios diferenciada. En las horas centrales, aproximadamente entre las 11:00 y las 16:00, se da un valle pronunciado en el precio del mercado diario, intervalo de tiempo que coincide con el pico de producción de energía solar. En cambio, por la mañana entre las 8:00 y las 10:00, y, especialmente por la noche, de 19:00 a 22:00 la demanda es muy alta y se interrumpe la producción solar. Por

ello es en estas horas cuando se dan generalmente los picos en el precio del mercado. Este patrón es clave en el modelo de optimización desarrollado en este trabajo para maximizar el almacenamiento.

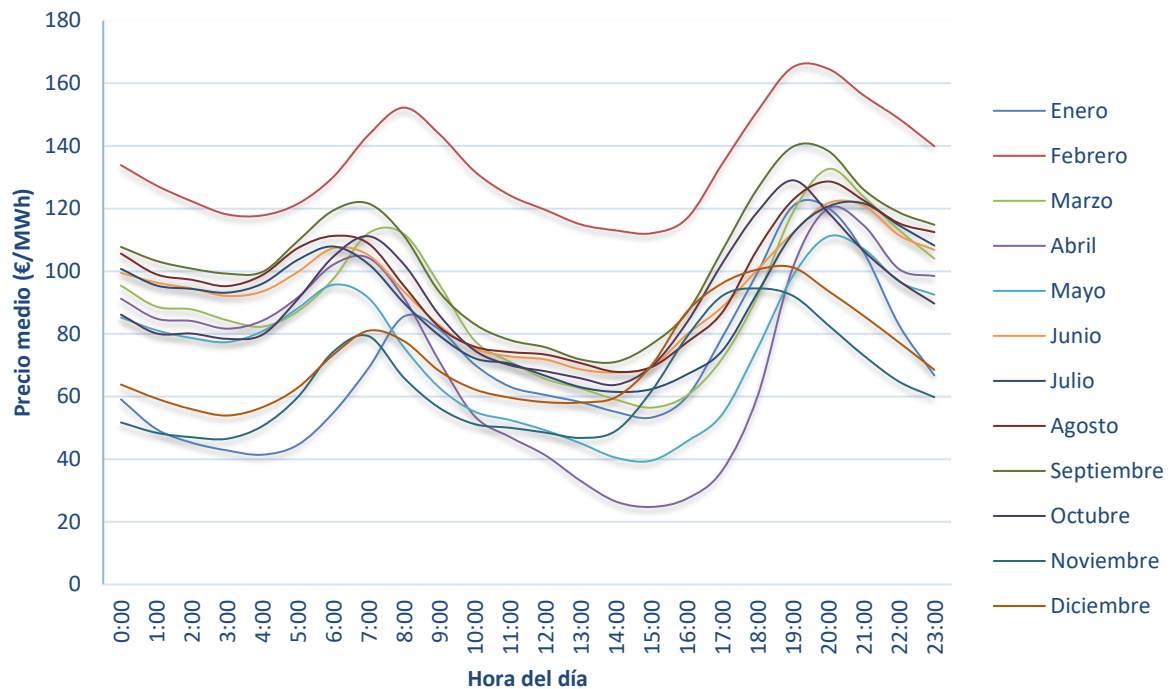


Figura 16: Perfil horario del mercado diario en 2023. Elaboración propia. Datos de OMIE.

En consecuencia, la estrategia óptima del BESS en este trabajo consistirá en cargar las baterías durante las horas centrales del día, para aprovechar los precios bajos, y descargar en los picos nocturnos cuando el precio marginal alcanza sus valores máximos

3.5.3 PERFIL DE LA DEMANDA ELÉCTRICA MUNICIPAL

El tercer dato de entrada es la demanda eléctrica del municipio de Ahigal. A diferencia de los datos de precio de mercado y de generación fotovoltaica que se pudieron obtener directamente de fuentes públicas como OMIE, o de herramientas potentes de simulación como PVGIS, no existe una herramienta equivalente que acumule un registro horario real de la demanda eléctrica para los municipios de España. REE publica en tiempo real los datos de generación y demanda a nivel nacional y peninsular, pero no existe una medición horaria

o un registro de datos abierto al público de la demanda eléctrica de un municipio en concreto como Ahigal.

Por ello, a partir de los datos reales de la demanda eléctrica nacional, se ha realizado un proceso de escalado para construir la curva de carga del municipio deseado de la manera más realista posible. Estos datos son publicados por REE a través de su plataforma Esios. Se puede acceder a ellos en tiempo real, ver la demanda prevista para un día en concreto, o acceder a un registro de datos que archiva toda esta información.

Para este trabajo, se obtuvo de Esios la serie temporal de carácter horario de la demanda eléctrica de España en 2023, para corresponderse adecuadamente con el año de simulación de la base de datos SARA-3 utilizada en PVGIS. El procedimiento de escalado consiste en aplicar un factor de proporcionalidad a la curva real de la demanda eléctrica nacional para que se represente adecuadamente la carga energética correspondiente de Ahigal. El factor de proporcionalidad se ha calculado teniendo en cuenta la población del municipio en comparación con la población total de España. Además, como se indicaba en el apartado 3.3 se ha aplicado el factor de consumo específico para entornos rurales, de manera que, sea reducido la misma un 20%.

Para establecer esta relación, es necesario conocer exactamente el número de habitantes que había en España y en Ahigal en 2023. Según los datos publicados por el Instituto Nacional de Estadística (INE), España en 2023 tenía una población de 48592909 habitantes, casi 48,6 millones, y, Ahigal tenía una población de 1361 habitantes. A partir de estas cifras se puede establecer el siguiente factor de proporcionalidad:

$$f = \frac{\text{Población Ahigal}}{\text{Población España}} = \frac{1361}{48592909} = 2,8 \times 10^{-5}$$

Para conseguir replicar la curva de demanda eléctrica de Ahigal, se debe multiplicar la curva de demanda nacional por el factor de proporcionalidad f y por 0,8 para reducir la demanda un 20% dado que se trata de un municipio rural. De tal manera que la demanda resultante la utilizada para este trabajo seguirá la siguiente relación respecto la demanda nacional:

$$Demanda Ahigal(t) = (0,8 \cdot f \cdot Demanda España(t)), \quad \forall t$$

El resultado es una serie temporal de 8760 valores horarios de potencia demandada expresados en kW. La forma de la curva es exactamente la misma que la curva nacional pero escalada a la magnitud propia del municipio en función de sus habitantes y su entorno. En la siguiente figura se puede observar la curva resultante:

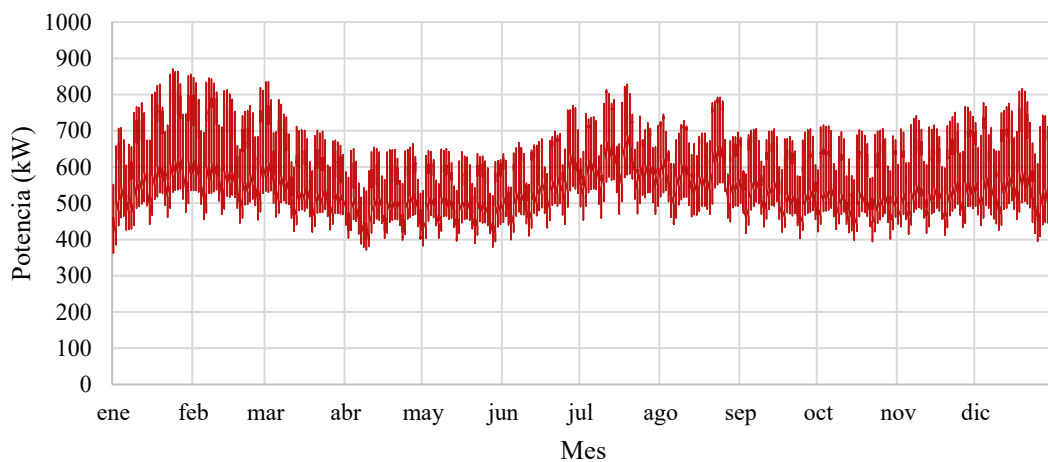


Figura 17: Perfil horario de potencia demandada en el municipio de Ahigal durante 2023. Elaboración propia. Datos de REE.

En cuanto a los valores numéricos, según los datos de REE [40], España consumió en 2023 un total de 229282 GWh. En consecuencia, tras aplicar el factor de proporcionalidad f y descontar un 20%, la demanda total de Ahigal resulta en 5137 MWh para el 2023. De la misma forma, el pico de demanda nacional fue de 38,83 GW por lo que el pico de demanda la curva de Ahigal es de 870 kW. Ahora, para analizar la tendencia y el comportamiento de la demanda en cada época del año, la figura siguiente muestra la media mensual de potencia demandada por Ahigal para los meses de 2023.

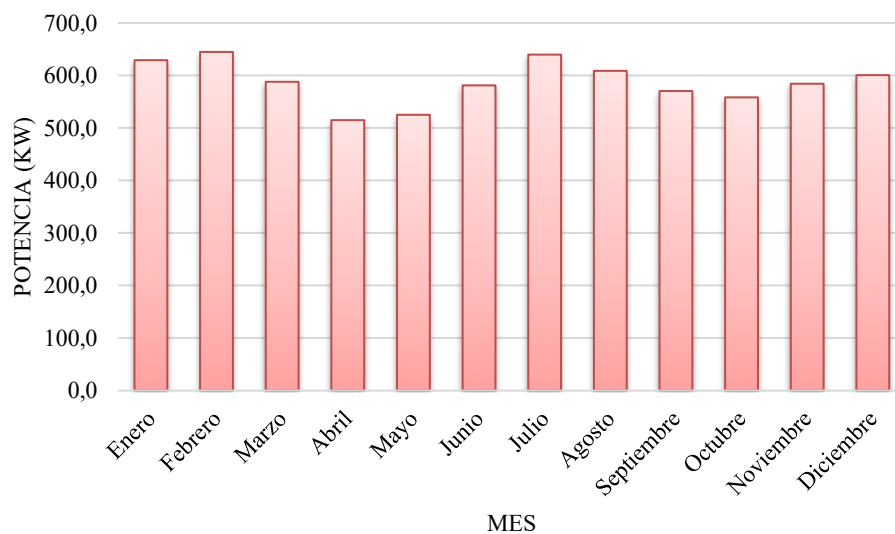


Figura 18: Potencia media mensual demandada por el municipio en 2023. Elaboración propia. Datos de REE.

Ahora, siguiendo la misma metodología empleada en el análisis de la generación fotovoltaica, resulta interesante estudiar con mayor detalle el perfil horario de la demanda energética de Ahigal, para poder conocer las tendencias y los patrones diarios a lo largo del año de una manera representativa. Para ello, como se hizo para los datos de generación PV, se han seleccionado los días 15 de los meses de enero, abril, julio y octubre, para estudiar su perfil horario de demanda.

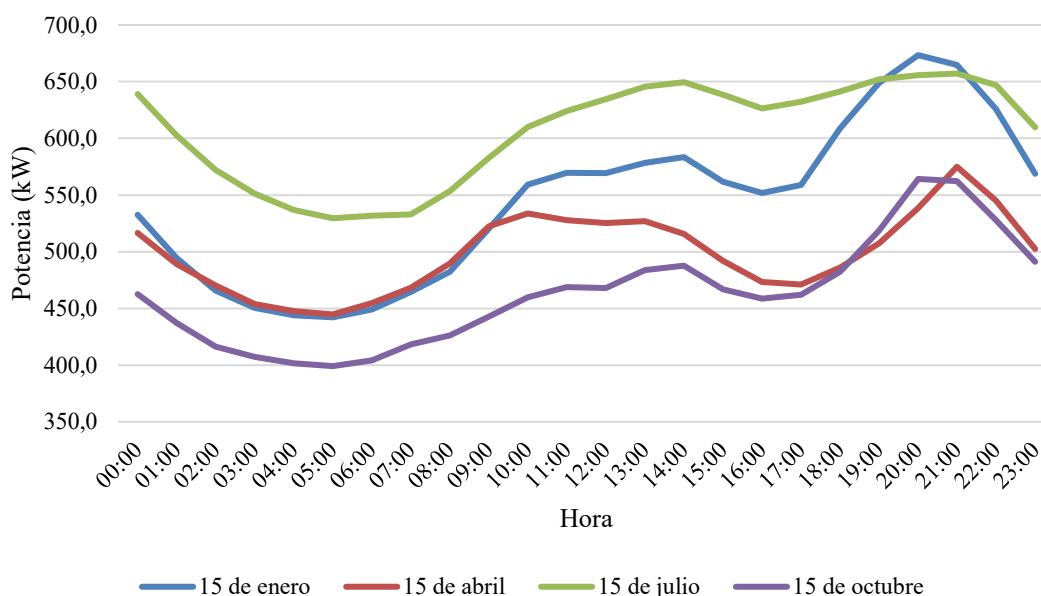


Figura 19: Perfil horario de demanda eléctrica para días representativos de cada estación. Elaboración propia. Datos obtenidos de REE.

Como se puede observar en la figura, la demanda sigue un patrón bastante similar en los 4 días de estudio: un valle nocturno entre las 2:00h y las 6:00h, una subida a primera hora de la mañana, otra ligera caída en las primeras horas de la tarde cerca de las 16:00h, y finalmente, un pico vespertino entre las 19:00h y las 23:00h aproximadamente. Aunque la tendencia sea clara, los picos de demanda varían significativamente entre las estaciones. Los meses de invierno, son meses fríos y con menos horas de luz, por lo que el pico de demanda es máximo y ocurre relativamente pronto a la noche, 673,4 kW a las 20:00h para este 15 de enero. Esto representa el mayor uso de calefacción y el anochecer temprano de esta época del año. La primavera tiene una tendencia más estable, pudiéndose observar un valle al mediodía es ligeramente más pronunciado en comparación con los otros meses. Esto apunta a que el mes de abril, especialmente, tiene una muy buena generación PV. Aunque el 15 de enero se observa el pico máximo horario, el 15 de julio el máximo total diario, 14557 kWh. Esto refleja el uso intensivo de sistemas de refrigeración en verano. Finalmente, el otoño, presenta el consumo diario más reducido, 11977 kWh al tratarse de una época de temperaturas moderadas.

El desajuste entre los máximos de la generación fotovoltaica, concentrados en primavera y en verano, y los máximos de demanda energética, en invierno y verano, será de gran importancia para la estrategia y gestión del sistema de almacenamiento.

3.5.4 RESUMEN MENSUAL DE LOS DATOS DE ENTRADA

Como resumen para esta sección, en la siguiente tabla se pueden apreciar los valores medios mensuales de los tres datos de entrada principales para el año 2023: el precio spot medio del mercado, la generación fotovoltaica total, la demanda eléctrica del municipio de Ahigal, y, además, se ha incluido la cobertura fotovoltaica resultante.

RESUMEN ANUAL DATOS DE ENTRADA - 2023				
Mes	Precio spot medio (€/MWh)	Generación PV (MWh)	Demanda (MWh)	Cobertura PV (%)
Enero	69,6	105	468	22,40
Febrero	133,5	126	433	29,10
Marzo	89,7	139	435	32,00
Abril	73,8	170	371	45,80
Mayo	74,2	154	391	39,40
Junio	93	154	419	36,80
Julio	90,5	175	476	36,80
Agosto	96,1	172	453	38,00
Septiembre	103,4	131	411	31,90
Octubre	89,9	90	414	21,70
Noviembre	63,6	85	421	20,20
Diciembre	72,1	82	447	18,30
TOTAL	87,2	1.583	5.137	30,80

Tabla 7: Resumen mensual datos de entrada

De la tabla se desprenden varias conclusiones relevantes para la operación del sistema. La cobertura fotovoltaica es máxima en primavera, un 45,8% en abril, ya que la generación es alta y la demanda es la más baja del año, 371 MWh. Los meses de menor cobertura solar son noviembre y diciembre, con un 20,2% y 18,3% respectivamente, dado que en esta época del año la generación PV cae, pero la demanda es elevada. Febrero resalta con el mayor precio spot medio, 133,5 €/MW. Todos estos parámetros condicionan directamente las oportunidades de arbitraje del BESS a lo largo del año.

Capítulo 4 EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN

En el presente capítulo se describe el diseño y la implementación del modelo matemático empleado en el desarrollo del modelo de optimización del sistema de almacenamiento energético. Este modelo tiene como finalidad determinar el comportamiento óptimo del sistema BESS de forma que, cumpliendo con la demanda establecida, el flujo energético intercambiado con la red sea tal que minimice el coste operativo de la planta.

Sin embargo, el objetivo de este modelo no es solamente técnico, sino también estratégico. La integración conjunta de una planta fotovoltaica con sistemas de almacenamiento en baterías, y todo ello conectado a la red, permite convertir una simple instalación en un sistema dinámico que pueda adaptarse a las condiciones variables de las fuentes renovables y las tarifas del mercado eléctrico. En este contexto, el modelo de optimización pretende responder a esta cuestión y así conseguir aprovechar toda la energía fotovoltaica generada, participar eficientemente en el mercado eléctrico mediante estrategias de arbitraje horario y preservar la vida útil del sistema de almacenamiento, respetando sus límites operativos de potencia.

Para abordar esta problemática, se ha optado por una formulación matemática basada en Programación Lineal Entera Mixta, que permite representar de forma rigurosa estos objetivos mediante el uso de diferentes variables asociadas a los flujos energéticos a optimizar.

4.1 LA PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA

La Programación Lineal Entera Mixta, *Mixed Integer Linear Programming* (MILP) en inglés, es un método de optimización matemática utilizado para encontrar la mejor solución posible a un problema determinado en el que intervienen diferentes variables decisión y restricciones técnicas.

La familia de problemas de programación entera se subdivide en los problemas de programación entera pura (PIP), que consideran exclusivamente variables enteras o binarias, y los de programación lineal entera mixta (MILP), cuyas variables de decisión son enteras o binarias, pero no de forma exclusiva ya que además puede tomar valores continuos. Los problemas MILP son más complicados de resolver que los problemas de programación lineal convencionales ya que al introducir variables enteras y binarias no se pueden utilizar simplemente las herramientas matemáticas propias de la optimización continua y, además, el área factible de las posibles soluciones pierde convexidad al restringir los valores de las posibles soluciones. Esta diferencia se puede apreciar de forma gráfica mediante la representación del espacio posible, correspondiente al área verde de la siguiente figura, y las verdaderas soluciones admisibles en el problema, representados mediante los puntos azules de la figura.

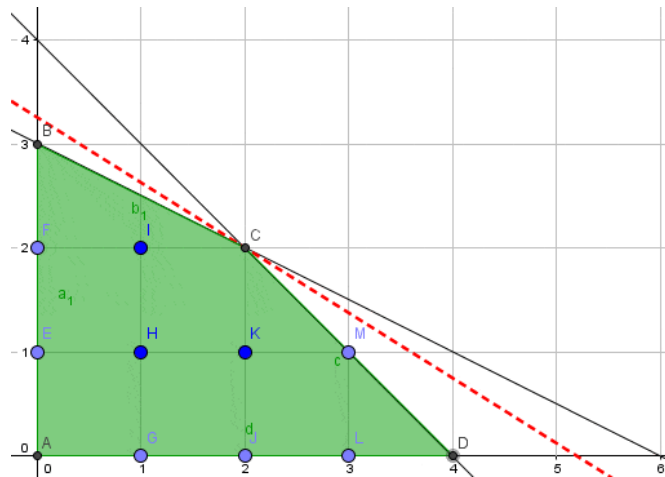


Ilustración 13: Ejemplo ilustrativo de un modelo matemático global del algoritmo MILP. Fuente: Blog Gestión de Operaciones. Recuperado de: <https://gestiondeoperaciones.net/programacion-entera/que-es-la-programacion-entera/attachment/dominio-lineal-y-entero/>

La formulación de este tipo de problema en este proyecto en concreto permite combinar decisiones discretas moduladas por variables enteras, como la no simultaneidad entre los procesos de carga y descarga de la batería o la compra y venta de la red, junto con más variables continuas asociadas a la potencia.

Todo problema MILP cuenta con tres pilares fundamentales que componen su estructura global; las variables de decisión, la función objetivo y las restricciones. Las variables de decisión son las incógnitas que se declaran al principio del problema para que el modelo las pueda determinar. La función objetivo es aquella que se pretende optimizar para cumplir con el problema, y, las restricciones son aquellas limitaciones matemáticas que han de ser indicadas para que el modelo MILP nunca traspase las condiciones establecidas.

Existen diversos métodos y algoritmos de resolución para los problemas MILP. Entre los cuales destaca el de método de la enumeración exhaustiva, el método de la ramificación y acotamiento, el método de los planos de corte, etc. En primer lugar, la enumeración exhaustiva consiste en la búsqueda de la solución óptima estimando la función objetivo para cada uno de los puntos posibles. Se trata de un método sencillo a nivel conceptual, pero con una gran desventaja en su resolución ya que el número de soluciones posibles aumenta de forma exponencial conforme aumenta el número de variables introducida. Por lo que no es uno de los métodos más viables para problemas complejos. Sin embargo, uno de los métodos más utilizados es el de ramificación y acotamiento, *branch and bound*. En este método se hace una relajación del modelo y se asume que todas las variables son continuas para poder alcanzar un valor óptimo inicial, de carácter continuo, que servirá como nodo de decisión. Desde aquí se subdivide o ramifica el conjunto de siguientes soluciones en subespacios más pequeños determinando los límites en cada parte y descartando aquellas secciones del “árbol” que no pueden incluir la solución óptima.

Este proyecto de gestión de energía en una instalación solar fotovoltaica con baterías presenta diferentes características que lo hacen adecuado para trabajar y ser resuelto mediante una programación lineal entera mixta. En primer lugar, el horizonte de optimización es finito y discreto, las 24 horas del año 2023, con saltos temporales de hora en hora en los datos. La relación entre las variables de entrada es continua y además el sistema presenta una característica clave es que como la batería no puede descargarse y cargarse a la vez, se necesita de una variable binaria que modele esto mismo.

A través de la formulación de este problema MILP se pretenderá determinar para cada hora del intervalo de tiempo establecido, los valores óptimos de potencia de carga o descarga de la batería y, cuando sea necesario, la energía intercambiada con la red. En todo momento se pretenderá minimizar el coste neto de las operaciones en el sistema, respetando todas las limitaciones de este. La primera estructura del modelo, así como el uso de determinadas variables, se ha inspirado en el enfoque propuesto por Eric M. [54], quien implementa un modelo similar en OR-Tools para la gestión de un sistema BESS conectado a red, pero sin una demanda que cubrir.

Para llevar a cabo la buena estructura del problema, se detallan a continuación las variables de decisión, las restricciones y la función objetivo global del sistema.

4.2 LAS VARIABLES DE DECISIÓN

En primer lugar, se han definido en el algoritmo de decisión las siguientes variables. Se trata de las incógnitas que el problema desconoce inicialmente y va a determinar para cada instante t , siendo este intervalo de tiempo cada hora de un respectivo día.

4.2.1 VARIABLES CONTINUAS:

- $P_{charge}(t) \in [0, P_{charge\ max}]$: potencia de carga de la batería. Representa la cantidad de kW que se inyectan a la batería en cada hora t .
- $P_{discharge}(t) \in [0, P_{discharge\ max}]$: potencia de descarga de la batería. Representa la cantidad de kW que se extraen de la batería en cada hora t .
- $P_{buy}(t) \in [0, P_{buy\ max}]$: potencia (kW) comprada de la red en la hora t . Adquiere valor cuando la generación fotovoltaica y el BESS no son suficientes para cubrir la demanda de la planta.

- $P_{sell}(t) \in [0, P_{sell\ max}]$: potencia (kW) vendida a la red en la hora t . Se activa cuando hay excedentes de renovable o de descarga de la batería.
- $SOC(t) \in [SOC_{min}, SOC_{max}]$: estado de carga de la batería, representando la energía en kWh almacenada en cada hora t .

Los valores numéricos correspondientes a estas variables quedan definidos en Tabla 3 del Capítulo 3.

4.2.2 VARIABLES BINARIAS:

- $\sigma_{BESS} \in \{0, 1\}$: estado de operación de la batería. $\sigma_{BESS} = 0$ cuando la batería se esté cargando y $\sigma_{BESS} = 1$ cuando la batería se esté descargando. Garantiza que no se produzcan operaciones simultaneas en la batería.
- $\sigma_{grid} \in \{0, 1\}$: estado de operación de la red. $\sigma_{grid} = 0$ cuando se compra potencia de la red y $\sigma_{grid} = 1$ cuando se vende energía a la red. Garantiza que no ocurran operaciones de compra y venta en el mismo t .

4.3 LA FUNCIÓN OBJETIVO

El modelo persigue minimizar el coste operativo diario, definido a continuación como la función Z .

$$\min Z_t = \sum_{t=0}^{23} \left((P_{buy,t} - P_{sell,t}) * p_t * DT \right) + \left((P_{charge,t} + P_{discharge,t}) * Coste_{deg} * DT \right)$$

Ecuación 1: Función objetivo, Z

Esta función se divide en dos componentes críticos para los costes energéticos a los que se enfrenta el modelo. Por un lado, el sistema se enfrenta al coste neto de la energía, es decir lo que cuesta mantener el flujo necesario directo con la red para cubrir la demanda de la instalación en todo momento. El modelo buscará comprar de la red cuando el precio spot sea

mínimo, y vender los excedentes de la fotovoltaica o al menos evitar comprar en las horas de precio máximo.

$$\text{Coste energía} = (P_{\text{buy},t} - P_{\text{sell},t}) * p_t * DT$$

Ecuación 2: Coste neto de la energía

El siguiente aspecto importante a tener en cuenta es que almacenar energía en el sistema BESS conlleva un precio ya que, por cada kWh almacenado, la batería se degrada. Esto se ilustra mediante un coste de degradación de la batería, definido en la variable Coste_{deg} (0.03 €/kWh). Esto significa que el modelo ejecutará sus ciclos de carga o descarga correspondientes cuando la diferencia con respecto a los precios del mercado es lo suficientemente amplia como para cubrir el coste de tener la batería funcionando, es decir, el envejecimiento y degradación de esta.

$$\text{Coste BESS} = (P_{\text{charge},t} + P_{\text{discharge},t}) * \text{Coste}_{deg} * DT$$

Ecuación 3: Coste neto del almacenamiento en BESS

En resumen, la función objetivo definida en el modelo opera como el administrador de la flexibilidad del sistema para determinar en tiempo real la opción más beneficiosa. De esta manera el algoritmo evalúa si la opción más rentable es el autoconsumo, el arbitraje, o simplemente mantener la batería inactiva cuando el beneficio económico no es el suficiente para cubrir su coste de degradación.

4.4 LAS RESTRICCIONES

Finalmente, es importante establecer los límites que el modelo no puede superar para cumplir y respetar en todo momento las barreras técnicas del sistema de almacenamiento. En este problema se han establecido las siguientes cuatro restricciones:

4.4.1 BALANCE ENERGÉTICO

$$P_{PV}(t) + P_{\text{discharge}}(t) + P_{\text{buy}}(t) = P_{\text{charge}}(t) + P_{\text{sell}}(t) + P_{\text{load}}(t)$$

Dónde:

- $P_{PV}(t)$: potencia (kW) generada por la instalación fotovoltaica en el instante t
- $P_{load}(t)$: potencia (kW) demanda por la planta en el instante t

Con esta restricción, fundamental en todo sistema energético equilibrado, se pretende limitar, que la energía que entre en el sistema en cada periodo t sea igual a la que salga en ese mismo intervalo de tiempo. Por una parte, la energía que entra en el sistema tiene en cuenta la generada por la planta fotovoltaica, la extraída del BESS, y la comprada de la red. Y este valor debe ser estrictamente igual a la energía que sale del sistema; la que se invierte en cargar la batería, la que se vende a la red y la que se entrega a la carga cuando es necesario.

4.4.2 DINÁMICA DE CARGA DE LA BATERÍA

$$SOC(t) = SOC_{t-1} \cdot (1 - \beta_{BESS}) + \eta_{charge} \cdot P_{charge}(t) \cdot DT - \frac{P_{discharge}}{\eta_{discharge}} \cdot DT$$

Dónde: $SOC_{t-1} = SOC_{t=0} \cdot E_{BESS}$

Esta ecuación representa cómo evoluciona el estado de carga del BESS hora a hora en función de la energía cargada o descargada de la batería, y atendiendo a la eficiencia de cada proceso y teniendo en cuenta la autodescarga de la propia batería para aproximar el modelo a un comportamiento lo más realista posible.

4.4.3 EXCLUSIONES MUTUAS

Para que el modelo sea coherente consigo mismo, el algoritmo no puede mandar realizar acciones contradictorias a la vez. Para ello intervienen las variables binarias tratadas previamente.

4.4.3.1 Límite de carga y descarga simultánea en BESS:

- $P_{charge}(t) \leq P_{maxcharge} \cdot (1 - \sigma_{BESS}(t))$

- $P_{\text{discharge}}(t) \leq P_{\text{maxdischarge}} \cdot \sigma_{\text{BESS}}(t)$

Mediante estas ecuaciones se limita en todo momento a las potencias de carga y descarga por debajo de sus valores máximos, además de impedir que el sistema BESS se cargue y descargue en el mismo instante t . Este suceso que podría derivar en soluciones aparentemente óptimas, pero imposibles y no aplicables en el sistema.

4.4.3.2 Límite de venta y compra simultánea de red:

- $P_{\text{buy}}(t) \leq P_{\text{maxbuy}} \cdot (1 - \sigma_{\text{grid}}(t))$
- $P_{\text{sell}}(t) \leq P_{\text{maxsell}} \cdot \sigma_{\text{grid}}(t)$

Del mismo modo, con estas ecuaciones se asegura que el sistema sólo trabaje bien en modo de compra o de venta de la red.

4.5 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL ENTORNO DE TRABAJO

Para llevar a cabo una correcta implementación y resolución de este modelo presentado, a partir de las variables, restricciones y funciones previamente descritas, se ha optado por una serie de herramientas de código abierto (*open-source*) ampliamente utilizadas en el ámbito técnico y académico, y en el entorno de la ingeniería para modelos de optimización.

4.5.1 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN

El modelo ha sido desarrollado en *Python*, lenguaje de programación muy accesible y de alta versatilidad. Su habilidad para gestionar series temporales de gran tamaño, como los precios del mercado eléctrico de OMIE y los datos de la generación fotovoltaica, permite ejecutar simulaciones diarias, mensuales y anuales con una elevada eficiencia computacional y mucha practicidad.

El proyecto se ha llevado a cabo en la plataforma *Google Colab*, entorno que permite la ejecución de cualquier programa con código en lenguaje *Python* sin necesidad de instalar un software local.

4.5.2 LIBRERÍA OR-TOOLS

La formulación del problema MILP hoy se ha llevado a cabo utilizando OR-Tools, librería o suite de optimización avanzada desarrollada por Google. Con el módulo “pywraplp”, las OR-Tools sirven como una interfaz de conexión entre las ecuaciones matemáticas, descritas en las restricciones y la función objetivo, y los motores de cálculo. Esta herramienta ha sido esencial para manejar de manera adecuada todas las variables, continuas y binarias, y asegurar que la formulación del modelo sea comprendida con exactitud por la herramienta solucionadora.

4.5.3 LIBRERÍAS AUXILIARES

Adicionalmente a OR-Tools, se han utilizado tres librerías necesarias para el tratamiento de grandes datos e información:

- **Pandas:** librería especializada en la manipulación y análisis de datos estructurados. Se ha empleado en la lectura del archivo Excel que contiene los datos de entrada con los precios de OMIE y los valores de la generación de la plataforma PVGIS, así como para el procesamiento de todas las fechas y series temporales. Además, ha sido necesaria para la agregación de todos los resultados obtenidos en el análisis final de tipo anual.
- **NumPy:** librería orientada a la computación científica y numérica. Sirve de apoyo para el tratamiento de vectores y valores multidimensionales junto con funciones matemáticas.

- **Matplotlib:** Librería destinada a la interpretación y visualización de datos. Ha sido la herramienta necesaria para desarrollar correctamente todas las gráficas de resultados, tanto en los análisis diarios como en el anual.

4.5.4 MÉTODO DE RESOLUCIÓN

Como se ha descrito antes, dentro de los problemas MILP existen diversos métodos de resolución. Para este caso, el motor encargado de encontrar la solución óptima al problema es de tipo CBC (*Coin-or Branch and Cut*).

Al emplear en la formulación del modelo variables de decisión de carácter binario, el número de combinaciones posibles aumenta de forma exponencial por cada variable entera introducida. Este método de resolución CBC, es capaz de evaluar todas las opciones y posibles soluciones eficientemente.

También, garantiza que la solución obtenida respecto al comportamiento que debe tomar el sistema BESS para obtener el mayor beneficio, no sea una simple aproximación, sino el óptimo global en el intervalo de tiempo evaluado. En otras palabras, gracias al solver CBC queda asegurado matemáticamente que la solución final es aquella que marca el flujo energético óptimo que minimiza la función objetivo, Z , establecida en la formulación del problema.

4.6 FLUJO DE DATOS Y EJECUCIÓN DEL MODELO

Una vez definida la formulación del problema, con todas las variables, la función objetivo y las restricciones matemáticas, el modelo requiere de una serie de datos de entrada para poder ser ejecutado y resuelto.

Existen dos categorías de datos de entrada. Por una parte, los parámetros fijos del sistema como las características técnicas del sistema fotovoltaico, del BESS y los límites de intercambio con la red. Estos valores están correctamente especificados en la Tabla 3 y la Tabla 4 del Capítulo 3

Por otra parte, existen tres tipos de datos variables que se cargan para cada día desde un archivo Excel de entrada. Se trata del precio spot del mercado eléctrico (€/MWh), la generación fotovoltaica (kWh) según la plataforma PVGIS para la ubicación escogida, y la demanda eléctrica del municipio (kWh), escalada a partir de los datos reales de REE en función de los habitantes de Ahigal. Todos estos datos son de carácter horario para cada día del 2023 y están detallados en el apartado 3.5 de esta memoria.

El flujo de ejecución para un día determinado sigue estos pasos:

1. Se introduce, en el código, la fecha a analizar en formato 'DD-MM-AAA'. El código extrae automáticamente, una vez leído el archivo Excel con todos los datos de entrada, los vectores horarios para el precio spot, la generación fotovoltaica y la demanda eléctrica para todo ese día.
2. Estos vectores, junto con los parámetros técnicos y fijos del sistema, se pasan como entrada al modelo MILP.
3. El solver, según el método *Coin-or Branch and Cut*, resuelve el problema de optimización y determina los valores de las variables de decisión introducidas anteriormente, para cada hora del día: potencia de carga y descarga, potencia de compra y venta, estado de carga de la batería y el estado de las variables binarias.
4. Con la solución, el modelo calcula la cantidad total de potencia que se ha tenido que comprar de la red para cubrir la demanda, la cantidad de potencia vendida a la red, y el coste de operación energético con y sin BESS, así como el ahorro obtenido como resultado.

Este esquema de ejecución se aplica tanto para el análisis de cualquier día individual como para el análisis anual, cuando el modelo ejecuta de forma iterativa cada uno de los 365 días del año. El código completo desarrollado en Python se incluye en el Anexo de la presente memoria de trabajo.

Capítulo 5 INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

En este capítulo se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos del modelo de optimización MILP para el sistema de almacenamiento hibridado con la instalación fotovoltaica para la demanda del municipio de Ahigal. En primer lugar, se expone un análisis de tipo diario para varios días representativos de cada estación del año, así como, para días con condiciones extremas a lo largo del año. En segundo lugar, se ha realizado un estudio anual completo para el 2023, y finalmente, un análisis más pormenorizado nos lleva a comparativa entre la operación con y sin sistema de almacenamiento BESS.

5.1 ANÁLISIS DIARIO

El primer análisis de ejecución diaria pretende caracterizar el comportamiento del sistema para ocho días diferentes del año 2023 en diferentes condiciones: cuatro días tipo, uno por estación, y cuatro días extremos, correspondientes a condiciones o características singulares que se detallarán más adelante.

A lo largo de todos los casos analizados para los diferentes días de este apartado, se ha asumido que el sistema fotovoltaico ya estaba en operación, dado que el objetivo principal de esta sección es analizar en profundidad el comportamiento y el rendimiento del sistema de almacenamiento y sus beneficios. Por tanto, los resultados de este apartado reflejan exclusivamente el valor añadido del BESS sobre la generación fotovoltaica. Por ello, el ahorro obtenido como resultado representa el beneficio marginal de incorporar el sistema de almacenamiento. El ahorro total del conjunto PV + BESS frente a una situación sin generación propia para cubrir una determinada demanda, se analizará en el capítulo de viabilidad económica.

Para todos los días, tanto para los días tipo como los extremos, se presentan los resultados de la solución mediante una figura compuesta por 5 gráficas diferentes: el precio spot horario, la generación fotovoltaica frente a la demanda eléctrica, la operación del BESS, el estado de carga de las baterías, y el coste horario neto. Adicionalmente, se incluye un resumen numérico en el que se detallan todos estos valores, destacando el coste operacional con y sin BESS, el ahorro obtenido como resultado, y la energía comprada y vendida por el sistema durante el día en funcionamiento.

5.1.1 ANÁLISIS DE DÍAS TIPO POR ESTACIÓN

Uno de los principales objetivos de este trabajo es caracterizar el comportamiento del sistema PV + BESS en base a la época del año. Por ello, se han seleccionado cuatro días diferentes: uno por estación. La metodología de selección se ha basado en elegir los días más cercanos al día “tipo” de cada estación, o sea, mínima distancia euclídea respecto a los valores medios estacionales. Los valores medios para los datos de entrada a lo largo de las cuatro estaciones están detallados en la Tabla 7 de esta memoria. De esta forma, con la elección de los siguientes días, se asegura que cada uno de ellos sea representativo y consiga representar fielmente las características de cada estación. En la siguiente tabla se detallan los resultados de dichos días, según el modelo de optimización, y, a continuación, se analizará cada uno de estos días en profundidad.

DÍAS TIPO POR ESTACIÓN									
Día	Característica	Precio medio (€/MWh)	Generación PV total (kWh)	Potencia demandada total (kWh)	Cobertura PV (%)	Coste sin BESS (€)	Coste con BESS (€)	Ahorro (€)	Ahorro (%)
09/01/2023	Invierno	85,78	3.843,2	14.886	26	1.027,02	925,88	101,14	9,8
03/05/2023	Primavera	84,30	5.423,2	13.439,9	40	835,41	751,41	83,99	10,1
08/08/2023	Verano	96,44	5.431,2	14.868,8	37	987,15	943,06	44,09	4,5
21/09/2023	Otoño	92,11	2.797,8	13.990,3	20	1.076,22	1.035,35	40,87	3,8

Tabla 8: Resumen de resultados para los días tipo representativos de cada estación. Elaboración propia.

5.1.1.1 Invierno: 9 de enero de 2023

El día seleccionado para estudiar el sistema de almacenamiento en invierno ha sido el 9 de enero de 2023. El precio spot medio este día fue de 85,78 €/MWh, con un precio máximo de 171,62 €/MWh registrado a las 19:00h, y un mínimo de 4,2 €/MWh, a las 01:00h. En total, la instalación PV generó en este día 3.843 kWh, dándose el pico de generación, 663,6 kW, a las 13:00h, correspondiente con la irradiación típica en un día invernal en Extremadura. Además, según la curva de carga empleada en este trabajo, el 9 de enero de 2023 el municipio de Ahigal demandó un total de 14.886 kWh, siendo las 20:00 la hora de máxima demanda, con 749,5 kW.

Con todos estos valores para los datos de entrada específicos de este día, se resolvió el modelo de optimización lineal, el cual encontró una solución. Para cumplir con toda la demanda del municipio a lo largo del día, ya que la generación PV solo pudo cubrir el 26% de dicha demanda, se tuvieron que comprar 10663,3 kWh de REE, los cuales suponen un gasto para el sistema, en base al precio de mercado al que se estuviera ofertando desde OMIE la electricidad en cada hora del día. En cambio, este día, el modelo decidió no realizar ninguna venta a red. El coste de operación total fue de 925,88€, frente a los 1.027,02€ que habría supuesto operar con estas mismas características, pero sin BESS. Es decir, el almacenamiento supuso un ahorro de 101,14€ (9,8%).

La estrategia que siguió el modelo optimizador para este día es clara: aprovechando las horas con precios mínimos, entre las 01:00h y las 03:00h de la madrugada, se cargaron las baterías hasta su nivel máximo, se alcanzó un SOC del 95% en apenas dos horas. A partir de ese momento, el BESS permaneció completamente cargado durante todo el día, y mientras tanto la generación PV y las compras de red fueron cubriendo la demanda necesaria por el municipio. Posteriormente, entre las 18:00h y las 20:00h, se descargó toda esa energía, aprovechando que son las horas de máxima demanda. De esta manera se evitó tener que comprar de la red en las horas más caras, cuando, además, la demanda es máxima ya que son horas de la tarde-noche en las que, y especialmente en invierno, la población requiere mucha carga energética en los domicilios. Este comportamiento, el arbitraje de precios, es la principal palanca de ahorro para los sistemas energéticos renovables hibridados con

almacenamiento en días de invierno, en los que la generación PV es limitada y la demanda nocturna es alta.

Optimización PV + BESS | Día: 09-01-2023

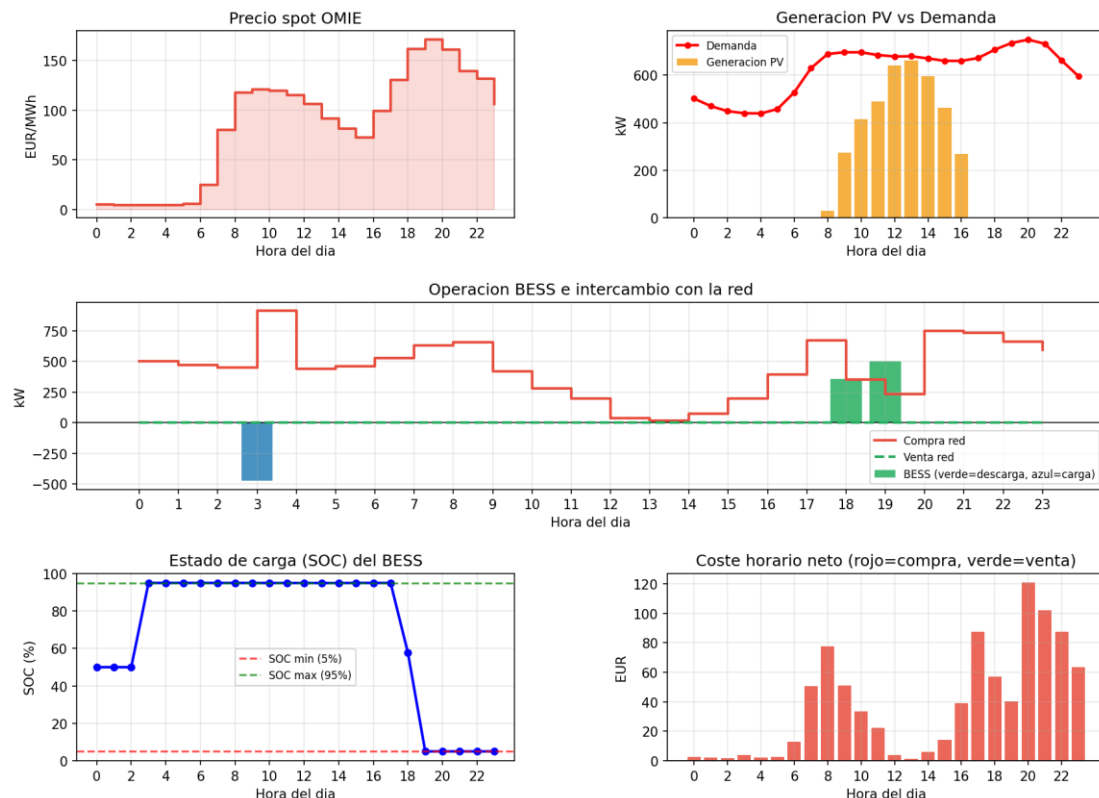


Figura 20: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 9 de enero de 2023. Elaboración propia.

5.1.1.2 Primavera: 3 de mayo de 2023

El día tipo de la primavera se corresponde al 3 de mayo de 2023. Este día el precio spot tuvo un valor medio de 84,30 €/MWh, un máximo de 122,99 €/MWh registrado a las 21:00h, y un mínimo de 25 €/MWh a las 16:00h. A lo largo del día, la generación fotovoltaica alcanzó un total de 5.423 kWh producidos, con un pico de generación de 768,5 kW, a las 13:00h. La demanda total fue de unos 13.439 kWh, siendo las 21:00 la hora de máxima demanda, con 644,7 kW.

Tras la resolución del modelo, se obtuvo un coste óptimo total de la operación de 751,45€ frente a los 835,41€ en el caso de que no hubiera habido almacenamiento BESS, lo que representa un ahorro del 10,1%, es decir, 84€.

A diferencia del 9 de enero, el 3 de mayo sí que se combinaron las dos estrategias de ahorro en el modelo optimizador. Durante la madrugada y primeras horas de la mañana, el sistema se limita a cubrir la demanda desde compras a la red, sin realizar operaciones de carga o descarga relevantes. A partir de las 7:00h el sistema realiza una primera descarga puntual de las baterías, hasta el SOC mínimo, que coincide con una subida transitoria del precio, reduciendo así la compra de red en ese intervalo. Posteriormente, en las horas centrales de la jornada, entre las 11:00h y las 15:00h, la generación fotovoltaica supera la demanda del municipio y, además, en consecuencia a la alta penetración solar de esta época del año en Extremadura, el precio de mercado cae drásticamente ya que las renovables, y especialmente la fotovoltaica, tienen mucho potencial. Por ello, en este intervalo el sistema opta por vender los excesos de energía a la red, en lugar de almacenarlos, dado que la diferencia entre el precio spot a esa hora y el pico nocturno no compensan el coste de degradación del BESS. En total se vendieron 380,6 kWh a la red durante estas horas. En cambio, entre las 15:00 y las 16:00, la batería se carga repentinamente hasta su estado de carga máximo para finalmente descargar toda esa energía entre las 19:00h y las 21:00h cuando el precio spot alcanza su máximo diario de casi 123 €/MWh. La cantidad total de energía comprada de la red durante este día fue de 8063,1 kWh.

Esta secuencia de descarga temprana, venta a mitad de día, y carga-descarga vespertina es el claro ejemplo de los días con buena producción fotovoltaica, y además, precios con un perfil en “U”, típico de primavera ya que las renovables ofertan muy barato en el mercado en las horas centrales del día por la alta penetración solar y el buen rendimiento de los paneles fotovoltaicos en estas fechas.

Optimización PV + BESS | Día: 03-05-2023

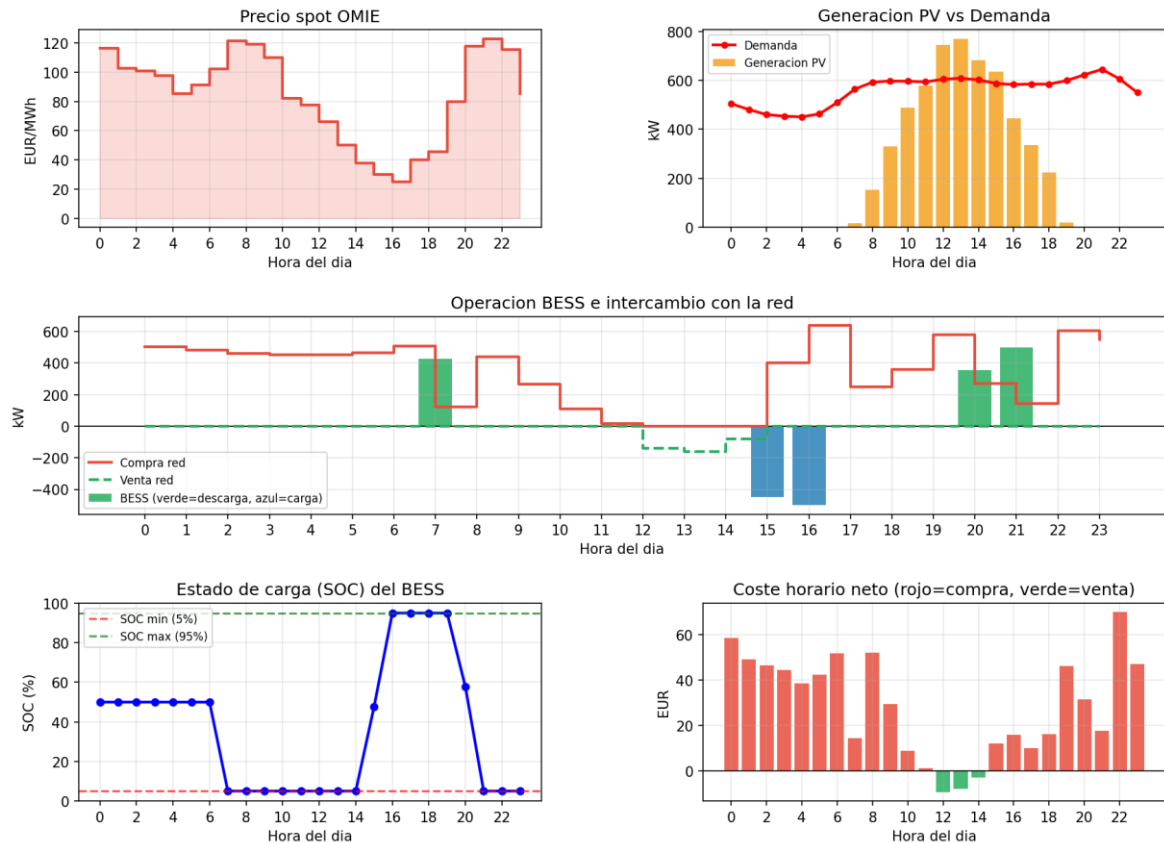


Figura 21: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 3 de mayo de 2023. Elaboración propia

5.1.1.3 Verano: 8 de agosto de 2023

El 8 de agosto, ha sido elegido el día más representativo para el funcionamiento del sistema en los meses de verano. Durante este día el precio medio del mercado eléctrico fue de 96,44 €/MWh. El precio spot máximo se dio a las 23:00, con un valor de 127,66 €/MWh y el precio mínimo fue de 78,5 €/MWh a las 15:00h. En total este día, se generaron 5431,2 kWh de energía solar fotovoltaica, siendo las 13:00h la hora pico de generación; 706,8 kW. Según la estimación a partir de los datos de Esios de la demanda nacional, Ahigal tuvo una demanda eléctrica de 14868,8 kWh en este 8 de agosto, con el pico de demanda de 692,7 kW a las 21:00h.

Tras la resolución del modelo, se puede observar un comportamiento curioso en las gráficas de la solución, las cuales se encuentran más abajo. El SOC de la batería permanece prácticamente constante, a un 50%, durante todo el día hasta las 20:00h. Es decir, hasta esa hora, la batería no realiza ningún ciclo de carga o descarga. Esto se debe a que el perfil del precio spot del mercado eléctrico de este día permaneció prácticamente plano durante toda la jornada, sin ninguna variación significativa. Este comportamiento se observa a menudo en días de pleno verano, ya que, aunque la generación fotovoltaica sea muy buena y potente, la demanda eléctrica, especialmente debido a la presencia de muchos elementos de refrigeración como el aire acondicionado, también toma valores muy elevados. Por ello, la demanda absorbe prácticamente toda la oferta renovable disponible en el mercado, sin provocar hundimientos o subidas en los precios. El resultado es una diferencia mínima entre el precio valle y el precio pico de este día, lo cual elimina prácticamente cualquier margen de arbitraje en los precios.

En consecuencia, durante este día no sale rentable cargar el BESS durante la mañana ya que esta acción apenas genera ahorro para cubrir el coste de degradación de la batería; el diferencial de precio entre la mañana y la tarde es de apenas 30 €/MWh. Solo, a partir de las 20:30h aproximadamente, cuando el precio escala un poco respecto a sus valores previos, compensa descargar la batería, la cual lleva todo el día inactiva. El modelo descarga el BESS en este momento para reducir la compra de red en el pico de demanda nocturno. Hasta ese momento el sistema cubrió toda la demanda con la generación fotovoltaica y compras a la red, 9041,9 kWh en total, ya que la energía renovable cubrió solo el 37% de la demanda diaria. Cabe destacar, además, que se realizó una venta mínima de energía a la red, 30,8 kWh, hacia las 13:00-14:00h dado que la generación fotovoltaica excede brevemente a la energía demandada.

Tras todo esto, el coste óptimo de operación fue de 943,06 €, frente a 987,15 € si no se hubiera implementado el sistema de BESS. El ahorro es de 44,09 €, es decir un 4,5%.

Este día de verano pone de manifiesto una gran limitación de los sistemas BESS + PV, y es que cuando los precios son elevados y bastante estables, el arbitraje pierde potencial y el

ahorro global de esta tecnología queda limitado a descargas puntuales, principalmente tarde por la noche.

Optimización PV + BESS | Día: 08-08-2023

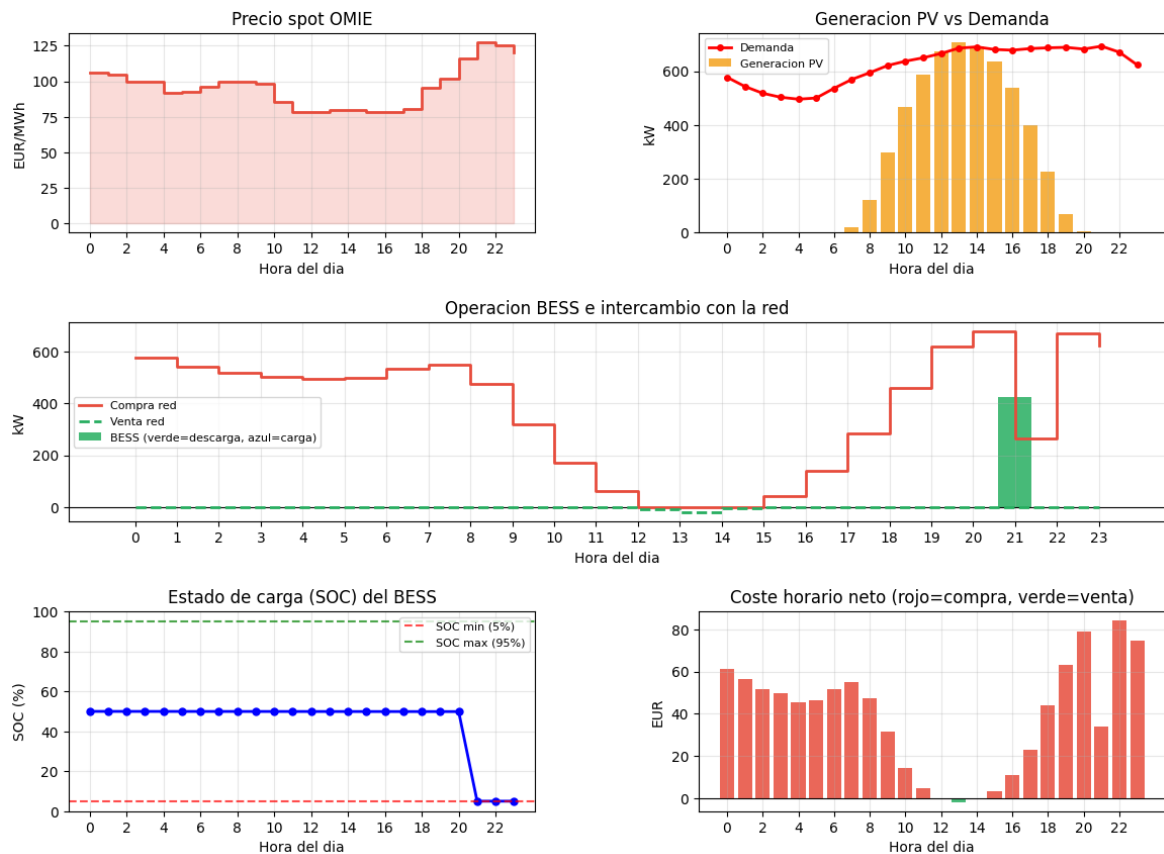


Figura 22: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 8 de agosto de 2023. Elaboración propia

5.1.1.4 Otoño: 21 de septiembre de 2023

Para finalizar con el análisis de los días tipo por estación, se estudiará la operación del sistema de trabajo para el día 21 de septiembre de 2023, día más representativo de otoño. Durante este día, el precio spot tuvo un valor medio de 92,11 €/MWh, un valor máximo de 121,38 €/MWh a las 20:00h y un mínimo de 70 €/MWh a las 04:00h. La demanda total fue de 13990 kWh, con un pico de carga de 671,6 kW a las 20:00. La instalación PV, generó un

total de 2797,8 kWh a lo largo del día, un 20% de la demanda. Las 14:00h fue la hora de máxima generación, 649 kW producidos en total durante esta hora.

El comportamiento de las baterías durante este día es muy similar al día de verano, el 8 de agosto, ya que el BESS se mantiene inactivo sin realizar ninguna operación, en su estado inicial de carga del 50% hasta las 19:00h. Es a esta hora cuando la batería se descarga hasta su valor mínimo diario, un 5%, para responder al pico en el precio del mercado eléctrico. Hasta este momento, el sistema cubrió toda su demanda a base de compras de energía de la red, en total durante este día el sistema tuvo que comprar 10790,1 kWh. De todas formas, se puede apreciar una ligera venta a red, solamente 24,1 kWh, entre las 14:00h y las 15:00h, cuando la generación PV ocasiona un ligero excedente energético.

A pesar de la presencia de un sistema de almacenamiento energético, el coste de operación casi no experimentó grandes reducciones debido al perfil de precios, que se mantiene relativamente constante y “plano” durante todo el día. Esto se debe a que, aunque el día elegido sea de otoño, es una fecha muy cercana al verano, estación del año durante la cual hay mucha demanda y mucha generación, factores que hacen que los precios no tengan mucho rango para fluctuar. Además, la generación fotovoltaica se reduce mucho en comparación con el verano, factor que no ayuda y, en definitiva, reduce el potencial del autoconsumo directo. En consecuencia, el coste de todas las operaciones del sistema BESS + PV fue de 1.035,35 €. Se obtuvo un ahorro de apenas 40,87 €, es decir un 3,8% respecto el precio que se hubiera tenido sin BESS.

Este día se anticipa al patrón invernal: poca generación solar, demanda energética alta y un BESS operando de forma conservadora reservando sus descargas a los momentos más críticos de la jornada, el pico de demanda nocturno.

Optimización PV + BESS | Día: 21-09-2023

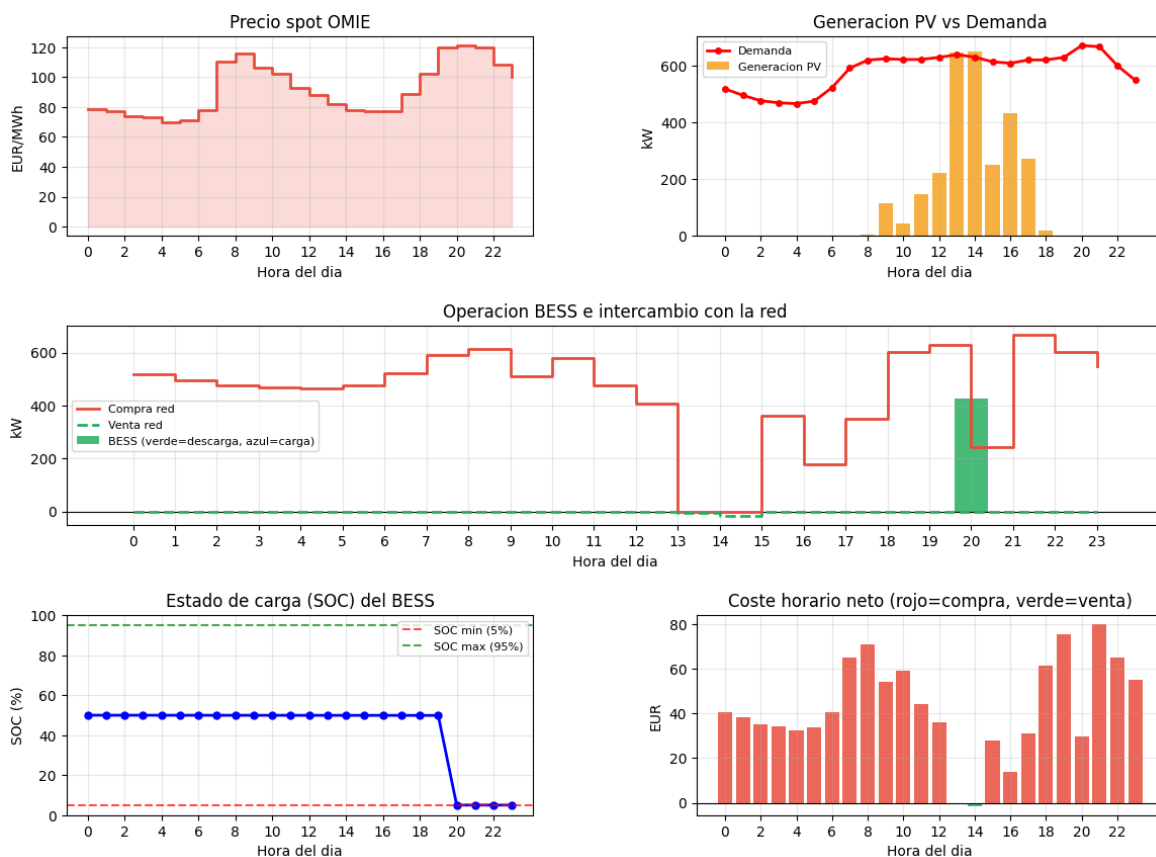


Figura 23: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 21 de septiembre de 2023. Elaboración propia

5.1.2 ANÁLISIS DE DÍAS CON CONDICIONES EXTREMAS

A continuación, se ha ejecutado el modelo de optimización MILP para cuatro días con condiciones extremas. A diferencia de los días tipo, previamente estudiados en la sección anterior de este capítulo, con los cuales se podían observar comportamientos estacionales y tendencias a lo largo del año, ahora se pretende ahondar en características singulares y excepcionales para poder evaluar el comportamiento del sistema PV + BESS ante situaciones límite de precio, generación o demanda.

Para ello, se han seleccionado cuatro días diferentes del año 2023, en base a los valores máximos y mínimos de las principales variables del sistema a lo largo del año, tal y como se recoge en la Tabla 9.

DÍAS CON CARACTERÍSTICAS EXTREMAS									
Día	Característica	Precio medio (€/MWh)	Generación PV total (kWh)	Potencia demandada total (kWh)	Cobertura PV (%)	Coste sin BESS (€)	Coste con BESS (€)	Ahorro (€)	Ahorro (%)
21/02/2023	Precio máximo anual	151,43	2.761,5	15.231,9	18	1.924,25	1.862,15	62,1	3,2
18/05/2023	Generación PV máxima	51,76	6.464,8	13.192	49	519,12	460,4	58,72	11,3
03/08/2023	Demanda máxima anual	64,76	6.015,3	15.382,9	39	758,53	722,15	36,38	4,8
16/10/2023	Precio alto y poca PV	141,04	1.319,4	13.617,1	10	1.769,89	1.686,32	83,57	4,7

Tabla 9: Resumen de resultados para los días con condiciones extremas de operación. Elaboración propia.

Con más detalle, a continuación, se estudia el comportamiento diario del sistema en cada una de estas fechas seleccionadas.

5.1.2.1 Precio máximo anual: 21 de febrero de 2023

El 21 de febrero de 2023 se registró el precio spot medio diario más elevado de todo este año, con un valor de 151,43 €/MWh, un 74% superior al precio medio anual de 87,10 €/MWh según OMIE. Esta característica de precio tan elevado convierte este día en una jornada excepcional ya que fue muy exigente desde el punto de vista del coste energético.

Entrando en más detalles, el precio máximo de este día fue de 175,61 €/MWh y se registró a las 19:00h, y el precio mínimo fue de 130,56 €/MWh a las 15:00h. Según estos valores se observa que este día tuvo un perfil de precios muy elevado, bastante por encima de la media anual, y, además, sostenido durante la jornada ya que hay escaso margen de variación entre los valores máximo y mínimo. La demanda energética total registrada este día fue de 15231,9 kWh, con un pico de 752,7 kW a las 20:00h, y la generación total de la instalación fotovoltaica fue de 2761,5 kWh a lo largo de toda la jornada, siendo el pico de generación a

las 14:00h, 525,2 kW. Es decir, el 21 de febrero la generación PV cubrió apenas un 18% de la demanda total.

Como se puede observar en la Figura 24, durante todas las horas del día se experimentó un escenario de precios muy elevado, sin casi margen para arbitraje. Por ello, el BESS operó de una manera muy conservadora. Durante la gran mayoría del día, la demanda se cubrió a base de compras de la red; en total durante la jornada se adquirieron 12043,8 kWh. Las baterías se mantuvieron en su estado de carga inicial, un SOC del 50%, hasta las 19:00h, momento en el que el BESS realizó su primera operación del día: descargar hasta el SOC mínimo para hacer frente al precio máximo del día y también, al pico de demanda nocturno de las 20:00h. No se registró ninguna venta de energía a la red durante este día.

El ahorro logrado por la presencia de un sistema de almacenamiento en este día fue de 62,10€, hubo un resultado bastante modesto dada la escasa variabilidad en el precio a lo largo de todo el día, como se ha podido apreciar según los datos. Este perfil tan plano del precio spot hace que el optimizador encuentre en su modelo muy pocas oportunidades de arbitraje entre horas baratas y caras. En consecuencia, la operación del BESS se queda limitada a una franja pequeña a la noche. El coste total de esta operación, con BESS, hoy fue de 1862,15 €, frente a los 1924,25€ que hubiera supuesto operar sin el almacenamiento energético.

Como era de esperar, el día con el precio spot medio más elevado de todo el año tiene lugar en invierno, ya que, durante estos meses, la fotovoltaica no se encuentra en su máxima capacidad de generación, y, además, la demanda eléctrica es muy elevada ya que durante los meses fríos hay menos horas de luz, y la población utiliza más aparatos que consumen mucha energía.

Optimización PV + BESS | Día: 21-02-2023

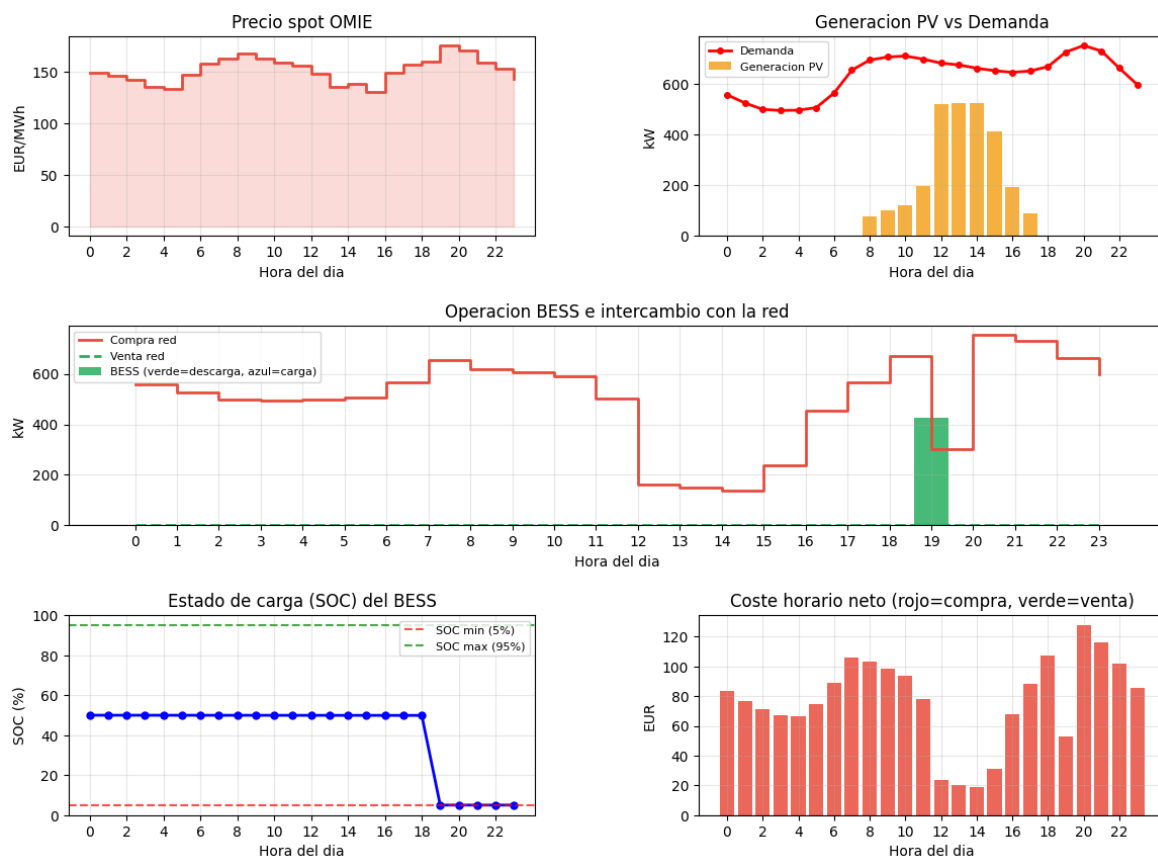


Figura 24: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 21 de febrero de 2023. Elaboración propia.

5.1.2.2 Máxima generación fotovoltaica: 18 de mayo de 2023

Según la simulación ejecutada en PVGIS para la localización de Ahigal, el 18 de mayo de 2023 es el día con mayor generación fotovoltaica registrada a lo largo de todo el año. Se trata de un total de 6464,8 kWh producidos a lo largo del día, con un pico de 830,8 kW a las 13:00h, hora de máxima penetración solar en esta época del año. Toda la generación de este día representa casi el 49% de la demanda total de la jornada, 13192 kWh. El pico de demanda fue de 626,6 kW a las 21:00h. En cuanto al precio del mercado eléctrico, el precio spot medio durante el 18 de mayo fue de 51,76 €/MWh, el más reducido de todos los días extremos analizados. El precio spot máximo se alcanzó a las 21:00h, con una cifra de 94,94 €/MWh, y el valor mínimo, 15 €/MWh, se dio a las 16:00 h. Este escenario con tanta generación solar

para cubrir gran parte de la demanda del municipio, y además cierta variabilidad horaria en el precio spot, con un valle pronunciado al medio día, es más que suficiente para que el optimizador pueda actuar de manera muy favorable desde el punto de vista del autoconsumo renovable.

Durante las primeras horas de la mañana, antes de que empiece la franja efectiva solar de producción PV, el modelo decide descargar el BESS hasta su estado mínimo de carga, 5% de SOC, para reducir la cantidad de compras de red necesarias en estas horas. Entre las 11:00h y las 16:00h, la generación PV es muy potente y supera a la demanda en todo momento. Por ello, el modelo se aprovecha de esta situación para realizar dos acciones. En primer lugar, entre las 11:00h y las 15:00h, se venden los excesos fotovoltaicos a red, un total de 830,9 kWh para beneficiarse económicamente durante estas horas y no desperdiciar recurso renovable. En segundo lugar, entre las 14:30h y las 16:30h aproximadamente, se carga la batería hasta su estado de carga máximo, un SOC del 95%. Finalmente, entre las 21:00 h y las 22:00 h, cuando tiene lugar el pico de demanda nocturno, se descargan las baterías para hacer frente a este suceso y reducir las compras de red. Es por ello, que la BESS finaliza la jornada completamente descargada.

Este día representa, sin lugar a duda, el escenario más favorable para el sistema PV + BESS, Por ello, tras esta jornada se obtiene el mayor ahorro porcentual de todos los días extremos: 58,72€ (11,3%). El coste total, teniendo en cuenta el almacenamiento, fue de 460,40€. En cambio, el coste sin BESS hubiera sido de 519,12€. La combinación de alta generación renovable y precios moderados con suficiente variabilidad horaria a lo largo de la jornada es perfecta para maximizar tanto el autoconsumo del sistema, como la gestión de excedentes renovables y el arbitraje horario.

Optimización PV + BESS | Día: 18-05-2023

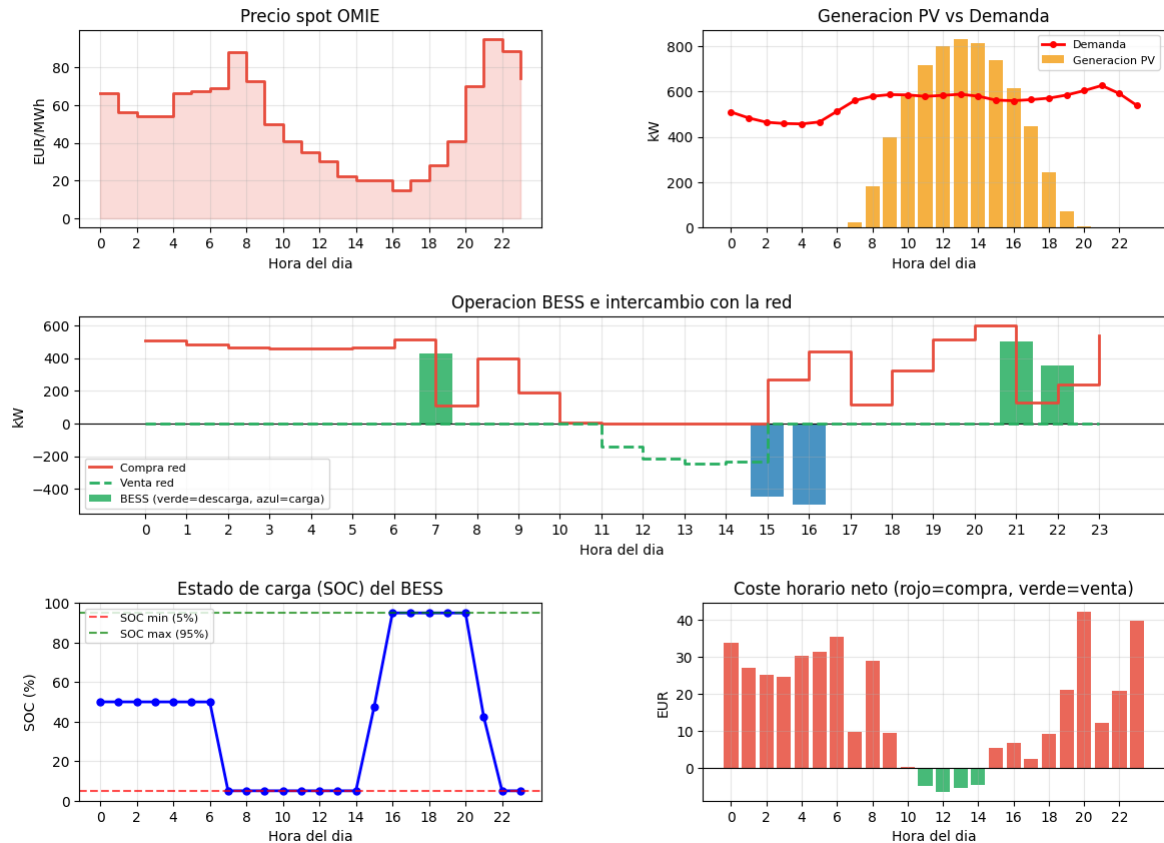


Figura 25: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 18 de mayo de 2023. Elaboración propia

5.1.2.3 Máxima demanda: 3 de agosto de 2023

Siguiendo en la línea de días con características extremas, el 3 de agosto se corresponde al día lo largo del cual se registró la máxima cantidad de demanda eléctrica en todo el año 2023. Se trata de un consumo total de 15382,9 kWh durante todo el día, con un pico de demanda de 697,4 kW a las 13:00h. Aunque se trate del día de máxima demanda, la generación solar no fue pequeña. Según los datos de PVGIS, la instalación fotovoltaica durante este día produjo 6015,3 kWh, capaces de cubrir el 39% de la demanda total del día. El pico de generación fue de 772,7 kW, también a las 13:00h. De la parte de los datos de OMIE, el precio spot medio diario fue de 64,76 €/MWh, el máximo fue de 95 €/MWh, registrado a las 21:00h, y el mínimo de 23,51 €/MWh, registrado a las 14:00h.

Al tratarse de un día de pleno verano, se cuenta con el beneficio de que, aunque la demanda sea máxima, la generación fotovoltaica también es muy potente. En consecuencia, durante las horas centrales del día, la fotovoltaica fue capaz de cubrir gran parte del consumo eléctrico, lo cual redujo significativamente la cantidad de compras necesarias a red. De hecho, entre las 12:00h y las 16:00h, la generación fotovoltaica superó ligeramente a la demanda, por lo que el sistema pudo realizar pequeñas ventas de energía a la red. En total durante esta jornada se vendieron 141,9 kWh de excedente fotovoltaico durante esas horas de máxima radiación solar. En cuanto al BESS, las baterías se mantuvieron en su estado inicial de carga hasta las 14:00h, cuando, aprovechando también la alta penetración de energía renovable en el sistema, se cargaron las baterías hasta el SOC máximo. A medida que fue avanzando la tarde, al reducirse la generación fotovoltaica, la demanda se fue cubriendo con compras de energía directamente de la red. En total, durante este día, la energía total comprada de la red fue de 9129,7 kWh. A final del día, en torno a las 21:00 h, la batería se descargó a la hora del pico de precio nocturno para poder reducir las compras de red en este momento tan costoso.

El coste operativo total del sistema con BESS resultó en 722,15€, frente a los 758,53€ en el caso de no haber habido almacenamiento. Estas cifras reflejan un ahorro de 36,37€, es decir un 4,8%. Se trata del ahorro más reducido, en términos absolutos, de los cuatro días analizados en esta sección de características extremas. Esto es, porque, a pesar de que la demanda durante el 3 de agosto es muy alta, de hecho, se trata de la máxima diaria de todo el año, el perfil de precios es bastante moderado y no presenta mucha variabilidad. Es decir, un registro de precios diario relativamente elevado y constante a lo largo de la jornada limita mucho el margen de actuación del sistema de almacenamiento en baterías, ya que son pocas las horas en las que resulta rentable realizar un arbitraje más agresivo. Este resultado pone de manifiesto que la alta demanda no es el único factor determinante, sino que la variabilidad en los precios es igualmente crucial.

En la siguiente figura se puede observar con detalle el comportamiento del sistema PV + BESS durante este día presentado.

Optimización PV + BESS | Día: 03-08-2023

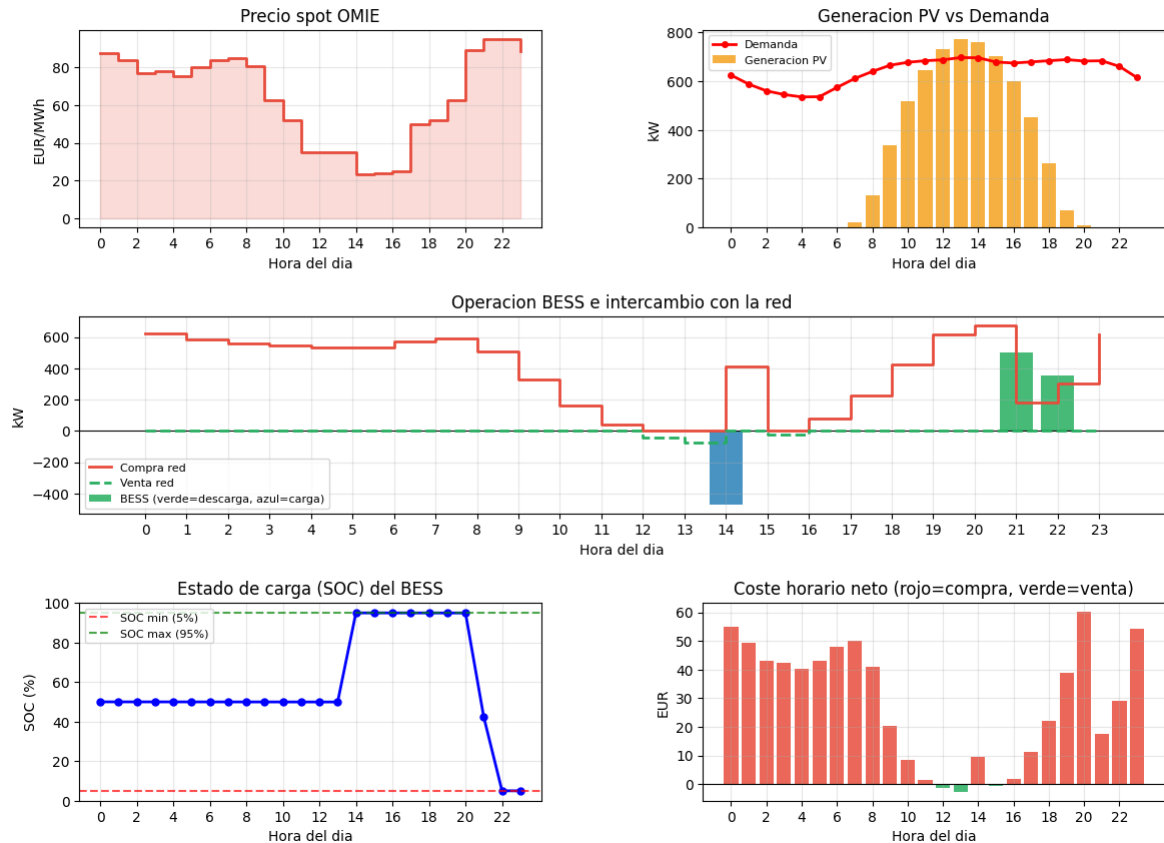


Figura 26: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 3 de agosto de 2023. Elaboración propia.

5.1.2.4 Precios elevados y escasa generación fotovoltaica: 16 de octubre de 2023

Para finalizar el análisis del comportamiento del sistema en días con condiciones extremas, se contemplará un día con uno de los escenarios más desfavorables de todos los posibles: perfil de precio spot muy elevado, y, además poca generación PV. Se trata del 16 de octubre de 2023.

El precio spot durante este día tuvo un valor medio de 141,04 €/MWh. El valor máximo, 220 €/MWh se registró a las 19:00h, y el mínimo, 110,24 €/MWh a las 04:00h. Como se puede apreciar en la primera grafica superior a la izquierda de la Figura 27 en este apartado, el perfil diario del precio spot es bastante elevado. Para añadir condiciones desfavorables a este

escenario, la generación fotovoltaica fue muy escasa; 1319,4 kWh totales. El pico de generación, registrado a las 13:00h, fue de 311,9 kW. En cuanto a la demanda eléctrica, durante este día se registró una carga de 13617,1 kWh, con un máximo de 687,7 kW a las 20:00h.

La escasa generación fotovoltaica a lo largo de toda la jornada obliga al sistema a depender casi completamente de la red eléctrica para cubrir su demanda. En total se compraron 11879,3 kWh a lo largo del día. Evidentemente, no hubo margen para realizar ventas a la red, ya que la generación PV no superó en ningún momento a la demanda. En consecuencia, el BESS se restringió a realizar un trabajo de arbitraje puro, o sea, analizar la, escasa, variabilidad de precios y decidir en base a eso cuando resulta el mejor momento para descargar la batería. En este contexto, salvo una pequeña carga de red de apenas 10% de SOC a las 04:00h, el BESS se mantiene inactivo a lo largo del día. Solamente a las 19:00h se descarga, para afrontar el pico de precio máximo y reducir las compras en la hora más costosa del día entero.

El 16 de octubre de 2023 fue el segundo día con precio más alto de todo el año. Sin embargo, se consideró un ahorro relativamente bueno y los costes de operación. El coste total de operación, con BESS, fue de 1686,32€, y sin BESS, hubiera sido de 1769,89€. Es decir, el almacenamiento genera un ahorro del 4,7% este día, 83,57€. La explicación detrás de que este día, a pesar de tener unos precios altísimos, consigue relativamente un muy buen beneficio, reside en la variabilidad horaria del precio. Y es que, aunque los precios sean altos, la diferencia entre el máximo y el mínimo es de casi 110 €/MWh, lo que permite al sistema optimizador identificar con mucha claridad el momento óptimo de descarga. Esta simulación permite concluir que no sólo el valor o nivel de precio determina el impacto económico del sistema de almacenamiento, sino también, la amplitud de sus fluctuaciones horarias.

Optimización PV + BESS | Día: 16-10-2023

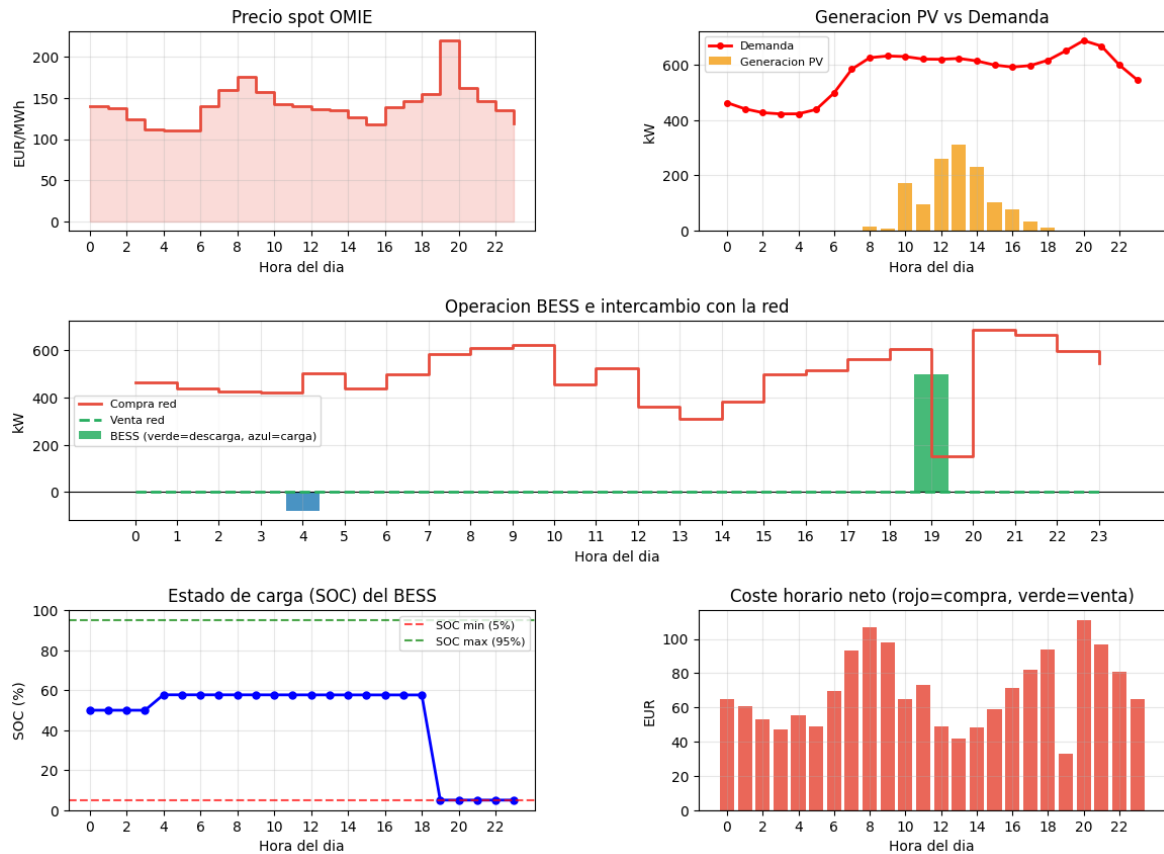


Figura 27: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el 16 de octubre de 2023. Elaboración propia.

5.2 ANÁLISIS COMPLETO ANUAL

Una vez caracterizado el comportamiento para diferentes días representativos de cada estación, y para otros con condiciones extremas, el siguiente paso consiste en evaluar el rendimiento global del sistema para todo un año completo.

Resulta interesante realizar un análisis anual para el 2023 para obtener una amplia visión agregada del impacto económico del almacenamiento energético, identificar posibles tendencias y comportamientos estacionales de una manera más global, y evaluar el papel de

la generación PV en la reducción de la dependencia de la red para compras energéticas y conexiones.

El modelo de optimización opera con una ventana temporal fija de 24 periodos horarios para cada día del año. El 2023 fue un año no bisiesto, de 365 días.

Los días de cambio de hora estacional, el 26 de marzo de 2023 y el 29 de octubre de 2023, son un caso particular ya que no tienen 24 horas exactas a ojos del mercado eléctrico. El día en el que se cambia de horario de invierno a verano, se adelanta el reloj una hora y a las 02:00h son las 03:00h, por lo que realmente hay una hora que no cuenta y el mercado no establece un precio para esa franja horaria porque “no existe”. Según los datos de OMIE, el precio spot a las 01:00h el 26 de marzo de 2023 fue de 35 €/MWh y directamente se salta al precio de las 03:00h, 29,59 €/MWh. El 29 de octubre de 2023 ocurrió lo contrario. Este día, en el que se pasa del horario de verano al de invierno de nuevo, el reloj se retrasa una hora a las 03:00h. Es decir, cuando el reloj marca las 03:00, se retrasa una hora y vuelven a ser las 02:00h por lo que esta hora que existe dos veces. Por ello, desde OMIE se establecen dos precios horarios, diferentes, para dos horas, que, aunque numéricamente marquen lo mismo en el reloj, se trata de franjas horarias diferentes para el mercado. El 29 de octubre de 2023, el precio spot a las 02:00h fue de 0,02 €/MWh y, de nuevo a las 02:00h fue de 0 €/MWh.

En resumen, los días de cambio de hora estacional cuentan con 23 o 25 horas y por ello los vectores de datos presentan una longitud incompatible con la dimensión de trabajo en el modelo de optimización. Dado que manipular estos días mediante una interpolación introduciría una incertidumbre mayor que el propio error de omisión, ambos días fueron excluidos del análisis anual.

Tras ejecutar el modelo para los 363 días restantes, se obtienen los resultados que se presentan y analizan a continuación. Es importante señalar que, a diferencia de los análisis diarios del apartado 5.1, para esta parte el modelo opera de manera encadenada. Como condición inicial se había establecido previamente que para cada día el sistema BESS empezara en un SOC del 50%, para no condicionar directamente al modelo. Ahora, el estado de carga final de cada día será el estado inicial del día siguiente, y solo se arranca con un

SOC del 50% el 01/01/2023. De esta manera, se ejecuta el modelo de manera encadenada día tras día y, se refleja con mayor fidelidad la operación real del sistema.

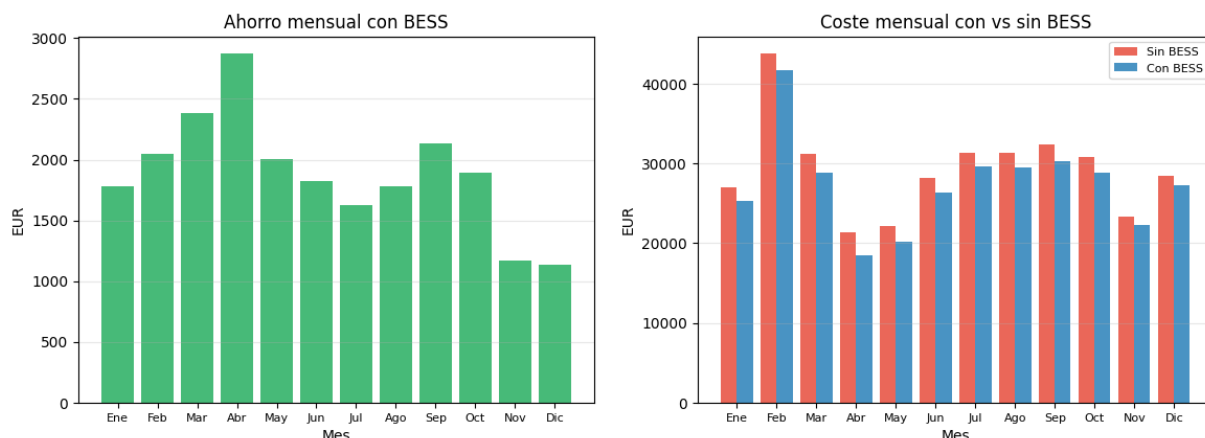


Figura 28: Resultados de optimización del sistema PV+BESS para el año completo 2023. Elaboración propia

En la Figura 28 se presenta a la izquierda el ahorro obtenido por el sistema para cada mes del año, y a la derecha, la comparativa de los costes operativos con y sin BESS a lo largo del año. En la Tabla 10, se presentan estos resultados de manera numérica para todo el 2023 con separación mensual.

RESULTADOS MENSUALES 2023				
Mes	Sin BESS (€)	Con BESS (€)	Ahorro (€)	Ahorro (%)
Enero	27048,39	26171,63	876,75	3,24
Febrero	43777,07	43347,48	429,59	0,98
Marzo	31244,82	30104,57	1140,25	3,65
Abril	21353,3	19586,17	1767,12	8,28
Mayo	22155,3	21170,74	984,55	4,44
Junio	28140,81	27479,91	660,9	2,35
Julio	31311,44	30853,5	457,94	1,46
Agosto	31354,65	30858,48	496,17	1,58
Septiembre	32465,27	31709,55	755,71	2,33
Octubre	30774,6	30076,86	697,74	2,27
Noviembre	23396,21	23051,21	345,01	1,47
Diciembre	28397,32	28210,16	187,16	0,66
TOTAL	351419,16	342620,27	8798,88	2,5

Tabla 10: Resumen mensual de costes operativos y ahorro del sistema para el año 2023. Elaboración propia.

De primeras, se puede observar que el sistema genera un ahorro a nivel global de 8.798,88€ sobre un coste de referencia, sin BESS, de 351.419,16€. Estas cifras representan una reducción del 2,5% en el coste operativo para todo el año.

Como ya se ha indicado, este es el resultado de ahorro que se obtiene tras ejecutar el modelo para todo el 2023 de manera encadenada respecto al estado de carga de las baterías. De todas formas, para comparar, se realizó también la estimación bajo la hipótesis previa de la categoría de análisis diario, cuando cada día empieza con un estado carga del 50%. En este caso, los ahorros obtenidos oscilaban entre el 3,8% en otoño y el 10,1% en primavera, con una media ponderada cerca del 6,4%, tal y como se recoge en la Tabla 8 de Resumen de resultados para los días tipo representativos de cada estación. Elaboración propia. Sin embargo, según los resultados con operación continua del SOC el ahorro es mucho menor, un 2,5%. Esto es porque cada día arranca su operación en el modelo según cómo se quedaron las baterías de carga el día anterior, por lo que no siempre se cumplen las condiciones idóneas de arranque. En días consecutivos con perfiles similares, el BESS acumula energía que no llega a descargar completamente, o, al contrario, la agota antes de que se alcance el punto óptimo de precio spot diario. Todas estas condiciones que marcan continuidad en la operación reducen el margen de actuación de las baterías en la instalación, pero a la vez, permite que el sistema se asemeje mejor a una situación realista dentro la industria, en la cual un sistema BESS, no solo depende del perfil de precios o de generación, sino también del periodo de tiempo que lleve en funcionamiento y, si lo hace de manera continua en carga. En resumen, la pérdida de flexibilidad acumulada a lo largo del año al tener operando al BESS de manera continua y encadenada, explica que el ahorro sea de apenas el 2,5%, un valor mucho más conservador respecto al 6,4% de ahorro teórico a máximo potencial, pero también un valor más representativo de lo que cabría esperar en una instalación real hoy en día.

En cuanto al análisis mensual, los resultados muestran una gran variabilidad estacional a lo largo del año. Abril resalta como el mes con mejor rendimiento, alcanzando un ahorro del

8,28%. Esto se consigue gracias a la combinación de una fuerte generación fotovoltaica, lo cual reduce la demanda neta y permite al BESS operar con un mayor margen. Además, en abril de 2023, hubo una gran volatilidad de precios. Este factor contribuye a que el sistema logre realizar un buen arbitraje económico durante la jornada, y concentrar el periodo de actividad del BESS a momentos específicos. Por el contrario, diciembre fue el mes con el menor ahorro obtenido, 0,66%. Esto se explica fácilmente por la escasa producción fotovoltaica que existe en esta época del año, ya que hay muy pocas horas efectivas de luz solar al día, y por el perfil de precios con escasa variabilidad intradiaria en consecuencia a la alta demanda energética de los meses fríos.

Durante los meses estivales, junio, julio y agosto, se obtienen niveles de ahorro moderados entre el 1,46% y el 2,35%. Aunque sean meses de alta penetración solar, y por ello, mucha generación fotovoltaica, se junta un factor clave que es el aplanamiento de precios en el perfil diario. Se trata de una característica típica de los días de verano, ya que hay mucha demanda por la climatización, y la actuación sostenida de tecnologías como el gas o los ciclos combinados dentro del mercado, reducen los márgenes horarios necesarios para que el BESS opere con mucha eficiencia.

Observando los resultados para el resto de los meses, febrero se presenta como un caso inusual: aunque cuenta con el promedio de precio spot mensual más elevado de todo el año, 133,5 €/MWh, el ahorro que consigue el modelo es el segundo más bajo de todo el año, 0,98%. Esto concuerda con el comportamiento ya observado en los días con precios extremos, como el 21 de febrero: los precios altos pero sostenidos a lo largo del día implican escasa variabilidad horaria en el perfil de mercado, lo cual limita la capacidad de arbitraje del BESS con independencia del nivel absoluto del precio.

Capítulo 6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Tras haber ejecutado el modelo correctamente y haber analizado los resultados obtenidos tanto para perfiles diarios, tipo y extremo, como anuales, se puede profundizar en el comportamiento del sistema PV + BESS ante variaciones en sus parámetros de diseño. Y es que, en todo modelo de optimización energética, los resultados dependen completamente de los parámetros establecidos en el diseño del sistema y los datos de entrada introducidos.

Un análisis de sensibilidad permite evaluar en qué medida cambian los principales resultados, tanto numéricos como las conclusiones del modelo, ante variaciones en los parámetros de entrada. De esta manera, se consigue establecer una visión más robusta y realista del funcionamiento del modelo.

6.1 SENSIBILIDAD A LA CAPACIDAD ENERGÉTICA DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

En primer lugar, se analizará la sensibilidad del sistema ante cambios en los parámetros que determinan la capacidad energética de las baterías del sistema de almacenamiento BESS. Este análisis tiene como objetivo estudiar como varía la eficiencia y el rendimiento global del sistema frente a las modificaciones de estos parámetros de diseño. De esta forma se podrán establecer conclusiones sobre el verdadero efecto que tiene la capacidad energética del BESS sobre el ahorro económico anual de 2023. En este caso, los parámetros de diseño a modificar son la capacidad nominal de la batería y las potencias máximas de carga y descarga. El resto de los parámetros, aquellos relativos a la instalación PV, la demanda energética, y los datos de entrada, permanecerán constantes a lo largo de la ejecución del modelo en esta sección.

Se han considerado tres escenarios en función a la capacidad energética del BESS:

- Escenario A: capacidad nominal de 0,5 MWh y 250 kW de potencia máxima de carga/descarga.
- Escenario B: capacidad nominal de 1 MWh y 500 kW de potencia máxima de carga/descarga. Se trata del escenario “base” del modelo, ha sido analizado en mayor profundidad en el Capítulo 5.
- Escenario C: capacidad nominal de 2 MWh y 1000 kW de potencia máxima de carga/descarga.

Según se puede observar, los valores de la capacidad energética nominal y la potencia máxima de la batería han aumentado, o disminuido, proporcionalmente al caso base de trabajo, correspondiente con el escenario B aquí presentado. Esto significa que, en los tres escenarios, la relación de potencia es de 2 horas de autonomía para la batería, es decir, como mínimo el BESS puede realizar un ciclo de carga o descarga en este tiempo. Por ello, en los tres casos se mantiene un C-rate de 0,5C, valor estándar en sistema de almacenamiento destinados al arbitraje de precios en el mercado. Al mantener este parámetro constante se puede aislar el efecto de la capacidad energética sobre los resultados, para así, comparar más fácilmente los diferentes escenarios entre ellos y directamente respecto el escenario base del Capítulo 5.

El modelo se ejecutará nuevamente en Python en las mismas condiciones que el análisis realizado en el apartado 5.2, es decir, un análisis de perfil anual para los 363 del 2023, con una operación encadenada del estado de carga de las baterías. Se recuerda que el SOC comienza inicialmente al 50%, el 1 de enero de 2023, pero a partir de ahí el SOC final de cada día será el inicial del día siguiente, para conseguir llevar a cabo un análisis de lo más continuo y realista posible.

Se han llevado a cabo correctamente la ejecución del modelo de optimización para los escenarios A y C solamente, ya que el escenario B es el caso base y ya ha sido trabajado. Todos los resultados obtenidos se concentran de manera numérica en la Tabla 11, y, además, se incluye una representación gráfica mensual en la Figura 29.

	BESS 0,5 MWh		BESS 1 MWh		BESS 2 MWh	
Mes	Ahorro	Ahorro (%)	Ahorro	Ahorro (%)	Ahorro	Ahorro (%)
Enero	491,48 €	1,82%	876,75 €	3,24%	1.605,43 €	5,94%
Febrero	354,51 €	0,81%	429,59 €	0,98%	576,67 €	1,32%
Marzo	912,86 €	2,92%	1.140,25 €	3,65%	1.570,49 €	5,03%
Abril	1.327,89 €	6,22%	1.767,12 €	8,28%	2.640,55 €	12,37%
Mayo	810,75 €	3,66%	984,55 €	4,44%	1.313,17 €	5,93%
Junio	561,51 €	2,00%	660,90 €	2,35%	859,68 €	3,05%
Julio	307,40 €	0,98%	457,94 €	1,46%	758,14 €	2,42%
Agosto	423,73 €	1,35%	496,17 €	1,58%	638,81 €	2,04%
Septiembre	628,50 €	1,94%	755,71 €	2,33%	1.007,21 €	3,10%
Octubre	508,30 €	1,65%	697,74 €	2,27%	1.043,68 €	3,39%
Noviembre	232,26 €	0,99%	345,01 €	1,47%	553,54 €	2,37%
Diciembre	140,57 €	0,50%	187,16 €	0,66%	275,00 €	0,97%
TOTAL	6.699,76 €	1,91%	8.798,88 €	2,50%	12.842,36 €	3,65%

Tabla 11: Ahorro anual del sistema en función de la capacidad del BESS. Elaboración propia.

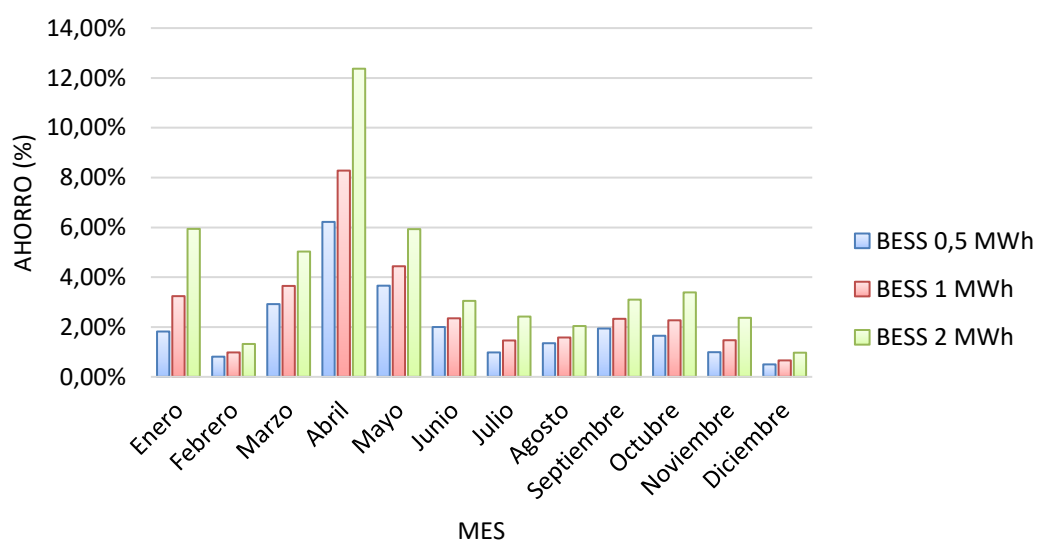


Figura 29: Resumen del ahorro mensual para el análisis de sensibilidad por capacidad del BESS.

Elaboración propia.

Los resultados muestran una relación clara y positiva entre la capacidad del BESS y el ahorro económico generado al año. En primer lugar, tomando como referencia el escenario B (caso base) en el que la capacidad energética de las baterías es de 1 MWh y la potencia máxima

de carga y descarga es de 500 kW, se obtiene un ahorro de 8798,88 €, es decir un ahorro del 2,5% gracias al BESS. Si se reduce a la mitad la capacidad energética, y se establece un BESS de 500 kWh con una potencia máxima de 250 kW, se puede observar claramente que el ahorro económico cae a 6699,76 €, equivalente al 1,91 % del coste de referencia sin almacenamiento. Finalmente, si por el contrario se duplican los valores energéticos respecto el escenario B, y se fija un BESS de 2 MWh de capacidad nominal y 1 MW de potencia máxima de carga y descarga, los resultados se vuelven más favorables. En este caso el ahorro aumenta hasta 12842,36 €, un 3,65% del precio de referencia sin almacenamiento.

Aunque los cambios de los parámetros entre escenarios de modelización sean proporcionales entre si, el incremento de ahorro no es proporcional respecto al aumento en la capacidad de las baterías. Al pasar de 0,5 MWh a 1 MWh en la instalación de almacenamiento, se consiguen 2099,12 € extras en el ahorro anual. Y, al pasar de 1 MWh a 2 MWh, el modelo aporta 4043,38 € más de ahorro. Se puede observar que el ahorro aumenta a la vez que aumenta la capacidad instalada en el BESS. No obstante, el crecimiento del ahorro no es lineal: el salto entre el Escenario B y C es proporcionalmente mucho mayor que el salto de ahorro en el primer caso. Esto indica que el sistema, a los 2 MWh, todavía no ha alcanzado su punto de saturación y podría seguir aumentando en capacidad nominal y todavía generar ahorros adicionales.

En cuanto al comportamiento estacional, la Figura 29 recoge el ahorro porcentual conseguido cada mes para los diferentes escenarios presentados en la sección. Por un lado, se puede observar que abril es el mes en el cual la diferencia de ahorro en función de la capacidad instalada es la más pronunciada. Para los datos de abril de 2023, el Escenario A genera un ahorro del 6,22%, el Escenario B genera un ahorro del 8,28%, y el Escenario C alcanza el 12,37%. Esto se debe a una razón muy simple y ya observada en análisis anteriores de este trabajo. Abril fue uno de los meses del 2023 con mayor variabilidad en el perfil diario de precios de OMIE, según se puede observar en la Tabla 6 del Capítulo 3. Además, este mes cuenta con la segunda media más alta de generación PV diaria del 2023, y también es el mes con mayor cobertura PV de media, según se puede ver en la Tabla 7. Estas condiciones tan favorables consiguen que a medida que se aumenta la capacidad instalada

en el BESS, se explote más fácilmente un mayor número de ciclos de carga y descarga durante cada jornada. Por el contrario, en meses como diciembre o febrero el ahorro conseguido no depende tanto de la capacidad instalada en cada caso.

6.1.1 EFECTO DEL PERFIL DE PRECIOS HORARIO SOBRE EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE CAPACIDAD

Como se ha podido intuir a partir del análisis previo en este capítulo, el rendimiento adicional por cada kWh instalado no depende únicamente de la capacidad energética total del BESS, sino también de otras condiciones. Resulta interesante estudiar cómo influye la estructura del perfil horario de precios OMIE en el rendimiento del sistema y el ahorro que consigue el mismo para diferentes situaciones de capacidades energéticas.

Hasta ahora, se ha podido observar que el BESS de este trabajo genera principalmente ahorro mediante el arbitraje precios: cargando la batería durante las horas de precio bajo y descargándola en las horas de precios más altos. Por ello, para que un sistema de almacenamiento obtenga el mayor rendimiento posible y aproveche toda su capacidad, es necesario que los precios del mercado varíen un mínimo durante la jornada.

Para ilustrar este efecto se han seleccionado dos días de estudio con perfiles de precio de mercado muy diferentes: el 9 de abril de 2023, un día con mucha variabilidad horaria, y el 6 de junio de 2023, un día con un perfil de precios plano. En la siguiente figura se puede observar este perfil para ambos días.

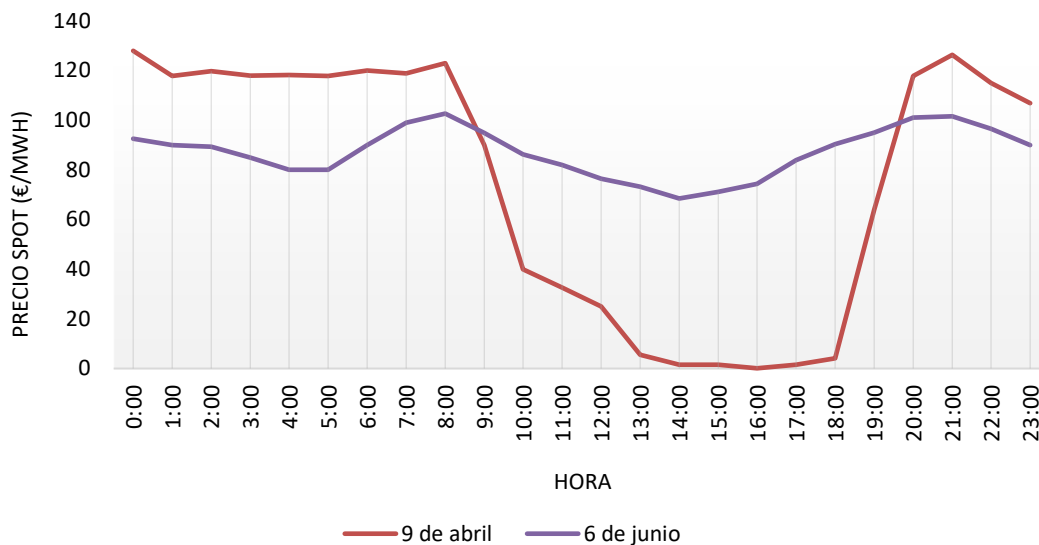


Figura 30: Perfil del precio spot del 09/04 y el 06/06 de 2023. Datos de OMIE. Elaboración propia.

El 9 de abril de 2023 registró un precio máximo de 127,99 €/MWh a la madrugada, y un precio mínimo de 0,1 €/MWh a las 16:00h, casi 128 €/MWh de diferencia entre estos valores. Como se puede apreciar en la figura, el perfil de precios sigue una “perfecta” curva de pato: los precios se mantienen muy altos de madrugada, caen bruscamente hasta casi 0 en el momento central del día, y, después de ello, vuelven a repuntar hasta cifras inmensas al anochecer. Esta estructura, con un claro valle en las horas centrales, resulta ideal para el arbitraje del BESS ya que el modelo cargará la batería cuando los precios son casi nulos al mediodía y la descargará en el pico de precio spot vespertino, que, además suele coincidir con el pico de demanda eléctrica.

Por el contrario, el 6 de junio de 2023, experimentó un perfil de precio spot bastante estable a lo largo de toda la jornada. Con un máximo de 102,7 €/MWh, y un mínimo de 68,5 €/MWh la variabilidad es de apenas 34,2 €/MWh. Como se puede observar en la Figura 30, no existe ningún valle o pico pronunciado en el precio durante este día, lo cual resulta muy desfavorable para el BESS ya que no existe ningún momento claramente mucho más rentable para cargar o descargar la batería. Se trata de la situación opuesta al 9 de abril.

Ambos días han sido ejecutados en el modelo, para cada uno de los tres escenarios de capacidad del BESS. Los resultados obtenidos son los siguientes:

	Escenario A - BESS 500 KWh		Escenario B - BESS 1 MWh		Escenario C - BESS 2 MWh	
9 de abril	65,35 €	9,60%	111,40 €	16,30%	203,50 €	29,80%
6 de junio	58,32 €	7,40%	73,84 €	9,40%	104,89 €	13,30%

Tabla 12: Ahorro diario por escenario de capacidad para los días representativos del análisis de sensibilidad. Elaboración propia.

Los resultados, observados en la anterior tabla, confirman la hipótesis planteada en este apartado. En el día con alta variabilidad de precios, el 9 de abril, el ahorro crece de forma muy pronunciada, creciendo de un ahorro de 65,35 € (9,6%) en el Escenario A, hasta un ahorro de 203,50 € (29,8%) en el Escenario C. Por el contrario, el 6 de junio, día con perfil de precios mucho más plano, el ahorro pasa de un valor de 58,32 € (7,4%), a un valor de 104,89 € (13,3%). Se puede observar claramente, como, aunque se apliquen las mismas modificaciones en el almacenaje energético, entre 500 kWh y 2 MWh de capacidad nominal, el aumento en el ahorro no es el mismo. En un día con alta variabilidad horaria en el precio, el salto es de 20,2 puntos porcentuales y en un día con muy poca variabilidad horaria en el precio, el salto es de apenas 5,9 puntos porcentuales.

Esto demuestra que el perfil diario de precios OMIE influye de forma determinante en el comportamiento del BESS, actuando como un factor limitante en el rendimiento global y ahorro del sistema. Aumentar la capacidad energética de la batería no siempre significa recibir mayor beneficio, dado que este factor depende también de la variabilidad horaria del precio de mercado.

La elección del tamaño óptimo del BESS no debe basarse únicamente en el ahorro, sino también debe integrarse en un análisis de viabilidad económica completo que tenga en cuenta el coste de inversión asociado a cada escenario, aspecto que se aborda en el Capítulo 7.

Capítulo 7 VIABILIDAD ECONÓMICA

En los capítulos precedentes se ha analizado en profundidad el sistema PV+BESS de trabajo, su comportamiento y tendencias técnicas y operativas gracias a la simulación del modelo de optimización para diferentes días, y para el periodo anual de 2023 completo. Además, en los Capítulos 5 y 6, se ha interpretado el ahorro económico que generaba el gran protagonista de este trabajo, el sistema de almacenamiento en baterías por sí solo frente a la fotovoltaica. Ahora, para determinar si la implantación de todo este proyecto de gestión y almacenamiento de energía es una decisión correcta y adecuada hoy en día para el municipio de Ahigal, es necesario realizar un estudio más exhaustivo del ahorro operativo que conlleva el trabajo. Por ello, el objetivo de este capítulo es desarrollar un análisis de viabilidad económica del sistema PV+BESS completo. Se cuantificará, mediante los indicadores económicos y financieros adecuados, la rentabilidad de la inversión del proyecto.

Este análisis se desarrollará para 4 escenarios diferentes. En primer lugar, se considerará el municipio sin respaldo renovable, es decir sin generación PV, y sin sistema de almacenamiento, sin BESS. Se trata de la situación “base” en la que el municipio cubre toda su demanda con compras de energía a la red. En segundo lugar, se analizará la instalación fotovoltaica de 1 MWp de forma aislada. En tercer lugar, se evaluará el sistema de almacenamiento BESS de 1 MWh de capacidad también de forma aislada. Y, finalmente, se considerará el sistema conjunto e integrado de generación fotovoltaica con almacenamiento en baterías. Este último escenario es la configuración real objetivo de este trabajo.

Es importante señalar que, en los capítulos anteriores cuando se calculaba el ahorro del proyecto, se estaba considerando solamente el ahorro que aportaba el sistema de almacenamiento de forma marginal sobre un escenario con instalación fotovoltaica ya operativa y cubierta. No obstante, en este capítulo se tomará como referencia el escenario en el que el municipio no cuenta con ninguna instalación propia ni de generación renovable, ni de almacenamiento. En este caso, el municipio tendría que afrontar el coste real de cubrir toda su demanda, íntegramente a través del precio spot del mercado. Se considera este

enfoque como el más adecuado para el presente capítulo de análisis de viabilidad económica, dado que refleja el coste de oportunidad verdadero al que se enfrentaría Ahigal en ausencia de generación propia. En el escenario que se contempla el almacenamiento de forma aislada el ahorro se estimará como la contribución marginal del BESS sobre el escenario con la fotovoltaica operativa, ya que no se dispone de una simulación del modelo sin generación fotovoltaica.

7.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Para poder realizar correctamente el análisis de la viabilidad económica de este proyecto, es importante definir previamente los parámetros que se van a utilizar en esta sección.

En primer lugar, el CAPEX (*Capital Expenditure*) representa el coste de inversión inicial, correspondiente con la adquisición, instalación y puesta en marcha de los equipos. Se trata pues, del precio a pagar en el año 0, al iniciar el proyecto, por la instalación fotovoltaica: módulos, paneles, convertidores, inversores... y por el sistema de almacenamiento: las celdas de las baterías, los contenedores, las PCS, los sistemas de control... y toda la obra civil asociada para ambos casos. Según se indica en el informe *Renewable Power Generation Costs in 2024-2025* de la agencia internacional de energías renovables, IRENA (*International Renewable Energy Agency*), el coste medio ponderado de instalación de proyectos fotovoltaicos en Europa es actualmente de 779\$/kWp, o sea, 717 €/kWp [42]. Para la instalación fotovoltaica de este proyecto, de 1 MWp el CAPEX PV resulta en 717.000 €. Para el BESS, como se indicaba en la sección 3.2.2 de Parámetros técnicos del sistema de almacenamiento, se ha establecido un CAPEX de 100 €/kWh, según datos del informe anual de precios de baterías de litio de *BloombergNEF* para el 2025. Para las baterías de 1 MWh de capacidad nominal de este proyecto, el CAPEX para el sistema de almacenamiento resulta en 100.000 € de inversión [36].

Por otro lado, el OPEX (*Operational Expenditure*) incluye todos los costes asociados a la operación y mantenimiento en planta del proyecto para garantizar el correcto funcionamiento a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Por ejemplo, revisiones periódicas de

mantenimiento, limpieza, seguros o garantías, etc. En su informe, IRENA establece un coste de referencia para el OPEX de instalaciones fotovoltaicas de 20,73 \$/kW/año, es decir 19 €/kW/año [42]. Aplicando a la instalación PV de 1 MWp de este proyecto, el OPEX equivale a un coste anual de 19.000 €. En cuanto a los costes fijos de operación y mantenimiento de los sistemas de almacenamiento en baterías, el NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), principal centro de investigación del Departamento de Energía de los EE. UU., estima en su informe anual *Annual Technology Baseline*, que estos costes resultan en un 2,5% del CAPEX, por kW instalado [43]. Aplicándolo a la instalación y los parámetros de este proyecto, esto resulta en 2.500 € al año, ya que las baterías tienen una potencia nominal de 500 kW.

La CNMC estima una retribución financiera del 7% para las actividades del sector eléctrico en el periodo 2020-2025 [44]. Este valor representa el coste de oportunidad del capital y la rentabilidad mínima exigida al proyecto para que se considere que tiene una inversión viable. Por ello se ha adoptado ese valor como tasa de descuento para calcular diferentes indicadores de viabilidad económica, como el VAN o el TIR, más adelante en este capítulo.

Finalmente es importante conocer la vida útil de las tecnologías empleadas en el sistema para poder establecer el horizonte temporal sobre el cual se evaluará el retorno de la inversión. Se ha considerado un periodo de 25 años y de 15 años para la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento BESS, según se indica en el informe de IRENA [42] y en el *Annual Technology Baseline* de NREL [43]. Como el horizonte del análisis del sistema conjunto se extiende a 25 años por la vida útil de la instalación fotovoltaica, se contempla la sustitución del BESS en el año 15, considerando el CAPEX original de inversión.

	Instalación fotovoltaica	Sistema de almacenamiento: BESS
CAPEX	717 €/kWp	100 €/kWh
OPEX (anual)	19 €/kW	2,5% del CAPEX
Tasa de descuento	7%	7%
Vida útil	25 años	15 años

Tabla 13: Parámetros económicos para el análisis de viabilidad económica del proyecto. Elaboración propia.

	Instalación fotovoltaica	Sistema de almacenamiento: BESS
CAPEX	717.000 €	100.000 €
OPEX (anual)	19.000 €	2.500 €
Tasa de descuento	7%	7%
Vida útil	25 años	15 años

Tabla 14: Resultado de los parámetros económicos para el análisis de viabilidad económica del proyecto.

Elaboración propia.

7.2 AHORROS OPERATIVOS

Los ahorros operativos para los diferentes escenarios se obtienen directamente de la simulación del modelo de optimización para el año 2023. Se toma como referencia el supuesto escenario en el cual no existe ni generación fotovoltaica ni almacenamiento de energía. En este caso, el municipio de Ahigal tendría que cubrir toda su demanda íntegramente mediante compras a REE a lo largo de todo el año al precio spot que marque OMIE para cada hora. En ese caso, el coste de operación anual resulta en 458.309,89 €. Si se introduce la instalación fotovoltaica, ésta cubre parte de la demanda del municipio gracias a la generación de energía renovable con recurso solar que se destina completamente al pueblo. Esto permite reducir el coste de operación a 351.419,16 €, lo cual significa un ahorro de 106.890,73 € al año (23,32%). Al incorporar, además, almacenamiento energético, las baterías realizan la actividad de arbitraje permitiendo realizar ciclos de carga y descarga en función de cuando resulta más o menos barato por precio de mercado. Esta incorporación aumenta el ahorro a un total 115.689,62 € en el 2023, un 25,24% del coste operativo inicial, de los cuales 8.798,89 € se corresponden a la contribución marginal del BESS sobre la base con fotovoltaica. En la siguiente tabla se pueden observar los valores correspondientes a los ahorros operativos para cada escenario.

	Coste anual operativo (€)	Ahorro (€)	Ahorro (%)
Sin PV ni BESS	458.309,89 €	0	0
Solo PV	351.419,16 €	106.890,73 €	23,32%
Contribución marginal BESS	-	8.798,89 €	1,92%
PV + BESS	342.620,27 €	115.689,62 €	25,24%

Tabla 15: Resumen ahorro anual. Elaboración propia.

7.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Con los valores de los ahorros operativos anuales se puede calcular el flujo de caja neto, es decir, el beneficio real que generará el sistema cada año una vez los costes de operación y mantenimiento estén cubiertos. Para calcular el flujo neto anual se debe restar el OPEX correspondiente de cada escenario, al valor de ahorro operativo de la Tabla 15. Para la instalación fotovoltaica en solitario, este valor resulta en 87.891 €/año, para el BESS solo, 6.299 €/año, y para el sistema conjunto PV+BESS el flujo de caja neto total es de 94.190 €/año. Estos valores son los que, cada año, se recibirán como beneficio verdadero.

	CAPEX (€)	OPEX (€/año)	Ahorro (€)	Flujo neto anual (€/año)
Solo PV	717.000,00 €	19.000 €/año	106.890,73 €	87.891,00 €/año
Contribución marginal BESS	100.000,00 €	2.500 €/año	8.798,89 €	6.299,00 €/año
PV + BESS	817.000,00 €	21.500 €/año	115.689,62 €	94.190,00 €/año

Tabla 16: Flujo neto anual. Elaboración propia.

Conociendo estos valores, se pueden calcular los siguientes indicadores financieros para cada escenario: el periodo de recuperación de la inversión, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). En primer lugar, el periodo de recuperación de la inversión, conocido como *payback* en inglés, hace referencia al número de años que se tardará en recuperar la inversión inicial, es decir, lo que se tardará en recuperar la cantidad invertida con el CAPEX mediante los flujos de caja generados cada año por el proyecto. Para calcular el *payback* simple simplemente hay que dividir el CAPEX entre el flujo neto anual. Por otro lado, el VAN es uno de los principales indicadores económicos que sirve para calcular la viabilidad de un proyecto [45]. Se calcula como:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CAPEX$$

- CF_t : flujo neto de caja en el periodo t
- r : tasa de descuento

- n : periodo de evaluación del proyecto
- CAPEX: inversión inicial

Si el resultado del VAN es positivo el proyecto es viable, consiguiendo generar suficiente como para recuperar la inversión. Por el contrario, si es negativo, el proyecto no es viable y no es una buena inversión, y si es igual a 0, simplemente no genera ni pérdidas ni ganancias. Finalmente, la TIR es otro indicador financiero que indica el rendimiento promedio anual que generará un proyecto, teniendo en cuenta las inversiones iniciales y los ingresos recibidos en cada periodo de tiempo. Se calcula con el valor de r (%) que hace que el VAN sea igual a 0, según la formula mostrada anteriormente. Si la TIR es mayor que la tasa de descuento del proyecto, éste es viable y la inversión merece la pena.

Este proyecto tiene una condición particular y es que, como la vida útil de la instalación fotovoltaica es de 25 años y la del sistema de almacenamiento es de 15 años, el proyecto debe contemplar, aunque sea una medida conservadora, un desembolso en el año 15 de 100.000 € para reponer y renovar el BESS. De esta manera se realiza el análisis para el periodo de tiempo de la vida útil de la fotovoltaica, $n = 25$. No obstante, en escenario que contempla el BESS aislado, sin generación fotovoltaica, el horizonte de evaluación de viabilidad económica del proyecto se limita a los 15 años. Aplicando todas estas expresiones, para cada escenario, y acumulando los flujos año tras año, se obtienen los siguientes resultados recogidos en la Tabla 17. El detalle de todos los años se recoge en Anexo de este trabajo.

	Payback simple	VAN (€)	TIR (%)
Solo PV	8,20 años	307.245,00 €	11,40%
Solo BESS	15,90 años	- 42.630,00 €	-
PV + BESS	8,70 años	244.406,00 €	10,20%

Tabla 17: Resultados de indicadores financieros para el análisis de viabilidad. Elaboración propia.

Con los resultados obtenidos se puede observar que, solamente con la instalación fotovoltaica, sin sistema de almacenamiento, el proyecto es muy rentable dado que se obtiene una TIR del 11,4%, superior a la tasa de descuento del 7% y un VAN, positivo, de 307.245 € al cabo de los 25 años. Por ello, este escenario genera un retorno económico sólido con

una recuperación de la primera inversión inicial a los 8 años aproximadamente. Estos resultados son coherentes, dado que la localización de estudio es idónea para este tipo de proyectos en los cuales se depende plenamente de la irradiación solar.

Por el contrario, el sistema de almacenamiento por sí solo no supera el umbral de viabilidad económica. Al cabo de 15 años, el resultado del VAN es negativo, -42.630 €, y la Tasa Interna de Retorno también, por lo que no supera la tasa de descuento. Además, el payback simple es de 15,9 años, que supera la propia vida útil del sistema, lo cual significa que la inversión no se recuperaría ni cuando finaliza el periodo de operación del equipo. Esto significa que el ahorro anual que genera el BESS por sí solo, 8.798,89 €, es insuficiente para amortizar su inversión inicial. Este resultado refleja una realidad y es que, en mercados eléctricos con perfiles diarios poco variables, como es el caso del mercado eléctrico español en el 2023, el arbitraje puro en el mercado no es suficiente para justificar, económicamente, una instalación de almacenamiento energético de forma aislada. Pero hoy en día, los sistemas de almacenamiento superan el arbitraje de precios y se pueden combinar con otras fuentes de ingreso como por ejemplo la prestación de servicios de regulación de frecuencia a REE, la gestión de potencia, o, precisamente, la integración con proyectos de gestión de energía renovable, para sacar su máximo potencial y, verdaderamente, recibir un gran beneficio económico.

El último escenario presenta el sistema fotovoltaico integrado con almacenamiento BESS. A pesar de que el sistema de almacenamiento reduce la rentabilidad marginal del conjunto, el proyecto sigue siendo rentable al cabo de los 25 años manteniendo una viabilidad económica robusta: el VAN final es de 244.406 € y la TIR resulta en un 10,2%, todavía superior a la tasa de descuento. El payback simple se sitúa en 8,7 años, ligeramente superior a aquel de la instalación fotovoltaica en solitario.

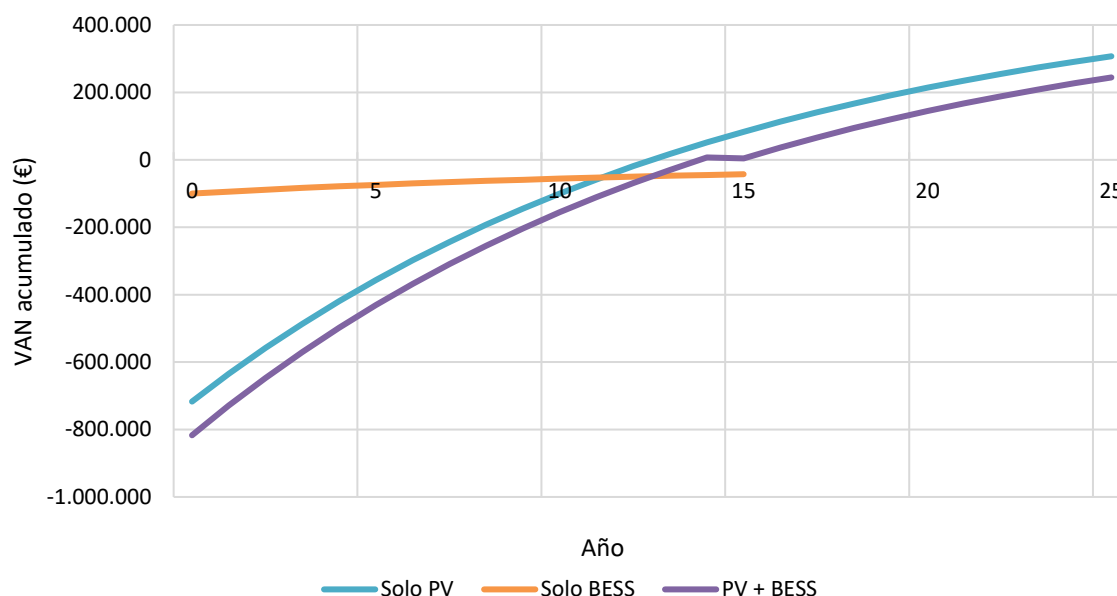


Figura 31: VAN acumulado durante el periodo de evaluación. Elaboración propia.

En esta figura se puede observar la evolución del VAN acumulado a lo largo del periodo de estudio para cada uno de los escenarios considerados. Las curvas de los escenarios que incluyen fotovoltaica empiezan en valores negativos, pero progresivamente convergen hacia positivos dado que poco a poco aumentan los flujos de caja y se va recuperando la inversión inicial. Cuando las curvas traspasan el cero, en torno al año 13 para ambos escenarios, se considera que la inversión se ha recuperado completamente. Esto representa el periodo de recuperación descontado, que tiene en cuenta la tasa de descuento del 7%, a diferencia del payback simple de 8,2 y 8,7 años, calculado anteriormente. Por el contrario, la curva del BESS aislado permanece en todo momento con valores para el VAN acumulado por debajo de cero. Esto era de esperar dado que este escenario resulta inviable económicamente, como se ha podido contemplar anteriormente en esta sección con el análisis de los parámetros económicos.

En definitiva, la incorporación del sistema de almacenamiento en baterías a la instalación fotovoltaica mantiene una viabilidad económica sólida para el proyecto global. El arbitraje de precios no justifica la operación del BESS de forma aislada, pero, en conjunto con la fotovoltaica, aporta beneficios que, además, trascienden los indicadores económicos. La presencia de un sistema de almacenamiento es clave para que el sistema opere de forma

flexible y tenga capacidad de gestionar el exceso de las renovables en todo momento, especialmente en zonas como Extremadura en las que hay una alta penetración solar. Estas consideraciones son indispensables para avanzar hacia un proyecto de redes eléctricas inteligentes que permite, no solo que un municipio como Ahigal optimice su autonomía desde el punto de vista energético, sino también que se mueva hacia una estructura más resiliente y sostenible para el día de mañana.

Capítulo 8 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), adoptados en 2015 por la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, son un conjunto de 17 objetivos que representan la base de un plan de acción global que pretende garantizar un futuro sostenible para todo el mundo, promoviendo un desarrollo equilibrado, inclusivo y respetuoso con el medio ambiente [46].

Estos objetivos se relacionan y alinean entre sí para buscar una solución a los desafíos que existen en nuestro mundo; como la pobreza, las desigualdades sociales, la corrupción, la degradación del medioambiente... y conseguir la paz, prosperidad y justicia en el mundo. Se trata de una propuesta por el mundo y para todo el mundo, es por ello por lo que cada persona ha de lograr cumplir con los ODS para garantizar en 2030 este futuro soñado.



Ilustración 14: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: Organización de Naciones Unidas. Recuperado de: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/>

Finalmente, y como parte de este reto global, el Trabajo de Fin de Grado ha de estar también orientado a contribuir al cumplimiento de los ODS. Al tratarse de un proyecto de contenido principalmente energético y tecnológico, este trabajo se alinea de manera directa con los siguientes ODS:

8.1 OBJETIVO 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

Este objetivo busca garantizar el acceso a sistemas energéticos seguros, sostenibles y limpios, esenciales para el futuro desarrollo de las empresas, la agricultura, el transporte, etc.

Dada la actual preocupación por el crecimiento de la demanda y acceso a la energía eléctrica, es de vital importancia asegurar para 2030 que el mundo esté constituido de sistemas energéticos sostenibles, eficientes y responsables. Para ello, es necesario apostar por fuentes de energía renovables, como la energía eólica o solar, mediante la ampliación de sus infraestructuras y tecnologías. Este trabajo contribuye a este ODS ya que explora las tecnologías de almacenamiento energético, como las baterías y el hidrógeno, para lograr regular la generación de las fuentes de energía renovable y adaptarlas a las necesidades del planeta.

Además, este proyecto busca orientar los actuales sistemas e infraestructuras eléctricas hacia un futuro sostenible. Para ello, se apuesta por la implementación de *smart grids* que mejoren la eficiencia energética y reduzcan la dependencia en las fuentes fósiles. Por esto último, se pretende conseguir con todas las soluciones un suministro energético limpio y no contaminante a largo plazo.

8.2 OBJETIVO 9: INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURAS

Con este objetivo se pretende apostar por el desarrollo de nuevas infraestructuras resilientes, promoviendo la industrialización sostenible con tecnologías innovadoras.

El proyecto realizado concuerda con este objetivo ya que busca innovar en la industria mediante la implantación de nuevos sistemas como lo son las redes inteligentes. Las *smart*

grids son una infraestructura clave para conseguir modernizar los sistemas eléctricos y cumplir con la transición energética y descarbonización para 2030. Además, no sólo se trata de cerrarse en eso si no también de innovar y lograr estudiar nuevos recursos que permitan optimizar el funcionamiento en la red gracias a sistemas avanzados de control y automatización, almacenamiento y gestión de la energía.

Cumplir con este objetivo logrará facilitar el acceso a la energía eléctrica, de manera sostenible, en muchos lugares del mundo que actualmente no disponen de ello. Para, además, erradicar la pobreza y desigualdades, cumpliendo con más ODS.

8.3 OBJETIVO 11: CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES

La gran parte de las emisiones y del consumo eléctrico está concentrada en las ciudades. Es por ello, que las ciudades son un lugar estratégico de ataque para lograr cumplir con los requisitos de consumo energético. Hace falta realizar una transición hacia modelos urbanos más eficientes y sostenibles con el medioambiente.

Gracias a la implantación de sistemas de almacenamiento de energía, se cumple con este objetivo ya que se consigue reducir la vulnerabilidad de la red o de interrupciones del suministro, garantizando una alimentación energética sostenible en nuestras ciudades. También, este proyecto apoya fundamentalmente el uso de energías renovables, gracias a las cuales se consigue impulsar modelos urbanísticos más sostenibles y eficientes.

8.4 OBJETIVO 13: ACCIÓN POR EL CLIMA

Finalmente, el objetivo numero 13 insiste en la problemática existente con el cambio climático. Al encontrarnos en un mundo en el que hay diversos problemas que afectan y amenazan directamente al medioambiente, es nuestra responsabilidad cuidar el planeta y buscar soluciones en la industria que sean responsables y no favorezcan el avance del cambio climático. El uso de energías renovables es un pilar fundamental en la transición energética y la descarbonización, lo cual se compromete plenamente con el cuidado del planeta. Ha de

intentarse reducir completamente el uso de energías fósiles para, además, eliminar todas las emisiones asociadas.

Por otro lado, este trabajo propone estrategias de gestión y almacenamiento energético más sostenibles para alinearse con los compromisos globales y lograr una transición hacia un planeta más limpio, sostenible y responsable.

Capítulo 9 CONCLUSIONES Y LÍNEAS FUTURAS

A lo largo de este trabajo de gestión y almacenamiento de energías renovables e integración en redes inteligentes se ha desarrollado un modelo de optimización energética basado en la Programación Lineal Entera Mixta, aplicado a un sistema integrado por una planta solar fotovoltaica (PV) y un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS). El objetivo principal ha sido operar de manera óptima este sistema, PV + BESS, para lograr satisfacer la demanda eléctrica del municipio de Ahigal (Cáceres), minimizando la dependencia de compras a la red para así reducir el coste neto de energía frente a los precios reales del mercado diario español del año 2023. El completo desarrollo de este proyecto ha permitido extraer diferentes conclusiones, que se recogen a continuación:

9.1 PRINCIPALES CONCLUSIONES

En primer lugar, el algoritmo de Programación Lineal Entera Mixta implementado en Python ha demostrado ser una herramienta adecuada y eficaz, capaz de establecer el flujo energético óptimo para cada hora de simulación. El modelo ha respetado en todo momento los límites técnicos del sistema: el estado de carga máximo y mínimo de las baterías, el coste de degradación, las restricciones de potencia de carga y descarga, etc. En este aspecto, la formulación de las variables σ han resultado clave para impedir operaciones simultáneas de carga y descarga, o de compra y venta, garantizando en todo momento coherencia en la solución del modelo.

En segundo lugar, se ha podido determinar que el comportamiento completo del sistema presenta una marcada estacionalidad. Tanto los resultados de los días tipo para cada estación, como los resultados mensuales, muestran que la eficiencia y el ahorro del sistema de almacenamiento es significativamente mayor en los meses de primavera: en el mes de abril el ahorro marginal del BESS es del 8,28%, mientras que en diciembre se obtiene un escaso ahorro de 0,66%. Esto se debe a la combinación de varios factores. Por una parte, el balance

entre la generación y la demanda varía mucho a lo largo del año y afecta directamente al rendimiento del sistema. En los meses cálidos de primavera y verano, existe una alta penetración solar que maximiza la generación de la instalación fotovoltaica. Además, durante esta época del año la demanda sigue un patrón moderado. Sin embargo, durante el otoño e invierno ocurre lo contrario ya que la producción fotovoltaica se reduce al haber menos recurso solar, y la demanda aumenta ya que en los meses fríos hay mucha carga eléctrica por la demanda conjunta de sistemas de calefacción. En definitiva, cuanto mayor sea la producción solar fotovoltaica y menor sea la demanda, más disminuirá la dependencia de la red, lo que genera un coste operativo final menor. Por otra parte, otro factor que marca el patrón estacional en el funcionamiento del sistema es la volatilidad horaria de los precios del mercado. En los meses de primavera, el precio spot varía mucho a lo largo del día, lo cual es muy favorable para el sistema ya que aumenta el número de horas potenciales de arbitraje, permitiendo al modelo determinar con mayor facilidad en qué horas se deben realizar las cargas y descargas de la batería para recibir el mayor beneficio. Por el contrario, en invierno el perfil del precio spot tiende a ser más plano, y en consecuencia se reduce el margen de actuación del sistema de almacenamiento. El conjunto de estos dos factores logra explicar cómo opera el sistema de almacenamiento a lo largo del año, y pone de manifiesto el alto efecto que tiene la volatilidad de los precios sobre el funcionamiento del BESS, lo cual trasciende la estacionalidad y actúa como uno de los principales factores limitantes en la operación real.

En tercer lugar, tras haber realizado el análisis de sensibilidad a diferentes tamaños capacitivos del sistema de almacenamiento, se puede concluir que al aumentar la capacidad nominal del BESS, se obtiene un beneficio mayor en la operación del sistema. Partiendo de 1 MWh y con un ahorro marginal del BESS del 2,5% anual, si se reduce la capacidad a 0,5 MWh, el ahorro cae hasta un 1,91%, mientras que duplicando la capacidad a 2 MWh, el ahorro marginal resulta en un 3,65%. Sin embargo, se puede contemplar que la relación entre estos dos factores no es lineal. Aquí vuelve a reincidir la volatilidad horaria del precio de mercado. En días con alta variabilidad de precios, generalmente debido al efecto de la curva de pato, la diferencia entre el pico y el valle del perfil horario de precios es alta, lo cual

permite al BESS explotar al máximo su potencial de arbitraje, y, si además la capacidad energética es mayor, se genera más ahorro. Por el contrario, en días con perfiles de precios planos la diferencia entre el precio máximo y mínimo es reducida, por lo que, aunque se aumente capacidad en la batería, no existen muchas opciones de arbitraje horario. Esto demuestra que, por encima de cierto umbral, aumentar la capacidad energética del sistema de almacenamiento deja de ser linealmente eficiente si no existen señales de precio pronunciadas.

En cuarto lugar, el estudio de viabilidad económica realizado en el Capítulo 7, evidencia que la estrategia de arbitraje de precios no es suficiente para justificar la inversión del sistema de almacenamiento en baterías de manera aislada. Por el contrario, la generación fotovoltaica resulta ser el principal motor en la reducción del coste energético para el municipio. Solamente la instalación fotovoltaica logra reducir el coste operativo anual en 106.890,73 €, un 23,32% de ahorro respecto un escenario sin generación ni almacenamiento. Al incorporar el sistema de almacenamiento, se consigue un ahorro marginal adicional de 8.798,88 € lo que aumenta el ahorro total del sistema PV + BESS en 115.689,62 €, un 25,24%. Sin embargo, a pesar de que el ahorro operativo del sistema es notable cuando se incorpora el almacenamiento, los indicadores financieros calculados en el mismo capítulo revelan una realidad diferente, tal y como se recoge en la siguiente tabla:

	Payback simple	VAN (€)	TIR (%)
Solo PV	8,20 años	307.245,00 €	11,40%
Solo BESS	15,90 años	- 42.630,00 €	-
PV + BESS	8,70 años	244.406,00 €	10,20%

Tabla 17: Resultados de indicadores financieros para el análisis de viabilidad. Elaboración propia

Como se concluía, un proyecto con el sistema de almacenamiento en solitario no resulta viable ya que, bajo las condiciones del mercado de 2023, no supera el umbral de rentabilidad, presentando un VAN de -42.630 € y un payback simple mayor que sus 15 años de vida útil. La fotovoltaica en solitario demuestra ser una buena inversión, con una TIR del 11,4% superior a la tasa de descuento del 7%. El sistema PV + BESS mantiene viabilidad económica en el proyecto, pero, reduce la rentabilidad al tener una TIR del 10,2%.

Aunque los resultados deriven en conclusiones que pueden parecer contradictorias, conviene analizar sus causas. Según los resultados obtenidos tras este trabajo, se puede determinar que el arbitraje de precios por sí solo no genera suficiente beneficio en el mercado diario OMIE, al menos para la estructura del mercado en el 2023.

No obstante, existen medidas y soluciones que pueden mejorar sustancialmente la viabilidad del proyecto. Una de las principales soluciones es la participación en mercados de servicios de ajuste o auxiliares de REE permitiría al sistema BESS obtener nuevos ingresos, más allá del arbitraje puro. Estos mecanismos, gestionados por Red Eléctrica, tienen como objetivo mantener en todo momento el equilibrio entre la demanda y la generación del sistema y corregir desviaciones de 50 Hz en la frecuencia de la red. REE remunera económicamente a los agentes generadores que prestan sus servicios para esto, ya sea por el margen de potencia a subir o bajar que prestan a la red o por la cantidad de energía que entregan cuando se exige. Los sistemas BESS se pueden adaptar eficientemente a estos servicios dada su alta velocidad de respuesta ante variaciones en la red y su capacidad de almacenar grandes cantidades de energía.

También, una mayor granularidad en el perfil de precios diario ampliaría directamente el potencial del arbitraje al existir más franjas temporales en las que la batería pueda actuar. En el año 2023 de simulación de este trabajo, los precios se fijaban en mercado cada hora. Sin embargo, desde el pasado junio de 2025, los precios son fijados por OMIE cada 15 minutos. En esta línea, según un análisis de *Rystad Energy* [47], el cambio al mercado cuarto horario ha incrementado el potencial de arbitraje en un 14% de media en los mercados europeos, por lo que esta medida podría aumentar notablemente la rentabilidad del sistema de almacenamiento en solitario. Asimismo, si el coste de las baterías continúa disminuyendo según su tendencia estos últimos años, con una caída del 8% anual según el estudio de BloombergNEF [48], se podría alcanzar la rentabilidad económica fácilmente al no tener que hacer frente a una inversión inicial tan grande.

En definitiva, el verdadero factor limitante de la operación del sistema de almacenamiento BESS en solitario no es una cuestión técnica de la instalación, si no la propia estructura del

mercado. Esto no es un argumento en contra del almacenamiento energético, sino una señal de que el marco regulatorio y el mercado, en el año de simulación, no logran remunerar adecuadamente todos los servicios que aporta el almacenamiento en el sistema. Aun así, en conjunto con la instalación fotovoltaica, el sistema completo tiene una alta viabilidad económica ya que cuenta más flexibilidad operativa al permitir al BESS gestionar excedentes renovables disminuyendo la dependencia de la red y los costes. El proyecto conjunto PV + BESS, es una solución sólida y económicamente viable que puede servir de modelo para en el entorno rural español ya que, además, se compromete activamente a los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

9.2 LÍNEAS FUTURAS DE TRABAJO

Con las principales conclusiones establecidas, se han determinado diferentes extensiones a la investigación y trabajo ya realizado, que pueden servir de líneas futuras.

Extensión temporal y escenarios de precios futuros

El presente trabajo se ha realizado con datos de 2023, ya que era el último año disponible en la base de datos SARAH-3 para realizar la simulación de la generación PV en PVGIS. La serie anual de los precios horarios de 2023 tiene una moderada volatilidad. Replicar el modelo con datos de años de alta variabilidad, como 2021 o 2022, puede ser interesante para analizar cómo cambian los resultados. También, realizar la simulación para años futuros que contemplen la creciente penetración de energía renovable de precios negativos permitiría evaluar cómo evolucionaría la rentabilidad del trabajo en un mercado eléctrico en transformación. Además, como ya se mencionaba, el nuevo mercado cuartohorario de OMIE permitiría observar de forma precisa el impacto real del almacenamiento sobre la eficacia del sistema.

Participación en mercados de servicios de ajuste

Como la operación del arbitraje de precios en el mercado diario no logra rentabilizar el sistema de almacenamiento de forma aislada, una línea futura de trabajo consistiría en ampliar el objetivo del modelo de optimización para sacar beneficio con la participación del BESS en mercados de servicios de ajuste gestionados por REE, en especial en la regulación secundaria de frecuencia.

Degradación dinámica de la batería

El modelo de optimización empleado contemplaba el coste de degradación de la batería como un valor constante por ciclo. Modelos de degradación más avanzados, que tengan en cuenta la temperatura, la profundidad de descarga o la cantidad de ciclos acumulados, permitirían estimar con mayor precisión la viabilidad económica a lo largo del horizonte de evaluación.

Implementación de técnicas de predicción avanzada

La incorporación de algoritmos de *Machine Learning* o Inteligencia Artificial podrían anticipar con mayor precisión la demanda del municipio y la generación fotovoltaica en tiempo real. De esta forma, el sistema tendría una mayor capacidad y flexibilidad para optimizar sus estrategias de carga y descarga sin depender de datos. De esta manera se perseguiría la integración en redes eléctricas inteligentes, hacia un sistema de control predictivo.

Replicabilidad a otros municipios

Por último, este trabajo podría aplicarse de forma sistemática a otros municipios con características similares, contribuyendo a la elaboración de criterios generalizables para el dimensionamiento óptimo de sistemas PV+BESS en entornos rurales de baja densidad de demanda.

Capítulo 10 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Mateo, C.; Martínez, M.; Romeo, M.; Martín, F.; Gómez, T. (IIT-Comillas); Sánchez Álvarez, M.; Romero, M. (EY). *Modelo de previsión de Demanda y estimación de necesidades de inversión 2025-2035*. Estudio preparado para AELEC. 26 de septiembre de 2025.
- [2] «Informe del Sistema Eléctrico 2025» Red Eléctrica. Accedido: 16 de abril de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos>.
- [3] «Informe Anual de Autoconsumo Fotovoltaico y Almacenamiento», Informe AutoConsumo. Accedido: 16 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.informeautoconsumo.es/informe-anual-de-autoconsumo-fotovoltaico-y-almacenamiento/>
- [4] E. Renovables, «Cuánto almacenamiento hay ahora mismo en España», Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. Accedido: 19 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/cu-nto-almacenamiento-hay-ahora-mismo-en-20250524>
- [5] «El Gobierno aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, eje de la oportunidad económica, social y ambiental de España, por su contribución a la modernización y transformación del modelo productivo», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 16 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/septiembre/el-gobierno-aprueba-la-actualizacion-del-plan-nacional-integrado.html>
- [6] J. A. Roca, «La nueva capacidad de almacenamiento por bombeo en China ayuda a integrar la creciente energía eólica y solar», El Periódico de la Energía. Accedido: 19 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-nueva-capacidad-de-almacenamiento-por-bombeo-en-china-ayuda-a-integrar-la-creciente-energia-eolica-y-solar/>

- [7] «Centrales de bombeo en España», Iberdrola España. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.espana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia/central-bombeo>
- [8] «Flywheel Energy Storage | Efficiency & Characteristics | nuclear-power.com», Nuclear Power. Accedido: 17 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.nuclear-power.com/energy-conversion-and-storage-efficiency/flywheel-energy-storage/>
- [9] J. Mouli-Castillo, M. Wilkinson, D. Mignard, C. McDermott, R. S. Haszeldine, y Z. K. Shipton, «Inter-seasonal compressed-air energy storage using saline aquifers», *Nat. Energy*, vol. 4, n.º 2, pp. 131-139, feb. 2019, doi: 10.1038/s41560-018-0311-0.
- [10] M. Maisch, «Comienza a funcionar a pleno rendimiento en China la mayor instalación de almacenamiento de energía en aire comprimido del mundo», *pV magazine México*. Accedido: 17 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.pv-magazine-mexico.com/2025/01/10/comienza-a-funcionar-a-pleno-rendimiento-en-china-la-mayor-instalacion-de-almacenamiento-de-energia-en-aire-comprimido-del-mundo/>
- [11] «La invención de las baterías recargables: Entrevista al Dr. Akira Yoshino, premio Nobel de 2019». Accedido: 17 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.wipo.int/es/web/wipo-magazine/article-details/?assetRef=41566&title=the-invention-of-rechargeable-batteries-an-interview-with-dr-akira-yoshino-2019-nobel-laureate>
- [12] «BESS: sistemas de almacenamiento de energía en batería (Battery Energy Storage System)». Accedido: 21 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.enel.com/es/learning-hub/almacenamiento/bess>
- [13] B. Venditti, «Top 20 Countries by Battery Storage Capacity». Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://elements.visualcapitalist.com/top-20-countries-by-battery-storage-capacity/>
- [14] «El multimillonario Gautam Adani construye en India la mayor instalación de almacenamiento de energía en baterías del mundo - Forbes España». Accedido:

- 21 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://forbes.es/empresas/826277/el-multimillonario-gautam-adani-construye-en-india-la-mayor-instalacion-de-almacenamiento-de-energia-en-baterias-del-mundo/>
- [15] «Baterías de almacenamiento en España», Iberdrola España. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia/baterias-almacenamiento>
- [16] «Endesa construirá en la central de Barranco de Tirajana su mayor planta de energía solar con almacenamiento en baterías de Canarias», Endesa. Accedido: 21 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/eficiencia-energetica/construccion-central-barranco-mayor-planta-energia-solar-almacenamiento-baterias-canarias>
- [17] «Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES): Technology, Applications, and Advantages – Energy Bases: Innovations and Insights». Accedido: 21 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://energybases.com/blog/superconducting-magnetic-energy-storage-principles-benefits/>
- [18] Ricardo, «Almacenamiento de energía en sales fundidas | Guía completa». Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://protenergia.com/actualidad/guia-almacenamiento-energia-solar-sales-fundidas/>
- [19] European Commission. Directorate General for Energy. y Tractebel Impact., *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28: final report*. LU: Publications Office, 2020. doi: 10.2833/492070.
- [20] «Smart Grid Market Summary 2022-2027 | Infographics». Accedido: 18 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.juniperresearch.com/resources/infographics/smart-grid-market-summary-statistics-infographic/>
- [21] «Smart Grid Technology Market Size, Share & Forecast A 2032». Accedido: 18 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en:

- https://www.databridgemarketresearch.com/es/reports/global-smart-grid-technology-market?srsId=afmboor53krtfkvsjtelhsyc4ivu_r8yifoqdfgkb0_6w_vsdjxq5t1f
- [22] «Casi el 100% de los consumidores domésticos en España tenían un contador inteligente al final de 2019 | CNMC». Accedido: 18 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnmc.es/prensa/cnmc-sustitucion-contadores-20200626>
- [23] I. CORPORATIVA, «“Smart grids”, un salto tecnológico para un mundo descarbonizado», Iberdrola. Accedido: 18 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/redes/distribucion/smart-grids>
- [24] A. Aeberhard, «Europa batiría récords de precios negativos – Montel EnAppSys», MONTEL. Accedido: 18 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://montelnews.com/es/news/f5efc196-8d1e-46ff-8a05-efd7f9f0d887/europa-batiria-records-de-precios-negativos-montel-enappsys>
- [25] P. S. Molina, «España registra un nuevo récord de precios negativos en el primer trimestre, con 397 horas», pv magazine España. Accedido: 18 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2026/04/20/espana-registra-un-nuevo-record-de-precios-negativos-en-el-primer-trimestre-con-397-horas/>
- [26] S. Acosta, «El nuevo ‘boom’ energético es en forma de pila: España supera los 12 GW de baterías en desarrollo», El Periódico de la Energía. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/el-nuevo-boom-energetico-es-en-forma-de-pila-espana-supera-los-12-gw-de-baterias-en-desarrollo/>
- [27] I. CORPORATIVA, «Iberdrola impulsa el almacenamiento energético con la inauguración de la mayor batería de España», Iberdrola. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-impulsa-almacenamiento-energetico-inauguracion-mayor-bateria-espana>
- [28] E. Renovables, «El Estadio de Gran Canaria recibe al Papa con un sistema solar FV + baterías único en España», Energías Renovables, el periodismo de las

- energías limpias. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/el-estadio-de-gran-canaria-recibe-al-20260610>
- [29] «Potencia instalada», Informes del sistema. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/potencia-instalada>
- [30] «kWp y kWh: esto es lo que dicen los ratios fotovoltaicos TRITEC». Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.tritec-energy.com/es/guía/kwp-kwh-pv-cifras-clave/>
- [31] «Crystalline Silicon Photovoltaics Research», Energy.gov. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/cmei/systems/crystalline-silicon-photovoltaics-research>
- [32] «El almacenamiento con baterías ya es esencial: su coste cae un 90% y la inversión global alcanza los 54.000 millones, según Nuveen», elEconomista.es. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/13917542/05/26/el-almacenamiento-con-baterias-ya-es-esencial-su-coste-cae-un-90-y-la-inversion-global-alcanza-los-54000-millones-segun-nuveen.html>
- [33] «¿Qué son los sistemas BESS y cómo funcionan en el mercado energético?». Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://ampere-energy.com/noticias/sistema-bess-que-es-funciona/>
- [34] «BESS Container Sizes: How to Choose the Right Capacity». Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.acebattery.com/blogs/bess-container-sizes-how-to-choose-the-right-capacity>
- [35] «Bess: qué son y cómo funcionan», Iberdrola. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/generacion-electrica-power/almacenamiento-energia/bess>
- [36] BloombergNEF. (2025). *Lithium-Ion Battery Price Survey 2025*. BloombergNEF. Recuperado de: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low/>

- [37] «Ciclos de carga y vida útil en BESS | Pebblex». Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://bepebblex.com/ciclos-carga-vida-util-bess/>
- [38] «Ahigal (Cáceres)», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 4 de mayo de 2026. Accedido: 11 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: [https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Ahigal_\(C%C3%A1ceres\)&oldid=173297617](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Ahigal_(C%C3%A1ceres)&oldid=173297617)
- [39] CIDE, "Observatorio de Descarbonización Rural. Informe de síntesis anual. Año 2022," 2 nov. 2022. [En línea]. Disponible en: <https://observatoriodescarbonizacionrural.com/>
- [40] «Informe del Sistema Eléctrico 2023», Red Eléctrica. Accedido: 16 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos>
- [41] «A qué hora se dispara el consumo eléctrico en España (y cuándo eso deja de importarte)», Endesa. Accedido: 11 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/a-que-hora-se-dispara-el-consumo-electrico-en-espana>
- [42] *Renewable power generation costs in 2024*. Abu Dhabi: IRENA, 2025.
- [43] B. Mirletz *et al.*, «Annual Technology Baseline: The 2024 Electricity Update».
- [44] «La CNMC publica la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades del sector eléctrico para el periodo 2020-2025 | CNMC». Accedido: 13 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnmc.es/la-cnmc-publica-la-metodologia-de-calculo-de-la-tasa-de-retribucion-financiera-de-las-actividades>
- [45] «Qué es el VAN: cómo se calcula y cómo se interpreta». Accedido: 13 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.mba-madrid.com/economia/valor-actual-neto-van/>
- [46] Miluska.Jara, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible», Desarrollo Sostenible. Accedido: 14 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>

- [47] J. A. Roca, «Las perspectivas económicas del almacenamiento en baterías en Europa mejoran con la nueva estructura de precios», *El Periódico de la Energía*. Accedido: 15 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-perspectivas-economicas-del-almacenamiento-en-baterias-en-europa-mejoran-con-la-nueva-estructura-de-precios/>
- [48] «New Record Lows for Battery Prices», BloombergNEF. Accedido: 3 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/new-record-lows-for-battery-prices/>
- [49] Á. Arcos-Vargas, D. Canca, y F. Núñez, «Impact of battery technological progress on electricity arbitrage: An application to the Iberian market», *Appl. Energy*, vol. 260, art. 114273, feb. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114273.
- [50] R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, J. L. Bernal-Agustín, J. S. Artal-Sevil, Á. A. Bayod-Rújula, T. Cortés-Arcos, J. Carroquino Oñate, y C. Escriche Martínez, «Electricity price arbitrage in utility-scale PV-plus-battery systems», *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 21, pp. 13-18, jul. 2023, doi: 10.24084/repqj21.207.
- [51] OMIE, "Evolución del mercado de electricidad. Informe anual 2023," Operador del Mercado Ibérico de Energía, Madrid, España, 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.omie.es/>
- [52] B. Xu, J. Zhao, T. Zheng, E. Litvinov, and D. S. Kirschen, "Factoring the cycle aging cost of batteries participating in electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 2248–2258, Mar. 2018.
- [53] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, "Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system," in *Proc. IEEE Grenoble PowerTech*, 2013.
- [54] Eric M., «[Basic] Build Optimization Model to Schedule Battery's Operation in Power Grid Systems», *Medium*. Accedido: 12 de marzo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://medium.com/@yeap0022/basic-build-optimization-model-to-schedule-batterys-operation-in-power-grid-systems-51a8c04b3a0e>

ANEXOS

Código del modelo completo desarrollado en Python: simulación diaria

```
# Instalación de librerías e importaciones
import sys
!{sys.executable} -m pip install ortools
%matplotlib inline
import pandas as pd
import datetime
import os
import timeit
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt #graficas
import matplotlib.gridspec as gridspec #graficas
from ortools.linear_solver import pywraplp
# Parámetros del sistema: BESS, PV...
DT = 1 #rango temporal de trabajo, 1 hora
N_HOURS = 24
HOURS = list(range(N_HOURS))
PV_PEAK_KW = 1000.0 # 1MWp de fotovoltaica
BESS = {
    'capacity' : 1000.0,      # kWh. 1MWh de capacidad del BESS
    'max_charge' : 500.0,    # kW. 2h de autonomia
    'max_discharge': 500.0,  # kW
    'eff_charge' : 0.95,
    'eff_discharge': 0.95,
    'soc_min' : 0.05,
    'soc_max' : 0.95,
    'soc_initial' : 0.50,
    'cost_deg' : 0.03,       # €/kWh ciclado
    'self_discharge': 0.0001 # pérdida del 0,01% horaria
}
GRID = {
    'max_buy' : 1000.0, # kW
    'max_sell': 500.0  # kW
}

print('Parámetros del sistema:')
print(f'- PV : {PV_PEAK_KW} kWp')
print(f'- BESS: {BESS["capacity"]} kWh | maxima carga = {BESS["max_charge"]} kW ,
{BESS["capacity"]/BESS["max_charge"]} horas de autonomia | eficiencia de carga =
{BESS["eff_charge"]}')
print(f'- SOC : [{BESS["soc_min"]*100:.0f}% - {BESS["soc_max"]*100:.0f}%] |
inicial {BESS["soc_initial"]*100:.0f}%')
print(f'- Red : compra max {GRID["max_buy"]} kW | venta max {GRID["max_sell"]}
kW')
**Lectura archivo Excel: precios OMIE y generación FV**
```

```
# Leer Hoja 1 con PRECIOS
df_raw_precios = pd.read_excel('datosentrada.xlsx', sheet_name=0)
df_precios = df_raw_precios.copy().dropna()
df_precios['Fecha'] = pd.to_datetime(df_precios['Fecha'],
errors='coerce').dt.round('min')
print(f'Precios - nulos en Fecha: {df_precios["Fecha"].isna().sum()}')
# Leer Hoja 2 con datos de GENERACION PVGIS
df_raw_fv = pd.read_excel('datosentrada.xlsx', sheet_name=1)
df_fv = df_raw_fv.copy().dropna()
df_fv['Fecha'] = pd.to_datetime(df_fv['Fecha'], errors='coerce').dt.round('min')
print(f'FV - nulos en Fecha: {df_fv["Fecha"].isna().sum()}')

# Leer Hoja 3 con datos de DEMANDA del municipio
df_raw_load = pd.read_excel('datosentrada.xlsx', sheet_name=2)
df_load = df_raw_load.copy().dropna()
df_load['Fecha'] = pd.to_datetime(df_load['Fecha'],
errors='coerce').dt.round('min')
print(f'Demanda - nulos en Fecha: {df_load["Fecha"].isna().sum()}')
print(f'Datos cargados correctamente:')
print(f' Precios: desde {df_precios["Fecha"].min()} hasta
{df_precios["Fecha"].max()}')
print(f' FV: desde {df_fv["Fecha"].min()} hasta {df_fv["Fecha"].max()}')
print(f' Demanda: desde {df_load["Fecha"].min()} hasta
{df_load["Fecha"].max()}')
def get_day_prices(date_str):
    target = pd.to_datetime(date_str, dayfirst=True).strftime('%Y-%m-%d')
    day_df = df_precios[df_precios['Fecha'].dt.strftime('%Y-%m-%d') ==
target].copy()
    if day_df.empty:
        raise ValueError(f'No hay datos de precio para la fecha: {date_str}')
    return day_df.set_index('Fecha')['Precio']
def get_day_generation(date_str):
    target = pd.to_datetime(date_str, dayfirst=True).strftime('%Y-%m-%d')
    day_df = df_fv[df_fv['Fecha'].dt.strftime('%Y-%m-%d') == target].copy()
    if day_df.empty:
        raise ValueError(f'No hay datos de generacion (PVGIS) para la fecha:
{date_str}')
    return day_df.set_index('Fecha')['PotenciaGenerada']
def get_day_load(date_str):
    target = pd.to_datetime(date_str, dayfirst=True).strftime('%Y-%m-%d')
    day_df = df_load[df_load['Fecha'].dt.strftime('%Y-%m-%d') == target].copy()
    if day_df.empty:
        raise ValueError(f'No hay datos de demanda para la fecha: {date_str}')
    return day_df.set_index('Fecha')['Demanda']
**Selección del día**
date = '15-04-2023'
prices = get_day_prices(date).values
pv = get_day_generation(date).values
load = get_day_load(date).values
print(f'DIA SELECCIONADO: {date}')
print(f' Precio medio diario: {prices.mean():.2f} EUR/MWh')
print(f' Precio max: {prices.max():.2f} EUR/MWh a las {prices.argmax():02d}:00h')
print(f' Precio min: {prices.min():.2f} EUR/MWh a las {prices.argmin():02d}:00h')
```

```
print(f' Energia PV total: {pv.sum():.1f} kWh')
print(f' Pico PV: {pv.max():.1f} kW a las {pv.argmax():02d}:00h')
print(f'Demanda total: {load.sum():.1f} kWh')
print(f'Pico demanda: {load.max():.1f} kW a las {load.argmax():00h}')
**Carga del MILP**
def run_optimization(prices, pv, load):
    solver = pywraplp.Solver.CreateSolver('CBC')
    if not solver: raise RuntimeError('No se pudo inicializar el solver CBC.')
    # 1. VARIABLES
    P_charge = [solver.NumVar(0, BESS['max_charge'], f'P_charge_{t}') for t in
    HOURS] #kW que inyecto en la bateria en la hora t (potencia de carga)
    P_discharge = [solver.NumVar(0, BESS['max_discharge'], f'P_discharge_{t}')
    for t in HOURS] #kW que saco de la bateria en la hora t (potencia de descarga)
    P_buy = [solver.NumVar(0, GRID['max_buy'], f'P_buy_{t}') for t in HOURS] #kW
    que compro de la red
    P_sell = [solver.NumVar(0, GRID['max_sell'], f'P_sell_{t}') for t in HOURS]
    #kW que vendo a la red
    SOC = [solver.NumVar(BESS['soc_min'] * BESS['capacity'], BESS['soc_max'] *
    BESS['capacity'], f'SOC_{t}') for t in HOURS] #cantidad de potencia (kW)
    almacenada en la bateria en la hora t
    sigma_bess = [solver.IntVar(0, 1, f'sigma_bess_{t}') for t in HOURS]
    #variable binaria: 0 = CARGA, 1 = DESCARGA
    sigma_grid = [solver.IntVar(0, 1, f'sigma_grid_{t}') for t in HOURS]
    #variable binaria: 0 = COMPRA, 1 = VENTA
    # 2. RESTRICCIONES
    for t in HOURS:
        # Balance energetico. Lo que entre debe ser igual a lo que salga
        solver.Add(pv[t] + P_discharge[t] + P_buy[t] == P_charge[t] + load[t] +
        P_sell[t])
        # Estado del SOC de la bateria
        soc_prev = BESS['soc_initial'] * BESS['capacity'] if t == 0 else SOC[t-1]
        solver.Add(SOC[t] == soc_prev*(1- BESS['self_discharge']) +
        BESS['eff_charge'] * P_charge[t] * DT - (P_discharge[t] / BESS['eff_discharge'])
        * DT)
        # Impido carga y descarga del BESS simultanea
        solver.Add(P_charge[t] <= BESS['max_charge'] * (1 - sigma_bess[t]))
        solver.Add(P_discharge[t] <= BESS['max_discharge'] * sigma_bess[t])
        # Impido venta y compra de la RED simultanea
        solver.Add(P_buy[t] <= GRID['max_buy'] * (1 - sigma_grid[t]))
        solver.Add(P_sell[t] <= GRID['max_sell'] * sigma_grid[t])
    # 3. OBJETIVO: minimizar el coste neto
    coste_energia = solver.Sum((P_buy[t] - P_sell[t]) * prices[t] * DT / 1000.0
    for t in HOURS)
    coste_usarBESS = solver.Sum((P_charge[t] + P_discharge[t]) * BESS['cost_deg']
    * DT for t in HOURS)
    solver.Minimize(coste_energia + coste_usarBESS)
    status = solver.Solve()
    return status, solver, P_charge, P_discharge, P_buy, P_sell, SOC, sigma_bess
print('Funcion de optimizacion definida')
**Resolución del modelo**
status, solver, P_charge, P_discharge, P_buy, P_sell, SOC, sigma_bess =
run_optimization(prices, pv, load)
if status not in [pywraplp.Solver.OPTIMAL, pywraplp.Solver.FEASIBLE]:
```

```

    raise RuntimeError(f'El solver no encontro solucion. Status: {status}')
res = {
    'status'      : 'OPTIMAL' if status == pywraplp.Solver.OPTIMAL else
'FEASIBLE',
    'cost_net'    : solver.Objective().Value(),
    'P_charge'    : np.array([P_charge[t].solution_value() for t in HOURS]),
    'P_discharge' : np.array([P_discharge[t].solution_value() for t in HOURS]),
    'P_buy'       : np.array([P_buy[t].solution_value() for t in HOURS]),
    'P_sell'      : np.array([P_sell[t].solution_value() for t in HOURS]),
    'SOC'         : np.array([SOC[t].solution_value() for t in HOURS]),
    'prices'      : prices,
    'pv'          : pv,
    'load'        : load,
}
res['cost_buy']   = float(np.sum(res['P_buy'] * prices * DT / 1000.0))
res['revenue_sell'] = float(np.sum(res['P_sell'] * prices * DT / 1000.0))
net_load         = np.maximum(load - pv, 0)
res['cost_no_bess'] = float(np.sum(net_load * prices * DT / 1000.0))
res['savings']     = res['cost_no_bess'] - res['cost_net']
res['savings_pct'] = 100 * res['savings'] / res['cost_no_bess'] if
res['cost_no_bess'] > 0 else 0
print(f'Estado de la solucion {res["status"]}')
print(f' Coste con BESS : {res["cost_net"]:.4f} EUR')
print(f' Coste sin BESS : {res["cost_no_bess"]:.4f} EUR')
print(f' Ahorro con BESS : {res["savings"]:.4f} EUR ({res["savings_pct"]:.1f}%)')
print(f' Energia comprada: {res["P_buy"].sum():.1f} kWh')
print(f' Energia vendida : {res["P_sell"].sum():.1f} kWh')
print(f' Energia PV total: {res["pv"].sum():.1f} kWh')
**Gráficas de resultados**
x = np.arange(N_HOURS)
soc_pct = res['SOC'] / BESS['capacity'] * 100
batt_net = res['P_discharge'] - res['P_charge']
hourly_cost = (res['P_buy'] - res['P_sell']) * res['prices'] * DT / 1000.0

fig = plt.figure(figsize=(14, 10))
fig.suptitle(f'Optimizacion PV + BESS | Dia: {date}', fontsize=14,
fontweight='bold')
gs = gridspec.GridSpec(3, 2, figure=fig, hspace=0.45, wspace=0.35)
# Grafica 1: Precio OMIE
ax1 = fig.add_subplot(gs[0, 0])
ax1.step(x, res['prices'], where='post', color='#e74c3c', linewidth=2)
ax1.fill_between(x, res['prices'], step='post', alpha=0.2, color='#e74c3c')
ax1.set_title('Precio spot OMIE')
ax1.set_ylabel('EUR/MWh')
ax1.set_xlabel('Hora del dia')
ax1.set_xticks(range(0, 24, 2))
ax1.grid(True, alpha=0.3)
# Grafica 2: PV vs Demanda
ax2 = fig.add_subplot(gs[0, 1])
ax2.bar(x, res['pv'], label='Generacion PV', color='#f39c12', alpha=0.8)
ax2.plot(x, res['load'], 'r-o', markersize=4, label='Demanda', linewidth=2)
ax2.set_title('Generacion PV vs Demanda')
ax2.set_ylabel('kW')

```

```
ax2.set_xlabel('Hora del dia')
ax2.set_xticks(range(0, 24, 2))
ax2.legend(fontsize=8)
ax2.grid(True, alpha=0.3)
# Grafica 3: Operacion BESS y flujo de red
ax3 = fig.add_subplot(gs[1, :])
colors_batt = ['#27ae60' if b >= 0 else '#2980b9' for b in batt_net]
ax3.bar(x, batt_net, color=colors_batt, alpha=0.85, label='BESS (verde=descarga,
azul=carga)')
ax3.axhline(0, color='black', linewidth=0.8)
ax3.step(x, res['P_buy'], where='post', color='#e74c3c', linewidth=2,
label='Compra red')
ax3.step(x, -res['P_sell'], where='post', color='#27ae60', linewidth=2,
linestyle='--', label='Venta red')
ax3.set_title('Operacion BESS e intercambio con la red')
ax3.set_ylabel('kW')
ax3.set_xlabel('Hora del dia')
ax3.set_xticks(range(0, 24))
ax3.legend(fontsize=8)
ax3.grid(True, alpha=0.3)
# Grafica 4: SOC
ax4 = fig.add_subplot(gs[2, 0])
ax4.plot(x, soc_pct, 'b-o', markersize=5, linewidth=2)
ax4.axhline(BESS['soc_min']*100, color='red', linestyle='--', alpha=0.7,
label=f'SOC min ({BESS["soc_min"]*100:.0f}%)')
ax4.axhline(BESS['soc_max']*100, color='green', linestyle='--', alpha=0.7,
label=f'SOC max ({BESS["soc_max"]*100:.0f}%)')
ax4.set_title('Estado de carga (SOC) del BESS')
ax4.set_ylabel('SOC (%)')
ax4.set_xlabel('Hora del dia')
ax4.set_ylim(0, 100)
ax4.set_xticks(range(0, 24, 2))
ax4.legend(fontsize=8)
ax4.grid(True, alpha=0.3)
# Grafica 5: Coste horario
ax5 = fig.add_subplot(gs[2, 1])
colors_cost = ['#e74c3c' if c > 0 else '#27ae60' for c in hourly_cost]
ax5.bar(x, hourly_cost, color=colors_cost, alpha=0.85)
ax5.axhline(0, color='black', linewidth=0.8)
ax5.set_title('Coste horario neto (rojo=compra, verde=venta)')
ax5.set_ylabel('EUR')
ax5.set_xlabel('Hora del dia')
ax5.set_xticks(range(0, 24, 2))
ax5.grid(True, alpha=0.3)
```

Código del modelo completo desarrollado en Python: simulación anual 2023

```
import sys
!{sys.executable} -m pip install ortools
%matplotlib inline
import pandas as pd
import datetime
import os
import timeit
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt #graficas
import matplotlib.gridspec as gridspec #graficas
from ortools.linear_solver import pywraplp
print('Librerías importadas correctamente')
# Parámetros del sistema: BESS, PV...
DT = 1 #rango temporal de trabajo, 1 hora
N_HOURS = 24
HOURS = list(range(N_HOURS))

PV_PEAK_KW = 1000.0 # 1MWp de fotovoltaica

BESS = {
    'capacity' : 1000.0,      # kWh. 1MWh de capacidad del BESS
    'max_charge' : 500.0,    # kW. 2h de autonomia
    'max_discharge': 500.0,  # kW
    'eff_charge' : 0.95,
    'eff_discharge': 0.95,
    'soc_min' : 0.05,
    'soc_max' : 0.95,
    'soc_initial' : 0.50,
    'cost_deg' : 0.03,       # €/kWh ciclado
    'self_discharge': 0.0001 # pérdida del 0,01% horaria
}

GRID = {
    'max_buy' : 1000.0, # kW
    'max_sell': 500.0   # kW
}

print('Parámetros del sistema:')
print(f'- PV : {PV_PEAK_KW} kWp')
print(f'- BESS: {BESS["capacity"]} kWh | maxima carga = {BESS["max_charge"]} kW ,
{BESS["capacity"]/BESS["max_charge"]} horas de autonomia | eficiencia de carga =
{BESS["eff_charge"]}')
print(f'- SOC : [{BESS["soc_min"]*100:.0f}% - {BESS["soc_max"]*100:.0f}%] |
inicial {BESS["soc_initial"]*100:.0f}%')
print(f'- Red : compra max {GRID["max_buy"]} kW | venta max {GRID["max_sell"]}
kW')
# Leer Hoja 1 con PRECIOS
df_raw_precios = pd.read_excel('datosentrada.xlsx', sheet_name=0)
df_precios = df_raw_precios.copy().dropna()
```

```
df_precios['Fecha'] = pd.to_datetime(df_precios['Fecha'],
errors='coerce').dt.round('min')
print(f'Precios - nulos en Fecha: {df_precios["Fecha"].isna().sum()}')

# Leer Hoja 2 con datos de GENERACION PVGIS
df_raw_fv = pd.read_excel('datosentrada.xlsx', sheet_name=1)
df_fv = df_raw_fv.copy().dropna()
df_fv['Fecha'] = pd.to_datetime(df_fv['Fecha'], errors='coerce').dt.round('min')
print(f'FV - nulos en Fecha: {df_fv["Fecha"].isna().sum()}')

# Leer Hoja 3 con datos de DEMANDA del municipio
df_raw_load = pd.read_excel('datosentrada.xlsx', sheet_name=2)
df_load = df_raw_load.copy().dropna()
df_load['Fecha'] = pd.to_datetime(df_load['Fecha'],
errors='coerce').dt.round('min')
print(f'Demanda - nulos en Fecha: {df_load["Fecha"].isna().sum()}')

print(f'Datos cargados correctamente:')
print(f' Precios: desde {df_precios["Fecha"].min()} hasta
{df_precios["Fecha"].max()}')
print(f' FV: desde {df_fv["Fecha"].min()} hasta {df_fv["Fecha"].max()}')
print(f' Demanda: desde {df_load["Fecha"].min()} hasta
{df_load["Fecha"].max()}')

def get_day_prices(date_str):
    target = pd.to_datetime(date_str, dayfirst=True).strftime('%Y-%m-%d')
    day_df = df_precios[df_precios['Fecha'].dt.strftime('%Y-%m-%d') ==
target].copy()
    if day_df.empty:
        raise ValueError(f'No hay datos de precio para la fecha: {date_str}')
    return day_df.set_index('Fecha')['Precio']

def get_day_generation(date_str):
    target = pd.to_datetime(date_str, dayfirst=True).strftime('%Y-%m-%d')
    day_df = df_fv[df_fv['Fecha'].dt.strftime('%Y-%m-%d') == target].copy()
    if day_df.empty:
        raise ValueError(f'No hay datos de generacion (PVGIS) para la fecha:
{date_str}')
    return day_df.set_index('Fecha')['PotenciaGenerada']

def get_day_load(date_str):
    target = pd.to_datetime(date_str, dayfirst=True).strftime('%Y-%m-%d')
    day_df = df_load[df_load['Fecha'].dt.strftime('%Y-%m-%d') == target].copy()
    if day_df.empty:
        raise ValueError(f'No hay datos de demanda para la fecha: {date_str}')
    return day_df.set_index('Fecha')['Demanda']

print('Funciones definidas correctamente')
def run_optimization(prices, pv, load, soc_initial=None):
    if soc_initial is None:
        soc_initial = BESS['soc_initial'] # 50% por defecto

    solver = pywraplp.Solver.CreateSolver('CBC')
```

```

if not solver: raise RuntimeError('No se pudo inicializar el solver CBC.')

# 1. VARIABLES
P_charge = [solver.NumVar(0,
BESS['max_charge'], f'P_charge_{t}') for t in HOURS]
P_discharge = [solver.NumVar(0, BESS['max_discharge'], f'P_discharge_{t}')
for t in HOURS]
P_buy = [solver.NumVar(0,
GRID['max_buy'], f'P_buy_{t}') for t in HOURS]
P_sell = [solver.NumVar(0,
GRID['max_sell'], f'P_sell_{t}') for t in HOURS]
SOC = [solver.NumVar(BESS['soc_min'] * BESS['capacity'],
BESS['soc_max'] * BESS['capacity'], f'SOC_{t}') for t in HOURS]
sigma_bess = [solver.IntVar(0, 1, f'sigma_bess_{t}') for t in HOURS]
sigma_grid = [solver.IntVar(0, 1, f'sigma_grid_{t}') for t in HOURS]

# 2. RESTRICCIONES
for t in HOURS:
    # Balance energetico
    solver.Add(pv[t] + P_discharge[t] + P_buy[t] == P_charge[t] + load[t] +
P_sell[t])
    # SOC
    soc_prev = soc_initial * BESS['capacity'] if t == 0 else SOC[t-1]
    solver.Add(SOC[t] == soc_prev*(1 - BESS['self_discharge']) +
BESS['eff_charge'] * P_charge[t] * DT - (P_discharge[t] / BESS['eff_discharge'])
* DT)
    # Sin carga y descarga simultanea
    solver.Add(P_charge[t] <= BESS['max_charge'] * (1 - sigma_bess[t]))
    solver.Add(P_discharge[t] <= BESS['max_discharge'] * sigma_bess[t])
    # Sin venta y compra simultanea
    solver.Add(P_buy[t] <= GRID['max_buy'] * (1 - sigma_grid[t]))
    solver.Add(P_sell[t] <= GRID['max_sell'] * sigma_grid[t])

#Restriccion de cierre: termina con el mismo SOC que empieza
#solver.Add(SOC[23] == soc_initial * BESS['capacity'])

# 3. OBJETIVO
coste_energia = solver.Sum((P_buy[t] - P_sell[t]) * prices[t] * DT / 1000.0
for t in HOURS)
coste_usarBESS = solver.Sum((P_charge[t] + P_discharge[t]) * BESS['cost_deg']
* DT for t in HOURS)
solver.Minimize(coste_energia + coste_usarBESS)
status = solver.Solve()
return status, solver, P_charge, P_discharge, P_buy, P_sell, SOC, sigma_bess

print('Funcion de optimizacion definida')
import datetime

resultados_anuales = []
soc_initial_day = BESS['soc_initial'] # 50% el día 1

start = datetime.date(2023, 1, 1)
end = datetime.date(2023, 12, 31)

```

```

delta = datetime.timedelta(days=1)

current = start
while current <= end:
    date_str = current.strftime('%d-%m-%y')
    try:
        prices_day = get_day_prices(date_str).values
        pv_day      = get_day_generation(date_str).values

        if len(prices_day) != 24 or len(pv_day) != 24:
            print(f'Saltando {date_str} - horas incompletas')
            current += delta
            continue

        load_day = get_day_load(date_str).values
        status, solver, P_charge, P_discharge, P_buy, P_sell, SOC, sigmabess =
run_optimization(
    prices_day, pv_day, load_day, soc_initial=soc_initial_day
)

        cost_net      = solver.Objective().Value()
        cost_buy      = sum(P_buy[t].solution_value() * prices_day[t] * DT /
1000.0 for t in HOURS)
        revenue_sell = sum(P_sell[t].solution_value() * prices_day[t] * DT /
1000.0 for t in HOURS)
        net_load      = np.maximum(load_day - pv_day, 0)
        cost_no_bess = float(np.sum(net_load * prices_day * DT / 1000.0))
        savings       = cost_no_bess - cost_net

        # CONDICION DE ENCADENADO PARA EL AÑO: SOC final → SOC inicial del día
siguiente
        soc_initial_day = SOC[23].solution_value() / BESS['capacity']

        resultados_anuales.append({
            'fecha'      : current,
            'mes'        : current.month,
            'cost_net'    : cost_net,
            'cost_buy'    : cost_buy,
            'revenue_sell': revenue_sell,
            'cost_no_bess': cost_no_bess,
            'savings'     : savings,
            'pv_total'    : pv_day.sum(),
            'price_mean'  : prices_day.mean(),
            'soc_end'     : soc_initial_day,
        })

    except Exception as e:
        print(f'Error en {date_str}: {e}')

    current += delta

df_anual = pd.DataFrame(resultados_anuales)
print(f'\nDías procesados: {len(df_anual)}')

```

```
print(f'Ahorro total anual: {df_anual["savings"].sum():.2f} EUR')
print(f'Coste sin BESS anual: {df_anual["cost_no_bess"].sum():.2f} EUR')
print(f'Coste con BESS anual: {df_anual["cost_net"].sum():.2f} EUR')
meses = ['Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun', 'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic']

fig, axes = plt.subplots(2, 2, figsize=(14, 10))
fig.suptitle('TFG - Analisis Anual PV + BESS | 2023', fontsize=14,
fontweight='bold')

# Grafica 1: Ahorro mensual
ax1 = axes[0, 0]
ahorro_mensual = df_anual.groupby('mes')['savings'].sum()
ax1.bar(ahorro_mensual.index, ahorro_mensual.values, color='#27ae60', alpha=0.85)
ax1.set_title('Ahorro mensual con BESS')
ax1.set_ylabel('EUR')
ax1.set_xlabel('Mes')
ax1.set_xticks(range(1, 13))
ax1.set_xticklabels(meses, fontsize=8)
ax1.grid(axis='y', alpha=0.3)

# Grafica 2: Coste con vs sin BESS mensual
ax2 = axes[0, 1]
coste_con = df_anual.groupby('mes')['cost_net'].sum()
coste_sin = df_anual.groupby('mes')['cost_no_bess'].sum()
x = np.arange(1, 13)
ax2.bar(x - 0.2, coste_sin.values, width=0.4, label='Sin BESS', color='#e74c3c',
alpha=0.85)
ax2.bar(x + 0.2, coste_con.values, width=0.4, label='Con BESS', color='#2980b9',
alpha=0.85)
ax2.set_title('Coste mensual con vs sin BESS')
ax2.set_ylabel('EUR')
ax2.set_xlabel('Mes')
ax2.set_xticks(range(1, 13))
ax2.set_xticklabels(meses, fontsize=8)
ax2.legend(fontsize=8)
ax2.grid(axis='y', alpha=0.3)

# Grafica 3: Generacion PV mensual
ax3 = axes[1, 0]
pv_mensual = df_anual.groupby('mes')['pv_total'].sum()
ax3.bar(pv_mensual.index, pv_mensual.values, color='#f39c12', alpha=0.85)
ax3.set_title('Energia PV generada por mes')
ax3.set_ylabel('kWh')
ax3.set_xlabel('Mes')
ax3.set_xticks(range(1, 13))
ax3.set_xticklabels(meses, fontsize=8)
ax3.grid(axis='y', alpha=0.3)

# Grafica 4: Precio medio OMIE mensual
ax4 = axes[1, 1]
precio_mensual = df_anual.groupby('mes')['price_mean'].mean()
ax4.plot(precio_mensual.index, precio_mensual.values, 'o-',
color='#e74c3c', linewidth=2, markersize=6)
```

```
ax4.fill_between(precio_mensual.index, precio_mensual.values, alpha=0.15,
color='#e74c3c')
ax4.set_title('Precio medio OMIE mensual')
ax4.set_ylabel('EUR/MWh')
ax4.set_xlabel('Mes')
ax4.set_xticks(range(1, 13))
ax4.set_xticklabels(meses, fontsize=8)
ax4.grid(alpha=0.3)

#plt.tight_layout()
#plt.savefig('Graficas_Anuales_BESS.png', dpi=150, bbox_inches='tight')
#plt.show()
#print('Graficas anuales guardadas como Graficas_Anuales_BESS.png')

# Resumen anual
print(f'\nRESUMEN ANUAL 2023')
print(f' Coste sin BESS : {df_anual["cost_no_bess"].sum():.2f} EUR')
print(f' Coste con BESS : {df_anual["cost_net"].sum():.2f} EUR')
print(f' Ahorro total : {df_anual["savings"].sum():.2f} EUR')
print(f' Ahorro (%) :
{100*df_anual["savings"].sum()/df_anual["cost_no_bess"].sum():.1f}%)')
print(f' Energia PV : {df_anual["pv_total"].sum():.0f} kWh')

# # --- TABLA RESUMEN MENSUAL 5.2 ---
# print('\n' + '='*70)
# print(f"{'RESUMEN ANUAL - AHORRO MARGINAL BESS | 2023':^70}")
# print('='*70)
# print(f"{'Mes':<12} {'Sin BESS (€)':>13} {'Con BESS (€)':>13} {'Ahorro
(€)':>11} {'Ahorro (%)':>10}")
# print('-'*70)

# meses = ['Enero','Febrero','Marzo','Abril','Mayo','Junio',
#          'Julio','Agosto','Septiembre','Octubre','Noviembre','Diciembre']

# for m in range(1, 13):
#     s = df_anual[df_anual['mes'] == m]
#     csb = s['cost_no_bess'].sum()
#     ccb = s['cost_net'].sum()
#     ah = s['savings'].sum()
#     pct = 100 * ah / csb if csb > 0 else 0
#     print(f"{'meses[m-1]:<12} {'csb:>13,.2f} {'ccb:>13,.2f} {'ah:>11,.2f}
{pct:>10.2f}%")

# print('-'*70)
# csb_t = df_anual['cost_no_bess'].sum()
# ccb_t = df_anual['cost_net'].sum()
# ah_t = df_anual['savings'].sum()
# pct_t = 100 * ah_t / csb_t
# print(f"{'TOTAL':<12} {'csb_t:>13,.2f} {'ccb_t:>13,.2f} {'ah_t:>11,.2f}
{pct_t:>10.2f}%")
# print('-'*70)
# Coste sin nada (ni PV ni BESS) - comprando toda la demanda a la red
cost_nothing_total = 0
```

```
current = datetime.date(2023, 1, 1)

while current <= datetime.date(2023, 12, 31):
    date_str = current.strftime('%d-%m-%y')
    try:
        prices_day = get_day_prices(date_str).values
        load_day = get_day_load(date_str).values
        if len(prices_day) == 24 and len(load_day) == 24:
            cost_nothing_total += float(np.sum(load_day * prices_day * DT /
1000.0))
    except:
        pass
    current += datetime.timedelta(days=1)

ahorro_pv = cost_nothing_total - df_anual['cost_no_bess'].sum()
ahorro_bess = df_anual['savings'].sum()
ahorro_total = cost_nothing_total - df_anual['cost_net'].sum()

print(f'Coste sin PV ni BESS : {cost_nothing_total:.2f} EUR')
print(f'Coste con PV sin BESS: {df_anual["cost_no_bess"].sum():.2f} EUR')
print(f'Coste con PV y BESS : {df_anual["cost_net"].sum():.2f} EUR')
print(f'')
print(f'Ahorro del PV : {ahorro_pv:.2f} EUR
({100*ahorro_pv/cost_nothing_total:.1f}%)')
print(f'Ahorro del BESS : {ahorro_bess:.2f} EUR
({100*ahorro_bess/cost_nothing_total:.1f}%)')
print(f'Ahorro total PV+BESS : {ahorro_total:.2f} EUR
({100*ahorro_total/cost_nothing_total:.1f}%)')
```