



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA OPERACIÓN DE BATERÍAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Autor: Pablo Florit Siles

Director: Valentín García

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA OPERACIÓN DE BATERÍAS EN EL
MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/2025 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.: Pablo Florit Siles Fecha: 25/ 08/ 2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Valentín García Rasero Fecha: 25/ 08/ 2025

Valentin Garcia

Digitally signed by Valentin Garcia
DN: CN=Valentin Garcia,
OU=Users, OU=Madrid,
OU=Spain, OU=Europe,
DC=global, DC=arup, DC=com
Date: 2025.08.26 13:11:11+02'00'

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA OPERACIÓN DE BATERÍAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Autor: Florit Siles, Pablo

Director: García, Valentín.

Entidad Colaboradora: Arup

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo Fin de Máster desarrolla una herramienta de simulación técnico-económica para evaluar el comportamiento de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS, Battery Energy Storage Systems) en el mercado eléctrico español. El objetivo ha sido crear un modelo sencillo, realista y parametrizable, capaz de reflejar tanto el rendimiento energético como los indicadores económicos asociados a diferentes configuraciones de batería y escenarios de operación. En el Anexo II se puede consultar el significado de cada abreviatura o siglas usadas, junto con una pequeña definición de los conceptos teóricos que aparecen a lo largo del trabajo.

Palabras clave: BESS, arbitraje, simulación energética, análisis económico.

1. Introducción.

El creciente peso de las energías renovables en el sistema eléctrico español hace necesario contar con soluciones que aporten flexibilidad y capacidad de gestión. Los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) destacan como una de las opciones más prometedoras, aunque su desarrollo e integración sigue estando marcado por retos técnicos, regulatorios y económicos. Por ello es fundamental disponer de herramientas que permitan evaluar su comportamiento y rentabilidad para valorar su papel en el mercado eléctrico.

2. Definición del proyecto

El trabajo se ha estructurado en tres bloques principales. En primer lugar, se ha realizado un análisis del marco regulatorio español y de las principales barreras que limitan el desarrollo de proyectos de almacenamiento. En segundo lugar, se ha llevado a cabo un estudio tecnológico y de mercado, analizando a los principales fabricantes y las tecnologías más utilizadas en proyectos BESS. Y por último, se ha diseñado y programado una herramienta en Excel-VBA capaz de simular la operación de una batería, considerando tanto aspectos técnicos (ciclos equivalentes, eficiencia, degradación, vida útil) como económicos (CAPEX, OPEX, flujo neto, VAN, TIR).

3. Descripción de la herramienta

La herramienta desarrollada permite al usuario definir los parámetros técnicos y económicos del sistema de almacenamiento, generando de forma automática resultados energéticos anuales. A través de macros en VBA se llega a obtener una simulación de 20 años que permite obtener resultados económicos y financieros, ofreciendo así una visión completa del desempeño de la instalación.

Parámetro		Descripción Sistema	
Valor		Capacidad(MWh)	10
Potencia carga/descarga (MW)	5	Eficiencia ciclo	0.92
Tasa de Descarga	0.5-C	Deep of Discharge (DoD)	0.9
Tipo de Tecnología	NMC/LMO	Vida útil (ciclos)	3500
		Beneficio Mínimo	50
Umbral carga (percentil bajo)	0.15	Coste de Operación (€/kWh)	7
Umbral descarga (percentil alto)	0.85	Coste Inversión (€/kWh)	311
Tipo de Tarifa	6.4 TD		
Año a Simular	2034		
Mes a Simular	12		
Día a Simular	15		

Figura 1 - Parámetros y Descripción del Sistema BESS

4. Resultados

Los resultados dejan claro que, en el contexto actual, que junto a los costes actuales de los equipos, el arbitraje puro ofrece beneficios financieros limitados y conduce a valores de VAN negativos, considerando una tasa de descuento del 8%, referencia dentro de lo habitual en la evaluación de proyectos energéticos en España. Hay que tener en cuenta que este resultado debe interpretarse con cuidado, ya que el VAN está condicionado por la tasa seleccionada. Por ello, es más útil analizar el TIR, que en este caso es del 11%, valor que refleja de forma más directa la rentabilidad relativa del proyecto.

Anual				
	Indicador	Resultado		
	Total Energía Cargada (MWh)	1650		
	Total Energía Vendida (MWh)	1765		
	Coste total Carga (€)	106871		
	Ingreso total por venta (€)	194648	RESULTADOS ECONÓMICOS:	VALOR
	Beneficio Neto (€)	87777.6		
	Número Ciclos Equivalentes	196		
	Precio Medio Carga (€/MWh)	64.7702	VAN	-1,539,321.96 €
	Precio Medio Venta (€/MWh)	110.282		
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	45.5122	TIR	11.31%

Figura 2 - Resultados Energéticos y Económicos

Cabe señalar que el análisis desarrollado en este trabajo se ha centrado en proyectos de arbitraje puro en modalidad stand-alone. Pero en la práctica existen otros esquemas de operación, especialmente en configuraciones *detrás del contador*, donde los sistemas BESS pueden asociarse a perfiles de consumo industrial o comercial. En estos casos, la batería permite desplazar la demanda desde periodos de precio elevado hacia horas de menor coste, reduciendo considerablemente la factura eléctrica mediante *peak shaving* o *time shifting*.

La hibridación con generación renovable detrás del contador puede aportar un valor adicional, al evitar vertidos y optimizar el autoconsumo. Estos modelos, no abordados en el presente estudio, constituyen una línea clara de desarrollo futuro y pueden mostrar rentabilidades superiores a las obtenidas en el arbitraje puro.

5. Conclusiones

El trabajo demuestra que es posible contar con una herramienta sólida y parametrizable para analizar proyectos BESS en España. Aunque el arbitraje puro, basado únicamente en la curva de precios de mercado OMIE, no genera *payback* adecuado en las simulaciones que se han realizado, el modelo permite evaluar de forma rápida distintas configuraciones, entender el efecto de parámetros clave como la vida útil o la capacidad del sistema y apoyar la toma de decisiones en fases iniciales. Es importante destacar que este enfoque se centra en stand-alone, sin entrar a considerar perfiles de consumo ni hibridación con generación renovable. Su principal valor reside en la capacidad de comparar escenarios de manera ágil y obtener una visión clara del desempeño energético y económico de cada alternativa.

6. Referencias

[1] **IDAE**. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Análisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España*. [En línea] Junio de 2021. <https://www.idae.es/publicaciones/analisis-del-estado-actual-del-almacenamiento-detras-del-contador-en-espana>.

[2] **MITECO**. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Estrategia de Almacenamiento. [En línea] febrero de 2021. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf.

[3] **BOE**. Gobierno de España. *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. [En línea] <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183/con>.

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF BATTERY OPERATION IN THE SPANISH ELECTRICITY MARKET

Author: Florit Siles, Pablo

Supervisor: García, Valentín

Collaborating Entity: Arup

ABSTRACT

This Master's Thesis develops a techno-economic simulation tool to evaluate the performance of Battery Energy Storage Systems (BESS) in the Spanish electricity market. The aim has been to create a simple, realistic, and parametrizable model, capable of capturing both the energy performance and the economic indicators associated with different battery configurations and operating scenarios.

Keywords: BESS, arbitrage, energy simulation, economic analysis

1. Introduction

The increasing share of renewable energy in the Spanish power system makes it necessary to adopt solutions that provide flexibility and management capacity. Battery Energy Storage Systems (BESS) stand out as one of the most promising options, although their development and integration are still shaped by technical, regulatory, and economic challenges. For this reason, it is essential to have tools that allow assessing their performance and profitability in order to evaluate their role in the electricity market.

2. Project's Definition

The work has been structured into three main sections. First, an analysis of the Spanish regulatory framework and the main barriers limiting the development of storage projects has been carried out. Second, a technological and market study was conducted, examining the main manufacturers and the most widely used technologies in BESS projects. Finally, an Excel-VBA tool was designed and programmed to simulate the operation of a battery, considering both technical aspects (equivalent cycles, efficiency, degradation, lifetime) and economic factors (CAPEX, OPEX, net cash flow, NPV, IRR).

3. Tool Description

The developed tool allows the user to define the technical and economic parameters of the storage system, automatically generating annual energy results. Through VBA macros, it

performs a 20-year simulation that provides economic and financial outcomes, thus offering a comprehensive view of the system’s performance.

Parámetro		Valor	Descripción Sistema	
Potencia carga/descarga (MW)	5		Capacidad(MWh)	10
Tasa de Descarga	0.5-C		Eficencia ciclo	0.92
Tipo de Tecnología	NMC/LMO		Deep of Discharge (DoD)	0.9
			Vida útil (ciclos)	3500
			Beneficio Mínimo	50
Umbral carga (percentil bajo)	0.15		Coste de Operación (€/kWh)	7
Umbral descarga (percentil alto)	0.85		Coste Inversión (€/kWh)	311
Tipo de Tarifa	6.4 TD			
Año a Simular	2034			
Mes a Simular	12			
Día a Simular	15			

Figura 3 - Parameters and System Description

4. Results

The analysis shows that, under current equipment costs, pure arbitrage operation of BESS leads to limited financial margins and negative NPV values when applying a discount rate of 8%, which is consistent with common practices in energy project evaluation in Spain. However, the Internal Rate of Return (IRR) reaches 11%, providing a clearer and more direct measure of relative profitability.

The study is focused on stand-alone arbitrage projects, yet in practice other schemes such as *behind-the-meter* applications or hybridization with renewable generation may offer more favorable results. These configurations, not addressed in this work, represent a relevant avenue for future research and could achieve higher profitability than pure arbitrage alone.

Anual			
Indicador	Resultado		
Total Energía Cargada (MWh)	1650		
Total Energía Vendida (MWh)	1765		
Coste total Carga (€)	106871		
Ingreso total por venta (€)	194648	RESULTADOS ECONÓMICOS:	VALOR
Beneficio Neto (€)	87777.6		
Número Ciclos Equivalentes	196	VAN	-1,539,321.96 €
Precio Medio Carga (€/MWh)	64.7702		
Precio Medio Venta (€/MWh)	110.282		
Spread Medio Capturado (€/MWh)	45.5122	TIR	11.31%

Figura 4 - Energetic and Economic Results

5. Conclusiones

The work demonstrates that it is possible to develop a solid and parametrizable tool to analyze BESS projects in Spain. Although pure arbitrage, based solely on the market price curve, does not achieve an adequate payback in the simulations carried out, the model makes it possible to quickly evaluate different configurations, understand the effect of key parameters such as lifetime or system capacity, and support decision-making in early project stages. It should be noted that this approach has been limited to stand-alone arbitrage, without considering consumption profiles or hybridization with renewable generation. In practice, such schemes may offer more favorable profitability and represent clear lines for future development. The main value of the tool lies in its ability to compare scenarios in an agile way and to provide a clear view of the energy and economic performance of each alternative.

6. References

- [1] IDAE. *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. **Án**alisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España* [Analysis of the current state of behind-the-meter storage in Spain]. [Online] June 2021. Available at: <https://www.idae.es/publicaciones/analisis-del-estado-actual-del-almacenamiento-detras-del-contador-en-espana>
- [2] MITECO. *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. **Estrategia de Almacenamiento*** [Energy Storage Strategy]. [Online] February 2021. Available at: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tc_m30-522655.pdf
- [3] BOE. *Gobierno de España. **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*** [Royal Decree 1183/2020, of December 29, on access and connection to electricity transmission and distribution networks]. [Online] Available at: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183/con>

Índice de la memoria

<i>Índice de la memoria</i>	<i>I</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>III</i>
<i>Índice de tablas</i>	<i>V</i>
Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Contexto y Motivación del proyecto	6
1.2 Objetivo del trabajo	7
1.3 Metodología General	8
Capítulo 2. Marco Regulatorio y Funcionamiento del Mercado	9
2.1 Esquema General del Mercado Eléctrico Español	9
2.2 Marco Normativo del Almacenamiento Energético en España	11
2.3 Participación de las Baterías en el Mercado Eléctrico	12
2.4 Barreras Actuales para el Desarrollo de proyectos BESS	20
2.5 Ayudas Públicas y Líneas de Apoyo al Almacenamiento	21
2.6 Conexión del Marco Regulatorio con el Análisis Técnico-Económico	22
Capítulo 3. Comparativa Técnica de Soluciones BESS por Fabricante	24
3.1 Análisis por Fabricante	25
3.1.1 Cegasa	25
3.1.2 Ingeteam	27
3.1.3 Power Electronics	28
3.1.4 Socomec	29
3.1.5 Jema Energy	30
3.1.6 Huawei	31
Capítulo 4. Modelo Desarrollado	34
4.1 Estado de la Cuestión y Justificación	34
4.2 Análisis del Sistema	35
4.3 Diseño	36
4.3.1 Parámetros	36

4.3.2 Simulaciones.....	38
4.3.3 Precio Horario	39
4.3.4 Análisis de Proyectos	39
4.3.5 Hojas de Resultados	40
4.4 Implementación.....	47
4.4.1 Hojas de Simulaciones	47
4.4.2 Macros.....	50
Capítulo 5. Análisis de Resultados.....	55
5.1 Herramienta con vs sin Beneficio Mínimo.....	55
5.2 Variación de los umbrales de carga/descarga.....	59
5.3 Variación en el tamaño.....	63
5.4 Mismo Tamaño y Diferente Tecnología.....	65
Capítulo 6. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	69
Capítulo 7. Referencias	71
ANEXO I – Código de macros en vba.....	74
ANEXO II – Glosario de Abreviaturas y Conceptos Clave.....	81
Glosario.....	81
Conceptos Clave	82
Baterías y operación técnica	82
Mercado eléctrico y regulación.....	83
Estrategias de operación y términos económicos	83
Anexo III Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	85
Anexo IV. Data Sheets.....	87
Huawei	87
Ingeteam.....	89
Jema Energy.....	93
Power Electronics	96
Socomec.....	98

Índice de figuras

Figura 1 - Parámetros y Descripción del Sistema BESS	3
Figura 2 - Resultados Energéticos y Económicos	4
Figura 3 - Parameters and System Description	7
Figura 4 - Energetic and Economic Results	7
Figura 5 - Evolución Precios de la Electricidad en España desde 2021 (4)	10
Figura 6 - Arbitraje BESS Stand-Alone (5)	13
Figura 7 - Arbitraje BESS híbrido (5)	14
Figura 8 - Peak Shaving en Stand-Alone (5).....	16
Figura 9 - Peak Shaving con Integración Fotovoltaica (5).....	17
Figura 10 - Ajuste de Demanda (5)	18
Figura 11 - Ajuste de Demanda - Autoconsumo (5)	19
Figura 12 - Parámetros del Sistema	36
Figura 13 - Descripción del Sistema	37
Figura 14 - Grupo de tarifa en función de la potencia contratada y nivel de voltaje	37
Figura 15 - Simulación Diaria	39
Figura 16 - Ejemplo de un Proyecto Analizado	40
Figura 17 - Funcionamiento diario del modelo	41
Figura 18 - Resultados Anuales.....	42
Figura 19 - Energía Cargada/Vendida y Beneficio anual.....	42
Figura 20 - Ciclos Equivalentes por Mes en un Año.....	43
Figura 21 - Valores para Análisis Económico.....	43
Figura 22 - Tabla de Resultados Económicos Anuales	44
Figura 23 - Tabla con Coste de Reemplazo de Baterías.....	46
Figura 24 - Ejemplo de Activación del Coste de Reemplazo.....	46
Figura 25 – Ejemplo de Interfac para activar Macro de Precios	52
Figura 26 – Ejemplo de Interfaz para Activar Macro de Simulación 2026-2034	53
Figura 27 – Ejemplo de Interfaz para activar macro de Simulación hasta 2045	54
Figura 28 - Configuración para Ejemplo Beneficio Mínimo	56

Figura 29 - Resultados Anuales Sin Lógica de Beneficio Mínimo	57
Figura 30 - Resultados Anuales con Lógica de Beneficio Mínimo.....	57
Figura 31 - Número de Ciclos Equivalentes Sin Beneficio Mínimo	58
Figura 32 - Número de Ciclos Equivalentes Con Beneficio Mínimo.....	58
Figura 33 - Configuración 1	59
Figura 34 - Configuración 2	59
Figura 35 - Resultados Configuración 1	59
Figura 36 - Resultados Configuración 2.....	60
Figura 37 - Resultados de la Configuración 1	61
Figura 38 - Resultados de la Configuración 2	62
Figura 39 - Escenario 1 (15MWh – LFP).....	63
Figura 40 – Escenario 2 (30MWh – LFP)	63
Figura 41 - Resultados Escenario 1	64
Figura 42 - Resultados Escenario 2	64
Figura 43 - Tecnología NCA	65
Figura 44 - Tecnología LFP.....	66
Figura 45 - Resultados NCA Figura 46 - Resultados LFP	66
Figura 47 - Resultados Económicos NCA.....	67
Figura 48 - Resultados Económicos LFP	67

Índice de tablas

Tabla 1 - Comparativa de las características de las diferentes tecnologías de baterías.....	25
---	----

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Antes de presentar el desarrollo técnico de este trabajo, es necesario situar el contexto actual del sector energético y describir el papel estratégico del almacenamiento con baterías, así como definir con claridad los objetivos a perseguir y la metodología adoptada.

1.1 CONTEXTO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La transición energética global está impulsando una transformación profunda en los sistemas eléctricos, con una creciente integración de energías renovables que, si bien reducen las emisiones, introducen desafíos significativos en cuanto a estabilidad, flexibilidad y gestión de la demanda. En este contexto, los sistemas de almacenamiento energético mediante baterías (BESS, por sus siglas en inglés) se posicionan como una tecnología clave para habilitar un sistema más resiliente, eficiente y descarbonizado.

A nivel internacional, informes de interés como el de la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2023) dejan claro que la capacidad instalada de almacenamiento se multiplicará por más de diez hacia 2030, impulsada por la bajada de costes o los avances en tecnología, entre otros. En paralelo, regiones como Europa cuentan sistemas eléctricos cada vez más electrificados, lo que incrementa la necesidad de recursos capaces de desplazar energía en el tiempo y aportar estabilidad operativa. (1)

En el caso español, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y la Estrategia de Almacenamiento Energético del MITECO plantean como objetivo alcanzar 20 GW de capacidad de almacenamiento en 2030 y hasta 30 GW en 2050 (2). Estas metas dejan claro el papel estratégico que llevarán a cabo las baterías tanto en instalaciones autónomas como híbridadas. Por otro lado, también se identifican obstáculos de cierta importancia: doble imputación tarifaria, ausencia de mercados de capacidad activos, baja penetración de esquemas de remuneración por servicios de flexibilidad y una regulación aún en evolución.

Según el IDAE (2021), el despliegue del almacenamiento enfrenta en España una situación de "brecha técnica-regulatoria", donde la capacidad normativa para permitir la participación de baterías en el mercado coexiste con barreras económicas y de procedimientos que limitan su implementación real. Desde una perspectiva operativa, los sistemas de baterías ofrecen una gran versatilidad, permitiendo su uso en distintas funciones dentro del sistema eléctrico (3). Entre ellas se incluyen la compra y venta de energía en función de los precios horarios (arbitraje), el apoyo a instalaciones renovables para suavizar su producción, y la participación en servicios auxiliares o futuros mecanismos de capacidad, según las condiciones del mercado. La elección de la estrategia adecuada dependerá tanto del marco normativo como de la rentabilidad asociada a cada caso.

Por tanto, comprender y modelizar de manera correcta las oportunidades técnico-económicas que prestan los BESS es esencial para tomar decisiones de inversión con criterio. Este TFM se sitúa en ese cruce entre análisis, aplicación práctica y visión estratégica.

1.2 OBJETIVO DEL TRABAJO

El presente Trabajo Fin de Máster tiene como objetivo principal el desarrollo de un modelo de simulación que permita analizar la viabilidad y rentabilidad de proyectos de almacenamiento energético con baterías en el mercado eléctrico español. Dicho modelo se basará en datos reales históricos de precios horarios del mercado mayorista (OMIE) e incluirá los costes regulados y técnicos asociados a la operación de los sistemas de baterías, de acuerdo a la legislación vigente en cada uno de los casos.

El modelo permitirá evaluar diferentes estrategias de operación, como el arbitraje horario, o el time shifting en instalaciones híbridadas con instalaciones de generación renovables. Además, se integrará un análisis comparativo de distintas tecnologías de baterías actualmente presentes en el mercado, considerando criterios como coste de inversión, eficiencia, vida útil y número de ciclos.

1.3 METODOLOGÍA GENERAL

El desarrollo del trabajo se organiza en diferentes etapas, las cuales combinan el análisis documental, el diseño de una herramienta de simulación en Excel y la evaluación de escenarios técnico-económicos. En primer lugar, se realiza una revisión del marco regulatorio y del funcionamiento del mercado eléctrico español a modo de presentación del contexto y la situación actual.

En segundo lugar, se diseña y construye el modelo de simulación en Excel, que permite calcular los ingresos, costes, flujos de energía y rentabilidad esperada bajo diferentes estrategias de operación. Este modelo se alimentará con datos reales de OMIE, tanto históricos como futuros, peajes de acceso, parámetros técnicos de baterías y distintos escenarios económicos.

Finalmente, se aplicará el modelo a casos de estudio representativos, analizando valores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión. Todo ello con el objetivo de obtener conclusiones útiles y rápidas para el diseño y evaluación de proyectos reales de almacenamiento energético en España.

Capítulo 2. MARCO REGULATORIO Y

FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

Describir las tecnologías, protocolos, herramientas específicas, etc. que se vayan a tratar durante el proyecto para facilitar su lectura y comprensión.

2.1 ESQUEMA GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

En el sistema eléctrico español, la organización del mercado gira principalmente en torno a dos actores: OMIE, que gestiona las subastas de energía, y REE, responsable de operar el sistema en tiempo real. Adicionalmente, el OMIP es la institución encargada de gestionar el mercado a plazo de electricidad. A diferencia del OMIE, que gestiona el mercado diario (spot), el OMIP se enfoca en contratos de futuros y derivados energéticos.

El proceso comienza con la subasta del mercado diario, donde se asigna la energía del día siguiente en función del menor coste, mercado marginalista, hasta alcanzar el precio de casación, donde se cruzan oferta de generación y demanda de los consumidores; se complementa con los mercados intradiarios que permiten ajustar posiciones conforme se aproxima la entrega. REE revisa cada resultado para asegurar la viabilidad técnica y la seguridad del suministro, pudiendo imponer restricciones si es necesario.

Esta estructura permite a los participantes planificar tanto su consumo como su generación con antelación, y adaptarse a cambios de última hora en oferta y demanda, aportando flexibilidad al sistema. Además, existen mecanismos de ajuste gestionados por REE, cuyo fin es garantizar la estabilidad del sistema tanto en frecuencia como en tensión. En este ámbito, las baterías tienen capacidad técnica y normativa para intervenir, aunque su participación práctica aún es limitada, debido principalmente a su elevado coste.

El mercado admite distintos tipos de actores, desde generadores y comercializadoras hasta consumidores directos, agregadores y comunidades energéticas. Todos ellos operan bajo el principio de libre acceso a la red, con regulación supervisada por la CNMC, que establece los peajes de acceso, mientras que el MITECO define los cargos que financian costes estructurales como las renovables o la insularidad.

La Figura 5 muestra la evolución del precio en España en los últimos 5 años, donde se puede observar el aumento en 2022 debido a la crisis energética, y el comportamiento con más normalización entre 2023 y 2025, aunque con niveles más elevados que antes de la crisis.



Figura 5 - Evolución Precios de la Electricidad en España desde 2021 (4)

Desde 2021, el sistema tarifario distingue distintos tramos horarios, lo que impacta directamente en tecnologías como el almacenamiento. En un primer momento, esta estructura puede parecer una limitación, ya que las baterías, al actuar como consumidoras al cargarse y como generadoras al descargarse, enfrentan costes en ambas direcciones. Esta situación, conocida como doble peaje, penaliza su rentabilidad en instalaciones stand-alone y condiciona su despliegue.

Sin embargo, cuando el sistema se integra en esquemas de autoconsumo, los tramos horarios también pueden representar una oportunidad. En estos casos, el BESS permite cargar en periodos con precios bajos (p. ej. P6) y descargar en periodos de mayor coste (p. ej. P1), optimizando así la factura eléctrica del consumidor. De esta forma, la gestión inteligente de los horarios tarifarios puede aportar un valor adicional y mejorar la competitividad económica de los proyectos, especialmente en combinación con generación renovable o perfiles de consumo industrial.

2.2 MARCO NORMATIVO DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN ESPAÑA

En los últimos años, la regulación española ha empezado a reconocer de forma más explícita el papel del almacenamiento energético dentro del sistema eléctrico, en línea con el proceso de transformación hacia un modelo más flexible, eficiente y descarbonizado. Este avance normativo ha estado impulsado tanto por directrices europeas como por políticas nacionales que identifican a las baterías como un componente fundamental en la transición energética.

A escala comunitaria, la Directiva (UE) 2019/944 estableció la obligación de asegurar que los sistemas de almacenamiento puedan acceder a los mercados eléctricos sin complicaciones ni discriminación. Por ello, se insistió a los Estados miembros a modificar sus legislaciones y adaptarlas para permitir que estos activos operen como consumidores, productores o ambos, en igualdad de condiciones respecto a otras tecnologías.

España ha respondido progresivamente a este mandato. Un paso importante fue el Real Decreto-ley 23/2020, el cual introdujo la figura legal del titular de instalaciones de almacenamiento, sentando las bases para diferenciar a estos operadores dentro del ecosistema energético. Esta norma también facilitó la opción de integrar baterías en instalaciones renovables ya existentes, de manera que se comparten infraestructuras y puntos de conexión, lo que ha incentivado el desarrollo de soluciones híbridas como vía para sortear los límites de acceso en determinadas zonas.

El paso más relevante en términos de desarrollo reglamentario fue la aprobación del Real Decreto 1183/2020, que regula el acceso y la conexión a las redes para instalaciones generadoras, de consumo y de almacenamiento. Esta norma iguala el tratamiento administrativo de los sistemas de almacenamiento al de las plantas de generación, reconociendo su doble naturaleza: pueden tanto extraer como inyectar energía en la red, lo que exige un marco regulatorio específico. (5)

Complementando esta normativa, la Circular 1/2021 de la CNMC define las metodologías para la evaluación de solicitudes de acceso y conexión. Establece plazos, procedimientos y criterios de transparencia en la publicación de capacidad disponible en cada punto de red para la demanda, además de implantar un sistema electrónico unificado que facilita la tramitación para los promotores. (6)

El marco legal también comienza a diferenciar entre configuraciones de almacenamiento. Por un lado, las baterías híbridadas con generación renovable pueden utilizar el mismo punto de conexión, aunque los permisos de acceso y conexión deben actualizarse. Por otro lado, los sistemas stand-alone deben seguir un proceso completo de tramitación.

En resumen, la normativa española sobre almacenamiento ha evolucionado rápidamente desde 2020, incorporando nuevas figuras legales, simplificando trámites y reconociendo el papel estructural de las baterías. No obstante, aún quedan desafíos por resolver para lograr una integración completa y económicamente viable de estos sistemas en el mercado eléctrico nacional.

2.3 PARTICIPACIÓN DE LAS BATERÍAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías representan una solución tecnológica con creciente potencial para aportar flexibilidad, eficiencia y fiabilidad al sistema eléctrico. En el contexto español, aunque la regulación ya permite que estos sistemas participen en el mercado eléctrico, su incorporación real aún está limitada por diversos

factores técnicos y económicos. A continuación, se detallan los principales modelos de negocio disponibles para las baterías:

- **Arbitraje energético**

El arbitraje energético constituye una de las aplicaciones más extendidas de los sistemas BESS, al permitir cargar la batería en horas de bajo precio y descargarla en momentos de mayor valor de la electricidad. Esta estrategia busca capturar los diferenciales horarios para reducir costes o generar ingresos en los mercados diario e intradiario.

La Figura 6 muestra el comportamiento de un BESS independiente (*stand-alone*). En las primeras horas del día, cuando el precio de mercado se sitúa por debajo del umbral de referencia, la batería se carga hasta alcanzar el 100 % de su estado de carga (SOC). A medida que el precio aumenta y supera el límite superior, la batería comienza a descargar, reduciendo el consumo de la red y aportando energía en las horas más caras. Este ciclo se repite a lo largo de la jornada, evidenciando cómo la gestión inteligente de los precios puede optimizar la operación de la instalación.

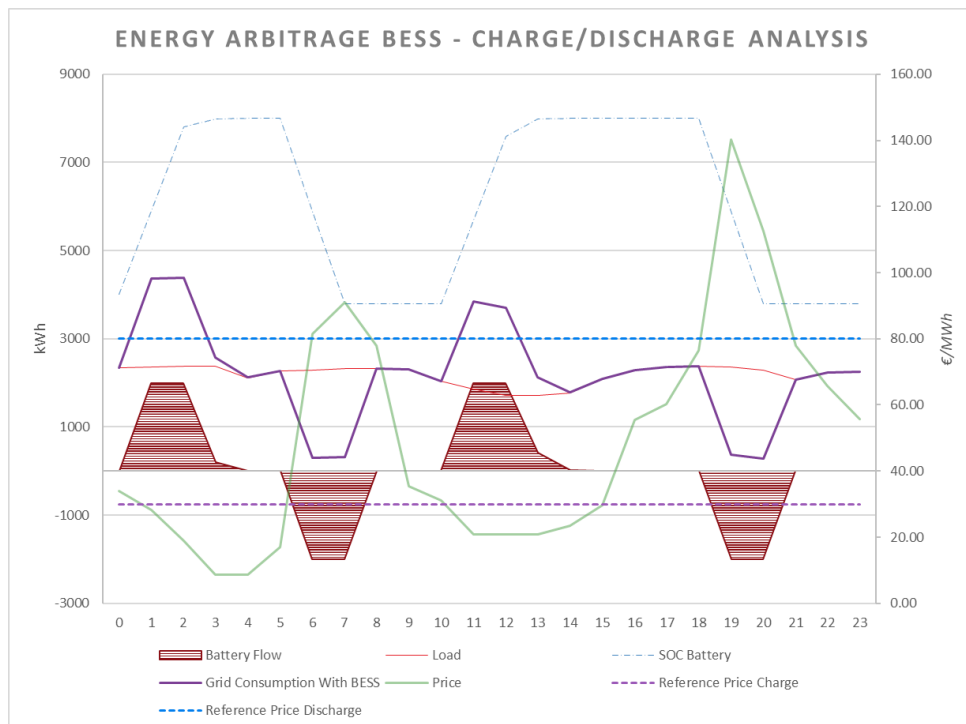


Figura 6 - Arbitraje BESS Stand-Alone (6)

En la Figura 7 se representa un escenario híbrido con generación fotovoltaica. Aquí, la batería no solo arbitra precios, sino que también gestiona los excedentes solares: durante las horas centrales del día, la producción FV supera la demanda y la batería se carga con el excedente renovable. Posteriormente, esa energía es desplazada hacia la tarde-noche, cuando la producción fotovoltaica disminuye y los precios del mercado se elevan. De este modo, se maximiza el autoconsumo y se incrementa el valor económico de la energía renovable.

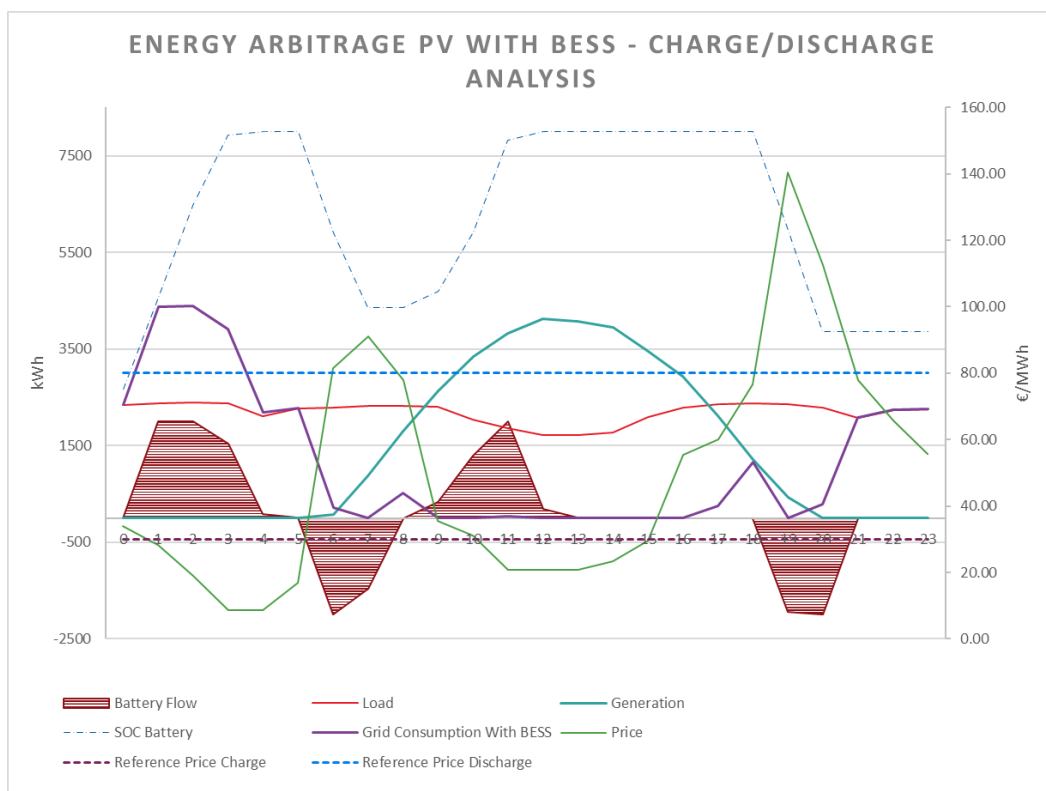


Figura 7 - Arbitraje BESS híbrido (6)

Estos ejemplos reflejan cómo el arbitraje, ya sea en modalidad independiente o hibridada con generación renovable, permite mejorar la eficiencia técnica y económica de los proyectos BESS. Si bien la rentabilidad está condicionada por factores como peajes, eficiencia de ciclo o costes de inversión, el arbitraje sigue siendo uno de los usos más habituales y estratégicos para el almacenamiento conectado a red.

- **Servicios de ajuste**

Además del arbitraje, las baterías pueden ofrecer servicios al sistema eléctrico, como el control de frecuencia, la regulación de tensión o la reserva de potencia. Gracias a su capacidad de respuesta rápida, son técnicamente muy buenas para estas funciones. Sin embargo, su participación aún es limitada por la falta de mecanismos adaptados a sus características. Se espera que la situación evolucione con la integración progresiva de plataformas europeas como MARI y PICASSO, que facilitarán una mayor presencia de tecnologías flexibles en los mercados de balance.

- **Peak Shaving**

El peak shaving es una de las aplicaciones más relevantes de los sistemas BESS en entornos industriales y comerciales, ya que permite reducir los picos de potencia demandada y, con ello, optimizar la potencia contratada y los costes fijos asociados. La batería se descarga en los momentos en los que la demanda supera un umbral predefinido, suavizando el perfil de consumo y evitando sobrecostes por excesos de potencia o penalizaciones. De este modo, el sistema no genera un ingreso directo por venta de energía, sino que aporta un ahorro económico derivado de una gestión más eficiente de la curva de carga.

La Figura 8 muestra un escenario de peak shaving con un BESS en configuración independiente (stand-alone). Durante las primeras horas, la demanda se sitúa por debajo del límite contratado, por lo que la batería permanece inactiva. A medida que la carga aumenta y supera dicho umbral, el sistema se descarga para compensar el exceso, manteniendo estable la potencia absorbida de la red. Posteriormente, en periodos de menor consumo, la batería se recarga, quedando preparada para responder ante un nuevo pico en las horas finales del día. Este ciclo evidencia cómo el almacenamiento actúa como amortiguador frente a las variaciones de potencia, manteniendo la demanda dentro del rango establecido.

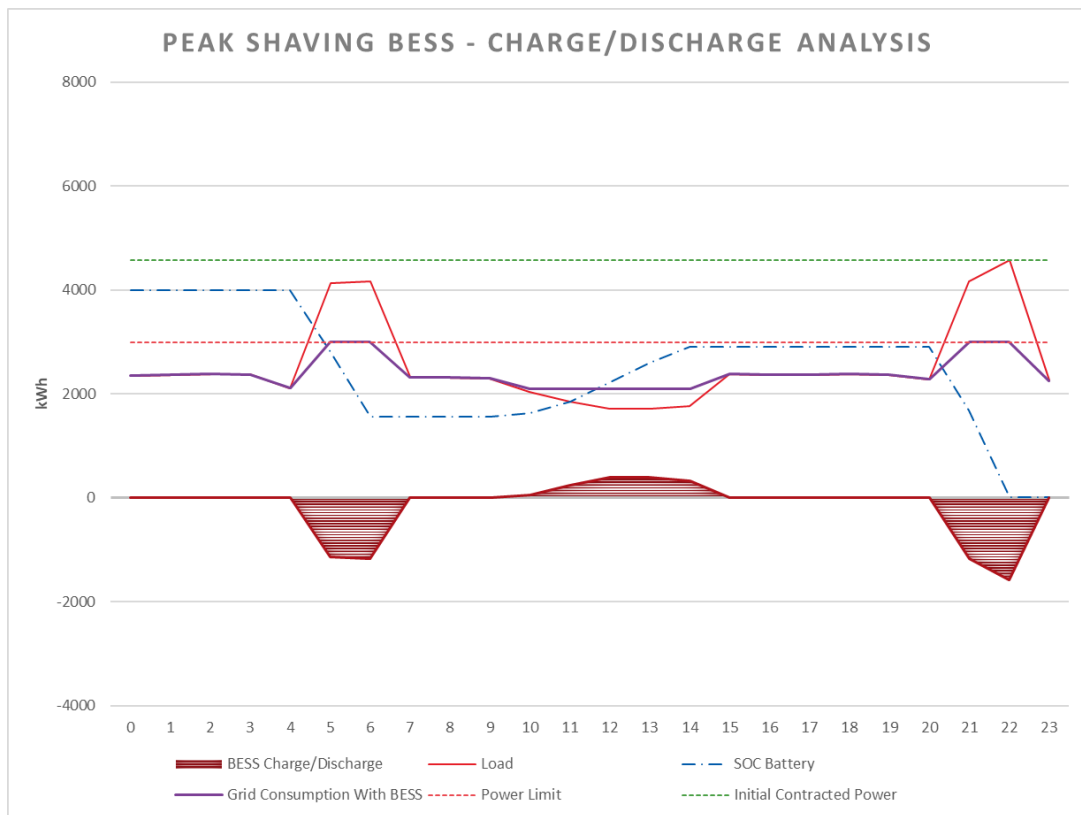


Figura 8 - Peak Shaving en Stand-Alone (6)

La Figura 9 representa un caso similar, pero con integración fotovoltaica. En este escenario, la batería combina dos funciones: por un lado, absorbe los excedentes de generación solar que se producen en las horas centrales del día, y por otro, se descarga en los momentos en los que la demanda supera el límite de potencia contratada. Gracias a esta doble función, el sistema aprovecha al máximo la energía renovable disponible y, al mismo tiempo, evita que los picos de consumo generen penalizaciones económicas.

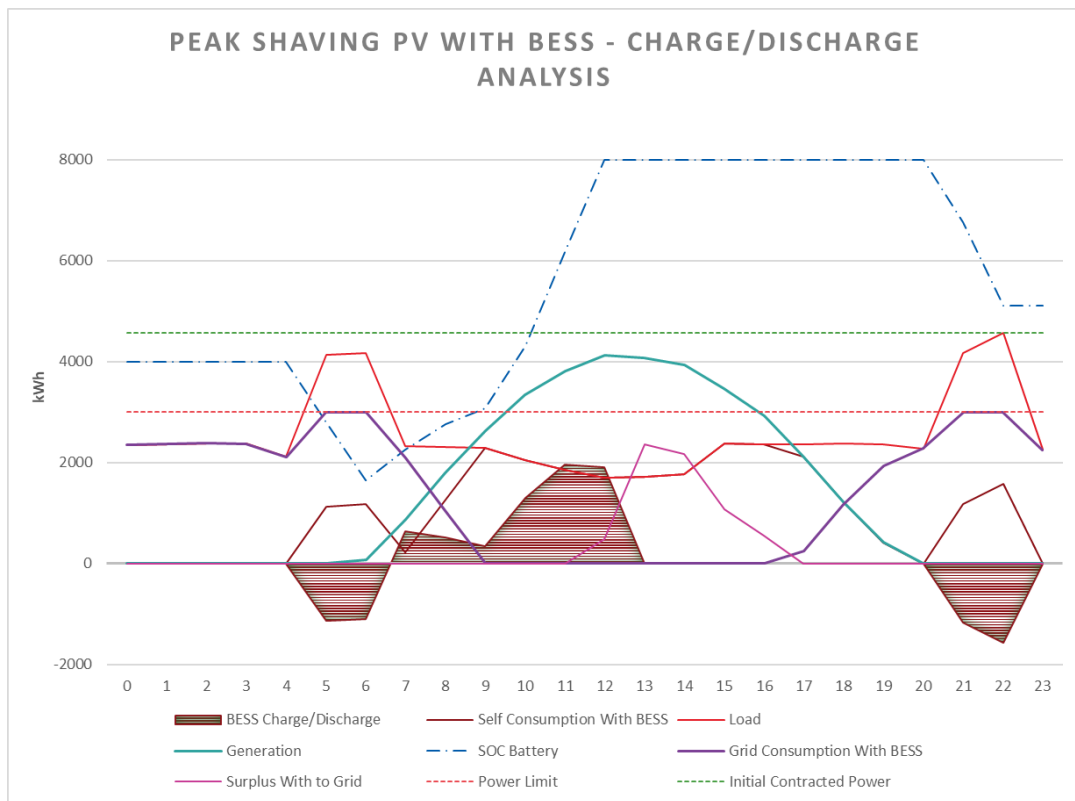


Figura 9 - Peak Shaving con Integración Fotovoltaica (6)

En conjunto, los ejemplos muestran que el peak shaving, ya sea en sistemas aislados o híbridos con generación renovable, constituye una herramienta eficaz para mejorar la competitividad de los consumidores eléctricos, reduciendo costes fijos y aumentando la flexibilidad operativa.

- **Mercados de capacidad**

Aunque todavía no están operativos en España, los mercados de capacidad están ya presentes en varios países europeos y previstos en la normativa española, (se espera la Orden Ministerial y el Procedimiento de Operación en los próximos meses), y permitirán remunerar la disponibilidad de potencia, independientemente de si esta se utiliza o no. Esta vía puede representar una fuente de ingresos adicional clave para los proyectos de almacenamiento, al reconocer su capacidad de respuesta en momentos críticos del sistema. Su futura implementación se espera suponga un cambio relevante en el modelo de negocio de las baterías.

- **Ajuste de Demanda**

La gestión de la demanda es una estrategia cada vez más relevante en los sistemas eléctricos modernos, ya que permite adaptar el consumo a las condiciones del mercado y a la disponibilidad de generación renovable. En este contexto, los sistemas BESS desempeñan un papel clave al facilitar que parte del consumo eléctrico se desplace desde horas de precios altos o escasez de generación hacia periodos en los que la energía es más abundante y económica.

La Figura 10 representa un escenario de ajuste de demanda en el que la batería se integra con una planta fotovoltaica. Durante las horas centrales del día, cuando la generación solar supera la demanda, el excedente se destina a cargar la batería en lugar de verse a la red. Posteriormente, al caer la producción renovable y aumentar la demanda, la batería se descarga, reduciendo el consumo procedente de la red y aumentando el nivel de autoconsumo.

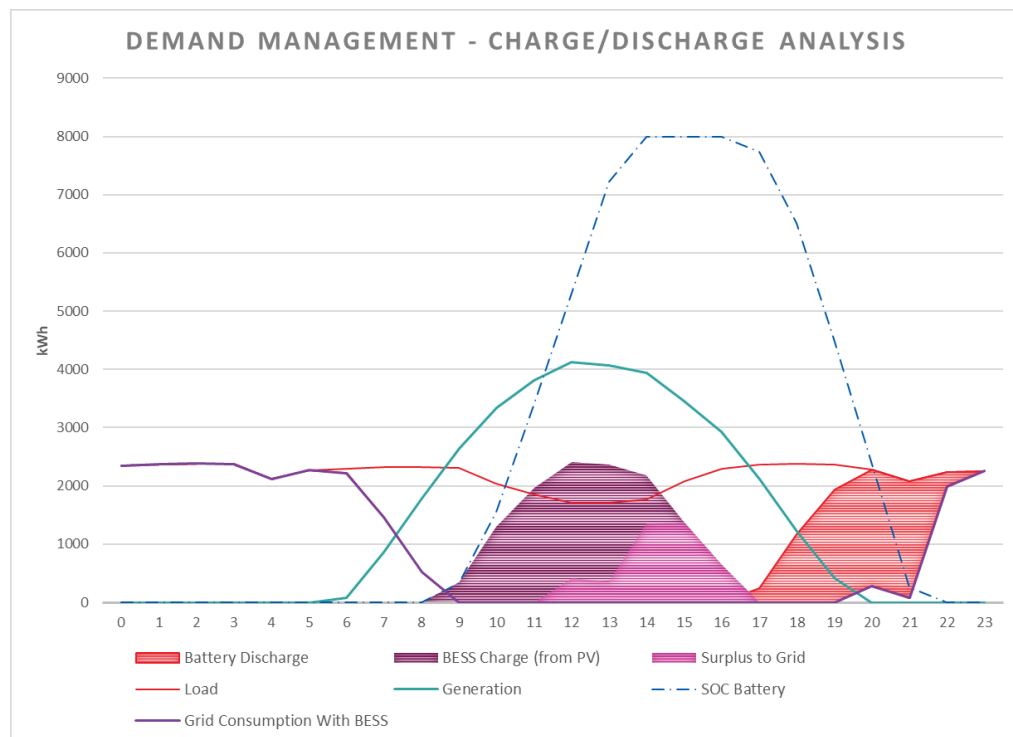


Figura 10 - Ajuste de Demanda (6)

Por su parte, la Figura 11 muestra cómo esta estrategia repercute en el balance de autoconsumo. La curva evidencia que la integración de un BESS incrementa la fracción de energía consumida directamente de origen fotovoltaico, disminuyendo la dependencia de la red en las horas de mayor precio y demanda. De este modo, la batería actúa como un modulador de la curva de consumo, asegurando que la energía renovable generada se aproveche de forma más eficiente y aportando flexibilidad al sistema eléctrico.

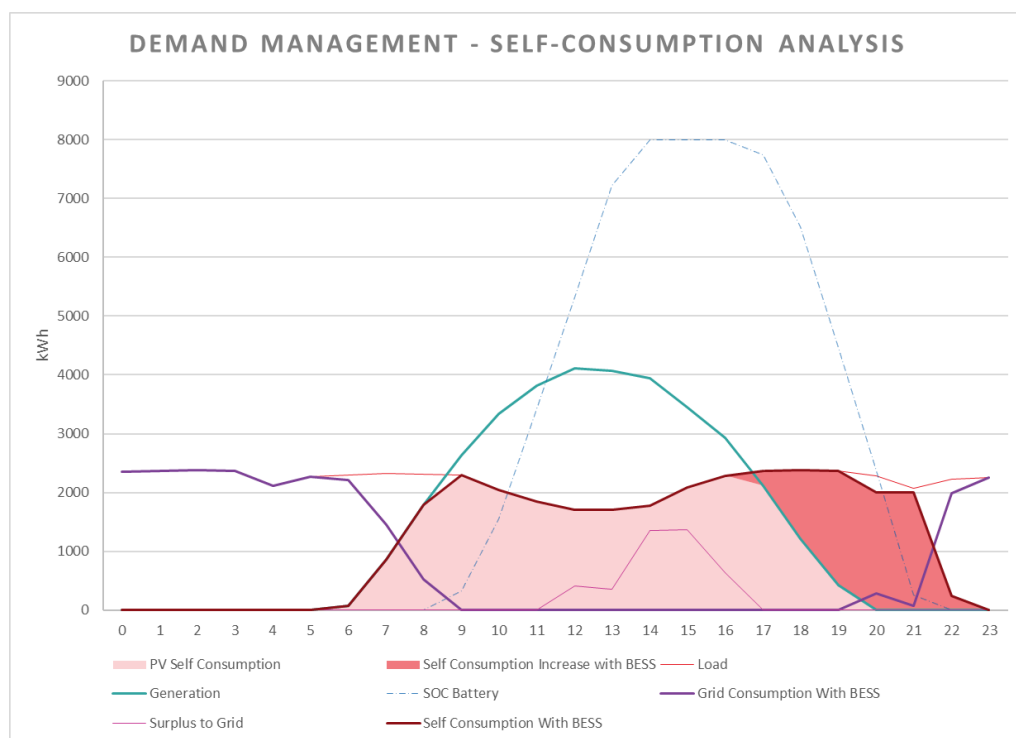


Figura 11 - Ajuste de Demanda - Autoconsumo (6)

En definitiva, el ajuste de la demanda mediante sistemas BESS no genera ingresos por venta de energía, sino que proporciona un ahorro económico asociado a una mayor tasa de autoconsumo y a la reducción de la energía adquirida de la red en periodos caros. Al mismo tiempo, contribuye a la integración de renovables y a la estabilidad del sistema, en línea con las directrices regulatorias de la CNMC y MITECO, que están impulsando la creación de mercados específicos de flexibilidad en el corto plazo.

2.4 BARRERAS ACTUALES PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS BESS

Aunque el marco normativo en España ha comenzado a reconocer el valor del almacenamiento energético, su despliegue a escala sigue enfrentando múltiples obstáculos que limitan su integración real en el sistema eléctrico. Estas barreras son tanto técnicas como económicas, regulatorias y administrativas.

Uno de los principales retos actuales es la denominada doble carga tarifaria. En la situación actual, las baterías deben asumir peajes y cargos al cargar energía de la red, sin quedar exentas de ellos al verter posteriormente la energía almacenada. Esto incrementa los costes de operación y limita los márgenes de las estrategias de arbitraje en configuraciones stand-alone. Pero por suerte, en esquemas de autoconsumo o hibridación con generación renovable, los tramos horarios pueden convertirse también en una oportunidad, al permitir desplazar el consumo desde periodos baratos hacia horas de mayor precio. En cualquier caso, la eliminación o adaptación de la doble imputación tarifaria es un elemento clave para mejorar la competitividad de los proyectos BESS en el mercado español.

Además, la ausencia de mecanismos estables de remuneración para servicios como la respuesta rápida, la reserva de potencia o la capacidad disponible impide que los BESS moneticen todo su potencial técnico.

En cuanto al desarrollo de proyectos, los trámites administrativos y la obtención de permisos de acceso a red representan una barrera crítica, especialmente para instalaciones independientes. La saturación de capacidad en muchos nudos y la ausencia de mecanismos que prioricen el almacenamiento dificultan su conexión. Actualmente se está regulando para favorecer el desarrollo y la tramitación de los BESS, como los factores condicionantes para las subastas de capacidad de demanda, o su consideración como proyectos de Utilidad Pública, como lo son los proyectos de generación, lo cual facilitaría enormemente la tramitación de las líneas de evacuación asociadas.

2.5 AYUDAS PÚBLICAS Y LÍNEAS DE APOYO AL ALMACENAMIENTO

El despliegue de tecnologías de almacenamiento energético, especialmente baterías (BESS), requiere una intervención pública significativa para superar las barreras técnicas, regulatorias y económicas actuales. Consciente de ello, la administración española ha impulsado diversos mecanismos de apoyo financiero y estratégico, que buscan facilitar la viabilidad económica de estos proyectos y acelerar su presencia en el mercado eléctrico nacional.

- **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)**

Dentro del Plan Nacional de Recuperación financiado por la UE (NextGenerationEU), el almacenamiento energético se reconoce como tecnología clave. Desde 2021, el IDAE ha gestionado varias convocatorias públicas financiadas por estos fondos europeos, destinadas a respaldar proyectos piloto avanzados en almacenamiento energético.

- **Programa FEDER: ayudas masivas al almacenamiento energético**

En mayo de 2025, se lanzó un importante programa gestionado por el IDAE, financiado con 700 millones de euros del Fondo Europeo FEDER. Esta propuesta busca promover instalaciones a gran escala de almacenamiento energético en España, cubriendo proyectos independientes, híbridos, bombeos reversibles y almacenamiento térmico. Las ayudas cubren parcialmente costes como equipos, obra civil y conexión a red, con límites diferenciados según tecnología (hasta 250-300 €/kWh para baterías). Se prevé instalar más de 100 nuevas plantas con una potencia entre 2,5 y 3,5 GW y más de 9 GWh totales de almacenamiento, distribuidos según el desarrollo regional.

- **Incentivos fiscales y financieros complementarios**

Además de ayudas directas, se están considerando mecanismos fiscales como la amortización acelerada, reducciones en impuestos específicos relacionados con energía almacenada, y posibles exenciones tributarias temporales. Asimismo, instituciones financieras públicas como el ICO y el IDAE evalúan ofrecer créditos preferenciales o

garantías específicas para mejorar el acceso a financiación privada y reducir riesgos técnicos y financieros en proyectos de almacenamiento.

- **Efecto esperado y perspectivas futuras del apoyo público**

Estas iniciativas buscan superar barreras económicas iniciales, acelerar la maduración comercial del almacenamiento energético y generar referencias operativas reales. Se espera que estas medidas aumenten la confianza a la hora de invertir, mejoren la viabilidad de los primeros proyectos y reduzcan progresivamente la necesidad de apoyos públicos directos. Además, las condiciones específicas exigidas en estos programas (garantías operativas, desempeño mínimo, integración en el mercado) aseguran que las inversiones financiadas aporten beneficios concretos al sistema eléctrico español, creando de este modo un conjunto sostenible del almacenamiento energético a medio y largo plazo.

2.6 CONEXIÓN DEL MARCO REGULATORIO CON EL ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

El marco regulatorio descrito en este capítulo es esencial para comprender cómo el almacenamiento energético con baterías puede integrarse económica y técnicamente en el mercado eléctrico español. Conocer la regulación vigente permite identificar posibles fuentes de ingresos, como el arbitraje energético y futuros mercados complementarios, además de clarificar aspectos clave como la incertidumbre sobre posibles cambios normativos, tarifas eléctricas y mecanismos específicos para remunerar la flexibilidad.

Las ayudas públicas existentes pueden influir significativamente en la rentabilidad inicial de los proyectos, siendo importante considerar su papel, aunque no necesariamente con detalle específico, en los análisis posteriores. Además, aspectos técnicos y de diseño como la configuración óptima del sistema (potencia y capacidad instalada, o la elección entre soluciones híbridas o independientes) también pueden verse afectados por el contexto regulatorio vigente.

En definitiva, aunque algunos elementos regulatorios puedan no integrarse de forma explícita en los análisis posteriores, su conocimiento es indispensable para interpretar correctamente los resultados obtenidos, realizar evaluaciones precisas de viabilidad económica, y definir estrategias adecuadas para desarrollar proyectos de almacenamiento energético viables y sostenibles en España.

Capítulo 3. COMPARATIVA TÉCNICA DE SOLUCIONES BESS POR FABRICANTE

En el mercado actual de sistemas de almacenamiento con baterías, las tecnologías más usadas se agrupan en tres grandes familias: iones de litio, baterías de plomo-ácido y tecnologías emergentes como las de alta temperatura. Cada una presenta pros y contras según el uso, lo que condiciona su aplicación en proyectos reales en el sistema eléctrico.

Las baterías de ion litio son, con diferencia, las más consolidadas en aplicaciones a escala de red. Entre sus variantes destacan:

- NMC/LMO y NCA, utilizadas principalmente en movilidad eléctrica pero con buen rendimiento también en BESS gracias a su alta densidad energética (400–470 Wh/l) y eficiencia entre el 50 y 80%. Por otro lado, presentan mayores costes y menor vida útil que otras variantes.
- LFP (litio ferrofosfato), muy extendidas en almacenamiento estacionario por su bajo coste, buena vida útil (más de 6.000 ciclos) y alta eficiencia (>85%), aunque con densidades de energía algo más reducidas.
- LTO (óxido de titanio de litio), menos comunes, pero con ventajas clave como alta potencia, tiempos de descarga extremadamente bajos (<15 minutos) y una vida útil muy prolongada (>15.000 ciclos). Su elevado coste limita su uso a nichos muy específicos.

Las baterías de plomo-ácido, aunque maduras y de bajo coste, ofrecen menor eficiencia (alrededor del 80%) y vida útil limitada. Actualmente están en declive para usos a gran escala, aunque siguen utilizándose en respaldo o instalaciones aisladas por su bajo coste inicial.

Por último, las tecnologías de alta temperatura como NaS o NaNiCl₂, aún en fase de desarrollo, ofrecen una buena combinación de eficiencia (superior al 80%), duración y escalabilidad, siendo potencialmente relevantes en el futuro para proyectos a gran escala, aunque hoy su despliegue es todavía limitado.

A continuación, se puede observar una tabla que permite visualizar de forma rápida las diferencias entre las tecnologías existentes:

Characteristics	Flow Batteries	Lithium ion (Li-ion) Batteries	Nickel-Cadmium	Nickel-Metal Hydride (NiMH)	Nickel-Metal Hydride (NiMH)	Molten Salt
Cell Voltage	1-2V	3.6-3.7V	1,2-1,25V	1,2-1,25V	1,2-1,25V	2,5V
Specific Energy	20-40Wh/kg	150-220Wh/kg	45-80Wh/kg	60-120Wh/kg	60-120Wh/kg	100-120Wh/kg
Specific Power	50-150W/kg	150-315W/kg	80-300W/kg	200-300W/kg	200-300W/kg	90-230W/kg
RTE	70-75%	85-95%	60-70%	50-80%	50-80%	80-90%
Working Temperature	5-45°C	20-65°C	-40-50°C	30-70°C	30-70°C	300-350°C
Lifetime Cycles	10,000-14,000	1,000-10,000	1,000-5,000	300-1,800	300-1,800	2,500-4,500
Max Depth of discharge	100%	100%	80%	100%	100%	100%
Self-discharge rate	0%/per day	0.1-0.3% per day	0.2-0.6% per day	0.2-0.6% per day	0.2-0.6% per day	15% per day
CAPEX	150-900\$/kWh	600-3,500\$/kWh	500-1300 \$/kWh	400-700\$/kWh	400-700\$/kWh	100-750\$/kWh
OPEX	1 to 3% (%of capex)	1 - 2 % (%of capex)	1 - 3 % (%of capex)	1 to 2% (%of capex)	1 to 2% (%of capex)	Very low
Reaction time	ms - sec	Milliseconds	Milliseconds	Milliseconds	Milliseconds	Milliseconds

Tabla 1 - Comparativa de parámetros técnicos y económicos de distintas tecnologías de almacenamiento (6)

La tabla recoge valores típicos de tensión de celda, energía y potencia específicas, eficiencia (RTE), rango de temperatura de operación, vida útil en ciclos y costes de inversión (CAPEX) y operación (OPEX). Estos datos son orientativos y se basan en información técnica de fabricantes y en literatura reciente, por lo que deben interpretarse como rangos de referencia y no como valores absolutos.

3.1 ANÁLISIS POR FABRICANTE

3.1.1 CEGASA

CEGASA es una empresa española con casi 100 años de experiencia industrial. Desde su planta en Vitoria diseña y fabrica soluciones de almacenamiento basadas en baterías LFP, con dos líneas principales de producto: ESS Cabinet, para aplicaciones comerciales o industriales, y E/Skid, pensado para proyectos a gran escala.

- **ESS Cabinet**

Esta solución ofrece una configuración modular que alcanza los 1,22 MWh y 625 kVA en su versión ofertada. El sistema incorpora un Power Conversion System (PCS) mural, Energy Management System (EMS) básico y sistema de protección contra incendios integrado, todo preinstalado en fábrica. El sistema encaja muy bien en proyectos de autoconsumo y destaca por su alta eficiencia ($RTE > 90\%$) y facilidad de integración. La refrigeración es por aire, y el control se realiza mediante el Extended Control System (ECS) de CEGASA, una interfaz en la nube que centraliza alarmas, monitorización y control.

Uno de sus aspectos más destacables es que se entrega totalmente montado y probado, reduciendo en gran medida los tiempos de instalación y puesta en marcha. Además, su diseño permite ampliaciones tanto en corriente alterna como continua sin pérdida de capacidad útil.

- **E/Skid**

Para proyectos de gran escala, CEGASA cuenta con el sistema E/Skid, una unidad integrada que combina batería, PCS, transformador de media tensión, celda, sistema de control, EMS y PPC. La versión analizada tiene un total de 12,5 MWh de almacenamiento y 3,3 MW de potencia. Su diseño compacto permite conexión directa a subestaciones, reduciendo también en este caso los trabajos de obra civil e integración.

A nivel técnico, la refrigeración es líquida, lo que mejora la gestión térmica, aumenta la densidad energética y prolonga la vida útil de las baterías. El sistema puede ser usado para operar en diferentes servicios de red: arbitraje, regulación de frecuencia, black start o control de tensión. Además, el EMS incluye integración con OMIE y funcionalidad para mercados diario e intradiario.

La propuesta de CEGASA no destaca por ofrecer tecnologías novedosas, pero sí por haber logrado desarrollar una solución muy sólida, fiable y adaptable. Su ventaja principal, dentro

del contexto español, está en la proximidad del fabricante, el soporte técnico local y un diseño orientado a minimizar riesgos en instalación y operación.

3.1.2 INGETEAM

Ingeteam es una empresa española con presencia mayoritariamente en el norte de la península, especializada en electrónica de potencia, con soluciones tanto para instalaciones modulares como para grandes plantas de almacenamiento. Su oferta se basa en ofrecer inversores de alta eficiencia, con dos líneas destacadas: SUN STORAGE 350TL, para potencias medias, y 3Power HV C Series, para utility scale.

- **SUN STORAGE 350TL**

Es un inversor trifásico bidireccional de hasta 350 kW, pensado para instalaciones modulares. Permite trabajar en paralelo y mezclar baterías de distintas generaciones, lo que permite cierta flexibilidad a la hora de tratar proyectos con ampliaciones. Su punto fuerte es la alta eficiencia que presenta (hasta 99,05 %), y también destaca por la protección IP66 (lo que permite instalarlo en exterior sin necesidad de armarios auxiliares) y la facilidad de integración gracias al uso de Single Pair Ethernet (SPE), sistema que reduce el número de cables necesarios para transmitir datos dentro de la instalación. Es una opción robusta y compacta (105 kg), ideal para aplicaciones comerciales o industriales.

- **3Power HV C Series**

Esta gama ofrece hasta 3,9 MVA por unidad, integrando un sistema de refrigeración líquida y un diseño centralizado sin transformador. Está preparada para trabajar tanto en sistemas conectados a red, en microrredes o aplicaciones con black start. Esto se debe a que este inversor puede operar en modelos de grid-following o de grid-forming, lo que permite ofrecer características más sofisticadas como inercia sintética, regulación de frecuencia o control de tensión.

La opción de Ingeteam resalta por su eficiencia, flexibilidad y compatibilidad normativa. No ofrece sistemas completos tipo contenedor, pero aun así sus inversores son una opción muy competitiva para integradores que busquen equipos de calidad en proyectos BESS más personalizados.

3.1.3 POWER ELECTRONICS

Power Electronics es uno de los fabricantes líderes a nivel mundial en electrónica de potencia. Dentro del almacenamiento, su línea PCSM (Power Conversion System for Medium voltage) ofrece soluciones centralizadas ideales para grandes plantas conectadas a red, integrando los componentes electrónicos, las protecciones y transformación en un solo equipo.

- PCSM y Multi-PCSM

Los inversores PCSM llegan hasta 4.200 kVA, con refrigeración por aire forzado, eficiencia cercana al 98% (incluyendo el transformador de MT) y un diseño todo-en-uno que simplifica la integración. Están preparados para operar con cualquier tecnología de baterías, siempre que haya un Battery Management System (BMS) compatible.

Sus aspectos más destacables son la incorporación de todas las protecciones (AC/DC, sobretensiones, tierra, humedad...) y por su integración total en una cabina IP55 (permitiendo su instalación en exterior), con sistema de climatización y control activo. Por otro lado se encuentran las versiones Multi-PCSM, que permiten gestionar hasta 4 entradas DC independientes, útil para configuraciones híbridas.

Además, ofrecen compatibilidad con modos grid-following y grid-forming, permitiendo su uso en sistemas más complejos como black start o microrredes

La alternativa de Power Electronics está muy orientada a proyectos de gran tamaño, donde se busca potencia elevada, facilidad de despliegue y cumplimiento normativo (certificaciones IEC y UL según región). Su integración de media tensión dentro del propio

equipo es un punto a favor claro para reducir espacio, costes de obra civil y tareas de puesta en marcha.

3.1.4 SOCOMEC

Socomec es una empresa francesa con bastante experiencia y madurez en sistemas de gestión de energía. En almacenamiento BESS ofrece soluciones modulares y listas para conectar, haciendo énfasis en la facilidad de despliegue y flexibilidad. Su gama se divide en dos líneas principales: SUNSYS HES L SKID para potencias medias, y SUNSYS HES XXL SKID para aplicaciones a gran escala.

- SUNSYS HES L SKID

La presentan como una solución “plug & play” para potencias de 100 a 600 kVA y capacidades de hasta 1.218 kWh, esta gama se entrega totalmente montada, cableada y testada en fábrica, facilitando en gran medida el proceso de instalación. El sistema integra convertidor, baterías LFP refrigeradas por líquido y, si se requiere, distribución AC.

Su configuración puede variar entre 0.5C y 1C según si se prioriza duración o potencia, y está pensado para aplicaciones comerciales, industriales, carga de VE o microrredes. Todo el conjunto va sobre un “skid” o plataforma metálica, lo que facilita el transporte, la puesta en marcha y posibles reubicaciones. La eficiencia ronda el 90 % AC/AC, y la protección IP55 permite instalación directa en exteriores.

- SUNSYS HES XXL SKID

La versión XXL se orienta a proyectos de gran escala con potencia de 1,5 a 3 MVA. Está pensada para trabajar a baja o media tensión (hasta 36 kV) y se compone de armarios estandarizados que integran el convertidor, transformador y aparamenta. El sistema se entrega totalmente integrado y probado, lo que simplifica la instalación y puesta en marcha.

Admite funcionamiento tanto conectado a la red como aislado de ella, y está preparado para integración con EMS y protocolos estándar (Modbus TCP).

Socomec apuesta por soluciones compactas, bien integradas y fáciles de desplegar, perfectas para proyectos en los cuales se prioriza el tiempo y la simplicidad de instalación. Aunque la potencia máxima es algo menor que la de otros fabricantes, su propuesta es más que adecuada para proyectos que requieren flexibilidad o movilidad.

3.1.5 JEMA ENERGY

Jema Energy, empresa española con sede en Gipuzkoa, es un fabricante especializado en electrónica de potencia para energías renovables. Cuenta con una gama de inversores bidireccionales diseñados para plantas fotovoltaicas, sistemas híbridos y almacenamiento. Sus soluciones se centran en ofrecer alta eficiencia, capacidad de personalización y orientación a grandes proyectos industriales o utility scale.

- Gama X6 y X8

Jema dispone de múltiples modelos compatibles con BESS, tanto en DC coupling como en AC coupling. Las líneas X6 e X8 están pensadas para funcionamiento bidireccional y permiten funcionar tanto como inversores de red o cargadores de batería, con potencias desde 1,5 hasta más de 5 MVA por unidad.

Los inversores tienen refrigeración líquida, alta eficiencia (hasta el 99,0 %) y diseño modular que facilita el mantenimiento. Están preparados para entornos exigentes y exteriores (IP54/IP55) y soportan altas temperaturas sin verse afectada la potencia, hasta 50 °C. Incorporan funciones como compensación de reactiva nocturna, control SVM (Space Vector Modulation) el cual ayuda a reducir notablemente pérdidas y mejorar la calidad de onda, y sistemas de aislamiento y protección avanzados.

- Estaciones Skid

Además de inversores individuales, Jema cuenta con estaciones en formato Skid con convertidor, transformador y protecciones integradas. Estas estaciones alcanzan hasta

9,4 MVA y están diseñadas a medida, mediante la combinación de sus series de inversores en armarios preinstalados. También ofrecen soluciones específicas para hidrógeno, fotovoltaica y BESS, todo sobre estructura metálica modular y transportable.

Su apuesta es clara: dar un enfoque a medida, no cuentan con un producto estándar cerrado, sino soluciones moldeables a las necesidades técnicas del proyecto, con posibilidad de integración en microrredes o hibridación renovable.

La propuesta de Jema es potente y flexible, atractiva sobre todo para integradores o promotores que necesitan adaptar el diseño del sistema a determinadas condiciones. Aunque no tienen un catálogo tan cerrado como otras empresas, su capacidad para dar propuestas modulares, de gran potencia y adaptadas a escenarios exigentes es una ventaja clara. Muy adecuada para proyectos complejos o de gran escala en los que se busque máxima eficiencia y adaptación técnica.

3.1.6 HUAWEI

Huawei puede considerarse como el líder mundial en electrónica de potencia y telecomunicaciones, y ha decidido entrar con fuerza en el mercado de almacenamiento energético con su solución “Smart String ESS 2.0”. Su enfoque combina una arquitectura modular de baterías LFP, sistemas de refrigeración inteligente y un ecosistema digital de gestión integral. La propuesta está claramente orientada a proyectos utility-scale, destacando por su alta disponibilidad operativa, seguridad activa y control fino a nivel de pack.

- Smart String ESS 2.0

La solución se estructura en módulos tipo rack + PCS, con una configuración típica de 4,5 MW / 9 MWh y una eficiencia round-trip del 90,3 % incluyendo consumos auxiliares. Las baterías son LFP, refrigeradas por líquido, y montadas en racks con optimización activa por pack. Cada rack opera de forma independiente y cuenta con sistema de aislamiento de fallos, evitando la pérdida de disponibilidad en caso de fallo

parcial. El sistema puede escalar fácilmente gracias a su diseño modular y su integración con PCS tipo LUNA2000-213KTL-H0.

Uno de los puntos fuertes es el sistema de refrigeración líquida inteligente, que mantiene una diferencia de temperatura inferior a 3 °C entre celdas, mejorando la vida útil y la capacidad disponible. La solución está diseñada para mantener potencia constante del 0 al 100 % de SOC, lo que maximiza su rendimiento en servicios de red como regulación de frecuencia, black start o mercados de capacidad.

En cuanto a seguridad, Huawei aplica una estrategia de protección activa en cuatro capas, combinada con aislamiento físico entre compartimentos, detección de gases, supresión de incendios y redundancia en controladores. Esto se complementa con un BMS inteligente basado en IA y big data, que realiza balanceo activo en tiempo real, autocalibración del SOC y diagnóstico predictivo de fallos.

La solución de Huawei destaca por su alto grado de integración, enfoque digital y eficiencia operativa. Aunque no es la más flexible en cuanto a personalización, ofrece una opción muy robusta y segura para proyectos utility-scale, especialmente cuando se prioriza la continuidad de servicio y el control digital del sistema. Su sistema modular simplifica el despliegue, y el ecosistema de gestión inteligente (Smart PCS, Smart PVMS, SPPC) la convierte en una de las opciones más avanzadas del mercado en términos de operación y mantenimiento.

El análisis realizado en este capítulo ayuda a lograr una visión clara y actualizada del panorama tecnológico y comercial de los sistemas actuales de almacenamiento con baterías en el mercado español. Se ha comprobado que la tecnología LFP es la opción más común en aplicaciones estacionarias, por diferentes factores como su equilibrio entre coste, eficiencia y vida. Además, se puede ver una tendencia hacia soluciones integradas y modulares que facilitan la instalación y reducen riesgos en la puesta en marcha.

Este estudio técnico resulta clave para el desarrollo del modelo de simulación que se presenta en el siguiente capítulo, ya que condiciona aspectos como la eficiencia global del sistema, el

dimensionamiento energético y los costes asociados. A partir de aquí, se analizará cómo estas soluciones se comportan económicamente en distintos escenarios de mercado.

Con el fin de complementar el análisis técnico realizado en el capítulo 3, se incluyen en el Anexo III las fichas técnicas públicas (datasheets) de los equipos de los principales fabricantes analizados, disponibles en sus páginas web oficiales. Cabe señalar que algunas fichas no se han podido incorporar al anexo por no ser de acceso público, ya que han sido obtenidas en el marco del trabajo con carácter confidencial.

Capítulo 4. MODELO DESARROLLADO

4.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN Y JUSTIFICACIÓN

Como se ha expuesto en los capítulos anteriores, el almacenamiento con baterías representa una pieza clave en la evolución del sistema eléctrico actual, tanto por su papel en la integración de renovables como por las oportunidades que ofrece en distintos mercados. Paralelamente, se han desarrollado herramientas de simulación complejas en lenguajes como Python o MATLAB, muchas de ellas diseñadas para entornos académicos o institucionales, con gran nivel de detalle, pero poca aplicabilidad directa en el ámbito empresarial.

Por otro lado, existe una clara carencia de herramientas accesibles, parametrizables y fácilmente integrables en flujos de trabajo reales, que permitan evaluar de forma rápida la rentabilidad de proyectos de almacenamiento en mercados eléctricos concretos como el español. En este contexto, el desarrollo de una herramienta en Excel ofrece una solución práctica, directa y adaptada a necesidades reales de análisis.

El presente proyecto surge, por tanto, como una respuesta a una necesidad interna detectada dentro de la propia empresa, donde hasta ahora no se disponía de una herramienta propia que permitiera simular estrategias de operación de baterías incorporando precios reales de OMIE, peajes, costes regulados y variables técnicas clave como la eficiencia o el número de ciclos. Si bien existen referencias externas con modelos más sofisticados, estas suelen requerir personal técnico especializado y no siempre se pueden adecuar a las necesidades particulares de nuevos proyectos.

Desde un punto de vista estratégico, el valor diferencial de esta herramienta radica en:

- Su sencillez de uso, accesible para perfiles no programadores.
- Su adaptabilidad, permitiendo simular tecnologías distintas, años diferentes y estrategias combinadas.
- Su enfoque técnico-económico orientado a toma de decisiones.
- Su potencial como base para futuras ampliaciones, como simulaciones multi-tecnología o análisis de servicios complementarios.

En definitiva, este proyecto no busca competir con modelos de investigación avanzados, sino llenar un vacío entre la teoría y la operativa real, proporcionando una herramienta realista, funcional y de valor inmediato para el análisis de viabilidad de sistemas de almacenamiento energético en el mercado eléctrico español.

4.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA

La herramienta desarrollada es un modelo en Excel diseñado para simular y analizar la rentabilidad de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) en el mercado eléctrico español. Está estructurada por módulos y sigue un flujo de trabajo claro:

**Parámetros → Simulación (diaria / mensual / anual) → Resumen completo →
Análisis económico**

En la hoja de Parámetros se definen todas las condiciones iniciales: características técnicas de la batería (potencia, capacidad, eficiencia, profundidad de descarga, ciclos), y datos de mercado (año/mes/día a simular, tipo de tarifa, percentiles de operación, beneficio mínimo, etc.).

Las hojas de Simulación procesan los precios horarios de OMIE del año seleccionado y, aplicando las reglas de operación definidas, determinan cuándo realizar la carga y la descarga. Todo ello se realiza respetando los límites técnicos, las eficiencias del sistema y aplicando los peajes correspondientes. A partir de estas decisiones se calculan hora a hora la energía intercambiada, los costes asociados y los ingresos obtenidos.

La hoja de Resumen completo consolida toda la información, mostrando indicadores clave como la energía cargada y vendida, los precios medios de compra y venta, el spread capturado, los ciclos equivalentes y el beneficio neto. Estos resultados se presentan a nivel diario, mensual y anual.

Finalmente, el módulo de Análisis económico transforma los resultados operativos en flujos de caja anuales (considerando la degradación del sistema) y calcula indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Gracias a esta estructura, el modelo permite evaluar de forma rápida diferentes escenarios y facilita la trazabilidad de los resultados desde el cálculo horario hasta el resumen final.

4.3 DISEÑO

4.3.1 PARÁMETROS

Hoja de inicio donde se establecen los inputs por parte del usuario. En la imagen se ve diferenciado dos partes, la naranja para introducir por el usuario y la azul como resultado de la configuración elegida.

Parámetro	Valor
Potencia carga/descarga (MW)	5
Tasa de Descarga	0.5-C
Tipo de Tecnología	NMC/LMO
Umbral carga (percentil bajo)	0.15
Umbral descarga (percentil alto)	0.85
Tipo de conexión	Detrás del contador
Tipo de Tarifa	6.4 TD
Año a Simular	2034
Mes a Simular	12
Día a Simular	15

Figura 12 - Parámetros del Sistema

Descripción Sistema	
Capacidad(MWh)	10
Eficiencia ciclo	0.92
Deep of Discharge (DoD)	0.9
Vida útil (ciclos)	3500
Beneficio Mínimo	25
Coste de Operación (€/kWh)	7
Coste por Ciclo(€/Ciclo)	20
Coste Inversión (€/kWh)	311

Figura 13 - Descripción del Sistema

Dentro de las opciones a introducir por el usuario, el tipo de tecnología viene con un desplegable con las diferentes opciones que se muestran en la Tabla 1 al comienzo del capítulo 3.

El tipo de tarifa depende de la siguiente tabla:

Tariff group	Voltage	Contracted power
6.4 TD	≥ 145 kV	No restriction
6.3 TD	$\geq 72,5$ kV y < 145 kV	No restriction
6.2 TD	≥ 30 kV y $< 72,5$ kV	No restriction
6.1 TD	≥ 1 kV y < 30 kV	No restriction
3.0 TD	< 1 kV	> 15 kW
2.0 TD	< 1 kV	≤ 15 kW

Figura 14 - Grupo de tarifa en función de la potencia contratada y nivel de voltaje

El resto de valores son a introducir libremente por el usuario, pudiendo elegir el umbral de carga y descarga con el que va a funcionar el sistema de compra-venta de energía.

4.3.2 SIMULACIONES

El modelo cuenta con tres hojas de simulación: diaria, mensual y anual. La más sencilla es la diaria, que se describe con mayor detalle, mientras que la mensual y la anual siguen la misma lógica pero con fórmulas más complejas debido al mayor número de horas.

En la hoja diaria cada fila corresponde a una hora del día e incluye:

- Precio horario de OMIE,
- Periodo tarifario (para el cálculo de peajes ATR),
- La decisión de cargar o descargar la batería,
- El estado de la batería en cada momento, para garantizar un funcionamiento correcto.

Por último, se calcula el coste o ingreso asociado a cada operación. La decisión de si la batería opera o no en ese día depende de un criterio de beneficio mínimo fijado previamente en la hoja de parámetros.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
	Mes	Día	Hora	Periodo Horario	Precio OMIE (€/MWh)	Periodo	Extra ATR (€/kWh)	Cargar	Descargar	Energía cargada (MWh)	Energía descargada (MWh)	Estado batería (MWh)	Coste carga (€)	Ingreso venta (€)
1														
2	12	15	1	6	92.97	6	0.00021	0	0	0	0	5.0	0	0
3	12	15	2	6	90.33	6	0.00021	0	0	0	0	5.0	0	0
4	12	15	3	6	84.82	6	0.00021	0	0	0	0	5.0	0	0
5	12	15	4	6	87.17	6	0.00021	0	0	0	0	5.0	0	0
6	12	15	5	6	86.93	6	0.00021	0	0	0	0	5.0	0	0
7	12	15	6	6	95.77	6	0.00021	0	0	0	0	5.0	0	0
8	12	15	7	6	108.81	6	0.00021	0	0	0	0	5.0	0	0
9	12	15	8	2	113.33	2	0.00548	0	0	0	0	5.0	0	0
10	12	15	9	1	97.02	1	0.01053	0	0	0	0	5.0	0	0
11	12	15	10	1	77.17	1	0.01053	0	0	0	0	5.0	0	0
12	12	15	11	1	68.23	1	0.01053	0	0	0	0	5.0	0	0
13	12	15	12	1	64.02	1	0.01053	1	0	5	0	5.0	372.73	0
14	12	15	13	1	59.68	1	0.01053	1	0	0	0	10.0	0	0
15	12	15	14	2	57.67	2	0.00548	1	0	0	0	10.0	0	0
16	12	15	15	2	57.39	2	0.00548	1	0	0	0	10.0	0	0
17	12	15	16	2	64.49	2	0.00548	0	0	0	0	10.0	0	0
18	12	15	17	2	77.59	2	0.00548	0	0	0	0	10.0	0	0
19	12	15	18	1	89.31	1	0.01053	0	0	0	0	10.0	0	0
20	12	15	19	1	116.04	1	0.01053	0	1	0	5	10.0	0	533.784
21	12	15	20	1	125.1	1	0.01053	0	1	0	0	5.0	0	0
22	12	15	21	1	125.35	1	0.01053	0	1	0	0	5.0	0	0
23	12	15	22	2	117.36	2	0.00548	0	1	0	0	5.0	0	0
24	12	15	23	2	110.45	2	0.00548	0	0	0	0	5.0	0	0
25	12	15	24	6	95.07	6	0.00021	0	0	0	0	5.0	0	0
26														

Figura 15 - Simulación Diaria

4.3.3 PRECIO HORARIO

En este caso se procedió a coger precios horarios históricos desde 2019. Se usó la página EMBER para obtener dichos datos (7). Una vez obtenidos precios históricos, se diseñó una macro para simular los precios futuros hasta 2034. Se ha intentado en todo momento que la predicción se ajuste lo más posible a la realidad, aunque es importante aclarar que hay eventos impredecibles o situaciones que no se pueden prever, por lo que no son del todo seguros, aunque sí que tiene una buena lógica programada para poder ser suficiente como base de esta herramienta. El código de la macro será incluido en los anexos.

4.3.4 ANÁLISIS DE PROYECTOS

En esta sección del Excel se plasma una recopilación de diferentes proyectos de sistemas BESS, ya sea una hibridación o un proyecto stand-alone, de manera que sirva como una “base de datos” o “benchmark” para poder sacar de la manera más precisa posible un dato de euros por MWh instalados, que se usará para sacar el dato del CAPEX necesario del proyecto a estudiar. Es una hoja que tiene mucho tiempo dedicado detrás, ya que se han analizado muy a fondo diferentes proyectos de información pública de diferentes comunidades autónomas, recopilando todo tipo de información útil como el presupuesto detallado, la potencia del proyecto o el tipo de baterías. En la siguiente imagen se puede ver la descripción para uno de los proyectos estudiados:

Autor del Proyecto	BROZA SOLAR S.L.
Nombre del Proyecto / Planta	FV Broza Solar
Fecha de Redacción del Proyecto	14/02/2024
Potencia del Proyecto Baterías (MW)	10.9
Potencia del Proyecto Baterías (MWh)	21.798
Uso del Proyecto (Hibridación / Stand Alone)	Hibridación
Marca PCS	Ingeteam
Tamaño PCS (kVA)	3,630
Marca Baterías	CATL
Tamaño Baterías (kWh)	3633
COSTES	
Obra Civil	259,662.04 €
Estaciones de Potencia	935,034.70 €
Estaciones de Almacenamiento	5,848,426.56 €
Instalación Eléctrica	4,866.00 €
Control y Monitorización	220,475.37 €
Otros	176,452.38 €
TOTAL	7,641,152.20 €

Figura 16 - Ejemplo de un Proyecto Analizado

4.3.5 HOJAS DE RESULTADOS

- “Resumen Completo”

Esta hoja es la que engloba todos los resultados de la operación energética del sistema, mostrando resultados clave como el beneficio neto, la energía vendida o el número de ciclos equivalentes. Además, incluye una serie de gráficos para poder analizar de forma rápida y directa los resultados. Se adjunta ejemplo de como se muestran los resultados, particularmente para el análisis anual, y un par de ejemplos de gráficos, los cuales se analizarán más a fondo en el siguiente capítulo, de resultados.

En la sección de resultado diario se adjunta un gráfico donde se puede observar de manera muy directa y clara el funcionamiento de la herramienta, en el cual se muestra el estado de la batería en relación el precio OMIE:

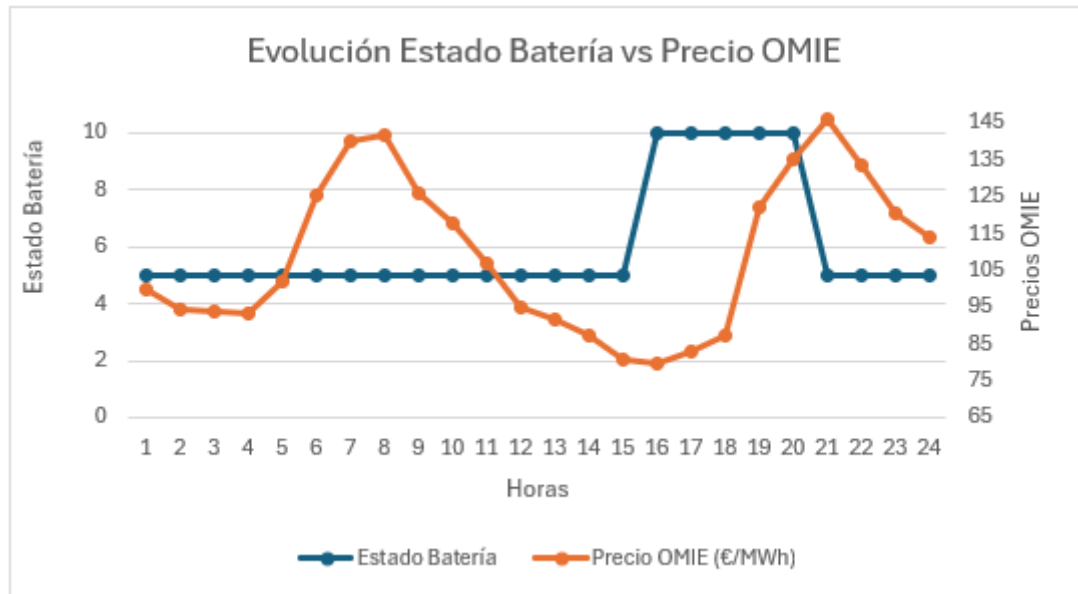


Figura 17 - Funcionamiento diario del modelo

En este gráfico se aprecia claramente cómo la batería responde a las señales de precio del mercado OMIE. Cuando el precio baja, el modelo decide cargar, y cuando sube, descarga, lo que se refleja en el estado de la batería. Se ve bien cómo se llenan las horas de precio bajo y se vacían en los picos de precio, siguiendo la lógica de arbitraje.

Anual		
	Indicador	Resultado
	Total Energía Cargada (MWh)	1820
	Total Energía Vendida (MWh)	1825
	Coste total Carga (€)	117917.1
	Ingreso total por venta (€)	197672.8
	Beneficio Neto (€)	79755.69
	Número Ciclos Equivalentes	202.7778
	Precio Medio Carga (€/MWh)	64.7896
	Precio Medio Venta (€/MWh)	108.3138
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	43.52424

Figura 18 - Resultados Anuales

La tabla resume los indicadores clave del año completo: energía movida, ingresos, costes y beneficio neto.

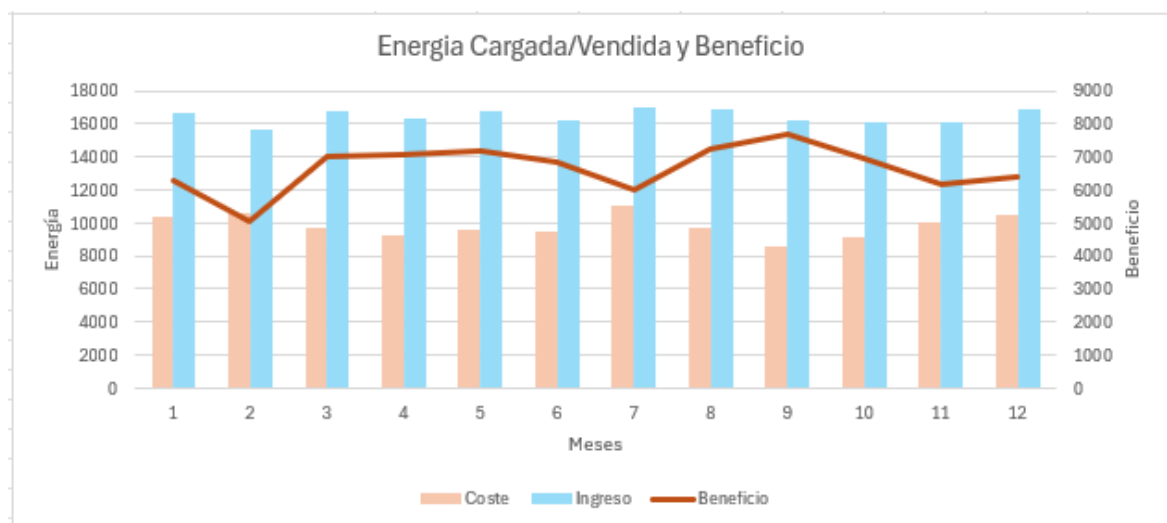


Figura 19 - Energía Cargada/Vendida y Beneficio anual

Aquí se puede observar la evolución mensual del sistema. Aunque la energía cargada y vendida se mantiene bastante estable a lo largo del año, los ingresos y beneficios presentan ligeras variaciones, fruto de los precios del mercado. El gráfico permite visualizar de manera rápida en qué meses el spread capturado ha sido mayor.

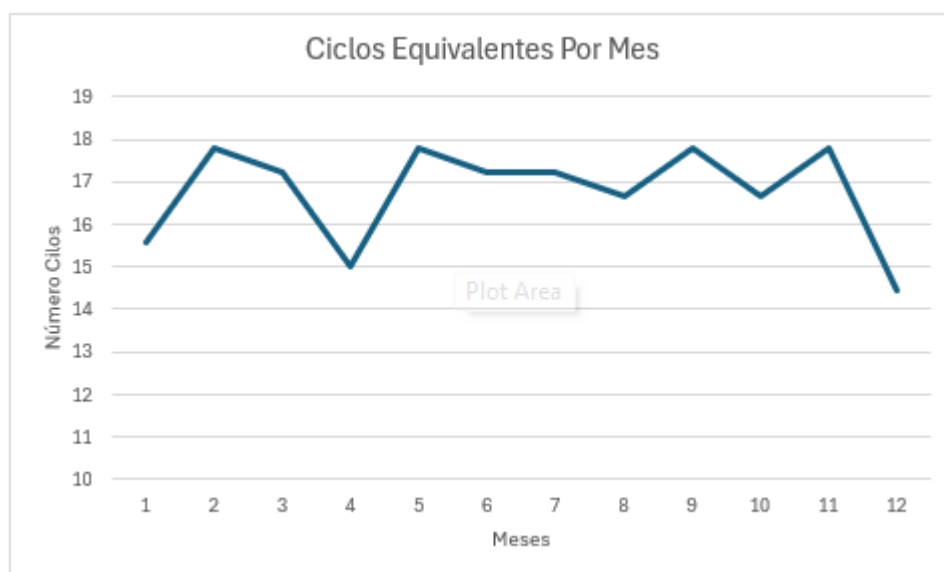


Figura 20 - Ciclos Equivalentes por Mes en un Año

En esta figura se puede observar la evolución de ciclos equivalentes por mes. Aunque existen ligeras oscilaciones, los valores se mantienen en un rango estrecho, entre 15 y 18, lo que indica que la batería opera de manera regular a lo largo del año.

- “Análisis Económico”

En esta hoja se recoge todo lo necesario para sacar los resultados económicos del proyecto. Incluye una pequeña tabla donde se introducen algunos datos necesarios para el análisis, y otros valores ya estipulados en algún paso previo, como el tamaño del sistema:

CAPEX (€/MWh)	194317.8164
Tamaño del Sistema (MWh)	20
OPEX fijo %	0.008
OPEX variable (€/MWh)	1.05
Tasa descuento (WACC)	0.08
Vida útil	3500
Año de simulación base	2025
Coeficiente degradación	0.005

Figura 21 - Valores para Análisis Económico

Se ha decidido usar un valor de OPEX fijo que es un pequeño porcentaje del valor del CAPEX y otro valor variable en función del tamaño de la instalación. A su vez se ha incluido coeficiente de degradación para darle más realismo al sistema, junto con el valor de vida útil característico de cada sistema de baterías.

Para el análisis se ha programado una macro que simula directamente cada año hasta 2034 y rellena una tabla de los valores importantes y necesarios para hacer el estudio económico. Una vez llegado a simular hasta 2034, se ha generado otra macro que simula hasta 2045 usando los valores obtenidos entre 2026 y 2034, de manera que se obtiene una previsión realista y clara de los resultados de operar la instalación durante unos 20 años. El código detrás de dichas macros será adjuntado como anexo.

Año	Beneficio Neto	Energía Vend	OPEX fijo (€)	OPEX variable (€)	OPEX total (€)	Flujo neto (€)	Flujo Neto Con Degradación
2026	64866.271	1825	19431.78164	2190	21621.78164	43244.48936	43244.48936
2027	69871.754	1830	19431.78164	2196	21627.78164	48243.97236	48002.7525
2028	70837.929	1825	19431.78164	2190	21621.78164	49216.14736	48725.21629
2029	69611.635	1825	19431.78164	2190	21621.78164	47989.85336	47273.5988
2030	73559.495	1825	19431.78164	2190	21621.78164	51937.71336	50906.72382
2031	76560.593	1825	19431.78164	2190	21621.78164	54938.81136	53579.00728
2032	75645.945	1825	19431.78164	2190	21621.78164	54024.16336	52423.56297
2033	78268.088	1830	19431.78164	2196	21627.78164	56640.30636	54687.38524
2034	79755.689	1825	19431.78164	2190	21621.78164	58133.90736	55848.8404
2035	79744.739	1815.875	19431.78164	2179.05	21610.83164	58133.90736	57843.23783
2036	79733.84375	1806.795625	19431.78164	2168.15475	21599.93639	58133.90736	57554.02164

Figura 22 - Tabla de Resultados Económicos Anuales

Adicionalmente, se ha incorporado una mejora en la herramienta que permite considerar la vida útil de las baterías y el coste asociado a su reemplazo. Para ello, se

ha programado que a medida que se alcanzan los ciclos acumulados de la batería, se active un coste de sustitución en el año correspondiente. De esta forma, el modelo ofrece un cálculo más realista del flujo neto final, al integrar no solo la degradación progresiva, sino también el impacto económico de renovar el sistema de almacenamiento una vez agotada su vida útil.

La nueva tabla de resultados muestra, además de los indicadores clásicos (beneficio neto, energía vendida u OPEX), dos variables adicionales:

- El coste de reemplazo de baterías, que aparece en el año en el que la batería debe ser sustituida.
- El flujo neto final, ajustado tanto por degradación como por dicho reemplazo, ofreciendo así una visión más precisa de la rentabilidad real del proyecto a lo largo de su vida operativa.

Con esta actualización, el modelo se acerca más a las condiciones reales de explotación de una planta de almacenamiento, ya que incluye uno de los aspectos críticos en la evaluación económica de proyectos BESS: la necesidad de renovación de las celdas tras varios miles de ciclos.

Flujo Neto Final (Degradación y Reemplazo)	Ciclos	Ciclos Acumulados	Coste Reemplazo Baterías
2.505405252	202.7778	202.7777778	0
2.854689989	203.3333	406.1111111	0
2.902950687	202.7778	608.8888889	0
2.778335225	202.7778	811.6666667	0
3.045322602	202.7778	1014.444444	0

Figura 23 - Tabla con Coste de Reemplazo de Baterías

En la siguiente figura se puede observar cómo, al llegar a 3500 ciclos acumulados, vida útil de la tecnología analizada en ese escenario, se tiene en cuenta el coste de reemplazar las baterías:

86927.74394	202.7778	3448.333333	0
-107824.7111	202.7778	3651.111111	194317.8164
86060.63969	202.7778	3853.888889	0

Figura 24 - Ejemplo de Activación del Coste de Reemplazo

4.4 IMPLEMENTACIÓN

Una vez descrita la herramienta en cuanto a diseño y conceptos usados por la misma, se procederá a explicar con algo más de detalle la lógica detrás de cada hoja descrita previamente.

4.4.1 HOJAS DE SIMULACIONES

La hoja de simulación diaria se construye para representar, hora a hora, cómo funcionaría la batería en un día concreto en función de los precios del mercado eléctrico y de los parámetros definidos. La estructura sigue una secuencia lógica:

1. Entradas básicas (columnas A–E)

Se define el mes, día y hora que se está simulando, junto con el precio horario de OMIE. De esta forma, cada fila representa una hora concreta del día.

2. Identificación del periodo tarifario y peajes (columnas F y G)

A cada hora se le asigna el periodo correspondiente dentro de la tarifa de la Figura 14 y se añade el coste adicional del peaje (ATR) que aplica en esa franja. Esto permite que el cálculo de costes sea realista y contemple las diferencias horarias.

3. Decisión de carga o descarga (columnas H y I)

La lógica de operación se basa en comparar el precio horario con dos umbrales:

- Umbral de carga: si el precio es inferior, la batería entra en modo de carga.
- Umbral de descarga: si el precio supera este valor, la batería se descarga.

Estas señales se reflejan como un 1 (activar) o 0 (no activar) en las columnas correspondientes.

4. Cálculo de energía cargada y descargada (columnas J y K)

En función de la decisión de cada hora, se calcula la energía transferida. Este valor tiene en cuenta la potencia de la batería, la capacidad disponible y la eficiencia en cada proceso.

5. Estado de la batería (columna L)

Se actualiza el nivel de carga acumulado de la batería (SOC), que evoluciona hora a hora según las operaciones realizadas. De esta manera se asegura que nunca se supere la capacidad máxima ni se baje de cero.

6. Coste e ingresos (columnas M y N)

Para cada hora se calcula:

- Coste de carga: energía comprada multiplicada por el precio y los peajes aplicables.
- Ingreso por venta: energía descargada multiplicada por el precio de mercado.

Esto permite cuantificar directamente el balance económico en cada franja horaria.

7. Umbrales de operación y beneficio mínimo

La decisión de cargar o descargar la batería no se toma comparando cada hora con un precio fijo predefinido, sino con dos umbrales dinámicos que se calculan a partir de los propios precios del día. La idea es que la batería cargue únicamente en las horas más baratas y descargue en las más caras, adaptándose a cómo se comporta el mercado en cada jornada.

Estos umbrales se obtienen mediante percentiles de la serie de precios horarios:

- El umbral de carga corresponde, por ejemplo, al percentil 20 del día (se puede ajustar desde la hoja de Parámetros). Esto significa que se considera como referencia el precio por debajo del cual están el 20% de las horas más baratas

del día. Si en una hora el precio cae por debajo de ese nivel, la batería entra en carga.

- El umbral de descarga se calcula como un percentil alto (por ejemplo, el 80%). De este modo, se define el precio a partir del cual se encuentran el 20% de las horas más caras. Si el precio de una hora supera ese valor, la batería se descarga.

La fórmula utilizada para calcular estos valores toma como rango todos los precios horarios del día y aplica el porcentaje definido en Parámetros. De esta forma, los umbrales se adaptan cada jornada a la forma real de la curva de precios, en lugar de usar un valor fijo o arbitrario.

Este planteamiento aporta flexibilidad al modelo:

- Si el día tiene mucha variabilidad de precios, los umbrales quedarán más alejados entre sí, generando ventanas de carga y descarga más claras.
- Si el día tiene precios más planos, puede que la batería apenas opere, porque los umbrales quedan demasiado próximos o no se llega a superar el criterio de beneficio mínimo.

8. Criterio de beneficio mínimo

Además de este criterio técnico basado en percentiles, la simulación introduce un filtro económico adicional: el beneficio mínimo. Tras calcular los ingresos y costes de un día completo, se comprueba si el resultado neto supera un umbral fijado en la hoja de parámetros. En caso contrario, aunque los precios horarios cumplan las condiciones de carga y descarga establecidas por los percentiles, se considera que no merece la pena operar. Este mecanismo evita contabilizar operaciones con márgenes demasiado ajustados y aporta mayor realismo al modelo, acercándolo al tipo de decisiones que tomaría un operador en la práctica.

En resumen, la hoja sigue un esquema sencillo: para cada hora se comprueba el precio, se decide cargar o descargar, se actualiza el estado de la batería y se calculan los costes e ingresos asociados. A partir de ahí se obtiene el resultado económico del día.

Este mismo planteamiento se replica en las simulaciones mensuales y anuales, donde la lógica es idéntica pero aplicada a un conjunto mayor de días, permitiendo analizar escenarios más amplios.

4.4.2 MACROS

4.4.2.1 Simular Precios

La simulación de precios futuros parte de algo sencillo: coger datos reales recientes y a partir de ellos construir escenarios que tengan sentido para los próximos años. Como base se usan los precios horarios desde 2019 a 2024. Con esos datos se calcula un promedio para cada una de las 24 horas del día, de forma que queda un perfil típico que recoge bien lo que pasa normalmente: precios bajos de madrugada, caída fuerte al mediodía con la solar y picos altos por la tarde. Ese perfil por horas es la plantilla sobre la que se montan los años futuros.

Después, la simulación proyecta los precios desde 2026 hasta 2034 aplicando dos ajustes principales:

- Tendencia a largo plazo: cada año se aplica una bajada del $-1,5\%$ (ajustable) que representa cómo los precios pueden ir reduciéndose con más renovables en el sistema.
- Aleatoriedad controlada: se introduce un margen de variación del $\pm 10\%$ para que los precios no sean siempre iguales y aparezcan oscilaciones razonables hora a hora.

Con esto, los años futuros conservan la forma realista del perfil horario, pero sin ser una simple repetición de los históricos.

Un tercer elemento son los eventos solares extremos. Aproximadamente un 10% de los días se marcan como especiales, y entre las 10 y las 16 h la probabilidad de precios muy bajos o incluso negativos aumenta. En esas horas pueden aparecer valores en diferentes rangos:

- Precios negativos (–10 a 0 €/MWh),
- Precios casi nulos (0–1 €/MWh),
- Precios bajos (1–5 €/MWh),
- Precios algo más moderados (5–10 €/MWh).

Esto refleja lo que ya pasa en la práctica en días con mucha fotovoltaica y ayuda a que la simulación capture escenarios de exceso de generación.

En resumen, la macro combina en cada hora tres cosas: el precio base de referencia, la tendencia del año y la variación aleatoria, a lo que se suma el efecto de un evento solar cuando toca. El resultado son series horarias completas y consistentes para cada año, que se escriben directamente en la hoja de precios y que después sirven como entrada para las simulaciones de la batería.

Es importante aclarar que este enfoque no busca predecir exactamente qué precio habrá en una fecha concreta. Lo que ofrece son trayectorias plausibles que permiten probar diferentes estrategias de operación y ver cómo se comportaría la batería bajo escenarios realistas. Así se consigue un buen equilibrio: se mantienen los patrones que de verdad se observan en el mercado, se incluyen eventos extremos cada vez más habituales y, además, se pueden ajustar parámetros como la tendencia o el nivel de variabilidad.

Se activa con el siguiente botón, en la hoja de Precio Horario

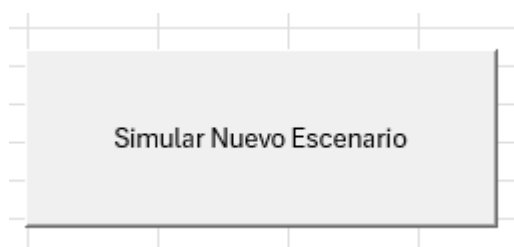


Figura 25 – Ejemplo de Interfac para activar Macro de Precios

4.4.2.2 Simulación de resultados anuales (2026-2034)

El modelo incluye una macro que permite automatizar la simulación de cada año y volcar los resultados en la hoja de análisis económico. La lógica es sencilla: en lugar de tener que ir cambiando manualmente el año en la hoja de Parámetros y copiando los resultados, el proceso se repite de forma automática con un solo clic.

El funcionamiento puede resumirse en varios pasos:

1. Selección del año a simular

La macro cambia automáticamente el año en la celda de parámetros correspondiente, lo que hace que el resto del modelo recalule todos los resultados (energía vendida, ingresos, costes, etc.) para ese escenario concreto.

2. Esperar actualización

Se deja un breve tiempo de espera para que el Excel termine de calcular todo y se asegure de que los resultados ya están actualizados antes de recogerlos.

3. Lectura de resultados clave

Una vez recalculado el modelo, la macro recoge los valores principales:

- ingresos obtenidos,
- energía vendida,
- costes de operación fijos y variables,
- coste total de operación,
- flujo neto (ingresos menos costes).

4. Escritura en la hoja de análisis económico

Todos esos datos se copian de manera ordenada en la hoja Análisis Económico, fila a fila según el año. De esta forma, se genera automáticamente una tabla con los resultados anuales.

5. Ejecución para varios años

Para facilitar el uso, se han creado macros específicas para cada año de 2026 a 2034. Cada una llama a la función principal con el año correspondiente y guarda los resultados en la fila adecuada.

Gracias a este mecanismo, se pueden obtener de manera rápida y ordenada los resultados de varios años consecutivos sin riesgo de errores manuales y sin necesidad de repetir el proceso uno por uno. El resultado final es una tabla con la evolución de ingresos, costes y flujos de caja desde 2026 hasta 2034, que se utiliza como base para calcular indicadores como el VAN y la TIR del proyecto.

Para hacer funcionar la macro para cada año, hay un botón específico al inicio de la tabla de resultados, de manera que queda de la siguiente forma:

	Año	Beneficio Neto	Energía Vend	OPEX fijo (€)	C
Simular 2026	2026	64866.271	1825	19431.78164	
Simular 2027	2027	69871.754	1830	19431.78164	
Simular 2028	2028	70837.929	1825	19431.78164	

Figura 26 – Ejemplo de Interfaz para Activar Macro de Simulación 2026-2034

4.4.2.3 Extensión de tabla económica hasta 2045

Esta macro se utiliza para proyectar los resultados económicos del modelo más allá de los años simulados directamente, de forma que la tabla de análisis no se quede en 2034, sino

que llegue hasta 2045. La lógica es sencilla: se toma el último año disponible (2034) como referencia y, a partir de ahí, se generan los valores de los años siguientes aplicando unas reglas de degradación y costes.

En primer lugar, la macro lee dos datos clave de 2034 en la hoja Análisis Económico: la energía total vendida y el flujo neto del proyecto. Estos valores son la base sobre la que se construye la proyección. Con esta información, la macro inicia un bucle que recorre todos los años desde 2035 hasta 2045. Para cada año, se calcula primero la energía disponible, aplicando la degradación acumulada respecto a 2034. El flujo neto de referencia se mantiene constante para poder compararlo con la versión degradada. A partir de ahí se obtiene el OPEX variable multiplicando la energía por el coste unitario, y se suma al OPEX fijo para dar el OPEX total. Finalmente, se calcula el beneficio neto y se anotan todos estos valores en la fila correspondiente de la tabla: año, beneficio neto, energía, OPEX fijo, OPEX variable, OPEX total y flujos con y sin degradación.

El resultado es una tabla extendida hasta 2045 que completa la proyección económica del proyecto y permite calcular indicadores de largo plazo como el VAN y la TIR teniendo en cuenta un horizonte más realista. De esta manera, el modelo no se limita al corto plazo de la simulación, sino que ofrece una visión continuada del comportamiento económico del sistema de almacenamiento a lo largo de su vida útil.

La macro se activa mediante el siguiente botón:

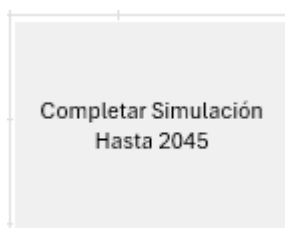


Figura 27 – Ejemplo de Interfaz para activar macro de Simulación hasta 2045

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez descrita en detalle la herramienta desarrollada, este capítulo recoge los resultados obtenidos al aplicarla en diferentes configuraciones. El objetivo inicial es comparar los resultados energéticos obtenidos en dos configuraciones del modelo: una con beneficio mínimo y otra sin él, para observar cómo cambia la operación de la batería en cada caso. Tras ese primer análisis, se tomará como referencia el escenario más completo (el que incluye beneficio mínimo) y se ampliará el análisis hacia el plano económico, evaluando cómo influyen variaciones en los percentiles de operación y en el propio umbral de beneficio sobre la rentabilidad del proyecto..

El análisis se ha dividido en dos partes complementarias. En la primera se presentan los resultados energéticos, donde se estudian variables como la energía cargada y descargada, el número de ciclos equivalentes, los precios medios de compra y venta o el beneficio operativo neto. En la segunda se traducen esos resultados en términos económicos, incorporando costes de inversión y operación para calcular indicadores de rentabilidad como el VAN (con tasa de descuento del 8%) y TIR.

De esta forma, el capítulo no solo muestra los números generados por el modelo, sino que permite interpretar su significado y evaluar hasta qué punto la operación de un sistema BESS bajo las condiciones actuales del mercado español resulta viable.

5.1 HERRAMIENTA CON VS SIN BENEFICIO MÍNIMO

Una vez obtenida la herramienta con el funcionamiento base de simular la operación de un año entero, la primera mejora en la que se pensó fue imponerle una orden de operar solo si el beneficio obtenido de esa operación es superior a un valor marcado por el usuario. De esta forma se esperaba obtener un resultado con un beneficio similar o incluso si fuese posible superior, pero con menos operaciones de compra/venta de energía, y por ende menos ciclos gastados de vida útil de las baterías.

El análisis de ha hecho con la siguiente configuración de parámetros:

Parámetro	Valor
Potencia carga/descarga (MW)	5
Tasa de Descarga	0.5-C
Tipo de Tecnología	NMC/LMO
Umbral carga (percentil bajo)	0.15
Umbral descarga (percentil alto)	0.85
Coste adicional por MWh (€/MWh)	10
Tipo de conexión	Detrás del contador
Tipo de Tarifa	6.4 TD
Año a Simular	2023
Mes a Simular	5
Día a Simular	26

Descripción Sistema	
Capacidad(MWh)	10
Eficiencia ciclo	0.92
Deep of Discharge (DoD)	0.9
Vida útil (ciclos)	3500
Beneficio Mínimo	50
Coste de Operación (€/kWh)	7
Coste Inversión (€/kWh)	311

Figura 28 - Configuración para Ejemplo Beneficio Mínimo

Los resultados fueron bastante positivos ya que, tras añadirle la lógica del umbral de beneficio mínimo, se obtuvo un resultado de mayor beneficio con menor número de ciclos equivalentes y compra / venta de energía. A continuación, se presentan los dos resultados dónde se puede ver claramente la comparación entre ambos, siendo la imagen con fondo morado los resultados sin aplicar el beneficio mínimo, y la naranja con el criterio aplicado:

Anual		
	Indicador	Resultado
	Total Energía Cargada (MWh)	1915
	Total Energía Vendida (MWh)	1915
	Coste total Carga (€)	122720.55
	Ingreso total por venta (€)	206092.22
	Beneficio Neto (€)	83371.665
	Número Ciclos Equivalentes	213
	Precio Medio Carga (€/MWh)	64.083838
	Precio Medio Venta (€/MWh)	107.61996
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	43.536117

Figura 29 - Resultados Anuales Sin Lógica de Beneficio Mínimo

Anual		
	Indicador	Resultado
	Total Energía Cargada (MWh)	1650
	Total Energía Vendida (MWh)	1765
	Coste total Carga (€)	106871
	Ingreso total por venta (€)	194648
	Beneficio Neto (€)	87777.6
	Número Ciclos Equivalentes	196
	Precio Medio Carga (€/MWh)	64.7702
	Precio Medio Venta (€/MWh)	110.282
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	45.5122

Figura 30 - Resultados Anuales con Lógica de Beneficio Mínimo

Como se puede observar, el beneficio neto obtenido en la segunda simulación es mayor, unos 4mil euros más acumulados en un año, sumándole a esto que se ha obtenido ese beneficio con 17 ciclos menos y unos 150MWh menos vendidos.

La hoja de resultados también incluye algunos gráficos donde se puede ver de manera más visual el funcionamiento durante el año, por ejemplo, en lo que a número de ciclos equivalentes respecta, podemos observar de manera sencilla y directa la diferencia:

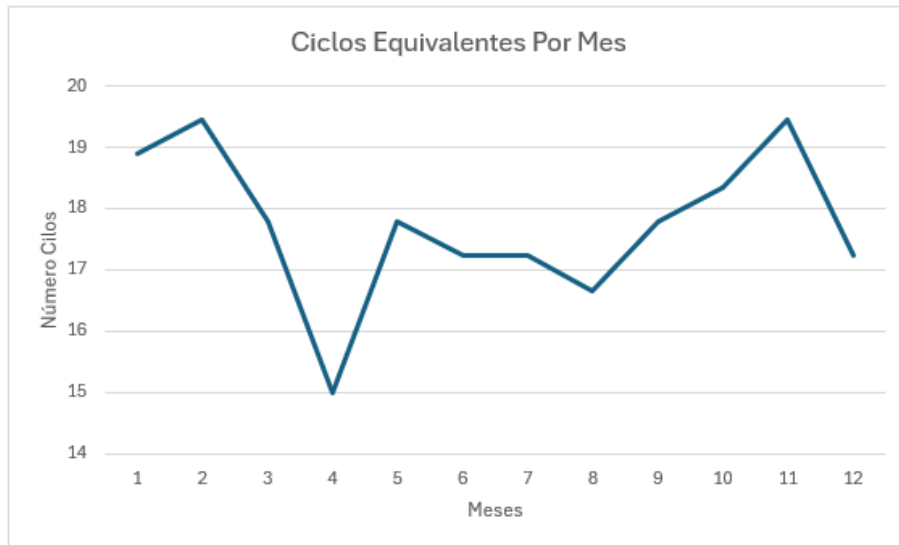


Figura 31 - Número de Ciclos Equivalentes Sin Beneficio Mínimo

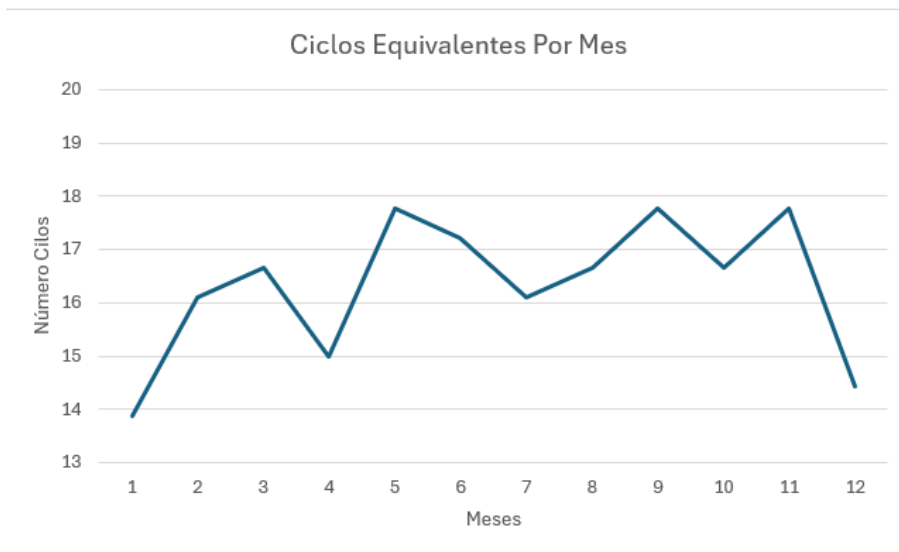


Figura 32 - Número de Ciclos Equivalentes Con Beneficio Mínimo

En resumen, la introducción del criterio de beneficio mínimo permite filtrar aquellas operaciones poco rentables que, aunque aumentan la energía total movida y el número de ciclos, no aportan valor económico real al sistema. El resultado es una operación más eficiente, con menos desgaste de la batería y un beneficio ligeramente superior. Este ajuste, aunque sencillo, demuestra la utilidad de incorporar reglas adicionales en la simulación, ya

que permite representar de manera más realista cómo un operador priorizaría la rentabilidad frente al simple volumen de energía intercambiado.

5.2 VARIACIÓN DE LOS UMBRALES DE CARGA/DESCARGA

En este apartado se variará el valor asignado a los umbrales de carga descarga, y se analizarán los resultados tanto energéticos como económicos.

Se usará una primera configuración con los umbrales de 0.15 para carga y 0.85 para descarga, y una segunda configuración con valores menos extremos, 0.3 y 0.7.

Umbral carga (percentil bajo)	0.15
Umbral descarga (percentil alto)	0.85

Figura 33 - Configuración 1

Umbral carga (percentil bajo)	0.3
Umbral descarga (percentil alto)	0.7

Figura 34 - Configuración 2

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Anual		
	Indicador	Resultado
	Total Energía Cargada (MWh)	1820
	Total Energía Vendida (MWh)	1825
	Coste total Carga (€)	117917
	Ingreso total por venta (€)	197673
	Beneficio Neto (€)	79755.7
	Número Ciclos Equivalentes	202.778
	Precio Medio Carga (€/MWh)	64.7896
	Precio Medio Venta (€/MWh)	108.314
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	43.5242

Figura 35 - Resultados Configuración 1

Anual		
	Indicador	Resultado
	Total Energía Cargada (MWh)	1920
	Total Energía Vendida (MWh)	2110
	Coste total Carga (€)	136379
	Ingreso total por venta (€)	214251
	Beneficio Neto (€)	77872.3
	Número Ciclos Equivalentes	234.444
	Precio Medio Carga (€/MWh)	71.0307
	Precio Medio Venta (€/MWh)	101.541
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	30.5102

Figura 36 - Resultados Configuración 2

Al variar los percentiles de operación se aprecian diferencias significativas en los resultados. En la configuración con umbrales más extremos (0.15 para carga y 0.85 para descarga, en naranja) se observa un mayor beneficio neto, acompañado de un spread medio más elevado. Esto se debe a que el sistema solo opera en las horas con precios muy diferenciados, capturando oportunidades más rentables.

Por otro lado, en la configuración con percentiles menos restrictivos (0.3 y 0.7, en morado) se incrementa la energía intercambiada y el número de ciclos, pero a costa de reducir la rentabilidad por operación. El spread capturado disminuye notablemente y, aunque se vende más energía, el beneficio final es inferior al obtenido con la primera configuración.

En resumen, la comparación pone de manifiesto que la elección de los umbrales de carga y descarga influye directamente en el equilibrio entre volumen de energía gestionada y rentabilidad económica. Umbrales más exigentes priorizan el beneficio unitario, mientras que umbrales más amplios aumentan la actividad del sistema pero con un retorno económico más modesto.

Tras hacer la simulación económica, se obtienen los siguientes resultados. Indicar que se muestra el comportamiento de los primeros años para evitar introducir una imagen con demasiada información, aunque el resultado global se ve claramente con el VAN y TIR

RESULTADOS ECONÓMICOS:	VALOR
VAN	-1,151,292.99 €
TIR	5.51%

Año	Beneficio Neto	Energía Vend	OPEX fijo (€)	OPEX variable (€)	OPEX total (€)	Flujo neto (€)	Flujo Neto Con Degradación
2026	64866.271	1825	19431.78164	2190	21621.78164	43244.48936	43244.48936
2027	69871.754	1830	19431.78164	2196	21627.78164	48243.97236	48002.7525
2028	70837.929	1825	19431.78164	2190	21621.78164	49216.14736	48725.21629
2029	69611.635	1825	19431.78164	2190	21621.78164	47989.85336	47273.5988
2030	73559.495	1825	19431.78164	2190	21621.78164	51937.71336	50906.72382
2031	76560.593	1825	19431.78164	2190	21621.78164	54938.81136	53579.00728

Figura 37 - Resultados de la Configuración 1

RESULTADOS ECONÓMICOS:	VALOR
VAN	-1,539,321.96 €
TIR	11.31%

Año	Beneficio Neto	Energía Vend	OPEX fijo (€)	OPEX variable (€)	OPEX total (€)	Flujo neto (€)	Flujo Neto Con Degradación
2026	41813.575	1835	19431.78164	2202	21633.78164	20179.79336	20179.79336
2027	45477.491	1835	19431.78164	2202	21633.78164	23843.70936	23724.49082
2028	47184.776	1850	19431.78164	2220	21651.78164	25532.99436	25278.30275
2029	46223.067	1835	19431.78164	2202	21633.78164	24589.28536	24222.28721
2030	48134.489	1835	19431.78164	2202	21633.78164	26500.70736	25974.65509
2031	49158.808	1850	19431.78164	2220	21651.78164	27507.02636	26826.19316

Figura 38 - Resultados de la Configuración 2

Al comparar los resultados económicos de ambas configuraciones, se observa que la opción con percentiles más exigentes (0.15 para carga y 0.85 para descarga) ofrece un VAN menos negativo y un beneficio unitario más alto por operación, aunque con una TIR más reducida (5,51%). Por el contrario, la configuración con percentiles más amplios (0.3 y 0.7) genera más ciclos y mayor volumen de energía movilizada, lo que eleva la TIR hasta el 11,31%, pero a costa de obtener un VAN aún más desfavorable. Esta diferencia se explica porque el TIR premia los flujos de caja adelantados en el tiempo, mientras que el VAN refleja mejor la rentabilidad global del proyecto.

En cualquier caso, el resultado común en ambos escenarios es que el VAN (tasa de descuento del 8%) se mantiene negativo, lo que confirma que, con los costes actuales de inversión y operación, el arbitraje puro en el mercado diario todavía no asegura beneficios netos positivos. Este hecho pone de manifiesto la necesidad de mecanismos de apoyo, ingresos complementarios o modelos híbridos para que los proyectos de almacenamiento resulten realmente viables en el contexto actual.

Este ejemplo muestra además una de las principales ventajas de la herramienta desarrollada: la posibilidad de comparar de forma rápida y sencilla distintos escenarios de operación en función de decisiones tan simples como ajustar los percentiles de carga y descarga. Gracias

a esta flexibilidad, el modelo permite explorar en pocos pasos cómo afectan estas elecciones al rendimiento energético y económico del sistema, ofreciendo un apoyo directo a la toma de decisiones en proyectos reales de almacenamiento.

5.3 VARIACIÓN EN EL TAMAÑO

En este apartado se analiza cómo afecta el tamaño de la instalación a los resultados energéticos y económicos, manteniendo constante la tecnología utilizada (LFP). Para ello se comparan dos escenarios: una batería de 15 MWh con potencia de 7,5 MW y otra de 30 MWh con potencia de 15 MW, ambas bajo las mismas condiciones de simulación.

Parámetro	Valor		Descripción Sistema	
Potencia carga/descarga (MW)	7.5		Capacidad(MWh)	15
Tasa de Descarga	0.5-C		Eficiencia ciclo	0.86
Tipo de Tecnología	LFP		Deep of Discharge (DoD)	0.9
			Vida útil (ciclos)	3500
Umbral carga (percentil bajo)	0.15		Beneficio Mínimo	25
Umbral descarga (percentil alto)	0.85		Coste de Operación (€/kWh)	7
Tipo de conexión	Detrás del contador		Coste por Ciclo(€/Ciclo)	30
Tipo de Tarifa	6.4 TD		Coste Inversión (€/kWh)	429
Año a Simular	2034			
Mes a Simular	12			
Día a Simular	15			

Figura 39 - Escenario 1 (15MWh – LFP)

Parámetro	Valor		Descripción Sistema	
Potencia carga/descarga (MW)	15		Capacidad(MWh)	30
Tasa de Descarga	0.5-C		Eficiencia ciclo	0.86
Tipo de Tecnología	LFP		Deep of Discharge (DoD)	0.9
			Vida útil (ciclos)	3500
Umbral carga (percentil bajo)	0.15		Beneficio Mínimo	25
Umbral descarga (percentil alto)	0.85		Coste de Operación (€/kWh)	7
Tipo de conexión	Detrás del contador		Coste por Ciclo(€/Ciclo)	60
Tipo de Tarifa	6.4 TD		Coste Inversión (€/kWh)	429
Año a Simular	2034			
Mes a Simular	12			
Día a Simular	15			

Figura 40 – Escenario 2 (30MWh – LFP)

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Anual				
	Indicador	Resultado		
	Total Energía Cargada (MWh)	2730		
	Total Energía Vendida (MWh)	2737.5		
	Coste total Carga (€)	176876		
	Ingreso total por venta (€)	277172		
	Beneficio Neto (€)	100296		
	Número Ciclos Equivalentes	202.778		
	Precio Medio Carga (€/MWh)	64.7896		
	Precio Medio Venta (€/MWh)	101.25		
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	36.4603		
			RESULTADOS ECONÓMICOS:	VALOR
			VAN	-2,367,341.71 €
			TIR	7.50%

Figura 41 - Resultados Escenario 1

Anual				
	Indicador	Resultado		
	Total Energía Cargada (MWh)	5460		
	Total Energía Vendida (MWh)	5475		
	Coste total Carga (€)	353751		
	Ingreso total por venta (€)	554343		
	Beneficio Neto (€)	200592		
	Número Ciclos Equivalentes	202.778		
	Precio Medio Carga (€/MWh)	64.7896		
	Precio Medio Venta (€/MWh)	101.25		
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	36.4603		
			RESULTADOS ECONÓMICOS:	VALOR
			VAN	-2,915,862.15 €
			TIR	3.59%

Figura 42 - Resultados Escenario 2

Los resultados energéticos muestran que, como es lógico, el aumento de capacidad se traduce en una mayor cantidad de energía gestionada. En el Escenario 2 (30 MWh) la energía cargada y descargada prácticamente se duplica respecto al Escenario 1 (15 MWh), manteniéndose constante el número de ciclos equivalentes. Esto confirma que la ampliación del tamaño permite movilizar más energía sin afectar al desgaste operativo de la batería.

En términos económicos, el beneficio neto anual también se duplica al pasar de un escenario a otro, mientras que la TIR alcanza un 7,5% en el caso de 15 MWh y un 3,6% en la instalación de 30 MWh. Estos valores, aunque aún alejados de un escenario plenamente rentable, muestran retornos que pueden ser considerados competitivos en determinados contextos de inversión.

Los valores de VAN siguen siendo negativos con la tasa de descuento aplicada, aunque el análisis deja claro que, a mayor tamaño de instalación, el impacto relativo es menor. Esto se debe a que muchos costes fijos (transformadores, obra civil mínima, sistemas de comunicación) permanecen constantes para ambas configuraciones, de modo que la inversión adicional al aumentar capacidad no es proporcional al incremento de beneficios.

En conclusión, el incremento de tamaño permite mejorar de forma clara los resultados energéticos y los beneficios anuales absolutos. Y aunque el VAN aún no resulte positivo bajo las condiciones de mercado actuales, los proyectos de mayor escala tienden a reducir este desfase de forma relativa.

5.4 MISMO TAMAÑO Y DIFERENTE TECNOLOGÍA

Esta comparativa trata de ver qué tipo de tecnología saldría más rentable escoger, dadas el resto de las características iguales. Las configuraciones son las siguientes:

Configuración 1: Tecnología NCA

Parámetro	Valor	Descripción Sistema	
Potencia carga/descarga (MW)	10	Capacidad(MWh)	20
Tasa de Descarga	0.5-C	Eficiencia ciclo	0.92
Tipo de Tecnología	NCA	Deep of Discharge (DoD)	0.9
		Vida útil (ciclos)	1500
Umbral carga (percentil bajo)	0.15	Beneficio Mínimo	25
Umbral descarga (percentil alto)	0.85	Coste de Operación (€/kWh)	7
Tipo de conexión	Detrás del contador	Coste por Ciclo(€/Ciclo)	93.3333
Tipo de Tarifa	6.4 TD	Coste Inversión (€/kWh)	261
Año a Simular	2034		
Mes a Simular	12		
Día a Simular	15		

Figura 43 - Tecnología NCA

Configuración 2: Tecnología LFP

Parámetro	Valor	Descripción Sistema	
Potencia carga/descarga (MW)	10	Capacidad(MWh)	20
Tasa de Descarga	0.5-C	Eficiencia ciclo	0.86
Tipo de Tecnología	LFP	Deep of Discharge (DoD)	0.9
		Vida útil (ciclos)	3500
Umbral carga (percentil bajo)	0.15	Beneficio Mínimo	25
Umbral descarga (percentil alto)	0.85	Coste de Operación (€/kWh)	7
Tipo de conexión	Detrás del contador	Coste por Ciclo(€/Ciclo)	40
Tipo de Tarifa	6.4 TD	Coste Inversión (€/kWh)	429
Año a Simular	2034		
Mes a Simular	12		
Día a Simular	15		

Figura 44 - Tecnología LFP

Los resultados energéticos son los siguientes:

Anual	Indicador	Resultado	Anual	Indicador	Resultado
	Total Energía Cargada (MWh)	3440		Total Energía Cargada (MWh)	3320
	Total Energía Vendida (MWh)	3650		Total Energía Vendida (MWh)	3550
	Coste total Carga (€)	226344		Coste total Carga (€)	213783
	Ingreso total por venta (€)	402589		Ingreso total por venta (€)	364058
	Beneficio Neto (€)	176246		Beneficio Neto (€)	150275
	Número Ciclos Equivalentes	202.778		Número Ciclos Equivalentes	197.222
	Precio Medio Carga (€/MWh)	65.7976		Precio Medio Carga (€/MWh)	64.3926
	Precio Medio Venta (€/MWh)	110.298		Precio Medio Venta (€/MWh)	102.552
	Spread Medio Capturado (€/MWh)	44.5009		Spread Medio Capturado (€/MWh)	38.1589

Figura 45 - Resultados NCA

Figura 46 - Resultados LFP

Al comparar los resultados energéticos entre ambas tecnologías se observa que la batería NCA ofrece una mejor respuesta en términos de beneficio neto, el cual es algo mayor respecto a la tecnología LFP. Sin embargo, pese a este rendimiento superior en la simulación, la realidad es que las NCA están menos presentes en proyectos BESS. Esto se debe a que, aunque energéticamente puedan mostrar cifras más atractivas, presentan desventajas económicas y operativas importantes, como menor vida útil o mayores requisitos de seguridad. Por el contrario, las LFP han logrado consolidarse como la mejor opción para almacenamiento estacionario gracias a su equilibrio entre coste, durabilidad y fiabilidad, lo que explica que sean la tecnología predominante en el mercado.

En cuanto al análisis económico, se ha obtenido el siguiente resultado para cada escenario:

RESULTADOS ECONÓMICOS: ▾	VALOR ▾
VAN	-3,003,413.83 €
TIR	7.24%

Figura 47 - Resultados Económicos NCA

RESULTADOS ECONÓMICOS: ▾	VALOR ▾
VAN	-2,947,981.32 €
TIR	8.00%

Figura 48 - Resultados Económicos LFP

Los resultados muestran que la tecnología LFP obtiene un VAN algo menos negativo que la NCA, lo que encaja con lo visto en capítulos anteriores: los sistemas LFP suelen implicar menores costes de operación y mantenimiento, y esa ventaja acaba reflejándose, aunque sea de manera ligera, en el análisis económico. Aun así, ambos escenarios siguen arrojando un VAN negativo, lo que es representativo de la situación actual del sector, donde el arbitraje puro todavía no asegura la rentabilidad. Esta conclusión no resta valor al ejercicio, sino que confirma lo realista del modelo y su capacidad para ilustrar de manera clara por qué hoy en día resulta imprescindible contar con ayudas, ingresos adicionales o esquemas de apoyo que complementen la operación del sistema.

El análisis de los distintos escenarios planteados pone de manifiesto la versatilidad de la herramienta desarrollada, que permite evaluar de manera rápida y clara el impacto de parámetros clave como los umbrales de operación, el tamaño del sistema o la tecnología de baterías utilizada. Los resultados muestran que, aunque existen diferencias energéticas y

económicas entre configuraciones, el arbitraje puro en el mercado eléctrico aún presenta limitaciones de rentabilidad, reflejadas en los valores negativos del VAN.

Pero estos resultados no deben interpretarse como algo negativo sobre los BESS, simplemente deja claro la realidad de que hoy en día las baterías requieren de mecanismos de apoyo, subvenciones o ingresos adicionales por otros servicios de red para consolidar su viabilidad económica. Precisamente, la capacidad de la herramienta para comparar escenarios con gran rapidez y flexibilidad aporta un valor añadido muy relevante, ya que facilita explorar posibles estrategias de operación y cuantificar de inmediato el efecto de cada decisión.

Capítulo 6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El trabajo desarrollado ha permitido alcanzar los objetivos planteados al inicio, diseñando y construyendo una herramienta capaz de simular la operación de sistemas de almacenamiento con baterías en el mercado eléctrico español. A lo largo del proyecto se ha comprobado la importancia de contar con un modelo flexible, sencillo de usar y al mismo tiempo realista con el tratamiento de datos técnicos y económicos, que facilite analizar de manera rápida distintos escenarios de inversión.

Se ha demostrado que la herramienta permite evaluar con claridad cómo influyen parámetros como los umbrales de operación, la tecnología seleccionada o el tamaño del sistema en la rentabilidad final de un proyecto. Los resultados obtenidos reflejan la situación actual del mercado: el arbitraje puro presenta limitaciones para cubrir los elevados costes de inversión, lo que se traduce en periodos de recuperación largos y valores de TIR todavía ajustados. Esta conclusión no resta valor al modelo, sino que confirma su aspecto realista y útil para comprender la necesidad de apoyos regulatorios, ingresos adicionales por servicios de red o nuevos mecanismos de capacidad que complementen al arbitraje.

En cuanto a las comparativas entre tecnologías, se ha comprobado que, aunque energéticamente pueden existir ligeras diferencias, son los aspectos económicos y operativos (vida útil, OPEX) los que marcan la elección. Esto explica el mayor número de soluciones LFP frente a otras opciones como NCA o NMC en el mercado actual. La herramienta ha permitido reflejar esta realidad y dejar claro la relevancia de integrar parámetros extra como costes de reemplazo o degradación.

Como aportación principal, el modelo desarrollado cubre un vacío existente entre el uso de softwares comerciales complejos y caros, y la necesidad de contar con herramientas más sencillas que permitan realizar análisis claros y rápidos. En este sentido, la herramienta creada ofrece una solución intermedia: suficientemente detallada para dar una buena

aproximación de la realidad de un proyecto, pero al mismo tiempo flexible, abierta y adaptable a distintos escenarios de operación.

De cara a futuros trabajos, se identifican varias líneas de mejora claras. En primer lugar, la integración de mercados complementarios (servicios de ajuste, capacidad, regulación de frecuencia), que permitirían evaluar de forma más completa la rentabilidad de los BESS. También sería de gran interés incorporar escenarios de hibridación con renovables, de modo que se analicen los beneficios asociados a la reducción de vertidos y la optimización del perfil de entrega.

En conclusión, el proyecto ha conseguido desarrollar y validar una herramienta robusta y realista, capaz de mostrar de manera clara las oportunidades y limitaciones actuales del almacenamiento energético en España. Y por otro lado, abre la puerta a futuras ampliaciones que permitan acercar todavía más la simulación a la realidad operativa del sector y que conviertan el modelo en un apoyo real para la toma de decisiones en proyectos de inversión.

Capítulo 7. REFERENCIAS

1. **IEA.** International Energy Agency. *Batteries and Secure Energy Transitions*. [En línea] 2024. <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>.
2. **MITECO.** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. *Estrategia de Almacenamiento*. [En línea] febrero de 2021. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf.
3. **IDAE.** Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Análisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España*. [En línea] Junio de 2021. <https://www.idae.es/publicaciones/analisis-del-estado-actual-del-almacenamiento-detras-del-contador-en-espana>.
4. **Trading Economics.** *Precio de la electricidad en España*. [En línea] <https://es.tradingeconomics.com/spain/electricity-price>.
5. **BOE. Gobierno de España.** *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. [En línea] <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183/con>.
6. **Arup.** *Battery Energy Storage Systems - Assessment of Use Cases of BESS*. 2024.
7. **EMBER.** *European Wholesale Electricity Price Data*. [En línea] <https://ember-energy.org/>.
8. **IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.** *Proyectos Innovadores de Almacenamiento Energético FEDER*. [En línea] <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/proyectos-innovadores-de-almacenamiento-energetico-feder-21-27>.

-
9. **FENIE.** Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones de España. *Principales puntos del RD 1183/2020.* [En línea] https://apeme.es/wp-content/uploads/2021/02/resumen_fenie_rd_acceso_y_conexion_v2.pdf.
 10. **Rodríguez, Diego Rodríguez.** Fedea. *Comentarios sobre la reforma del mercado eléctrico.* [En línea] Marzo de 2023. <https://documentos.fedea.net/pubs/ap/2023/ap2023-07.pdf>.
 11. **CEGASA.** [En línea] <https://www.cegasa.com/>.
 12. **Ingeteam.** [En línea] <https://www.ingetteam.com/>.
 13. **Socomec.** [En línea] <https://www.socomec.us/en-us/c/energy-storage>.
 14. **JEMA Energy.** [En línea] <https://www.jemaenergy.com/es/>.
 15. **Power Electronics.** [En línea] <https://power-electronics.com/en>.
 16. **Huawei.** [En línea] <https://solar.huawei.com/en/products/energy-storage-system/>.
 17. **Tablón de anuncios.** *Castilla y la Mancha - Sede electrónica.* [En línea]
 18. **Todos los documentos sometidos a información pública.** *Junta de Andalucía - Servicios.* [En línea] <https://www.juntadeandalucia.es/servicios/participacion/todos-documentos.html>.
 19. **Proyectos de información pública de Energía.** *Gobierno de Aragón - Industria, energía y minería.* [En línea] <https://www.aragon.es/-/proyectos-en-informacion-publica>.
 20. **Información pública en materia de energía y minas.** *Junta de Castilla y León - Energía y Minería.* [En línea] <https://energia.jcyl.es/web/es/informacion-publica-energia-minas/energia.html>.

21. Información Pública de Proyectos. *Junta de Extremadura - Consejería de Agricultura, Ganadería y Desarrollo Sostenible.* [En línea]
<http://industriaextremadura.juntaex.es/kamino/index.php/informacion-publica>.

22. BID. Banco Interamericano de Desarrollo. *Incorporación de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos.* [En línea] Noviembre de 2023.
<https://publications.iadb.org/es/incorporacion-de-almacenamiento-de-energia-en-los-sistemas-electricos-experiencias-internacionales>.

23. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. [En línea]
<https://www.cnmc.es/>.

ANEXO I – CÓDIGO DE MACROS EN VBA

Con el fin de explicar a fondo el modelo y que sea más fácil la comprensión del mismo o posible reutilización, a continuación, se presenta el código correspondiente a cada una de las macros usadas en dicha herramienta.

1. Simular Precios

```
Sub SimularPrecios()  
  
    Dim ws As Worksheet  
    Set ws = ThisWorkbook.Sheets("Precio Horario")  
  
    Dim anioInicioSimulado As Long: anioInicioSimulado = 2025  
    Dim anioFinSimulado As Long: anioFinSimulado = 2034  
    Dim tasaDrift As Double: tasaDrift = -0.015  
    Dim variacion As Double: variacion = 0.1 ' ±10% aleatoriedad  
  
    Dim colHora As Long: colHora = 5 ' columna E  
    Dim filaInicio As Long: filaInicio = 7  
    Dim filaFin As Long  
    filaFin = ws.Cells(ws.Rows.count, colHora).End(xlUp).Row  
  
    Dim col2023 As Long, col2024 As Long  
    col2023 = ws.Rows(6).Find(What:="2023", LookIn:=xlValues, LookAt:=xlWhole).Column  
    col2024 = ws.Rows(6).Find(What:="2024", LookIn:=xlValues, LookAt:=xlWhole).Column  
  
    If col2023 = 0 Or col2024 = 0 Then  
        MsgBox "No se encontraron columnas de 2023 o 2024 en la fila 6", vbExclamation  
        Exit Sub  
    End If  
  
    ' 1. Cargar datos base en arrays  
    Dim rangoDatos As Variant  
    rangoDatos = ws.Range(ws.Cells(filaInicio, 1), ws.Cells(filaFin, col2024)).Value  
  
    Dim nFilas As Long: nFilas = UBound(rangoDatos, 1)  
    Dim precioBase(1 To 24) As Double  
    Dim sumaHoras(1 To 24) As Double
```

```
Dim cuentaHoras(1 To 24) As Long

' Calcular promedio por hora de 2023 y 2024
Dim i As Long, h As Long
For i = 1 To nFilas
    h = rangoDatos(i, colHora)
    If h >= 1 And h <= 24 Then
        If IsNumeric(rangoDatos(i, col2023)) And IsNumeric(rangoDatos(i, col2024))
Then
            sumaHoras(h) = sumaHoras(h) + rangoDatos(i, col2023) + rangoDatos(i,
col2024)
            cuentaHoras(h) = cuentaHoras(h) + 2
        End If
    End If
Next i

For h = 1 To 24
    If cuentaHoras(h) > 0 Then
        precioBase(h) = sumaHoras(h) / cuentaHoras(h)
    Else
        precioBase(h) = 50
    End If
Next h

' 2. Simular eventos solares extremos (10% de los días)
Dim totalDias As Long: totalDias = (nFilas \ 24) + 1
Dim eventoSolarExtremo() As Boolean
ReDim eventoSolarExtremo(1 To totalDias)
For i = 1 To totalDias
    eventoSolarExtremo(i) = (Rnd() < 0.1)
Next i

' 3. Simular precios futuros en array
Dim preciosSimulados() As Variant
ReDim preciosSimulados(1 To nFilas, 1 To (anioFinSimulado - anioInicioSimulado + 1))

Dim añoIndex As Long, añoActual As Long
For i = 1 To nFilas
    h = rangoDatos(i, colHora)
    If h >= 1 And h <= 24 Then
        Dim diaIndex As Long: diaIndex = ((i - 1) \ 24) + 1

        For añoIndex = 0 To anioFinSimulado - anioInicioSimulado
```

```

añoActual = anioInicioSimulado + añoIndex
Dim driftFactor As Double: driftFactor = (1 + tasaDrift) ^ (añoActual -
anioInicioSimulado)
Dim aleatorio As Double: aleatorio = 1 + (Rnd() * variacion - variacion
/ 2)

Dim precioBaseHora As Double
precioBaseHora = precioBase(h)

' EVENTO SOLAR EXTREMO (10h-16h)
If eventoSolarExtremo(diaIndex) And h >= 10 And h <= 16 Then
    Dim r As Double: r = Rnd()
    If r < 0.028 Then
        ' Precio negativo: entre -10 y 0 €
        precioBaseHora = -10 + Rnd() * 10
    ElseIf r < 0.095 Then
        ' Precio entre 0-1 €
        precioBaseHora = Rnd()
    ElseIf r < 0.165 Then
        ' Precio entre 1-5 €
        precioBaseHora = 1 + Rnd() * 4
    ElseIf r < 0.195 Then
        ' Precio entre 5-10 €
        precioBaseHora = 5 + Rnd() * 5
    End If
End If

preciosSimulados(i, añoIndex + 1) = Round(precioBaseHora * driftFactor *
aleatorio, 2)
Next añoIndex
End If
Next i

' 4. Volcar datos a la hoja (columnas L:U)
ws.Range(ws.Cells(filaInicio, 12), ws.Cells(filaInicio + nFilas - 1, 21)).Value =
preciosSimulados

MsgBox "Precios simulados con éxito", vbInformation

End Sub

```

2. Simular Año

```
Sub SimularAnio(anio As Integer, fila As Long)
    Dim wsParam As Worksheet, wsEco As Worksheet
    Set wsParam = Sheets("Parámetros")
    Set wsEco = Sheets("Análisis Económico")

    ' 1) Cambiar año en Parámetros
    wsParam.Range("B11").Value = anio

    DoEvents
    Application.Wait Now + TimeValue("0:00:1")

    ' 2) Leer resultados (usa Nombres definidos o referencia hoja)
    Dim ingresos As Double, energia As Double
    Dim opexFijo As Double, opexVar As Double, opexTotal As Double
    Dim flujoNeto As Double, flujoDegradado As Double, flujoFinal As Double
    Dim ciclosAnuales As Double, vidaUtil As Double, costeExtra As Double
    Static ciclosTotales As Double

    ingresos = Range("BeneficioNeto").Value
    energia = Range("EnergiaVendidaAnual").Value
    opexFijo = Range("CosteInversionTotal").Value * Range("OpexFijo").Value
    opexVar = energia * Range("OpexVariable").Value
    opexTotal = opexFijo + opexVar
    flujoNeto = ingresos - opexTotal

    ' 3) Degradación
    Dim anioBase As Long
    anioBase = 2025
    flujoDegradado = flujoNeto * (1 - Range("CoeficienteDegradacion").Value) ^ (anio -
anioBase)

    ' 4) Reemplazo por vida útil (cuando se superan ciclos acumulados)
    ciclosAnuales = Range("CiclosEquivalentes").Value
    ciclosTotales = ciclosTotales + ciclosAnuales
    vidaUtil = Range("VidaUtil").Value

    If ciclosTotales >= vidaUtil Then
        costeExtra = Range("CosteInversionTotal").Value * 0.05 ' ejemplo 5%
        ciclosTotales = ciclosTotales - vidaUtil ' reinicia tras el
reemplazo
    Else
        costeExtra = 0
    End If
```

```
' 5) Flujo final que verás en tabla
flujoFinal = flujoDegradado - costeExtra

' 6) Volcar a la hoja
With wsEco
    .Cells(fila, 2).Value = anio
    .Cells(fila, 3).Value = ingresos
    .Cells(fila, 4).Value = energia
    .Cells(fila, 5).Value = opexFijo
    .Cells(fila, 6).Value = opexVar
    .Cells(fila, 7).Value = opexTotal
    .Cells(fila, 8).Value = flujoNeto
    .Cells(fila, 9).Value = flujoFinal
    .Cells(fila, 10).Value = ciclosAnuales
    .Cells(fila, 11).Value = ciclosTotales
    .Cells(fila, 12).Value = costeExtra
End With
MsgBox "Simulación " & anio & " completa", vbInformation
```

End Sub

```
Sub Simular2026()
    SimularAnio 2026, 18
End Sub
```

Y así se repite para cada año.

3. Extender Tabla Económica

```
Sub ExtenderTablaEconomica2045()

    Dim ws As Worksheet
    Set ws = ThisWorkbook.Sheets("Análisis Económico")

    Dim filaInicio As Long: filaInicio = 18
    Dim filaActual As Long: filaActual = filaInicio + 9 ' Comienza desde 2035

    Dim anio As Long
    Dim energiaBase As Double, flujoBase As Double
    Dim energia As Double, flujo As Double
```

```
Dim opexFijo As Double, opexVar As Double, opexTotal As Double, beneficioNeto As Double

Dim degradacion As Double
Dim opexVariableUnit As Double
Dim ciclosAnuales As Double, ciclosAcumulados As Double
Dim vidaUtil As Double, costeReemplazoPct As Double, costeReemplazo As Double
Dim ciclosDesdeUltimoReemplazo As Double

' Obtener base desde 2034 (fila 26)
energiaBase = ws.Cells(filaInicio + 8, 4).Value ' Columna D
flujoBase = ws.Cells(filaInicio + 8, 8).Value ' Columna H

' Leer el último valor de ciclos acumulados (2034)
ciclosAcumulados = ws.Cells(filaInicio + 8, 11).Value ' Columna K (Ciclos acumulados 2034)
ciclosDesdeUltimoReemplazo = ciclosAcumulados Mod Range("VidaUtil").Value

' Parámetros
opexFijo = Range("CosteInversionTotal").Value * Range("OpexFijo").Value
degradacion = Range("CoeficienteDegradacion").Value
opexVariableUnit = Range("OpexVariable").Value
ciclosAnuales = Range("CiclosEquivalentes").Value
vidaUtil = Range("VidaUtil").Value
costeReemplazoPct = 0.05 ' 5% del CAPEX

' Bucle desde 2035 hasta 2045
For anio = 2035 To 2045

    energia = energiaBase * (1 - degradacion) ^ (anio - 2034)
    flujo = flujoBase

    opexVar = energia * opexVariableUnit
    opexTotal = opexFijo + opexVar
    beneficioNeto = flujo + opexTotal

    ciclosAcumulados = ciclosAcumulados + ciclosAnuales
    ciclosDesdeUltimoReemplazo = ciclosDesdeUltimoReemplazo + ciclosAnuales

' Evaluar si hay que aplicar reemplazo
If ciclosDesdeUltimoReemplazo >= vidaUtil Then
    costeReemplazo = Range("CosteInversionTotal").Value * costeReemplazoPct
    ciclosDesdeUltimoReemplazo = ciclosDesdeUltimoReemplazo - vidaUtil
Else
```



```
costeReemplazo = 0
End If

' Rellenar fila
With ws
    .Cells(filaActual, 2).Value = anio
    .Cells(filaActual, 3).Value = beneficioNeto
    .Cells(filaActual, 4).Value = energia
    .Cells(filaActual, 5).Value = opexFijo
    .Cells(filaActual, 6).Value = opexVar
    .Cells(filaActual, 7).Value = opexTotal
    .Cells(filaActual, 8).Value = flujo
    .Cells(filaActual, 9).Value = flujo * (1 - degradacion) ^ (anio - 2034) -
costeReemplazo
    .Cells(filaActual, 10).Value = ciclosAnuales
    .Cells(filaActual, 11).Value = ciclosAcumulados
    .Cells(filaActual, 12).Value = costeReemplazo
End With

filaActual = filaActual + 1
Next anio

MsgBox "Simulación completada.", vbInformation

End Sub
```

ANEXO II – GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y CONCEPTOS CLAVE

GLOSARIO

- **ATR:** Acceso de Terceros a la Red (peajes de acceso).
- **BESS:** *Battery Energy Storage System* (sistema de almacenamiento con baterías).
- **BMS:** *Battery Management System* (gestión de celdas/bancos; seguridad y balanceo).
- **CAPEX:** Gasto de inversión (coste inicial del proyecto).
- **CNMC:** Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- **DoD:** *Depth of Discharge* (profundidad de descarga).
- **EMS:** *Energy Management System* (gestiona consignas de operación del sistema).
- **EPC:** *Engineering, Procurement and Construction* (ingeniería–suministro–construcción).
- **FEDER:** Fondo Europeo de Desarrollo Regional.
- **IDAE:** Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- **IP55 / IP66:** Grado de protección frente a polvo/agua de equipos eléctricos.
- **MARI / PICASSO:** Plataformas europeas de balance (reserva de sustitución y de regulación).
- **MITECO:** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- **OMIE:** Operador del Mercado Ibérico de Energía (mercado diario/intradiario).
- **PCS:** *Power Conversion System* (convertidor/inversor bidireccional).

- **PNIEC:** Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.
- **PPC:** *Power Plant Controller* (controlador planta a red).
- **PRTR:** Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- **PVMS:** *Photovoltaic Management System* (plataforma de monitorización PV de fabricante).
- **REE:** Red Eléctrica de España (operador del sistema).
- **RTE:** *Round-Trip Efficiency* (eficiencia carga-descarga del sistema).
- **SOC:** *State of Charge* (estado de carga, %).
- **TIR:** Tasa Interna de Retorno.
- **VAN:** Valor Actual Neto (NPV).

CONCEPTOS CLAVE

BATERÍAS Y OPERACIÓN TÉCNICA

- **C-rate (C):** Relación entre potencia y capacidad (1C descarga toda la energía en 1 hora).
- **SOC / DoD:** Estado de carga y profundidad de descarga; DoD alto acelera degradación.
- **RTE (Eficiencia de ciclo completo):** Energía descargada / energía cargada, incluyendo pérdidas del PCS y auxiliares.
- **Ciclos equivalentes:** Número de ciclos “completos” (por ejemplo, dos semidescargas del 50% = 1 ciclo).
- **Degradación:** Pérdida progresiva de capacidad/potencia por uso, temperatura y tiempo.
- **Grid-following / Grid-forming:** El primero sigue la red; el segundo “forma” tensión/frecuencia (inercia sintética, black start).

- **Black start:** Capacidad de arrancar y energizar una red sin apoyo externo.
- **AC-coupling / DC-coupling:** Integración del BESS en alterna o en continua con generación/consumo.

MERCADO ELÉCTRICO Y REGULACIÓN

- **Mercado diario / intradiario:** Subastas de energía.
- **Servicios de ajuste/balance:** Productos para mantener frecuencia/tensión y resolver desvíos.
- **Mercado de capacidad:** Remunera disponibilidad de potencia (ingreso por estar disponible).
- **Peajes y cargos (ATR):** Costes regulados por uso de red y otros costes del sistema.
- **Doble peaje:** Las baterías pagan peajes al cargar como “consumo” y no están exentas al descargar como “generación” → reduce márgenes.
- **Punto/nudo de conexión:** Nodo de la red donde se conecta la instalación; disponer de posición es un activo, pero permisos deben actualizarse.
- **Stand-alone:** BESS independiente (no hibridado).
- **Hibridación:** Integrar BESS con generación renovable compartiendo punto/equipos y optimizando vertidos.

ESTRATEGIAS DE OPERACIÓN Y TÉRMINOS ECONÓMICOS

- **Arbitraje energético:** Cargar en horas baratas y descargar en caras; ingreso = *spread* capturado × energía.
- **Spread de precios:** Diferencia (venta – compra).
- **Time-shifting:** Desplazar energía renovable a horas de mayor valor (típico en hibridación).
- **Peak shaving:** Reducción de picos de demanda/potencia contratada (muy usado en industrial). Evita sobrepasar la potencia contrata en momentos de alto consumo.
- **Demanda flexible:** Ajuste voluntario de consumo según señales de precio/red (tendencia regulatoria).

-
- **Umbrales por percentil:** Reglas de operación basadas en percentiles del precio del día (p.ej., cargar < P20, descargar > P80).
 - **Beneficio mínimo:** Filtro que bloquea operación si el beneficio esperado/día es inferior a un umbral.
 - **CAPEX / OPEX:** Inversión inicial / Costes anuales (fijos + variables por energía).
 - **Tasa de descuento:** Rendimiento exigido al capital; clave para traer flujos futuros a valor presente.
 - **VAN (NPV):** Suma de flujos descontados – inversión. Depende de la tasa de descuento elegida.
 - **TIR (IRR):** Tasa a la que el VAN = 0; indicador “directo” de rentabilidad del proyecto.
 - **Payback:** Años para recuperar la inversión (con o sin descuento).

ANEXO III ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

El presente Trabajo Fin de Máster se alinea con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos en la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, contribuyendo especialmente a los siguientes:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante

Este TFM promueve el desarrollo y despliegue de tecnologías de almacenamiento energético que permiten una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico, facilitando un suministro más flexible, seguro y descarbonizado. Además, el análisis de viabilidad económica de estos sistemas contribuye a identificar condiciones que favorezcan su adopción masiva y rentable, fomentando así un modelo energético más accesible y sostenible.

- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

El diseño de una herramienta de simulación aplicable a proyectos reales impulsa el desarrollo de soluciones tecnológicas orientadas a la optimización energética y la innovación en infraestructuras eléctricas. Este tipo de modelos puede servir como base para la toma de decisiones en nuevos proyectos industriales de almacenamiento, promoviendo así un crecimiento industrial más eficiente y resiliente.

- ODS 13: Acción por el clima

Al analizar el papel del almacenamiento como elemento habilitador de la transición energética, este trabajo contribuye de forma indirecta a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al facilitar la integración de fuentes renovables intermitentes.

Además, pone en valor soluciones técnicas para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico sin recurrir a tecnologías basadas en combustibles fósiles.



ANEXO IV. DATA SHEETS

HUAWEI

LUNA2000-2.0MWH-1H0/2H0 Smart String ESS



More Energy



Optimal Design



Simple O&M



Safe & Reliable

Battery Container	
DC Rated Voltage	1,200 V
DC Max. Voltage	1,500 V
Nominal Energy Capacity	2,064 kWh
Rated Power (0.5C)	344 kW * 3
Rated Power (1C)	344 kW * 6
Container Configuration (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm
Container Weight	≤ 30 t
Operation Temperature Range	-30°C ~ 55°C
Storage Temperature Range	-40°C ~ 60°C
Operation Humidity Range	0 ~ 100% (Without Condensation)
Max. Operating Altitude	4,000 m
Cooling Method	Smart Air Cooling
Fire Extinguishing	FM-200 / Novec 1230
Communication Interface	Ethernet / 5FP
Communication Protocol	Modbus TCP
Protection Degree	IP55
Certificates (more available upon request)	
Environment	RoHS6
Safety & Electrical	IEC62477-1, IEC62040-1, IEC61000-6-2, EN55011, UL9540A, UN3536, etc.

Smart String ESS Battery Pack & Smart Rack Controller



Battery Pack	
General	
Cell Material	LFP
Pack Configuration	16S 1P
Rated Voltage	51.2 V
Nominal Capacity	320 Ah / 16.38 kWh
Supported Charge & Discharge Rate	≤ 1 C
Weight	≤ 140 kg
Dimensions (W x H x D)	442 x 307 x 660 mm



Smart Rack Controller	
Efficiency	
Max. Efficiency	99.0%
Battery Side	
Rated Voltage	1,075.2 V
Operating Voltage Range	40 V ~ 1,400 V
Rated Power Voltage Range	1,075 V ~ 1,320 V
Min. Start Voltage	350 V
Bus Side	
Max. DC Voltage	1,500 V
Rated Voltage	1,200 V
Rated Current	286.7 A
Rated Power	344,000 W
General	
Dimensions (W x H x D)	600 x 270 x 820 mm
Weight	≤ 90 kg
Cooling Method	Smart Air Cooling
Protection Degree	IP66

INGETEAM

INGECON

SUN STORAGE

3Play TL Series

STORAGE INVERTER FOR UTILITY SCALE PLANTS

INGECON® SUN STORAGE 350TL

Three-phase bidirectional Power Conversion System (PCS)

The INGECON® SUN STORAGE 350TL is a three-phase bidirectional converter for energy storage systems. Maximum DC voltage (1,500 V) and wide voltage range. Awesome power density, with up to 350 kW. It features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control.

Highest flexibility and scalability for any battery configuration

The INGECON® SUN STORAGE 350TL can be parallelized in order to adjust the PCS power to different battery configurations. This way, it facilitates the design of a wide diversity energy storage systems. Furthermore, it allows augmentation so old and new batteries can be mixed without accelerating the aging of the new ones. The string inverter philosophy permits an easy and immediate replacement that does not require qualified technicians.

Long-lasting and rugged design

Aluminium casing, especially conceived for indoor and outdoor applications (IP66). The INGECON® SUN STORAGE 350TL inverters have been designed to guarantee a long life expectancy and to withstand extreme temperatures.

SPE (Single Pair Ethernet)

The inverter features SPE communication as standard. The SPE offers high-speed IP communication without the 100-meter distance limitation of standard Ethernet. Using SPE, the communication with the inverters can be established up to 1,000 meters. Moreover, these inverters enables daisy chain connection. Thus, several inverters can be connected to the same SPE line. The versatility and possibilities offered by the SPE are an important improvement at the plant's communication network.



Specifications included in this document could change without notice. Please contact Ingeteam's sales department in case of any queries.

INGECON SUN STORAGE 350TL_EN_Rev_04

www.ingetteam.com
solar.energy@ingetteam.com

Ingeteam

INGECON

SUN STORAGE

3Play TL Series

INGECON® SUN STORAGE 350TL

Maximum performance

Maximum performance In order to achieve the maximum performance the INGECON® SUN STORAGE 350TL Power Conversion System (PCS) is supplied totally equipped with all the electrical protections,

Integrated components

AC quick connectors	✓
DC switch	✓
DC surge arresters, type II	✓
AC surge arresters, type II	✓
DC & AC pre-charge system	✓
Wi-Fi communication	✓
SPE Single Pair Ethernet communication	✓

Real power related functionalities

Renewable resources integration:

- Ramp limits.
- Power smoothing / firming / curtailment.
- Time shifting.
- Micro grids.
- BLACK START.

Grid support / Ancillary services:

- Frequency regulation.
- Synthetic inertia.
- Frequency control / protection.
- Virtual "Synchronous Machine".

Investment deferral:

- Peak shaving.
- Load shifting / Load following.
- Real power response improvement of conventional power plants.

Power efficiency:

- Time shifting.
- Price arbitrage.
- Real power response improvement of conventional power plants.
- Peak shaving.

Safety and quality:

- Grid code compliance.
- Transmission congestion relief / Power quality-reliability.

Reactive power related functionalities

- Voltage control (Q/V).
- Voltage control / protection.
- Fixed power factor (QPF).
- Fixed reactive power output (Qref).
- Limitation of response of Reactive Power.



AC quick connectors

PROTECTIONS

- DC switch.
- Shortcircuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation faults.
- AC overvoltages with type II surge arresters.
- DC overvoltages with type II surge arresters.

BENEFITS

- Greater power density.
- Flexibility and scalability.
- High availability.
- High efficiency rates.
- Easy maintenance.

Specifications included in this datasheet could change without notice. Please contact Ingeteam's sales department in case of any queries.

INGECON SUN STORAGE 350TL_01N_Rev_04

Ingeteam

INGECON

SUN STORAGE

3Play TL Series

INGECON® SUN STORAGE 350TL

600 V

615 V

630 V

645 V

660 V

Input (DC)

Battery voltage range ⁽¹⁾	933 - 1,500 V	957 - 1,500 V	980 - 1,500 V	1,003 - 1,500 V	1,027 - 1,500 V
Maximum voltage			1,500 V		
Maximum current			280 A		

Output (AC)

Charge/Discharge power	260 kVA	266 kVA	273 kVA	279 kVA	286 kVA
Charge/Discharge current			250 A		
Ambient temperature for rated power			40°C		
Voltage range			400 - 800 V		
Rated voltage	3 / PE, 600 V	3 / PE, 615 V	3 / PE, 630 V	3 / PE, 645 V	3 / PE, 660 V
Frequency			50 / 60 Hz		
Type of grid			IT		
Power Factor			1		
Power Factor adjustable ⁽²⁾			Yes, 0.1 (leading/lagging)		
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽³⁾			<3%		

Efficiency

Maximum efficiency			99.05%		
Euroefficiency			98.60%		

General Information

Cooling system		Forced ventilation
Air flow		900 m³/h
Aux. consumption		20 W
Operation temperature		-30 °C to 60 °C
Relative humidity (non-condensing)		0 - 100%
Protection class		IP66 / NEMA 4
Residual current monitoring unit		Yes
Maximum operating altitude		4,000 m.a.s.l. (for installations beyond 1,000 m.a.s.l., please contact Ingeteam's Solar Sales Department)
Connection		AC connection: max. cross section: 120 mm² (one wire) copper / DC connection: up to 2 x 400 mm² aluminium
DC parallel connection		Yes (please contact Ingeteam's Solar Sales Department)
Marking		CE
EMC and security standards		EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 50178, IEC 62116, IEC 61683, EN 50530, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68
Grid connection standards		IEC 61727, EN 50549-1, EN 50549-2, UNE 206007-1 IN, NTS 2.1 SEPE, NTS 1.1 SENP, CEI 0-21, CEI 0-85, Arrêté 9 du Juin, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 36150, NDU-015, Portaria 73

Notes:

⁽¹⁾ Minimum voltage DC (VOC, min) for Vgrid,max = 1.1 p.u. and Power Factor = 1.
If Vgrid,max is higher than this value, the minimum voltage should be corrected as VDC, min = Vgrid,max / 1.1. For other DC voltage ranges, please contact Ingeteam's BESS sales department.
⁽²⁾ Extended adjustment range for nominal working points.
⁽³⁾ For rated AC power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4.

Efficiency INGECON® SUN STORAGE 350TL

Size and weight (mm)

350TL
105 kg.

INGECON SUN STORAGE 350TL EN Rev. C4

Specifications included in this datasheet could change without notice. Please contact Ingeteam's sales department in case of any queries.

INGECON SUN STORAGE 350TL_EN_Ren_C4

INGECON

SUN STORAGE

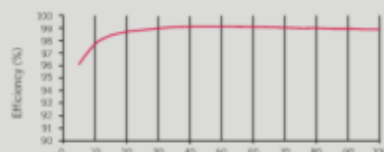
3Play TL Series

INGECON® SUN STORAGE 350TL						
Input (DC)	675 V	690 V	710 V	730 V	750 V	800 V
Battery voltage range ⁽¹⁾	1,050 - 1,500 V	1,075 - 1,500 V	1,104 - 1,500 V	1,136 - 1,500 V	1,167 - 1,500 V	1,245 - 1,500 V
Maximum voltage	1,500 V					
Maximum current	280 A					
Output (AC)						
Charge/Discharge power	292 kVA	299 kVA	307 kVA	316 kVA	325 kVA	346 kVA
Charge/Discharge current	250 A					
Ambient temperature for rated power	40°C					
Voltage range	400 - 800 V					
Rated voltage	3 / PE, 675 V	3 / PE, 690 V	3 / PE, 710 V	3 / PE, 730 V	3 / PE, 750 V	3 / PE, 800 V
Frequency	50 / 60 Hz					
Type of grid	IT					
Power Factor	1					
Power Factor adjustable ⁽²⁾	Yes, 0.1 (leading/lagging)					
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽³⁾	<3%					
Efficiency						
Maximum efficiency	99.05%					
Euroefficiency	98.60%					
General Information						
Cooling system	Forced ventilation					
Air flow	900 m³/h					
Aux. consumption	20 W					
Operation temperature	-30 °C to 60 °C					
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%					
Protection class	IP66 / NEMA 4					
Residual current monitoring unit	Yes					
Maximum operating altitude	4,000 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's Solar Sales Department)					
Connection	AC connection: max. cross section: 120 mm² (one wire) copper / DC connection: up to 2 x 400 mm² aluminium					
DC parallel connection	Yes (please contact Ingeteam's Solar Sales Department)					
Marking	CE					
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 50178, IEC 62116, IEC 61683, EN 50530, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68					
Grid connection standards	IEC 61727, EN 50549-1, EN 50549-2, UNE 206007-1 IN, NTS 2.1 SEPE, NTS 1.1 SENP, CEI 0-21, CEI 0-16, Article 9 du Juin, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, NDU-015, Portaria 73					

Notes:

- ⁽¹⁾ Minimum voltage DC (VDC, min) for Vgrid,max = 1.1 p.u. and Power Factor = 1.
If Vgrid,max is higher than this value, the minimum voltage should be corrected as VDC, min = Vgrid,max / 1.1. For other DC voltage ranges, please contact Ingeteam's BESS sales department.
⁽²⁾ Extended adjustment range for nominal working points.
⁽³⁾ For rated AC power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4.

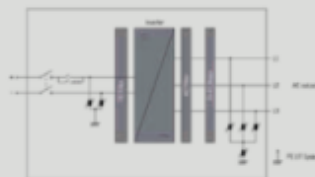
Efficiency INGECON® SUN STORAGE 350TL



Size and weight (mm)



350TL
105 kg



Ingeteam

JEMA ENERGY



DATASHEET **IFX 6** rev12

1400

1500

1600

1700

INPUT DATA

Minimum MPPT voltage (PF=1) ⁽¹⁾⁽²⁾	740 V	790 V	840 V	890 V
Maximum MPPT voltage	1170 V	1250 V		
Maximum open voltage	1400V	1500 V		
Maximum current ^(25°C)	2200 A			
Number of inputs	12 inputs / 1 MPPT			
Isolation Detection System	YES (isolation measure, GFDI optionally)			

OUTPUT DATA

Nominal output power (S _p) ⁽³⁾⁽⁴⁾	1400 kVA/kW	1500 kVA/kW	1600 kVA/kW	1700 kVA/kW
Maximum output power (S _p) ⁽³⁾⁽⁴⁾	1565 kVA/kW	1676 kVA/kW	1788 kVA/kW	1900 kVA/kW
Nominal voltage (3F +10%, -15%)	515 V	550 V	585 V	620 V
Maximum current (25°C)	1583 A			
Maximum current (25°C)	1770 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power Factor	Adjustable (1 at nominal power)			
Output THD	< 3% at nominal power			
Galvanic Isolation	NO (Option BT/MT-BT/BT)			
Maximum Efficiency	98,5 %	98,6 %	98,6 %	98,7 %
European Efficiency	98,2 %	98,2 %	98,3 %	98,4 %
Control Structure	Control Logic and DSP. SVM Technology			
Communication	Communication Port RS -485, Ethernet...			

PROTECTIONS

Overvoltage	Input and Output
Overcurrent	Input and Output
Inverse polarization	Yes
Overtemperature	Yes
Frequency max. / min.	Yes
Voltage max./min.	Yes
Anti-Islanding	Automatic Disconnection

GENERAL DATA

Working Temperature	- 20°C ... + 50°C ⁽³⁾⁽⁴⁾
Relative Humidity	0%-100%
Dimensions (h x w x d)	2.300 x 1.920 x 1780 mm
Weight	3.200 Kg
Altitude	1000 m ⁽⁴⁾
Enclosure (IP)	IP54

⁽¹⁾ For other power factor values consult with JEMA for V_{dc}(Q) ⁽²⁾ V grid nominal; ⁽³⁾ derating 50-60°C; ⁽⁴⁾ Temp. max. decrease 1,5°C each 100m above 1000m (example : At 2200mssm : 50°C-(1,5°(2200-1000)/100) = 32°C)

www.jemaenergy.com



DATASHEET **IFX 6** rev11

2100 2250 2400 2550

INPUT DATA

Minimum MPPT voltage (PF=1) ⁽¹⁾⁽²⁾	740 V	790 V	840 V	890 V
Maximum MPPT voltage	1170 V	1250 V		
Maximum open voltage	1400 V	1500 V		
Maximum current ^(25°C)	3300 A			
Number of inputs	18 inputs / 1 MPPT			
Isolation Detection System	YES (isolation measure, GFDI optionally)			

OUTPUT DATA

Nominal output power (S/P ^{50°C})	2100 kVA/kW	2250 kVA/kW	2400 kVA/kW	2550 kVA/kW
Maximum output power (S/P ^{50°C}) ⁽²⁾	2347 kVA/kW	2515 kVA/kW	2682 kVA/kW	2850 kVA/kW
Nominal voltage (3F +10%, -15%)	515 V	550 V	585 V	620 V
Maximum current ^(50°C)	2375 A			
Maximum current ^(25°C)	2650 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power Factor	Adjustable (1 at nominal power)			
Output THD	< 3% at nominal power			
Galvanic Isolation	NO (Option BT/MT-BT/BT)			
Maximum Efficiency	98,5 %	98,6 %	98,6 %	98,7 %
European Efficiency	98,2 %	98,2 %	98,3 %	98,4 %
Control Structure	Control Logic and DSP. SVM Technology			
Communication	Communication Port RS -485, Ethernet...			

PROTECTIONS

Overvoltage	Input and Output
Overcurrent	Input and Output
Inverse polarization	Yes
Overtemperature	Yes
Frequency max. / min.	Yes
Voltage max./min.	Yes
Anti-Islanding	Automatic Disconnection

GENERAL DATA

Working Temperature	- 20°C ...+ 50°C ⁽³⁾⁽⁴⁾
Relative Humidity	0%-100%
Dimensions (h x w x d)	2.300 x 2.870 x 1780 mm
Weight	4.500 Kg
Altitude	1000 m ⁽⁴⁾
Enclosure (IP)	IP54

⁽¹⁾ For other power factor values consult with JEMA for Vdc(Q) ⁽²⁾ V grid nominal: ⁽³⁾ derating 50-60°C; ⁽⁴⁾ Temp. max. decrease 1,5°C each 100m above 1000m (example : At 2200mmax : 50°C-(1,5*(2200-1000)/100) = 32°C)



1727

1780

1833

1887

INPUT DATA

Minimum MPPT voltage (PF=1) ^{(1) (2)}	906 V	935 V	965 V	995 V
Maximum MPPT voltage	1250 V			
Maximum open voltage	1500 V			
Maximum current ^{(3) (4)}	2200 A			
Number of inputs	12 inputs / 1 MPPT			
Isolation Detection System	YES (isolation measure, GFDI optionally)			

OUTPUT DATA

Nominal output power (S/P ^{(5) (6)})	1727 kVA/kW	1780 kVA/kW	1833 kVA/kW	1887 kVA/kW
Maximum output power (S/P ^{(5) (6)})	1931 kVA/kW	1987 kVA/kW	2050 kVA/kW	2110 kVA/kW
Nominal voltage (3F +10%, -15%)	630 V	650 V	670 V	690 V
Maximum current ^{(3) (4)}	1583 A			
Maximum current ^{(3) (4)}	1770 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power Factor	Adjustable (1 at nominal power)			
Output THD	< 3% at nominal power			
Galvanic Isolation	NO (Option BT/MT-BT/BT)			
Maximum Efficiency	98,7 %	98,7 %	98,8 %	98,8 %
European Efficiency	98,4 %	98,4 %	98,4 %	98,4 %
Control Structure	Control Logic and DSP, SVM Technology			
Communication	Communication Port RS -485, Ethernet...			

PROTECTIONS

Overvoltage	Input and Output
Overcurrent	Input and Output
Inverse polarization	Yes
Overttemperature	Yes
Frequency max. / min.	Yes
Voltage max./min.	Yes
Anti-Islanding	Automatic Disconnection

GENERAL DATA

Working Temperature	- 20°C ...+ 50°C ^{(7) (8)}
Relative Humidity	0%-100%
Dimensions (h x w x d)	2.300 x 1.920 x 1780 mm
Weight	3.200 Kg
Altitude	1000 m ⁽⁹⁾
Enclosure (IP)	IP54

⁽¹⁾ For other power factor values consult with JEMA for Vdc(Q) ⁽²⁾ V grid nominal ⁽³⁾ derating 50-60°C ⁽⁴⁾ Temp. max. decrease 1,5°C each 100m above 1000m (example : At 2200m sea : 50°C-(1,5°)(2200-1000/100) = 32°C)

POWER ELECTRONICS



Easy maintenance.
Integrated MV solution in the same enclosure.
Advanced grid support.
Compatible with all battery technologies.



Freemaq PCSM
UL



COMMON FEATURES				
AC	Operating Grid Frequency (Hz)	60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THD)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (CosPhi) ^[1]	0.5 leading ... 0.5 lagging		
	Reactive Power Compensation	Four quadrant operation		
DC	Maximum DC Voltage	1500V		
	DC Voltage Ripple	< 3%		
	Max. DC Continuous Current (A)	4590		
	Max. DC Short Circuit Current (kA)	250 kA with a time constant of 3ms		
CABINET	Battery Technology	All type of batteries (BMS required)		
	Dimensions [WxDxH] (ft)	21.3 x 6.5 x 7.2		
	Dimensions [WxDxH] (m)	6.5 x 2.0 x 2.2		
	Weight (lbs)	30865		
ENVIRONMENT	Weight (kg)	14000		
	Type of Ventilation	Forced air cooling		
	Degree of Protection	NEMA 3R		
	Operating Temperature Range ^[2]	From -25°C to +60°C, >40°C power derating		
CONTROL INTERFACE	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing		
	Storage Temperature Range	From -40°C to +60°C		
	Max. Altitude (above sea level) ^[3]	2000m		
	Communication Protocol	Modbus TCP		
PROTECTIONS	Power Plant Controller	Optional. Third party SCADA systems supported.		
	Keyed ON/OFF Switch	Standard		
	Ground Fault Protection	Insulation monitoring device		
	Humidity Control	Active heating		
CERTIFICATIONS & STANDARDS	General AC Protection & Disconn.	38 kV MV switchgear (20 or 25 kA)		
	General DC Protection & Disconn. ^[4]	High-speed fuses, Motorized DC disconnect switches		
	Overvoltage Protection	Type II for AC and Type I+II for DC		
	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.1071-16		
REFERENCES	Installation	NEC 2023		
	Utility Interconnect ^[5]	UL 1741 SA & SB / RULE 21 / IEEE 1547:2020		
		FP4200M	FP4201M	FP4204M
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[6]	4200		
AC	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[6]	3900		
	Operating Grid Voltage (kV)	34.5 kV ±10%	13.8 kV ±10%	12.47 kV ±10%
	DC Voltage Range ^[7]	934V - 1500V		
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η)	98.00% including MV transformer		
	CEC (η)	97.53% including MV transformer		
REFERENCES		FP4105M		
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[6]	4105		
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[6]	3810		
	Operating Grid Voltage (kV)	34.5kV ±10%		
DC	DC Voltage Range ^[7]	913V - 1500V		
	Efficiency (Max) (η)	97.93% including MV transformer		
	CEC (η)	97.50% including MV transformer		
REFERENCES		FP4010M		
	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[6]	4010		
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[6]	3720		
	Operating Grid Voltage (kV)	34.5kV ±10%		
DC	DC Voltage Range ^[7]	891V - 1500V		
	Efficiency (Max) (η)	97.91% including MV transformer		
	CEC (η)	97.49% including MV transformer		

NOTES

- [1] Consult P-Q charts available: $Q(kVar) = \sqrt{S(kVA)^2 - P(kW)^2}$.
 [2] Optional available for temperatures down to -35°C.
 [3] Consult Power Electronics for altitudes above 1000m.
 [4] Battery short circuit disconnection must be done on the battery side.
 [5] Consult Power Electronics for other applicable standards / grid codes.
 [6] Values at 1.00 Vac nom and CosPhi=1. Consult Power Electronics for derating curves and overload capability in grid forming mode.
 [7] Consult Power Electronics for derating curves. In the event of overvoltage in the grid, the minimum DC voltage will vary proportionally with the AC voltage.

V.14.0

SOCOME

SUNSYS HES L SKID

SUNSYS HES L[®] SKID

All-in-One Plug-and-Play Energy Storage Systems

from 50 kVA / 203 kWh to 300 kVA / 609 kWh



The solution for

- > EV charging infrastructure
- > Commercial and industrial buildings
- > Microgrids

Strong points

- > Quick and easy installation
- > Multiple configurations available
- > Easy to ship and redeploy
- > Commissioning ready
- > Combines the best technologies

Conformity to standards

- > Safety: UL 9540-2023; UL 9540A; UL 1973; NFPA 855; NFPA 68
- > EMC: FCC part 15 Level A
- > Environment: RoHS; REACH, IEC 61249
- > Communication protocol: Modbus TCP; SunSpec 2.0
- > Grid code: UL 1741 SB; UL 1741 PCS CRD; IEEE 1547-2018; IEEE 1547.1-2020; CA Rule 21
- > CEC listed

Please consult us for additional standards.

Function

The SUNSYS HES L SKID is a compact modular battery energy storage system, ideal for easy installation, transport and maintenance. This system is available in a wide range of configurations, with power from 50 to 300 kVA and energy storage capacity from 203 to 609 kWh. This system has been designed for on-grid and off-grid applications. Delivered fully assembled, the SUNSYS HES L SKID system is factory tested, wired and delivered ready for use.

Advantages

Quick and easy installation

All cabinets within the energy storage system are delivered pre-assembled, mounted and factory wired on a specially designed metal structure (SKID). This solution considerably reduces installation time, limiting the cost of associated structural works whilst still ensuring optimum quality. Once the system is delivered on site, the only tasks left are connecting the AC power and communication cables.

Multiple configurations available

The system offers several configurations thanks to a complete range of SKID modules, consisting of the SUNSYS HES L cabinets: C-Cab and B-Cab.

This flexibility enables the size of the system to be adjusted to precisely meet the specific needs of each project.

Thanks to these configurations, we are able to cover a wide range of energy storage projects and applications.

Easy to ship and redeploy

The entire system is integrated onto a metal SKID, making it easy to ship, transport and move. It can easily be moved to a different site to meet future needs. Our one-piece integrated SKID-based systems make transport especially easy. Our standard configurations (up to 5m / 16.5ft) are easy to handle and can be forklifted, minimising transport and handling costs.

Commissioning ready

Systems are pre-commissioned in our factory, significantly reducing the time needed for on-site commissioning by our technical team. Every system is also factory tested with initial battery cycling completed, ensuring successful on-site installation and operation. This reduces the time and cost of installation for our customers, enabling them to achieve faster return on investment.

Combines the best technologies

The SUNSYS HES L SKID brings together the very best of conversion, battery and distribution technologies. Jointly designed with CATL, the products are fully compatible. Batteries are available with 0.5C rating, covering a wide range of energy storage applications.

The complete system has been validated and certified in accordance with the most stringent European and American standards. Its fire protection system includes heat and smoke detectors, an aerosol fire extinguishing system, a dry pipe to connect a water inlet and a deflagration panel.

Expert Services

Our experienced and skilled team is at your service to make your projects a success!

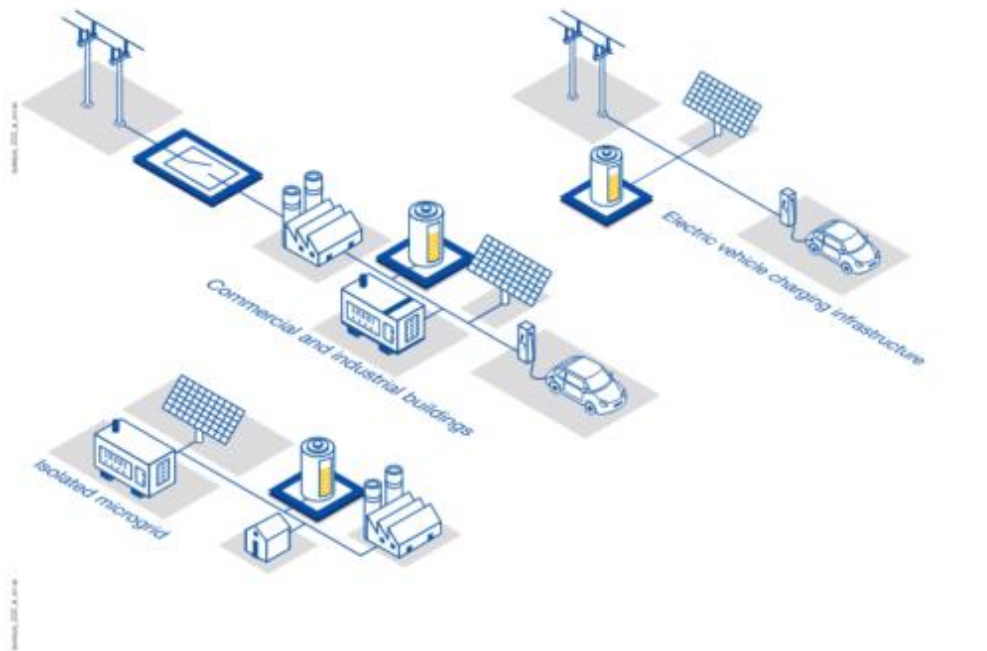
- > **Project development:** pre-sales support, project design.
- > **Deployment & integration:** training, field inspection, pre-commissioning, commissioning.
- > **Operation:** maintenance contracts, replacement of spare parts, remote monitoring.
- > Cloud data storage.
- > Extended product warranty and performance guarantee.

For more information, please contact us.

SUNSYS HES L SKID

All-in-One Plug-and-Play Energy Storage Systems
from 50 kVA / 203 kWh to 300 kVA / 609 kWh

Suitable for all the following applications



Modular design enables variety without complexity



C-Cab L - Converter cabinet

- > Bidirectional hot swappable power converter
- > 50 to 300 kVA / cabinet
- > Automation functions and EMS connection
- > AC/DC distribution and protection
- > Battery management system
- > IoT ready

B-Cab L - Battery cabinet

- > Lithium Iron Phosphate (LFP) Chemistry
- > 203 kWh / rack
- > Liquid cooling thermal management
- > Integrated fire safety detection and suppression system
- > Life cycle of 8000 cycles at 25°C; 0.5P

SUNSYS HES L SKID

All-in-One Plug-and-Play Energy Storage Systems
from 50 kVA / 203 kWh to 300 kVA / 609 kWh

Many system configurations are available to meet customer requirements

		1B-CAB	2B-CAB	3B-CAB
		203 kWh	406 kWh	609 kWh
1 C-CAB	50 kVA	3.4		
	100 kVA	2.8	3.4	5.2
	150 kVA		2.2	3.4
	200 kVA		2.0	2.5
	250 kVA			2.0
	300 kVA			2.0

Duration shown in AC useable energy at BOL.

Power derating to respect 0.5 CR.

SKID Configurations	Power	Energy	Weight	Width	Depth	Height	Transport
1C-CAB / 1 B-CAB	50 kW	203 kWh	3,546 kg (7,817 lbs)	2,532 mm (99.6 in)	1,600 mm (62.9 in)	2,560 mm (100.8 in)	Forklift or Lifting rings
	100 kW						
1C-CAB / 2 B-CAB	100 kW	406 kWh	5,716 kg (12,601 lbs)	3,925 mm (154.5 in)			
	150 kW						
1C-CAB / 3B-CAB	200 kW	609 kWh	7,066kg (17,341)	5,318 mm (209.3 in)			
	100 kW						
	150 kW						
	200 kW						
	250 kW						
	300 kW						



SUNSYS HES L SKID 1C-CAB 1B-CAB



SUNSYS HES L SKID 1C-CAB 2B-CAB



SUNSYS HES L SKID 1C-CAB 3B-CAB

SUNSYS HES L SKID

All-in-One Plug-and-Play Energy Storage Systems
from 50 kVA / 203 kWh to 300 kVA / 609 kWh

Technical characteristics

System information						
Power modularity	50 kVA power modules – up to 300 kVA					
Symmetrical overload	110% for 60 min – 125% for 20 min – 150% for 60 sec					
Chemistry	LFP – Lithium Iron Phosphate					
Energy Nameplate	203.7 kWh per rack					
AC/AC Max Round Trip Efficiency	90%					
Maximum P-rate	0.5					
Maximum DC current	82 A charging / 87 A discharging per 50 kVA power module					
Power rating	50 kVA	100 kVA	150 kVA	200 kVA	250 kVA	300 kVA
AC rated current	60 A	120 A	180 A	241 A	301 A	361 A
AC max. temporary current (overload)	90 A	180 A	271 A	361 A	451 A	541 A
AC connections	Up to 4x95mm ² /3-0AWG - 3x150mm ² /200MCM - 2x185mm ² /250MCM					
Rated voltage (Un)	480 vac (3ph+N) ±20%					
Rated frequency	60 Hz ±5%					
Fire protection	Fire Safety System including smoke detectors, heat detectors and aerosol and deflagration venting panel					
Environment						
Degree of protection	IP 55 / NEMA 3R (Outdoor)					
Operation temperature	-20 °C to +45 °C / -4 °F to +113 °F without derating - up to +50 °C / 122°F with derating					
Storage temperature	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140°F					
Acoustic level at 1 m	< 64.8 dB					
Maximum altitude	1000 m / 3280 ft. without derating (consult us for requirements above this)					

Also available



SUNSYS HES XXL®

High power energy storage system
from 0.5 MVA / 1.6 MWh to 6 MVA / 24 MWh