



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MEDIANTE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS TIPO STAND ALONE

Autor: Alfonso Barquín Díaz
Director: Fernando Fraile Romero

Madrid

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

**PROYECTO DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MEDIANTE BATERÍAS
ELECTROQUÍMICAS TIPO STAND ALONE**

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

curso académico 2024/25 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.: Alfonso Barquín Díaz

Fecha: 02/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Fernando Fraile Romero

Fecha: 02/07/2025





MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MEDIANTE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS TIPO STAND ALONE

Autor: Alfonso Barquín Díaz
Director: Fernando Fraile Romero

Madrid

Agradecimientos

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mis padres, quienes me brindaron la valiosa oportunidad de estudiar en una prestigiosa institución universitaria como ICAI. Su apoyo incondicional durante los momentos difíciles de mi trayectoria académica y personal ha sido fundamental para que nunca me rindiera y siguiera avanzando. Su confianza en mí, su constante ánimo y los muchos sacrificios que han hecho en el camino han forjado no solo mi formación, sino también la persona en la que me he convertido.

También quiero agradecer a mi abuelo Fernando, por enseñarme el mundo de la ingeniería y mostrarme el futuro que podría tener como ingeniero. Desde muy pequeño, despertó en mí una curiosidad y una pasión por entender cómo funcionan las cosas. Sus historias, su orientación y su entusiasmo por la profesión dejaron una huella imborrable en mí y me inspiraron a seguir este camino con convicción y orgullo. Su legado sigue motivándome cada día.

Quisiera agradecer especialmente a Fernando Fraile, director de este proyecto, por ofrecerme la oportunidad de trabajar en una empresa como FRV, donde he podido vivir una experiencia profesional enormemente enriquecedora. Haber formado parte del equipo me ha permitido aprender de cerca cómo se desarrollan proyectos reales, asumir responsabilidades y crecer tanto personal como profesionalmente. Todo lo aprendido en esta etapa marcará, sin duda, un punto de inflexión en mi trayectoria como futuro ingeniero.

Por último, quiero agradecer al resto de mi familia por estar siempre ahí para mí. Su apoyo emocional, sus palabras de aliento y su presencia constante, ya fuera cerca o lejos, han sido una fuente de fortaleza y equilibrio a lo largo de este camino. Saber que podía contar con ellos ha marcado la diferencia.

PROYECTO DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MEDIANTE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS TIPO STAND ALONE

Autor: Barquín Díaz, Alfonso.

Director: Fraile Romero, Fernando.

Entidad Colaboradora: Fotowatio Renewable Ventures (FRV)

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto desarrolla el diseño técnico y estratégico de un sistema de almacenamiento energético tipo stand-alone (50 MW / 200 MWh) con baterías LFP, conectado a red. En colaboración con FRV, se analizan su viabilidad regulatoria, operativa y económica, proponiendo una solución capaz de mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico español.

Palabras clave: Almacenamiento Energético, Red Eléctrica, Transición Energética, BESS, Sostenibilidad.

1. Introducción

El sistema eléctrico español está experimentando una transformación estructural sin precedentes, orientada hacia un modelo descarbonizado, descentralizado y digitalizado. Esta transición está impulsada por la necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, cumplir con los compromisos climáticos y avanzar hacia un sistema energético más sostenible, resiliente y eficiente. En este proceso, la integración masiva de energías renovables no gestionables, como la fotovoltaica y la eólica, se ha convertido en un pilar fundamental del mix energético nacional.

No obstante, estas tecnologías introducen importantes retos operativos y técnicos. Su variabilidad, limitada capacidad de predicción y ausencia de inercia rotacional complican el mantenimiento del equilibrio en tiempo real entre generación y demanda. Esta realidad se ha visto reflejada en eventos críticos recientes, como el apagón del 28 de abril de 2025, que dejó sin suministro a más de 50 millones de personas tras una pérdida súbita de 15 GW de generación renovable en cuestión de segundos. Además, el creciente número de vertidos renovables (curtailments) evidencia que, en determinadas situaciones, la red carece de mecanismos suficientes para absorber toda la energía limpia generada, lo que repercute negativamente en la eficiencia y rentabilidad del sistema.

Frente a este contexto, el almacenamiento energético mediante baterías electroquímicas tipo stand-alone se consolida como una solución clave para garantizar la flexibilidad operativa, la seguridad del suministro y la integración eficiente de renovables. A diferencia de los sistemas híbridos (vinculados directamente a una planta generadora), los BESS stand-alone operan como activos independientes, capaces de aportar una amplia gama de servicios esenciales al sistema: arbitraje energético, reserva rápida, regulación de frecuencia, black-start, y, en los modelos más avanzados, formación de red (grid-forming). Además, estas instalaciones pueden ubicarse estratégicamente en puntos críticos de la red para maximizar su utilidad sistémica y económica.

El estado de la técnica internacional y nacional muestra una creciente adopción de estas soluciones en mercados eléctricos avanzados, con países como Estados Unidos, Reino Unido o Australia ya habiendo desplegado con éxito sistemas BESS stand-alone de gran escala.

En España, sin embargo, su implementación sigue siendo incipiente, debido a barreras regulatorias, incertidumbre en los mecanismos de remuneración y falta de referencias operativas, lo que convierte este campo en un área prioritaria de investigación y desarrollo aplicado.

En este marco, el presente Trabajo Fin de Máster tiene como objetivo principal diseñar, justificar técnica y económicamente y evaluar la viabilidad de una instalación de almacenamiento tipo BESS stand-alone conectada a un nudo de 66 kV en la red eléctrica española. La instalación propuesta busca operar como recurso flexible, adaptado a los requerimientos operativos y regulatorios establecidos por Red Eléctrica de España (REE), la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030). El proyecto se estructura como una propuesta realista, alineada con el contexto técnico y normativo actual, y con potencial de ser replicado a gran escala en el marco de la estrategia nacional de almacenamiento.

2. Metodología

La metodología aplicada ha integrado un enfoque técnico, estratégico, regulatorio y económico, en estrecha colaboración con el equipo de desarrollo de proyectos de FRV en España. Las fases seguidas han sido las siguientes:

1. **Análisis del contexto eléctrico nacional**, revisando los retos derivados de la transición energética y los eventos críticos recientes.
2. **Estudio del marco regulatorio vigente**, incluyendo legislación, normativas de REE y procedimientos de acceso y conexión.
3. **Selección del emplazamiento óptimo**, evaluando la disponibilidad de capacidad de red, viabilidad ambiental, accesibilidad logística y urbanística.
4. **Análisis comparativo de tecnologías de almacenamiento**, incluyendo baterías diferentes modelos de baterías LFP, justificando la selección final.
5. **Diseño técnico preliminar del sistema**, integrando arquitectura eléctrica, subestación, línea de evacuación y elementos auxiliares.
6. **Evaluación económica y modelado de ingresos**, considerando arbitraje, servicios de ajuste, mercado de capacidad y TIR del proyecto.
7. **Análisis de impacto social y ambiental**, alineando el proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y los objetivos esperados por el PNIEC.

El estudio se ha fundamentado en fuentes oficiales (REE, CNMC, MITECO), herramientas propias e internas de FRV de modelización, documentación técnica de fabricantes y referencias operativas y económicas de proyectos reales de FRV como Clay Tye (Reino Unido, 99 MW / 198 MWh).

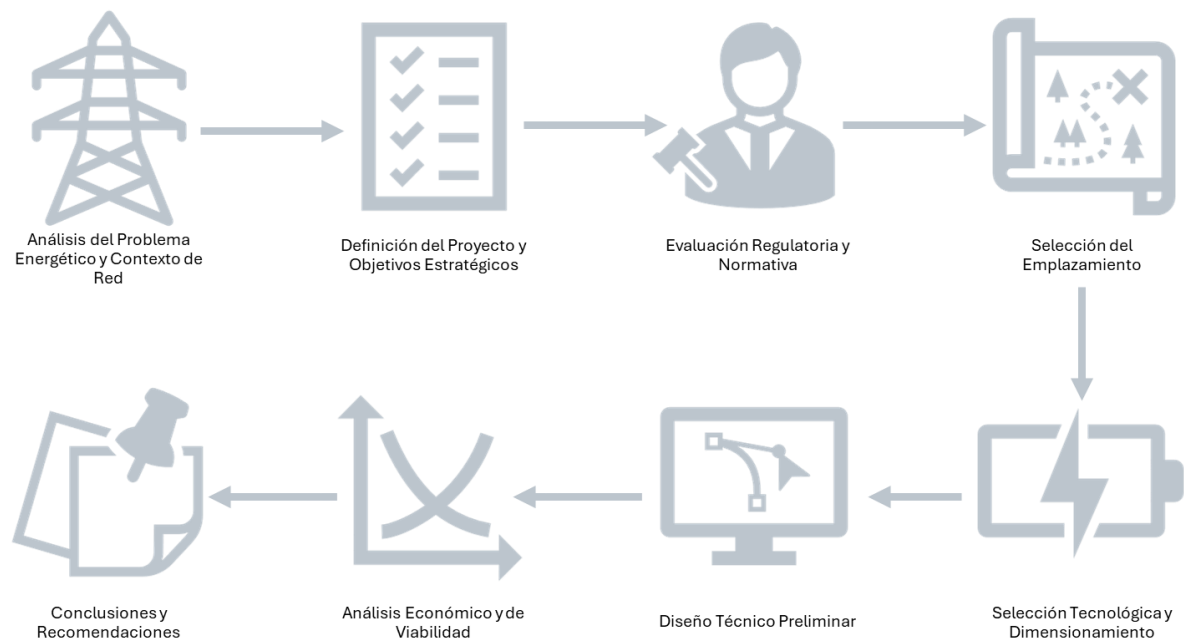


Ilustración 1 – Esquema del Trabajo Seguido

3. Resultados

El desarrollo del presente proyecto ha permitido alcanzar una serie de resultados tangibles y validados que demuestran la viabilidad técnica, económica, normativa y estratégica de una instalación de almacenamiento energético tipo BESS stand-alone conectada a la red eléctrica española. A continuación, se detallan los logros más relevantes:

Conformidad regulatoria total con REE, CNMC y normativa técnica vigente

El diseño propuesto ha sido alineado con las exigencias normativas actuales, incluyendo:

- **Real Decreto 1183/2020**, que regula el acceso y conexión a las redes eléctricas.
- **Ley 24/2013 del Sector Eléctrico** y su marco reglamentario de desarrollo.
- **Normativa técnica de REE** sobre la conexión de instalaciones de generación y almacenamiento (incluyendo requisitos de respuesta dinámica, código de red y telecontrol).
- **Guías y procedimientos de la CNMC** relativos al tratamiento económico de activos de almacenamiento y su participación en el mercado.

Además, el diseño contempla los requisitos documentales, permisos ambientales, licencias de obra e inscripción en los registros de instalaciones del operador del sistema, facilitando la tramitación futura del proyecto ante las autoridades competentes.

Diseño viable de un sistema BESS stand-alone de 50 MW / 200 MWh

Se ha definido un diseño técnico completo para una instalación stand-alone capaz de inyectar hasta 50 MW de potencia en la red durante un periodo de 4 horas continuas, alcanzando así una capacidad total de almacenamiento útil de 200 MWh. El sistema ha sido configurado para operar de forma autónoma, sin estar vinculado a una planta generadora específica, permitiendo su participación como activo independiente en los distintos servicios de red y mercados energéticos.

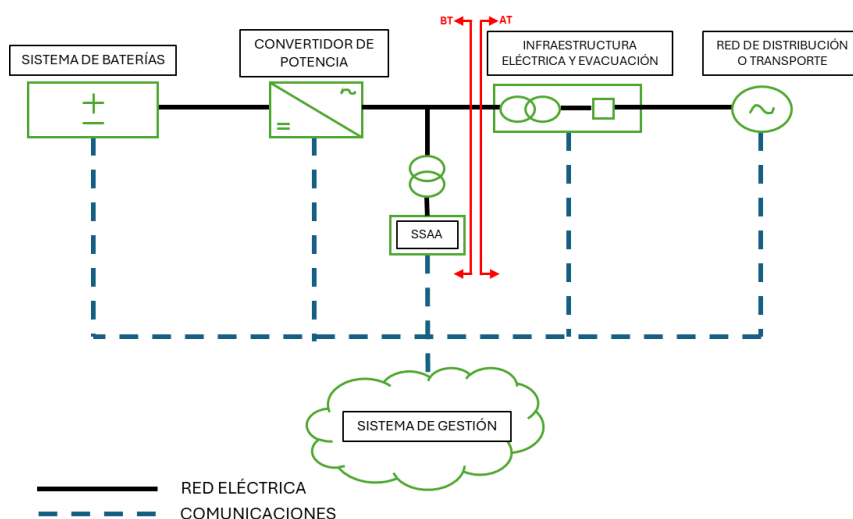


Ilustración 2 – Diagrama del Sistema Completo

Este diseño incluye la conexión directa a la red de transporte de 66 kV mediante una subestación propia ubicada en el nudo LOS RAMOS (Málaga), cumpliendo con las especificaciones de conexión, protección, sincronización y medida definidas por Red Eléctrica de España (REE).

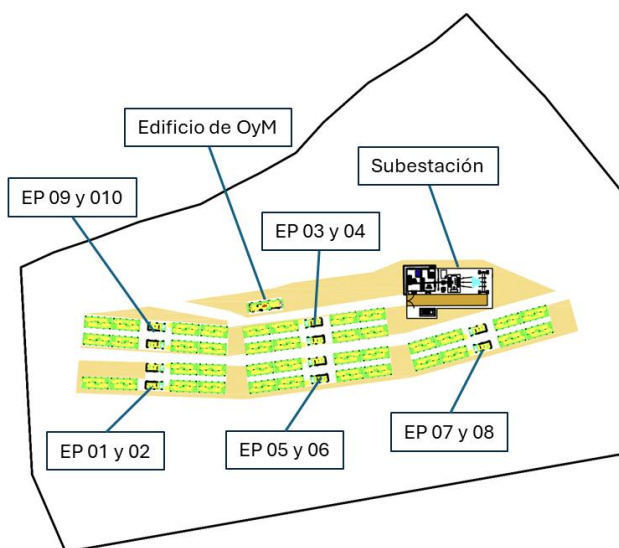


Ilustración 3 – Sistema Completo en Ubicación

Selección tecnológica óptima basada en baterías LFP y convertidores grid-forming

El corazón del sistema está formado por contenedores modulares de baterías de litio-ferrofosfato (LFP) del modelo Sungrow ST2752UX, con una capacidad energética útil de 2,752 MWh por unidad. Se han seleccionado estas baterías por varias razones:

- **Alta seguridad térmica y estabilidad química**, gracias a la composición LFP, que reduce drásticamente el riesgo de incendio frente a tecnologías como NMC (níquel-manganeso-cobalto).
- **Mayor número de ciclos de vida útil**, estimado en más de 6.000 ciclos, lo que garantiza una operatividad continua durante al menos 15 años.
- **Es la opción más viable desde el punto de vista beneficio-coste** entre las tecnologías analizadas, con un comportamiento predecible y funcionalidades avanzadas como la capacidad de black start.

Estas baterías se complementan con convertidores bidireccionales Sungrow SC5000UD-MV, equipados con funcionalidades avanzadas de formación de red (grid-forming). Esta característica resulta fundamental en escenarios de alta penetración renovable, donde el sistema necesita generar referencias de tensión y frecuencia propias en ausencia de generación síncrona. Esta capacidad permite al BESS proporcionar inercia sintética, mejorar la resiliencia del sistema eléctrico y actuar como nodo estabilizador ante perturbaciones.

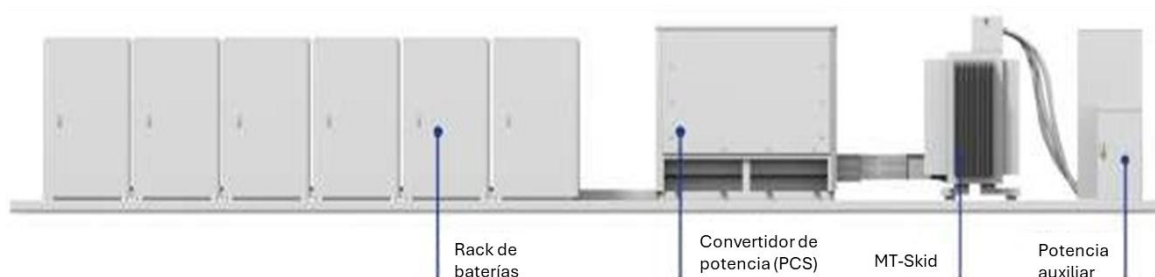


Ilustración 4 – Sistema de Almacenamiento Usado en la Instalación

Presupuesto total estimado de 44,7 millones de euros (sin IVA)

El análisis de costes realizado contempla de forma detallada todos los capítulos de inversión asociados al proyecto, incluyendo:

- **EPC (Engineering, Procurement and Construction)** y equipos principales (baterías, PCS, transformadores, celda de media y alta tensión).
- **Subestación eléctrica 66/30 kV** y conexión al nudo.
- **Obra civil e infraestructuras auxiliares** (viales, cimentaciones, vallado, control de accesos) y puesta en marcha, pruebas FAT/SAT, ingeniería de detalle y control de calidad.

El presupuesto estimado asciende a **44.696.935,50 €**, una cifra competitiva si se compara con benchmarks de proyectos similares.

Análisis económico con una TIR del 8,11%

Se ha realizado un modelo financiero detallado considerando:

- **Ingresos por arbitraje energético diario**, aprovechando la diferencia entre los precios valle (compra) y punta (venta) en los mercados mayoristas.
- **Remuneración por servicios de ajuste y balance**, como la reserva de reemplazo, regulación terciaria o control de rampa.
- **Participación futura en el mercado de capacidad**, aún en desarrollo por parte del regulador, pero que se espera otorgue ingresos adicionales estables en el medio plazo.

El modelo estima una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,11% antes de impuestos, bajo un escenario conservador, con un período de recuperación de la inversión inferior a 10 años y una vida útil proyectada de 20 años. Estos resultados posicionan al proyecto como económicamente viable y financieramente atractivo para inversores institucionales y fondos de infraestructura energética.

4. Conclusiones

El almacenamiento energético tipo stand-alone representa una herramienta imprescindible para garantizar la estabilidad, flexibilidad y eficiencia del sistema eléctrico en un contexto de creciente penetración renovable. El diseño desarrollado en este proyecto, plenamente alineado con la regulación vigente y con criterios de eficiencia técnica y económica, demuestra que estas soluciones son ya una realidad operativa y estratégica para España.

La colaboración con FRV ha enriquecido el proyecto con una visión de mercado y experiencia real, permitiendo validar cada paso con información práctica y alineamiento con los retos reales del sector. Este trabajo constituye una guía replicable para futuras instalaciones de almacenamiento, contribuyendo al avance del conocimiento técnico y a la implementación efectiva de la transición energética nacional.

A medio plazo, se espera que las mejoras normativas, el reconocimiento de nuevos servicios de red y la evolución de los precios energéticos consoliden el modelo BESS como pieza clave de la infraestructura energética.

5. Referencias

- [1] Gobierno de España, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2024). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030. Recuperado el 15 de enero de 2025, de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2021, 9 de febrero). Estrategia de almacenamiento energético (Documento oficial). Recuperado de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf
- [3] Jefatura del Estado. (2013). Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, (310), 105271–105325. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24>
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, (340), 125158–125192. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183>
- [5] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2024). Resolución de 11 de enero de 2024, por la que se aprueba la Circular 1/2024 de la CNMC sobre procedimientos de operación aplicables a sistemas de almacenamiento energético en el sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado, (18), 3815–3844. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2024-20760>
- [6] Red Eléctrica de España (REE). (s.f.). Normas particulares de conexión y operación para instalaciones conectadas al sistema eléctrico. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/normas-tecnicas-de-operacion-y-procedimientos>
- [7] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s. f.). PowerTitan ST2752UX – Liquid Cooling Energy Storage System. Recuperado de https://spa.sungrowpower.com/upload/file/20230210/ES_DS_ST2752UX_PowerTitan_Ficha_T%C3%A9cnica.pdf
- [8] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s. f.). SC5000UDMVUS mediumvoltage hybrid inverter / power conversion system, up to 5 000 kVA. Recuperado de <https://us.sungrowpower.com/productDetail/2264/mv-power-converter-hybrid-inverter-sc5000ud-mv-us>
- [9] Saleem, J. (2023, enero). Grid Forming vs. Grid Following. Energy Central. Recuperado de <https://www.energycentral.com/intelligent-utility/post/grid-forming-vs-grid-following-2FmMxzL758Vqhr3>
- [10] OMI, Polo Español S.A. (OMIE). (s.f.). Dayahead price. Recuperado el 12 de febrero de 2025 de <https://www.omie.es/es/marketresults/daily/dailymarket/dayaheadprice>
- [11] Redondo, C. (2025, 14 de febrero). El mercado de capacidad en España: actualización regulatoria y perspectivas para el almacenamiento. Vector Renewables. Recuperado de <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/el-mercado-de-capacidad-en-espana-actualizacion-regulatoria-y-perspectivas-para-el-almacenamiento>

- [12] Bradbury, K., Pratson, L., & PatiñoEcheverri, D. (2014). Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in realtime U.S. electricity markets. *Applied Energy*, 114, 512–519. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.010>
- [13] Lizarralde, C. (2025, 5 de mayo). Radiografía al minuto del Gran Apagón: las renovables producían el 71 % de la energía en el momento del derrumbe. 20 minutos. Recuperado de <https://www.20minutos.es/noticia/5704926/0/radiografia-de-un-apagon-historico-como-pudo-ser-que-toda-la-peninsula-iberica-se-quedara-sin-luz/>
- [14] Cadena SER Málaga. (2025, 2 de mayo). El apagón ha evidenciado que depender exclusivamente de la red eléctrica nos hace muy vulnerables energéticamente. Cadena SER. Recuperado de <https://cadenaser.com/andalucia/2025/05/02/el-apagon-ha-evidenciado-que-depender-exclusivamente-de-la-red-electrica-nos-hace-muy-vulnerables-energeticamente-ser-malaga/>
- [15] Malik, N. S. (2025, 9 de mayo). Apagón en España evidencia relevancia de las baterías en un mundo de energías renovables. Bloomberg Línea. Recuperado de <https://www.bloomberglinea.com/mundo/apagon-en-espana-evidencia-relevancia-de-las-baterias-en-un-mundo-de-energias-renovables/>
- [16] Guijarro Durán, A. (2025, 24 de abril). Plantas de almacenamiento standalone: un nuevo protagonista en la transición energética. Energía de Castilla-La Mancha. Recuperado de <https://energiacastillalamancha.net/2025/04/24/plantas-de-almacenamiento-stand-alone-un-nuevo-protagonista-en-la-transicion-energetica/>
- [17] Fotowatio Renewable Ventures (FRV) & Harmony Energy. (2024, marzo 21). Clay Tye battery energy storage system: Europe's joint largest operational BESS by MWh (99 MW / 198 MWh, Essex, Reino Unido). Recuperado de <https://frv.com/projects/clay-tye-battery-energy-storage-system/>
- [18] Fotowatio Renewable Ventures (FRV). (2020, noviembre). Contego battery energy storage project (34 MW / 68 MWh, West Sussex, Reino Unido). Recuperado de <https://frv.com/projects/contego/>
- [19] Fotowatio Renewable Ventures (FRV). (2020, junio). Holes Bay Battery project (7,5 MW / 15 MWh, Dorset, Reino Unido). Recuperado de <https://frv.com/projects/holes-bay/?fbclid=IwAR0wxuXvwXQjnNsvIBTR8eZUYsYZI2Eqqa00wbQDXN8JG1dYJmcvTcQ5jIs>
- [20] SolarPower Europe. (2024, 17 de junio). European Market Outlook for Battery Storage 2024–2028. Recuperado de <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/european-market-outlook-for-battery-storage-2024-2028>

ENERGY STORAGE PROJECT USING STAND-ALONE ELECTROCHEMICAL BATTERIES

Author: Barquín Díaz, Alfonso.

Supervisor: Fraile Romero, Fernando.

Collaborating Entity: Fotowatio Renewable Ventures (FRV)

ABSTRACT

This project develops the technical and strategic design of a stand-alone energy storage system (50 MW / 200 MWh) using LFP batteries, connected to the grid. In collaboration with FRV, its regulatory, operational and economic viability is analyzed, proposing a solution capable of enhancing the flexibility of the Spanish power system.

Keywords: Energy Storage, Power Grid, Energy Transition, BESS, Sustainability.

1. Introduction

The Spanish electricity system is undergoing an unprecedented structural transformation, moving toward a decarbonized, decentralized, and digitalized model. This transition is driven by the urgent need to reduce greenhouse gas emissions, meet climate commitments, and advance toward a more sustainable, resilient, and efficient energy system. In this process, the massive integration of non-dispatchable renewable energies, such as solar photovoltaic and wind, has become a key pillar of the national energy mix.

However, these technologies introduce significant operational and technical challenges. Their variability, limited predictability, and lack of rotational inertia complicate the real-time balancing of generation and demand. This reality has been reflected in recent critical events, such as the blackout of April 28, 2025, which left over 50 million people without power after a sudden loss of 15 GW of renewable generation within seconds. In addition, the increasing number of renewable energy curtailments highlights the grid's current inability to absorb all the clean energy produced, which negatively affects the system's efficiency and profitability.

In this context, energy storage through stand-alone electrochemical battery systems (BESS) is emerging as a key solution to ensure operational flexibility, supply security, and the efficient integration of renewables. Unlike hybrid systems (directly linked to a generation plant), stand-alone BESS operate as independent assets, capable of providing a wide range of essential services to the system: energy arbitrage, fast reserves, frequency regulation, black-start capability, and in more advanced models, grid-forming support. Moreover, these installations can be strategically located at critical points in the grid to maximize their systemic and economic value.

The current state of the art, both internationally and nationally, shows a growing adoption of these solutions in advanced electricity markets. Countries such as the United States, the United Kingdom, and Australia have already successfully deployed large-scale stand-alone BESS systems. In Spain, however, their implementation remains limited due to regulatory

barriers, uncertainty regarding remuneration mechanisms, and a lack of operational precedents, making this field a priority area for applied research and development.

Within this context, the objective of this Master's Final Project is to design, technically and economically justify, and assess the viability of a stand-alone BESS installation connected to a 66 kV node in the Spanish electricity grid. The proposed system is intended to operate as a flexible asset, aligned with the operational and regulatory requirements established by Red Eléctrica de España (REE), the National Commission on Markets and Competition (CNMC), and the targets of the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC 2023-2030). The project is structured as a realistic and replicable proposal, aligned with the current technical and regulatory context, and with strong potential for large-scale deployment under Spain's national energy storage strategy.

2. Methodology

The applied methodology integrated a technical, strategic, regulatory, and economic approach, developed in close collaboration with FRV's project development team in Spain. The work followed the steps detailed below:

1. **Analysis of the national electricity context**, reviewing the challenges arising from the energy transition and recent critical events affecting system stability.
2. **Study of the current regulatory framework**, including applicable legislation, REE technical standards, and procedures for grid access and connection.
3. **Selection of the optimal project site**, based on the evaluation of available grid capacity, environmental viability, logistical accessibility, and urban planning constraints.
4. **Comparative analysis of storage technologies**, reviewing different LFP battery models and justifying the final technological choice according to performance, safety, and cost criteria.
5. **Preliminary technical design of the system**, incorporating the full electrical architecture, substation, grid connection infrastructure, and auxiliary components.
6. **Economic evaluation and revenue modeling**, considering energy arbitrage, system balancing services, capacity market participation, and estimation of the project's internal rate of return (IRR).
7. **Social and environmental impact analysis**, aligning the project with the Sustainable Development Goals (SDGs) and the strategic objectives defined by the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC).

The study was based on official sources (REE, CNMC, MITECO), proprietary and internal FRV's modeling tools, technical documentation from equipment manufacturers, and operational and economic benchmarks from real FRV projects, such as Clay Tye (United Kingdom, 99 MW / 198 MWh).

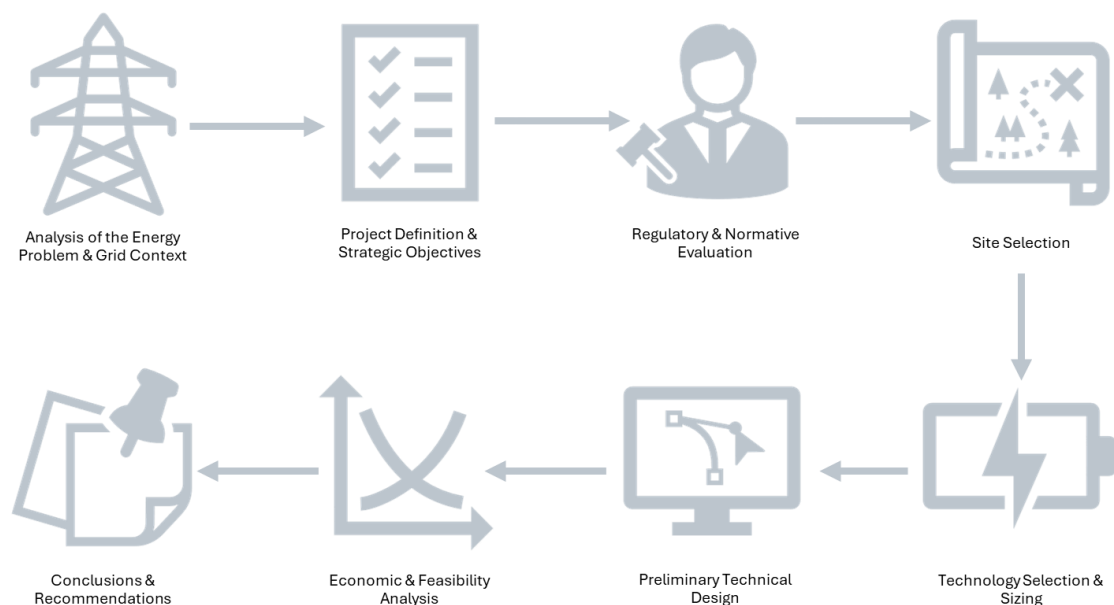


Figure 1 – Outline of the Work Followed

3. Results

The development of this project has led to a series of tangible and validated outcomes that demonstrate the technical, economic, regulatory, and strategic feasibility of a stand-alone Battery Energy Storage System (BESS) connected to the Spanish electricity grid. The most relevant results are detailed below:

Full regulatory compliance with REE, CNMC, and applicable technical standards

The proposed design has been aligned with the current regulatory requirements, including:

- **Royal Decree 1183/2020**, which governs access and connection to electricity networks.
- **Law 24/2013 on the Electricity Sector** and its associated regulatory framework.
- **REE's technical standards** for the connection of generation and storage facilities, including dynamic response requirements, grid codes, and remote-control protocols.
- **Guidelines and procedures from CNMC** regarding the economic treatment of storage assets and their participation in electricity markets.

In addition, the design considers the necessary documentation requirements, environmental permits, construction licenses, and registration with the system operator, streamlining the future administrative processing of the project before the relevant authorities.

Viable design of a stand-alone BESS system (50 MW / 200 MWh)

A complete technical design has been defined for a stand-alone installation capable of injecting up to 50 MW of power into the grid for a continuous period of 4 hours, reaching a total useful storage capacity of 200 MWh. The system has been configured to operate autonomously, without being linked to a specific generation plant, enabling it to participate as an independent asset in various grid services and electricity markets.

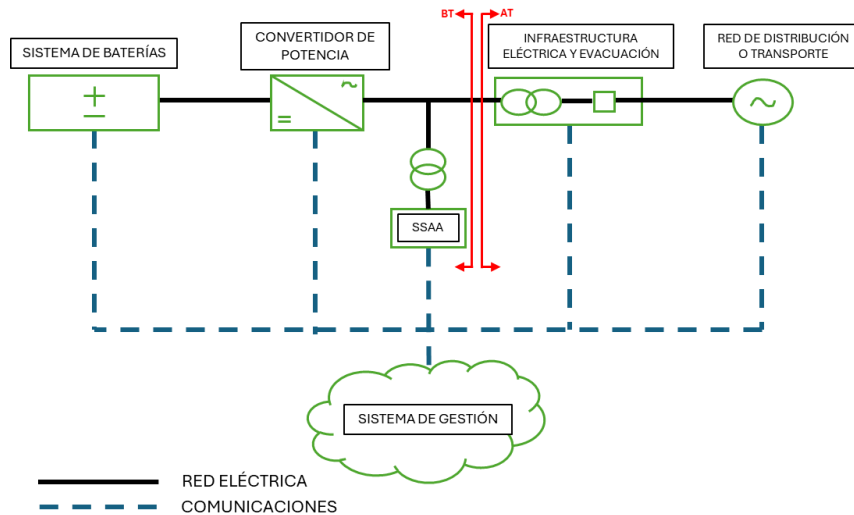


Figure 2 – Diagram of the Complete System

This design includes direct connection to the 66 kV transmission grid through a dedicated substation located at the LOS RAMOS node (Málaga), in full compliance with REE's specifications for connection, protection, synchronization, and measurement systems.

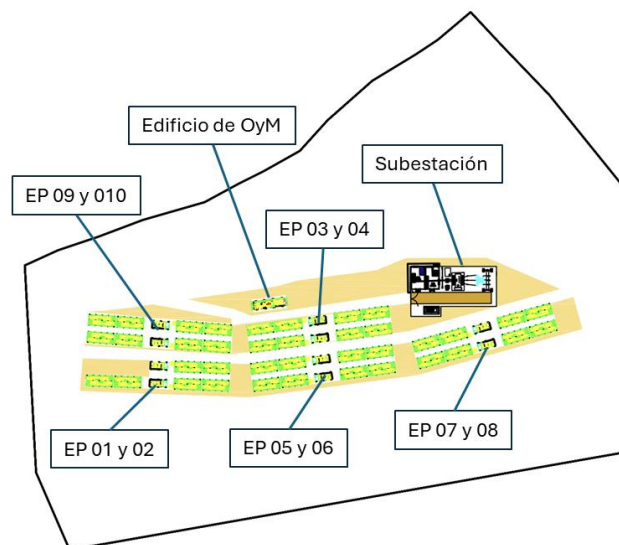


Figure 3 – Complete System at Site

Optimal Technology Selection Based on LFP Batteries and Grid-Forming Converters

The core of the system is composed of modular lithium iron phosphate (LFP) battery containers, specifically the Sungrow ST2752UX model, each offering a usable energy capacity of 2.752 MWh. These batteries have been selected for several key reasons:

- **High thermal safety and chemical stability**, thanks to the LFP composition, which significantly reduces fire risk compared to other technologies such as NMC (nickel-manganese-cobalt).
- **Extended cycle life**, estimated at over 6,000 cycles, ensuring continuous operation for at least 15 years.
- **It is the most viable option from a cost-benefit perspective** among the technologies analyzed, with predictable behavior and advanced features such as black start capability.

These batteries are complemented by Sungrow SC5000UD-MV bidirectional converters, equipped with advanced grid-forming functionalities. This capability is essential in high-renewable penetration scenarios, where the system must generate its own voltage and frequency references in the absence of synchronous generation. As a result, the BESS can provide synthetic inertia, enhance grid resilience, and act as a stabilizing node during disturbances.

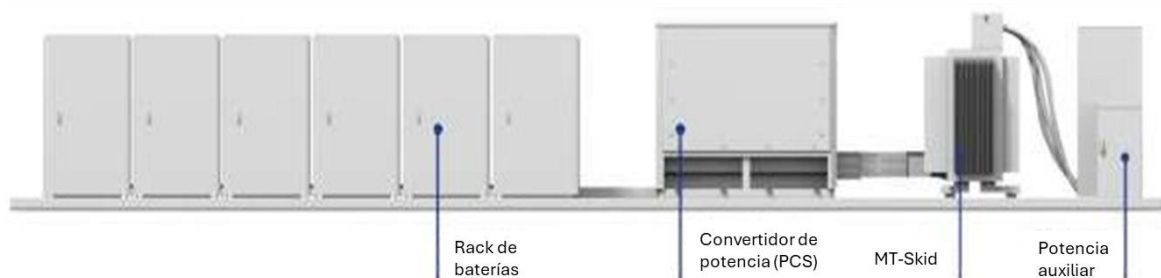


Figure 4 – Energy Storage System Used in the Facility

Estimated Total Budget of €44.7 Million (Excl. VAT)

The cost analysis includes a detailed breakdown of all investment categories associated with the project, comprising:

- **EPC (Engineering, Procurement and Construction)** and main equipment (batteries, PCS, transformers, medium and high voltage switchgear).
- **66/30 kV electrical substation** and grid connection infrastructure.
- **Civil works and auxiliary infrastructure**, including access roads, foundations, fencing, security systems, and commissioning, along with FAT/SAT testing, detailed engineering, and quality control.

The total estimated budget amounts to **€44,696,935.50**, a competitive figure when benchmarked against similar BESS projects implemented in other European markets.

Economic Analysis with 8.11% IRR

A detailed financial model has been developed, incorporating the following revenue streams:

- **Daily energy arbitrage**, taking advantage of price spreads between low-demand (off-peak) and high-demand (peak) periods in wholesale markets.
- **Remuneration for balancing and ancillary services**, including replacement reserves, tertiary regulation, and ramp control.
- **Future participation in the capacity market**, still under regulatory development in Spain, but expected to offer additional and stable revenue in the medium term.

The model projects a pre-tax Internal Rate of Return (IRR) of 8.11%, under a conservative scenario, with a payback period of under 10 years and a projected operational lifespan of 20 years. These results position the project as economically viable and financially attractive for institutional investors and energy infrastructure funds.

4. Conclusions

Stand-alone energy storage represents an essential tool to ensure the stability, flexibility, and efficiency of the power system in the context of growing renewable energy penetration. The design developed in this project, fully aligned with current regulations and guided by technical and economic efficiency criteria, demonstrates that these solutions are no longer theoretical, they are an operational and strategic reality for Spain.

The collaboration with FRV has significantly enriched the project by providing market insights and real-world experience, allowing each stage of the work to be validated with practical data and aligned with the actual challenges faced by the sector. This project serves as a replicable blueprint for future energy storage deployments and contributes meaningfully to both technical knowledge and the effective implementation of the national energy transition.

In the medium term, regulatory improvements, the recognition of new grid services, and the evolution of energy prices are expected to consolidate the BESS model as a key component of Spain's energy infrastructure.

5. References

- [1] Gobierno de España, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2024). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030. Recuperado el 15 de enero de 2025, de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2021, 9 de febrero). Estrategia de almacenamiento energético (Documento oficial). Recuperado de

- https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf
- [3] Jefatura del Estado. (2013). Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, (310), 105271–105325. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24>
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, (340), 125158–125192. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183>
- [5] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2024). Resolución de 11 de enero de 2024, por la que se aprueba la Circular 1/2024 de la CNMC sobre procedimientos de operación aplicables a sistemas de almacenamiento energético en el sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado, (18), 3815–3844. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2024-20760>
- [6] Red Eléctrica de España (REE). (s.f.). Normas particulares de conexión y operación para instalaciones conectadas al sistema eléctrico. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/normas-tecnicas-de-operacion-y-procedimientos>
- [7] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s. f.). PowerTitan ST2752UX – Liquid Cooling Energy Storage System. Recuperado de https://spa.sungrowpower.com/upload/file/20230210/ES_DS_ST2752UX_PowerTitan_Ficha_T%C3%A9cnica.pdf
- [8] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s. f.). SC5000UDMVUS mediumvoltage hybrid inverter / power conversion system, up to 5 000 kVA. Recuperado de <https://us.sungrowpower.com/productDetail/2264/mv-power-converter-hybrid-inverter-sc5000ud-mv-us>
- [9] Saleem, J. (2023, enero). Grid Forming vs. Grid Following. Energy Central. Recuperado de <https://www.energycentral.com/intelligent-utility/post/grid-forming-vs-grid-following-2FmMxzL758Vqhr3>
- [10] OMI, Polo Español S.A. (OMIE). (s.f.). Dayahead price. Recuperado el 12 de febrero de 2025 de <https://www.omie.es/es/marketresults/daily/dailymarket/dayaheadprice>
- [11] Redondo, C. (2025, 14 de febrero). El mercado de capacidad en España: actualización regulatoria y perspectivas para el almacenamiento. Vector Renewables. Recuperado de <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/el-mercado-de-capacidad-en-espana-actualizacion-regulatoria-y-perspectivas-para-el-almacenamiento>
- [12] Bradbury, K., Pratson, L., & PatiñoEcheverri, D. (2014). Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in realtime U.S. electricity markets.

- Applied Energy*, 114, 512–519. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.010>
- [13] Lizarralde, C. (2025, 5 de mayo). Radiografía al minuto del Gran Apagón: las renovables producían el 71 % de la energía en el momento del derrumbe. 20 minutos. Recuperado de <https://www.20minutos.es/noticia/5704926/0/radiografia-de-un-apagon-historico-como-pudo-ser-que-toda-la-peninsula-iberica-se-quedara-sin-luz/>
- [14] Cadena SER Málaga. (2025, 2 de mayo). El apagón ha evidenciado que depender exclusivamente de la red eléctrica nos hace muy vulnerables energéticamente. Cadena SER. Recuperado de <https://cadenaser.com/andalucia/2025/05/02/el-apagon-ha-evidenciado-que-depender-exclusivamente-de-la-red-electrica-nos-hace-muy-vulnerables-energeticamente-ser-malaga/>
- [15] Malik, N. S. (2025, 9 de mayo). Apagón en España evidencia relevancia de las baterías en un mundo de energías renovables. Bloomberg Línea. Recuperado de <https://www.bloomberglinea.com/mundo/apagon-en-espana-evidencia-relevancia-de-las-baterias-en-un-mundo-de-energias-renovables/>
- [16] Guijarro Durán, A. (2025, 24 de abril). Plantas de almacenamiento standalone: un nuevo protagonista en la transición energética. Energía de Castilla-La Mancha. Recuperado de <https://energiacastillalamancha.net/2025/04/24/plantas-de-almacenamiento-stand-alone-un-nuevo-protagonista-en-la-transicion-energetica/>
- [17] Fotowatio Renewable Ventures (FRV) & Harmony Energy. (2024, marzo 21). Clay Tye battery energy storage system: Europe's joint largest operational BESS by MWh (99 MW / 198 MWh, Essex, Reino Unido). Recuperado de <https://frv.com/projects/clay-tye-battery-energy-storage-system/>
- [18] Fotowatio Renewable Ventures (FRV). (2020, noviembre). Contego battery energy storage project (34 MW / 68 MWh, West Sussex, Reino Unido). Recuperado de <https://frv.com/projects/contego/>
- [19] Fotowatio Renewable Ventures (FRV). (2020, junio). Holes Bay Battery project (7,5 MW / 15 MWh, Dorset, Reino Unido). Recuperado de <https://frv.com/projects/holes-bay/?fbclid=IwAR0wxuXvwXQjnNsvIBTR8eZUYsYZI2Eqqa00wbQDXN8JG1dYJm cvTcQ5jIs>
- [20] SolarPower Europe. (2024, 17 de junio). European Market Outlook for Battery Storage 2024–2028. Recuperado de <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/european-market-outlook-for-battery-storage-2024-2028>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Planteamiento del Problema	6
1.2 Colaboración con FRV	8
Capítulo 2. Alcance y Objetivos del Proyecto	10
2.1 Alcance del proyecto	10
2.2 Motivación y Justificación del Proyecto	11
2.3 Objetivos del Proyecto	13
Capítulo 3. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	16
3.1 ODS 7 “Energía Asequible y No Contaminante”	16
3.2 ODS 9 “Industria, Innovación e Infraestructura”	17
3.3 ODS 11 “Ciudades y Comunidades Sostenibles”	18
3.4 ODS 12 “Producción y Consumo Responsables”	19
3.5 ODS 13 “Acción por el Clima”	20
Capítulo 4. Estado del Arte.....	22
4.1 Contexto y Antecedentes	22
4.2 Contexto Global de la Transición Energética y Descarbonización	26
4.3 Rol de las Baterías Stand-Alone en la Red Eléctrica.....	28
4.4 Desafíos de la Integración de Energías Renovables Intermitentes	31
4.5 Soluciones Tecnológicas Existentes	33
4.6 Ejemplos de Proyectos Relevantes	39
Capítulo 5. Análisis del Contexto Regulatorio y Técnico	45
5.1 Contexto Regulatorio	45
5.2 Revisión de la Normativa Vigente	47
5.3 Identificación de Requerimientos Técnicos y Operativos	58
5.4 Acceso Firme y Acceso Flexible.....	63
5.5 Proceso de Obtención de Permisos y Problemas.....	66
Capítulo 6. Ubicación y Emplazamiento	74
6.1 Criterios de Selección del Emplazamiento	75

6.2 Factores Técnicos y Logísticos	79
6.3 Análisis Medioambiental Preliminar	84
Capítulo 7. Selección de Capacidad y Tecnología.....	89
7.1 Selección de Capacidad.....	89
7.2 Selección de Tecnología.....	98
7.3 Selección del Modelo de Batería.....	111
Capítulo 8. Diseño del Sistema.....	123
8.1 Descripción General de la Instalación.....	123
8.2 Descripción de los Equipos Principales	128
8.3 Diseño Preliminar de la Subestación Elevadora.....	134
8.4 Diseño Preliminar del Sistema en Ubicación	142
Capítulo 9. Plan de Implementación y Cronograma.....	152
9.1 Fases del Proyecto	152
9.2 Recursos Necesarios.....	157
9.3 Cronograma y Plazos de Ejecución.....	166
Capítulo 10. Evaluación Económica y Viabilidad del Proyecto	167
10.1 Presupuesto Preliminar.....	167
10.2 Análisis de Ingresos por Gestión Energética.....	181
10.3 Sostenibilidad Económica y Resultado Final	190
Capítulo 11. Evaluación del Impacto Esperado	193
11.1 Estabilidad de la Red Eléctrica.....	193
11.2 Contribución a Metas Climáticas y Energéticas.....	196
11.3 Beneficios Sociales y Económicos.....	198
Capítulo 12. Conclusiones y Recomendaciones	203
12.1 Resumen de Hallazgos Clave	203
12.2 Conclusiones Finales.....	204
12.3 Recomendaciones para Futuras Implementaciones.....	205
12.4 Reflexión Final.....	206
Capítulo 13. Referencias	207
ANEXO I. CATÁLOGOS TÉCNICOS.....	237

Índice de figuras

Figura 1. Demanda de Energía en el Momento del Apagón [20minutos]	7
Figura 2. Estructura del Mix de Potencia Instalada en España (%) [REE]	7
Figura 3. Principales Cifras de FRV a Nivel Global [FRV.com].....	9
Figura 4. Objetivos de Desarrollo Sostenible Alineados.....	21
Figura 5. Información en Tiempo Real sobre la Demanda durante el Apagón [CNN España]	23
Figura 6. Potencia Instalada de Almacenamiento en los Distintos Países de la EU [Asociación Europea de Almacenamiento de Energía]	24
Figura 7. Características de Grid-Forming y Grid-Following [Energy Central]	27
Figura 8. Servicios de red que pueden ofrecer los sistemas de almacenamiento (SAE) [CIEMAT]	30
Figura 9. Esquema de Funcionamiento de una Batería de Ion-Litio [SunFields Europe]...	34
Figura 10. Instalación de CAES Efectuada en el Estado de Alabama, USA [Voltimum] ..	37
Figura 11. Proyecto BESS Hornsdale Power Reserve [Hornsdale]	40
Figura 12. Proyecto BESS Batería Flujo Dalian [Interesting Engineering]	40
Figura 13. Proyecto BESS Crimson Energy Storage [Energy Storage.news].....	41
Figura 14. Proyecto Sansenxo promovido por Soner Sorolla, S.L. [Dinamo Técnica]	42
Figura 15. Planta fotovoltaica Talayuela II, de Statkraft [Statkraft]	42
Figura 16. Proyecto BESS Holes Bay por FRV [FRV.com].....	43
Figura 17. Proyecto BESS Contego por FRV [FRV.com]	44
Figura 18. Proyecto BESS Clay Tye por FRV [FRV.com].....	44
Figura 19. Hoja de ruta de permisos.....	73
Figura 20. Parcela Seleccionada para el Emplazamiento [Sede Catastro]	76
Figura 21. Distancia desde la Parcela hasta el Nudo Los Ramos.....	77
Figura 22. Plan Urbanístico Detallado de la Parcela Seleccionada [PGOU]	77
Figura 23. Accesos y Caminos de la Parcela Seleccionada [Sede Catastro].....	78
Figura 24. Mapa de Líneas Eléctricas entre la Parcela y el Nudo Los Ramos.....	79
Figura 25. Índice de Sensibilidad Ambiental de la Parcela [Geo Portal MITECO].....	85

Figura 26. Suelos del Emplazamiento Seleccionado [PGOU]	87
Figura 27. Ejemplo de Arbitraje Energético de un BESS [Aurorasolar].....	91
Figura 28. Curva de Precios en España en un Día Representativo [Aquila Clean Energy] 95	
Figura 29. Evolución del LCOES para Baterías con Duración de 4 horas [Aquila Clean Energy]	97
Figura 30. Estimación de una Curva de Generación de un Ciclo Diario.....	118
Figura 31. Esquema de Configuración de BESS.....	125
Figura 32. Diagrama de Instalación de Almacenamiento [ER INGENIERIA, S.L.]	127
Figura 33. Sistema de Almacenamiento	129
Figura 34. Módulo de Batería SUNGROW ST2752UX	129
Figura 35. Contenedores de Batería SUNGROW ST2752UX.....	130
Figura 36. Convertidor de Potencia Elegido	132
Figura 37. Estación de Potencia SUNGROW	133
Figura 38. Diseño Preliminar de la Subestación.....	139
Figura 39. Línea de Evacuación del Proyecto Técnico	140
Figura 40. Diseño del Sistema en Emplazamiento	143
Figura 41. Layout del Sistema Completo sobre el Terreno	144
Figura 42. Disposición de los EP de 16 Unidades Activas	148
Figura 43. Disposición de los EP de 12 Unidades Activas	149
Figura 44. Conexiones entre Equipos en Terreno	150
Figura 45. Secuencia Funcional de las Conexiones entre Equipos	151
Figura 46. Spread Diario OMIE para 12/02/2025 [OMIE]	184
Figura 47. Reserva de Regulación Secundaria [REE].....	186

Índice de tablas

Tabla 1. Diferencias entre Grid-Forming y Grid-Following	28
Tabla 2. Capacidad de Acceso del Nudo los Ramos por REE [REE]	81
Tabla 3. Capacidad de Acceso del Nudo los Ramos por e-distribución [e-distribución]....	82
Tabla 4. Capacidad de Acceso Máxima por Nivel de Tensión	83
Tabla 5. Comparación de Tecnologías de Baterías Electroquímicas	103
Tabla 6. Resumen Comparativo de Variantes de Ion-Litio	108
Tabla 7. Comparación de Modelos de Batería LFP.....	113
Tabla 8. Funcionalidades Clave de los Modelos Comparados	115
Tabla 9. Precios Estimados por Modelo Comparado	116
Tabla 10. Características del Convertidor de Potencia.....	132
Tabla 11. Cronograma Preliminar del Proyecto Técnico	166
Tabla 12. Resumen del Presupuesto Preliminar del Proyecto Técnico	180
Tabla 13. Análisis Financiero Preliminar de Ingresos del Proyecto Técnico.....	192

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, el sistema eléctrico español se encuentra en un punto de inflexión, impulsado por una transición energética que busca sustituir progresivamente las fuentes de generación convencionales basadas en combustibles fósiles por fuentes renovables más limpias, como la energía solar fotovoltaica y la eólica. Este cambio, aunque necesario para alcanzar los objetivos climáticos globales, introduce nuevos desafíos estructurales en la operación de las redes eléctricas.

Uno de los principales problemas asociados a esta transformación es la naturaleza intermitente y no gestionable de las fuentes renovables. A diferencia de las tecnologías convencionales, las renovables dependen de factores climáticos, como el viento o la radiación solar, que no se pueden controlar ni prever con total precisión. Esto genera fluctuaciones en la generación, pudiendo coincidir con momentos de alta o baja demanda y dificultando el equilibrio continuo entre oferta y consumo, que es fundamental para la estabilidad del sistema eléctrico. [1]

Una manifestación crítica de este desequilibrio se vivió el 28 de abril de 2025, cuando un gran apagón generalizado paralizó la Península Ibérica, afectando a más de 50 millones de personas durante varias horas tras la desconexión súbita de unos 15 GW (alrededor del 60 % de la generación nacional) en apenas cinco segundos, como se puede observar en la Figura 1. Este evento puso en evidencia la insuficiente flexibilidad interna del sistema eléctrico peninsular, la dependencia temporal de centrales de gas y bombeos y la falta de capacidad de respuesta instantánea para restablecer el suministro. Este apagón histórico ha subrayado la necesidad urgente de reforzar la red con soluciones de almacenamiento energético, mayor resiliencia operativa e interconexiones reforzadas, especialmente en un entorno con penetración creciente de energías renovables. [2], [29]

Demanda y generación de energía eléctrica durante el apagón en España

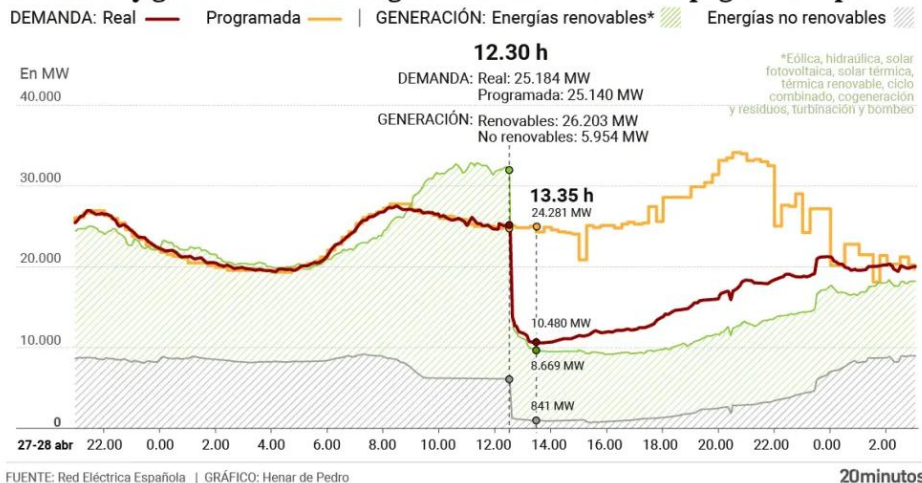


Figura 1. Demanda de Energía en el Momento del Apagón [20 minutos]

Otro ejemplo significativo es el caso de las curtailments (vertidos de energía renovable), cada vez más frecuentes, en los que se desaprovecha parte de la generación renovable debido a la incapacidad de la red para absorberla en momentos de baja demanda o saturación de capacidad de evacuación. Esto no solo representa una pérdida económica y energética, sino también una contradicción con los objetivos de sostenibilidad. Como se puede observar en la Figura 2, el 65,9% de la potencia instalada es de origen renovable, siendo la eólica y solar las líderes, representando prácticamente el 50% de la potencia total instalada del sistema peninsular, lo cual puede derivar en serios problemas de curtailment. [3]

Potencia instalada en España a 31 de enero de 2025

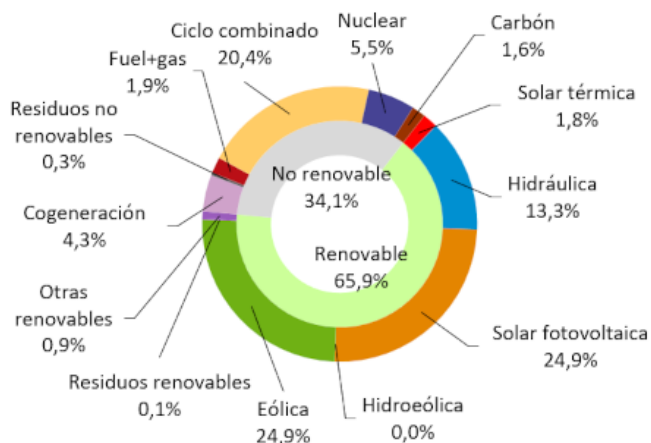


Figura 2. Estructura del Mix de Potencia Instalada en España (%) [REE]

Además, en muchas regiones, los picos de demanda siguen cubriéndose mediante tecnologías fósiles (como ciclos combinados de gas), lo que implica un retroceso en términos de emisiones y eficiencia. En este contexto, se hace evidente la necesidad de soluciones que permitan almacenar energía en los momentos adecuados y liberarla cuando realmente se necesita.

Por tanto, este proyecto se enfoca precisamente en abordar estas necesidades mediante la implementación de un sistema de almacenamiento energético stand-alone (BESS, Battery Energy Storage System). Este tipo de infraestructura permite desacoplar la generación y el consumo en el tiempo, actuando como un amortiguador dinámico frente a las variaciones de oferta y demanda, y ofreciendo servicios complementarios al sistema como el balance de red, la regulación de frecuencia y tensión, y la mejora de la calidad del suministro. [11]

1.2 COLABORACIÓN CON FRV

Este proyecto se desarrolla en colaboración con Fotowatio Renewable Ventures (FRV), una empresa líder internacional especializada en el desarrollo de soluciones energéticas sostenibles, con una sólida trayectoria en proyectos de generación renovable y, más recientemente, en sistemas de almacenamiento energético a gran escala. La participación de FRV no solo aporta una base sólida de experiencia técnica y operativa, sino también un enfoque estratégico orientado a la innovación y al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad y transición energética marcados tanto a nivel nacional como europeo. [4]

La colaboración con FRV se articula a través de un modelo de co-desarrollo en el que se mezclan intereses comunes: por un lado, FRV busca consolidar su liderazgo en el sector, como se ve en la Figura 3, mediante la inversión en proyectos de almacenamiento stand-alone que permitan aumentar la flexibilidad de la red y monetizar servicios al sistema eléctrico (como la regulación de frecuencia, la gestión de congestiones o la participación en mercados de capacidad), mientras que por otro lado, desde el punto de vista académico y

técnico, este proyecto representa una oportunidad para investigar, modelizar y evaluar técnicamente los beneficios, retos y condiciones óptimas de este tipo de instalaciones.

FRV en números

4

CONTINENTES

50+

PLANTAS

5+

GW DE EXPERIENCIA EN
DESARROLLO DE PROYECTOS

4+

MIL MILLONES DE DÓLARES
EN FINANCIACIÓN DE
PROYECTOS

Figura 3. Principales Cifras de FRV a Nivel Global [FRV.com]

En este contexto, mi papel como Project Development Trainee en el equipo de Iberia de FRV ha sido clave para llevar a cabo esta colaboración. He participado en tareas de coordinación de permisos, análisis de viabilidad y gestión de oportunidades greenfield, integrándome plenamente en el proceso real de desarrollo de un proyecto de almacenamiento energético desde su concepción hasta su estructuración técnica y regulatoria. Esta experiencia ha permitido que el presente Trabajo Fin de Máster se construya sobre una base sólida de conocimiento práctico, alineado con las necesidades y los criterios del sector empresarial.

La implicación de otras partes interesadas, como los operadores de red y organismos públicos como el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), refuerza aún más la aplicabilidad del proyecto. [5] La tramitación de ayudas públicas bajo el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), demuestra el alineamiento entre el objetivo académico, la visión empresarial y la política energética nacional. [6]

Así, este proyecto se posiciona como un ejemplo de colaboración efectiva entre universidad, empresa privada y administración pública. Es por ello por lo que se espera que los resultados obtenidos no solo contribuyan a la mejora de la planificación técnica de futuros proyectos de almacenamiento, sino que también refuercen el conocimiento compartido en torno a la integración de estas tecnologías en el sistema eléctrico.

Capítulo 2. ALCANCE Y OBJETIVOS DEL PROYECTO

2.1 ALCANCE DEL PROYECTO

El presente proyecto se centra en el estudio y análisis estratégico de una instalación de almacenamiento energético mediante baterías electroquímicas tipo stand-alone, no acoplada directamente a una planta de generación renovable, y conectada a la red eléctrica para proporcionar flexibilidad, estabilidad y servicios auxiliares al sistema energético. Se trata de una propuesta cada vez más relevante en el contexto de la transición energética, dado el aumento de generación renovable intermitente y la necesidad de dotar a la red de recursos que contribuyan a su equilibrio.

El alcance del proyecto engloba distintas dimensiones técnicas, estratégicas y normativas. En primer lugar, se abordará la identificación y definición de las características fundamentales de la instalación, incluyendo la potencia, la capacidad energética, el tipo de tecnología de baterías más adecuada, así como los principales elementos de diseño, configuración e implantación del sistema. Estas decisiones se fundamentarán en criterios técnicos, operativos, medioambientales y económicos, y se apoyarán en el análisis del estado del arte y la evolución reciente de los sistemas BESS a nivel nacional.

Asimismo, el proyecto considerará el proceso de localización óptima de la instalación, contemplando factores como la disponibilidad de red, el acceso a capacidad de evacuación, la proximidad a nudos críticos o zonas con alta penetración renovable, así como otros condicionantes logísticos y regulatorios. Se incluirá una reflexión sobre los requisitos técnicos para su integración en la red, incluyendo la interconexión con subestaciones, la configuración eléctrica y el cumplimiento de los códigos de red aplicables.

En el ámbito normativo y de mercado, se realizará un estudio del marco regulatorio español aplicable a los sistemas de almacenamiento tipo stand-alone, así como de las oportunidades actuales para su participación en los diferentes mercados eléctricos. Se valorará también el

impacto que estos sistemas pueden tener en la mejora de la eficiencia operativa del sistema eléctrico, la integración efectiva de energías renovables y la reducción de costes sistémicos.

Por otro lado, se llevará a cabo un análisis económico preliminar orientado a evaluar la viabilidad del proyecto, considerando estructuras de ingresos posibles, costes de inversión y operación, esquemas de financiación y retorno estimado. Este análisis no pretende ser un modelo financiero exhaustivo, sino una herramienta para estimar la rentabilidad y los riesgos principales asociados al despliegue de este tipo de activos energéticos.

Quedan fuera del alcance del proyecto la ejecución física del proyecto, la elaboración de un modelo financiero detallado, el análisis de ruido, el desarrollo de ingeniería de detalle, y la tramitación administrativa real, así como el análisis ambiental completo. Sin embargo, se ofrecerá una visión estratégica fundamentada que permita comprender el papel que pueden desempeñar estas instalaciones en el sistema energético del futuro.

2.2 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto surge como una respuesta a los desafíos que plantea la creciente integración de energías renovables intermitentes en el sistema eléctrico español. La necesidad de gestionar eficientemente la energía generada por fuentes como la solar y la eólica, cuya producción es no gestionable, variable e impredecible, motiva la búsqueda de soluciones tecnológicas capaces de almacenar el exceso de energía y garantizar su disponibilidad en los momentos de mayor necesidad. El almacenamiento energético mediante baterías electroquímicas tipo stand-alone se plantea como una herramienta clave para abordar esta problemática y avanzar hacia un sistema energético más estable, flexible y sostenible.

En un escenario de transición energética global y nacional, caracterizado por objetivos ambiciosos de descarbonización y por el aumento sostenido de la demanda eléctrica, los sistemas de almacenamiento se posicionan como un componente estratégico. Este tipo de instalaciones permiten no solo mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, sino también

fortalecer el cumplimiento de objetivos medioambientales, facilitar la penetración de energías limpias y aportar valor al conjunto del mercado energético.

Desde esta perspectiva, la justificación del proyecto se apoya en cuatro pilares fundamentales.

2.2.1 BENEFICIOS PARA LA ESTABILIDAD Y EFICIENCIA DE LA RED ELÉCTRICA

El carácter intermitente de las energías renovables introduce inestabilidad en la red eléctrica, dificultando el equilibrio constante entre generación y consumo. La tecnología de almacenamiento tipo stand-alone ofrece una solución eficaz al permitir la acumulación de energía durante los momentos de baja demanda o alta producción, y su liberación en horas punta o cuando la generación disminuye. De este modo, se garantiza un suministro continuo y estable, evitando sobrecargas, caídas de tensión o apagones. Además, estos sistemas pueden prestar servicios de ajuste, regulación de frecuencia y apoyo a la red, lo que contribuye a mejorar la eficiencia global del sistema eléctrico y reducir pérdidas.

2.2.2 ALINEACIÓN CON METAS DE SOSTENIBILIDAD Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El proyecto se enmarca dentro de los objetivos de sostenibilidad establecidos por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) [8], [9] y el Pacto Verde Europeo [7], que promueven un sistema energético más limpio, resiliente y descentralizado. El almacenamiento facilita la integración efectiva de energías renovables y reduce la dependencia de tecnologías basadas en combustibles fósiles, contribuyendo así a la descarbonización del mix energético. Esta transición no solo implica una reducción significativa de emisiones de gases de efecto invernadero, sino también un paso firme hacia la modernización del sistema eléctrico y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

2.2.3 IMPACTO ECONÓMICO Y EN LA COMPETITIVIDAD DEL MERCADO ENERGÉTICO

Desde el punto de vista económico, el almacenamiento energético representa una oportunidad para optimizar los costes operativos del sistema y aumentar la competitividad de las energías renovables en el mercado. Al permitir el arbitraje energético, comprando electricidad en momentos de bajo precio y vendiéndola cuando la demanda y el precio son altos, estas instalaciones generan nuevas fuentes de ingresos y reducen la necesidad de recurrir a centrales térmicas más caras y contaminantes. Además, contribuyen a disminuir la volatilidad del mercado, estabilizar los precios y fomentar un entorno más eficiente, flexible y competitivo para todos los actores del sistema eléctrico.

2.2.4 COMPROMISO DE FRV CON MERCADOS LOCALES

La participación de FRV en este proyecto responde a su estrategia de innovación y diversificación tecnológica en el sector energético. Con una trayectoria consolidada en el desarrollo de proyectos solares y una creciente apuesta por el almacenamiento, FRV demuestra su compromiso con el impulso de soluciones que generan valor tanto ambiental como económico. Su implicación refuerza además el vínculo con los mercados locales, promoviendo el desarrollo regional, la creación de empleo cualificado, la transferencia de conocimiento y la colaboración con el entorno académico y profesional.

2.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto tiene como finalidad proponer y analizar una solución tecnológica basada en almacenamiento energético mediante baterías electroquímicas tipo stand-alone, orientada a resolver algunos de los desafíos más críticos del sistema eléctrico actual, especialmente en lo que respecta a la integración de energías renovables, la estabilidad de la red y la sostenibilidad del modelo energético.

A continuación, se detallan los principales objetivos del proyecto.

2.3.1 ESTUDIAR UNA MEDIDA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD Y FLEXIBILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA

El proyecto busca mejorar la capacidad del sistema eléctrico para gestionar la variabilidad tanto de la oferta como de la demanda, especialmente ante escenarios con alta penetración renovable. El almacenamiento energético permitirá acumular el excedente de producción en momentos de baja demanda y liberarlo en situaciones de mayor necesidad, aumentando así la confiabilidad del suministro y la capacidad de la red para responder de forma ágil y estable a fluctuaciones repentinas.

2.3.2 EVALUAR UN MÉTODO PARA OPTIMIZAR LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Uno de los principales retos de la transición energética es la intermitencia de las fuentes renovables. Este proyecto tiene como objetivo facilitar su integración eficiente en el sistema eléctrico, evitando vertidos de energía y maximizando su aprovechamiento a través del almacenamiento. Con ello se incrementa la participación de fuentes limpias en el mix energético sin comprometer la estabilidad del sistema.

2.3.3 ESTUDIAR UNA OPCIÓN PARA REDUCIR LA DEPENDENCIA DE FUENTES FÓSILES

El uso de sistemas de almacenamiento permitirá reducir la necesidad de activar centrales térmicas basadas en combustibles fósiles en momentos de alta demanda, disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero y contribuyendo a la descarbonización del sistema. Este objetivo está directamente alineado con los compromisos climáticos nacionales e internacionales, promoviendo un sistema más limpio y resiliente.

2.3.4 EVALUAR EL CUMPLIMIENTO DEL MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO

Uno de los objetivos clave del proyecto es analizar el marco regulatorio vigente que afecta a las instalaciones de almacenamiento energético tipo stand-alone, considerando aspectos energéticos, ambientales y de mercado. Se evaluará cómo este marco actual condiciona el desarrollo de este tipo de proyectos y se identificarán las posibles barreras o limitaciones normativas que pueden surgir durante su tramitación, implementación y operación. Este análisis permitirá comprender los retos regulatorios actuales y proponer recomendaciones que faciliten su integración efectiva en el sistema eléctrico nacional.

2.3.5 EVALUAR EL IMPACTO ECONÓMICO, SOCIAL Y AMBIENTAL DEL PROYECTO

El proyecto contempla un análisis preliminar del impacto económico del almacenamiento tipo stand-alone, evaluando su viabilidad como activo rentable en los mercados eléctricos, su capacidad para estabilizar precios, y su contribución a la eficiencia operativa del sistema. Asimismo, se considerará su impacto social, en términos de empleo, desarrollo local e innovación tecnológica, y su impacto ambiental, vinculado a la reducción de emisiones y al menor uso de infraestructuras contaminantes.

En conjunto, este proyecto pretende demostrar que el almacenamiento energético mediante baterías electroquímicas tipo stand-alone representa una medida viable, eficiente y sostenible para afrontar los retos técnicos, económicos y regulatorios del sistema eléctrico, contribuyendo a un modelo energético más flexible, limpio y competitivo.

Capítulo 3. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

3.1 ODS 7 “ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE”



Este proyecto facilita una mayor integración de energías renovables como la solar y la eólica en el sistema eléctrico, promoviendo el acceso a energía más limpia y sostenible. Al mejorar la capacidad de almacenamiento, se optimiza el uso de fuentes no contaminantes, garantizando un suministro energético más estable y accesible, alineándose con varias de sus metas específicas, entre las que destacan: [10]

Meta 7.1 (Garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos): aunque el proyecto no se dirige directamente a usuarios domésticos, sí que se fija en mejorar la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico, especialmente en zonas donde la intermitencia de las renovables representa un reto. Una red más resistente asegura un suministro más constante, incluso cuando hay mucha demanda o poca producción de energía renovable, lo cual puede facilitar indirectamente el acceso universal a energía de calidad.

Meta 7.2 (Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el mix energético global): el sistema BESS actúa como facilitador para la integración de energías renovables. En el caso de este proyecto, al acumular energía de origen renovable y suministrarla en momentos de baja generación o alta demanda, se puede ayudar así a desplazar fuentes contaminantes del mix energético. Este apoyo estructural a la penetración renovable responde directamente a esta meta.

Meta 7.3 (Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética): la eficiencia energética se ve mejorada al permitir que la generación renovable no se desperdicie cuando

la demanda es baja, lo que reduce el “curtailment”. Además, la gestión de carga mediante almacenamiento optimiza el rendimiento del sistema eléctrico global, reduciendo pérdidas y mejorando la planificación del despacho energético.

Meta 7.a (Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles): el proyecto representa una inversión tecnológica puntera en almacenamiento energético, como parte de las estrategias recogidas en el PNIEC y las ayudas del PRTR (Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia), orientadas a fomentar la innovación en almacenamiento stand-alone. Esto posiciona al sistema como un habilitador clave en la modernización de la red eléctrica.

3.2 ODS 9 “INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA”



Este proyecto impulsa el uso de tecnologías de vanguardia, como las baterías electroquímicas, para abordar problemas de gestión energética, y así, contribuye a fortalecer infraestructuras sostenibles, favoreciendo la industrialización inclusiva y sostenible, alineándose con varias de sus metas específicas, entre las que destacan: [10]

Meta 9.1 (Desarrollar infraestructuras fiables, sostenibles, resilientes y de calidad): el proyecto contribuye al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica mediante la incorporación de un sistema de almacenamiento que mejora la estabilidad, resiliencia y flexibilidad del sistema energético. Al reducir los desequilibrios en la oferta y demanda energética provocados por la intermitencia de las fuentes renovables, se asegura un suministro más fiable. Además, la infraestructura creada cumple criterios de sostenibilidad ambiental y eficiencia, al estar diseñada para integrarse con otras fuentes de energía limpia.

Meta 9.4 (Modernizar la infraestructura y reconvertir industrias para que sean sostenibles): la introducción de tecnologías avanzadas como los sistemas BESS responde a la necesidad

de modernizar el sistema eléctrico nacional, sustituyendo o complementando métodos tradicionales de respaldo energético (como plantas térmicas) por soluciones de bajo impacto ambiental. Este tipo de infraestructura actúa como catalizador de la transición energética, favoreciendo una industrialización baja en carbono y más eficiente desde el punto de vista operativo y energético.

Meta 9.5 (Fomentar la investigación y la innovación): el desarrollo de un sistema standalone de almacenamiento implica la aplicación de tecnologías innovadoras en el diseño, la gestión de la energía y la integración en la red. Asimismo, el respaldo institucional recibido mediante los programas de ayuda del IDAE y el PRTR refleja su carácter innovador y estratégico para el país.

3.3 ODS 11 “CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES”



En cuanto al ODS 11, el almacenamiento energético mediante baterías contribuye a la creación de ciudades y comunidades más sostenibles, al asegurar un suministro eléctrico limpio y más continuo, reduciendo la dependencia de fuentes fósiles. Esto es esencial para el desarrollo de ciudades inteligentes y redes eléctricas eficientes, con el impacto directo reflejándose en las metas: [10]

Meta 11.3 (Aumentar la urbanización inclusiva y sostenible y la capacidad para la planificación y gestión participativas): el almacenamiento energético apoya la transformación de las ciudades hacia modelos urbanos sostenibles, al facilitar una planificación energética más eficiente. Esto permite reducir la necesidad de infraestructuras contaminantes (centrales térmicas, generadores diésel) dentro o cerca de los núcleos urbanos, lo cual es fundamental para crear entornos habitables más sanos y con menores emisiones.

Meta 11.6 (Reducir el impacto ambiental negativo per cápita de las ciudades, prestando especial atención a la calidad del aire y la gestión de residuos): este proyecto promueve un sistema energético que minimiza la huella de carbono urbana, al sustituir fuentes contaminantes por energía limpia almacenada previamente desde renovables. La operación del sistema BESS reduce las emisiones locales asociadas al consumo eléctrico durante picos de demanda, y por tanto, mejora indirectamente la calidad del aire en entornos urbanos y periurbanos. También disminuye el riesgo de emisiones procedentes de sistemas de respaldo basados en combustibles fósiles.

Meta 11.b (Aumentar el número de ciudades y asentamientos humanos que adoptan e implementan políticas integradas para la inclusión, eficiencia de los recursos, mitigación del cambio climático y resiliencia): el proyecto se inscribe en una estrategia más amplia de descarbonización y transición energética impulsada por políticas públicas nacionales. En este contexto, las infraestructuras de almacenamiento contribuyen a aumentar la resiliencia energética de las comunidades, permitiendo que las redes eléctricas urbanas respondan mejor ante situaciones de estrés, cortes de suministro o fenómenos extremos provocados por el cambio climático.

3.4 ODS 12 “PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES”



Con respecto al ODS 12, el proyecto favorece un uso más eficiente de los recursos energéticos, almacenando energía cuando es abundante y liberándola cuando es necesario, evitando el desperdicio de recursos y garantizando un consumo responsable. Esto permite alinearse con las metas: [10]

Meta 12.2 (Lograr la gestión sostenible y el uso eficiente de los recursos naturales): el almacenamiento energético permite aprovechar al máximo la energía renovable generada,

especialmente en momentos de baja demanda, evitando su vertido a red o su desaprovechamiento. Esta energía se almacena para ser utilizada cuando es más necesaria, lo que contribuye a una gestión más eficiente y sostenible de los recursos naturales, en particular del sol y el viento, recursos estratégicos en la transición energética.

Meta 12.4 (Lograr la gestión ecológicamente racional de los productos químicos y de todos los desechos a lo largo de su ciclo de vida): el proyecto considera el uso de baterías de litio, que requieren una gestión responsable de su ciclo de vida, incluyendo su fabricación, operación, mantenimiento y disposición final. En este sentido, iniciativas que incorporan tecnologías BESS modernas deben contemplar planes de reciclaje, reutilización o segunda vida útil de los sistemas, contribuyendo a una cadena de suministro energética más responsable y con menor impacto ambiental.

Meta 12.6 (Alentar a las empresas a adoptar prácticas sostenibles e integrar información de sostenibilidad en su ciclo de presentación de informes): el desarrollo del sistema por parte de FOTOWATIO RENEWABLE VENTURES SERVICIOS ESPAÑA, S.L.U., en coordinación con ayudas públicas y planes estatales, muestra un compromiso empresarial con la sostenibilidad, la innovación tecnológica y la eficiencia energética. La adopción de prácticas de consumo energético responsable y el uso eficiente de los recursos forman parte del modelo operativo del proyecto.

3.5 ODS 13 “ACCIÓN POR EL CLIMA”



Por último, en relación con el ODS 13, el proyecto contribuye a reducir los efectos del cambio climático al disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la optimización del uso de energías renovables y la reducción de la dependencia de plantas de energía fósil, apoyando las metas:

[10]

Meta 13.1 (Reforzar la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales): al proporcionar una fuente de respaldo limpia y flexible al sistema eléctrico, el almacenamiento energético mejora la capacidad de adaptación de la red frente a fenómenos climáticos extremos. Esta resiliencia es especialmente importante en un contexto donde los eventos meteorológicos severos (olas de calor, tormentas, interrupciones del suministro) son cada vez más frecuentes como consecuencia del cambio climático.

Meta 13.2 (Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales): este proyecto se enmarca dentro de políticas nacionales e internacionales de descarbonización, como el PNIEC y el PRTR. Al contribuir a la integración eficiente de renovables y a la reducción del uso de combustibles fósiles, facilita el cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por España en el marco del Pacto Verde Europeo.



Figura 4. Objetivos de Desarrollo Sostenible Alineados

Capítulo 4. ESTADO DEL ARTE

4.1 CONTEXTO Y ANTECEDENTES

España está experimentando una rápida expansión de la generación renovable, especialmente solar y eólica, lo que plantea retos emergentes como:

- **Excesos y déficits variables:** el sistema eléctrico español, altamente dependiente de fuentes renovables como la solar fotovoltaica, enfrenta una creciente volatilidad en la producción. Durante las horas centrales del día, especialmente en primavera y verano, se registran frecuentes picos de generación solar que superan ampliamente la demanda del sistema, generando excedentes difíciles de absorber. Sin embargo, en las horas punta de consumo, principalmente al anochecer, cuando la producción solar disminuye drásticamente, surgen déficits críticos que requieren respaldo inmediato de otras fuentes energéticas. Esto exige soluciones de respaldo o riesgo de infrautilización de renovables. [12], [13], [14]
- **Requisitos de red e interconexión insuficientes:** España sigue presentando un grave déficit en términos de interconexión eléctrica con el resto de Europa. Actualmente, la capacidad de interconexión apenas alcanza el 3% de su potencia instalada, muy por debajo del objetivo europeo del 15%. Esta baja integración con mercados exteriores limita la capacidad del sistema para exportar excedentes renovables, reducir vertidos o importar energía en momentos de escasez. [9]
- **Apagón de abril de 2025:** el apagón que afectó a varias regiones de España en abril de 2025 provocado por una serie de desconexiones en cadena tal como se puede observar en la Figura 5, puso de manifiesto las debilidades de un sistema con alta penetración renovable, pero con insuficiente respaldo operativo. Aunque el suministro fue restablecido en pocas horas, el evento subrayó la necesidad de reforzar la resiliencia del sistema, mejorar la gestión de la variabilidad y acelerar la

integración de almacenamiento, generación flexible y tecnologías de control avanzadas. [15], [16], [29]



Figura 5. Información en Tiempo Real sobre la Demanda durante el Apagón [CNN España]

- **Marco normativo en evolución:** a pesar de los avances regulatorios, el marco normativo español sigue siendo insuficiente para acompañar el ritmo de despliegue renovable y de nuevas tecnologías como el almacenamiento. Aunque el Real Decreto 1183/2020 para acceso y conexión de almacenamiento existe, la regulación específica aún es escasa, por lo que muchos aspectos se gestionan por analogía con otras tecnologías, lo que genera inseguridad jurídica para inversores. [17], [18]

4.1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En el contexto actual español, los proyectos de baterías stand-alone presentan avances significativos, aunque con obstáculos persistentes:

4.1.1.1 Despliegue de Capacidad

España, a pesar de ser líder en generación renovable (56,8 % del consumo en 2024 y 148.000 GWh generados), presenta un grave desfase en capacidad de almacenamiento, con solo 7,4 GW instalados (más 3,5 GW anunciados), apenas el 8,3 % del total en la UE. Esta brecha impide aprovechar excedentes renovables y mitigar eventos como el apagón del 28 de abril. Aunque el Gobierno ha fijado un objetivo de 22,5 GW para 2030 y ha lanzado ayudas con fondos europeos, el sector denuncia la falta de un mercado estable, la lentitud administrativa y el escaso impulso político como principales frenos al despliegue del almacenamiento. [19]

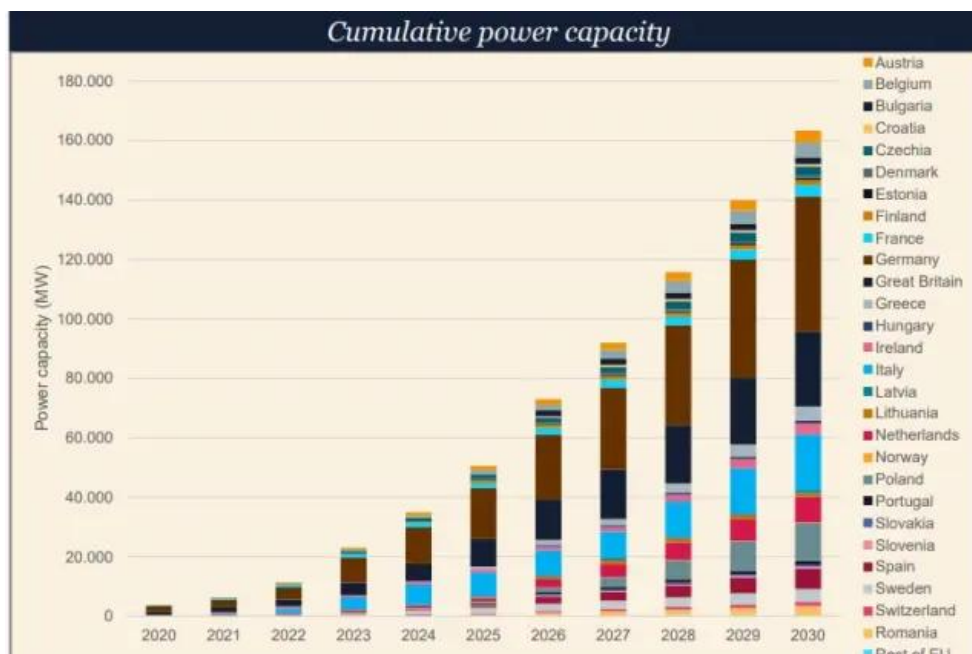


Figura 6. Potencia Instalada de Almacenamiento en los Distintos Países de la EU [Asociación Europea de Almacenamiento de Energía]

En respuesta, más de 200 proyectos de almacenamiento (3.976 MW en tramitación) están en curso en España, aunque la mayoría opera en modo híbrido (con renovables) y no en modalidad stand-alone pura. [13], [20]

4.1.1.2 Regulación de Acceso y Normativa

El RD 1183/2020 permite el acceso a red de instalaciones de almacenamiento, pero el proceso de obtención de permisos hasta operación de la planta suele ser prolongado (18-24 meses) y complicado, más aún en modalidad stand-alone sin proyectos renovables asociados. [21] Además, persisten lagunas normativas y barreras técnicas relacionadas con el rol del almacenamiento como agente del sistema. Todavía hay incertidumbre en torno a su tratamiento fiscal, el reconocimiento como infraestructura de utilidad pública, o su elegibilidad para participar en concursos de capacidad y servicios de ajuste. Esta falta de claridad genera inseguridad jurídica y dificulta la planificación a largo plazo. [12], [22]

4.1.1.3 Aspectos Sociales y Ambientales

El despliegue de grandes infraestructuras de almacenamiento, especialmente en zonas rurales o próximas a núcleos residenciales, ha comenzado a despertar preocupaciones sociales y medioambientales. Un caso representativo es el conflicto generado por el proyecto conocido como “Stop Baterías Samitier” en las inmediaciones de Aínsa, en Aragón. La oposición local se ha centrado en la falta de transparencia sobre los posibles impactos ambientales, la gestión de riesgos (incendios, fugas, etc.) y la escasa comunicación por parte de los promotores del proyecto. [23] Este y otros casos similares ponen de relieve la necesidad de reforzar la transparencia en los procedimientos de evaluación ambiental y planificación territorial, así como asegurar el consentimiento y participación de las comunidades locales.

4.1.2 SÍNTESIS DEL ESTADO ACTUAL

- **Alta demanda:** el volumen de proyectos en tramitación indica interés creciente y necesidad de almacenamiento, pero la mayoría se canaliza hacia modelos híbridos con renovables.
- **Limitada capacidad operativa:** la potencia actualmente instalada es baja, lo que evidencia que el sector apenas comienza su fase de implantación.

- **Margen regulatorio:** existen avances en acceso y conexión, pero faltan regulaciones específicas que incentiven proyectos stand-alone.
- **Necesidad de apoyo comunitario:** la aceptación social es clave y exige incorporación de medidas ambientales, ecológicas y de seguridad en el diseño de proyectos.

4.2 CONTEXTO GLOBAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y DESCARBONIZACIÓN

4.2.1 DESCARBONIZACIÓN

España se enfrenta al reto de descarbonizar su sistema energético, en línea con los objetivos del PNIEC y de la UE, que exigen alcanzar un 48% de energías renovables en 2030. [8] Para ello, no basta con aumentar la capacidad renovable instalada: es imprescindible garantizar su integración eficiente. En este contexto, los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) permiten almacenar excedentes de la red durante las horas de baja demanda y liberarlos en momentos de mayor consumo o ausencia de producción, reduciendo así la necesidad de respaldo con gas o carbón. [24], [25]

Esta capacidad de desplazar la energía limpia en el tiempo optimiza su aprovechamiento, reduce el vertido de electricidad renovable no consumida y contribuye directamente a la reducción de emisiones. De este modo, el almacenamiento se consolida como una tecnología clave para aumentar la penetración renovable real, reducir la dependencia fósil y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. [24], [25]

4.2.2 INERCIA SINTÉTICA

La creciente penetración renovable en España ha reducido la inercia del sistema eléctrico, anteriormente proporcionada por centrales térmicas mediante su capacidad rotacional. Esta pérdida de energía cinética dificulta la respuesta ante oscilaciones de frecuencia y aumenta el riesgo de apagones, como el ocurrido en abril de 2025, cuando la red mostró una fragilidad acentuada por la desconexión de renovables y la falta de soporte inercial. [26], [29]

Para afrontar la pérdida de inercia causada por la alta penetración renovable, se plantea el uso de inversores grid-forming integrados en sistemas BESS, siendo este uno de los elementos diferenciadores de este proyecto. A diferencia de los inversores grid-following, siendo estos los inversores tradicionales y más ampliamente utilizados en instalaciones actuales, que necesitan una red estable para operar, los grid-forming pueden generar su propia referencia de frecuencia y tensión, simulando el comportamiento de generadores síncronos convencionales. [27], [28]

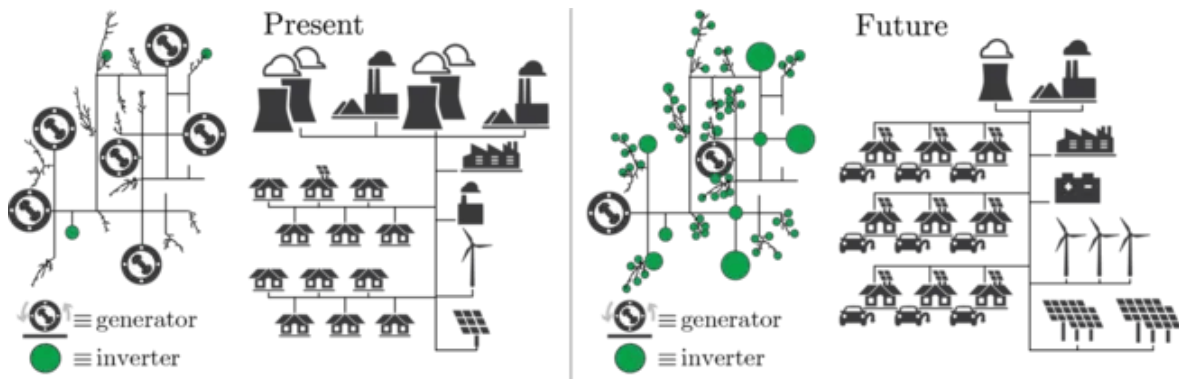


Figura 7. Características de Grid-Forming y Grid-Following [Energy Central]

Esto les permite proporcionar inercia sintética, estabilizando la red ante variaciones de frecuencia con una respuesta casi instantánea, especialmente cuando se combinan con baterías de ion-litio. Aunque esta tecnología resulta clave para sistemas eléctricos cada vez más renovables, aún no cuenta con un marco normativo claro ni con una integración plena en los mercados eléctricos, lo que limita su despliegue a gran escala a pesar de su elevado potencial técnico. [27], [28]

Característica	Grid-Forming	Grid-Following
Fuente de referencia	Crea su propia frecuencia/tensión	Sigue la frecuencia/tensión de la red
Capacidad de operar en isla	Sí	No
Aporte de inercia	Sí (inercia sintética)	No
Aplicación común	BESS avanzados, inversores híbridos	FV y eólica tradicionales
Soporte en fallos	Alta capacidad	Baja o nula

Tabla 1. Diferencias entre Grid-Forming y Grid-Following

4.3 ROL DE LAS BATERÍAS STAND-ALONE EN LA RED ELÉCTRICA

En un sistema eléctrico cada vez más dependiente de fuentes renovables variables, las baterías electroquímicas en configuración stand-alone representan un recurso clave para asegurar la estabilidad, flexibilidad y resiliencia de la red. A diferencia de las instalaciones híbridas, las baterías stand-alone se conectan directamente a la red de transporte o distribución, lo que les permite operar con mayor autonomía y prestar servicios directamente al sistema eléctrico o a los mercados.

4.3.1 PRESTACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES

Las baterías stand-alone están capacitadas para ofrecer una gama de servicios auxiliares esenciales que tradicionalmente han sido prestados por centrales térmicas o hidráulicas convencionales. Su capacidad de respuesta ultra rápida (milisegundos), su capacidad bidireccional y su modularidad las convierten en herramientas muy eficaces para garantizar la estabilidad operativa del sistema. Entre sus principales funciones se encuentran:

- **Regulación de frecuencia y tensión:** las baterías pueden inyectar o absorber potencia activa y reactiva en función de las necesidades del sistema, ayudando a

corregir desviaciones de frecuencia (por desajuste entre generación y demanda) y fluctuaciones de tensión en la red. Esta capacidad es especialmente crítica ante eventos repentinos o durante el arranque de carga pesada. [25], [30], [32]

- **Control de rampas de generación:** en sistemas con fuerte penetración de solar fotovoltaica o eólica, donde la producción puede cambiar abruptamente, las baterías permiten suavizar esas rampas, absorbiendo los picos de generación y liberando energía cuando esta disminuye. Esto facilita una transición más estable entre distintos niveles de carga. [25], [30], [32]
- **El servicio de black-start (arranque en negro):** capacidad de un sistema de baterías (BESS) para iniciar el suministro eléctrico de forma autónoma tras un apagón total, sin depender de una red eléctrica externa. Aunque aún no está plenamente habilitado en España a nivel regulatorio, puede ser potencialmente prestado por sistemas de almacenamiento con capacidad stand-alone que integren convertidores grid-forming. Estos equipos no solo inyectan potencia activa y reactiva, sino que son capaces de generar una señal de tensión y frecuencia de referencia, esencial para reestablecer secciones de la red eléctrica tras un apagón total, actuando como un nodo de referencia frente a otros equipos (grid-following). Tradicionalmente, este servicio lo han prestado centrales hidráulicas debido a su capacidad de generar dicha señal de referencia de forma estable. Sin embargo, las tecnologías grid-forming permiten que los BESS asuman ese rol técnico, siempre que cuenten con la correspondiente certificación del fabricante y validación por parte del operador del sistema (REE), así como protocolos de coordinación adecuados para garantizar una reintegración segura y sincronizada de las cargas críticas. [25], [30], [33]
- **Arbitraje energético:** en mercados eléctricos dinámicos, las baterías pueden comprar energía en horas valle (cuando es más barata) y venderla en horas pico, optimizando los costes operativos y mejorando la eficiencia económica del sistema. Además de aportar rentabilidad al inversor, esta función ayuda a aplanar la curva de demanda, reduciendo el estrés sobre el sistema. [25], [30], [32]

Gracias a estos servicios, las baterías stand-alone pueden ofrecer una fiabilidad y flexibilidad comparables a las centrales convencionales, desempeñando un papel cada vez más estratégico en el mix de recursos del operador del sistema.

Servicios de red que pueden ofrecer los sistemas de almacenamiento (SAE)

Fuente: Análisis de CIEMAT.



Figura 8. Servicios de red que pueden ofrecer los sistemas de almacenamiento (SAE) [CIEMAT]

4.3.2 INTEGRACIÓN DE RENOVABLES Y RESILIENCIA DEL SISTEMA

Las baterías consolidan la red frente a los retos de la transición energética:

- **Maximización del uso renovable:** una de las funciones clave de las baterías es su capacidad para almacenar energía limpia excedente, particularmente durante las horas de alta producción solar o eólica, y liberarla cuando la producción renovable es baja. Esto reduce la necesidad de activar centrales fósiles y permite que una mayor proporción del consumo se cubra con energía renovable. [31], [34], [35], [36]

- **Reducción de vertidos:** en situaciones donde la generación renovable supera la capacidad de evacuación de la red, las baterías actúan como almacenes temporales, evitando que se pierda energía limpia. Así, se optimiza el uso de los recursos renovables ya instalados y se mejora el rendimiento del sistema sin necesidad de sobredimensionar la red. [36]

Este modelo distribuye la capacidad de respuesta a lo largo del territorio, lo cual reduce la dependencia de grandes infraestructuras centralizadas y mejora la robustez del suministro eléctrico.

4.4 DESAFÍOS DE LA INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES INTERMITENTES

4.4.1 INTERMITENCIA Y FIABILIDAD DEL SUMINISTRO

La integración masiva de fuentes renovables no gestionables, como la solar fotovoltaica y la eólica, introduce una alta variabilidad e incertidumbre en la oferta eléctrica, lo que complica la operación del sistema en tiempo real. Estas tecnologías dependen de condiciones climáticas cambiantes y no pueden ajustarse fácilmente a la demanda instantánea, lo que representa un desafío creciente a medida que su peso en el mix energético aumenta. [37]

Una muestra clara de esta vulnerabilidad quedó expuesta durante el apagón del 28 de abril de 2025, cuando cerca del 60 % de la electricidad peninsular procedía de renovables. Una desconexión casi simultánea de varias plantas solares en el sur y suroeste de la península provocó una caída abrupta del sistema en apenas cinco segundos. [38]

Aunque el suministro eléctrico se restableció en un corto periodo de tiempo, los sistemas de monitorización detectaron anomalías persistentes hasta 30 minutos antes del evento, como oscilaciones de frecuencia y tensión fuera de rango. Esto sugiere que, en un contexto de alta penetración renovable, la red sigue siendo estructuralmente frágil si no cuenta con un

respaldo operativo eficaz que permita absorber, estabilizar o sustituir la energía renovable de forma inmediata. [38]

Además, este tipo de situaciones tienden a agravarse en escenarios de baja demanda y alta producción renovable, donde la oferta supera ampliamente el consumo, y es en estos casos donde el exceso de generación puede dar lugar a sobretensiones peligrosas en la red. Sumado a esto, la falta de sistemas de absorción, como almacenamiento en baterías o sistemas de control avanzados, impidió evitar la inestabilidad que desencadenó el colapso parcial del sistema eléctrico.

4.4.2 CAPACIDAD Y MODERNIZACIÓN DE LA RED

Las redes eléctricas españolas, particularmente las de alta y media tensión, enfrentan limitaciones estructurales que comprometen la eficiencia y fiabilidad del sistema eléctrico en un contexto de transición energética acelerada. El notable incremento en la capacidad instalada de generación renovable, especialmente solar fotovoltaica y eólica, ha tensionado tramos significativos de la red, sobre todo en regiones como Andalucía, Castilla-La Mancha, Aragón o Extremadura, donde la producción renovable supera con creces la demanda local. [39]

En estas zonas, la infraestructura de evacuación resulta insuficiente para canalizar los volúmenes generados, lo que genera frecuentes episodios de congestión y cuellos de botella. Esta saturación provoca pérdidas energéticas relevantes, obliga a los operadores a aplicar restricciones de generación, como el vertido forzoso de energía renovable no consumida, y limita la integración efectiva de nuevos proyectos en áreas de alto recurso solar o eólico, frenando así el crecimiento del parque renovable nacional. Además, el redimensionamiento de las redes de transporte y distribución avanza a un ritmo más lento que el despliegue renovable, generando un desajuste entre generación y capacidad de conexión. [39]

A esta problemática interna se suma una debilidad estratégica de largo recorrido: la baja capacidad de interconexión internacional. En 2025, la capacidad de intercambio eléctrico

con otros países europeos se mantiene por debajo del 3 % de la potencia instalada, muy lejos del objetivo del 15 % fijado por la Comisión Europea para garantizar un mercado energético más integrado, flexible y resiliente. Esta desconexión, particularmente con Francia a través de los Pirineos, limita severamente la posibilidad de gestionar los excedentes renovables mediante exportación o de estabilizar la red en momentos de déficit a través de importaciones. [40]

4.4.3 DESEQUILIBRIO ENTRE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

A pesar de los progresos en inversión a renovables, la infraestructura de almacenamiento no ha acompañado este crecimiento:

- El número de gigavatios de renovables instalados supera ampliamente a la capacidad de almacenamiento desplegada actualmente. Este desfase se traduce en una capacidad limitada para absorber excedentes de generación o emitir energía cuando las condiciones cambian. [37]
- La adopción de almacenamiento, tanto en baterías como en otros formatos (hidrógeno, baterías de flujo), permanece subóptima frente al ritmo de despliegue renovable, ralentizando la transición hacia un sistema flexible y resiliente. [37]

4.5 SOLUCIONES TECNOLÓGICAS EXISTENTES

4.5.1 BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS

Las baterías electroquímicas permiten almacenar y liberar energía de forma eficiente y rápida, siendo clave en sistemas BESS. Esta es la tecnología que será estudiada en profundidad a lo largo de este proyecto en los próximos capítulos.

4.5.1.1 Baterías de Iones de Litio (Li-ion)

Las baterías de iones de litio (Li-ion) son sistemas de almacenamiento electroquímico en los que la energía se almacena y libera mediante el movimiento de iones de litio entre un ánodo y un cátodo a través de un electrolito. Su elevada densidad energética, eficiencia y capacidad de respuesta rápida las han convertido en la tecnología predominante en aplicaciones estacionarias como los BESS, movilidad eléctrica y electrónica de consumo.

Esquema de funcionamiento de una batería de ion litio

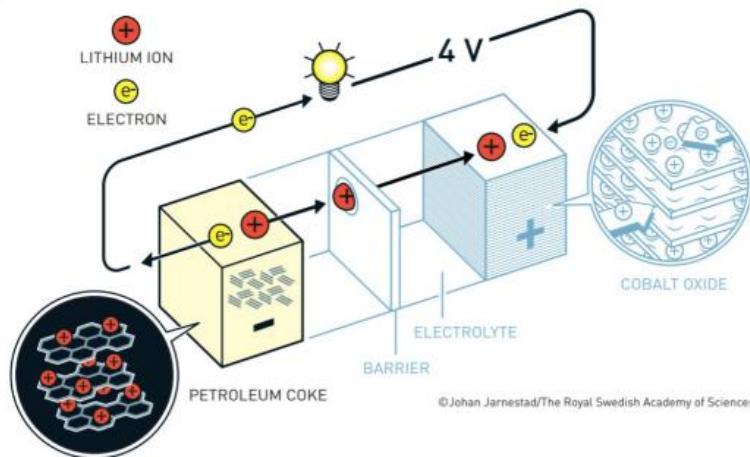


Figura 9. Esquema de Funcionamiento de una Batería de Ion-Litio [SunFields Europe]

Tipologías comunes: LFP (litio-fosfato), NCM / NCA (níquel-cobalto-manganeso / aluminio), LTO (litio-titanato). [45]

Ventajas:

- Alta densidad energética (150-300 Wh/kg) y una eficiencia de carga-descarga aproximada de 95%. [41], [43]
- Ciclos de vida prolongados (>3.000 ciclos para LFP, por ejemplo). [42], [44]
- Respuesta rápida (milisegundos), ideal para regulación de frecuencia y tensión, y generación de inercia sintética con inversores grid-forming. [41], [44]

Inconvenientes:

- Coste medianamente alto dependiente de la variante, especialmente en aquellas que usen materiales como cobalto y níquel. [46]
- Riesgo térmico si no se controla adecuadamente; la seguridad exige sistemas BMS (Battery Management System) avanzados. [47]
- Los ciclos extremos (descarga total frecuente) reducen su vida útil. [46]

Variantes específicas:

- **NMC (Níquel-Manganeso-Cobalto):** alta densidad energética y buen equilibrio entre vida útil, seguridad y coste. Es común en automoción y también usado en BESS premium. [45]
- **NCA (Níquel-Cobalto-Aluminio):** aún mayor densidad energética que NMC y buen rendimiento en ciclos, pero es menos estable térmicamente, requiere gestión térmica estricta. Tesla es uno de sus principales usuarios. [45]
- **LFP (Litio-Hierro-Fosfato):** muy seguro, estable térmicamente y con vida útil >6.000 ciclos. Menor densidad energética, pero gran fiabilidad y bajo coste. Es la tecnología más utilizada en BESS en España. [45]
- **LTO (Litio-Titanato de Oxígeno):** carga ultrarrápida y excelente tolerancia térmica. Vida útil muy alta (>10.000 ciclos), pero baja densidad energética. Ideal para entornos exigentes y aplicaciones de alta potencia. [45]

4.5.1.2 Baterías de Flujo Redox

Las baterías de flujo redox almacenan energía en electrolitos líquidos que circulan por celdas donde ocurren reacciones de oxidación-reducción. Permiten desacoplar potencia y capacidad, lo que facilita su escalado. Son ideales para almacenamiento estacionario de larga duración, gracias a su larga vida útil y alta seguridad.

Ventajas:

- Ciclos prácticamente ilimitados (>10 000 ciclos) sin degradación significativa. [48]
- Durabilidad de más de 20 años, debido principalmente a su baja degradación por uso. [48]
- Potencia y energía pueden dimensionarse independientemente, ofreciendo gran flexibilidad. [48]

Inconvenientes:

- Menor densidad energética (15-25 Wh/kg) y menor eficiencia general (70-80 %) comparadas con ion-litio. [48]
- Requieren bombas, placas y mantenimiento químico más especializado. [48]
- Costes de instalación superiores. [48]

4.5.1.3 Tecnologías de Batería Emergentes

- **NaS (Sodio-Azufre):** alta densidad energética (~150-240 Wh/kg), buena eficiencia (~90%) y larga vida útil (>4.000 ciclos). Requiere operar a alta temperatura (~300 °C), lo que implica riesgos térmicos y costes adicionales de aislamiento. [50]
- **Metal-Aire (Zn-aire, Li-aire):** densidad energética teórica muy alta (>500 Wh/kg) y uso de materiales abundantes. Aún en desarrollo, con presencia de limitaciones en recarga, eficiencia y durabilidad. [51]

4.5.2 BOMBEO HIDRÁULICO (PHS)

El bombeo hidráulico representa actualmente alrededor del 90 % de la capacidad total de almacenamiento energético en España. Se basa en el uso de dos embalses a diferente altura, donde el agua se bombea hacia el superior en momentos de baja demanda y se libera hacia

el inferior para generar electricidad en horas punta. Esta tecnología destaca por su alta eficiencia (entre el 70 % y el 85 %), su gran durabilidad, de varias décadas y su viabilidad para aplicaciones a gran escala. Sin embargo, presenta una importante limitación: requiere una geografía específica, con desniveles y disponibilidad de embalses, así como infraestructuras caras y de larga ejecución. [52], [53], [55]

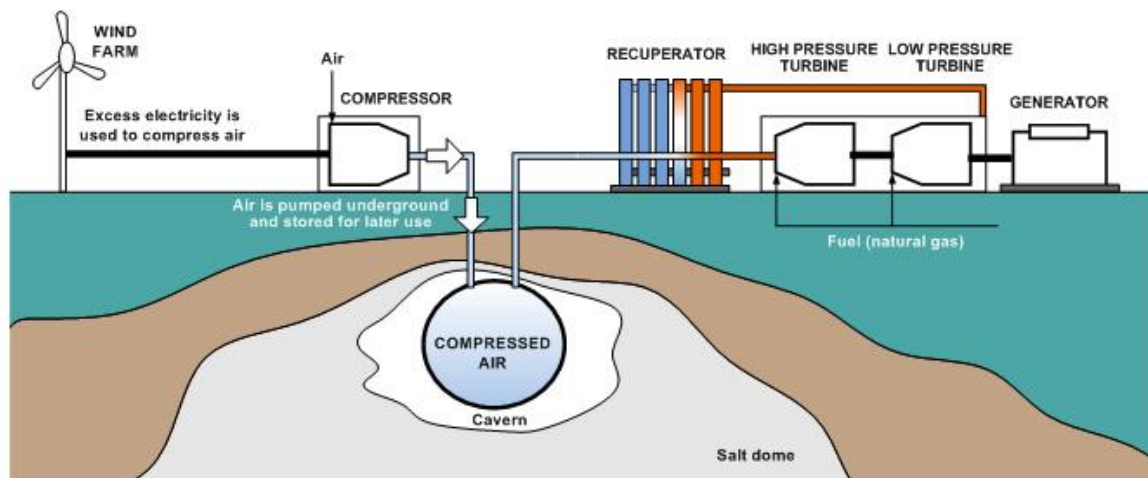


Figura 10. Instalación de CAES Efectuada en el Estado de Alabama, USA [Voltimum]

4.5.3 AIRE COMPRIMIDO (CAES) Y AIRE LÍQUIDO (LAES)

El almacenamiento mediante aire comprimido (CAES) consiste en comprimir aire y almacenarlo en cavidades subterráneas, liberándolo posteriormente para accionar una turbina. Su eficiencia se sitúa entre el 40 % y el 70 %. Por otro lado, el sistema de aire líquido (LAES) enfría el aire hasta su licuefacción, almacenándolo a baja temperatura para reconvertirlo después en energía. Permite almacenamiento de larga duración, con eficiencias en torno al 60-70 %. En España, estas tecnologías se encuentran aún en fase exploratoria, sin proyectos comerciales relevantes. [52], [54]

4.5.4 ALMACENAMIENTO TÉRMICO (SALES FUNDIDAS)

El almacenamiento térmico mediante sales fundidas se aplica principalmente en plantas termosolares, donde se utiliza para almacenar calor que puede transformarse posteriormente en electricidad o utilizarse como energía térmica directa. Tiene una eficiencia térmica muy alta (alrededor del 98 %), aunque la eficiencia de reconversión eléctrica se reduce al entorno del 40 %. Es una tecnología consolidada para aplicaciones estacionarias con alta irradiación solar. [52], [56], [57]

4.5.5 HIDRÓGENO VERDE (POWER-TO-GAS)

El hidrógeno verde se produce mediante electrólisis del agua utilizando electricidad renovable, y puede almacenarse para reconvertirse en electricidad o utilizarse en sectores como industria o transporte. Su principal ventaja es la capacidad de almacenamiento a largo plazo (semanas o incluso meses). España prevé alcanzar 4 GW de capacidad en 2030, con varias inversiones integradas en numerosos proyectos con diferentes empresas como Iberdrola. No obstante, presenta desafíos como su baja eficiencia global y costes aún elevados respecto a otras alternativas. [52], [134], [135]

4.5.6 VOLANTES DE INERCIA (FESS) Y SUPERCONDENSADORES

Los volantes de inercia (FESS) almacenan energía en forma de movimiento rotacional. Ofrecen respuesta ultrarrápida, alta potencia, larga vida útil y un bajo impacto ambiental, siendo adecuados para estabilización de red en escalas cortas. Por su parte, los supercondensadores permiten entregas instantáneas de potencia y son ideales para microgrids y aplicaciones de calidad de energía, aunque tienen una baja densidad energética, lo que limita su uso a ciclos cortos. [52], [58]

4.5.7 TECNOLOGÍAS EMERGENTES

Entre las soluciones emergentes, destacan los sistemas de almacenamiento por gravedad, que elevan masas pesadas utilizando energía eléctrica y las dejan descender para generar electricidad cuando se necesita. Funcionan sin agua ni embalses, presentan bajo mantenimiento, alta durabilidad y bajo impacto ambiental. Aunque aún en fase piloto, tienen potencial como alternativa para almacenamiento de media y larga duración. [59]

Otra línea innovadora es el uso de inversores grid-forming en sistemas BESS previamente mencionados, especialmente con baterías LFP. A diferencia de los inversores grid-following, que necesitan una red activa para sincronizarse, los grid-forming pueden establecer su propia frecuencia y tensión, permitiendo operar en “modo isla” y recuperar la red tras apagones. [27], [28]

Estos inversores permiten también aportar inercia sintética, simulando el efecto estabilizador de los generadores rotatorios tradicionales. Así, los BESS equipados con grid-forming pueden estabilizar la frecuencia y tensión de forma autónoma y en milisegundos, algo clave en redes con alta penetración renovable y baja inercia física. Su despliegue es fundamental para garantizar la estabilidad de los futuros sistemas eléctricos 100 % renovables. [27], [28]

4.6 EJEMPLOS DE PROYECTOS RELEVANTES

Entender proyectos similares a nivel global, nacional y dentro de la propia empresa permite identificar buenas prácticas, tecnologías consolidadas y modelos de negocio viables. Estos casos ofrecen referencias útiles para el diseño técnico, la viabilidad económica y la integración del almacenamiento energético en sistemas eléctricos reales.

4.6.1 PROYECTOS SIMILARES A NIVEL GLOBAL

Hornsedale Power Reserve (Australia): uno de los mayores proyectos de almacenamiento de energía con baterías de iones de litio que ha demostrado su capacidad para mejorar la estabilidad de la red eléctrica, reducir los precios de la energía y responder rápidamente a las caídas de suministro. [60]



Figura 11. Proyecto BESS Hornsedale Power Reserve [Hornsedale]

Proyecto de Batería de Flujo en Dalian (China): este proyecto está utilizando baterías de flujo de vanadio para crear un sistema de almacenamiento a gran escala que ayude a gestionar la intermitencia de la energía renovable en la red. [61], [62]



Figura 12. Proyecto BESS Batería Flujo Dalian [Interesting Engineering]

Crimson Energy Storage Project (EE. UU.): proyecto de 350 MW / 1.400 MWh con baterías de iones de litio, uno de los mayores del mundo. Ubicado en California, ayuda a estabilizar la red y facilitar la integración de renovables. Proporciona servicios como regulación de frecuencia, reserva y desplazamiento de carga. [63]



Figura 13. Proyecto BESS Crimson Energy Storage [Energy Storage.news]

4.6.2 PROYECTOS RELEVANTES EN ESPAÑA

Aunque la mayoría de las plantas aún están en fase de desarrollo, existen iniciativas destacadas:

Sanxenxo (Galicia): proyecto BESS de 5 MW/20 MWh con tecnología LFP, financiado parcialmente por fondos europeos y promovido por Soner Sorolla, S.L., como ejemplo de integración renovable con almacenamiento independiente. [64]



Figura 14. Proyecto Sansenxo promovido por Soner Sorolla, S.L. [Dinamo Técnica]

Talayuela II (Extremadura): proyecto BESS híbrido de **23,87 MW / 47,74 MWh** con baterías LFP, enlazado a la planta solar fotovoltaica Talayuela II (44,5 MW). Ha sido financiado parcialmente con fondos europeos Next Generation EU e IDAE, y respaldado por MITECO con evaluación ambiental favorable, y está diseñado para mejorar la gestión de picos de producción, estabilidad de red y fiabilidad del suministro eléctrico. [65]



Figura 15. Planta fotovoltaica Talayuela II, de Statkraft [Statkraft]

Estas iniciativas sirven como casos de uso reales y proporcionan datos operativos valiosos para futuras actuaciones.

4.6.3 PROYECTOS SIMILARES DENTRO DE FRV

Además de los proyectos anteriores, FRV cuenta con varios proyectos de almacenamiento energético mediante baterías electroquímicas tipo stand-alone, los cuales pueden servir como referencia. Estos ejemplos muestran la experiencia de la empresa en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica:

BESS Holes Bay 7,5 MW / 15 MWh (Reino Unido): proyecto de baterías tipo stand-alone promovido por FRV, con fecha de entrada en operación en 2020. Este sistema de almacenamiento contribuye a la estabilidad de la red y facilita la integración de energías renovables. [66]



Figura 16. Proyecto BESS Holes Bay por FRV [FRV.com]

BESS Contego 34 MW / 68 MWh (Reino Unido): promovido por FRV y en operación desde 2022, este proyecto de almacenamiento de energía es uno de los más significativos de la compañía en el Reino Unido, diseñado para apoyar la red eléctrica y mejorar la eficiencia energética. [67]



Figura 17. Proyecto BESS Contego por FRV [FRV.com]

BESS Clay Tye 99 MW / 198 MWh (Reino Unido): el mayor proyecto de almacenamiento de energía promovido por FRV hasta la fecha, con entrada en operación en 2023. Este sistema proporciona una capacidad de respuesta rápida para gestionar la variabilidad de la demanda energética y garantizar la estabilidad de la red. [68]



Figura 18. Proyecto BESS Clay Tye por FRV [FRV.com]

Capítulo 5. ANÁLISIS DEL CONTEXTO

REGULATORIO Y TÉCNICO

5.1 CONTEXTO REGULATORIO

El desarrollo de sistemas de almacenamiento energético mediante baterías ha cobrado una relevancia creciente en el contexto de la transición energética, especialmente en su modalidad stand-alone, es decir, cuando estos sistemas están conectados directamente a la red sin estar asociados a una planta de generación específica. Esta configuración permite que los BESS actúen como agentes independientes capaces de participar en el mercado eléctrico, ofrecer servicios de flexibilidad, regulación de frecuencia, arbitraje de precios y apoyo a la estabilidad del sistema.

En el marco regulatorio español, el almacenamiento ha comenzado a ser reconocido y regulado como una actividad diferenciada, particularmente a raíz de varias disposiciones normativas clave. Adicionalmente, el PNIEC establece un objetivo de 6 GW adicionales de capacidad de almacenamiento instalada para 2030, y la Estrategia de Almacenamiento Energético del MITECO refuerza este posicionamiento estratégico, identificando los distintos usos del almacenamiento, incluyendo los sistemas independientes, como herramientas clave para facilitar una red eléctrica más flexible y resiliente. [9]

Sin embargo, a pesar del creciente reconocimiento institucional del papel del almacenamiento, los recientes cambios normativos han supuesto también un aumento significativo en la complejidad, los riesgos y los costes iniciales para los promotores de proyectos BESS. La aplicación del Real Decreto 1183/2020 [84] y su desarrollo posterior a través de resoluciones de la CNMC y el Real Decreto-ley 23/2020 ha traído consigo una serie de reformas orientadas a racionalizar y ordenar el acceso a la red, entre las que destaca la introducción de concursos de capacidad en nudos saturados. [85], [86]

Estos concursos, regulados por el Real Decreto 1183/2020, implican que cuando existe más demanda de acceso que capacidad disponible en un nudo, los permisos no se otorgan por orden de llegada, sino mediante un proceso competitivo y condicionado a criterios técnicos, económicos y medioambientales. Esto ha derivado en la congelación de permisos y garantías económicas en muchos proyectos, generando una elevada incertidumbre respecto a los plazos de resolución y el retorno de la inversión. [84]

Además, el régimen de garantías económicas exigidas a los promotores para tramitar solicitudes de acceso y conexión (actualmente en torno a 40 €/kW según lo previsto en el artículo 23 del Real Decreto 1183/2020, [84]) se ha convertido en una barrera de entrada significativa, especialmente para proyectos stand-alone, que no siempre cuentan con ingresos asegurados desde el inicio. En caso de concurrencia, las garantías se mantienen depositadas durante todo el tiempo que dure el concurso, lo cual puede extenderse durante años sin visibilidad clara de resolución.

Para compañías como FRV, esto supone tener importantes volúmenes de capital inmovilizados, sin garantías de éxito ni plazos definidos, lo que complica la planificación financiera y la priorización de proyectos. Este contexto no solo eleva el riesgo financiero de los desarrollos BESS stand-alone, sino que también prolonga sustancialmente los tiempos de desarrollo y obliga a las empresas a asumir costes y riesgos elevados en fases muy iniciales del proyecto.

En consecuencia, aunque el marco político y estratégico es favorable al despliegue de almacenamiento, la realidad operativa y normativa actual introduce un conjunto de riesgos regulatorios y de tramitación que deben ser cuidadosamente evaluados por cualquier agente que desee invertir en BESS stand-alone.

5.2 REVISIÓN DE LA NORMATIVA VIGENTE

Para el análisis e identificación de que se hará a continuación se ha tenido en cuenta la siguiente normativa estatal y autonómica vigente relacionada con el proyecto:

5.2.1 PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

- **Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre**

Regula el mercado de producción de energía eléctrica. Aunque fue concebido antes del auge del almacenamiento, establece los fundamentos del despacho de energía y las reglas del mercado mayorista, que condicionan la forma en que el almacenamiento puede participar, por ejemplo, en servicios de ajuste o mediante arbitraje energético. [69]

- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre**

Regula las actividades de transporte, distribución, comercialización y autorización de instalaciones. Es clave para entender los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones de almacenamiento, especialmente si están conectadas a la red. No define explícitamente al almacenamiento, pero sienta las bases para su tratamiento como instalación de producción o de servicio auxiliar. [70]

- **Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre**

Modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas. Es relevante para el almacenamiento porque establece cómo se resuelven conflictos de red y qué recursos (como baterías) podrían participar como herramientas de flexibilidad. [71]

- **Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre**

Introduce modificaciones en la regulación del sector eléctrico. Algunos de estos cambios prepararon el terreno para una mayor competencia en el mercado y mecanismos que indirectamente afectan a la integración del almacenamiento como agente dinámico. [72]

- **Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre**

Revisa las tarifas eléctricas. Tiene implicaciones indirectas para el almacenamiento energético, especialmente en lo que respecta a la viabilidad económica de esquemas de carga y descarga en función de las señales de precio. [73]

- **Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto**

Aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Es fundamental para el almacenamiento, ya que define cómo se mide la energía que entra y sale de las instalaciones. Esto es clave para la liquidación de energía y la participación en mercados. [74]

- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**

Es la norma marco actual del sistema eléctrico. Aunque inicialmente no contempla al almacenamiento como un sujeto propio, reconoce que puede actuar como producción, consumo o servicio de flexibilidad. Su papel se ha ido perfilando mediante reglamentos posteriores. [75]

- **Reglamento (UE) 2016/631, de la Comisión, de 14 de abril de 2016**

Establece los requisitos técnicos de conexión a red para generadores. El almacenamiento debe cumplir con muchos de estos requisitos si se considera una fuente de producción. También afecta a las especificaciones de control y respuesta ante eventos en la red. [76]

- **Normativa europea EN, CENELEC, UNE y CEI**

Establecen estándares técnicos y de seguridad para instalaciones eléctricas. Son aplicables a los componentes del almacenamiento (baterías, inversores, transformadores, etc.) y son imprescindibles para el diseño y legalización de proyectos. [77], [78], [79], [80]

- **Normas particulares de Red Eléctrica de España (REE)**

REE establece criterios técnicos de operación y conexión, como operador del sistema. Las instalaciones de almacenamiento deben adaptarse a estas normas si se conectan en alta tensión o prestan servicios al sistema eléctrico. [81]

- **Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre**

Modifica disposiciones sobre el autoconsumo y otras medidas del sistema eléctrico. Es relevante para el almacenamiento asociado a autoconsumo con baterías, facilitando modelos de ahorro y eficiencia energética. [82]

- **Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio**

Introduce medidas para la reactivación económica tras la pandemia. Reconoce explícitamente el almacenamiento como una tecnología clave para la transición energética y habilita proyectos híbridos (por ejemplo, solar con baterías), incluyendo cambios normativos para facilitar su integración. [83]

- **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre**

Regula el acceso y conexión a las redes eléctricas. Es fundamental para instalaciones de almacenamiento, estableciendo criterios de tramitación, acceso a la capacidad disponible en los nudos y prioridad para proyectos híbridos. Introduce el concepto de capacidad firme, clave para definir la aportación real del almacenamiento al sistema. [84]

También introduce las nuevas garantías que un sistema BESS debe presentar, siendo estas dos tipos de garantías económicas según la normativa vigente:

1. **Como instalación de generación:** se debe depositar una garantía de 40 €/kW instalado, ante el órgano competente, previo a la solicitud de acceso y conexión. Esta garantía se destina a asegurar la obtención de la autorización de explotación (Art. 23 del RD 1183/2020). [84]
2. **Como instalación de demanda** (por el consumo de red para la carga del sistema): se debe presentar una garantía de 20 €/kW solicitado, si la tensión del punto de conexión es ≥ 36 kV. Esta garantía se cancela una vez se formalice un contrato de acceso con al menos el 50 % de la potencia concedida en el periodo P1 (Art. 23 bis del RD 1183/2020). [84]

- **Resolución CNMC 1/2021, de 20 de enero**

Aprueba la circular sobre metodología y condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Supone un avance clave en la definición del marco regulatorio aplicable a instalaciones de almacenamiento, estableciendo criterios de tramitación, priorización y evaluación técnica para su integración eficiente en la red. Refuerza lo dispuesto en el RD 1183/2020, dotando de mayor transparencia y seguridad jurídica a los procedimientos. [85]

- **Resolución CNMC 1/2024, de 11 de enero**

Actualiza los procedimientos de operación del sistema eléctrico en relación con los sistemas de almacenamiento energético. Introduce mejoras en la participación de las baterías en los mercados de servicios de ajuste, permite su registro como unidades diferenciadas y reconoce su papel en la prestación de servicios de flexibilidad, respuesta rápida y respaldo a renovables. Esta resolución refuerza el reconocimiento del almacenamiento como un actor clave en la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico español. [86]

5.2.2 INSTALACIONES DE BAJA TENSIÓN

- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto**

Aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT), compuesto por el texto reglamentario general y 52 Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-BT 01 a 52). Este reglamento establece los requisitos técnicos y de seguridad para todas las instalaciones eléctricas de baja tensión (BT), lo que incluye las instalaciones de almacenamiento energético. [87]

En este sentido los aspectos relevantes para el almacenamiento son:

- **ITC-BT-04:** define las características de los suministros con alimentación propia, aplicable a sistemas de almacenamiento que funcionen en isla o como respaldo. [88]

- **ITC-BT-40 a BT-49:** regulan instalaciones especiales, incluyendo aquellas con generación o acumulación de energía. [89]
- **ITC-BT-51:** trata sobre la compatibilidad electromagnética, relevante para inversores y baterías. [90]
- **Seguridad y protecciones:** el REBT obliga a implementar protecciones frente a sobretensiones, contactos indirectos, cortocircuitos, etc., aplicables directamente al diseño de sistemas de baterías conectados en BT.

5.2.3 INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

- **Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo**

Aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT), junto con las ITC-RAT 01 a 23. Sustituye al reglamento de 1968 y regula los requisitos técnicos, constructivos y de seguridad de instalaciones en tensiones superiores a 1 kV, incluyendo redes, subestaciones, centros de transformación y sistemas de almacenamiento energético en alta tensión. [91]

Relevancia para el almacenamiento energético:

- Aplicación directa a sistemas de almacenamiento conectados en alta tensión (por ejemplo, en plantas renovables con baterías).
- Exige cumplimiento de normas de calidad y compatibilidad electromagnética para inversores y convertidores. Es la norma de referencia para legalizar instalaciones de almacenamiento a escala industrial.

- **Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero**

Aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión (LAT) y las ITC-LAT 01 a 09. Complementa al RAT, centrado exclusivamente en líneas aéreas y subterráneas de transporte y distribución en alta tensión. [92]

Relevancia para el almacenamiento energético:

- Aplica a instalaciones de almacenamiento conectadas directamente a líneas AT, ya sea propias o a través de plantas de generación y define criterios técnicos de diseño, aislamiento, distancias de seguridad, protecciones, señalización y mantenimiento.
- **ITC-LAT 02 y 03:** regulan la construcción de líneas aéreas y subterráneas, fundamentales para interconexión con sistemas de almacenamiento.

5.2.4 ESTRUCTURAS Y OBRA CIVIL

- **Decreto 3565/1972, de 23 de diciembre**

Establece las Normas Tecnológicas de la Edificación (NTE), con directrices sobre ejecución y mediciones en proyectos constructivos. Aunque muchas han sido sustituidas por normativa más reciente, siguen siendo referencia útil en aspectos como cimentaciones, estructuras y control de calidad en obra civil. [93]

- **Orden de 3 de julio de 1976 (PG-3)**

Aprueba el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes (PG-3). Norma básica para la ejecución de viales de acceso, plataformas y caminos internos en proyectos energéticos. Regula materiales, métodos constructivos y control de calidad de firmes, explanaciones, drenajes, etc. [94]

- **Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo**

Marco normativo principal de la edificación en España, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE). Aplica en elementos estructurales y edificaciones auxiliares (centros de control, salas técnicas, etc.). Exige cumplimiento de los Documentos Básicos (DB), especialmente: [95]

- **DB-SE** (Seguridad estructural)
- **DB-SI** (Seguridad en caso de incendio)

- **DB-HS** (Salubridad)
- **DB-HE** (Ahorro de energía)
- **DB-HR** (Protección frente al ruido)
- **Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero**

Regula la gestión de residuos de construcción y demolición (RCDs). Obliga a redactar un estudio de gestión de residuos para toda obra, incluyendo almacenamiento energético, con medidas de minimización, valorización y trazabilidad. [96]

- **Real Decreto 470/2021, de 29 de junio**

Sustituye al anterior EHE-08 y EAE, integrando la regulación de estructuras de hormigón, acero y mixtas, y es por el que se aprueba el Código Estructural. Es obligatorio en el diseño y ejecución de estructuras en obras civiles y edificaciones, como soportes de equipos eléctricos, cimentaciones de baterías o edificios técnicos. [97]

- **Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero (Norma 5.2 IC)**

Regula el drenaje superficial en obras lineales (carreteras, accesos, caminos), estableciendo criterios técnicos para cunetas, canales, obras de paso y control de escorrentías, especialmente relevantes en plantas energéticas en terrenos no urbanizados. [98]

- **UNE-EN 1990:2019 (Eurocódigo 0)**

Fija las bases de cálculo estructural aplicables a todas las estructuras. Define principios generales, acciones combinadas y criterios de fiabilidad, siendo la base para aplicar los eurocódigos restantes. [99]

- **UNE-EN 1991-1-4:2018 (Eurocódigo 1)**

Regula las acciones del viento sobre estructuras. Fundamental para el cálculo de cargas en estructuras expuestas (p. ej., contenedores de baterías, marquesinas, edificios prefabricados o postes eléctricos). [100]

5.2.5 SEGURIDAD Y SALUD

- **Ley 31/1995, de 8 de noviembre**

Ley marco de la prevención de riesgos laborales (PRL). Establece los derechos y obligaciones de trabajadores y empleadores en materia de salud laboral, y el deber de integración de la prevención en todas las fases del proyecto, desde el diseño hasta la ejecución y explotación. [101]

- **Real Decreto 39/1997, de 17 de enero**

Aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención, desarrollando los medios humanos, técnicos y organizativos para aplicar la PRL. Define evaluaciones de riesgos, planificación preventiva y vigilancia de la salud. Modificado posteriormente por los RD 780/1998 y 604/2006. [102]

- **Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre**

Norma clave para obras de construcción, establece obligaciones del promotor, contratistas y técnicos en la gestión de la seguridad. Exige la redacción del Estudio de Seguridad y Salud y la designación de Coordinadores de Seguridad y Salud en obra. [103]

- **Real Decreto 485/1997, de 14 de abril**

Regula la señalización de seguridad y salud en el trabajo. Obliga al uso de señales visuales, acústicas y luminosas en obra y explotación, especialmente en zonas con riesgo eléctrico, caídas, materiales peligrosos o evacuación. [104]

- **Real Decreto 486/1997, de 14 de abril**

Establece condiciones de seguridad en los lugares de trabajo, como iluminación, ventilación, orden y limpieza, dimensiones, servicios higiénicos o salidas de emergencia. Aplicable tanto en obra como en edificaciones técnicas o industriales. [105]

- **Real Decreto 487/1997, de 14 de abril**

Regula la manipulación manual de cargas, con el objetivo de reducir lesiones dorsolumbares. Es clave en trabajos con equipos pesados como baterías, transformadores o paneles. [106]

- **Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo**

Obliga al uso y mantenimiento adecuado de equipos de protección individual (EPIs). Determina responsabilidades del empleador y establece criterios de selección y formación en su uso. [107]

- **Real Decreto 614/2001, de 8 de junio**

Norma específica sobre riesgo eléctrico. Establece medidas para proteger a los trabajadores que intervienen en instalaciones eléctricas o zonas con tensión, mediante autorizaciones, distancias de seguridad, señalización y procedimientos de trabajo. [108]

- **Ley 54/2003, de 12 de diciembre**

Reforma y refuerza el marco normativo de la PRL. Introduce mejoras organizativas, control administrativo y coordinación entre empresas en obras o actividades concurrentes. [109]

- **Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre**

Regula la protección frente a vibraciones mecánicas, especialmente en maquinaria de obra civil. Modificado por el RD 330/2009, que ajusta los valores límite de exposición y condiciones de medición. [110]

- **Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo**

Establece medidas frente a la exposición al ruido en el entorno laboral. Exige evaluaciones de exposición, zonas protegidas, señalización y medidas de reducción en origen. [111]

- **Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo**

Regula los requisitos de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión. Es aplicable al diseño, adquisición e instalación de equipos eléctricos en entornos industriales o energéticos. [112]

5.2.6 MEDIO AMBIENTE

- **Real Decreto 9/2005, de 14 de enero**

Establece la lista de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios para declarar un suelo como contaminado. Obliga a estudios de calidad del suelo antes y después de proyectos industriales, especialmente si implican manejo de sustancias peligrosas (aceites, baterías, transformadores). [113]

- **Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental**

Impone a los operadores la obligación de prevenir, evitar y reparar los daños ambientales causados por su actividad. Aplica a proyectos con riesgo para el suelo, agua, biodiversidad o hábitats, y exige garantías financieras para cubrir posibles daños. [114]

- **Ley 22/2011, de 28 de julio**

Regula la gestión de residuos y suelos contaminados, incluyendo residuos peligrosos y de construcción. Obliga a disponer de planes de gestión de residuos en fase de obra y operación, así como trazabilidad de residuos peligrosos (como baterías usadas, aceites, embalajes contaminados). [115]

- **Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental**

Establece los procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) para proyectos públicos y privados. Determina cuándo es obligatorio un Estudio de Impacto Ambiental y regula su contenido, tramitación, consultas e integración ambiental. [116]

- **Directiva 2011/92/UE (EIA)**

Norma europea que regula la evaluación de repercusiones sobre el medio ambiente de determinados proyectos. Está transpuesta en la Ley 21/2013 y refuerza aspectos como la participación pública, alternativas al proyecto y medidas compensatorias. [117]

- **Real Decreto 99/1985, de 17 de octubre**

Establece las condiciones técnicas de los proyectos de aislamiento acústico y vibraciones. Aplica en el diseño de instalaciones que generen ruido o vibraciones (grupos electrógenos, equipos de refrigeración, transformadores), para evitar impactos sobre entornos residenciales o naturales. [118]

5.2.7 LEGISLACIÓN AUTONÓMICA, MUNICIPAL Y LOCAL

Se incluye la normativa de Andalucía y Málaga ya que esta será la localización elegida para el emplazamiento del proyecto por los motivos expuestos en el Capítulo 6.

- **Ley 7/2007 de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental de Andalucía (GICA)**

Regulan la necesidad de calificación ambiental para actividades industriales como sistemas de almacenamiento de energía. Dependiendo de la potencia y características del sistema BESS, puede ser necesaria una calificación ambiental simplificada emitida por el Ayuntamiento o una autorización ambiental unificada si se considera un proyecto de impacto significativo. [119]

- **Decreto-ley 26/2021 de medidas para el impulso de las energías renovables en Andalucía**

Establece los procedimientos administrativos aplicables a proyectos de energías renovables y almacenamiento. Obliga a cumplir con hitos administrativos, presentar estudio de impacto ambiental cuando sea necesario y asegurar la compatibilidad con el planeamiento urbanístico vigente. [120]

- **Decreto 2/2013 (que modifica el Decreto 169/2011)**

Regula el fomento de energías renovables y eficiencia energética en Andalucía. Aplica al desarrollo de infraestructuras de almacenamiento energético, estableciendo condiciones para la tramitación técnica y administrativa de este tipo de instalaciones. [121]

- **Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) de Málaga**

Determina la clasificación y uso del suelo en Los Ramos. La viabilidad del proyecto depende de si la parcela está clasificada como suelo industrial o compatible con instalaciones energéticas. También puede establecer limitaciones de edificabilidad, retranqueos o condiciones específicas para infraestructuras técnicas. [122]

5.3 IDENTIFICACIÓN DE REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS

5.3.1 CONEXIÓN A RED Y REQUISITOS DE ACCESO

Para conectar el sistema BESS a la red eléctrica, será imprescindible:

- **Solicitar y obtener un punto de conexión** a la red de transporte o distribución, acreditando la viabilidad técnica del proyecto y, en caso de descarga desde almacenamiento, tramitando acceso firme como requisito indispensable.
- **Presentar garantías económicas** por la potencia instalada (como generación, 40 €/kW) y por la potencia demandada para la carga de las baterías (como consumo, 20 €/kW), en caso de conexión en alta tensión.
- **Cumplir los criterios técnicos del operador del sistema**, asegurando que la instalación no compromete la estabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.

- **Instalar equipos de medida bidireccionales** certificados, con capacidad para registrar y comunicar en tiempo real la energía importada y exportada.

5.3.2 DISEÑO ELÉCTRICO Y COMPATIBILIDAD TÉCNICA

El sistema deberá estar diseñado para:

- **Operar correctamente en las condiciones de la red**, incluyendo eventos de variación de frecuencia o tensión.
- **Integrarse con los sistemas de supervisión y control de la red**, permitiendo su gestión remota si se prevé la participación en servicios de red.
- **Disponer de protecciones eléctricas adecuadas** para prevenir sobretensiones, cortocircuitos, contactos indirectos y otros riesgos eléctricos.
- **Asegurar la compatibilidad electromagnética** de todos los componentes del sistema (inversores, baterías, transformadores, etc.).

5.3.3 INSTALACIONES DE BAJA, MEDIA Y ALTA TENSIÓN

Según el nivel de tensión de conexión:

- En instalaciones de baja tensión, se deberán seguir los criterios establecidos para seguridad, dimensionado de conductores, protecciones, y puesta a tierra.
- En instalaciones de media o alta tensión, se requerirá la elaboración de un proyecto eléctrico completo que contemple centros de transformación, celdas, líneas de evacuación, protecciones diferenciales, y sistemas de seccionamiento adecuados.
- Si se construyen líneas propias de conexión a red, deberán cumplir con los requisitos de diseño y seguridad establecidos para líneas aéreas o subterráneas.

5.3.4 INFRAESTRUCTURA CIVIL Y ESTRUCTURAS

Para la ejecución de las obras civiles se deberán considerar:

- **Diseño de cimentaciones y estructuras portantes** para los contenedores de baterías, transformadores e instalaciones auxiliares, cumpliendo con las exigencias de seguridad estructural y resistencia al viento.
- **Construcción de caminos internos, accesos y plataformas** que garanticen la accesibilidad en todas las fases del proyecto, utilizando materiales adecuados.
- **Gestión y drenaje de aguas pluviales** para evitar encharcamientos o erosión, especialmente en suelos no urbanizados.
- **Diseño de edificios auxiliares o salas técnicas**, considerando requisitos de habitabilidad, protección contra incendios, eficiencia energética y aislamiento acústico.

5.3.5 PREVENCIÓN DE RIESGOS Y SEGURIDAD EN OBRA

Durante la fase de construcción y operación será obligatorio:

- **Elaborar un Estudio de Seguridad y Salud** que identifique y mitigue los riesgos asociados a la obra y la manipulación de equipos eléctricos de gran tamaño.
- **Designar un coordinador de seguridad y salud** en fase de ejecución.
- **Aplicar medidas de protección frente a riesgos eléctricos**, caídas, manipulación de cargas pesadas, ruido y vibraciones.
- **Proveer los equipos de protección individual (EPIs)** adecuados y garantizar la formación del personal, así como señalizar correctamente todas las zonas de trabajo, accesos restringidos, salidas de emergencia y riesgos específicos.

5.3.6 ASPECTOS AMBIENTALES Y DE GESTIÓN DE RESIDUOS

El proyecto deberá contemplar:

- **Evaluación ambiental previa**, que puede ser simplificada o completa según las características del sistema y su ubicación. En ella se analizarán los impactos sobre el medio ambiente y se definirán medidas correctoras.
- **Gestión adecuada de residuos de obra y residuos peligrosos**, incluyendo baterías usadas, aceites y envases contaminados, garantizando su tratamiento autorizado.
- **Análisis de calidad del suelo** si se instalan elementos potencialmente contaminantes, y medidas de protección para evitar filtraciones.
- **Control del impacto acústico y vibraciones** en la fase operativa del sistema, asegurando que no se superen los límites legales establecidos para el entorno.

5.3.7 COMPATIBILIDAD URBANÍSTICA Y NORMATIVA LOCAL

Antes de ejecutar el proyecto, será necesario:

- **Verificar la compatibilidad del uso del suelo** con la actividad prevista, según la normativa urbanística vigente.
- **Obtener las licencias y autorizaciones municipales o autonómicas** que correspondan, como la calificación ambiental, licencias de obra o declaración responsable.
- **Ajustarse a las condiciones específicas de retranqueos, edificabilidad, alturas y servidumbres**, en función de la ubicación concreta de la parcela.

5.3.8 OPERACIÓN Y PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Durante su fase operativa, el sistema podrá:

- **Participar en mercados de energía, servicios de ajuste y capacidad**, si cumple con los requisitos técnicos y regulatorios del operador del sistema.
- **Optimizar su operación mediante estrategias de carga y descarga**, en función de los precios de mercado, restricciones técnicas o requerimientos del sistema eléctrico.
- **Integrarse con sistemas renovables en el futuro**, si se contempla un modelo híbrido de producción y almacenamiento.

5.3.9 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA Y TRAMITACIONES

Finalmente, se deberá presentar:

- **Proyecto técnico completo**, firmado por técnico competente, que incluya memoria, planos, estudios eléctricos y civiles, y presupuesto.
- **Estudios específicos requeridos**: gestión de residuos, análisis de impacto ambiental, plan de autoprotección, etc.
- **Autorizaciones administrativas previas a la puesta en marcha**, como la autorización de construcción, autorización de explotación, contrato de acceso a red y legalización eléctrica ante la administración competente.

5.4 ACCESO FIRME Y ACCESO FLEXIBLE

5.4.1 CONTEXTO NORMATIVO Y TÉCNICO

Las Circulares de la CNMC sobre acceso y conexión a la red, en particular la Circular 1/2021 y 1/2024, establecen el marco para tramitar solicitudes de conexión a la red de transporte y distribución. Aunque estas circulares están pensadas principalmente para generación y demanda, en el caso del almacenamiento energético, que tiene un comportamiento dual (consume energía al cargarse y genera al descargarse), es necesario tratar ambos flujos por separado. [85], [86]

- **Carga del BESS:** se interpreta como **demanda**.
- **Descarga del BESS:** se interpreta como **generación**.

Esto implica que, desde el punto de vista regulatorio, una instalación de almacenamiento debe tramitar dos permisos diferenciados:

- **Acceso como demanda** (carga): puede acogerse a **acceso flexible**.
- **Acceso como generación** (descarga): requiere **acceso firme**.

5.4.2 ¿QUÉ ES EL ACCESO FLEXIBLE?

El acceso flexible, según la CNMC, es un permiso que habilita la conexión a la red sin comprometer la capacidad firme del sistema. Se basa en ciertas condiciones de uso restringido: [86]

- Sólo se puede consumir energía (en este caso, cargar baterías) cuando no haya congestión en la red.
- El operador del sistema puede limitar la carga en horas pico o situaciones de estrés.

Para instalaciones de almacenamiento, esto significa que:

- La batería podrá cargarse en horas valle, cuando la red no esté saturada.
- No compite por capacidad de acceso con otros generadores o consumidores que necesitan firmeza en horas críticas.
- Puede ubicarse en nudos saturados, donde no hay acceso firme disponible.

5.4.3 ¿POR QUÉ PEDIR ACCESO FLEXIBLE?

Aunque el acceso firme es preferible desde el punto de vista económico (permite cargar y descargar sin restricciones y participar plenamente en el mercado), el acceso flexible puede ser estratégicamente más ventajoso en ciertos escenarios:

- **Habilita el proyecto en nudos saturados**, donde no sería posible obtener acceso firme sin esperar refuerzos de red.
- **Reduce los plazos de conexión**, ya que se puede construir el proyecto y operar parcialmente mientras se libera o tramita el acceso firme.
- Es compatible con **estrategias de carga controlada**, como cargar solo en horas valle o en horas solares (en instalaciones híbridas).
- Permite **diferenciarse de otros proyectos de generación**, como solar o eólica, que sí requieren acceso firme completo.
- **Evita retrasos** derivados de concursos de capacidad y permite adelantar la fecha de COD frente a otros promotores.

5.4.4 LIMITACIONES DEL ACCESO FLEXIBLE

- **No permite descargar sin acceso firme**, lo que restringe el modelo de negocio si no se obtiene también el permiso de generación.
- **Depende de la gestión operativa del sistema**, ya que el operador puede limitar o suspender la carga en ciertos momentos.
- No permite una **participación plena en mercados de servicios de ajuste o arbitraje energético**, si el patrón de carga está condicionado.

5.4.5 ¿CUÁNDO OPTAR POR ACCESO FLEXIBLE?

Solicitar acceso flexible para la carga de un sistema de almacenamiento es una herramienta útil y viable en entornos donde:

- El **nudo de conexión está saturado**.
- No hay visibilidad clara sobre cuándo se liberará capacidad firme.
- Se quiere **acelerar la construcción** y operar parcialmente el activo.
- El proyecto puede cargar en **horas predecibles de baja demanda**, como en instalaciones híbridas con fotovoltaica o en entornos industriales con autoconsumo diferido.

En cambio, para la descarga y la participación en los mercados energéticos, sigue siendo necesario el acceso firme, lo que obliga a plantear estrategias mixtas en el diseño regulatorio y operativo de los BESS.

5.5 PROCESO DE OBTENCIÓN DE PERMISOS Y PROBLEMAS

5.5.1 CALIFICACIÓN URBANÍSTICA

Es el acto administrativo que verifica que el uso previsto para los terrenos (energético, industrial, etc.) es compatible con el planeamiento urbanístico vigente. Se obtiene mediante solicitud al ayuntamiento o a la comunidad autónoma competente, presentando documentación del proyecto y la ubicación de los terrenos. [123]

Problemas frecuentes:

- Retrasos en la emisión del informe.
- Incompatibilidad con el planeamiento vigente.
- Cambios en la normativa urbanística durante la tramitación.

5.5.2 CONTRATO DE TERRENOS Y ELEVACIÓN A PÚBLICO

Consiste en formalizar la disponibilidad jurídica del suelo sobre el que se desarrollará el proyecto, ya sea mediante contrato de arrendamiento, compraventa o derecho de superficie. Este acuerdo debe elevarse a escritura pública ante notario. [123]

Problemas frecuentes:

- Negociaciones complicadas o fallidas con los propietarios.
- Conflictos de titularidad o herencias no registradas.
- Interferencias con otros usos del terreno (agrícolas, servidumbres, etc.).

5.5.3 SOLICITUD DE ACCESO Y CONEXIÓN

Es el trámite mediante el cual se solicita al gestor de la red (REE o la distribuidora) la posibilidad de conectar la instalación al sistema eléctrico, indicando ubicación, potencia y

características técnicas. Esta solicitud debe ir acompañada del depósito de una garantía económica (40 €/kW solicitado). [84], [123]

Problemas frecuentes:

- Nudos de conexión sin capacidad disponible o en concurso.
- Documentación técnica incompleta o incorrecta.
- Rechazo por parte del operador por razones técnicas.

5.5.4 ASIGNACIÓN DE PUNTO DE ACCESO E INFORME DE VIABILIDAD (IVA)

Una vez recibida la solicitud, el operador de red emite un informe técnico en el que se asigna un punto de conexión y se detallan las condiciones técnicas necesarias para llevarla a cabo, si existe capacidad en el nudo solicitado. [123]

Problemas frecuentes:

- Creación de concurso de capacidad por saturación del nudo.
- Condiciones técnicas caras o de difícil cumplimiento, junto con argos plazos de evaluación y resolución.

5.5.5 EVALUACIÓN AMBIENTAL (DIA / AAU)

Es el procedimiento mediante el cual se analiza la posible afección ambiental del proyecto. Puede realizarse a través de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para proyectos de mayor impacto, o de una Autorización Ambiental Unificada (AAU) en casos simplificados. El expediente se tramita ante la comunidad autónoma o el ministerio competente, incluyendo estudio ambiental y consultas públicas. [123]

Problemas frecuentes:

- Afección a espacios protegidos o especies vulnerables.

- Alegaciones de colectivos u organizaciones ambientales.
- Imposición de medidas correctoras que encarecen o limitan el proyecto.

5.5.6 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA (AA)

Es la resolución que declara la utilidad pública del proyecto y lo autoriza administrativamente. Se solicita junto al proyecto técnico y requiere haber superado previamente la evaluación ambiental. [123]

Problemas frecuentes:

- Inconsistencias entre la documentación técnica y ambiental, y exigencia de documentación adicional.
- Modificaciones legislativas durante la tramitación.

5.5.7 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE CONSTRUCCIÓN (AAC)

Permite iniciar físicamente las obras del proyecto, siempre que se ajusten al proyecto técnico aprobado. Se obtiene presentando el proyecto constructivo y todos los informes técnicos requeridos por la administración. [123]

Problemas frecuentes:

- Cambios relevantes respecto al diseño inicialmente autorizado.
- Errores en el proyecto técnico.
- Necesidad de realizar subsanaciones o informes complementarios.

5.5.8 AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA DE EXPLOTACIÓN (AAE)

Es el permiso final que habilita la puesta en servicio de la instalación. Para obtenerlo, deben acreditarse pruebas de funcionamiento, certificados de ejecución conforme y cumplimiento de todas las condiciones anteriores. [123]

Problemas frecuentes:

- Incidencias técnicas detectadas en las pruebas de puesta en marcha.
- Incongruencias en la documentación final.
- Coordinación deficiente con el operador de red.

5.5.9 LICENCIA DE OBRAS

Es la autorización municipal necesaria para ejecutar obras civiles o de infraestructura. Se gestiona ante el ayuntamiento mediante la presentación del proyecto técnico visado y documentación urbanística. [123]

Problemas frecuentes:

- Largos tiempos de tramitación en administraciones locales.
- Requerimientos urbanísticos adicionales.
- Falta de coordinación entre departamentos municipales.

5.5.10 CONTRATO TÉCNICO DE ACCESO (CTA)

Es el acuerdo que formaliza las condiciones técnicas, económicas y de ejecución de la conexión a red entre el promotor del proyecto y el operador del sistema. Se firma tras la asignación del punto de acceso y la validación del diseño de conexión. [123]

Problemas frecuentes:

- Exigencias técnicas o económicas elevadas (obras de conexión).
- Retrasos en la firma por falta de respuesta del operador.
- Necesidad de rediseñar aspectos técnicos de la conexión.

5.5.11 READY TO BUILD (RTB)

No es un permiso formal, sino un hito de proyecto que indica que se dispone de todas las autorizaciones necesarias para iniciar las obras. Suele exigirse para cerrar financiación o firmar contratos de suministro. [123]

Problemas frecuentes:

- Tramitaciones desincronizadas que bloquean el avance.
- Cambios técnicos que requieren reemisión de permisos.
- Incertidumbre jurídica si falta alguna autorización crítica.

5.5.12 AUTORIZACIÓN PARA PRUEBAS / PUESTA EN SERVICIO PROVISIONAL (APES / PES)

Permiten energizar temporalmente la instalación para realizar pruebas técnicas antes de la puesta en operación definitiva. Se solicitan tras finalizar las obras, aportando certificados y documentación técnica. [123]

Problemas frecuentes:

- Fallos en pruebas funcionales.
- Incumplimientos detectados en obra.
- Dificultad para coordinar fechas con el operador de red.

5.5.13 INSCRIPCIÓN EN EL RAIPRE

Consiste en registrar la instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE), paso imprescindible para empezar a facturar energía. Se realiza ante el Ministerio para la Transición Ecológica. [123]

Problemas frecuentes:

- Errores administrativos en la solicitud.
- Documentación incompleta o mal presentada.
- Retrasos en el proceso de inscripción.

5.5.14 COMMERCIAL OPERATION DATE (COD)

Es la fecha oficial de entrada en operación comercial del proyecto. Marca el inicio de la venta de energía y del cumplimiento de contratos como PPAs (Power Purchase Agreement o Acuerdo de Compra de Energía) o subastas. [123]

Problemas frecuentes:

- Retrasos en etapas previas que obligan a reprogramar.
- Penalizaciones contractuales por incumplimiento del COD.
- Problemas logísticos o técnicos en la última fase del proyecto.

5.5.15 CONCURSOS EN NUDOS

Cuando un nudo de conexión está saturado (es decir, ya tiene muchas solicitudes o excede su capacidad), REE o la distribuidora convocan un concurso de capacidad. Esta figura se ha convertido probablemente en la principal fuente de problemas actuales en el desarrollo de proyectos renovables, ya que implica: [123]

- **Paralización de solicitudes individuales:** ya no se evalúan por orden de llegada.
- **Concurrencia competitiva:** los promotores deben presentar proyectos completos y competir en base a criterios técnicos, ambientales y de madurez del proyecto.
- **Plazos inciertos y mayores exigencias:** los concursos pueden tardar muchos meses en resolverse y requieren más preparación, lo que ralentiza el desarrollo y aumenta el riesgo financiero.
- **Resultados imprevisibles:** incluso con toda la documentación en regla, no hay garantía de obtener capacidad si otros proyectos puntúan más alto.

En resumen, los concursos en nudos son un cuello de botella crítico en el desarrollo de renovables, ya que transforman un trámite técnico en una licitación compleja y altamente competitiva, afectando plazos, certidumbre jurídica y acceso a financiación.

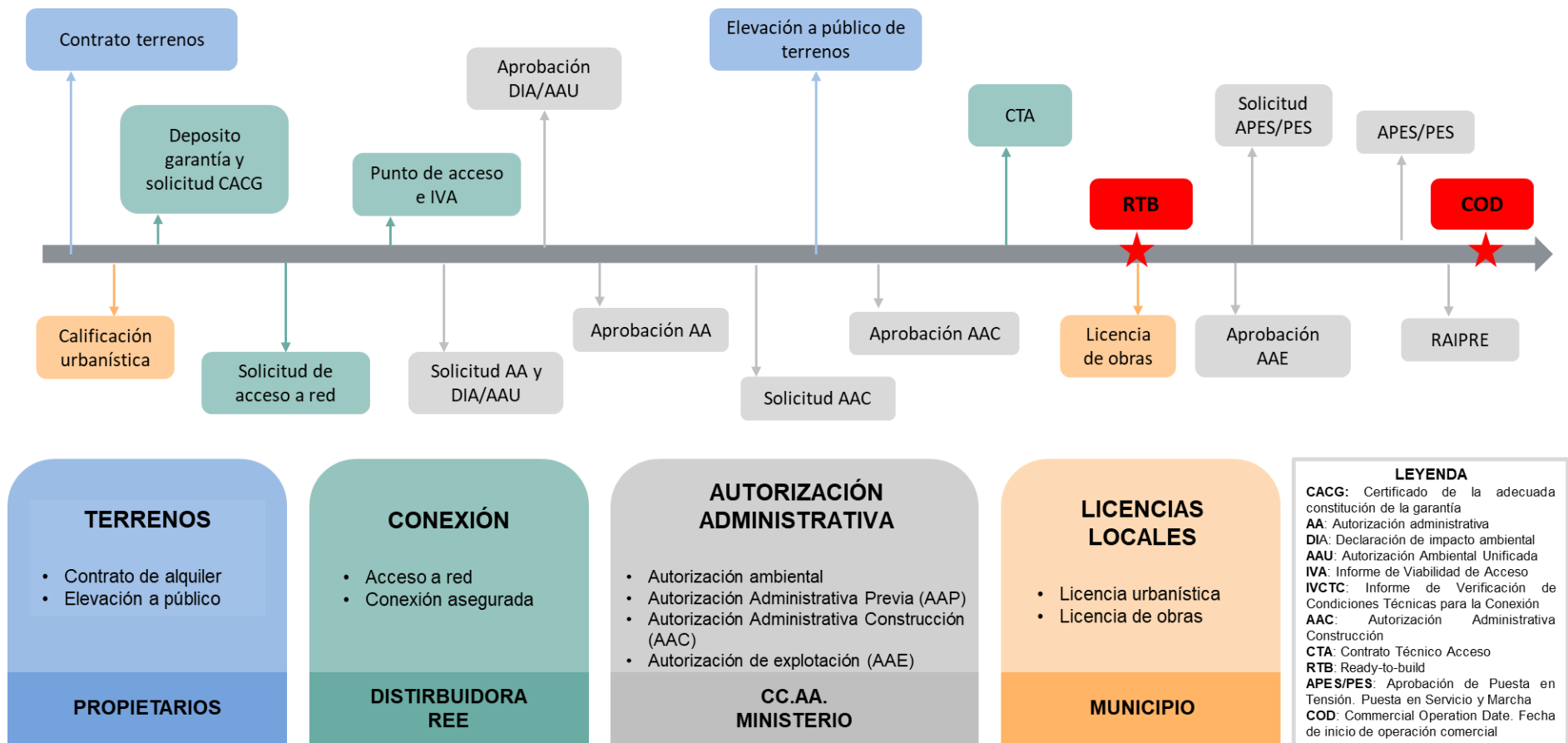


Figura 19. Hoja de ruta de permisos

Capítulo 6. UBICACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

La selección del emplazamiento para este proyecto requiere una evaluación detallada que combine aspectos técnicos, eléctricos y urbanísticos. En el presente análisis, se ha valorado la viabilidad de implantar esta instalación en el entorno de Los Ramos (Málaga), considerando tanto la proximidad a la infraestructura de red como la compatibilidad con el planeamiento territorial y sectorial vigente.

Desde el punto de vista urbanístico, la zona analizada se encuentra en un entorno con predominio de suelo rústico, sin afecciones significativas por normativa de protección ambiental, patrimonial o de riesgos naturales. Esta situación ofrece una base favorable para el desarrollo del proyecto, aunque será necesario confirmar los detalles específicos del uso del suelo y de las condiciones urbanísticas aplicables en la fase de tramitación.

En lo que respecta al análisis eléctrico, la elección del nodo de conexión se ha realizado utilizando los datos publicados por Red Eléctrica de España (REE) en sus tablas de capacidad de acceso, concretamente las correspondientes a los meses de febrero y marzo de 2025. Es importante destacar que estas tablas están sujetas a actualizaciones periódicas y pueden reflejar cambios significativos en los meses posteriores al análisis. Por tanto, aunque el nodo Los Ramos 66 kV mostraba disponibilidad de capacidad y condiciones favorables en el momento del estudio, existe la posibilidad de que dicha situación haya variado, por lo que será imprescindible verificar los datos más recientes antes de formalizar la solicitud de acceso y conexión.

Con esta base, se ha procedido a aplicar un conjunto de criterios técnicos y urbanísticos para evaluar la idoneidad del emplazamiento propuesto en Los Ramos, cuyo análisis se detalla a continuación.

6.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La elección del emplazamiento para una instalación de almacenamiento energético tipo BESS stand-alone debe basarse en una combinación de criterios técnicos, urbanísticos, ambientales y de viabilidad operativa. A continuación, se enumeran los principales factores que se han considerado para asegurar el éxito del proyecto.

6.1.1 CRITERIOS GENERALES DE SELECCIÓN

1. **Disponibilidad de suelo apto:** es esencial que existan parcelas disponibles con suficiente superficie para albergar los equipos y permitir las operaciones de construcción, operación y mantenimiento, incluyendo accesos y distancias de seguridad.
2. **Proximidad a infraestructuras eléctricas:** la cercanía a una subestación de distribución o transporte es clave para reducir el coste de la conexión a red, minimizar pérdidas eléctricas y facilitar la tramitación administrativa con el gestor de red.
3. **Compatibilidad urbanística:** la parcela debe cumplir con el planeamiento urbanístico vigente, siendo preferible que esté clasificada como suelo industrial o rústico compatible con instalaciones energéticas. También debe estar libre de afecciones legales y medioambientales.
4. **Accesibilidad logística:** es importante que el emplazamiento tenga acceso por carreteras o caminos que permitan el transporte de los equipos y faciliten el mantenimiento periódico.
5. **Mínimo impacto ambiental y social:** se busca reducir al máximo la afección sobre el entorno natural, evitar suelos protegidos o de valor ecológico, y respetar distancias de seguridad respecto a zonas habitadas, todo ello con el objetivo de minimizar impactos visuales, acústicos y sociales.

6.1.2 ADECUACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La zona de Los Ramos, en el término municipal de Málaga, junto a la subestación de e-distribución, ha sido seleccionada como emplazamiento preferente por cumplir adecuadamente con todos los criterios anteriormente descritos:

- **Disponibilidad de suelo:** se ha identificado una parcela cercana a la subestación con superficie suficiente para albergar el sistema BESS y sus elementos auxiliares, con condiciones topográficas favorables. [124]



DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:

Suelo Polígono 42 Parcela 112
EL CAÑAVERAL. MALAGA [MÁLAGA]

Clase: URBANO

Uso principal: Suelo sin edif.

Superficie construida:

Año construcción:

Figura 20. Parcela Seleccionada para el Emplazamiento [Sede Catastro]

- **Proximidad a la red:** la cercanía inmediata a la subestación de Los Ramos permite una conexión directa a la red de distribución, lo que reduce significativamente los costes de conexión y facilita la tramitación administrativa ante e-distribución. En este caso, se pudo observar en la Figura 21 que hay una distancia de 2,18 km desde la parcela hasta el nudo de Los Ramos, lo cual permite un acceso rápido y facilidad a la hora de diseñar infraestructuras como la línea de evacuación.



Figura 21. Distancia desde la Parcela hasta el Nudo Los Ramos

- **Compatibilidad urbanística:** según el Plan General de Ordenación Urbanística de Málaga, la parcela está clasificada como suelo de uso compatible con infraestructuras energéticas, sin afecciones por normativa de protección ambiental, patrimonio, ni riesgos naturales relevantes, y sin planes urbanísticos pensados para la parcela. [122]

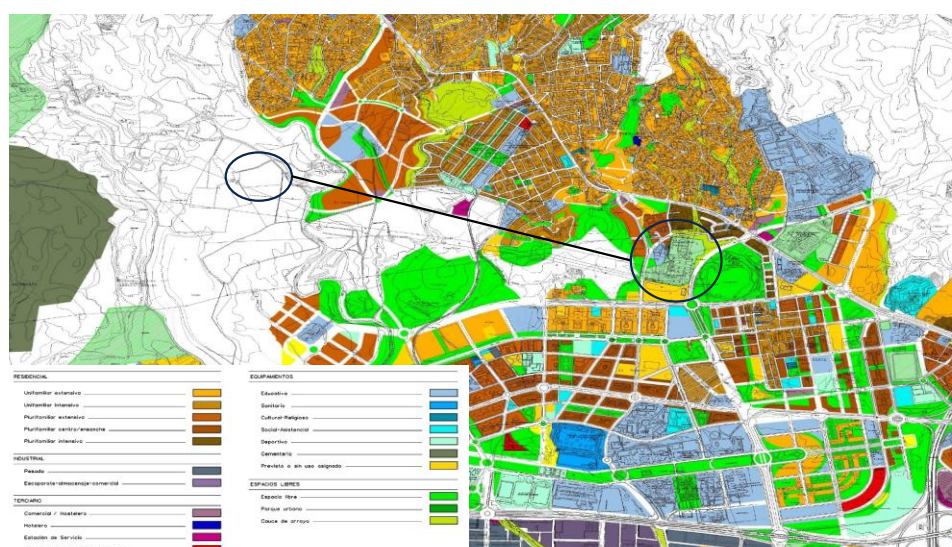


Figura 22. Plan Urbanístico Detallado de la Parcela Seleccionada [PGOU]

- **Accesos adecuados:** la parcela dispone de acceso rodado a través de caminos existentes o fácilmente mejorables, lo que garantiza la logística durante la construcción y en la operación. [125]

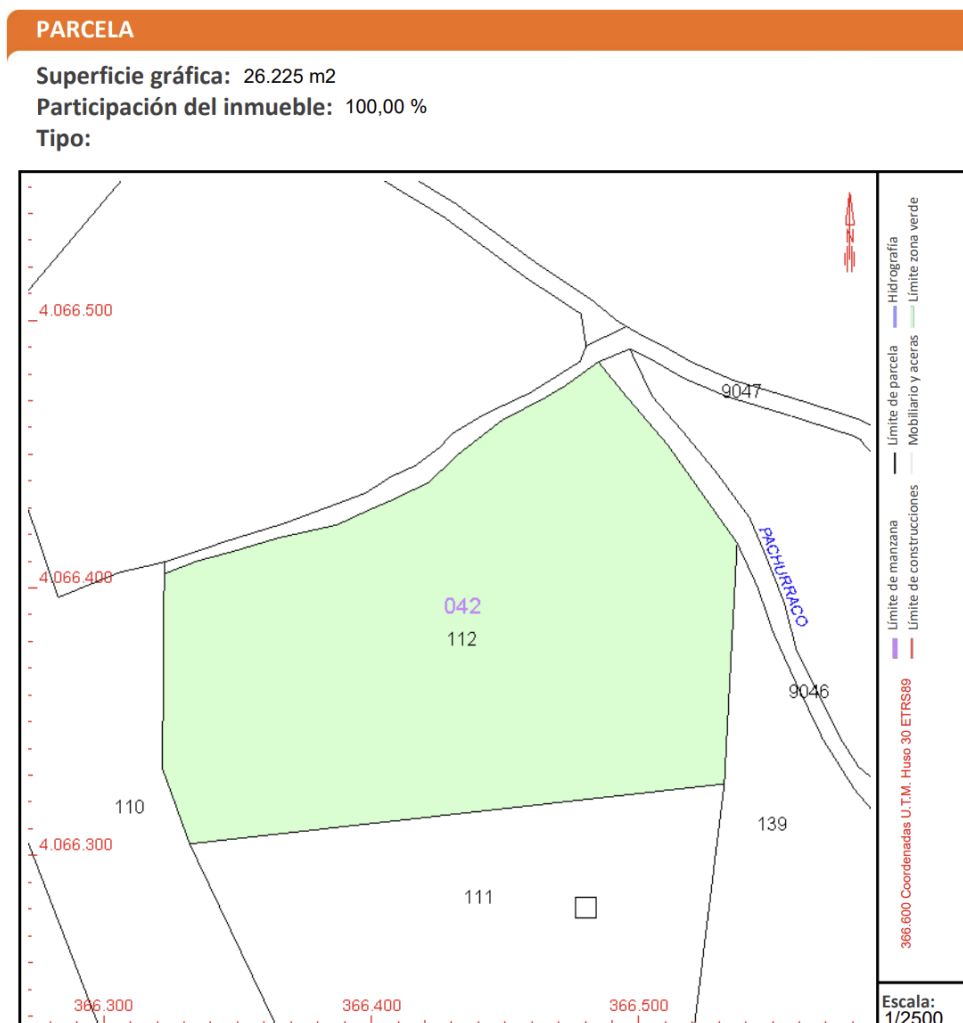


Figura 23. Accesos y Caminos de la Parcela Seleccionada [Sede Catastro]

- **Bajo impacto ambiental y social:** el entorno es predominantemente rural o industrial, sin proximidad inmediata a núcleos residenciales, lo que reduce la sensibilidad social y ambiental del proyecto. Tampoco existen figuras de protección ambiental en la zona.

6.2 FACTORES TÉCNICOS Y LOGÍSTICOS

6.2.1 PROXIMIDAD A INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS CLAVE

Uno de los principales criterios para la selección del emplazamiento de un sistema BESS stand alone es la cercanía a infraestructuras eléctricas relevantes, como subestaciones o líneas de distribución/transporte, ya que ello permite reducir las pérdidas por transporte de energía, minimizar los costes de conexión, tanto en infraestructura como en trámites administrativos, así como aumentar la viabilidad técnica del proyecto, al mejorar la calidad de servicio y la respuesta operativa del sistema de almacenamiento.

En este caso, la parcela seleccionada se sitúa a una distancia de aproximadamente 2,18 km en línea recta de la subestación LOS RAMOS 220 kV, gestionada por e-distribución. Esta proximidad permite considerar una conexión directa al sistema de distribución mediante una línea de media o alta tensión relativamente corta, lo cual favorece una rápida evacuación de energía y reduce las inversiones en infraestructuras auxiliares, tal como se puede observar en la Figura 24 en la cual se pueden observar todas las líneas eléctricas cercanas.

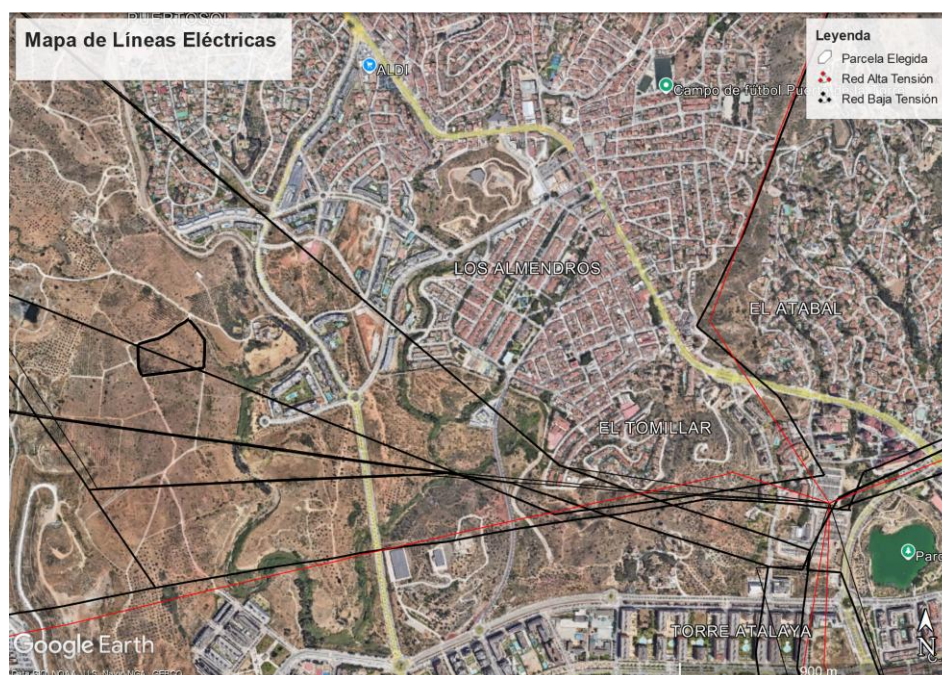


Figura 24. Mapa de Líneas Eléctricas entre la Parcela y el Nudo Los Ramos

Además, al estar la parcela en una zona elevada y despejada, se facilita la planificación del trazado de la línea de evacuación, con mínima interferencia sobre terrenos urbanizados o protegidos.

6.2.2 JUSTIFICACIÓN DEL NUDO DE CONEXIÓN Y TENSIÓN SELECCIONADA

La determinación del punto de conexión del sistema BESS stand alone proyectado en la parcela 112 del polígono 42 (Málaga) se ha realizado a partir del análisis cruzado de las tablas de capacidad de acceso publicadas por Red Eléctrica de España (REE) y por el distribuidor de red correspondiente, e-distribución (Grupo Endesa).

6.2.2.1 Capacidad de Acceso Disponible: REE y e-distribución

En primer lugar, cabe mencionar que se ha determinado que la opción más adecuada para la modalidad de acceso a red requerida para el proyecto es la MPE en Red de Transporte (MPE RdT), dado que se trata de un sistema BESS stand alone, es decir, no vinculado a una planta fotovoltaica existente ni a un consumidor industrial.

Según la normativa vigente, incluyendo la Circular 1/2021 de la CNMC, se establecen las siguientes consideraciones: [85]

- **Parte generadora (BESS stand alone):** debe solicitar acceso como MPE RdT. Esta figura es la correcta para instalaciones de almacenamiento conectadas a la red de transporte (o distribución en alta tensión), como es el caso con conexión prevista a 66 kV en la subestación Los Ramos.
- **Parte de carga:** debe tramitarse como sujeto consumidor, con posibilidad de optar por un acceso firme o flexible. El acceso flexible permite cargar el sistema únicamente cuando no haya congestión en la red, y puede utilizarse como medida de optimización operativa, pero no sustituye el permiso de acceso como generador.

- **Otras figuras como MGES o compensador síncrono:** no son aplicables al almacenamiento energético, por lo que se descartan en este proyecto.

En este contexto, el acceso como MPE RdT más solicitud de punto de consumo se ajusta a la estructura regulatoria y técnica actual, y no repercute negativamente en la modalidad de conexión, aunque sí puede influir en los requisitos técnicos asociados y en la eficiencia del despacho de energía en red.

Dicho esto, se ha identificado que la subestación LOS RAMOS 220 kV (REE) cuenta con capacidad disponible específica para almacenamiento, tal como se refleja en las tablas publicadas en el primer trimestre de 2025. Este punto representa una oportunidad viable desde el punto de vista técnico ya que se cuenta con un nudo que tiene suficiente capacidad disponible como para realizar un proyecto de tamaño considerable, lo cual aumentará las posibilidades de que sea económicamente viable. [126]

Nombre y tensión del nudo	Comunidad Autónoma	POSICIONES DE GEN/ALM				CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE PARA SOLICITUDES A LA RED DE TRANSPORTE Y ACEPTABILIDADES							
		A red de transporte		A red de distribución		Generación				Almacenamiento			
		E	P	E	P	MGES RdTo MPE con compensador síncrono RdT [MW]	MPE RdT [MW]	MGES RdD, MPE no conectado al primer nivel de transformación RdD o MPE con compensador síncrono RdD [MW]	MPE RdD [MW]	MGES RdTo MPE con compensador síncrono RdT [MW]	MPE RdT [MW]	MGES RdD, MPE no conectado al primer nivel de transformación RdD o MPE con compensador síncrono RdD [MW]	MPE RdD [MW]
LOS RAMOS 220	Andalucía	✓		✓		85	85	85	85	85	85	85	85

Tabla 2. Capacidad de Acceso del Nudo los Ramos por REE [REE]

Sin embargo, dado que la posición física en la subestación ya existe y está gestionada por e-distribución como titular de dicha infraestructura, la solicitud de acceso debe canalizarse necesariamente a través de este distribuidor. [127]

E-DISTRIBUCIÓN							CAPACIDAD DE ACCESO (MW)				
							DISPONIBLE	OCUPADA			
								TOTAL	Desglose por Posición de SSEE		
Comunidad Autónoma	Provincia	Municipio	Subestación	Ubicación (Latitud)	Ubicación (Longitud)	Tensión (kV)			P1-P9	Con Permiso de AyC	En trámite con Capacidad en RdD
1 - Andalucía	Málaga	Málaga	RAMOS	36,7290868	-4,4723671	132	0	79,3		79,3	
1 - Andalucía	Málaga	Málaga	RAMOS	36,7290868	-4,4723671	66	142,2	20		20	
1 - Andalucía	Málaga	Málaga	RAMOS	36,7290868	-4,4723671	20	71,6	0			

Tabla 3. Capacidad de Acceso del Nudo los Ramos por e-distribución [e-distribución]

En consecuencia, se ha consultado la tabla de capacidad de acceso de e-distribución para la subestación RAMOS, identificando lo siguiente:

- A nivel de 132 kV: **capacidad disponible = 0 MW** (completamente ocupada).
- A nivel de 66 kV: **capacidad disponible = 142,2 MW**.
- A nivel de 20 kV: capacidad disponible limitada a 71,6 MW (no aplicable a esta escala de proyecto).

Por tanto, al tener que conectarse a 66 kV, la instalación de demanda debe presentar una garantía de 20 €/kW solicitado, al ser el punto de conexión ≥ 36 kV.

6.2.2.2 Limitación por Nivel de Tensión

La tensión de acceso disponible, por tanto, queda restringida al nivel de 66 kV, siendo este el único con capacidad suficiente en la subestación. Según el criterio técnico publicado por REE para limitación de acceso en función del nivel de tensión, el límite máximo de capacidad admisible para instalaciones de almacenamiento conectadas a 66 kV es de 60 MW: [128]

Nivel de Tensión (kV)	Capacidad de Acceso Máxima (MW)
132 - 110	100
66	60
55 - 50	50

45	40
30	30
24 - 25	20
20	15
$> 1 \leq 15$	10

Tabla 4. Capacidad de Acceso Máxima por Nivel de Tensión

Por tanto, aunque la tabla de e-distribución refleja una disponibilidad de hasta 142,2 MW en 66 kV, el proyecto no podrá superar los 60 MW de potencia de acceso solicitada si desea conectarse a ese nivel de tensión, conforme a los límites regulatorios establecidos.

6.2.3 ACCESIBILIDAD PARA TRANSPORTE Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS

El emplazamiento también cumple adecuadamente con los requisitos de accesibilidad logística, aspecto fundamental en las fases de construcción, operación y mantenimiento del sistema BESS:

- La parcela dispone de acceso rodado mediante caminos rurales existentes, conectados con vías urbanas asfaltadas cercanas. Esto permite la entrada de camiones de gran tonelaje y grúas durante la obra.
- Su cercanía a zonas urbanizadas de Málaga asegura la disponibilidad de servicios, recursos y personal técnico en caso de incidencias o tareas de mantenimiento.
- La pendiente del terreno es suave, sin obstáculos geográficos relevantes, lo que facilita tanto el movimiento de maquinaria como la instalación de módulos de almacenamiento, centros de transformación y sistemas auxiliares.

En conjunto, estos factores hacen de la parcela 112 del polígono 42 un emplazamiento idóneo desde el punto de vista técnico, tanto por su cercanía a la infraestructura de red como por su accesibilidad para ejecución y explotación.

6.3 ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL PRELIMINAR

La implantación de un sistema de almacenamiento energético tipo BESS en la parcela seleccionada requiere una evaluación rigurosa de su impacto ambiental, conforme a la legislación aplicable a nivel estatal, autonómico y municipal. El objetivo es garantizar la preservación del entorno natural y el cumplimiento de las disposiciones vigentes en materia de sostenibilidad y protección ambiental.

6.3.1 EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL SEGÚN NORMATIVAS APLICABLES

Este tipo de proyectos está sujeto al marco normativo definido por la siguiente legislación:

- **Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental**, que regula la evaluación ambiental estratégica y la evaluación de impacto ambiental ordinaria y simplificada de planes, programas y proyectos. [116]
- **Ley 7/2007, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental (GICA)** de la Junta de Andalucía, que adapta la normativa estatal a nivel autonómico y establece procedimientos específicos. [119]
- **Normativa ambiental municipal** y PGOU de Málaga, que pueden establecer requisitos adicionales sobre usos del suelo, protección de arroyos, caminos, áreas forestales, patrimonio y ruido. [122]

Dado que la superficie del proyecto no supera las 30 ha, y que no se prevé una afección directa sobre espacios naturales protegidos, es previsible que el proyecto quede sujeto a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada, previa consulta al órgano ambiental competente, siendo en este caso, la Consejería de Sostenibilidad, Medio Ambiente y Economía Azul de la Junta de Andalucía.

6.3.2 COMPATIBILIDAD CON LA NORMATIVA AMBIENTAL VIGENTE

6.3.2.1 Índice de Sensibilidad Ambiental

La parcela seleccionada para el sistema de almacenamiento energético tipo BESS en Los Ramos (Málaga) presenta un Índice de Sensibilidad Ambiental (ISA) de 9,550, lo que la clasifica como una zona de sensibilidad baja. Esta clasificación ha sido obtenida a partir de la cartografía oficial del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), diseñada originalmente para proyectos de energía solar fotovoltaica, pero también aplicable al almacenamiento en los términos que se explican a continuación. [129]

6.3.2.2 Aplicación del ISA al Almacenamiento Energético

Aunque el ISA fue desarrollado con base en proyectos de energía solar fotovoltaica, se considera aplicable al almacenamiento energético cuando este se proyecta como parte integrante de una planta renovable o como infraestructura energética autónoma con fines similares. Tal y como establece el criterio del MITECO: [129], [130], [131]

"La instalación del almacenamiento se considera parte integrante de la planta renovable. Por tanto, el ISA se aplica al conjunto del proyecto."

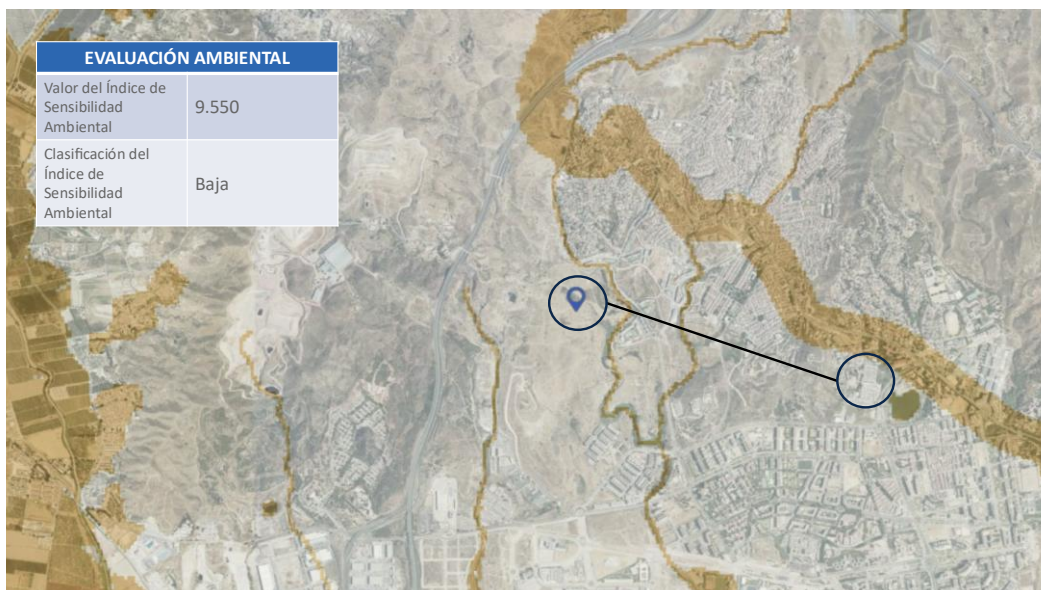


Figura 25. Índice de Sensibilidad Ambiental de la Parcela [Geo Portal MITECO]

En este sentido, aunque el impacto físico de un sistema BESS es considerablemente menor al de una planta solar (por ocupación de terreno, impacto visual o alteración ecológica), la evaluación del impacto ambiental sigue condicionada por la calificación ISA del emplazamiento. En el caso de este proyecto, la calificación "baja" resulta especialmente favorable, ya que indica una baja probabilidad de conflictos ambientales y una mayor viabilidad administrativa.

6.3.2.3 Diferenciación Respecto a otros Tipos de Generación

No se ha utilizado el ISA correspondiente a la energía eólica, ya que este no existe de forma generalizada a nivel estatal. La tecnología eólica presenta características ambientales específicas (como el riesgo de colisión de aves o el impacto visual a larga distancia) que no son aplicables al almacenamiento. En su lugar, algunas comunidades autónomas elaboran sus propias zonificaciones eólicas (como Castilla y León, Galicia o Navarra), pero este no es el caso en Andalucía ni para proyectos de tipo BESS.

6.3.3 CONDICIONES DEL TERRENO DEL EMPLAZAMIENTO

La parcela 42 del polígono 112, seleccionada para la implantación del sistema de almacenamiento BESS stand alone, se encuentra sobre un terreno clasificado edafológicamente como regosoles y cambisoles eútricos, según la cartografía oficial del Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) vigente 2011. [122]

6.3.3.1 Características del Suelo del Emplazamiento

- **Regosoles:** se trata de suelos poco desarrollados, de textura arenosa o limosa, con baja capacidad de retención de agua y nutrientes. Son suelos sueltos, que presentan riesgo de asentamientos diferenciales y escasa cohesión estructural, especialmente en presencia de pendientes o escorrentía. En este caso, su uso para infraestructura es viable únicamente si se adoptan medidas correctoras y técnicas de mejora del terreno. [132]

- **Cambisoles eútricos:** suelos moderadamente desarrollados con mejor estructura y fertilidad que los Regosoles. Presentan mayor estabilidad mecánica, por lo que son más adecuados para soportar estructuras técnicas de peso moderado como los sistemas BESS, siempre que el terreno se acondicione mediante compactación y nivelación adecuada. [133]

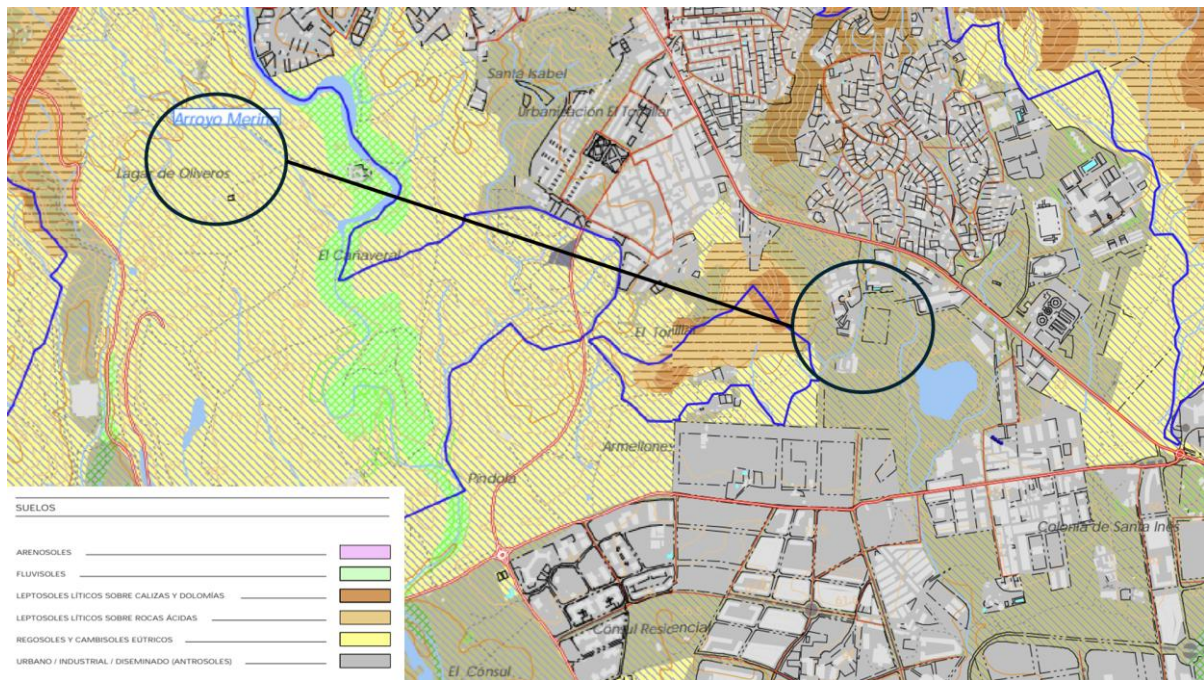


Figura 26. Suelos del Emplazamiento Seleccionado [PGOU]

6.3.3.2 Implicaciones para el Diseño y Ejecución del BESS

La presencia combinada de estos suelos no representa un impedimento directo para el proyecto, pero exige una evaluación geotécnica detallada que permita determinar:

- La **capacidad portante del terreno** y la profundidad de cimentación.
- El riesgo de **asentamientos diferenciales** y medidas de mitigación (rellenos compactados, losas, etc.).
- La necesidad de **sistemas de drenaje superficial y profundo**, para evitar erosión y afecciones a la base de las instalaciones.

6.3.3.3 Recomendaciones Constructivas

En función de los resultados del estudio geotécnico (obligatorio para este tipo de instalaciones), se podrán aplicar soluciones constructivas como:

- **Plataformas niveladas y compactadas** y zapatas aisladas en zonas de menor capacidad portante. [136]
- Uso de **estructuras modulares elevadas tipo skid o contenedor**, que reparten la carga de forma homogénea y minimizan el daño directo al suelo. [136]
- **Drenaje perimetral y profundo** con tubos drenantes y material filtrante para evitar el deterioro del terreno en episodios de lluvias intensas. [137]

6.3.4 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS AMBIENTAL PRELIMINAR

El análisis preliminar indica que el proyecto es compatible con la normativa ambiental vigente, al no encontrarse en zonas protegidas ni suponer un impacto significativo sobre el medio natural. No obstante, para completar el estudio se requerirían solicitudes, documentos y estudios que no forman parte del alcance de este proyecto:

- Solicitud de informe de compatibilidad urbanística y ambiental al Ayuntamiento de Málaga y consulta previa a la Delegación Territorial de Sostenibilidad para confirmar el régimen de evaluación aplicable.
- Estudio acústico si el proyecto supera los umbrales establecidos por la Ordenanza de Protección contra la Contaminación Acústica del municipio.

Capítulo 7. SELECCIÓN DE CAPACIDAD Y TECNOLOGÍA

7.1 SELECCIÓN DE CAPACIDAD

7.1.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POTENCIA NOMINAL

La determinación de la capacidad óptima del sistema BESS en términos de potencia (MW) y duración (horas) es uno de los elementos más relevantes para garantizar la viabilidad técnico-económica del proyecto. Para este sistema de almacenamiento stand-alone, se ha definido una capacidad de 50 MW y 4 horas (200 MWh) como resultado de un análisis combinado de restricciones técnicas, oportunidades de mercado, regulación, rentabilidad y condiciones de acceso a red. Cabe destacar que varias de las fuentes utilizadas durante el análisis de selección de la capacidad y duración óptima del sistema son propiedad de FRV y, por tanto, no pueden ser compartidas debido a acuerdos de confidencialidad. No obstante, todas las estimaciones, supuestos y criterios usados han sido valorados y contrastados con profesionales del sector, lo que garantiza la fiabilidad del análisis realizado.

7.1.1.1 Límite Técnico por Nivel de Tensión

Una de las primeras restricciones a considerar es la capacidad máxima admisible en el punto de conexión. En este caso, el sistema se conectará a una subestación de 66 kV, lo que limita la potencia máxima evacuable a red a aproximadamente 60 MW por razones de estabilidad y capacidad de la infraestructura eléctrica existente como se muestra en el Capítulo 6, por lo tanto, la potencia máxima posible técnicamente está acotada por el nivel de tensión. Esta restricción establece el techo operativo del sistema, siendo 50 MW una elección conservadora y realista, que evita sobredimensionamientos, problemas de tramitación y penalizaciones por vertidos no admisibles, sin embargo, la principal razón por la que se elige 50 será expuesta a continuación.

7.1.1.2 Criterios regulatorios y administrativos

Los proyectos de generación o almacenamiento de energía con una potencia instalada de hasta 50 MW pueden tramitar su autorización administrativa a través del órgano competente de la Comunidad Autónoma donde se ubican. Este procedimiento autonómico suele ser significativamente más ágil en cuanto a plazos, coordinación interadministrativa y respuesta a consultas o subsanaciones, en comparación con la vía estatal. En cambio, los proyectos que superan los 50 MW deben ser gestionados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), lo que implica un proceso más complejo, con mayores exigencias documentales, mayor burocracia y una tramitación más lenta y, en ocasiones, menos transparente. [138]

Dado que el objetivo del proyecto es maximizar los ingresos dentro del marco regulatorio vigente, se ha optado por dimensionar la planta con una potencia de 50 MW, el límite máximo permitido para acogerse a la tramitación autonómica. Esta decisión permite equilibrar el beneficio económico derivado de una mayor capacidad instalada con la ventaja administrativa de un proceso más ágil y predecible.

7.1.2 SELECCIÓN FINAL DE POTENCIA NOMINAL

Como resultado del análisis integrado de factores técnicos, económicos, regulatorios y de acceso a red, se concluye que la potencia nominal óptima del sistema BESS es de 50 MW. Esta elección maximiza la capacidad de generación y los ingresos dentro de los límites regulatorios y técnicos existentes, optimiza el coste de inversión y facilita la tramitación administrativa a través de la Comunidad Autónoma de Andalucía, reduciendo riesgos y acelerando la puesta en operación del proyecto.

Además, este dimensionamiento es coherente con la estrategia habitual en el sector, donde los desarrollos suelen mantenerse por debajo del umbral de 50 MW para simplificar la tramitación y evitar cuellos de botella administrativos.

7.1.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA DURACIÓN ÓPTIMA

La determinación de la duración óptima del sistema de almacenamiento se fundamenta en una combinación de criterios estratégicos, técnicos, regulatorios y económicos que buscan maximizar la rentabilidad, garantizar la viabilidad del proyecto y asegurar su elegibilidad para incentivos públicos.

7.1.3.1 Versatilidad Operativa

Un sistema BESS con alta capacidad energética en relación a su potencia nominal (es decir, con una elevada duración de descarga) ofrece mayor flexibilidad para participar simultáneamente en distintos mercados y servicios gestionados por el operador del sistema (REE), incluyendo:

- **Arbitraje energético diario**, optimizando la compra y venta de energía según los precios horarios del mercado, tal como se puede observar en la Figura. [139]

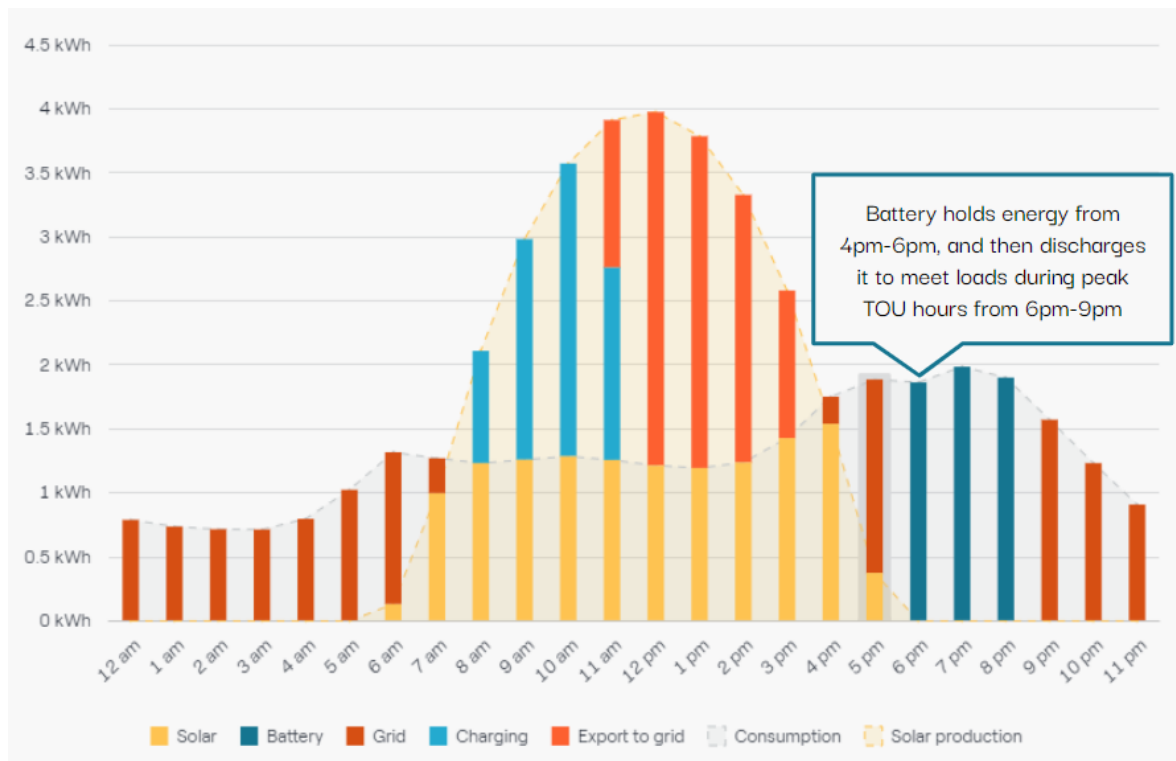


Figura 27. Ejemplo de Arbitraje Energético de un BESS [Aurorasolar]

- **Regulación secundaria (FRR)**, donde una mayor duración de entrega sostenida permite mantener la respuesta operativa durante más tiempo, incluso en paralelo con el arbitraje. [140]
- **Mercado de capacidad y servicios de ajuste**, donde la garantía de disponibilidad energética continua proporciona una ventaja competitiva clara. [141]

7.1.3.2 Elegibilidad en Mecanismos de Apoyo Público

Numerosos programas de incentivos a nivel nacional y europeo, como las subastas de almacenamiento del MITECO o los fondos Next Generation EU, exigen una duración mínima de 4 horas para acceder a subvenciones o financiación blanda. Esto busca: [142], [143], [144]

- Favorecer el acoplamiento con tecnologías renovables intermitentes.
- Asegurar la capacidad del sistema de ofrecer soporte real al sistema eléctrico durante periodos críticos.
- Maximizar la eficiencia del gasto público al priorizar soluciones de almacenamiento de valor añadido frente a otras de respuesta muy corta (0,5-1h).

7.1.3.3 Preparación para la Integración Renovable

El diseño de 4 horas está alineado con las necesidades futuras de hibridación con plantas solares fotovoltaicas o eólicas, dado que:

- Permite gestionar de manera eficiente los vertidos de energía en momentos de baja demanda o precios negativos.
- Favorece la integración energética mediante un desplazamiento temporal de la generación renovable, mejorando el perfil de entrega a red.
- Ofrece una solución robusta frente a la intermitencia, especialmente relevante en escenarios de alta penetración renovable como los proyectados en el PNIEC.

7.1.3.4 Impacto en Costes y Modelo de Negocio

La combinación de 50 MW y 4 horas tiene implicaciones directas sobre:

- **CAPEX:** a mayor potencia y duración, mayor inversión inicial; sin embargo, esta se compensa con un mayor aprovechamiento de oportunidades de mercado y elegibilidad para ayudas. [146]
- **OPEX y mantenimiento:** el coste operativo se incrementa ligeramente con la duración, pero la mayor vida útil y menor número de ciclos diarios de las baterías de 4h puede reducir la degradación. [147]
- **Rentabilidad:** el diseño de 4h es óptimo para proyectos utility-scale, ya que permite participar en más horas del día con precios altos, maximizando ingresos sin sobreexponer el sistema a estrés operativo. [149]
- **LCOES:** un sistema de 4h tiene un coste nivelado por MWh almacenado más competitivo cuando se utilizan múltiples servicios y ciclos diarios. [146]

7.1.3.5 Elección de Duración frente a Potencia

El diseño parte del análisis de la potencia de conexión disponible (en este caso 50 MW) y, en función del uso objetivo, se determina la duración:

- En sistemas stand-alone, se evalúa si el acceso es firme o flexible. Por ejemplo, en accesos con limitación horaria se puede compensar con mayor capacidad energética (más horas). En este caso, supondremos que el acceso es firme para simplificar el proceso.
- La duración de 4 horas se ajusta para absorber y desplazar la producción renovable, normalmente durante ventanas de 4-6 horas, lo cual impulsa la integración de renovables, como se puede observar en la Figura 27.
- La duración de 4 horas es una opción estándar emergente en España y Europa por su equilibrio entre coste, funcionalidad y requisitos regulatorios.

- Alternativas de 2 horas, más comunes en mercados como Reino Unido (como se puede observar en proyectos de FRV como Clay Tye) o Australia, se adaptan mejor a servicios de frecuencia rápidos y alta rotación de ciclos, pero no son elegibles para muchas de las ayudas públicas en España y ofrecen menor cobertura operativa.

7.1.3.6 Repercusiones del Tipo de Batería

El tipo de batería influye en el diseño y viceversa, ya que, a mayor duración requerida, mayor necesidad de celdas, espacio y sistemas de gestión térmica. Además, los fabricantes ofrecen configuraciones estandarizadas para duraciones entre 1h y 4h, con ampliaciones disponibles según demanda. [149]

7.1.4 SELECCIÓN FINAL DE DURACIÓN ÓPTIMA

Tras el análisis de los criterios estratégicos, técnicos y económicos recogidos en el apartado anterior, y considerando tanto la experiencia de mercado como la evidencia académica y los estudios recientes en Europa y otros contextos internacionales, se concluye que la duración óptima para el sistema de almacenamiento de este proyecto es de 4 horas.

Esta decisión se fundamenta en los siguientes pilares:

7.1.4.1 Adecuación al Modelo de Ingresos del Mercado Español

El perfil de ingresos de los sistemas BESS en España está dominado por fuentes como: [146], [147], [149]

- **Arbitraje de energía** en el mercado diario e intradiario.
- **Reserva de regulación secundaria (FRR).**
- **Mercado de capacidad.**
- **Servicios de balance y ajuste gestionados por REE.**

Una duración de 4 horas maximiza la capacidad del sistema para capturar ingresos en estos mercados. Permite cargar en momentos de baja demanda (y bajo precio), especialmente durante el mediodía en días solares, y descargar durante picos de demanda (amanecer y anochecer), donde los precios aumentan significativamente. [145]

Además, el diseño de 4 horas permite operar simultáneamente en varios mercados (revenue stacking), lo cual incrementa la rentabilidad sin necesidad de sobredimensionar innecesariamente el sistema.

7.1.4.2 Sinergias con la Curva de Precios

El patrón horario de precios en España, como en otros mercados con gran penetración solar (Australia, Chile, California), presenta precios muy bajos durante las horas centrales del día, donde se genera un exceso de energía solar y precios elevados en el amanecer y anochecer, momentos de alta demanda y baja generación renovable. Como se puede observar en la Figura 28, los precios eléctricos en España caen durante las horas solares (hasta 0,44 €/MWh) y repuntan al amanecer y anochecer (hasta 66,52 €/MWh), lo que respalda la viabilidad de baterías de 4 horas para aprovechar eficientemente este diferencial. [146]

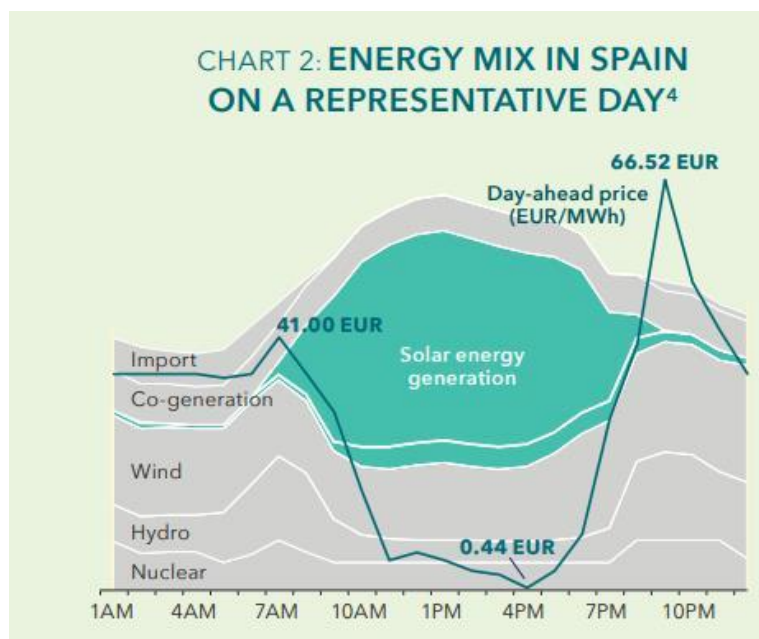


Figura 28. Curva de Precios en España en un Día Representativo [Aquila Clean Energy]

Una batería de 4 horas permite cargar completamente durante las horas solares y descargar de forma eficaz durante los picos de precio, sin prolongar la descarga hasta periodos de menor spread. Esto evita la canibalización de ingresos que se produciría con duraciones superiores a 6 horas. [146], [147], [148], [149]

7.1.4.3 Ajuste al Contexto Regulatorio

Las políticas públicas y los mecanismos de apoyo al almacenamiento en España y la UE, incluidas las subastas del MITECO y los fondos europeos, priorizan soluciones con una duración mínima de 4 horas, al ser consideradas soluciones robustas para la integración renovable y la estabilidad del sistema eléctrico. [142], [143], [144]

Los proyectos de 4 horas:

- **Reciben mayor puntuación técnica** en procesos de licitación pública.
- **Aumentan su probabilidad de adjudicación** de subvenciones.
- **Contribuyen directamente a los objetivos del PNIEC.** [8]

7.1.4.4 Evolución del CAPEX

La drástica caída en el precio de las baterías de ion-litio (las cuales se discutirán a continuación), un 85% desde 2010, según Iberdrola, ha reducido de forma notable la diferencia de inversión entre un sistema de 2 y uno de 4 horas. Esta reducción del CAPEX hace que el sistema de 4 horas: [146], [150]

- **Sea competitivamente viable**, incluso frente a configuraciones de menor duración.
- **Reduzca el LCOES** al aprovechar mejor los ciclos operativos y los ingresos acumulados.
- **Aumente la resiliencia y vida útil** del sistema, al reducir la frecuencia de ciclos diarios y operar en un régimen más estable.

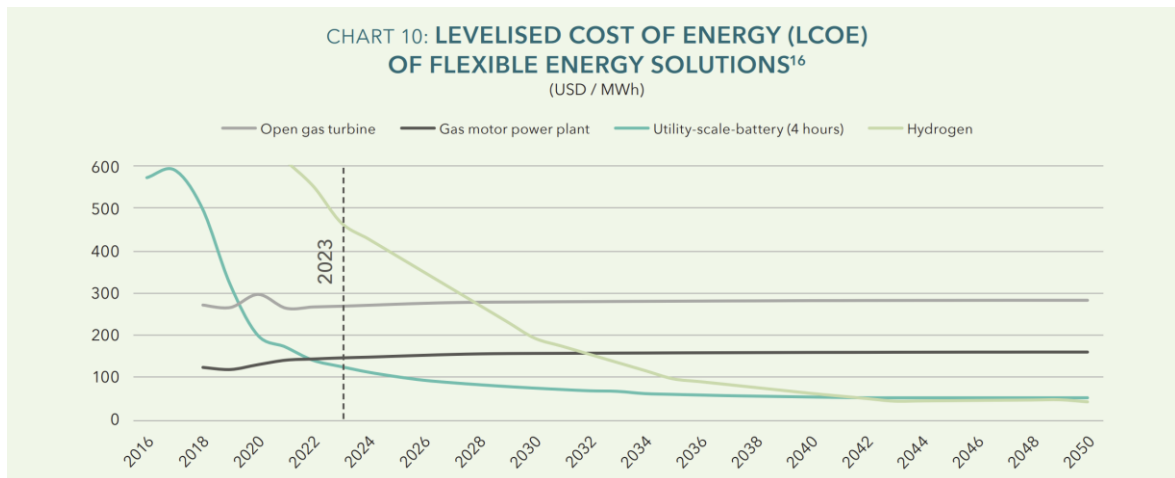


Figura 29. Evolución del LCOES para Baterías con Duración de 4 horas [Aquila Clean Energy]

7.1.4.5 Alineamiento con Estudios Técnicos

Estudios internacionales, como los de Bradbury et al. (2014) y Zakeri & Syri (2014), concluyen que: [152], [154], [155]

- La duración óptima para la mayoría de los ESS (Energy Storage System) orientados al arbitraje está entre 2 y 4 horas, dependiendo de la volatilidad del mercado y la tecnología empleada.
- La mayoría de los sistemas analizados en EE. UU. y Europa tienen una duración óptima de 4 horas, especialmente cuando el objetivo es capturar spreads amplios en mercados de precios diurnos.

Por otro lado, numerosos informes recientes del sector (SPE, Aquila Clean Energy, PV Magazine, entre otros) apuntan a una estandarización de duraciones entre 4 y 8 horas para proyectos utility-scale, siendo 4 horas el equilibrio actual más común entre coste, elegibilidad y rendimiento, tal como se muestra por ejemplo en el informe "European Market Outlook for Battery Storage 2024-2028" de Solar Power Europe, en el cual se expresa que los proyectos de este estilo generalmente tienen una capacidad de almacenamiento de 4 horas o más. [146], [147], [148], [149], [151], [153]

7.1.4.6 Equilibrio Técnico-Operativo

Desde un punto de vista técnico, una batería de 4 horas: [156], [157]

- Ofrece una mayor estabilidad en la operación de la red.
- Permite mayor flexibilidad en la prestación de servicios auxiliares.
- Mejora la gestión de la intermitencia renovable, siendo idónea para futuras hibridaciones con fotovoltaica o eólica.

7.1.4.7 Selección Final

La elección de una duración de almacenamiento de 4 horas para una potencia de 50 MW (200 MWh) responde a una evaluación integral de las condiciones del mercado español, las tendencias europeas, el coste de las tecnologías disponibles, el marco regulatorio vigente y las oportunidades de ingresos del proyecto. Esta configuración representa la mejor solución técnica y económica para maximizar el retorno de la inversión y garantizar la sostenibilidad operativa del sistema a largo plazo.

7.2 SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA

La elección de la tecnología en un BESS es un proceso crítico que determina no solo la viabilidad técnica del proyecto, sino también su rentabilidad a largo plazo. En el caso del sistema de 200 MWh (50 MW y 4 horas), esta selección debe considerar criterios técnicos, económicos, regulatorios y operativos, con el objetivo de asegurar un diseño eficiente y alineado con las oportunidades del mercado energético actual y futuro. Se emplearán baterías electroquímicas, aunque debe determinarse previamente el tipo más adecuado. Cabe señalar que parte de la información utilizada para este análisis tecnológico proviene de fuentes internas de FRV, que no pueden ser compartidas por motivos de confidencialidad. Sin embargo, todas las alternativas consideradas, criterios, metodologías, estimaciones y conclusiones alcanzadas han sido evaluadas en colaboración con expertos del sector.

7.2.1 CRITERIOS PRINCIPALES DE SELECCIÓN

7.2.1.1 Coste Nivelado de Almacenamiento Energético (LCOES)

El Levelized Cost of Energy Stored (LCOES o LCOS, Levelized Cost of Storage) es el criterio principal para comparar tecnologías. Representa el coste total de almacenar y descargar energía a lo largo del ciclo de vida del sistema, considerando:

- El **CAPEX total del sistema**, el cual incluye los equipos, transporte, instalación y BOP (Balance of Plant).
- La **vida útil estimada** y número de ciclos esperados.
- Los **ingresos brutos anuales estimados**.

Para este proyecto, se puede estimar un LCOES en el rango de 100-150 €/MWh, considerando un ciclo diario y una vida útil de 15-20 años. Esto permitiría alcanzar unos ingresos anuales brutos aproximados de 7,3 M€/año durante los 10 primeros años de operación, lo que resulta esencial para lograr una TIR atractiva y un plazo razonable de repago de la deuda (menos de 10 años).

Además, el método de estimación de ingresos esperados tiene un impacto directo en la elección tecnológica, ya que determina la viabilidad del proyecto frente a escenarios de precios variables, volatilidad del mercado o existencia de contratos PPA (Power Purchase Agreement) que aseguren un ingreso mínimo.

7.2.1.2 Madurez Tecnológica y Solvencia Técnica

Se priorizan tecnologías con un historial probado en proyectos utility-scale, tanto en Europa como en otros mercados internacionales. Las baterías seleccionadas deben cumplir con los siguientes criterios técnicos:

- **Alta eficiencia ciclo completo** para minimizar pérdidas energéticas y larga vida útil (>15 años o ≥ 6000 ciclos completos) con degradación controlada del SoH (State of Health).

- **Compatibilidad con un ciclo diario**, ideal para modelos de ingresos basados en arbitraje y servicios auxiliares.
- **Amplia disponibilidad comercial**, con múltiples fabricantes capaces de suministrar a gran escala.

Actualmente, la tecnología más común y adecuada para estos requerimientos es la batería de litio-ferrofosfato (LFP), por su combinación de bajo LCOES, fiabilidad, eficiencia y disponibilidad.

7.2.1.3 Lead-Time y Fiabilidad del Proveedor

El plazo de entrega de los equipos (fabricación, transporte, puesta en planta y conexión) afecta directamente al cronograma del proyecto y, por tanto, a su rentabilidad. En mercados dinámicos, minimizar el lead-time puede ser clave para acceder antes a ingresos y evitar demoras regulatorias o contractuales.

Asimismo, es fundamental contar con proveedores homologados y con experiencia acreditada en la ejecución de proyectos similares, que ofrezcan un suministro seguro y puntual, la capacidad técnica demostrada para integrar sistemas BESS y un soporte postventa, garantías de rendimiento, y mantenimiento correctivo/preventivo estructurado.

Estos proveedores se seleccionan habitualmente mediante un proceso de RFP (Request for Proposal), donde se evalúan aspectos técnicos, comerciales y logísticos.

7.2.1.4 Términos Comerciales

Los contratos firmados con los fabricantes deben permitir la viabilidad del proyecto y estar alineados con las exigencias de los financiadores. En esta parte no se puede mostrar los contratos que firma FRV como ejemplo, pero se puede mencionar que se valoran:

- Garantías extendidas sobre capacidad, eficiencia y ciclos.
- Cláusulas de penalización o compensación ante fallos de suministro o rendimiento.

- Acuerdos de O&M (operación y mantenimiento) a largo plazo.

Una estructura comercial sólida permite proyectar ingresos futuros con mayor certeza, facilitando la estructuración financiera del proyecto y la atracción de inversores.

7.2.1.5 Evaluación Integrada

La selección final de la tecnología se basa en un análisis multicriterio que integra factores como el coste nivelado de almacenamiento energético (LCOES), la solvencia técnica de la solución, la fiabilidad comercial del proveedor, los plazos de entrega (lead-time), los costes asociados a la operación y el mantenimiento, así como la proyección de ingresos y su sensibilidad ante distintos escenarios de mercado. Este enfoque permite tomar una decisión informada que optimiza la relación entre riesgo y rentabilidad del proyecto, asegurando su viabilidad económica, técnica y financiera a lo largo de toda su vida útil.

7.2.2 SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA PRINCIPAL DE BATERÍAS

La elección de la tecnología de almacenamiento es un factor crítico en el diseño de un sistema BESS, ya que afecta directamente al rendimiento técnico, la rentabilidad y la viabilidad a largo plazo del proyecto. A continuación, se presenta un análisis comparativo de las principales tecnologías disponibles.

7.2.2.1 Análisis Comparativo de Tecnologías

A continuación, se presenta un análisis técnico y estratégico centrado en evaluar la viabilidad y madurez comercial de cada tecnología en aplicaciones BESS, siendo estos los criterios principales del estudio, por encima del coste. Las estimaciones de costes se han elaborado a partir de fuentes externas y documentación interna de FRV, por lo que algunas de las fuentes y resultados más exactos no pueden ser compartidos por motivos de confidencialidad. [160], [161],

- **Ion-Litio:** es actualmente la tecnología dominante en sistemas BESS debido a su alta densidad energética, elevada eficiencia y una seguridad muy optimizada. Además, su madurez comercial permite el acceso a economías de escala y a múltiples proveedores internacionales. Si bien su ciclo de vida puede variar dependiendo del tipo de química (LFP, NMC, etc.), su fiabilidad, bajo coste (entre 200 y 400 €/kWh dependiendo de la variante) y versatilidad la convierten en la opción más viable para proyectos stand-alone como el propuesto. [43], [46], [47], [159]
- **Baterías de Flujo Redox (Vanadio):** presentan una gran durabilidad con más de 10.000 ciclos, lo que las hace adecuadas para aplicaciones con alto número de ciclos diarios. Sin embargo, su baja densidad energética implica la necesidad de mayores volúmenes y espacio físico, lo que incrementa los costes de infraestructura. Además, su coste por kWh instalado es superior (estimado 280-550 €/kWh por comparación con LFP), lo que puede limitar su competitividad frente a tecnologías más compactas y baratas. [48], [49]
- **Sodio-Azufre:** esta tecnología opera a altas temperaturas (alrededor de 300 °C), lo cual presenta desafíos de seguridad y mantenimiento. Aunque ofrece buena eficiencia y un número aceptable de ciclos, su coste medio (estimado 300-500 €/kWh por comparación con LFP) y el riesgo térmico asociado hacen que su uso esté más limitado a contextos industriales específicos donde estas condiciones pueden ser gestionadas. No es una opción preferente para instalaciones con restricciones de seguridad o en entornos urbanos. [50], [158]
- **Metal-Aire:** aunque en teoría presenta una densidad energética muy elevada, se encuentra aún en fase experimental. Su baja eficiencia, escaso ciclo de vida y falta de madurez comercial hacen inviable su adopción en el corto plazo. Actualmente no existen datos comerciales fiables sobre su coste, lo que refuerza su exclusión como opción realista para proyectos actuales. [51]

Tecnología	Densidad Energética	Eficiencia (%)	Coste (€/kWh)	Ciclos de vida	Seguridad	Madurez Comercial	Viabilidad en BESS
Ion-Litio	150-300 Wh/kg	90-95	200-400 €/kWh (fuerte dependencia de la variante)	2.500-10.000	Muy alta (estable)	Alta	Muy alta
Flujo Redox (Vanadio)	15-25 Wh/kg	70-80	280-550 €/kWh (aproximación en rangos comparativos a LFP)	>10.000	Alta	Media	Necesario volumen elevado
Sodio-Azufre	150-240 Wh/kg	~90	300-500 €/kWh (aproximación en rangos comparativos a LFP)	3.000-5.000	Baja (300 °C)	Media	Riesgo térmico
Metal-Aire	Muy alta (potencialmente > 500 Wh/kg)	<70	Experimental, sin datos comerciales fiables	<1.000	Muy baja	Baja (experimental)	No comercial

Tabla 5. Comparación de Tecnologías de Baterías Electroquímicas

7.2.2.2 Elección de Tecnología y Justificación

Aunque existen tecnologías alternativas como las baterías de flujo redox o las de sodio-azufre, ninguna ofrece una combinación tan equilibrada y robusta como las baterías de ion-litio para un sistema BESS de gran escala. La decisión se fundamenta en las siguientes razones:

- **Madurez tecnológica:** las baterías de ion de litio representan el estándar industrial dominante a nivel global, con un ecosistema consolidado de fabricantes, proveedores de componentes y soluciones de integración.
- **Seguridad y estabilidad térmica:** frente a tecnologías como sodio-azufre, que requieren operar a temperaturas elevadas ($\sim 300\text{ }^{\circ}\text{C}$), las baterías de ion de litio ofrecen un comportamiento térmico mucho más estable y seguro en condiciones normales de operación.
- **Coste competitivo:** gracias a su producción a gran escala se estima que se pueden alcanzar precios muy competitivos tanto en inversión inicial como en coste por ciclo útil, superando claramente a tecnologías emergentes o menos estandarizadas en los sistemas BESS.
- **Alta eficiencia y versatilidad operativa:** con eficiencias en torno al 90-95 %, permiten participar eficazmente en mercados de arbitraje energético, servicios de ajuste y mecanismos de capacidad, adaptándose a múltiples modelos de negocio.
- **Impacto ambiental gestionable:** aunque la extracción de litio conlleva ciertos impactos, el uso generalizado de esta tecnología ha favorecido el desarrollo de cadenas de suministro más sostenibles y mecanismos de reciclaje más efectivos que en otras opciones con materiales más críticos.
- **Larga vida útil en aplicaciones a gran escala:** ofrecen una durabilidad superior a 15 años en condiciones de uso intensivo, manteniendo un rendimiento estable incluso con un ciclo completo diario, lo cual es fundamental para la viabilidad de proyectos utility-scale.

En resumen, las baterías de ion de litio proporcionan la mejor relación entre coste, rendimiento, seguridad y adaptabilidad a los requerimientos técnicos y económicos del sistema BESS propuesto.

7.2.2.3 Consideraciones sobre las Tecnologías Descartadas

- **Flujo redox:** demasiado voluminosas para instalaciones limitadas en espacio; más adecuadas para sistemas con mucho terreno y poco coste por suelo.
- **Sodio-azufre:** elevado riesgo operativo por temperatura de funcionamiento; alto coste en refrigeración y riesgo de incendios.
- **Metal-aire:** aún no está lista para aplicaciones comerciales; ciclo de vida y eficiencia insuficientes.

7.2.2.4 Selección Final del Tipo de Batería

Para el proyecto BESS de 50 MW y 4 horas, las baterías de ion-litio tipo LFP son claramente la opción más viable y recomendable, al ofrecer el mejor equilibrio entre coste, eficiencia, seguridad, vida útil y disponibilidad comercial. Si bien existen tecnologías emergentes con potencial futuro, ninguna satisface actualmente los requisitos técnicos, regulatorios y de madurez necesarios para garantizar la rentabilidad y viabilidad del proyecto en el corto y medio plazo.

7.2.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS VARIANTES DE ION-LITIO

Este proyecto BESS stand-alone requiere una tecnología que maximice la rentabilidad, minimice riesgos y garantice una vida útil robusta bajo condiciones intensivas de operación. Una vez decidido que el tipo principal de batería será de ion-litio, el siguiente paso es decidir cuál será la variante que se usará. En este proceso de selección se han considerado múltiples factores como la densidad energética, la seguridad operativa, la eficiencia y el coste del equipo. Cabe destacar que parte de la información empleada en este análisis proviene de fuentes internas y documentación técnica propiedad de FRV, que no pueden ser compartidas públicamente por razones de confidencialidad. No obstante, todas las decisiones y criterios han sido contrastados y validados por profesionales con experiencia en proyectos similares. [160], [161], [162], [163], [164], [165], [166], [167], [168]

7.2.3.1 Especificaciones Técnicas

7.2.3.1.1 Densidad Energética (Wh/kg)

Este parámetro indica cuánta energía puede almacenar la batería por cada kilogramo de peso: [160], [161], [163], [164], [168]

- **LFP:** tiene una densidad moderada (90-150 Wh/kg), suficiente para aplicaciones estacionarias donde el espacio y el peso no son tan críticos.
- **NMC/NCA:** ofrecen una alta densidad (150-300 Wh/kg), lo que las hace atractivas para aplicaciones móviles (vehículos eléctricos), aunque también se usan en BESS premium.
- **LTO:** presentan la densidad más baja (60-150 Wh/kg), por lo que requieren más volumen para almacenar la misma energía.

7.2.3.1.2 Ciclos de Vida

Número de ciclos de carga/descarga completos que la batería puede realizar antes de que su capacidad disminuya significativamente: [160], [161], [163], [168]

- **LFP:** muy buena durabilidad, con entre 2.500 y hasta 10.000 ciclos dependiendo de la profundidad de descarga y temperatura.
- **NMC/NCA:** menor durabilidad (1.000-2.000 ciclos), aunque suficiente para muchas aplicaciones. Requieren más cuidados para no degradarse rápidamente.
- **LTO:** excelente rendimiento, con ciclos que pueden superar los 20.000, ideales para usos muy intensivos y exigentes.

7.2.3.1.3 Seguridad Térmica

Capacidad de la batería para mantener su integridad frente a temperaturas elevadas: [160], [161], [168]

- **LFP:** destaca por su excelente seguridad térmica, con bajo riesgo de sobrecalentamiento o incendio.
- **NMC/NCA:** buena, pero requieren un sistema de gestión térmica (BMS) más exigente y cuidadoso.
- **LTO:** muy alta seguridad, incluso superior a LFP, con alta tolerancia térmica y química.

7.2.3.1.4 Coste (€/kWh)

Los siguientes costes aproximados por unidad de energía almacenada son estimaciones realizadas después de la consulta de varias fuentes externas e internas de FRV, por lo cual algunas fuentes y resultados que dan una imagen más exacta del precio no se pueden compartir por temas de confidencialidad. [160], [161], [162], [163], [164], [165], [166], [167], [168]

- **LFP:** es la tecnología más competitiva, con costes entre 60 y 150 €/kWh, dependiendo del proveedor y la distribución.
- **NMC/NCA:** depende fuertemente del proveedor, pero en general es entre un 6-15 % más caros que LFP, por el uso de materiales más caros como el cobalto y el níquel.
- **LTO:** mucho más caros que LFP, NMC y NCA, debido a materiales especializados y menor economía de escala en el mercado.

7.2.3.1.5 Eficiencia

Porcentaje de energía que se recupera respecto a la que se almacena (Round-Trip Efficiency, RTE): [160], [161], [168]

- **LFP:** muy alta eficiencia, cercana al **95 %**, lo que minimiza pérdidas energéticas.
- **NMC/NCA:** también alta, entre **90-95 %**, aunque algo inferior en condiciones exigentes.

- **LTO:** eficiencia más baja, en torno al **85-90 %**, lo que puede afectar a su rentabilidad en ciertos usos.

Parámetro	LFP	NMC/NCA	LTO
Densidad (Wh/kg)	90-150	150-300	60-150
Ciclos de vida	2.500-10.000	1.000-2.000	6.000-20.000
Seguridad térmica	Excelente	Buena (BMS exigente)	Muy alta
Coste - CAPEX por kWh (€/kWh)	60-150	6-15 % más caro que LFP	Muy alto
Eficiencia	~95 %	90-95 %	85-90 %

Tabla 6. Resumen Comparativo de Variantes de Ion-Litio

7.2.4 SELECCIÓN FINAL DE LA VARIANTE DE ION-LITIO

Tras el análisis comparativo de tecnologías electroquímicas disponibles para sistemas BESS utility-scale, y teniendo en cuenta los criterios técnicos, económicos, regulatorios y comerciales previamente descritos, se concluye que la tecnología litio-ferrofosfato (LFP) es la opción óptima para este proyecto.

Esta elección se fundamenta en los siguientes argumentos clave:

7.2.4.1 LCOES Competitivo

El LCOES es el indicador central en la selección tecnológica, ya que integra el coste total del sistema a lo largo de su vida útil y su capacidad de generar ingresos. En el caso de las baterías LFP:

- El CAPEX por kWh es uno de los más bajos del mercado (60-150 €/kWh).
- Su alta vida útil (hasta 10.000 ciclos) permite diluir la inversión en un mayor número de descargas completas.
- La eficiencia del sistema (~95 %) maximiza la energía útil entregada.

- Como se puede estimar un LCOES por debajo de 150 €/MWh gracias a un CAPEX bajo, se pueden cumplir con los objetivos financieros del proyecto en cuanto a TIR y plazo de repago de deuda.

7.2.4.2 Seguridad Operativa

Las baterías LFP presentan una excelente estabilidad térmica y química, lo que minimiza el riesgo de sobrecalentamiento o incendio, incluso en entornos operativos exigentes. Esta característica:

- Reduce la necesidad de sistemas de refrigeración o protección avanzados, disminuyendo tanto el CAPEX como el OPEX.
- Mejora la viabilidad del proyecto, al facilitar el acceso a seguros y a financiación bancaria.
- Cumple con los requisitos de seguridad establecidos en normativas técnicas y pliegos de subastas públicas.

7.2.4.3 Madurez Tecnológica y Solvencia Técnica

LFP es una tecnología ampliamente probada y consolidada en proyectos utility-scale, especialmente en Europa, EE. UU., Australia y China. Se trata de una solución:

- Compatible con un ciclo completo diario durante más de 15 años.
- De alta eficiencia energética (~95 % RTE).
- Fácilmente integrable en esquemas de operación multimercado (arbitraje, servicios de regulación, mercado de capacidad).

7.2.4.4 Disponibilidad Comercial

Frente a tecnologías más caras o emergentes como NMC, LTO o vanadio redox, la química LFP (litio-ferrofosfato) destaca por su madurez, seguridad y menor coste. Su amplia base de fabricantes homologados a nivel global permite reducir los plazos de fabricación e

instalación, evitar cuellos de botella en el suministro y contar con proveedores solventes que garanticen calidad y cumplimiento de plazos.

Entre los fabricantes líderes en soluciones LFP se encuentran CSI Energy Storage (SolBank), Jinko Solar (SunTera 5 MWh), Sungrow (PowerTitan 2.0) y HiTHIUM, todos ellos con sistemas modulares, refrigeración líquida avanzada y certificaciones internacionales, lo que refuerza la viabilidad técnica y logística de esta tecnología. Sus catálogos técnicos se pueden encontrar en el Anexo I.

7.2.4.5 Alineación con los Requisitos Regulatorios

La tecnología LFP es plenamente compatible con los criterios exigidos por las subastas de almacenamiento impulsadas por el MITECO, los fondos europeos y el PNIEC, que priorizan: [8], [142], [143], [144]

- Soluciones con alta seguridad, larga vida útil y escalabilidad.
- Capacidad para contribuir a la integración renovable y a la estabilidad del sistema.
- Flexibilidad operativa para ofrecer múltiples servicios al sistema eléctrico.

7.2.4.6 Adecuación al Modelo de Ingresos

Las baterías LFP permiten participar eficazmente en mercados de arbitraje horario, cargando energía en periodos de baja demanda y precios bajos, y descargando durante los picos de consumo con precios elevados. También son aptas para prestar servicios de banda de regulación secundaria (FRR), que requieren una operación estable más que una alta potencia. [146] Además, cumplen con los requisitos técnicos necesarios para acceder al mercado de capacidad y a los servicios de balance ofrecidos por el operador del sistema (REE). Todo ello posibilita operar con un modelo de ingresos diversificado, clave para mitigar los riesgos asociados a la volatilidad de precios o a cambios regulatorios. ello posibilita operar con un modelo de ingresos diversificado, clave para mitigar los riesgos asociados a la volatilidad de precios o a cambios regulatorios.

7.2.4.7 Selección Final de la Variante

A la luz de todos los factores analizados, se selecciona la tecnología litio-ferrofosfato (LFP) como la más adecuada para el sistema de almacenamiento de 50 MW / 200 MWh. Su equilibrio entre coste, seguridad, eficiencia, vida útil, disponibilidad y compatibilidad regulatoria la convierte en la alternativa más competitiva y rentable para maximizar el rendimiento técnico y económico del proyecto a largo plazo.

7.3 SELECCIÓN DEL MODELO DE BATERÍA

Con el objetivo de identificar la solución tecnológica más adecuada para el sistema BESS del proyecto, se han analizado distintos modelos de baterías disponibles en el mercado que cumplen con los requisitos técnicos del proyecto. En esta sección se presenta una comparativa técnica y funcional de cinco modelos representativos, evaluando aspectos clave como la capacidad útil, capacidad de operación en modo grid-forming y otras características destacables.

7.3.1 COMPARACIÓN DE POSIBLES MODELOS

La siguiente comparación muestra cinco soluciones BESS en función de capacidad útil, potencia nominal, peso, posibilidad de operación en modo grid-forming y observaciones clave. Los catálogos técnicos se encuentran en el Anexo I para su consulta. A continuación, se analiza cada opción: [169], [170], [171], [172], [173]

- **Sungrow ST2752UX** destaca como el modelo más completo, con una capacidad útil de hasta 21,45 MWh AC, una potencia de 5 MW y posibilidad confirmada de grid-forming gracias al inversor SC5000UD-MV. Su alto grado de integración, entrega premontada, bajo peso y rápida puesta en marcha (8 horas) lo convierten en una solución robusta y eficiente para proyectos utility-scale. [169]

- **CSI SolBank S-2967** ofrece configuraciones modulares de 2,75 y 2,8 MWh, con potencias de hasta 1,375 MW. Aunque no incorpora directamente capacidades de grid-forming, puede integrarlas con PCS externos adecuados. Su diseño modular, con grado de protección IP65 y refrigeración líquida, proporciona buena flexibilidad, aunque su capacidad es limitada para proyectos de gran escala. [170]
- **Jinko SunTera** entrega 5 MWh en un diseño compacto y eficiente, con una potencia aproximada de 2,5 MW. No se ha confirmado su capacidad de grid-forming, y su peso de 42t refleja la alta densidad energética. Es una opción interesante para aplicaciones con espacio reducido y necesidades energéticas moderadas. [171]
- **Sungrow ST5015kWh-2500kW** representa una versión superior en la gama PowerTitan. Con 5 MWh útiles y 2,5 MW de potencia, ofrece capacidad de grid-forming confirmada, buena eficiencia térmica y un coste ajustado. Es adecuado para proyectos medianos que requieren fiabilidad y escalabilidad. [172]
- **Hithium 5,015 MWh** ofrece características técnicas avanzadas, incluyendo celdas LFP de larga vida útil y eficiencia superior al 94%. Aunque su potencia no está especificada y no se ha confirmado su capacidad de grid-forming, destaca por su alta densidad energética y diseño orientado a durabilidad. [173]

Modelo	Capacidad útil (MWh)	Potencia (MW)	Peso (ton)	Grid-forming	Observaciones
Sungrow ST2752UX	10,38 - 21,45	5,0	26,4 t	Sí	Alta integración, rápida puesta en marcha
CSI SolBank S-2967	2,75 / 2,8	1,375 / 0,7	29,8 t	Parcial (por integrar)	Modular, IP65, alto estándar

Jinko SunTera	5,0	~2,5	~42 t	No confirmado	Densidad alta, buena integración
Sungrow ST5015	5,015	2,5	42-45 t	Sí	Buen balance coste/prestaciones
Hithium ESS	5,015	No especificado	~45 t	No confirmado	Ciclo de vida alto, eficiencia >94%

Tabla 7. Comparación de Modelos de Batería LFP

7.3.2 EVALUACIÓN DE FUNCIONALIDADES CLAVE

El siguiente análisis compara los cinco modelos en función de criterios técnicos clave para su aplicación en proyectos de almacenamiento energético a escala utility (proyectos de gran tamaño conectados a la red eléctrica). Se valoran aspectos como la capacidad de grid-forming, modularidad, seguridad, facilidad de instalación, vida útil y certificaciones, destacando las fortalezas y posibles limitaciones de cada opción:

- **Grid-forming:** el Sungrow ST2752UX y el ST5015 son los únicos modelos con capacidad confirmada para operación en isla (grid-forming), siendo el ST2752UX especialmente robusto al incluir compatibilidad con el inversor SC5000UD-MV y funcionalidades como black-start. El resto de los modelos no confirman explícitamente esta capacidad, lo que podría requerir integración de PCS externos certificados. [169], [170], [171], [172], [173]
- **Modularidad:** los modelos de Sungrow ST2752UX, SolBank y Hithium ofrecen alta modularidad, lo que permite una fácil expansión o adaptación a diferentes potencias y energías requeridas. En cambio, SunTera y ST5015 presentan diseños más compactos y prefabricados, lo que limita su flexibilidad, pero optimiza la eficiencia de espacio. [169], [170], [171], [172], [173]

- **Protección contra incendios:** todos los modelos ofrecen altos estándares de seguridad. El Sungrow ST2752UX destaca con una protección completa que incluye sistemas activos como sprinklers y detección de arco eléctrico, lo que lo posiciona como uno de los más seguros para entornos críticos. [169], [170], [171], [172], [173]
- **Puesta en marcha rápida:** solo el ST2752UX ofrece una instalación completa en menos de 8 horas gracias a su entrega premontada y conexiones simplificadas. Los demás modelos requieren mayor tiempo de instalación y configuración en campo, lo que puede impactar en los plazos de ejecución del proyecto. [169], [170], [171], [172], [173]
- **Vida útil esperada (ciclos):** todos los modelos alcanzan o superan los 6.000 ciclos útiles, aunque Hithium sobresale con una estimación superior a los 10.000 ciclos, lo que lo convierte en una opción muy competitiva en términos de durabilidad y coste nivelado de almacenamiento (LCOS). [169], [170], [171], [172], [173]
- **Certificados internacionales:** todos los modelos cuentan con certificaciones relevantes (IEC, UL, NFPA), pero Sungrow ST2752UX resalta por su amplio cumplimiento con normativas europeas e internacionales (CE, IEC, NFPA), facilitando su integración en proyectos con requisitos regulatorios exigentes. [169], [170], [171], [172], [173]

Criterio	Sungrow ST2752UX	CSI SolBank S-2967	Jinko SunTera	Sungrow ST5015	Hithium ESS
Grid-forming	Sí (SC5000UD- MV con black- start)	No claro	No confirmado	Sí	No confirmado

Modularidad	Alta	Alta	Media	Media	Alta
Protección contra incendios	Completa (NFPA69, sprinklers, arc fault)	Alta	Alta	Alta	Alta
Puesta en marcha rápida	Sí (8 h instalación)	Media	Media	Media	Media
Vida útil esperada (ciclos)	>6000	>6000	>6000	>6000	>10.000
Certificados internacionales	CE, IEC, NFPA	IEC, UL	IEC, UL	IEC, UL	IEC, UL, ROHS

Tabla 8. Funcionalidades Clave de los Modelos Comparados

7.3.3 ANÁLISIS DEL COSTE NIVELADO DEL ALMACENAMIENTO

7.3.3.1 Metodología del Cálculo

Para estimar el coste estimado por kWh de los distintos modelos BESS analizados, se ha seguido una metodología basada en la consulta de fuentes oficiales, documentación técnica de fabricantes, plataformas comerciales especializadas y fuentes internas de FRV. El objetivo ha sido obtener una visión realista y actualizada del rango de precios en el mercado europeo durante el periodo 2024-2025, considerando también ajustes por economías de escala y evolución esperada del coste. Cabe mencionar que no es posible compartir las fuentes internas de FRV y algunos de los resultados más exactos por temas de confidencialidad y divulgación de conocimiento interno, por lo que algunas fuentes que se han tomado en cuenta durante el análisis no se compartirán.

- **Fuentes oficiales, internas de FRV y datasheets:** se consultó directamente la documentación técnica de cada fabricante (Sungrow, Canadian Solar/CSI SolBank,

Jinko SunTera, Hithium), portales como ENF Solar y fuentes internas de FRV con conocimiento profesional para obtener cifras indicativas de precio por kWh operativo. Las datasheets oficiales de cada modelo se pueden encontrar en el Anexo I. Catálogos Técnicos para su consulta.

- **Listados de distribuidores y plataformas B2B:** para modelos como el ST2752UX y el CSI SolBank, se revisaron plataformas como Alibaba, PolyTrade y SolBank, donde se muestran precios en rangos de 132-185€ por kWh a escala MWh.
- **Comparativas de mercado en Europa:** se tomaron referencias de precios totales “llave en mano” para sistemas BESS integrados en Europa durante 2024-2025, que sitúan el coste real entre 165-190 €/kWh.
- **Estimación de precios:** con los rangos obtenidos se ajustaron los valores (por ejemplo, pasar de 185 €/kWh reportados a 155 €/kWh aproximados en sistemas más grandes como el ST5015) para reflejar economías de escala, tamaño del sistema y evolución de precio durante 2025.

Modelo	Precio €/kWh (estimado)	Fuentes Usadas
Sungrow ST2752UX	~165	Datasheet oficial, ENF Solar, polytrade, Fuentes Internas FRV
CSI SolBank S-2967	~185	Datasheet oficial, Alibaba, Fuentes Internas FRV
Jinko SunTera	~190	Datasheet oficial, pv magazine, Fuentes Internas FRV
Sungrow ST5015	~155	Datasheet oficial, ENF Solar, polytrade, Fuentes Internas FRV
Hithium ESS	~170	Datasheet oficial, lifepo4-battery, Fuentes Internas FRV

Tabla 9. Precios Estimados por Modelo Comparado

7.3.3.2 Justificación de Estimación de Precios

Con el fin de afinar las estimaciones de coste por kWh de cada sistema BESS, se ha realizado una validación cruzada de precios utilizando fuentes técnicas, portales comerciales y referencias del mercado europeo. A continuación, se detallan las justificaciones específicas para cada modelo analizado, considerando su escala, integración y grado de madurez comercial.

- **Sungrow ST2752UX:** ENF Solar y datasheet colocan precios entre 167-185 €/kWh en Europa. El precio de 165€ se ha ajustado y validado en distribuidores B2B como y es coherente con escala comercial 2025. [169], [174], [175], [176]
- **CSI SolBank:** el coste de 500.000€ para 2967 kWh reportado en Alibaba da un valor aproximado de 168 €/kWh. Este precio se redondea a 185€ para reflejar VAT, distribución EU y otros costes adicionales. [170], [178], [179]
- **Jinko SunTera:** ausencia de precio directo en datasheet, pero la alta eficiencia, las capacidades OEM, y la información técnica obtenida sobre SunTera G3 (6.25 MWh) con eficiencia superior al 95% implican un coste superior a 180€. Sumado a esto, la baja escala comercial eleva el precio estimado en proyectos de gran tamaño, lo cual si se redondea da un valor aproximado de 190 €/kWh. [171], [177]
- **ST5015kWh:** como modelo hermano del ST2752UX, el coste es similar pero menor en €/kWh al escalar menor volumen de energía pre-ensamblado, por lo que se ha estimado un valor de 155 €/kWh. [172], [174], [175], [176]
- **Hithium ESS:** según el lanzamiento en Europa, el ahorro del 30% en componentes no-celda anunciado implica precio competitivo estimado en comparación con los otros modelos de 170 €/kWh. [173], [180]

7.3.4 VIDA ÚTIL Y DESGASTE DE LAS BATERÍAS

El modelo Sungrow ST2752UX emplea celdas de litio-ferrofosfato (LFP), reconocidas por su alta estabilidad térmica, fiabilidad y larga vida útil. Aunque el datasheet del fabricante no especifica de forma explícita el número exacto de ciclos de vida, se puede estimar, en base a experiencias de operación y tipología de celda, que estas baterías alcanzan entre 7.000 y 8.000 ciclos al 80% de profundidad de descarga (DoD). Si se considera un uso medio de un ciclo diario (aunque en la práctica puede oscilar entre 0,9 y 1,5 ciclos/día según el perfil operativo), esto equivale a una vida útil operativa de entre 15 y 20 años. Una curva aproximada de generación horaria durante la carga y posterior descarga del BESS se puede observar a continuación para demostrar cómo el sistema gestiona la energía en función de la demanda y optimiza su rendimiento a lo largo del día. Esta curva ha sido estimada a partir de fuentes internas de FRV, teniendo en cuenta varios criterios, tales como la estrategia de operación optimizada por precios horarios del mercado eléctrico, en la cual durante las horas valle, la batería se carga aprovechando los precios más bajos de la electricidad, mientras que durante las horas pico, cuando la demanda es mayor y el precio de la electricidad alcanza sus niveles más altos, la batería se descarga, inyectando energía al sistema.

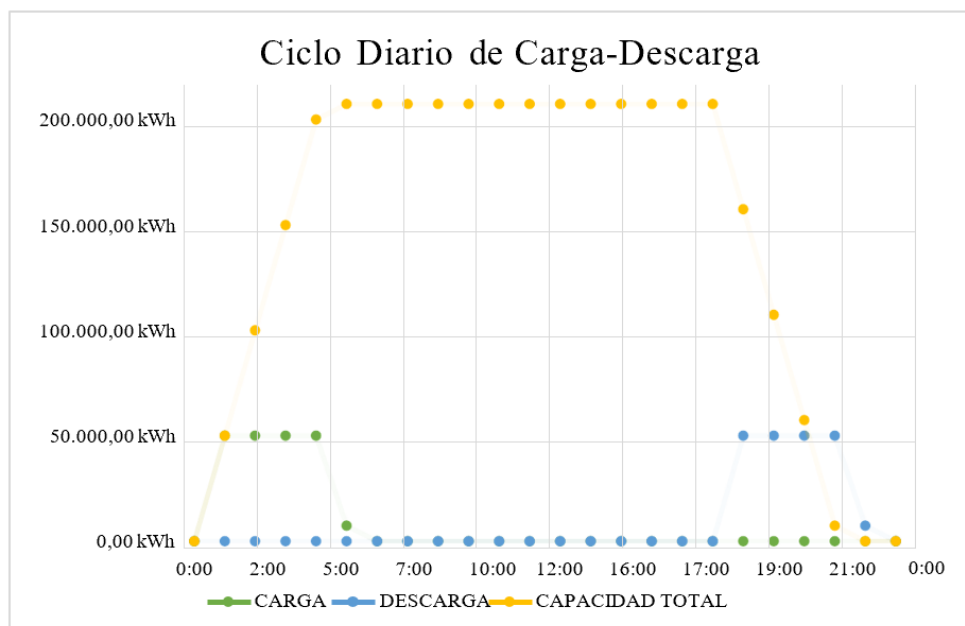


Figura 30. Estimación de una Curva de Generación de un Ciclo Diario

7.3.4.1 Tasa de Degradación por Modo de Operación

La tasa de desgaste anual depende directamente del régimen operativo y de las condiciones ambientales. En condiciones óptimas (temperatura controlada, sin sobrecarga, SoC medio razonable, buen sistema de refrigeración), los valores estimados tras consultar fuentes internas de FRV para el modelo Sungrow ST2752UX son:

- **Modo offline (stand-by):**
 - Entre **0,5% y 1,5% anual** si se mantiene el estado de carga (SoC) entre el 40% y 60% y en temperaturas moderadas.
 - Puede aumentar hasta **2%-3% anual** si la batería se mantiene constantemente al 100% de carga o en entornos cálidos.
- **Modo de operación con un ciclo diario estándar:**
 - **2%-3% anual** de degradación en condiciones óptimas.
- **Modo de alta rotación (≥ 2 ciclos/día):**
 - La degradación también ronda el **2%-3% anual**, aunque puede acelerarse si no se controla la temperatura y el DoD.

Esto demuestra que el modelo Sungrow ST2752UX presenta una baja tasa de desgaste, lo que se traduce en un rendimiento estable y económicamente viable a largo plazo. Su degradación es predecible y controlable, lo cual facilita la planificación operativa y financiera del sistema. En condiciones ideales, estas características permiten mantener más del 80% de la capacidad útil de la batería durante la mayor parte de su vida útil operativa, consolidando al ST2752UX como una opción fiable y duradera en proyectos de almacenamiento energético.

No obstante, es importante tener en cuenta que las baterías no están siempre en operación continua: pueden existir periodos offline causados por:

- **Tareas de mantenimiento** (p.ej. ajustes del EMS, inspecciones)
- **Sustitución parcial o total** de los racks o módulos por degradación
- **Interrupciones del sistema** (fallos eléctricos, paradas por Red Eléctrica de España, fenómenos meteorológicos extremos)

7.3.4.2 Desgaste Acumulado y Fin de Vida Útil

A lo largo de su vida útil, el desgaste total estimado del modelo Sungrow ST2752UX oscila entre 30% y 40% de la capacidad nominal inicial de la batería. Si bien la batería puede continuar operando después de este umbral, su rendimiento energético ya no es económicamente óptimo. Este límite suele coincidir con la vida útil comercial del sistema, que ronda los 15-20 años, momento en el que se considera adecuado reemplazar los módulos para mantener la rentabilidad del sistema.

7.3.4.3 Implicaciones sobre la Elección de Tecnología

La selección tecnológica del sistema BESS está estrechamente influida por factores como la estrategia de diseño, la posibilidad de revenue stacking (participación simultánea en varios mercados) y el dimensionamiento energético y de potencia, todos ellos condicionados por la tasa de degradación de las celdas y los costes operativos a lo largo del ciclo de vida.

En este contexto, las celdas LFP (litio-ferrofosfato) integradas en el modelo Sungrow ST2752UX destacan por su alta fiabilidad operativa, su baja tasa de desgaste y una degradación predecible y controlable. Estas características las convierten en una opción óptima para instalaciones de larga duración, donde se requiere mantener un LCOS competitivo durante más de diez años de operación continua.

Por lo tanto, la tasa de degradación no representa una limitación relevante para la elección tecnológica realizada, ya que el modelo seleccionado garantiza un rendimiento estable y económicamente viable a largo plazo.

7.3.5 RECOMENDACIÓN FINAL

Tras un análisis comparativo detallado de cinco modelos de baterías representativos del mercado, se concluye que la solución Sungrow ST2752UX combinada con el inversor SC5000UD-MV representa la opción más adecuada para el sistema BESS del proyecto. Cabe destacar que para habilitar el modo grid-forming con la batería Sungrow ST2752UX, se elige el convertidor SC5000UD-MV, compatible con su rango de tensión (1160-1500 V), según se dicta en la datasheet oficial del proveedor. Este PCS permite arranque en isla (black-start), control autónomo de tensión y frecuencia, y factor de potencia ajustable (1 inductivo a 1 capacitivo), cumpliendo así los requisitos técnicos para formación de red. [181]

Este modelo destaca por ser el único con capacidad de grid-forming nativa y confirmada, incluyendo funcionalidades avanzadas como black-start, lo que resulta esencial para garantizar la estabilidad de red y la operación en isla en entornos stand-alone. Esta capacidad, que no está claramente disponible o confirmada en el resto de las opciones, representa un elemento diferenciador clave para proyectos que requieren servicios de soporte a red y alta fiabilidad.

Desde el punto de vista económico, el coste estimado de 165 €/kWh lo posiciona como la opción más competitiva del análisis; aunque el modelo Sungrow ST5015 presenta un precio ligeramente inferior, los beneficios técnicos y operativos que ofrece este último son sustancialmente más bajos que los del modelo seleccionado. Este valor económico, validado por múltiples fuentes oficiales y plataformas comerciales, permite reducir significativamente el LCOS en comparación con alternativas menos integradas.

A nivel operativo, el modelo Sungrow ST2752UX presenta ventajas significativas. Su instalación rápida, en menos de 8 horas, facilitada por un diseño preensamblado y conexiones simplificadas, permite acortar los plazos de ejecución y reducir los costes operativos asociados al despliegue. Además, su baja tasa de degradación y comportamiento predecible garantizan un rendimiento estable y sostenido a lo largo del tiempo. A esto se suma su alta eficiencia térmica, lograda mediante un sistema de refrigeración líquida, y un

diseño modular que favorece la integración, la escalabilidad y un mantenimiento eficiente en proyectos de gran escala.

Por todo lo anterior, se concluye que el modelo SUNGROW ST2752UX + SC5000UD-MV ofrece la mejor combinación de coste, rendimiento técnico, flexibilidad operativa y cumplimiento normativo, posicionándose como la solución más robusta y eficiente para su implementación en proyectos de almacenamiento energético de gran escala. Su elección no solo responde a criterios técnicos y económicos, sino que también garantiza una elevada preparación tecnológica frente a futuros requerimientos del sistema eléctrico.

Capítulo 8. DISEÑO DEL SISTEMA

8.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

Las actuales necesidades de energía, junto con los requisitos de producción energética neutra con el medio ambiente, hacen que las energías renovables sean las más indicadas para la producción de energía eléctrica. Estas instalaciones hacen que la producción energética sea no contaminante y distribuida. Sin embargo, al no poder aportar firmeza y disponibilidad al sistema eléctrico debido a la dependencia del recurso solar o eólico disponible en cada momento, es necesario disponer de nuevas tecnologías complementarias para cubrir estas carencias y proporcionar la estabilidad necesaria al sistema.

La solución propuesta en este proyecto es el desarrollo e integración de tecnologías de almacenamiento energético, las cuales pueden almacenar cantidades notables de energía durante períodos determinados para posteriormente descargarla a la red en momentos de alta demanda energética y baja producción renovable. Cabe destacar que para el diseño que se presentará a continuación se ha partido de criterios y fuentes internas empleados en proyectos de FRV, como el proyecto Clay Tye desarrollado en el Reino Unido que se ha tomado como base principal, y proyectos de origen público. Por este motivo, algunas de las fuentes de información utilizadas no podrán ser compartidas, debido a restricciones de confidencialidad y a la naturaleza sensible del conocimiento interno de FRV relacionado con el desarrollo de sistemas BESS.

Antes de comenzar la descripción del sistema, resulta fundamental definir los principales parámetros que caracterizan a un sistema BESS, ya que permiten comprender los criterios en los que se ha basado el diseño del propio sistema:

- **Potencia nominal (Rated Power):** capacidad máxima del sistema para entregar o absorber energía eléctrica en un momento determinado. Se mide en kilovatios (kW) o megavatios (MW).

- **Energía nominal (Rated Energy Capacity):** cantidad total de energía que el sistema puede almacenar cuando está completamente cargado. Se expresa en kilovatios-hora (kWh) o megavatios-hora (MWh).
- **Relación potencia/energía o duración de carga/descarga (Power-to-Energy Ratio):** relación entre la potencia y la energía nominales, generalmente expresada en horas. Indica el tiempo que el sistema puede operar a su máxima potencia antes de descargarse completamente.
- **Profundidad de descarga (Depth of Discharge, DoD):** porcentaje de la capacidad total de la batería que puede utilizarse en cada ciclo. Una mayor DoD implica mayor uso de la batería, pero también un desgaste más acelerado.
- **Estado de carga (State of Charge, SoC):** porcentaje de energía almacenada en la batería respecto a su capacidad máxima. Un SoC del 100% indica carga completa, mientras que un SoC del 0% indica batería vacía.
- **Estado de salud (State of Health, SoH):** indicador del nivel de degradación de la batería respecto a sus condiciones originales. Se expresa en porcentaje y refleja la capacidad restante útil del sistema.
- **Eficiencia de carga y descarga (Round-trip Efficiency):** porcentaje de energía útil recuperada tras un ciclo completo de carga y descarga, considerando las pérdidas internas.

Al mismo tiempo, para un mejor entendimiento del diseño del sistema, se muestra a continuación un pequeño glosario de las siglas más usadas en este tipo de instalación:

- **BESS (Battery Energy Storage System):** sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, diseñado para almacenar electricidad y liberarla según demanda.
- **BMS (Battery Management System):** sistema de control y supervisión que gestiona el funcionamiento seguro y eficiente de las baterías del BESS.
- **SOC (State of Charge):** indicador del nivel de carga de la batería, expresado como porcentaje de su capacidad total.
- **SOH (State of Health):** indicador del estado general y capacidad restante de las baterías respecto a su rendimiento original.

- **DOD (Depth of Discharge):** porcentaje de la capacidad total que ha sido descargada de una batería durante un ciclo.
- **PCS (Power Conversion System):** sistema que convierte la energía entre corriente continua (DC) de las baterías y corriente alterna (AC) de la red eléctrica.
- **RTE (Round Trip Efficiency):** eficiencia global del sistema BESS, que indica la energía recuperada tras un ciclo completo de carga y descarga.
- **EMS (Energy Management System):** sistema encargado de optimizar el uso de la energía almacenada, priorizando criterios económicos, técnicos o de red.
- **SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition):** sistema centralizado que permite supervisar, controlar y recopilar datos en tiempo real del funcionamiento del BESS.
- **POI (Point of Interconnection):** punto físico donde el BESS se conecta a la red eléctrica, cuya potencia nominal define su capacidad máxima de entrega.

En adelante, se describirá la configuración típica de un sistema BESS, (Battery Energy System Storage) sistemas de almacenamiento de energía en baterías. [182]

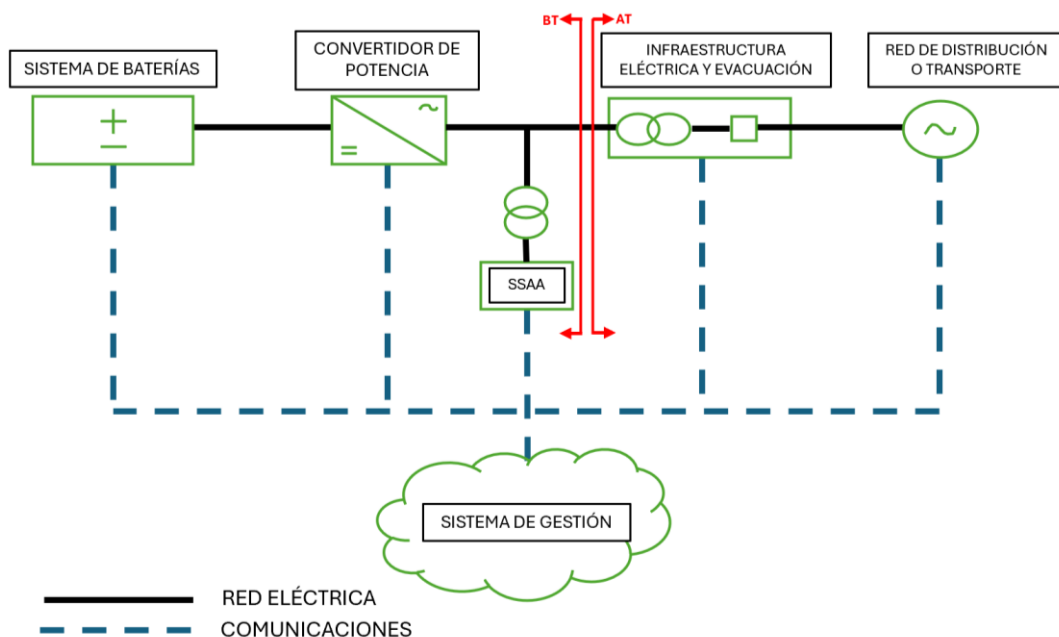


Figura 31. Esquema de Configuración de BESS

1. **Sistema de baterías:** es el componente central del BESS, encargado de almacenar la energía. Se compone de:

a) **Bastidores de baterías:** formados por módulos conectados en serie hasta alcanzar la tensión de bus en corriente continua. Cada módulo contiene celdas en configuración serie-paralelo, con control y protección integrados. Pueden instalarse tanto en interiores como exteriores, y tener refrigeración por aire o líquido (en este caso, se trata de refrigeración líquida para instalaciones exteriores).

b) **Sistema de gestión de baterías (BMS):** este sistema monitoriza variables críticas como la temperatura, tensión de las celdas, corriente, estado de carga (SOC) y salud (SOH) de las baterías, además de proteger ante sobretensiones o sobrecargas durante la operación.

2. **Sistema de conversión de potencia (PCS):** es responsable de la carga y descarga de las baterías y de ajustar la tensión continua a la salida del sistema. Sus dos componentes principales son:

a) **Convertidor bidireccional CA/CC:** estos inversores híbridos son capaces de gestionar el flujo de energía en ambas direcciones, siendo esenciales en sistemas de almacenamiento.

b) **Convertidor CC/CC bidireccional:** actúa como cargador, estabilizando la tensión durante las fases de carga y descarga, y elevando la salida de las baterías al nivel adecuado para el convertidor.

3. **Sistema de gestión de energía (EMS):** controla el BESS completo, integrando requisitos del Código de Red, gestionando el PCS y el BMS, y monitorizando el sistema mediante SCADA. Además, gestiona el estado de carga (SOC) y supervisa la degradación del sistema (SOH). Este sistema no será diseñado ya que forma parte de la ingeniería de detalle, sin embargo, cabe mencionar que este sistema suele incluir:

a) **Hardware y software de control (PLC Y algoritmos).**

b) **CADA**, para monitorización remota, normalmente ejecutado en un PC industrial.

4. **Sistemas auxiliares**: aseguran la seguridad y rendimiento del sistema, incluyendo refrigeración, detección y extinción de incendios, y sistemas de respaldo (SAIs).

5. **Infraestructuras de evacuación**: son el punto de enlace de las instalaciones y la red de conexión y tienen la función de adaptar la energía eléctrica a las necesidades requeridas, aparte de una función importante de protección y control. Suelen ser infraestructuras y circuitos de conexión de AT. El punto de medida de la energía generada y consumida suele estar instado en este punto.

6. **Punto de conexión a la red de transporte o distribución**: se trata del punto de interconexión donde se tiene concedido el POI.

En la figura 32 mostrada a continuación se muestra un esquema físico de la distribución y conexionado de un sistema de almacenamiento “stand alone” (autónomos). [183]

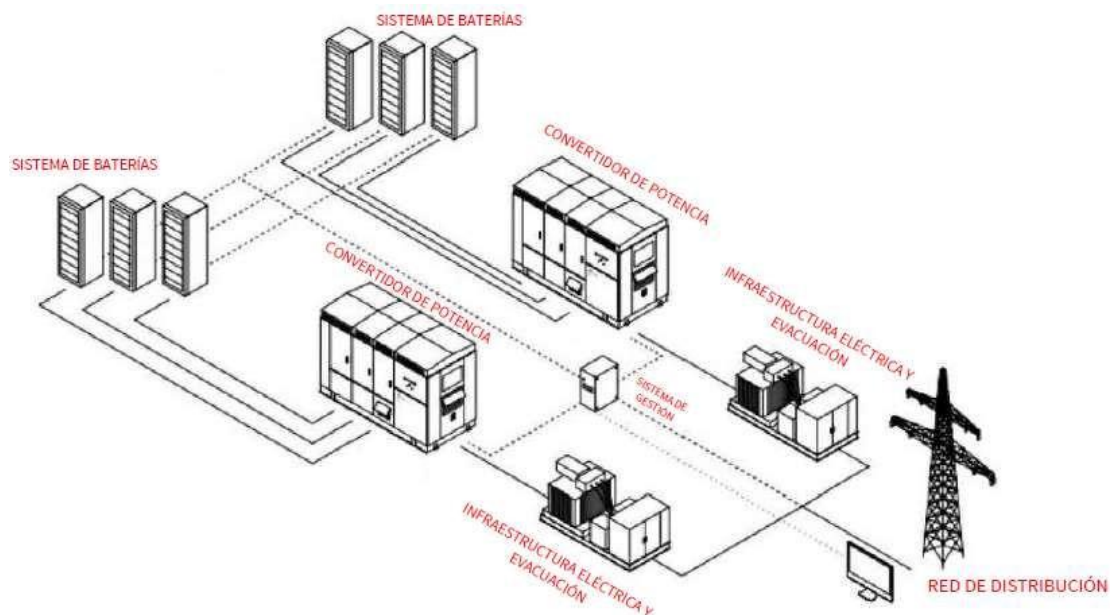


Figura 32. Diagrama de Instalación de Almacenamiento [ER INGENIERIA, S.L.]

8.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

Por tanto, el presente proyecto tiene como objetivo la implementación de un sistema de almacenamiento de energía que optimiza la gestión de la demanda eléctrica, permitiendo la acumulación de energía durante los períodos de menor coste y su inyección en la red durante las horas de mayor precio. Esta infraestructura de almacenamiento energético está diseñada para proporcionar una potencia nominal de al menos 50 MW, con una capacidad de almacenamiento que permite la operación durante un periodo de 4 horas, por motivos explicados anteriormente en el Capítulo 7 “Selección de Tecnología y Capacidad”.

El sistema de almacenamiento se compone de un total de 76 módulos BESS (Battery Energy Storage System), distribuidos de manera que todos los módulos sean de 2,752 MWh, correspondientes únicamente a baterías de primera vida. Para la conversión y gestión de la energía, la instalación incorpora 20 inversores bidireccionales (uno por cada cuatro módulos) y 10 transformadores de potencia, que ambos están diseñados para una potencia aparente de 5 MVA. [169], [181]

Los módulos BESS, que albergarán los elementos acumuladores, consisten en racks de baterías instalados en contenedores. Cada rack está conformado por un conjunto de celdas de ion de litio, dispuestas en configuraciones en serie y paralelo, lo que permite alcanzar los parámetros eléctricos deseados para el sistema de almacenamiento.

A modo resumen, cada módulo de almacenamiento BESS consta de los siguientes componentes principales que se pueden observar en la Figura 33:

- **Contenedores de baterías:** unidades modulares que alojan y protegen los racks de baterías del BESS.
- **Sistemas de conversión de energía (PCS):** equipos que gestionan la conversión entre corriente continua (DC) y alterna (AC).
- **Transformador e interruptor de MT:** conjunto que adapta la tensión a media tensión (MT) y permite la conexión o desconexión segura del sistema.

- **Celdas de MT:** equipos de maniobra y protección que controlan el flujo de energía en la red de media tensión.

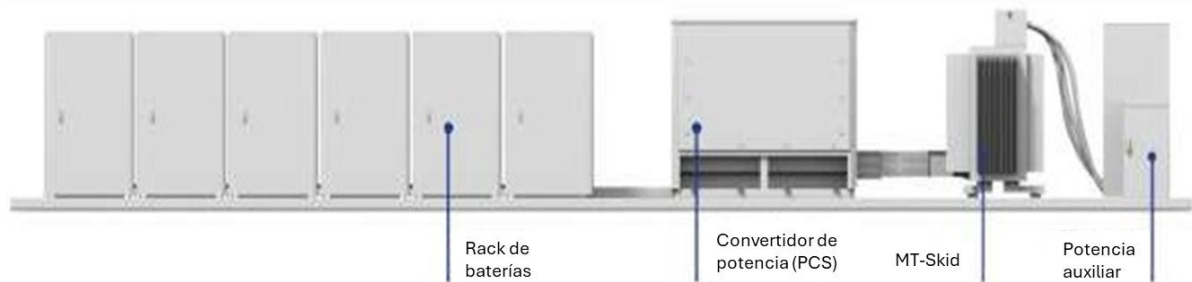


Figura 33. Sistema de Almacenamiento

8.2.1 BATERÍAS

Para el diseño de la instalación se usarán los módulos de baterías de ion-litio, de marca (SUNGROW) tipo LFP (litio-ferrofosfato) de modelo ST2752UX. Una de las principales razones por las que se han elegido estas baterías es que requieren un bajo mantenimiento y su disposición apilada favorece una mejor disipación térmica. Tal y como se analizó en el Capítulo 7, estos factores, junto con la eficiencia energética, la compatibilidad con el PCS seleccionado y la madurez tecnológica del modelo, fueron determinantes en el proceso de selección. [169]



Figura 34. Módulo de Batería SUNGROW ST2752UX

8.2.2 CONTENEDORES

El contenedor se compone de los siguientes subsistemas principales: [169]

- Cada contenedor contiene armarios rack de baterías conectados en paralelo. A su vez, cada armario está compuesto por módulos de baterías.
- En la instalación existen armarios de conexión de CC para el cableado entre contenedores y PCS. Los armarios están protegidos con fusibles y descargadores de tensión.
- El sistema de control y monitorización de batería está implementado en cada uno de los contenedores que su vez está gobernado por el sistema de gestión de energía en el cual está integrado el algoritmo de control.
- Cada uno de los contenedores dispone de un sistema de control antincendios.
- El diseño incluye un respaldo de alimentación para los consumos críticos a través de un SAI.



Figura 35. Contenedores de Batería SUNGROW ST2752UX

8.2.3 CONVERTIDOR DE POTENCIA

Los convertidores de potencia son dispositivos encargados de transformar la corriente continua proveniente de la batería en corriente alterna sincronizada con la red eléctrica a la que está conectado el sistema. Estos equipos deben ser bidireccionales, ya que también son responsables de rectificar la corriente alterna de la red para recargar las baterías. [181]

El funcionamiento de los convertidores de potencia es completamente automático. Cuando se alcanza un nivel adecuado de potencia de entrada, la electrónica de potencia integrada en los convertidores monitorea la tensión y la frecuencia de la red, iniciando así el proceso de conversión y acondicionamiento de la energía.

Los convertidores operan de manera eficiente, utilizando la energía tanto de la red como de las baterías según sea necesario, controlando la cantidad de energía que requiere el sistema. Dado que los componentes electrónicos del equipo obtienen su energía de la fuente externa, cuando las baterías no se están cargando ni descargando, el sistema no consumirá energía.

El convertidor de potencia se desconectaría si alguna de las siguientes situaciones se lleva a cabo:

- Fallo en la red eléctrica: si se produce una interrupción en el suministro eléctrico, el convertidor se desconectará automáticamente y no operará en modo aislado, reconectándose solo cuando la red recupere la tensión adecuada.
- Tensión fuera de rango: si la tensión excede o está por debajo de los límites operativos, el convertidor se desconectará de manera automática hasta que se restauren las condiciones adecuadas.
- Variación en la frecuencia de la red: si la frecuencia de la red está fuera de los valores permitidos, el convertidor se detendrá inmediatamente para evitar operar en condiciones inestables o en modo isla.
- Exceso de temperatura: el convertidor está equipado con un sistema de refrigeración mediante convección y ventilación forzada. Si la temperatura interna supera los niveles seguros, el dispositivo reducirá su potencia, y en caso de que la temperatura siga aumentando, se apagará automáticamente.

Los convertidores de potencia elegidos para la instalación son de la marca SUNGROW, cuyo modelo es el SC5000UD-MV, principalmente porque la batería elegida permite funcionar con black-start si juntamos las baterías modelo ST2752UX con el convertidor modelo SC5000UD-MV. [169], [181]

Características	SC5000
Nº de PCS	20
Nº de contenedores de baterías asociados	4
Rango de tensión en la entra de CC (V)	1.300-1.500
Máxima corriente de entrada en CC (A)	2154
Número de entradas en CC	1
Potencia nominal de salida CA (kVA)	2500
Máxima corriente de salida en CA (A)	1604
Tensión de salida en CA (V)	660
Eficiencia del inversor (%)	99

Tabla 10. Características del Convertidor de Potencia

Además de tener que ser seleccionado junto con el modelo de batería ST2752UX por su capacidad para operar en modo grid-forming de forma conjunta, el modelo SC5000UD-MV tiene varias cualidades que lo hacen destacar frente a otras marcas, entre ellas su eficiencia excepcional (hasta el 99 %), que no solo ofrecen redundancia y mantenimiento simplificado, sino que también permiten ajustar la potencia a la demanda específica, como el caso de un equipo que sólo tiene un módulo instalado. Además, integra tecnología de enfriamiento inteligente y elevadas protecciones para operar sin degradación hasta los 45 °C, con compatibilidad para conexión en media tensión y respuesta de potencia reactiva. [169], [181] Estos convertidores de potencia pueden admitir entre tres y cuatro sistemas de baterías independientes y permiten optimizar la instalación de almacenamiento, así como realizar funciones de apoyo a la red tales como: control de regulación de rampa, regulación de frecuencia, nivelación de carga y regulación de voltaje.



Figura 36. Convertidor de Potencia Elegido

8.2.4 ESTACIÓN DE POTENCIA

Las estaciones de potencia se definen como un compacto en un compacto prefabricado de intemperie que contiene los siguientes elementos: [181]

- **Convertidores de potencia:** equipos que controlan el flujo de energía entre las baterías (DC) y la red (AC).
- **Transformadores de potencia BT/AT:** transformadores que adaptan la tensión entre baja (BT) y alta tensión (AT) para la conexión a red.
- **Cuadro de protecciones de BT:** panel que alberga protecciones eléctricas para la distribución en baja tensión.
- **Celdas de MT incluido protección y control:** equipos de media tensión que integran funciones de maniobra, protección y supervisión.
- **Módulo de comunicaciones:** sistema que gestiona el intercambio de datos entre los distintos equipos y sistemas de control.
- **Transformador de SSAA y equipos auxiliares:** conjunto que alimenta los servicios auxiliares del BESS (ventilación, iluminación, control, etc.).
- **Interconexiones internas eléctricas y de PAT:** cableado interno del sistema, incluyendo la puesta a tierra (PAT) para seguridad eléctrica.

Todos estos equipos están fijados a una estructura metálica, llamada SKID y permite un su diseño compacto puede ser transportado fácilmente, minimizando los costes de logística para ser colocado en la instalación, tal como se mencionó en el Capítulo 6.



Figura 37. Estación de Potencia SUNGROW

8.3 DISEÑO PRELIMINAR DE LA SUBESTACIÓN ELEVADORA

La subestación de evacuación de este proyecto se configura como una instalación elevadora con tensión de conexión en 66 kV y nivel de tensión secundario en 30 kV, diseñada para garantizar una evacuación eficiente y segura de la energía almacenada hacia la red de distribución. La estructura general de la subestación incluye un transformador de potencia 66/30 kV, un sistema de interrupción y protección en alta tensión, una barra colectora en 66 kV, sistemas de protección contra sobretensiones, un sistema de puesta a tierra integral, y celdas de media tensión en el lado secundario. La subestación, que tendrá un diseño simplificado para evitar sobre complicaciones sobre el sistema, se diseña conforme a los requisitos normativos y técnicos del sistema eléctrico español, con el objetivo de garantizar una conexión segura, eficiente y estable entre el sistema de almacenamiento de energía y la red eléctrica. Cabe señalar que los criterios técnicos, cálculos y parámetros usados durante el diseño preliminar de la subestación provienen de fuentes internas de FRV como el proyecto Clay Tye que ha sido tomado como base, y proyectos de origen público. Pese a que algunas fuentes no pueden ser divulgadas por motivos de confidencialidad, todos los elementos considerados han sido revisados y validados por profesionales del sector.

8.3.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA 66/30 kV

El transformador constituye el núcleo funcional de la subestación, al permitir el acoplamiento entre el sistema de almacenamiento (operativo en media tensión) y la red de alta tensión. Su relación de transformación adapta el nivel de tensión de evacuación al requerido por la red de distribución, al tiempo que su potencia nominal y su impedancia determinan la capacidad de intercambio de energía y el comportamiento ante perturbaciones.

La subestación RAMOS opera a 66 kV, por lo tanto, el nivel de tensión del lado de alta debe ser 66 kV para garantizar la conexión directa sin transformación adicional. Según el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT), se considera nivel de tensión $\leq 72,5$ kV (U_m). [184], [185], [186], [187], [188]

Parámetros clave:

- Potencia: 50 MVA, igual a la potencia nominal del sistema BESS (50 MW AC).
- Relación de transformación: 66 kV / 30 kV.
- Impedancia típica: 8-10% (se asume 8%).

Cálculo corriente nominal lado 66 kV:

$$I_{66} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 66.000} = 437,38 \text{ A}$$

Cálculo corriente nominal lado 30 kV:

$$I_{30} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 30.000} = 962,25 \text{ A}$$

El transformador debe poder soportar esta corriente en régimen continuo. La tensión secundaria 30 kV es adecuada para una planta de media tensión y reduce las pérdidas en los cables de MT que conectan las estaciones de potencia.

8.3.2 INTERRUPTOR EN 66 kV

El interruptor de alta tensión actúa como dispositivo de corte principal en el lado de 66 kV, permitiendo la seccionabilidad de la subestación y protegiendo frente a faltas en la red o en el propio sistema. Su capacidad de interrupción debe ser adecuada a las posibles corrientes de cortocircuito en el punto de conexión, asegurando la integridad del transformador y la barra colectora. Su coordinación con los relés de protección y los pararrayos garantiza una respuesta rápida ante eventos anómalos. [184], [185], [186], [187], [188]

Especificaciones:

- Tensión nominal: 72,5 kV (U_m).

- Intensidad nominal: mínimo 630 A.
- Poder de corte: $\geq 31,5$ kA (3s), para cubrir eventos de cortocircuito más exigentes.

Cálculo de corriente de cortocircuito trifásico simétrico (supuesto):

$$S_{cc} = 1.000 \text{ MVA} \Rightarrow I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{10^9}{\sqrt{3} \cdot 66.000} \approx 8.753 \text{ A}$$

Sin embargo, para el diseño se escoge valor estandarizado de 31,5 kA/1s por norma.

8.3.3 BARRA COLECTORA DE 66 kV

La barra colectora constituye el elemento conductor principal del sistema de alta tensión, conectando el interruptor, el transformador y otros posibles elementos de seccionamiento o medida. Su diseño debe asegurar una elevada conductividad, una baja impedancia y una resistencia mecánica adecuada frente a esfuerzos dinámicos asociados a fallos. Su configuración y material están directamente relacionados con los niveles de corriente nominal y de cortocircuito, así como con la topología general de la subestación. [184], [185], [186], [187], [188]

Material: aluminio tubular (E-AlMgSi0,5), Ø60/50 mm, 5 mm espesor.

Como justificación técnica, se puede decir que el sistema presenta una alta conductividad y un peso reducido, lo que optimiza su eficiencia y facilidad de instalación. Ha sido verificado mecánicamente para una corriente de cortocircuito (I_{cc}) de hasta 31,5 kA y distancias entre apoyos de hasta 3,5 metros. Además, está diseñado para soportar los esfuerzos térmicos y dinámicos asociados, conforme al cálculo mecánico especificado en la ITC-RAT 15. [91]

8.3.4 PROTECCIONES EN 66 kV

Los pararrayos ubicados en el lado de alta tensión tienen como función la protección contra sobretensiones transitorias, tanto de origen atmosférico como por maniobras. Su instalación en la entrada de línea y en las bornas del transformador asegura la disipación de energía antes de que alcance los equipos sensibles. Estos dispositivos trabajan de forma coordinada con el sistema de puesta a tierra, garantizando la seguridad eléctrica de la instalación. [184], [185], [186], [187], [188]

Tipo: Pararrayos de óxido de zinc (ZnO) con los siguientes parámetros:

- **U_c (Tensión continua de referencia):** tensión máxima que soporta el pararrayos de forma continua sin activarse. Se elige por encima de la tensión fase-tierra ($\sim 38,1$ kV) para garantizar seguridad. $U_c \geq \frac{66}{\sqrt{3}} \approx 38.1$ kV, por tanto, se elige $U_c = 42$ kV.
- **U_r (Tensión de impulso residual):** tensión que deja pasar el pararrayos durante una sobretensión (por rayo o maniobra). Cuanto menor, mejor protección. $U_r = 53$ kV.
- **U_m (Tensión máxima de servicio):** tensión más alta que puede soportar sin fallar en condiciones anormales prolongadas. $U_m = 72.5$ kV.
- **Corriente nominal de descarga:** máxima corriente de impulso que puede derivar sin dañarse (simula un rayo). $I_n = 10$ kA.

8.3.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra tiene como objetivo principal garantizar que, en caso de defecto, las tensiones de paso y contacto no superen los valores admisibles del REBT e ITC-RAT 13. [91] Su diseño, basado en una red mallada de conductores enterrados y picas verticales, garantiza que las tensiones de paso y contacto se mantengan dentro de los límites admisibles. La puesta a tierra conecta eléctricamente todos los elementos metálicos de la subestación,

incluidos pararrayos, carcasa del transformador y estructuras metálicas, integrándose con el sistema de protección diferencial y asegurando una respuesta eficaz ante incidencias.

Cálculo de corriente de defecto a tierra (supuesto con transformador en zig-zag con $X_n = 34,64 \Omega$):

$$I_d = \frac{66 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 34.64} \approx 1.100 \text{ A}$$

Selección de conductor de tierra: sección mínima para soportar I_{cc} de 32 kA en 1s: sección de aluminio, por lo cual: $S = \frac{I \cdot \sqrt{t}}{k} \approx 225 \text{ mm}^2$, por tanto, se elige 300 mm^2 cobre desnudo.

Resistencia máxima de tierra: para sistema TT con protección diferencial 300 mA: $R \leq \frac{24}{0,3} = 80 \Omega$

El diseño final del sistema de puesta a tierra se basa en una malla de cobre desnudo de 300 mm^2 con paso de $3 \times 3 \text{ m}$ y picas verticales, garantizando la equipotencialidad y el cumplimiento de los límites de tensión de paso y contacto según el REBT e ITC-RAT 13. [91] Ha sido dimensionado para soportar una corriente de defecto de 1.100 A y mantener una resistencia máxima de 80Ω , asegurando la actuación eficaz del sistema de protección diferencial. [184], [185], [186], [187], [188]

8.3.6 CELDAS DE 30 kV (LADO SECUNDARIO)

En el lado secundario de la subestación se instalarán celdas de media tensión de 30 kV, las cuales alojan interruptores, seccionadores, relés de protección y equipos de medida. Estas unidades permiten la correcta conexión entre el transformador y la red de media tensión, cumpliendo con los requisitos de seguridad, continuidad de servicio y facilidad de operación. [184], [185], [186], [187], [188]

Celdas necesarias:

- 1 celda de línea a trafo.
- 1 celda de protección general.
- 1 celda medida/contadores.
- 1 celda de seccionamiento a línea MT.

Protecciones:

- Relés de sobreintensidad y diferencial.
- Disyuntor en SF₆ o vacío con poder de corte: interruptor automático de alta tensión diseñado para interrumpir corrientes de cortocircuito muy elevadas. Se escoge con una intensidad superior a 25 kA.

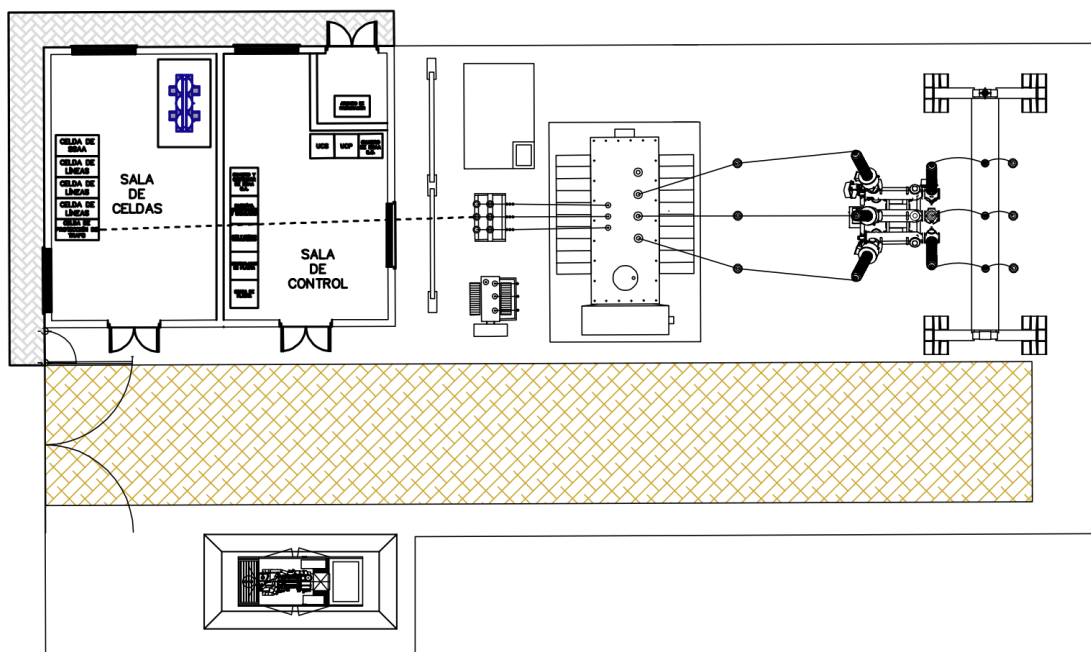


Figura 38. Diseño Preliminar de la Subestación

8.3.7 CABLEADO 66 kV (LÍNEA DE EVACUACIÓN)

La línea de evacuación constituye el nexo físico y eléctrico entre la subestación en ubicación y el punto de conexión a red en la subestación de e-distribución. Se configura como una línea subterránea de alta tensión, diseñada para operar a 66 kV con aislamiento adecuado para una tensión máxima de servicio de 72,5 kV. Su trazado, con una longitud estimada de 2.200 metros, se adapta a la vía pública, optimizando el recorrido para minimizar impactos sobre entornos residenciales y coordinándose con otras infraestructuras urbanas.

8.3.7.1 Tipo de Línea

La línea proyectada será de tipo subterráneo y corresponderá a una instalación de alta tensión. Operará con una tensión nominal de 66 kV y una frecuencia de 50 Hz, alcanzando una tensión máxima de servicio (U_m) de 72,5 kV. En cuanto a su trazado, se estima una longitud aproximada de 2.200 metros, determinada a partir del análisis de imágenes de satélite. [189], [190], [191]

Se debe trazar por viario público, minimizando afecciones a zonas residenciales (El Tomillar, El Limonero, etc.), lo que implica pasos por calles o avenidas y posibles cruces con servicios urbanos.

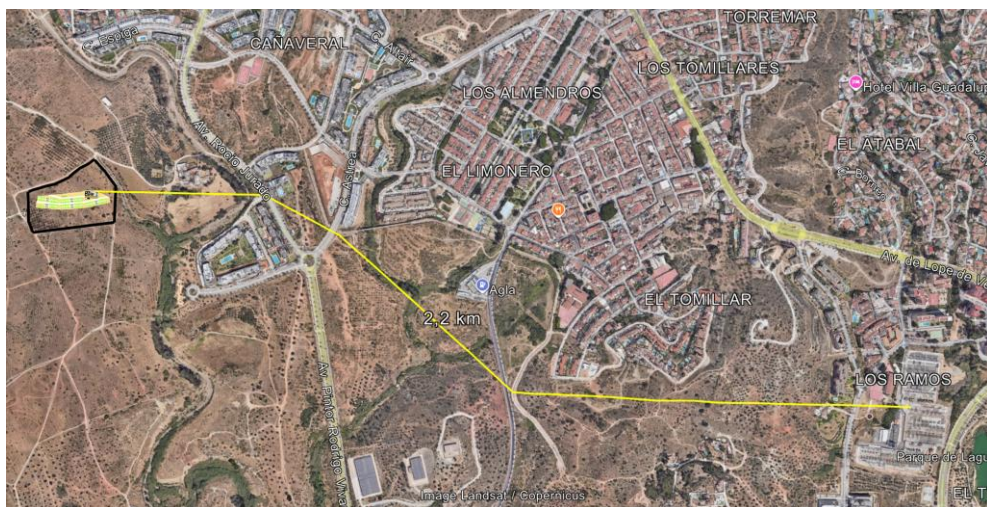


Figura 39. Línea de Evacuación del Proyecto Técnico

8.3.7.2 Cables de Potencia

El sistema de cableado de 66 kV permite la transmisión de energía eléctrica desde la subestación hasta el punto de conexión con la red y debe poder garantizar la capacidad de transporte de corriente en régimen permanente y soportar adecuadamente las solicitaciones térmicas y eléctricas derivadas de situaciones de cortocircuito. [189], [190], [191]

- **Tipo:** RHZ1 66 kV (cable unipolar con aislamiento XLPE, apantallado y cubierta exterior).
- **Conductor:** Aluminio 630 mm².
- **Disposición:** 3 fases - 2 cables por fase - 1 sistema por circuito, por tanto: 3x2x(1x630 mm²).
- **Sección pantalla:** 95 mm² (cobre helicoidal).
- **Temperatura máxima del conductor:** 90 °C.

El cable garantiza una capacidad de transporte igual o superior a la corriente nominal del transformador (437 A) y soporta sin degradación térmica corrientes de cortocircuito superiores a 22.000 A durante 1 segundo, cumpliendo con los requisitos de operación continua y resistencia ante fallos eléctricos.

8.3.7.3 Canalización y Obra Civil

La obra civil asociada al tendido subterráneo del cableado garantiza la protección mecánica, térmica y funcional del sistema de potencia. [189], [190], [191]

- **Tipo de instalación:** bajo tubo corrugado PE-HD de 200 mm de diámetro exterior. Este tipo de instalación proporciona un entorno estable que minimiza el riesgo de daños por agresiones externas, movimientos del terreno o interferencias urbanas
- **Método constructivo:**
 - Zanja de 0,8 m de ancho y 1,3 m de profundidad.

- Cama de hormigón HM-20 de 5 cm de espesor bajo tubos y recubrimiento con hormigón hasta 10 cm sobre el tubo superior.
- Cinta de señalización a 0,5 m sobre tubos.
- **Protección mecánica:** placas protectoras de 250 mm (una por conductor).

8.4 DISEÑO PRELIMINAR DEL SISTEMA EN UBICACIÓN

El diseño preliminar del sistema BESS en su emplazamiento en Los Ramos (Málaga) se ha desarrollado bajo un enfoque integral que combina criterios técnicos, funcionales, normativos y de accesibilidad. Se trata de una instalación tipo stand-alone conectada directamente a la red, sin generación renovable asociada, optimizada para ofrecer servicios al sistema eléctrico como arbitraje energético, regulación de frecuencia, control de rampas y black-start.

8.4.1 CONFIGURACIÓN GENERAL

El sistema se compone de 5 bloques funcionales de almacenamiento, cada uno de ellos identificado como EP (Equipo Principal) en la disposición de la planta (EP 01 - EP010), distribuidos de la siguiente forma:

- **4 bloques de 16 unidades activas (UA) Sungrow**, cada uno con una capacidad de almacenamiento de 44.032 kWh y potencia nominal de 10.000 kW (EP03 - EP010).
- **1 bloque de 12 UA Sungrow**, con una capacidad de almacenamiento de 33.024 kWh y potencia nominal de 7.500 kW (EP 01 y EP02).

Aunque el sistema tiene una capacidad neta de 200 MWh, su estructura total se dimensiona en torno a 209 MWh para compensar pérdidas internas, márgenes operativos y degradación de las baterías, garantizando así que la energía útil disponible cumpla con los requisitos del proyecto durante toda su vida útil.

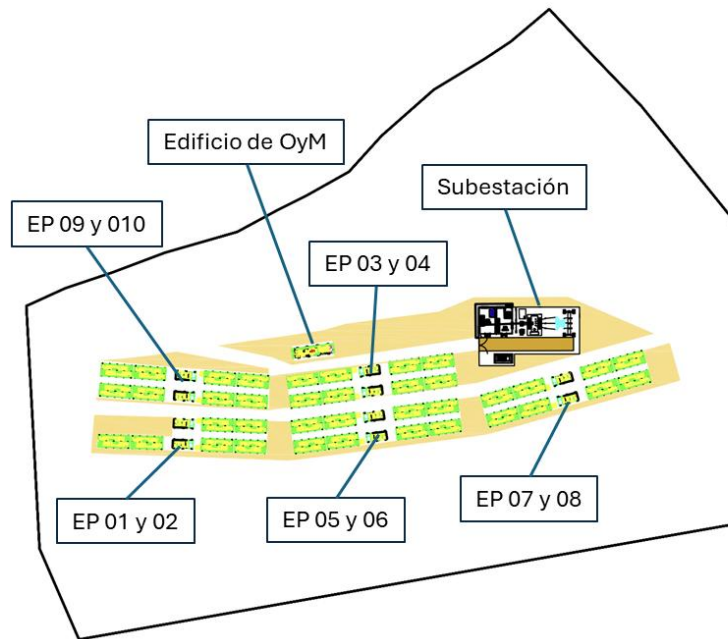


Figura 40. Diseño del Sistema en Emplazamiento

Como se puede observar en las Figuras 41 y 42 cada bloque EP incluye:

- Equipos de media tensión (MT), servicios auxiliares (SSAA) y comunicaciones.
- Módulo de control de baterías.
- Dos sistemas PCS (Power Conversion System) de 2.500 kW cada uno.
- Transformador de potencia de 5 MVA.

Además, el proyecto cuenta con:

- **Edificio de Operación y Mantenimiento (OyM):** ubicado en la zona central, alberga la estación meteorológica, el sistema de gestión de incendios, el armario de comunicaciones, sistemas de videovigilancia (CCTV), control de accesos y los cuadros auxiliares. Facilita la operación diaria, la monitorización técnica y las labores de mantenimiento en campo.

- **Subestación eléctrica:** situada estratégicamente en la parte superior del emplazamiento, actúa como nodo central de evacuación hacia la red de 66 kV. Incorpora el sistema SCADA, el controlador de planta, el sistema de gestión energética (EMS), protecciones, celdas de medida y control, transformadores auxiliares y el sistema de puesta a tierra.

8.4.2 DISPOSICIÓN SOBRE EL TERRENO

El layout ha sido diseñado teniendo en cuenta el aprovechamiento óptimo del terreno dentro del perímetro delimitado y la minimización del movimiento de tierras, gracias a una disposición adaptada a la topografía, la separación entre bloques para facilitar accesos, seguridad y ventilación, junto con viales de acceso perimetral y entre bloques, compatibles con vehículos pesados de mantenimiento y la ubicación central de la subestación de transformación y control, para minimizar la longitud de cableado de media tensión y optimizar la eficiencia del sistema.



Figura 41. Layout del Sistema Completo sobre el Terreno

El sistema está distribuido longitudinalmente, con orientación este-oeste, para aprovechar los caminos existentes y simplificar la evacuación de calor de los contenedores de baterías.

8.4.3 CONEXIONES ELÉCTRICAS Y COMUNICACIONES

El diseño del sistema eléctrico y de comunicaciones del proyecto BESS en Los Ramos se ha estructurado para garantizar una integración segura, eficiente y operativa con la red eléctrica de 66 kV, cumpliendo con los requisitos técnicos establecidos por el operador del sistema (REE) y los estándares normativos vigentes.

8.4.3.1 Esquema de Conexión Eléctrica

Cada agrupación de contenedores BESS integra:

- **Unidades de almacenamiento (UA) Sungrow.**
- **Power Conversion Systems (PCS)** dobles de 2,5 MW cada uno.
- **Transformadores de potencia de 5 MVA.**
- **Celdas de media tensión (MT)** y aparamenta asociada.
- **Servicios auxiliares (SSAA)** y cuadros de baja tensión.

La secuencia funcional es la mostrada en la Figura 44 y mostrada sobre el diseño en la Figura 43. Las líneas de media tensión entre cada bloque y la subestación se disponen soterradas, con agrupaciones de hasta 3 transformadores por camino, lo que reduce las pérdidas y mejora la mantenibilidad. La subestación principal, situada en la zona más elevada y accesible del emplazamiento, incorpora los elementos explicados en la sección anterior junto a un centro de control SCADA con sala técnica, armarios de automatización y routers/firewalls.

8.4.3.2 Comunicaciones y Control

La arquitectura de comunicaciones del sistema está basada en una red redundante y distribuida de armarios de control. Se utiliza fibra óptica y cableado estructurado para integrar todos los equipos y garantizar una operación fiable, flexible y en tiempo real.

Cada bloque BESS incluye:

- Armarios de control y comunicaciones locales.
- Sistemas de CCTV, detección de incendios y control de accesos.
- Señalización interna y sensores para gestión operativa y seguridad.

Todos los bloques están conectados al centro SCADA en la subestación, que a su vez enlaza con:

- El **Edificio de Operación y Mantenimiento (O&M)**, donde se encuentra la estación meteorológica, sistemas de videovigilancia, detección de incendios y control de accesos.
- Las **redes exteriores y plataformas en la nube** (REE, distribuidora, despachos de control y operación).

La integración se completa mediante un sistema de router con gestión de energía, que canaliza los datos hacia los servidores externos y permite la operación remota y el mantenimiento predictivo.

8.4.4 JUSTIFICACIÓN DEL DISEÑO

La disposición adoptada responde a múltiples criterios técnicos y funcionales:

- **Modularidad y escalabilidad:** la combinación de bloques de 16 y 12 UA permite adaptar la instalación a requisitos de potencia y energía variables, facilitando futuras ampliaciones.
- **Seguridad operacional:** se mantienen distancias reglamentarias entre módulos, se integran sistemas de videovigilancia y detección/extinción de incendios, y se restringe el acceso por zonas.
- **Optimización económica:** la agrupación de transformadores y PCS en bloques funcionales reduce las pérdidas eléctricas y acorta la longitud del cableado de MT.
- **Facilidad de mantenimiento:** los viales de acceso permiten el tránsito de vehículos pesados de mantenimiento; la distribución lineal facilita la intervención independiente en cada bloque sin afectar al sistema global.
- **Integración tecnológica:** la arquitectura de control distribuida y la conectividad externa permiten una gestión avanzada y adaptable del sistema, tanto en operación local como remota.

Este diseño preliminar garantiza la viabilidad operativa y técnica del sistema, a la vez que sienta las bases para el desarrollo de la ingeniería de detalle, cumpliendo con los requisitos de normativa eléctrica, seguridad industrial y operación en red.

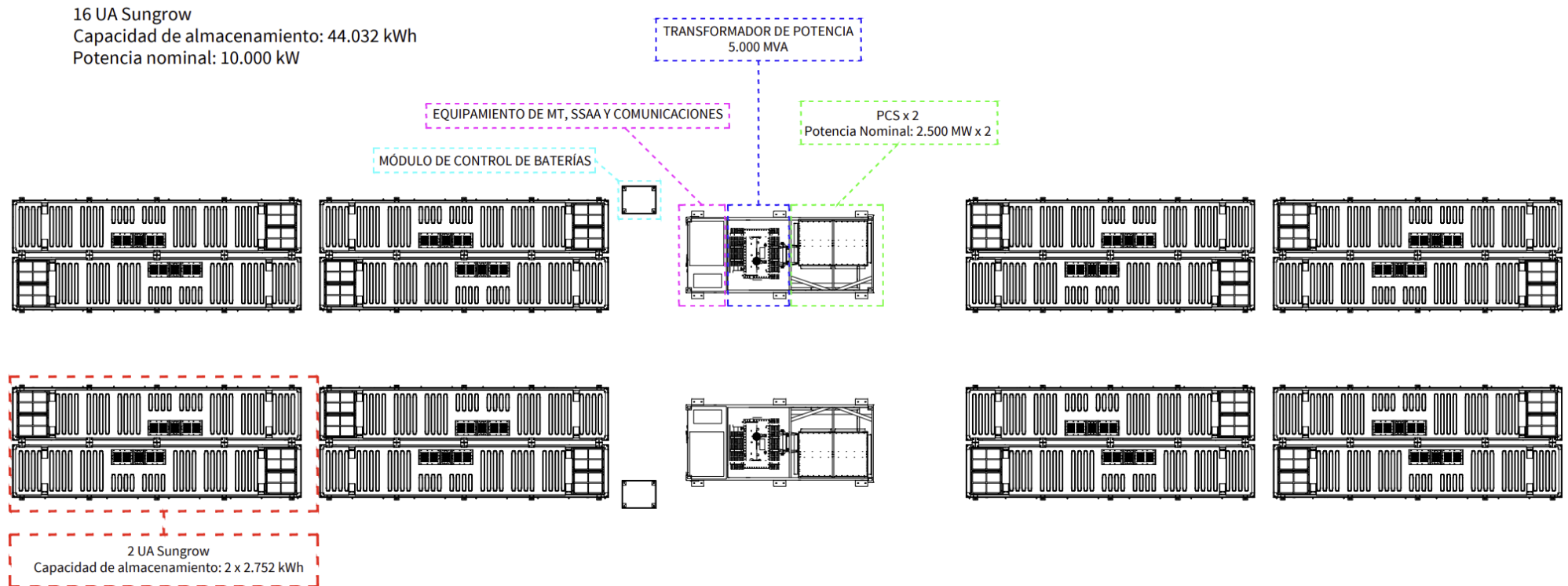


Figura 42. Disposición de los EP de 16 Unidades Activas

12 UA Sungrow
 Capacidad de almacenamiento: 33.024 kWh
 Potencia nominal: 7.500 kW

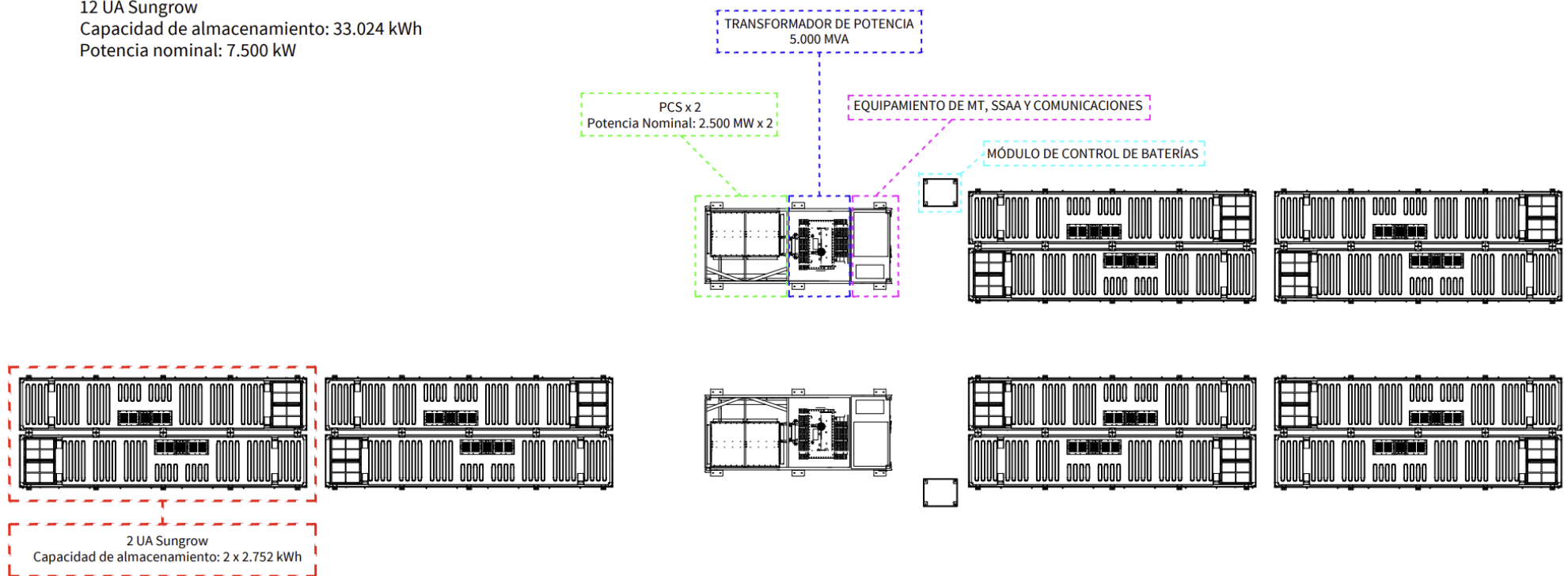


Figura 43. Disposición de los EP de 12 Unidades Activas

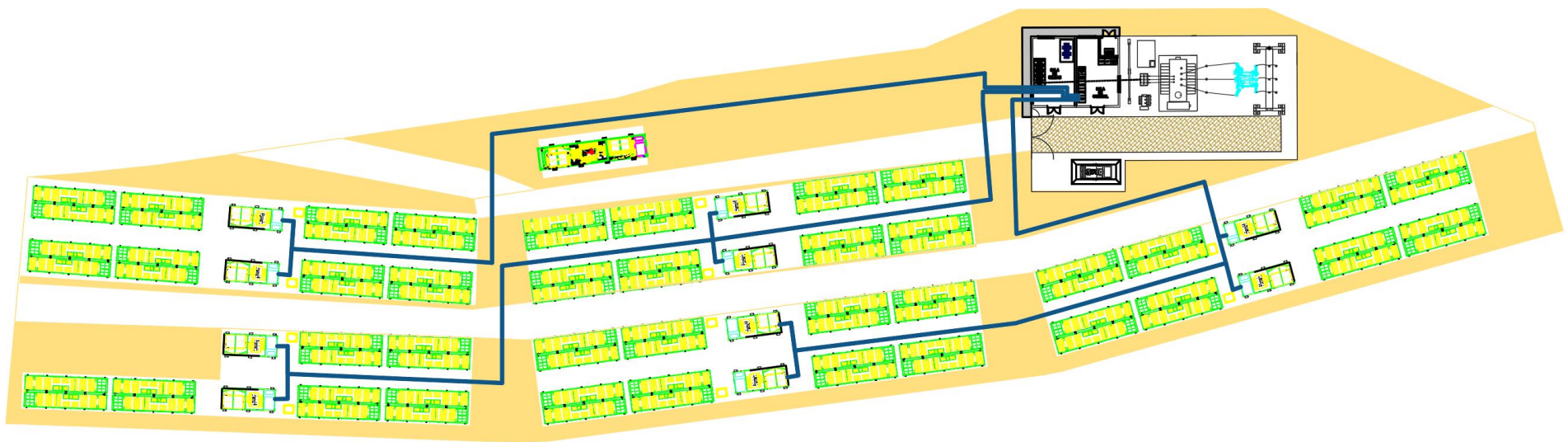


Figura 44. Conexiones entre Equipos en Terreno

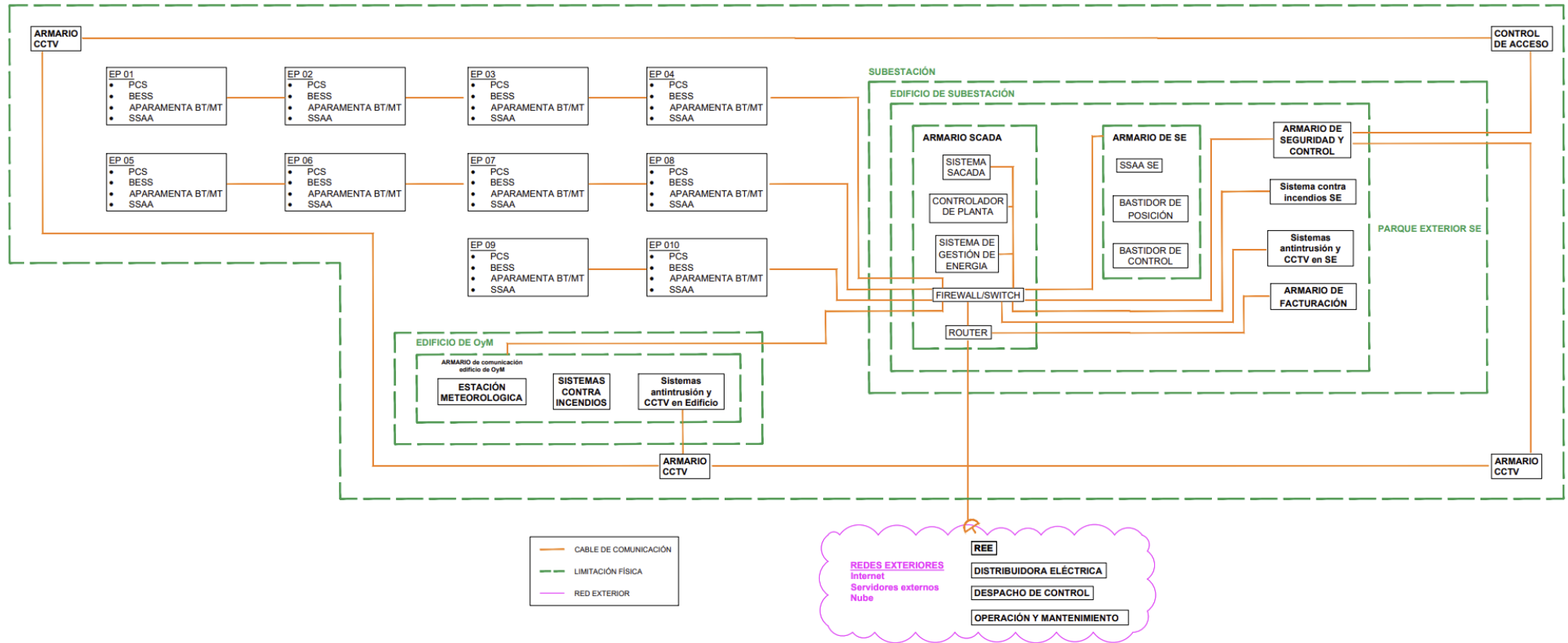


Figura 45. Secuencia Funcional de las Conexiones entre Equipos

Capítulo 9. PLAN DE IMPLEMENTACIÓN Y CRONOGRAMA

9.1 FASES DEL PROYECTO

La planificación temporal y técnica de este proyecto se ha desarrollado con el apoyo del equipo de desarrollo y del director del proyecto en FRV. Su experiencia ha permitido definir una secuencia realista y detallada de fases, alineada con proyectos similares y adaptada a las características específicas del emplazamiento. Las estimaciones de duración, solapes y recursos provienen de fuentes, proyectos internos con carácter confidencial como Contego, que se ha tomado como base principal y otros proyectos de origen público. Por esta razón es que no se pueden compartir estas fuentes, ya que se divulgaría conocimiento interno que pondría a FRV en una posición perjudicial en cuanto a su competencia. Sin embargo, cabe destacar que los tiempos asignados reflejan criterios técnicos contrastados y buenas prácticas del sector.

9.1.1 TRABAJOS PREVIOS

Esta fase incluye actividades esenciales como estudios topográficos, geotécnicos, levantamiento de planos, adecuación del terreno y preparación logística (caminos de acceso temporales, vallas perimetrales y casetas de obra). Se le asignan **dos meses** porque se trata de una etapa clave para anticipar problemas técnicos o legales que puedan surgir durante el desarrollo. Además, es el momento en que se consolida la planificación definitiva en campo, asegurando que la ejecución posterior fluya sin retrasos. El primer mes se dedica principalmente a la recopilación de datos y permisos, mientras que el segundo mes permite ejecutar las primeras acciones físicas en terreno. [192], [193]

9.1.2 OBRA CIVIL

La obra civil comprende la construcción de cimentaciones para contenedores BESS, canalizaciones eléctricas, zanjas, plataformas de hormigón, canaletas, arquetas y otras infraestructuras físicas necesarias para los sistemas eléctricos y de almacenamiento. Se extiende durante **cuatro meses** debido a la complejidad técnica y a la necesidad de cumplir con altos estándares de precisión en la ejecución. Esta fase se inicia inmediatamente después de los trabajos previos, con cierta superposición para optimizar el tiempo. La duración refleja el tiempo necesario para ejecutar con seguridad obras que involucran estructuras de soporte para transformadores, inversores y contenedores de baterías de gran tamaño. [192], [193]

9.1.3 VIALES Y DRENAJES

Durante esta fase se ejecutan caminos internos, zonas de acceso para vehículos pesados y sistemas de drenaje pluvial. Esta fase se desarrolla durante **dos meses** en paralelo con la obra civil, puesto que es vital asegurar el tránsito de maquinaria y personal sin obstrucciones ni riesgos. También permite la evacuación de aguas, reduciendo riesgos de erosión o encharcamiento que afectarían tanto a los trabajos como al propio sistema BESS. Dos meses resultan adecuados para completar estas tareas sin interferir con otras fases de ejecución. [192], [193]

9.1.4 CIRCUITOS ELÉCTRICOS

Una vez están listas las cimentaciones y canalizaciones, se instalan los conductores de media tensión, cables de control, tierras y acometidas internas. Esta fase se extiende durante **tres meses**, ya que requiere coordinación con el sistema de almacenamiento y la subestación, garantizando que las conexiones sean precisas y seguras. Incluye además pruebas de continuidad, aislamiento y resistencia. Su duración está relacionada con la necesidad de evitar errores que comprometan la seguridad eléctrica o provoquen fallos operativos posteriores. [192], [193]

9.1.5 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Consiste en la recepción, instalación y conexión de los módulos BESS, incluyendo baterías, inversores, convertidores y sistemas de refrigeración. Se le asignan **dos meses**, ya que los componentes suelen entregarse ya montados en contenedores, aunque es necesario realizar tareas de izado, anclaje, conexión eléctrica y configuración inicial. El montaje debe ser extremadamente cuidadoso, y se realiza tras garantizar que la obra civil y la infraestructura eléctrica básica están listas. [192], [193]

9.1.6 SISTEMA DE COMUNICACIONES, CONTROL Y SEGURIDAD

Aquí se instalan los sistemas SCADA, cámaras de vigilancia, sensores de seguridad, sistemas antiincendios y automatismos de control. Este trabajo requiere **un mes**, dado que se ejecuta en la fase final cuando ya está instalado el sistema BESS. Aunque complejo desde el punto de vista de programación, el montaje físico es limitado y se puede realizar de forma eficiente por un equipo especializado. [192], [193]

9.1.7 CIRCUITOS DE COMUNICACIÓN

En este mes se instalan los medios físicos de comunicación: fibra óptica, cables de red, puntos de acceso y enlaces inalámbricos, necesarios para la gestión remota del sistema. Se concentra en **un solo mes**, ya que su implementación es rápida, y se ejecuta cuando la mayoría de los equipos ya están colocados. [192], [193]

9.1.8 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA RAMOS BESS 66/30 kV

La subestación transforma y canaliza la energía almacenada hacia la red. Se dedica un período de **tres meses** para su montaje, dado que se deben instalar transformadores, interruptores, celdas, protecciones y realizar pruebas de integración. Esta fase debe avanzar

en paralelo con el cableado eléctrico y completarse antes de la puesta en marcha. La duración refleja la complejidad del equipamiento y la coordinación con operadores eléctricos. [192], [193]

9.1.9 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN

Se trata del tendido de los cables que conectan la subestación del BESS con el punto de entrega a red. Incluye excavación, tendido, señalización y pruebas. Requiere **dos meses** para su ejecución debido a la necesidad de trabajar con medidas de seguridad específicas, resolver posibles interferencias con otros servicios enterrados y coordinar con los responsables de red. Esta línea es clave para la evacuación de energía. [192], [193]

9.1.10 PUESTA EN MARCHA

Una vez finalizadas las instalaciones eléctricas, mecánicas y de control, se realiza la energización progresiva del sistema, pruebas funcionales, sincronización con red y configuración de control. Se le dedica **un mes completo**, ya que es un proceso que implica validaciones rigurosas en condiciones reales de operación, la intervención de múltiples agentes (instalador, distribuidora, empresa de control y cliente) y ajustes finos en la lógica de operación. [192], [193]

9.1.11 ENSAYOS, PRUEBAS Y APLICACIÓN DE SISTEMA DE CALIDAD

En paralelo con la puesta en marcha, se realizan pruebas de funcionamiento, seguridad, eficiencia, aislamiento, integración con red y protocolos de respuesta ante fallos. Se confirma el cumplimiento de los estándares normativos y contractuales. La duración de **un mes** se justifica por la cantidad de pruebas necesarias y el tiempo de respuesta ante posibles correcciones menores. [192], [193]

9.1.12 TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN

Durante esta etapa se obtienen las autorizaciones finales, se gestionan actas de puesta en marcha, certificados de cumplimiento y legalización ante los organismos competentes (industria, operador del sistema, distribuidora eléctrica). Se extiende durante **dos meses** y se solapa con la finalización de las obras, de modo que, al terminar la puesta en marcha, el proyecto pueda estar completamente legalizado. Este margen temporal permite absorber retrasos burocráticos sin afectar la entrega del proyecto. [192], [193]

9.1.13 SEGURIDAD Y SALUD

Es una actividad transversal que cubre toda la ejecución. Incluye la implantación del plan de seguridad, control de riesgos, formación, inspecciones periódicas y seguimiento documental. Se desarrolla durante **todos los meses de ejecución**, ya que es un requisito legal y operativo imprescindible en todas las fases del proyecto. [192], [193]

9.1.14 GESTIÓN DE RESIDUOS

También de carácter transversal, comienza cuando arranca la obra civil y continúa hasta que finaliza el montaje. Incluye la clasificación, almacenamiento temporal y retirada de residuos de obra, eléctricos, embalajes y peligrosos. La duración de **seis meses** responde al volumen y diversidad de residuos generados en este tipo de instalaciones. [192], [193]

9.1.15 IMPREVISTOS

Se reserva esta fase para absorber posibles retrasos o incidentes técnicos o climáticos, especialmente críticos al final del proyecto. Se consideran **dos meses** como colchón, lo cual aporta flexibilidad para garantizar que la entrega del proyecto no se vea comprometida por factores no previstos. [192], [193]

9.2 RECURSOS NECESARIOS

Este apartado ha sido desarrollado en colaboración con FRV, por lo que las estimaciones y descripciones de los recursos se han realizado con base en conocimientos internos y fuentes confidenciales proporcionadas por FRV que no pueden ser compartidos, como el proyecto Contego, que ha sido usado como base principal, y otros proyectos de origen público. No obstante, todos los resultados han sido validados y contrastados por profesionales del sector dentro de la propia compañía.

9.2.1 TRABAJOS PREVIOS

Recursos humanos:

- Ingenieros civiles y eléctricos: necesarios para definir condiciones iniciales del terreno, accesos, emplazamiento de equipos y compatibilidad con red. Su conocimiento técnico asegura que el diseño posterior se apoya en una base sólida.
- Topógrafo: esencial para el levantamiento de planos precisos y establecimiento de cotas. Un levantamiento topográfico erróneo comprometería toda la ejecución.
- Técnico ambiental: evaluar el impacto de las actividades iniciales y aplicar medidas preventivas.
- Coordinador de seguridad y salud: desde esta fase ya deben planificarse accesos seguros y zonas de trabajo.

Recursos tecnológicos:

- Estación total y dron: para mediciones precisas de coordenadas y modelado digital del terreno. Permiten eficiencia y fiabilidad en el levantamiento topográfico.
- Software CAD/GIS: imprescindible para representar y analizar datos del terreno y trazar ubicación óptima de componentes.

Estos recursos son necesarios porque los trabajos previos definen la viabilidad física y normativa del proyecto. La calidad de esta fase determina la precisión del replanteo y la ejecución eficiente del resto. [192], [193]

9.2.2 OBRA CIVIL

Recursos humanos:

- Jefe de obra: coordina tiempos, contratistas y calidad de la ejecución.
- Capataces y operarios de construcción: encargados del movimiento de tierras, cimentaciones, canalizaciones y soportes.
- Ingeniero civil: supervisa estructuras para asegurar compatibilidad con cargas eléctricas y climáticas.

Recursos tecnológicos:

- Excavadoras y retroexcavadoras: necesarias para zanjas, plataformas, y canalizaciones.
- Camiones hormigonera y grúas: imprescindibles para el vertido de hormigón y montaje de estructuras prefabricadas.
- Equipos de compactación y moldes: garantizan la calidad del soporte para equipos eléctricos.

Los elementos que se instalan en fases posteriores requieren cimentaciones precisas y resistentes. El uso de maquinaria pesada permite cumplir plazos y obtener una obra con estándares industriales. Sin esta base estructural adecuada, los equipos eléctricos no podrían operar de forma segura ni eficiente. [192], [193]

9.2.3 VIALES Y DRENAJES

Recursos humanos:

- Especialistas en obra hidráulica y vial: necesarios para diseñar y ejecutar pendientes, cunetas y estructuras de drenaje.
- Operarios de asfalto o zahorra: ejecutan caminos internos accesibles para vehículos pesados.

Recursos tecnológicos:

- Niveladoras y rulos compactadores: para asegurar la estabilidad del terreno y los caminos.
- Tuberías drenantes y geotextiles: esenciales para evitar acumulación de agua bajo los BESS, lo cual afectaría seguridad y vida útil.

Un sistema de drenaje mal diseñado puede derivar en inundaciones, socavones o colapsos estructurales. Además, los viales permiten el acceso de grúas y camiones durante todas las fases, por lo que deben estar terminados en tiempo y forma. [192], [193]

9.2.4 CIRCUITOS ELÉCTRICOS

Recursos humanos:

- Electricistas industriales y técnicos de media tensión: responsables de la instalación del cableado de potencia, control y protección.
- Ingeniero eléctrico: supervisa el cumplimiento normativo y compatibilidad entre sistemas.

Recursos tecnológicos:

- Cables de potencia y control, bandejas portacables: conducen energía y señales con seguridad y fiabilidad.

- Equipos de medida y comprobación: necesarios para verificar continuidad, aislamiento y conexión correcta antes de energizar.

Esta fase conecta físicamente todos los equipos. Los electricistas cualificados y el uso de materiales certificados aseguran la seguridad y el cumplimiento del reglamento electrotécnico. Las pruebas evitan fallos en la puesta en marcha. [192], [193]

9.2.5 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Recursos humanos:

- Técnicos especialistas en BESS: capacitados por el fabricante para instalación, conexión y configuración.
- Ingeniero de integración: responsable de asegurar la comunicación y compatibilidad del sistema con el resto de la planta.

Recursos tecnológicos:

- Contenedores de baterías, inversores y PCS: constituyen el núcleo del sistema.
- Sistemas de refrigeración y monitorización: críticos para evitar sobrecalentamiento, incendios o degradación prematura.

El montaje del sistema BESS requiere conocimiento técnico avanzado y precisión. Cualquier error compromete la eficiencia y seguridad. El uso de sistemas integrados (monitorización + control térmico) es esencial para mantener el rendimiento en todo el ciclo de vida. [192], [193]

9.2.6 SISTEMA DE COMUNICACIONES, CONTROL Y SEGURIDAD

Recursos humanos:

- Ingeniero SCADA y técnico de redes: programan y supervisan la lógica de control y la integración con el sistema remoto.
- Especialista en CCTV y seguridad industrial: instalan y validan las cámaras, sensores y alarmas.

Recursos tecnológicos:

- PLCs, servidores, RTUs: permiten la automatización del funcionamiento y la operación remota del BESS.
- Cámaras IP, sensores PIR y detectores de humo/gas: garantizan seguridad física y técnica.

El sistema BESS necesita operar sin supervisión presencial continua. La implementación de un SCADA es vital para el control remoto, el mantenimiento predictivo y la gestión segura de eventos. La seguridad física protege una infraestructura de alto valor. [192], [193]

9.2.7 CIRCUITOS DE COMUNICACIÓN

Recursos humanos:

- Técnicos de instalación de redes industriales: especializados en la instalación de fibra óptica o redes de comunicación protegidas.

Recursos tecnológicos:

- Cables de fibra óptica, switches industriales y conectores blindados: transmiten datos con alta velocidad y sin interferencias.
- Instrumentos de certificación de red: validan que la transmisión sea continua y sin errores.

La comunicación entre sistemas es crítica para la respuesta del sistema ante comandos externos o fallos. Los técnicos especializados y materiales de calidad industrial aseguran que el BESS responda de forma fiable al centro de control o distribuidora. [192], [193]

9.2.8 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA RAMOS BESS 66/30 kV

Recursos humanos:

- Ingenieros de alta tensión: especialistas en diseño y operación de subestaciones.
- Técnicos montadores de celdas, transformadores y protecciones.

Recursos tecnológicos:

- Transformadores, interruptores, protecciones digitales: esenciales para transformar la tensión y garantizar la seguridad ante fallos.
- Sistema de control local (HMI): permite monitoreo en campo.

La subestación permite conectar el BESS a la red de forma segura y regulada. Requiere personal altamente cualificado y componentes homologados que resistan altas tensiones y ofrezcan fiabilidad operativa y mantenimiento simplificado. [192], [193]

9.2.9 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN

Recursos humanos:

- Operadores de obra civil especializada en líneas enterradas.
- Técnicos eléctricos para empalmes y terminaciones.

Recursos tecnológicos:

- Cables de alta tensión, conductos protectores y arquetas.
- Equipos de detección y medida de continuidad y aislamiento.

Esta línea es crítica para evacuar la energía a red. Su instalación debe cumplir con normas específicas de aislamiento, protección mecánica y trazabilidad. El equipo técnico debe evitar cualquier fallo que pueda comprometer la seguridad o la legalización. [192], [193]

9.2.10 PUESTA EN MARCHA

Recursos humanos:

- Ingeniero de puesta en marcha.
- Técnicos del fabricante del BESS, SCADA y subestación.

Recursos tecnológicos:

- Equipos de prueba funcional, analizadores de red y software de configuración.

La puesta en marcha es el momento más crítico. Cada sistema debe responder adecuadamente bajo condiciones reales. La intervención de especialistas garantiza la detección y corrección de posibles errores antes de la entrada en operación comercial. [192], [193]

9.2.11 ENSAYOS, PRUEBAS Y SISTEMA DE CALIDAD

Recursos humanos:

- Técnicos en calidad y ensayo.
- Auditor interno o externo especializado.

Recursos tecnológicos:

- Equipos de ensayo de protecciones, termografía, análisis de red.

La validación técnica asegura que el proyecto cumple con las especificaciones contractuales, normativas y operativas. Detectar errores en esta fase evita fallos futuros y sanciones regulatorias. [192], [193]

9.2.12 TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN

Recursos humanos:

- Ingeniero legalizador autorizado por industria.
- Gestor documental especializado.

Recursos tecnológicos:

- Plataformas digitales de presentación de expedientes.
- Herramientas de documentación técnica (PDFs, planos, certificados).

La experiencia técnica y legal del personal garantiza que el proyecto sea aceptado por la administración sin devoluciones ni retrasos. La documentación bien estructurada acelera la inscripción en los registros y la activación de la planta. [192], [193]

9.2.13 SEGURIDAD Y SALUD

Recursos humanos:

- Coordinador de seguridad de obra.
- Técnico de prevención de riesgos laborales.

Recursos tecnológicos:

- Equipos de protección individual, señalización, botiquines, sistemas antiincendios.

En un entorno con trabajos eléctricos, mecánicos y en altura, la seguridad es fundamental. La figura del coordinador es legalmente obligatoria y evita accidentes, paradas de obra o sanciones. [192], [193]

9.2.14 GESTIÓN DE RESIDUOS

Recursos humanos:

- Responsable ambiental de obra.
- Operarios de clasificación y retirada.

Recursos tecnológicos:

- Contenedores, zonas de acopio, etiquetado, albaranes digitales.

Los residuos eléctricos y de obra deben tratarse según normativa. Una gestión eficiente previene sanciones ambientales, conflictos vecinales y mejora la imagen corporativa. [192], [193]

9.2.15 IMPREVISTOS

Recursos humanos:

- Equipo de respuesta técnica rápida (multidisciplinar).

Recursos tecnológicos:

- Kits de repuesto, herramientas de emergencia, grupo electrógeno portátil.

Asegura capacidad de respuesta ante contingencias como averías, retrasos climáticos o falta de suministros. La planificación preventiva evita acumulación de retrasos en fases críticas. [192], [193]

9.3 CRONOGRAMA Y PLAZOS DE EJECUCIÓN

CRONOGRAMA PRELIMINAR PROYECTO TÉCNICO BESS STAND-ALONE LOS RAMOS							
CAPITULO	MES						
	1	2	3	4	5	6	7
01. TRABAJOS PREVIOS							
02. OBRA CIVIL							
03. VIALES Y DRENAJES							
04. CIRCUITOS ELÉCTRICOS							
05. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO							
06. SISTEMA DE COMUNICACIONES, CONTROL Y SEGURIDAD							
07. CIRCUITOS DE COMUNICACIÓN							
08. SUBESTACIÓN DE ELÉCTRICA RAMOS BESS 66/30 kV							
09. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN							
10. PUESTA EN MARCHA							
11. ENSAYOS, PRUEBAS Y APLICACIÓN DE SISTEMA DE CALIDAD							
12. TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN							
13. SEGURIDAD Y SALUD							
14. GESTIÓN DE RESIDUOS							
15. IMPREVISTOS							

Tabla 11. Cronograma Preliminar del Proyecto Técnico

Capítulo 10. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y VIABILIDAD DEL PROYECTO

10.1 PRESUPUESTO PRELIMINAR

El presente presupuesto ha sido elaborado con el apoyo y la supervisión directa del equipo financiero y del director del proyecto en FRV, con el objetivo de aproximar al máximo los costes estimados a los que tendría una ejecución real de un sistema BESS de esta escala.

La información aquí recogida parte de un análisis detallado de partidas habituales en proyectos similares desarrollados por la compañía como Clay Tye, que ha sido tomado como base principal, y otros proyectos de origen público, combinando datos reales de mercado, criterios técnicos y referencias comparativas del sector. Para ello, se han empleado fuentes internas, estimaciones validadas por profesionales con experiencia en licitaciones y ejecución de obras, y ratios contrastados en proyectos comparables.

Cabe destacar que como varios de los datos en los que se basan los cálculos provienen de documentación interna y fuentes de carácter confidencial, no es posible divulgar en su totalidad el origen de determinadas cifras, cálculos o metodologías empleadas.

10.1.1 CAPÍTULO 1: TRABAJOS PREVIOS - 110.000 €

Conceptos incluidos:

- Estudios topográficos y geotécnicos: necesarios para conocer la morfología del terreno, estabilidad, tipo de suelo y nivel freático.
- Adecuación del terreno: limpieza, desbroce, nivelación inicial.
- Viales temporales, vallado perimetral y casetas de obra: infraestructura logística básica para la construcción.

Justificación técnica y económica:

1. Estudios previos (topografía, geotecnia, ambientales): coste estimado entre 15.000 € y 20.000 €. Estos trabajos permiten anticipar problemas técnicos como hundimientos, fallas estructurales o incompatibilidades normativas.
2. Logística de obra (accesos, vallado, casetas): coste estimado entre 40.000 € y 50.000 €. Incluye caminos provisionales, portones de acceso, iluminación temporal.
3. Preparación del terreno: coste estimado entre 30.000 € y 35.000 € para movimientos ligeros de tierra y nivelación inicial en zonas que no requieren cimentación profunda.

Criterio de validación:

En proyectos internos de FRV similares, esta fase representa entre el 0,2% y el 0,3% del CAPEX total, lo que equivale a un valor entre 89.000€ y 134.000€. Este valor se ajusta perfectamente al coste asignado de 110.000€. [192], [193], [194]

10.1.2 CAPÍTULO 2: OBRA CIVIL - 800.000 €

Conceptos incluidos:

- Cimentaciones para contenedores BESS, PCS/inversores, transformadores y estructuras auxiliares.
- Zanjas, arquetas y canalizaciones eléctricas.
- Plataformas de hormigón y canaletas para drenaje y soporte.

Justificación por unidad:

1. Cimentación para 76 contenedores (3 MWh cada uno aproximadamente): 3.300 € por contenedor, por tanto, 250.000 €
2. Cimentaciones para 20 PCS/inversores: 3.500 € por unidad, por tanto, 70.000 €
3. Zanjas para canalizaciones eléctricas (1.500 m): 100 €/m, por tanto, 150.000 €

4. Plataformas de hormigón (2.000 m²): 100 €/m², por tanto, 200.000 €
5. Elementos auxiliares (arquetas, compactación, supervisión técnica): estimación de 130.000 €

Comparativa sectorial:

La obra civil en instalaciones BESS suele representar entre 12.000 € y 18.000 € por MW instalado, dependiendo del tipo de cimentación, climatología y configuración del sistema. Para 50 MW: entre 600.000 € y 900.000 €. El importe de 800.000 € se encuentra dentro de ese rango, lo que lo hace técnica y económicamente razonable. [192], [193], [194]

10.1.3 CAPÍTULO 3: VIALES Y DRENAJES - 45.000 €

Conceptos incluidos:

- Viales de acceso internos en zahorra compactada o similar.
- Sistemas de drenaje superficial: cunetas, geotextiles y tuberías drenantes.
- Obras menores para evacuación de aguas pluviales.

Cálculo estimado:

- Suposición: 900 m² de caminos internos y zonas de giro para transporte pesado.
- Coste de ejecución de viales de zahorra: $30 \text{ €/m}^2 \times 900 \text{ m}^2 = 27.000 \text{ €}$
- Sistemas de drenaje lineales (250 m): $40 \text{ €/m} = 10.000 \text{ €}$
- Obras auxiliares (rejillas, pozos, obras menores): 8.000 €

Justificación técnica:

El drenaje adecuado evita acumulaciones de agua que pueden comprometer la seguridad y la vida útil del sistema BESS. Es una partida de bajo coste relativo (0,1% del presupuesto total), pero estratégica para el buen funcionamiento de toda la infraestructura. [192], [193], [194]

10.1.4 CAPÍTULO 4: CIRCUITOS ELÉCTRICOS - 175.000 €

Conceptos incluidos:

- Cables de media tensión (33 kV) para interconexión entre inversores, transformadores y subestación.
- Cableado de control y comunicaciones internas.
- Sistemas de puesta a tierra y protecciones eléctricas.
- Bandejas, tubos, pruebas de continuidad y aislamiento.

Estimación técnica:

- Cableado de media tensión (2.000 m de 3x1x240 mm²): 50 €/m = 100.000 €
- Cableado de control y comunicación (1.000 m): 10 €/m = 10.000 €
- Puesta a tierra y tomas generales: 20.000 €
- Canalizaciones, bandejas, elementos auxiliares: 25.000 €
- Pruebas de aislamiento y continuidad: 20.000 €

Comparativa:

En sistemas BESS industriales, los circuitos eléctricos internos representan entre 3.000€ y 4.000€ por MW instalado. Para 50 MW: entre 150.000€ y 200.000€. Por tanto, el valor presupuestado (175.000 €) corresponde al rango medio y se considera justificado. [192], [193], [194]

10.1.5 CAPÍTULO 5: SISTEMA DE ALMACENAMIENTO - 33.000.000 €

Conceptos incluidos: [192], [193], [194]

- Baterías de ion-litio (LFP), con capacidad total de 200 MWh netos.
- Inversores (PCS) bidireccionales con capacidad de 50 MW.

- Transformadores de acoplo y protección BT/MT.
- Sistemas de refrigeración, BMS (Battery Management System) y EMS (Energy Management System).
- Configuración de software y protección de sobretemperatura.

Cálculo:

- Coste total estimado por kWh instalado medio: 165 € por kWh.
- Se puede suponer un estimado de: $200.000 \text{ kWh} \times 165 \text{ €/kWh} = 33.000.000 \text{ €}$

10.1.6 CAPÍTULO 6: SISTEMA DE COMUNICACIONES, CONTROL Y SEGURIDAD - 335.500 €

Conceptos incluidos:

- Sistema SCADA para monitorización y operación remota.
- Autómatas programables (PLC), HMI y servidores.
- Cámaras de vigilancia (CCTV), sensores de movimiento, alarmas y detectores de humo/gas.
- Sistema de detección y extinción de incendios.
- Cableado de control, alimentación redundante y elementos auxiliares.

Justificación técnica:

- La operación de un sistema BESS requiere control remoto en tiempo real y capacidad de respuesta ante eventos eléctricos, térmicos o físicos.
- El sistema SCADA permite gestionar parámetros de carga/descarga, diagnóstico preventivo y respuestas automáticas ante condiciones críticas.

- La instalación de elementos de seguridad física protege una infraestructura de alto valor (más de 30 M€) frente a accesos no autorizados, incendios o sabotajes.

Estimación económica:

- SCADA completo con servidores redundantes, licencias y configuración: 150.000 €
- Seguridad electrónica (CCTV, sensores, alarmas): 100.000 €
- Sistemas antiincendios y control térmico adicional: 50.000 €
- Cableado, integración, protecciones y configuraciones: 35.500 €

El coste total representa un 0,75 % del presupuesto general, un valor dentro del rango habitual para plantas industriales automatizadas de esta magnitud. [192], [193], [194]

10.1.7 CAPÍTULO 7: CIRCUITOS DE COMUNICACIÓN - 5.500 €

Conceptos incluidos:

- Fibra óptica monomodo para comunicación entre contenedores, inversores y sala de control.
- Cables de red, switches industriales, puntos de acceso.
- Conectores, canaletas y paneles de interconexión.
- Instrumentos de certificación de red.

Justificación técnica:

- Las comunicaciones internas son fundamentales para el correcto funcionamiento del sistema SCADA, BMS y EMS.
- Se requiere alta disponibilidad y baja latencia en las comunicaciones, por lo que se utilizan medios físicos redundantes y elementos industriales de alto rendimiento.

Estimación económica:

- Fibra óptica instalada: $1.000 \text{ m} \times 2 \text{ €/m} = 2.000 \text{ €}$
- Switches, paneles y conectores blindados: 2.000 €
- Instrumentación y certificación de red: 1.500 €

El coste total es inferior al 0,02% del presupuesto global, lo cual es coherente dada la simplicidad del montaje físico frente a la complejidad lógica del SCADA. [192], [193], [194]

10.1.8 CAPÍTULO 8: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA RAMOS BESS 66/30 kV - 1.530.000 €

Conceptos incluidos:

- Transformadores de potencia 30/66 kV para evacuación a red.
- Sistemas de control y protección digital.
- Obra civil específica: cimentaciones, canalizaciones, drenaje.
- Pruebas de integración, verificación funcional y sincronización con red.

Justificación técnica:

- Esta subestación es el punto de conexión entre el sistema de almacenamiento y la red de distribución, por lo que debe cumplir con estándares de REE y de la distribuidora.
- Requiere equipos de alta tensión con protecciones avanzadas, aislamiento reforzado y sistemas de control redundantes.
- Las pruebas de puesta en tensión y sincronización con red implican coordinación con el operador del sistema y validación por entes oficiales.

Estimación de coste:

- Transformadores: 400.000 € - 500.000 €

- Celdas y protecciones: 600.000 €
- Obra civil: 200.000 €
- SCADA local y pruebas: 230.000 €

La cifra total supone 1.530.000 €/MW, un coste habitual en subestaciones para proyectos renovables o BESS de esta escala. [192], [193], [194]

10.1.9 CAPÍTULO 9: LÍNEA SUBTERRÁNEA DE EVACUACIÓN - 760.500 €

Conceptos incluidos:

- Excavación de zanjas, tendido de cables de alta tensión 66 kV.
- Arquetas, tubos protectores, señalización, balizamiento y compactación.
- Empalmes, terminaciones y pruebas de continuidad y aislamiento.
- Gestión de permisos y coordinación con propietarios, Ayuntamiento y distribuidora.

Justificación técnica:

- La línea conecta la subestación BESS con el punto de conexión a red (nudo RAMOS 66 kV).
- La instalación debe cumplir estrictamente la normativa de líneas subterráneas de alta tensión, en términos de distancia mínima, profundidad, protección y trazabilidad.

Estimación de coste:

- Cableado de 66 kV (aluminio o cobre): $200 \text{ €/m} \times 2.200 \text{ m} = 440.000 \text{ €}$
- Excavación y obra civil: 150.000 €
- Arquetas, señalización y protecciones: 75.000 €
- Empalmes, pruebas, ingeniería y permisos: 95.500 €

Este valor está dentro del rango habitual para líneas subterráneas de media/alta tensión (500.000 € - 800.000 € por km) según datos de proyectos industriales comparables en España. [192], [193], [194]

10.1.10 CAPÍTULO 10: PUESTA EN MARCHA - 55.650 €

Conceptos incluidos:

- Energización progresiva del sistema, desde la subestación hasta los contenedores.
- Verificación del funcionamiento de PCS, BMS, SCADA, comunicaciones y protecciones.
- Pruebas funcionales bajo condiciones reales: carga/descarga, sincronización con red, pruebas de seguridad.
- Ajustes de parámetros, firmware, lógica de control y validación final por parte del fabricante y el operador del sistema.

Justificación técnica:

- La puesta en marcha es la fase crítica donde convergen todas las disciplinas: eléctrica, software, mecánica, térmica y de seguridad.
- Requiere personal altamente cualificado del fabricante, de la empresa integradora y de la compañía eléctrica.
- Es también el momento en que se produce el primer volcado de energía a red bajo condiciones controladas.

Estimación de coste:

- Técnicos del fabricante BESS: 20.000 €
- Ingeniero de integración y control: 15.000 €
- Pruebas y software de configuración: 10.000 €

- Costes indirectos y desplazamientos: 10.650 €

El coste representa aproximadamente un 0,12 % del presupuesto total, alineado con valores habituales en proyectos de energías renovables y almacenamiento energético. [192], [193], [194]

10.1.11 CAPÍTULO 11: ENSAYOS, PRUEBAS Y SISTEMA DE CALIDAD - 160.000 €

Conceptos incluidos: [192], [193], [194]

- Factory Acceptance Tests (FAT) y Site Acceptance Tests (SAT) de baterías, PCS, transformadores y protecciones.
- Pruebas funcionales de carga/descarga, capacidad, eficiencia y respuesta en milisegundos.
- Verificaciones normativas (IEC 62933, IEC 62477-1, IEC 61000-6-5, RD 647/2020) y auditorías internas de calidad ISO 9001/14001.
- Termografías, análisis de armónicos, pruebas de aislamiento y coordinación de protecciones. Documentación y registro de resultados para garantías y seguros.

Justificación y estimación:

- Proyectos de almacenamiento de esta escala reservan **0,35% - 0,45% del CAPEX** a ensayos y calidad.

$$44,7 \text{ M €} \times 0,36 \% \approx 160.000 \text{ €}$$

- Distribución orientativa:
 - FAT/SAT: 80.000 €
 - Ensayos de integración y red: 40.000 €
 - Auditorías, certificación y manuales: 40.000 €

10.1.12 CAPÍTULO 12: TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN - 66.650 €

Conceptos incluidos: [192], [193], [194]

- Tasas administrativas y visados de proyecto ante la Junta de Andalucía.
- Honorarios de ingeniero certificador (OCA) y gestor documental.
- Tramitación de la autorización de explotación y alta en el Registro de Instalaciones Eléctricas.
- Tramitación ambiental: declaración responsable de residuos, comunicación de inicio de actividad industrial.
- Gestión del contrato de acceso y conexión con la distribuidora y REE.

Justificación y estimación:

- Coste típico: **0,12% - 0,18% del presupuesto.**

$$44,7 \text{ M €} \times 0,15 \% \approx 67.000 \text{ €}$$

- Detalle:
 - Tasas y cánones: 25.000 €
 - Honorarios técnicos y visados: 25.000 €
 - Gestión documental y copias certificadas: 16.650 €

10.1.13 CAPÍTULO 13: SEGURIDAD Y SALUD - 340.500 €

Conceptos incluidos: [192], [193], [194]

- Coordinación de Seguridad y Salud durante toda la obra (RD 1627/1997).
- Planes y estudios específicos de riesgos eléctricos, trabajos en altura y atmósferas inflamables.

- Formación obligatoria, inspecciones periódicas, mediciones higiénicas.
- Equipos de protección individual y colectiva, señalización y control de acceso.
- Servicio de prevención externo y auditorías.

Justificación y estimación:

- En obras industriales se asigna **0,6% - 1,0% del CAPEX**.

$$44,7 \text{ M €} \times 0,76 \% \approx 340.500 \text{ €}$$

- Reparto aproximado:
 - Personal técnico HSE: 120.000 €
 - EPI, señalética, medios auxiliares: 100.000 €
 - Formación, vigilancia de la salud y auditorías: 120.500 €

10.1.14 CAPÍTULO 14: GESTIÓN DE RESIDUOS - 30.500 €

Conceptos incluidos: [192], [193], [194]

- Contenedores y puntos limpios temporales para residuos de obra y embalajes.
- Gestión de residuos peligrosos (aceites, absorbentes, baterías en embalajes de transporte).
- Contratos con gestores autorizados y transporte a vertedero/reciclador.
- Documentación (DI, DCS, CRT, archivo VE).

Justificación y estimación;

- Proyectos de energías renovables destinan **0,05% - 0,08 %** a este capítulo.

$$44,7 \text{ M €} \times 0,068 \% \approx 30.500 \text{ €}$$

- Reparto estimado:
 - Servicios de recogida y canon: 18.000 €
 - Contenedores, señalización y balanzas: 7.500 €
 - Gestión documental y tasas ambientales: 5.000 €

10.1.15 CAPÍTULO 15: IMPREVISTOS - 145.650 €

Conceptos incluidos:

- Contingencias técnicas y logísticas: modificaciones menores de obra civil, refuerzos estructurales, y retrasos de suministro, aumento de fletes, sobrecostos por climatología.
- Eventos de fuerza mayor: variaciones cambiarias, ajustes contractuales.

Justificación y estimación:

- Contingencia habitual en infraestructuras críticas: **0,3% - 0,5% del presupuesto.**

$$44,7 \text{ M €} \times 0,33 \% \approx 145.650 \text{ €}$$

- Es un valor algo conservador que evita sobrecostos no planificados.

10.1.16 COSTES EXTRA

10.1.16.1 Gastos Generales - 4.882.858,50 € (13%)

Contenido: administración central del contratista EPC, oficina técnica, seguros generales de empresa, herramientas comunes, amortización de maquinaria, sistemas informáticos, gastos financieros y garantía de oferta. [192], [193], [194]

Referencia sectorial: 12% - 15% del Presupuesto de Ejecución Material (PEM).

$$13 \% \times 37.560.450 \text{ € (PEM)} = 4.882.858,50 \text{ €}$$

10.1.16.2 Beneficio Industrial - 2.253.627,00 € (6%)

Contenido: margen de la empresa contratista para cubrir riesgo empresarial, remunerar capital invertido y asegurar sostenibilidad financiera. [192], [193], [194]

Referencia sectorial: 5% - 8% del PEM para contratos llave en mano.

$$6\% \times 37.560.450 \text{ € (PEM)} = 2.253.627,00 \text{ €}$$

RESUMEN DEL PRESUPUESTO PRELIMINAR	
CAPÍTULO 1. TRABAJOS PREVIOS	110.000,00 €
CAPÍTULO 2. OBRA CIVIL	800.000,00 €
CAPÍTULO 3. VIALES Y DRENAJES	45.000,00 €
CAPÍTULO 4. CIRCUITOS ELECTRICOS	175.000,00 €
CAPÍTULO 5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	33.000.000,00 €
CAPÍTULO 6. SISTEMA DE COMUNICACIONES, CONTROL Y SEGURIDAD	335.500,00 €
CAPÍTULO 7. CIRCUITOS DE COMUNICACIÓN	5.500,00 €
CAPÍTULO 8. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA RAMOS BESS 66/30 kV	1.530.000,00 €
CAPÍTULO 9. LÍNEA SUBTERRANEA DE EVACUACIÓN	760.500,00 €
CAPÍTULO 10. PUESTA EN MARCHA	55.650,00 €
CAPÍTULO 11. ENSAYOS, PRUEBAS Y APLICACIÓN DE SISTEMA DE CALIDAD	160.000,00 €
CAPÍTULO 12. TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN	66.650,00 €
CAPÍTULO 13. SEGURIDAD Y SALUD	340.500,00 €
CAPÍTULO 14. GESTIÓN DE RESIDUOS	30.500,00 €
CAPÍTULO 15. IMPREVISTOS	145.650,00 €
PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	37.560.450,00 €
13% Gastos generales	4.882.858,50 €
6% Beneficio industrial	2.253.627,00 €
TOTAL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN (SIN IVA)	44.696.935,50 €

Tabla 12. Resumen del Presupuesto Preliminar del Proyecto Técnico

10.2 ANÁLISIS DE INGRESOS POR GESTIÓN ENERGÉTICA

Este análisis ha sido desarrollado con el apoyo del equipo financiero y de desarrollo de FRV, basándose en un modelo técnico-económico que considera múltiples factores interrelacionados, tanto desde la perspectiva de operación técnica del sistema como desde la óptica del mercado energético, y en comparaciones con proyectos de origen público. En particular, se han utilizado:

- **Modelos internos de simulación energética**, desarrollados por FRV específicamente para sistemas BESS.
- **Datos horarios reales de precios del mercado diario OMIE** (años 2021 a 2024).
- **Estimaciones conservadoras de spreads horarios** y proyecciones de precios futuros.
- **Benchmarks de ingresos reales y proyectados** de otros proyectos de almacenamiento de origen público e internos de FRV en Europa y España.
- **Consideraciones técnicas del sistema** como eficiencia round-trip, degradación progresiva, ciclos máximos admisibles y restricciones de operación.
- **Condiciones regulatorias y de conexión a red**, que afectan a la elegibilidad del sistema para participar en los distintos mercados.

Además, el modelo considera explícitamente:

- Los **mercados disponibles** para el sistema (OMIE, servicios de ajuste, capacidad)
- La **curva de precios horarios** (histórica y forecast)
- La **capacidad instalada** en potencia (MW) y energía (MWh)
- Los **costes marginales del sistema** (energía comprada, pérdidas, O&M)

El cálculo de ingresos se realiza mediante un modelo horario de optimización, que simula la operación del BESS hora a hora durante cada año del horizonte temporal del proyecto. Este

modelo busca maximizar el beneficio neto (ingresos por arbitraje, regulación y capacidad, menos costes de energía y operación), respetando las restricciones técnicas reales del sistema, tales como:

- Estado de carga mínimo y máximo (SoC)
- Eficiencia en carga y descarga
- Tiempos de respuesta y duración en horas útiles
- Ventanas de indisponibilidad por mantenimiento o degradación

Parte de las metodologías, fuentes, resultados, criterios y algoritmos utilizados forman parte de la propiedad intelectual y conocimiento interno de FRV, por lo que no pueden ser divulgados en su totalidad. Sin embargo, los resultados han sido validados por profesionales del sector con experiencia en desarrollo y operación de BESS a escala comercial, y reflejan un escenario realista y defendible ante entidades financieras y organismos reguladores.

Dicho esto, el objetivo del análisis es dimensionar el sistema para maximizar los ingresos netos anuales, participando de forma activa y simultánea en tres mercados clave:

1. **Arbitraje energético:** consiste en comprar electricidad cuando los precios son bajos (normalmente en horas valle) y venderla cuando los precios suben (horas punta). El BESS se carga en momentos de menor demanda y se descarga cuando la electricidad es más cara, maximizando los ingresos gracias a la diferencia de precios. [139]
2. **Servicios de regulación secundaria:** también conocidos como servicios de ajuste o de reserva secundaria, permiten mantener el equilibrio entre oferta y demanda en tiempo real. El BESS ofrece capacidad de respuesta rápida, cargando o descargando energía en función de las señales del operador del sistema (REE en España), a cambio de una retribución por disponibilidad y activación. [140]
3. **Mercado de capacidad:** este mercado remunera a las instalaciones que garantizan su disponibilidad para suministrar energía en el futuro, reforzando la seguridad del sistema eléctrico. El BESS cobra por estar disponible para responder a picos de demanda o situaciones críticas, aunque no siempre se le exija actuar. [141]

10.2.1 INGRESOS PROYECTADOS

Dado el carácter confidencial de los modelos de simulación y resultados detallados proporcionados por FRV, la información incluida en este apartado corresponde a estimaciones simplificadas y aproximaciones basadas en supuestos validados. Aunque los valores mostrados son representativos y reflejan el orden de magnitud de los ingresos reales esperados, es importante destacar que no sustituyen al modelo completo, que incorpora una mayor complejidad técnica y precisión operativa. El uso de estos ejemplos tiene como finalidad ilustrativa y explicativa, permitiendo entender la lógica económica del proyecto sin comprometer la confidencialidad del análisis original.

10.2.1.1 Arbitraje de Energía

Para estimar los ingresos anuales del sistema BESS, se han considerado dos enfoques complementarios: un modelo estático simplificado y un modelo dinámico optimizado por horas que se ha tomado como referencia.

Para el modelo estático simplificado se emplea la fórmula:

$$\text{Ingresos} = \text{Spread medio} \times \text{Ciclos anuales} \times \text{Capacidad (MWh)} \times \text{Eficiencia neta}$$

Este enfoque proporciona una primera aproximación a la rentabilidad del sistema y permite validar el orden de magnitud de los ingresos. A modo de ejemplo, con los siguientes valores (validados por FRV):

- **Spread medio horario (OMIE):** es la diferencia media entre el precio alto y bajo por hora en el mercado eléctrico diario. Suponemos un valor de 95 €/MWh, valor prudente frente a valores máximos (>100 €/MWh) en años volátiles. Como se ve en la Figura 46, este valor es muy cercano al valor del spread medio diario del día en el que se realizó este análisis (12/02/2025). [200]

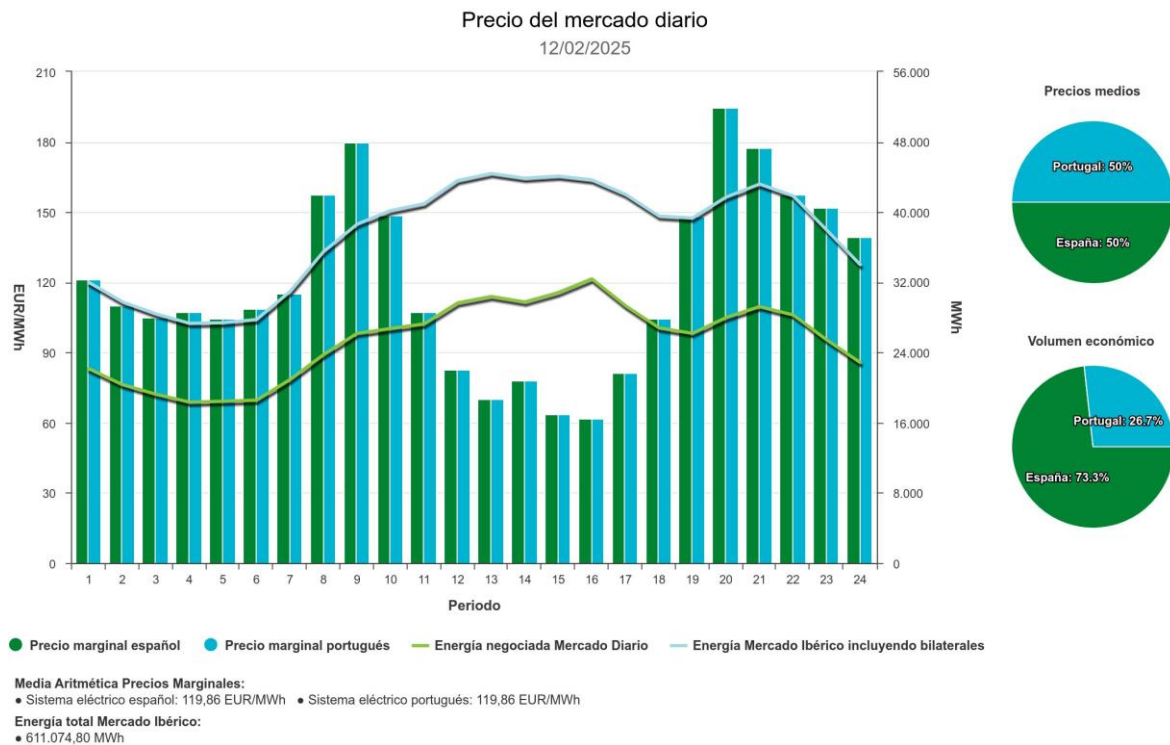


Figura 46. Spread Diario OMIE para 12/02/2025 [OMIE]

- **Capacidad energética útil:** energía total disponible para descarga (en MWh), considerando los límites de uso seguros. En este caso son 200 MWh.
- **Ciclos completos/año:** número de veces al año que el BESS descarga toda su capacidad útil. Suponemos un valor típico de 250 ciclos, si suponemos que cumple unos 1,5 ciclos al día.
- **Eficiencia red-red (round-trip):** porcentaje de energía recuperada tras un ciclo completo de carga y descarga. Suponemos un valor conservativo bajo de 87%.

$$\text{Ingresos} = 95 \cdot 250 \cdot 200 \cdot 0,87 = 4.178.000 \text{ €}$$

El valor calculado de ingresos anuales coincide con el correspondiente al Año 5 del modelo financiero, y se presenta aquí como un ejemplo ilustrativo de algunos de los cálculos realizados durante el análisis. Sin embargo, por los motivos de confidencialidad previamente mencionados, no es posible mostrar el desarrollo completo del análisis.

No obstante, el análisis principal se ha desarrollado con un modelo dinámico de optimización horaria, desarrollado en colaboración con FRV y contrastado con otros proyectos actuales internos y de origen público. Este modelo emplea herramientas internas de simulación basadas en:

- Precios horarios reales del mercado OMIE (periodo 2021-2024). [200]
- Restricciones operativas del sistema (estado de carga, degradación, duración de ciclos).
- Costes asociados a la compra y venta de energía, así como pérdidas por eficiencia.

Este enfoque permite capturar la complejidad del comportamiento del sistema en función de las condiciones reales del mercado. A pesar de ser el modelo principal de referencia en este análisis, los métodos y resultados completos del modelo dinámico no pueden ser divulgados por razones de confidencialidad. Por ello, se han incluido los resultados del modelo estático como ejemplo explicativo en el plan financiero preliminar, aunque sea algo menos coherente que los resultados esperados. [195], [196], [197], [198], [199]

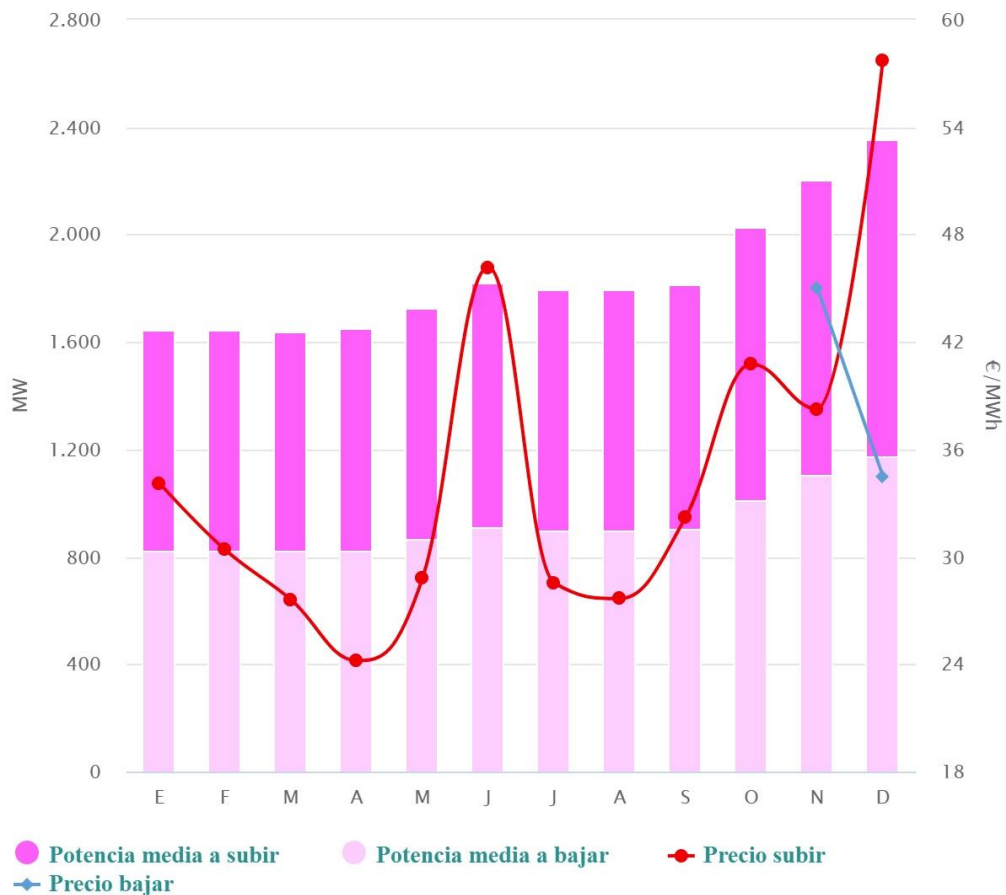
10.2.1.2 Servicios de Regulación Secundaria (Banda de Regulación)

De la misma forma que en la sección anterior, lo que se presentará a continuación es una versión simplificada del análisis que tiene como función principal ilustrar como se podrían llegar a los resultados mostrados en el plan financiero preliminar. Para estimar los ingresos por la prestación del servicio de regulación secundaria, el análisis elaborado junto a FRV proyecta los valores esperados a partir de los siguientes parámetros:

- **Tarifas medias de disponibilidad del servicio:** superiores a 13.000 €/MW-año. [201]
- **Capacidad despachable estimada:** suponemos 20-25 MW (depende del estado de carga, disponibilidad operativa y parámetros del sistema BMS).
- **Horas de prestación anuales:** suposición de aproximadamente 4.000 h/año.

Además del pago por disponibilidad, cuando el BESS realmente entrega o absorbe energía, recibe un precio por MWh activado (según el mercado de servicios de ajuste). Estos precios son variables. Algunos de los supuestos razonables son: [201]

- **Horas activadas:** por ejemplo, 1.000 a 1.500 h/año (dentro de las 4.000 h disponibles).
- **Potencia media durante activación:** se supone 10 a 15 MW (en la práctica no se utiliza toda la potencia continuamente, siendo esta una estimación más realista y conservadora).
- **Precio medio por activación:** ~34 €/MWh (según el informe de REE elaborado con datos provisionales a enero del 2025 y como se puede observar en la Figura 47) [201]



Fuente: ree.es

Figura 47. Reserva de Regulación Secundaria [REE]

Si se supone que se está en el rango bajo de 20 MW disponibles y 12 MW de potencia media durante activación:

$$\text{Ingresos} = \text{Tarifa de disponibilidad} \times \text{MW disponibles}$$

$$13.000 \frac{\text{€}}{\text{MW} \times \text{año}} \times 20 \text{ MW} = 260.000 \text{ €}$$

$$\text{Energía activada} = 1.200 \text{ h} \times 12 \text{ MW} = 14.400 \text{ MWh}$$

$$\text{Ingresos activación} = 14.400 \text{ MWh} \times 34 \text{ €/MWh} = 489.600 \text{ €}$$

$$\text{Ingresos} = 489.600 \text{ €} + 260.000 \text{ €} = 749.600 \text{ €}$$

A partir de estos supuestos, el resultado medio de ingresos netos anuales proyectado se sitúa en el rango de 0,6 a 1,0 millones de euros durante los primeros años de operación (2027-2032). Este ingreso constituye una fuente complementaria y eficiente, ya que no requiere ciclos completos diarios y permite monetizar el estado de reposo del BESS, actuando como reserva rápida y flexible.

10.2.1.3 Mercado de Capacidad

De la misma forma que en las secciones anteriores, lo que se presentará a continuación es una versión simplificada del análisis realizado junto a FRV, que tiene como función principal ilustrar como se podrían llegar a los resultados mostrados en el plan financiero preliminar. El sistema también obtiene ingresos por su participación en el mercado de capacidad, recibiendo una compensación fija por garantizar disponibilidad para cubrir la demanda crítica del sistema eléctrico. Las hipótesis consideradas por FRV incluyen:

- **Precio medio anual estimado** (según el Reglamento del Mercado de Capacidad): entre 3.200 y 4.200 €/MW-mes. Este valor se basa en estimaciones realizadas teniendo en cuenta subastas de capacidad de REE, proyecciones regulatorias de REE, MITERD o consultoras del sector, y valores orientativos ya empleados en borradores internos de FRV. [145], [202], [203], [204]
- **Potencia registrada:** 50 MW.

- **Resultado medio anual estimado:** entre 1,7 y 2,1 millones de euros durante los primeros 10 años de operación continua.

$$\text{Ingreso anual} = \text{Precio} \times \text{MW} \times 12 \text{ meses}$$

$$3.200 \times 50 \times 12 = 1.920.000 \text{ €}$$

Este tipo de ingreso destaca por su previsibilidad y estabilidad, factores clave que refuerzan la viabilidad del proyecto al reducir el riesgo de ingresos volátiles. Como se puede observar en el plan financiero, este valor es muy parecido al del Año 5, lo cual demuestra que, pese a que el método es una simplificación, el resultado refleja razonablemente bien el comportamiento esperado del sistema en condiciones operativas normales.

En el plan financiero, los ingresos por capacidad se mantienen en el rango estimado durante los primeros 10 años, pero caen de forma abrupta a partir del año 11 (2036), pasando de 2,1 M€ a solo 0,6 M€, y posteriormente siguen descendiendo hasta 0,3 M€ en el año 2046. Esta reducción se atribuye a varios posibles efectos que se han tenido en cuenta, entre ellos:

- **Pérdida progresiva de capacidad útil** por efecto de la degradación de las celdas, lo que limita la capacidad de respuesta del sistema en términos de potencia disponible para regulación.
- **Menor fiabilidad operativa esperada** en la segunda mitad de vida útil del BESS, lo que reduce la prioridad de despacho en mercados altamente exigentes como los de servicios de ajuste.

Dicho todo esto, según el modelo financiero elaborado junto a FRV, los ingresos anuales totales esperados junto con los resultados de flujos de caja se muestran en la Tabla 13.

10.2.1.4 Posible Subvención Obtenida

Gracias a la experiencia de FRV en tramitación de fondos públicos, se puede suponer que se ha conseguido la siguiente subvención:

- **Coste total sin IVA:** 44.696.935,50 €

- **Subvención directa:** 4.804.920,57 €
- **Financiación neta requerida (equity + deuda):** 39.892.014,93 €

Esta subvención proviene de una estimación interna calculada a partir de varios programas e incentivos autonómicos, nacionales y europeos, los cuales pueden dar un total subvencionado en torno a la figura supuesta. Entre estos programas e incentivos se pueden mencionar algunos como Fondos europeos NextGen (PRTR), Incentivos de transición energética en Andalucía y Programas de IDAE o PERTE ERHA. [6], [143], [205], [206]

10.2.2 ESTIMACIÓN DE LOS COSTES OPERATIVOS

El OPEX (Operational Expenditures) representa los costes recurrentes asociados a la operación y mantenimiento del sistema BESS durante su vida útil. En este proyecto, el cálculo del OPEX se ha desglosado en distintas partidas específicas, con valores ajustados a estándares de mercado y validados por FRV:

Componentes del OPEX:

1. **Operación y mantenimiento (O&M):** incluye revisiones periódicas, sustituciones menores, supervisión remota y asistencia técnica. Esto da una estimación anual aproximada de **250.000 €**, con ajustes menores por inflación y envejecimiento.
2. **Costes de terreno:** canon anual por el uso del terreno o derecho de superficie. Se ha supuesto una estimación constante de **92.000 €/año**.
3. **Seguros:** cobertura frente a riesgos operativos, daños, responsabilidad civil, etc. Es otra estimación constante, esta vez de **307.000 €/año**.
4. **Impuestos, peajes y cargos:** incluyen tasas municipales, costes asociados al acceso y uso de la red eléctrica, y otros tributos locales o autonómicos. Esta parte es muy fuertemente condicionada por políticas y nuevos impuestos, por lo que se ha supuesto una evolución progresiva desde **514.000 €** en 2026 hasta **521.000 €** en 2046.

5. **Gestión de activos:** costes asociados a la gestión técnica, administrativa y financiera del activo (reporting, compliance, coordinación). Se ha supuesto una estimación media de **365.000 €/año**, ligeramente decreciente en fase final.
6. **Otros costes menores:** incluyen servicios generales no incluidos en las categorías anteriores. Se ha supuesto una estimación de entre **16.000 € y 21.000 € al año**

OPEX total anual estimado: el OPEX total oscila entre 1,40 y 1,88 millones de euros en los primeros 10 años, estabilizándose posteriormente en torno a 1,5 millones €/año, según se detalla en el plan financiero.

10.3 SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA Y RESULTADO FINAL

El proyecto presenta una proyección financiera robusta y alineada con los objetivos de inversión sostenible, evidenciando su viabilidad a largo plazo en el contexto del mercado eléctrico español. Con un EBITDA acumulado de 89,9 millones de euros a lo largo de los 20 años de vida útil estimada, el sistema de almacenamiento BESS tipo stand-alone demuestra ser una infraestructura económicamente viable.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,11% sitúa este proyecto dentro de los umbrales aceptables de rentabilidad para inversiones en activos de infraestructura energética, especialmente teniendo en cuenta el carácter innovador del sistema, el contexto regulatorio en evolución y la creciente demanda de servicios de flexibilidad en la red. Bajo un escenario conservador y con un período de recuperación de la inversión inferior a 10 años, este proyecto se posiciona como económicamente viable y financieramente atractivo para inversores institucionales y fondos de infraestructura energética, especialmente si se considera el CAPEX inicial de 44,7 M€ y su posible subvención.

La diversificación de ingresos (arbitraje energético, servicios de regulación y capacidad) y el control de costes operativos favorecen la sostenibilidad financiera, mientras que el uso de

baterías LFP y convertidores grid-forming mejora la eficiencia y reduce costes de operación y mantenimiento, incrementando la rentabilidad.

En conjunto, estos resultados validan el atractivo del proyecto para inversores, especialmente aquellos orientados a activos sostenibles con flujos estables y alineados con los objetivos de descarbonización y estabilidad de red.

Fuentes	
Inversión	44.696.935,50
Subvención	4.804.920,57
TOTAL	39.892.014,93

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
- Cuenta de Pérdidas y Ganancias (Miles de Euros)																							
	Total																						
Arbitraje de Energía	83.390			4.695	4.543	4.146	4.233	4.178	4.130	4.225	4.306	4.054	3.758	3.459	3.576	3.616	3.592	3.742	5.166	4.664	4.688	4.424	4.195
Banda de Regulación Secundaria	14.295			1.026	960	747	729	617	595	615	613	659	644	665	653	680	723	775	664	686	719	749	777
Mercado de Capacidad	23.633			1.784	1.820	1.857	1.894	1.932	1.970	2.010	2.050	2.091	2.133	598	513	451	403	366	376	372	350	341	323
INGRESOS	121.319			7.506	7.323	6.750	6.855	6.727	6.695	6.849	6.969	6.804	6.534	4.722	4.741	4.747	4.718	4.883	6.205	5.723	5.757	5.514	5.296
Operación y mantenimiento	-5.125			-147	-171	-489	-496	-504	-199	-202	-205	-208	-211	-214	-217	-221	-224	-227	-231	-234	-238	-241	-245
Terreno	-1.831			-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92	-92
Seguros durante operación	-6.145			-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307	-307
Impuestos, peajes y cargos	-10.649			-514	-519	-573	-579	-585	-590	-596	-602	-608	-574	-462	-468	-474	-481	-487	-494	-501	-507	-514	-521
Otros	-367			-16	-16	-16	-17	-17	-17	-17	-18	-18	-18	-18	-19	-19	-19	-20	-20	-20	-20	-21	-21
Gestión de Activos	-7.295			-408	-402	-374	-379	-376	-376	-384	-390	-385	-376	-314	-317	-320	-321	-330	-385	-367	-371	-364	-357
COSTES OPERATIVOS	-31.412			-1.484	-1.507	-1.851	-1.870	-1.880	-1.581	-1.598	-1.613	-1.617	-1.578	-1.408	-1.420	-1.433	-1.444	-1.463	-1.528	-1.521	-1.535	-1.539	-1.543
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BENEFICIO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	89.906			6.022	5.817	4.898	4.985	4.847	5.114	5.252	5.356	5.187	4.956	3.315	3.321	3.314	3.274	3.420	4.677	4.201	4.222	3.975	3.752
Amortización	-39.892			-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995	-1.995
BENEFICIO ANTES DE INTERESES E IMPUESTOS (EBIT)	50.014			4.027	3.822	2.904	2.991	2.853	3.120	3.257	3.361	3.192	2.961	1.320	1.326	1.320	1.280	1.426	2.682	2.207	2.227	1.980	1.758
Intereses Financieros SHL	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)	50.014			4.027	3.822	2.904	2.991	2.853	3.120	3.257	3.361	3.192	2.961	1.320	1.326	1.320	1.280	1.426	2.682	2.207	2.227	1.980	1.758
Impuesto de Sociedades	-12.274			-647	-698	-512	-571	-574	-679	-756	-827	-832	-805	-451	-455	-456	-448	-485	-743	-624	-630	-568	-513
Beneficio Neto	37.741			3.381	3.124	2.392	2.420	2.279	2.440	2.501	2.534	2.360	2.156	869	871	864	832	940	1.940	1.583	1.597	1.412	1.245
- Flujos de Caja (Miles de Euros)																							
	Total																						
TOTAL INVERSIÓN	-44.697	-7.907	-36.790	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Subvención	4.805	850	3.955	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL CONSTRUCCIÓN	-39.892	-7.057	-32.835	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ingresos	121.319	-	-	7.506	7.323	6.750	6.855	6.727	6.695	6.849	6.969	6.804	6.534	4.722	4.741	4.747	4.718	4.883	6.205	5.723	5.757	5.514	5.296
OPEX	-31.412	-	-	-1.484	-1.507	-1.851	-1.870	-1.880	-1.581	-1.598	-1.613	-1.617	-1.578	-1.408	-1.420	-1.433	-1.444	-1.463	-1.528	-1.521	-1.535	-1.539	-1.543
EBITDA	89.906	-	-	6.022	5.817	4.898	4.985	4.847	5.114	5.252	5.356	5.187	4.956	3.315	3.321	3.314	3.274	3.420	4.677	4.201	4.222	3.975	3.752
Impuestos	-12.274	-	-	-647	-698	-512	-571	-574	-679	-756	-827	-832	-805	-451	-455	-456	-448	-485	-743	-624	-630	-568	-513
Flujo de Caja para Distribución	77.633	-	-	5.375	5.118	4.387	4.415	4.273	4.435	4.496	4.528	4.355	4.151	2.864	2.865	2.858	2.827	2.935	3.934	3.578	3.592	3.407	3.239
Distribuciones	77.633	-	-	5.375	5.118	4.387	4.415	4.273	4.435	4.496	4.528	4.355	4.151	2.864	2.865	2.858	2.827	2.935	3.934	3.578	3.592	3.407	3.239
Cash Flow Neto	37.741	-7.057	-32.835	5.375	5.118	4.387	4.415	4.273	4.435	4.496	4.528	4.355	4.151	2.864	2.865	2.858	2.827	2.935	3.934	3.578	3.592	3.407	3.239
Cash Flow Acumulado		-7.057	-39.892	-34.517	-29.398	-25.012	-20.597	-16.324	-11.889	-7.393	-2.865	1.491	5.641	8.506	11.371	14.229	17.056	19.991	23.925	27.503	31.095	34.501	37.741
TIR	8,11%																						

Tabla 13. Análisis Financiero Preliminar de Ingresos del Proyecto Técnico

Capítulo 11. EVALUACIÓN DEL IMPACTO ESPERADO

11.1 ESTABILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA

Según lo expuesto en este proyecto, la instalación del proyecto ubicado en Los Ramos (Málaga) tendrá un impacto directo y positivo sobre la estabilidad de la red eléctrica española, especialmente en un contexto marcado por la creciente penetración de energías renovables intermitentes y la progresiva reducción de la generación síncrona convencional.

Este proyecto, al tratarse de un sistema independiente conectado directamente a la red, no vinculado a ninguna planta de generación, actúa como un recurso flexible y dinámico que contribuye a sostener el equilibrio entre generación y demanda en momentos críticos, mejorando la resiliencia operativa del sistema en su conjunto.

11.1.1 IMPACTO TRAS EL APAGÓN DE 2025

El apagón generalizado ocurrido en la Península Ibérica el 28 de abril de 2025, en el que una desconexión repentina de más de 15 GW de potencia renovable provocó el colapso de la red en apenas cinco segundos, evidenció la falta de recursos inerciales y de respuesta inmediata en el sistema eléctrico. La elevada participación de renovables no gestionables, como la fotovoltaica, junto con la falta de respaldo rápido, dejó al sistema sin la capacidad de sostener frecuencia y tensión de forma estable ante una perturbación súbita. [2], [207]

En este sentido, el sistema BESS que se plantea en Los Ramos representa una solución concreta y estructural para evitar la repetición de eventos como este, al incorporar tecnologías que permiten aportar inercia sintética y soporte de red instantáneo.

11.1.2 GRID-FORMING COMO TECNOLOGÍA HABILITADORA

Uno de los elementos diferenciadores del proyecto es la posibilidad de integrar inversores con capacidad grid-forming, es decir, inversores capaces de crear internamente una referencia de frecuencia y tensión sin necesidad de apoyarse en una señal externa. A diferencia de los sistemas tradicionales grid-following, que simplemente se sincronizan con la red existente, los inversores grid-forming permiten mantener el sistema operativo incluso en ausencia de otras fuentes síncronas, o durante arranques desde cero (black-start). [27],

La implementación de esta tecnología en el sistema BESS de Los Ramos permitiría:

- **Sostener la red en entornos débiles** o tras perturbaciones severas.
- **Proporcionar inercia sintética equivalente a 1-5 segundos**, a través de algoritmos de control avanzados.
- **Actuar como fuente primaria de frecuencia y tensión** durante caídas o reconfiguraciones de la red.

Este impacto es especialmente relevante en la zona sur de la península, donde la alta concentración de generación renovable y la limitada interconexión con otras regiones hacen más vulnerable al sistema frente a oscilaciones o caídas de tensión. La presencia de un nodo de almacenamiento grid-forming en esta ubicación estratégica refuerza la estabilidad local y contribuye a la robustez del sistema nacional.

11.1.3 REPERCUSIÓN NORMATIVA Y OPERATIVA

Si bien actualmente no existe en España una obligación regulatoria de emplear inversores grid-forming, su inclusión en proyectos de nueva generación es coherente con las recomendaciones a nivel europeo y con los criterios técnicos valorados en planes de ayuda pública como el PRTR. [6] Gracias a sus capacidades avanzadas, esta tecnología permite una integración más robusta con el sistema de control (EMS) y aprovecha inversores de mayor rendimiento, lo que se traduce en beneficios operativos claros:

- **Mejora la calidad del suministro** al evitar microcortes y oscilaciones.
- **Reduce el estrés sobre las baterías**, al suavizar las rampas de carga y descarga.
- **Abre la puerta a nuevos mercados** o retribuciones técnicas, a medida que el operador del sistema (REE) avance hacia la monetización de servicios avanzados como la inercia sintética, regulación de tensión y black-start.

Desde una perspectiva de red, el impacto del proyecto en Los Ramos se traduce en una capacidad adicional para sostener el sistema en momentos de alta volatilidad, absorber picos de generación o carga, y actuar como colchón dinámico ante eventos extremos, como el experimentado en 2025.

11.1.4 IMPACTO FINAL SOBRE LA RED

En conjunto, el sistema BESS proyectado en Los Ramos tendrá un impacto altamente positivo sobre la estabilidad del sistema eléctrico, actuando como infraestructura crítica para la transición energética. Su implementación permitirá:

- **Reducir la vulnerabilidad del sistema** frente a apagones.
- **Aumentar la capacidad de respuesta del sistema en milisegundos**, algo que no es posible con tecnologías convencionales.
- **Aportar recursos avanzados de soporte a red**, incluso en ausencia de generación síncrona y potenciar la integración de fuentes renovables capaces de ser respaldadas por sistemas de inercia sintética.

Por todo ello, se puede afirmar que este proyecto no solo responde a una necesidad técnica evidente, sino que marca un avance estructural en la modernización y estabilización del sistema eléctrico español, en línea con los objetivos de descarbonización y resiliencia definidos por el PNIEC y la Estrategia Nacional de Almacenamiento. [8], [9], [202]

11.2 CONTRIBUCIÓN A METAS CLIMÁTICAS Y ENERGÉTICAS

Este proyecto constituye una infraestructura estratégica para acelerar la transición energética y cumplir con los compromisos climáticos asumidos por España y la Unión Europea en materia de descarbonización, desarrollo renovable y sostenibilidad energética.

Este proyecto no solo responde a una necesidad técnica, sino que tiene un impacto directo en los objetivos definidos en el PNIEC, la Estrategia de Almacenamiento Energético. En particular, permite abordar dos de los grandes retos de la transición energética actual: la intermitencia de las energías renovables y la dependencia residual de combustibles fósiles para equilibrar el sistema eléctrico. [8], [9], [202]

11.2.1 REDUCCIÓN DE EMISIONES Y SUSTITUCIÓN DE TECNOLOGÍAS FÓSILES

Uno de los impactos climáticos más significativos del sistema BESS en Los Ramos es su capacidad para desplazar el uso de tecnologías contaminantes, como los ciclos combinados de gas, en momentos de alta demanda o baja generación renovable. Al poder almacenar energía limpia en horas valle (cuando abunda la solar o la eólica) y liberarla cuando el sistema lo requiere, este proyecto reduce la necesidad de activar centrales térmicas, que actualmente siguen siendo responsables de una parte relevante de las emisiones del sistema eléctrico.

Esta sustitución directa de picos fósiles por energía almacenada de origen renovable permite:

- **Disminuir las emisiones de CO₂ y gases contaminantes** asociados al sistema eléctrico.
- **Reducir la dependencia del gas natural importado**, contribuyendo a la seguridad energética nacional.
- **Optimizar el uso de recursos renovables**, evitando que se pierdan por vertidos (curtailments) en horas de sobreproducción.

11.2.2 FACILITACIÓN DE LA INTEGRACIÓN RENOVABLE Y REDUCCIÓN DEL CURTAILMENT

Actualmente, la red eléctrica española afronta un incremento acelerado de generación renovable, pero sin la capacidad suficiente para almacenar todos los excedentes. Este desequilibrio ya provoca vertidos en horas centrales del día, especialmente en regiones como Andalucía, donde la generación fotovoltaica es muy elevada. El proyecto de almacenamiento en Los Ramos actúa como un amortiguador clave, al permitir almacenar este exceso y reinyectarlo en momentos donde no hay producción renovable.

Este efecto permite:

- **Aumentar la cuota efectiva de energía renovable en el mix eléctrico**, incluso en redes saturadas.
- **Mejorar la rentabilidad de los parques solares cercanos** al permitir su integración plena.
- **Cumplir con la meta del PNIEC** de alcanzar al menos un 81% de generación renovable en el mix para 2030. [8]

Además, al encontrarse en una zona con alta penetración renovable y limitada capacidad de evacuación, el sistema BESS propuesto en Los Ramos permite aliviar la congestión de red local y maximizar la eficiencia de la infraestructura existente.

11.2.3 ALINEACIÓN CON LA ESTRATEGIA NACIONAL DE ALMACENAMIENTO

Este proyecto contribuye de forma tangible a los objetivos marcados en la Estrategia de Almacenamiento Energético del MITECO, que establece una hoja de ruta para alcanzar 20 GW de capacidad de almacenamiento para 2030. La instalación de Los Ramos se integra en esta visión como un activo descentralizado, modular y escalable, facilitando una red más flexible y sostenible. [202]

11.2.4 IMPACTO ACUMULATIVO Y REPLICABILIDAD

Más allá del impacto puntual del proyecto en Los Ramos, su ejecución servirá como modelo replicable para otras zonas de alta concentración renovable. La experiencia adquirida facilitará la reducción de costes futuros, el perfeccionamiento de modelos de operación y la maduración de los mecanismos de mercado para retribuir servicios como el arbitraje energético, el respaldo renovable o el soporte de red.

Además, al tratarse de un proyecto promovido por Fotowatio Renewable Ventures (FRV), una compañía con experiencia internacional en proyectos similares, este desarrollo puede tener un efecto tractor en la adopción de soluciones de almacenamiento similares en otras regiones de España, contribuyendo a una aceleración nacional de la transición energética.

11.3 BENEFICIOS SOCIALES Y ECONÓMICOS

El sistema de almacenamiento energético proyectado en Los Ramos (Málaga) no solo constituye una infraestructura tecnológica clave para la transición energética, sino que además genera un conjunto de beneficios sociales, económicos y ambientales con un impacto real y cuantificable tanto en el entorno inmediato como en el conjunto del país.

11.3.1 IMPACTO ECONÓMICO

11.3.1.1 Inversión Significativa y Efecto Tractor sobre la Economía

Con un presupuesto total de inversión de 44.696.935,50 € (sin IVA), de los cuales más de 33 millones se destinan exclusivamente al sistema de almacenamiento, el proyecto representa una de las mayores inversiones privadas en tecnología energética en la zona. Esta inversión impulsa directamente la actividad en sectores como:

- **Construcción especializada** (obra civil, viales, canalizaciones).
- **Ingeniería eléctrica y electrónica.**

- **Fabricación y montaje industrial.**
- **Servicios auxiliares** (logística, vigilancia, transporte).

El efecto multiplicador de esta inversión repercute también en la generación de empleo, contratación local y dinamización de proveedores regionales.

11.3.1.2 Generación de Empleo Directo e Indirecto

Durante las fases de ejecución, el proyecto moviliza una amplia diversidad de perfiles profesionales, desde ingenieros hasta operarios y técnicos especializados. Se estima la creación de:

- **Más de 50 empleos directos** durante la fase de construcción.
- **Empleo cualificado a largo plazo** para la operación y mantenimiento del sistema BESS, incluyendo personal en seguridad, monitorización, análisis de datos y gestión de red.

Además, la necesidad de soporte técnico postventa, repuestos y servicios de vigilancia aporta empleos indirectos sostenibles en la región.

11.3.1.3 Valor Estratégico y Competitividad para FRV

Para FRV, la ejecución de este proyecto:

- **Posiciona a la compañía como líder nacional** en integración de soluciones avanzadas de almacenamiento, con capacidad para ofrecer soporte de red, arbitraje energético y resiliencia operativa.
- **Le permite acumular know-how replicable** para futuros desarrollos nacionales e internacionales.
- **Contribuye a cumplir con los criterios ESG** (ambientales, sociales y de gobernanza), cada vez más exigidos por inversores institucionales.

11.3.2 IMPACTO SOCIAL

11.3.2.1 Revitalización del Entorno Local y Atracción de Inversión

El proyecto está ubicado en una zona con potencial solar elevado, pero con actividad industrial limitada. La implantación de esta infraestructura:

- **Revaloriza los activos locales**, tanto en suelo como en capacidades técnicas.
- **Puede atraer nuevas inversiones en energías limpias y digitalización**, creando un clúster energético descentralizado.
- **Mejora la infraestructura logística local**, gracias a los accesos viales y obras de drenaje permanentes construidos para el proyecto.

11.3.2.2 Transferencia de Conocimiento y Capacitación Profesional

La participación de técnicos y especialistas en energías renovables y almacenamiento fomenta la formación de talento técnico local, promoviendo:

- Cursos de especialización en BESS, SCADA, media tensión y sistemas de comunicación industrial.
- Sinergias con centros de formación profesional e institutos técnicos.

Además, al trabajar con tecnologías punteras como el grid-forming, se eleva el nivel tecnológico del ecosistema regional.

11.3.2.3 Aumento de la Aceptación Pública de las Renovables

El proyecto contribuye a consolidar la confianza ciudadana en el modelo energético sostenible, al mostrar que es posible una red más estable, limpia y resiliente gracias al almacenamiento. En contextos como el apagón de 2025, el rol de este tipo de instalaciones resulta fácilmente comprensible por la población, lo que refuerza el apoyo social a la transición energética.

11.3.3 IMPACTO AMBIENTAL

11.3.3.1 Reducción Directa de Emisiones y Apoyo a la Descarbonización

El sistema BESS permitirá almacenar excedentes de generación renovable y evitar el uso de centrales térmicas en momentos de alta demanda, lo que se traduce en:

- **Reducción de emisiones de CO₂ y gases contaminantes**, evitando la quema de gas en ciclos combinados.
- **Menor necesidad de generación fósil** para equilibrar la red.
- **Apoyo directo al cumplimiento del PNIEC** y los objetivos ODS. [8], [10]

11.3.3.2 Minimización del Impacto Físico y Ambiental

El proyecto ha sido diseñado con criterios de eficiencia espacial y bajo impacto ambiental, integrando medidas de:

- **Gestión responsable de residuos** durante la obra y operación.
- **Control de aguas pluviales y erosión** mediante sistemas de drenaje diseñados para proteger tanto la instalación como el entorno.
- **Reducción de contaminación visual y acústica** al tratarse de un sistema encapsulado y silencioso.

11.3.3.3 Aceleración de la Integración Renovable en Redes Saturadas

Gracias a su capacidad de arbitraje y flexibilidad, el BESS de Los Ramos permite integrar más generación renovable en zonas con limitaciones de capacidad de evacuación, reduciendo el vertido de energía limpia y mejorando la eficiencia general del sistema eléctrico nacional.

11.3.4 IMPACTO FINAL SOBRE BENEFICIOS

El proyecto de sistema BESS en Los Ramos no solo representa una solución tecnológica de vanguardia para la estabilidad y gestión energética, sino que también genera beneficios concretos y sostenibles para:

- **La compañía promotora**, en términos de liderazgo, innovación y rentabilidad futura.
- **La comunidad local**, mediante empleo, formación y mejora de infraestructuras.
- **El país en su conjunto**, al avanzar hacia una red más limpia, segura y resiliente.

Este conjunto de beneficios justifica plenamente la inversión realizada y convierte el proyecto en un referente de transición energética responsable y con impacto positivo integral.

Capítulo 12. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

12.1 RESUMEN DE HALLAZGOS CLAVE

El presente proyecto ha demostrado que el almacenamiento energético mediante baterías electroquímicas tipo stand-alone representa una solución viable, eficiente y necesaria para afrontar los desafíos actuales del sistema eléctrico español. A través del análisis técnico, económico y regulatorio, se han identificado los principales beneficios, limitaciones y oportunidades de este tipo de instalaciones.

Entre los hallazgos más relevantes se destacan:

- **Alta utilidad técnica del almacenamiento BESS stand-alone:** permite desacoplar generación y consumo, mejorar la estabilidad de la red, reducir vertidos renovables y responder con rapidez ante fluctuaciones de frecuencia y tensión.
- **Viabilidad económica potencial:** aunque los ingresos por arbitraje y servicios de ajuste son aún limitados, la combinación de ingresos por capacidad, regulación y posibles ayudas públicas puede justificar la inversión, especialmente si se optimiza la ubicación y configuración del sistema.
- **Importancia de la ubicación:** el acceso a nudos con capacidad firme o flexible, la cercanía a zonas de alta generación renovable y las condiciones logísticas influyen significativamente en la rentabilidad del proyecto.
- **Barreras normativas actuales:** pese al reconocimiento del almacenamiento como agente independiente, persisten importantes lagunas regulatorias, especialmente en la tramitación administrativa, la definición del papel del almacenamiento en el mercado eléctrico, y el régimen de garantías económicas exigidas a promotores.

- **Impacto positivo esperado:** el proyecto tiene un fuerte alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), contribuye a la descarbonización del mix energético y permite una mejora en la calidad del suministro eléctrico, lo que refuerza su valor estratégico para España y la empresa colaboradora FRV.

12.2 CONCLUSIONES FINALES

Los hallazgos de este estudio validan con claridad la premisa fundamental sobre la cual se diseñó el proyecto: que un sistema de almacenamiento energético tipo stand-alone, correctamente dimensionado y ubicado, puede ofrecer una solución eficaz a los desafíos estructurales del sistema eléctrico español.

Desde el punto de vista técnico, el sistema propuesto, 50 MW de potencia y 200 MWh de capacidad, ha demostrado capacidad para prestar servicios críticos como la regulación de frecuencia, el arbitraje energético y el soporte ante eventos de inestabilidad, como el apagón registrado el 28 de abril de 2025. Su configuración en 4 horas de almacenamiento permite cubrir picos de demanda con precisión, mientras que la incorporación de convertidores con capacidad grid-forming permite mejorar la estabilidad de red mediante inercia sintética, una funcionalidad clave en entornos con alta penetración renovable.

Aunque la prestación de servicios de black-start aún no está completamente regulada en el sistema eléctrico español, su inclusión futura podría abrir una vía adicional de monetización para sistemas BESS. Además, la combinación de capacidades black-start y grid-forming puede contribuir de forma decisiva a la estabilidad del sistema eléctrico, facilitando una recuperación más rápida ante apagones y mejorando la resiliencia de la red.

En el plano económico, el análisis financiero refleja una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,11 % y unos ingresos netos anuales estimados de más de 1,8 millones de euros como media de los 20 años de operación, distribuidos entre arbitraje energético, participación en servicios de ajuste y mercados de capacidad. Estos resultados confirman que, aun en un entorno con

cierta incertidumbre regulatoria, los proyectos BESS pueden ser competitivos si se optimizan adecuadamente sus parámetros técnicos y contractuales.

En resumen, los resultados obtenidos confirman que el desarrollo de infraestructuras de almacenamiento tipo stand-alone no solo es factible desde el punto de vista técnico y rentable desde la perspectiva financiera, sino que representa una herramienta estratégica esencial para avanzar hacia un sistema eléctrico más sostenible, resiliente y eficiente. La implementación de este tipo de soluciones debería, por tanto, ser prioritaria dentro de la planificación energética nacional.

12.3 RECOMENDACIONES PARA FUTURAS IMPLEMENTACIONES

Con base en los resultados obtenidos, se proponen las siguientes recomendaciones para el desarrollo futuro de proyectos similares:

1. **Promover marcos regulatorios específicos y estables** para el almacenamiento stand-alone que reconozcan su rol como infraestructura esencial del sistema, incluyendo su elegibilidad en concursos de capacidad, servicios de ajuste y mercados de capacidad.
2. **Reducir la carga administrativa y económica** asociada a la tramitación, especialmente en lo relativo a garantías económicas, tiempos de espera en nudos saturados y complejidad de permisos. Esto facilitaría la inversión y el dinamismo del sector.
3. **Impulsar incentivos y mecanismos de apoyo público** que complementen los ingresos de mercado, como subastas específicas para almacenamiento, mecanismos de capacidad o ayudas a la inversión desde el PRTR u otros fondos europeos.
4. **Fomentar la innovación tecnológica**, incluyendo el despliegue de inversores grid-forming capaces de aportar inercia sintética y estabilizar el sistema eléctrico sin necesidad de generación síncrona.

5. **Reforzar la aceptación social y ambiental de los proyectos**, garantizando procesos de información y participación pública más transparentes, especialmente en entornos rurales o sensibles, con medidas de mitigación ambiental claras y planes de reciclaje de baterías.
6. **Considerar modelos híbridos o escalables**: aunque este proyecto ha sido analizado como stand-alone, una futura integración parcial con renovables o redes locales puede mejorar tanto su viabilidad económica como su valor estratégico para el sistema.

12.4 REFLEXIÓN FINAL

Pese a las dificultades normativas actuales, se observa una evolución positiva en la política energética nacional y europea hacia un mayor reconocimiento del almacenamiento como activo clave para la transición energética. Esta regulación cambiante, si bien genera incertidumbre en el corto plazo, también abre oportunidades futuras para el almacenamiento stand alone, especialmente si se acompaña de políticas activas y mecanismos de mercado adecuados.

En conclusión, el almacenamiento energético stand-alone no solo responde a una necesidad técnica urgente del sistema eléctrico, sino que también constituye una oportunidad estratégica para reforzar la resiliencia y estabilidad de la red, acelerar la integración de energías renovables y avanzar hacia un modelo energético más sostenible, flexible y competitivo.

Capítulo 13. REFERENCIAS

- [1] Ruiz, A. (2024, 26 de octubre). *La energía renovable intermitente... un tema a resolver con soluciones tecnológicas*. En *esenergia*. Recuperado de <https://esenergia.es/energia-renovable-intermitente/>
- [2] Lizarralde, C. (2025, 5 de mayo). *Radiografía al minuto del Gran Apagón: las renovables producían el 71 % de la energía en el momento del derrumbe*. 20 minutos. Recuperado de <https://www.20minutos.es/noticia/5704926/0/radiografia-de-un-apagon-historico-como-pudo-ser-que-toda-la-peninsula-iberica-se-quedara-sin-luz/>
- [3] Red Eléctrica de España. (2025, febrero). *La solar fotovoltaica es ya la tecnología con más MW instalados en España*. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/02/la-solar-fotovoltaica-es-ya-la-tecnologia-con-mas-MW-instalados-espana>
- [4] FRV. (s. f.). *Sobre nosotros* [página web]. FRV. Recuperado el 15 de octubre de 2024, de <https://frv.com/about-us/>
- [5] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE). (s. f.). *Normativa/reglamento de la sede electrónica* [sitio web]. Recuperado el 12 de enero de 2025, de <https://sede.idae.gob.es/la-sede/normativa-reglamento-sede>
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *España*. Recuperado el 12 de enero de 2025, de <https://www.prtr.miteco.gob.es/es.html>
- [7] Consejo de la Unión Europea. (s. f.). *European Green Deal*. Recuperado el 12 de enero de 2025, de <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/european-green-deal/>

- [8] Gobierno de España, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2024). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030*. Recuperado el 15 de enero de 2025, de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [9] Gobierno de España, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima completo*. Recuperado el 15 de enero de 2025, de <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>
- [10] Naciones Unidas. (s. f.). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Recuperado el 15 de enero de 2025, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [11] Iberdrola. (s. f.). *BESS: qué son y cómo funcionan*. Recuperado el 9 de febrero de 2025, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/almacenamiento-energia/bess>
- [12] pv-magazine España. (2025, 6 de junio). *Cumplir con los requisitos de la convocatoria de ayudas al almacenamiento exige una preparación técnica sólida y aportar valor añadido*. pv-magazine España. <https://www.pv-magazine.es/2025/06/06/cumplir-con-los-requisitos-de-la-convocatoria-de-ayudas-al-almacenamiento-exige-una-preparacion-tecnica-solida-y-aportar-valor-anadido>
- [13] Cinco Días. (2024, julio 7). *La falta de incentivos y subastas lastra el desarrollo del almacenamiento en España*. <https://cincodias.elpais.com/companias/2024-07-07/la-falta-de-incentivos-y-subastas-lastra-el-desarrollo-del-almacenamiento-en-espana.html>
- [14] El Periódico de la Energía. (2025, junio). *España avanza en almacenamiento energético con 200 proyectos y casi 4 000 MW en tramitación*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-avanza-en-almacenamiento-energetico-con-200-proyectos-y-casi-4-000-mw-en-tramitacion/>

- [15] Cadena SER Málaga. (2025, 2 de mayo). *El apagón ha evidenciado que depender exclusivamente de la red eléctrica nos hace muy vulnerables energéticamente*. Cadena SER. Recuperado de <https://cadenaser.com/andalucia/2025/05/02/el-apagon-ha-evidenciado-que-depender-exclusivamente-de-la-red-electrica-nos-hace-muy-vulnerables-energeticamente-ser-malaga/>
- [16] CNN en Español. (2025, 29 de abril). *España restaura por completo el suministro eléctrico tras el apagón masivo*. CNN en Español. Recuperado de <https://cnnespanol.cnn.com/2025/04/29/espana/suministro-electrico-espana-restablecido-trax>
- [17] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2025). *Resolución sobre el conflicto de acceso de instalaciones de almacenamiento stand-alone a la red de distribución*, expediente CFT/DE/284/24. CNMC. Recuperado de <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5909492.pdf>
- [18] Terrazas, I. (2023). *Proyectos de almacenamiento en baterías en España: regulación y requisitos*. Mariscal Abogados. <https://www.mariscal-abogados.es/proyectos-de-almacenamiento-en-baterias-en-espana-regulacion-y-requisitos/> Recuperado de
- [19] Pinar, C. (2025, abril). *España lidera la generación eléctrica renovable de la UE, pero está a la cola en capacidad de almacenarla para evitar otro apagón*. 20minutos. Recuperado de <https://www.20minutos.es/noticia/5706435/0/espana-lidera-generacion-electrica-renovable-ue-pero-esta-cola-poder-almacenarla-para-frenar-otro-apagon/>
- [20] Llopis Cejudo, J. (2025). *Proyecto de Fin de Máster: Sistemas de almacenamiento energético basados en baterías a gran escala. Análisis de la situación actual en distintos mercados* [Trabajo de fin de máster, Universidad CEU San Pablo]. BIBLUS Repositorio Universitario. Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/75769/fichero/TFM-5769%2BLlopis%2BCejudo.pdf>

- [21] Energía Estratégica. (2025, febrero). *La regulación del almacenamiento en España implica abordar dos frentes distintos: acceso y conexión para generación y baterías*. Energía Estratégica. Recuperado de <https://energiaestrategica.es/regulacion-despliegue-de-baterias/>
- [22] Sánchez Molina, P. (2025, 12 de febrero). “*El almacenamiento detrás de contador podrá participar en el mecanismo de capacidad*”. pv magazine España. Recuperado de <https://www.pv-magazine.es/2025/02/12/el-almacenamiento-detras-de-contador-podra-participar-en-el-mecanismo-de-capacidad/>
- [23] Cadena SER Aragón. (2025, 3 de marzo). “*Stop Baterías Samitier*” recaba apoyos contra el proyecto de almacén de baterías entre los vecinos de Sobrarbe. Cadena SER Aragón. Recuperado de <https://cadenaser.com/aragon/2025/03/03/stop-baterias-samitier-recaba-apoyos-contra-el-proyecto-de-almacen-de-baterias-entre-los-vecinos-de-sobrarbe-ser-aragon-oriental/>
- [24] El País. (2025, mayo 25). *Hacia el objetivo de almacenar las renovables*. <https://elpais.com/extra/energia/2025-05-25/hacia-el-objetivo-de-almacenar-las-renovables.html>
- [25] Ecoaligencia. (2025, 23 de mayo). *Baterías al poder: cómo los BESS están revolucionando las energías renovables*. Ecoaligencia. Recuperado de <https://www.ecoaligencia.com/2025/05/bess-renovables/>
- [26] Malik, N. S. (2025, 9 de mayo). *Apagón en España evidencia relevancia de las baterías en un mundo de energías renovables*. Bloomberg Línea. Recuperado de <https://www.bloomberglinea.com/mundo/apagon-en-espana-evidencia-relevancia-de-las-baterias-en-un-mundo-de-energias-renovables/>
- [27] Saleem, J. (2023, enero). *Grid Forming vs. Grid Following*. Energy Central. Recuperado de <https://www.energycentral.com/intelligent-utility/post/grid-forming-vs-grid-following-2FmMxzL758Vqhr3>

- [28] Fernández, G. (s.f.). *Evaluación del potencial de Vehicle-to-Grid (V2G) para la estabilización de la red eléctrica española y la integración de renovables*. Recuperado de <https://germanfernandez.com/evaluacion-del-potencial-de-vehicle-to-grid-v2g-para-la-estabilizacion-de-la-red-electrica-espanola-y-la-integracion-de-renovables/>
- [29] Inteligencia. (2025). *Análisis del apagón en España del 28 de abril de 2025: causas, consecuencias y escenarios prospectivos*. <https://www.inteligencia.info/analisis-del-apagon-en-espana-del-28-de-abril-de-2025>
- [30] Guijarro Durán, A. (2025, 24 de abril). *Plantas de almacenamiento stand-alone: un nuevo protagonista en la transición energética*. *Energía de Castilla-La Mancha*. Recuperado de <https://energiacastillalamancha.net/2025/04/24/plantas-de-almacenamiento-stand-alone-un-nuevo-protagonista-en-la-transicion-energetica/>
- [31] Red Eléctrica de España (REE). (2024). *Integración de renovables en el sistema eléctrico español*. <https://www.ree.es/es/operacion/integracion-renovables>
- [32] Red Eléctrica de España. (s.f.). *Almacenamiento*. Recuperado de <https://www.ree.es/es/datos/almacenamiento>
- [33] Barrero, A. (2025, 29 de mayo). *Las baterías pueden aportar inercia y control de tensión, la clave de la estabilidad del sistema eléctrico*. *Energías Renovables*. Recuperado de <https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/las-bater-as-pueden-generar-inercia-la-20250529>
- [34] PwC España & CIEMAT. (2021, 28 de mayo). *El papel del almacenamiento en la transición energética* (Encargo de Fundación Naturgy). Fundación Naturgy. Recuperado de <https://static.smartgridsinfo.es/media/2021/05/almacenamiento-transicion-energetica-espana-baterias-informe-naturgy.pdf>
- [35] ABO Energy. (s.f.). *Batería y sistemas de energías híbridas*. Recuperado de <https://www.aboenergy.com/es/desarrollo-construccion/bateria.html>

- [36] El Periódico de la Energía. (s. f.). *La rentabilidad de las baterías solo llegará de la mano de la diversificación de las fuentes de ingresos*. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/la-rentabilidad-de-las-baterias-solo-llegara-de-la-mano-de-la-diversificacion-de-las-fuentes-de-ingresos/>
- [37] Real Academia de Ingeniería. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro* (Cátedra Endesa Red, UPC/Sevilla). Recuperado de https://www.raing.es/pdf/publicaciones/libros/almacenamiento_de_energia.pdf
- [38] RTVE.es. (2025, 28 de mayo). *Un mes de incógnitas tras el apagón: con sobretensión en el centro de investigaciones*. RTVE.es. Recuperado de <https://www.rtve.es/noticias/20250528/mes-incognitas-tras-apagon-con-sobretension-centro-investigaciones/16588209.shtml>
- [39] Red Eléctrica de España. (2025, 3 de marzo). *Red Eléctrica invierte más de 100 millones de euros en 25 proyectos clave para reforzar la red eléctrica andaluza*. Nota de prensa. Recuperado de https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2025/NP_Andalucia.pdf
- [40] European Commission. (s. f.). *Electricity interconnection targets*. Recuperado de https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en
- [41] Grupo Sinelec. (s. f.). *Funcionamiento de las baterías: Ventajas y desventajas*. Recuperado de <https://blog.gruposinelec.com/actualidad/funcionamiento-de-las-baterias/>
- [42] EverExceed. (2023, 16 de noviembre). *Comparison of advantages and disadvantages of various energy storage systems*. Recuperado de https://es.everexceed.com/blog/comparison-of-advantages-and-disadvantages-of-various-energy-storage-systems_b482

- [43] Peirot, J. (2024, 22 de marzo). *¿Cuáles son las ventajas y desventajas de las baterías de iones de litio?* Emtez Ibérica. Recuperado de <https://www.emtez.es/blog/ventajas-desventajas-litio>
- [44] WiseGuy Reports. (2024). *Grid Side Energy Storage Market Research Report: forecast to 2032*. Recuperado de <https://www.wiseguyreports.com/reports/grid-side-energy-storage-market>
- [45] Alonso, J. A. (2025, 29 de abril). *Tipos de baterías de ion litio para placas solares. SunFields Europe*. Recuperado de https://www.sfe-solar.com/baterias/ion-litio/tipos/?srsltid=AfmBOop8dE1SJNJ_aYizkhdkK-jJ2aK2O-EMRKW8jY71L0Ix3LIMX1zx
- [46] GY CX Solar. (s. f.). *Lithium-Sulfur Battery vs. Lithium-Ion Battery*. Recuperado de <https://gycxsolar.com/es/lithium-sulfur-battery-vs-lithium-ion-battery/>
- [47] TME. (2021, 7 de diciembre). *Tipos de baterías: batería Li-Ion, batería de Ni-MH, batería de Li-Po*. Recuperado de <https://www.tme.eu/es/news/library-articles/page/44796/tipos-de-baterias-bateria-li-ion-bateria-de-ni-mh-bateria-de-li-po/>
- [48] Barbón Núñez, A. (2018, julio). *Análisis de ventajas e inconvenientes de las baterías de flujo redox frente a las baterías de iones de litio en aplicaciones de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica* (Trabajo de Fin de Máster). Universidad de Oviedo, España. Recuperado de <https://digibuo.uniovi.es/dspace/bitstream/handle/10651/48646/TFMAnaBarbonRUO.pdf>
- [49] CIC energiGUNE. (s. f.). *Baterías de flujo redox: potencial, alternativas y retos*. Recuperado de <https://cicenergigune.com/es/blog/baterias-flujo-redox-potencial-alternativas-retos>
- [50] Elsevier. (s. f.). *Sodium-sulfur battery*. En *ScienceDirect Topics*. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/topics/materials-science/sodium-sulfur-battery>

- [51] Li, Y., & Lu, J. (2017). *Metal–air batteries: Future electrochemical energy storage of choice?* *Advanced Materials*, 29(38), 1606715. Recuperado de <https://www.osti.gov/servlets/purl/1373737>
- [52] Iberdrola. (s. f.). *Almacenamiento de energía eficiente*. Recuperado de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/almacenamiento-de-energia-eficiente>
- [53] Varea, R. (2025, 25 de mayo). *Hacia el objetivo de almacenar las renovables*. El País, Extra Energía. Recuperado de <https://elpais.com/extra/energia/2025-05-25/hacia-el-objetivo-de-almacenar-las-renovables.html>
- [54] MCE Clean Energy. (s. f.). *Long-duration energy storage is crucial: Discover emerging technologies*. Recuperado de <https://mcecleanenergy.org/long-duration-energy-storage-is-crucial-discover-emerging-technologies/>
- [55] Voltimum España. (2015, 30 de noviembre). *CAES: sistema de almacenado de aire comprimido*. Voltimum España. Recuperado de <https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/caes-sistema-almacenado-aire>
- [56] Blindu, A. (2021). *Sistemas de almacenamiento de energía conectados a la red eléctrica* (Trabajo de Fin de Grado, Universidad de Sevilla). Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/93606/fichero/TFG-3606%2BBLINDU%2C%2BADRI%C3%81N.pdf>
- [57] Global X Team. (2022, 23 de junio). *El almacenamiento de energía de corta y larga duración es esencial para la transición a la energía limpia*. Recuperado de <https://www.globalxetfs.com/content/files/El-almacenamiento-de-energia-de-corta-y-larga-duracion-es-esencial-para-la-transicion-a-la-energia-limpia.pdf>
- [58] Li, X., & Palazzolo, A. (2021). *A review of flywheel energy storage systems: State of the art and opportunities*. Recuperado de <https://arxiv.org/abs/2103.05224>

- [59] Baeschlin, V. (s.f.). *Almacenamiento por gravedad. Transición Energética*. Recuperado de <https://www.transicionenergetica.es/vectores-energeticos/almacenamiento-por-gravedad/>
- [60] Hornsdale Power Reserve. (s. f.). *Hornsdale Power Reserve*. Recuperado de <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>
- [61] El Periódico de la Energía. (2023, 7 de septiembre). *China pone en marcha la primera fase de la batería de flujo más grande del mundo*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/china-pone-en-marcha-la-primera-fase-de-la-bateria-de-flujo-mas-grande-del-mundo/>
- [62] Vicinanza, S. (2022, septiembre 29). *Dalian flow battery energy storage station is the largest and most powerful worldwide*. Interesting Engineering. Recuperado de <https://interestingengineering.com/innovation/dalian-flow-battery-energy-storage-station-is-the-largest-and-most-powerful-worldwide>
- [63] Colthorpe, A. (2022, 18 de octubre). *Crimson Energy Storage 350 MW / 1 400 MWh battery storage plant comes online in California*. Energy-Storage.news. Recuperado de <https://www.energy-storage.news/crimson-energy-storage-350mw-1400mwh-battery-storage-plant-comes-online-in-california/>
- [64] Dínamo Técnica. (2024, 2 de diciembre). *Proyecto BESS Sanxenxo, beneficiario de las ayudas de almacenamiento energético de MITECO*. Dínamo Técnica. Recuperado de <https://dinamotecnica.es/2024/12/proyecto-bess-sanxenxo-beneficiario-ayudas-almacenamiento-energetico-miteco.html>
- [65] Statkraft España. (2025, 20 de mayo). *Statkraft logra el permiso ambiental para su primer proyecto de almacenamiento energético en Extremadura*. Recuperado de <https://www.statkraft.es/medios/noticias-e-historias/archivo/2025/statkraft-logra-el-permiso-ambiental-para-su-primer-proyecto-de-almacenamiento-energetico-en-extremadura/>

- [66] Fotowatio Renewable Ventures (FRV). (2020, junio). *Holes Bay Battery project* (7,5 MW / 15 MWh, Dorset, Reino Unido). Recuperado <https://frv.com/projects/holes-bay/?fbclid=IwAR0wxuXvwXQjnNsvIBTR8eZUYsYZI2Eqqa00wbQDXN8JG1dYJmcvTcQ5jIs>
- [67] Fotowatio Renewable Ventures (FRV). (2020, noviembre). *Contego battery energy storage project* (34 MW / 68 MWh, West Sussex, Reino Unido). Recuperado <https://frv.com/projects/contego/>
- [68] Fotowatio Renewable Ventures (FRV) & Harmony Energy. (2024, marzo 21). *Clay Tye battery energy storage system: Europe's joint largest operational BESS by MWh* (99 MW / 198 MWh, Essex, Reino Unido). Recuperado <https://frv.com/projects/clay-tye-battery-energy-storage-system/>
- [69] Ministerio de Industria y Energía. (1997). *Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, (312), 37945–37962. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/12/26/2019>
- [70] Ministerio de Economía. (2000). *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, (310), 45185–45236. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2000/12/01/1955>
- [71] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2004). *Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, (313), 42084–42087. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2004/12/23/2351>

- [72] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2005). *Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico contenidas en los Reales Decretos 1955/2000 y 2019/1997*. Boletín Oficial del Estado, (291), 41289–41299. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2005/12/02/1454>
- [73] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2007). *Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008*. Boletín Oficial del Estado, (312), 54053–54154. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/o/2007/12/28/itc3860>
- [74] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2007). *Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*. Boletín Oficial del Estado, (218), 37045–37067. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2007/08/24/1110>
- [75] Jefatura del Estado. (2013). *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Boletín Oficial del Estado, (310), 105271–105325. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24>
- [76] Comisión Europea. (2016). *Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, por el que se establece un código de red sobre los requisitos de conexión de los generadores al sistema*. Diario Oficial de la Unión Europea, L 112, 1–68. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>
- [77] CENELEC, CEI, AENOR. (s.f.). *Normas técnicas aplicables a instalaciones eléctricas y componentes del almacenamiento energético (baterías, inversores, transformadores, etc.)*. Recuperado de <https://www.en-standard.eu>
- [78] CENELEC, CEI, AENOR. (s.f.). *Normas técnicas aplicables a instalaciones eléctricas y componentes del almacenamiento energético (baterías, inversores, transformadores, etc.)*. Recuperado de <https://www.cenelec.eu>

- [79] CENELEC, CEI, AENOR. (s.f.). *Normas técnicas aplicables a instalaciones eléctricas y componentes del almacenamiento energético (baterías, inversores, transformadores, etc.)*. Recuperado de <https://www.une.org>
- [80] CENELEC, CEI, AENOR. (s.f.). *Normas técnicas aplicables a instalaciones eléctricas y componentes del almacenamiento energético (baterías, inversores, transformadores, etc.)*. Recuperado de <https://www.iec.ch>
- [81] Red Eléctrica de España. (s.f.). *Normas particulares de conexión y operación para instalaciones conectadas al sistema eléctrico*. Recuperado de: Recuperado de <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/normas-tecnicas-de-operacion-y-procedimientos>
- [82] Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2015). *Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican diversas disposiciones relativas al sector eléctrico*. Boletín Oficial del Estado, (285), 112162–112195. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2015/11/27/1074>
- [83] Jefatura del Estado. (2020). *Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica*. Boletín Oficial del Estado, (175), 43877–43924. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23>
- [84] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, (340), 125158–125192. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183>
- [85] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2021). *Resolución de 20 de enero de 2021, por la que se aprueba la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, (22), 7557–7591. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/cir/2021/01/20/1>

- [86] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2024). *Resolución de 11 de enero de 2024, por la que se aprueba la Circular 1/2024 de la CNMC sobre procedimientos de operación aplicables a sistemas de almacenamiento energético en el sistema eléctrico*. Boletín Oficial del Estado, (18), 3815–3844. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2024-20760>
- [87] Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2002). *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*. Boletín Oficial del Estado, (224), 1-77. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2002/08/02/842>
- [88] Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2002). *ITC-BT-04. Instalaciones con alimentación propia*. En *Reglamento electrotécnico para baja tensión* (Real Decreto 842/2002). Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099#aniITC-BT-04>
- [89] Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2002). *ITC-BT-40 a ITC-BT-49. Instalaciones especiales*. En *Reglamento electrotécnico para baja tensión* (Real Decreto 842/2002). Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099#aniITC-BT-40>
- [90] Ministerio de Ciencia y Tecnología. (2002). *ITC-BT-51. Compatibilidad electromagnética*. En *Reglamento electrotécnico para baja tensión* (Real Decreto 842/2002). Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099#aniITC-BT-51>
- [91] Gobierno de España. (2014, 9 de mayo). *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23*. Boletín Oficial del Estado, (139), 40438-40558. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/05/09/337>

- [92] Gobierno de España. (2008, 15 de febrero). *Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*. Boletín Oficial del Estado, (47), 12979-13052. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2008/02/15/223>
- [93] Ministerio de la Vivienda. (1972). *Decreto 3565/1972, de 23 de diciembre, por el que se aprueban las Normas Tecnológicas de la Edificación (NTE)*. Boletín Oficial del Estado, 11. Recuperado de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-1973-55
- [94] Ministerio de Obras Públicas. (1976). *Orden de 2 de julio de 1976 por la que se aprueba el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes (PG-3)*. Boletín Oficial del Estado, 52. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1976-13091>
- [95] Gobierno de España. (2006). *Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE)*. Boletín Oficial del Estado, 74. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2006-5515>
- [96] Gobierno de España. (2008). *Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición*. Boletín Oficial del Estado, 38. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-2486>
- [97] Gobierno de España. (2021). *Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural*. Boletín Oficial del Estado, 170. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-13681>
- [98] Ministerio de Fomento. (2016). *Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero, por la que se aprueba la Norma 5.2-IC Drenaje superficial*. Boletín Oficial del Estado, 51. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2016-2405>

- [99] AENOR. (2019). *UNE-EN 1990:2019. Eurocódigo: Bases de diseño estructural*. Asociación Española de Normalización. Recuperado de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0061634>
- [100] AENOR. (2018). *UNE-EN 1991-1-4:2018. Eurocódigo 1: Acciones en estructuras. Parte 1-4: Acciones generales. Acciones del viento*. Asociación Española de Normalización. Recuperado de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0060257>
- [101] *Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales*. Boletín Oficial del Estado, núm. 269, de 10 de noviembre de 1995, páginas 32590 a 32611. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/l/1995/11/08/31>
- [102] *Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención*. Boletín Oficial del Estado, núm. 27, de 31 de enero de 1997, páginas 3039 a 3067. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/01/17/39>
- [103] *Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción*. Boletín Oficial del Estado, núm. 256, de 25 de octubre de 1997, páginas 30110 a 30119. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/10/24/1627>
- [104] *Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo*. Boletín Oficial del Estado, núm. 97, de 23 de abril de 1997, páginas 12950 a 12958. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/04/14/485>
- [105] *Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo*. Boletín Oficial del Estado, núm. 97, de 23 de abril de 1997, páginas 12959 a 12968. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/04/14/486>

- [106] *Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.* Boletín Oficial del Estado, núm. 97, de 23 de abril de 1997, páginas 12969 a 12972. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/04/14/487>
- [107] *Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.* Boletín Oficial del Estado, núm. 140, de 12 de junio de 1997, páginas 19012 a 19020. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/05/30/773>
- [108] *Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.* Boletín Oficial del Estado, núm. 148, de 21 de junio de 2001, páginas 22536 a 22546. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2001/06/08/614>
- [109] *Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.* Boletín Oficial del Estado, núm. 298, de 13 de diciembre de 2003, páginas 44706 a 44716. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/l/2003/12/12/54>
- [110] *Real Decreto 1311/2005, de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a vibraciones mecánicas.* Boletín Oficial del Estado, núm. 269, de 10 de noviembre de 2005, páginas 36879 a 36887. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2005/11/04/1311>
- [111] *Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.* Boletín Oficial del Estado, núm. 60, de 11 de marzo de 2006, páginas 10708 a 10717. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2006/03/10/286>
- [112] *Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan los requisitos de seguridad del material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.* Boletín Oficial del Estado, núm. 118, de 16 de mayo de 2016, páginas 35512 a 35533. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2016/05/06/187>

- [113] *Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.* Boletín Oficial del Estado, núm. 15, de 18 de enero de 2005. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2005/01/14/9>
- [114] *Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.* Boletín Oficial del Estado, núm. 254, de 23 de octubre de 2007. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/l/2007/10/23/26>
- [115] *Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.* Boletín Oficial del Estado, núm. 181, de 29 de julio de 2011. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/l/2011/07/28/22>
- [116] *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.* Boletín Oficial del Estado, núm. 296, de 11 de diciembre de 2013. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/09/21>
- [117] *Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.* Diario Oficial de la Unión Europea, L 26, de 28 de enero de 2012. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32011L0092>
- [118] *Real Decreto 99/1985, de 17 de octubre, sobre medidas contra la contaminación acústica.* Boletín Oficial del Estado, núm. 256, de 25 de octubre de 1985. Recuperado de <https://www.boe.es/eli/es/rd/1985/10/17/99>
- [119] *Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental de Andalucía (GICA).* Junta de Andalucía. (2007). *Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.* Boletín Oficial de la Junta de Andalucía, núm. 138, de 13 de julio de 2007. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-15158>

- [120] Comunidad de Andalucía. (2021, 14 de diciembre). Decreto-ley 26/2021, de 14 de diciembre, por el que se adoptan medidas de simplificación administrativa y mejora de la calidad regulatoria para la reactivación económica en Andalucía (BOJA núm. 241, de 17 de diciembre de 2021; ref. BOJA-b-2021-90434). Boletín Oficial de la Junta de Andalucía. Recuperado de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOJA-b-2021-90434>
- [121] Comunidad Autónoma (CCAA). (2013, 15 de enero). Decreto 2/2013, de 15 de enero, por el que se modifica el Decreto 169/2011, de 31 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Fomento de las Energías Renovables, el Ahorro y la Eficiencia Energética en Andalucía. Noticias Jurídicas. Recuperado de https://noticias.juridicas.com/base_datos/CCAA/an-d2-2013.html
- [122] Ayuntamiento de Málaga, Gerencia Municipal de Urbanismo. (s. f.). *Plan General de Ordenación Urbana vigente 2011*. Urbanismo Málaga. Recuperado de <https://urbanismo.malaga.eu/plan-general-de-ordenacion/plan-general-de-ordenacion-urbana-vigente-2011/>
- [123] Gobierno de España, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *Preguntas frecuentes: acceso y conexión a la red eléctrica*. Recuperado de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/preguntas-frecuentes-a-cceso-conexion.html>
- [124] Dirección General del Catastro, Ministerio de Hacienda (Gobierno de España). (s. f.). *Sede Electrónica del Catastro* [sitio web]. Recuperado de <https://www.sedecatastro.gob.es/>
- [125] Dirección General del Catastro, Ministerio de Hacienda (Gobierno de España). (s. f.). *Bien inmueble – sede electrónica del Catastro*. Recuperado de <https://www1.sedecatastro.gob.es/CYCBienInmueble/OVCConCiud.aspx?del=29&mun=900&UrbRus=U&RefC=29900A042001120000PY&Apenom=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&from=nuevoVisor&ZV=NO&anyoZV=>

- [126] Red Eléctrica de España (REE). (s. f.). *Conoce la capacidad de acceso – acceso y conexión a la red eléctrica*. Recuperado de <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-la-capacidad-de-acceso>
- [127] e-Distribución Redes Digitales SLU. (s. f.). *Capacidades de acceso en nodos de red*. Recuperado de https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos_capacidad_acceso.html
- [128] e-Distribución Redes Digitales SLU. *Capacidad de acceso para generación en nudos de la red de distribución*. Recuperado de https://www.edistribucion.com/content/dam/edistribucion/conexion-a-la-red/descargables/nodos/EDRD_Capacidad_de_Acceso_2025_07_01.pdf
- [129] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *Zonificación ambiental para energías renovables: Eólica y Fotovoltaica*. Recuperado de https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/zonificacion_ambiental_energias_renovables.html
- [130] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *Geoportal IDE – Infraestructura de Datos Espaciales (IDE)* [sitio web]. Recuperado de <https://sig.mapama.gob.es/geoportal/>
- [131] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE). (2023, 23 de febrero). *FAQs almacenamiento e hibridación de energías renovables (versión V4)* [archivo PDF]. Recuperado de https://sede.idae.gob.es/sites/default/files/documentos/2023/ALMACENAMIENTO_HIBRIDADO/V4_FAQs_Almacenamiento_hibridacion.pdf
- [132] Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio, Junta de Andalucía. (1997). *Capítulo 2: Análisis de la situación ambiental. Plan de Medio Ambiente de Andalucía 1997-2002*. Recuperado de https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/web/Bloques_Tematicos/Estrategias_Am

[bientales/Planes/Planes tematicos/Plan Andaluz Medio Ambiente/PAMA1997_2002/cap_2_60_64.pdf](#)

[133] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *Fichas de descripción de regiones de procedencia y características del material forestal de reproducción*. Recuperado de

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/biodiversidad/temas/recursos-geneticos/Contenido%20fichas%20regiones_tcm30-139359.pdf

[134] Iberdrola. (s. f.). *Hidrógeno verde en España: mapa de los grandes proyectos*. Recuperado de <https://www.iberdrola.es/blog/sostenibilidad/grandes-proyectos-espana-hidrogeno-verde>

[135] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2020, 6 de octubre). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*. Recuperado de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF

[136] BESS Development 3, S.L.U. (2023). *Memoria descriptiva del anteproyecto Planta de almacenamiento de energía por medio de baterías “BESS Retuerto”, Barakaldo (Bizkaia)*. Gobierno Vasco. Recuperado de https://www.euskadi.eus/contenidos/informacion/eias_246inet_bess_retuerto/es_def/adjuntos/Anteproyecto.pdf

[137] Dopico Pérez de Rada, B. (2023, septiembre). *Diseño de una instalación singular de baterías en una subestación eléctrica en Mallorca* [Trabajo de fin de grado, Universidad Pontificia Comillas]. Repositorio institucional. Recuperado de <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/75085/TFG-%20Dopico%20Perez%20de%20Rada%2C%20Beltran.pdf>

[138] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *Acceso y conexión a la red eléctrica*. Recuperado de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/acceso-conexion.html>

- [139] Aurora Solar. (s. f.). *Comprender los modelos de almacenamiento para el arbitraje energético*. Recuperado de <https://help.aurorasolar.com/hc/es/articles/28998198908563-Comprender-los-modelos-de-almacenamiento-para-el-arbitraje-energ%C3%A9tico>
- [140] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). (2025). *Resolución de formatos de publicación de capacidad de acceso*. Recuperado de https://www.cnmc.es/sites/default/files/2784245_9.pdf
- [141] Transición Energética. (s. f.). *Mercados de capacidad*. Recuperado de <https://www.transicionenergetica.es/general/mercados-de-capacidad/>
- [142] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *Régimen económico de energías renovables*. Recuperado de <https://www.miteco.gob.es/es/energia/renovables/regimen-economico.html>
- [143] Comisión Europea. (s. f.). *NextGenerationEU*. Recuperado de https://next-generation-eu.europa.eu/index_es
- [144] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (s. f.). *Presentación del régimen económico de energías renovables y convocatoria de subasta*. Recuperado de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/renovables/regimen-economico/Documents/00Presentacion_Subasta_Renovables_DEF.pdf
- [145] Redondo, C. (2025, 14 de febrero). *El mercado de capacidad en España: actualización regulatoria y perspectivas para el almacenamiento*. Vector Renewables. Recuperado de <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/el-mercado-de-capacidad-en-espana-actualizacion-regulatoria-y-perspectivas-para-el-almacenamiento>

- [146] Aquila Clean Energy EMEA. (2024, 24 de junio). *Battery Energy Storage Systems (BESS) – Enhancing system stability and efficiency*. Recuperado de https://www.aquila-clean-energy.com/wp-content/uploads/2024-06-24_Aquila-Clean-Energy_Whitepaper_BESS_EN.pdf
- [147] Mordor Intelligence. (s. f.). *Europe Battery Energy Storage System Market*. Recuperado de <https://www.mordorintelligence.com/es/industry-reports/europe-battery-energy-storage-system-market>
- [148] pv-magazine. (2024, 12 de junio). *Las baterías solares aumentaron un 94 % en Europa en 2023, pero los objetivos necesarios no se cumplirán*. Recuperado de <https://www.pv-magazine.es/2024/06/12/las-baterias-solares-aumentaron-un-94-en-europa-en-2023-pero-los-objetivos-necesarios-no-se-cumpliran/>
- [149] Energía Estratégica. (s. f.). *Tendencias en almacenamiento con baterías*. Recuperado de <https://energiaestrategica.es/tendencias-almacenamiento-baterias/#>
- [150] Iberdrola España. (s. f.). *Baterías de almacenamiento*. Recuperado de <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/almacenamiento-energia/baterias-almacenamiento>
- [151] SolarPower Europe. (2024, 17 de junio). *European Market Outlook for Battery Storage 2024–2028*. Recuperado de <https://www.solarpowereurope.org/insights/outlooks/european-market-outlook-for-battery-storage-2024-2028>
- [152] Pérez Sapena, E. (2019). *Análisis económico de almacenamiento de energía en la red eléctrica mediante baterías de litio* [Trabajo de Fin de Máster, Universidad de Sevilla]. Biblioteca e-REDING. Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/71398/fichero/TFM-1398-PEREZ.pdf>

- [153] Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE). (s. f.). *Análisis del estado actual del almacenamiento detrás del contador en España*. Recuperado de https://www.idae.es/sites/default/files/ESTUDIO8_Análisis_del_estado_actual_del_almacenamiento_21.pdf
- [154] Bradbury, K., Pratson, L., & Patiño-Echeverri, D. (2014). *Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets*. *Applied Energy*, 114, 512–519. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.010>
- [155] Zakeri, B., & Syri, S. (2014, enero). *Economy of electricity storage in the Nordic electricity market: The case for Finland*. En *Proceedings of the 11th International Conference on the European Energy Market (EEM 2014)*. IEEE Computer Society. Recuperado de <https://doi.org/10.1109/EEM.2014.6861293>
- [156] Global Growth Insights. (2025, junio 9). *Grid-Scale Battery Market Size, Share, Growth, and Industry Analysis, ... Forecast to 2033*. Recuperado de <https://www.globalgrowthinsights.com/es/market-reports/grid-scale-battery-market-105589>
- [157] GSL Energy. (2025, 6 de febrero). *C&I Energy Storage Market Outlook to 2025*. Recuperado de <https://www.gsl-energy.com/energy-storage-industry-trends-c-i-energy-storage-market-outlook-to-2025.html>
- [158] Román, D. F. (2024, 2 de mayo). *Boletín Energía180: Avances en Baterías de Sodio-Azufre para Almacenamiento Energético*. Recuperado de <https://www.linkedin.com/pulse/bolet%C3%ADn-energ%C3%ADa180-avances-en-bater%C3%ADas-de-para-energ%C3%A9tico-rom%C3%A1n-kz1jf/>

- [159] Bai, H., & Song, Z. (2023). *Economic analysis of lithium-ion battery, sodium-ion battery, or redox-flow battery in renewable energy systems* [artículo]. *Energy Economics*, S0378-7753(23)00802-9. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775323008029>
- [160] Pebblex. (2023–2024). *7 características clave para elegir el BESS más adecuado*. Recuperado de <https://bepebblex.com/caracteristicas-tecnicas-bess/>
- [161] Abudl. (2024, junio 14). *Elegir el sistema de almacenamiento de energía de batería adecuado para sus necesidades: La guía definitiva*. Recuperado de <https://solarbatterymanufacturer.com/es/elegir-el-sistema-de-almacenamiento-de-energia-de-bateria-adecuado-para-sus-necesidades-la-guia-definitiva/>
- [162] Battery Design. (2024). *NMC vs LFP Costs*. Recuperado de <https://www.batterydesign.net/nmc-vs-lfp-costs/>
- [163] Large Battery. (2024). *The six major types of lithium-ion batteries*. Recuperado de <https://www.large-battery.com/blog/lithium-battery-types/>
- [164] Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). (2020). *Lithium-ion Methodology*. Recuperado de https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Lithium-ion_Methodology.pdf
- [165] National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2024). *Commercial Battery Storage – ATB 2024*. Recuperado de https://atb.nrel.gov/electricity/2024/commercial_battery_storage
- [166] Shieden Channel. (2023). *Are solar batteries getting cheaper?* Recuperado de <https://es.shieldenchannel.com/blogs/battery/are-solar-batteries-getting-cheaper>
- [167] S&P Global Mobility. (2025, enero). *Where are EV battery prices headed in 2025 and beyond?* Recuperado de <https://www.spglobal.com/automotive-insights/en/blogs/2025/01/where-are-ev-battery-prices-headed-in-2025-and-beyond>

- [168] Redway Tech. (2024, agosto). *Safety considerations for LFP and NMC batteries*. Recuperado de <https://es.redway-tech.com/safety-considerations-for-lfp-and-nmc-batteries/>
- [169] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s. f.). *PowerTitan ST2752UX – Liquid Cooling Energy Storage System*. Recuperado de https://spa.sungrowpower.com/upload/file/20230210/ES_DS_ST2752UX_PowerTitan_Ficha_T%C3%A9cnica.pdf
- [170] CSI Energy Storage Co., Ltd. (Canadian Solar). (s. f.). *SolBank S-2967-2 h (S1K51K3A01) sistema de almacenamiento de energía*. Recuperado de <https://www.polytrade.global/shop/ptg268-00008-canadian-solar-s1k51k3a01-csi-solbank-s-2967-2h-us-energy-storage-system-ess-10150>
- [171] JinkoSolar Co., Ltd. (s. f.). *Utility Storage 5 MWh sistema de almacenamiento*. Recuperado de <https://jinkosolar.eu/products/utility-storage-5-mwh/>
- [172] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s. f.). *Energy Storage System ST5015 kWh-2500 kW-2 h*. Recuperado de <https://en.sungrowpower.com/productDetail/4458/energy-storage-system-st5015kwh-2500kw-2h>
- [173] HiTHIUM Energy Storage Technology Co., Ltd. (s. f.). *Sistema de almacenamiento de energía (ESS) HiTHIUM*. Recuperado de <https://www.hithium.com/products/system.html>
- [174] ENF Solar. (2024). *Sungrow Energy Storage Products – Prices and Specifications*. Recuperado de <https://www.enfsolar.com/pv/storage-system-datasheet/13161>
- [175] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s. f.). *PowerTitan Series ST2752UX liquid-cooled energy storage system (ESS), model ST2752UX*. Recuperado de <https://www.polytrade.global/shop/ptg268-00032-sungrow-st2752ux-energy-storage-system-ess-10174>

- [176] PV Tech. (2022, 8 de noviembre). *Sungrow launches liquid-cooled BESS for utility-scale and C&I applications*. PV Tech. Recuperado de <https://www.pv-tech.org/sungrow-launches-liquid-cooled-besss-for-utility-scale-and-ci-applications/>
- [177] Shaw, V. (2025, 14 de abril). *Jinko unveils 6.25 MWh battery*. pv magazine Global. Recuperado de <https://www.pv-magazine.com/2025/04/14/jinko-unveils-6-25-mwh-battery/>
- [178] Canadian Solar Inc. / CSI Solar Co., Ltd. (s. f.). *SolBank 1.0 commercial & utility energy storage system (≈ 2.967 kWh)*. Recuperado de https://www.alibaba.com/product-detail/Energy-Storage-Commercial-Utility-SolBank-1_1601259976555.html
- [179] Canadian Solar Inc. / CSI Solar Energy Storage Co., Ltd. (s. f.). *CSI SolBank S: 2 967 kWh, 2 h duration energy storage system (model S1K51K3A01)*. Recuperado de <https://www.polytrade.global/shop/ptg268-00008-canadian-solar-s1k51k3a01-csi-solbank-s-2967-2h-us-energy-storage-system-ess-10150>
- [180] HiTHIUM Energy Storage. (2025, 9 de mayo). *HiTHIUM launches ∞ Power 6.25 MWh 2 h/4 h BESS EU version and accelerates manufacturing in Europe through partnership with GCRPV*. lifepo4-battery. Recuperado de <https://www.lifepo4-battery.com/News/hithium-eu-bess-gcrpv-partnership-energy-.html>
- [181] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s. f.). *SC5000UD-MV-US medium-voltage hybrid inverter / power conversion system, up to 5 000 kVA*. Recuperado de <https://us.sungrowpower.com/productDetail/2264/mv-power-converter-hybrid-inverter-sc5000ud-mv-us>
- [182] Iberdrola, S. A. (s. f.). *BESS: qué son y cómo funcionan*. Recuperado de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/almacenamiento-energia/bess>

- [183] Generalitat Valenciana, Conselleria d'Economia Sostenible, Sectors Productius, Comerç i Treball. (2022). *Anexo DL 14/2020 (G13) – expediente ATALFE/2022/154* [PDF]. Recuperado de https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Valencia/ATALFE_202_154/Anexo_DL142020_G13_V0_firmado.pdf
- [184] Aguirre Garay, Á. (2023). *DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA QUE ALIMENTA UNA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE* [Trabajo de Fin de Grado, Universidad]. Recuperado del Repositorio Comillas <https://repositorio.comillas.edu/jspui/handle/11531/1681>
- [185] RatedPower. (s. f.). *Cómo diseñar tu subestación en pvDesign*. Recuperado de <https://help.ratedpower.com/s/article/how-to-design-your-substation-in-pvdesign?language=es>
- [186] INEL Inc. (s. f.). *Diseño de Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. Recuperado de <https://inelinc.com/media/uploads/resource-279501a9-83e4-4a8f-9006-638e66c1ace6.pdf>
- [187] Prieto Montilla, J. M. (2018). *Estudio sobre técnicas de integración de almacenamiento en red eléctrica* [Trabajo de Fin de Máster, Universidad de Sevilla]. Biblioteca e-REDING. Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/72030/fichero/TFM-2030+PRIETO+MONTILLA%2C+JOS%C3%89+MANUEL.pdf>
- [188] Rodríguez García, F. (2024). *Diseño de una subestación eléctrica elevadora 30/220 kV para la evacuación de dos plantas fotovoltaicas de 50 MW* (Trabajo Fin de Grado, Grado en Ingeniería de la Energía). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla. Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/94969/fichero/TFG-4969+Fern%C3%A1ndez+Bastida.pdf>

- [189] Fernández Bastida, D. (año n.d.). *Diseño de una subestación eléctrica para evacuación de una planta fotovoltaica* (Trabajo Fin de Grado, Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla. Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/94969/fichero/TFG-4969+Fern%C3%A1ndez+Bastida.pdf>
- [190] Entidad promotora o autor institucional. (s.f.). *Proyecto línea de evacuación PH I – parte 1* (Proyecto de evacuación fase I). Autoridad energética correspondiente (CINDI-GVA). Recuperado de https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2020_45/Proyecto%20linea%20de%20evacuacion_PH%20I_parte1.pdf
- [191] Junta de Andalucía. (febrero 2021). *Proyecto subestación La Zarza* (Proyecto de subestación elevadora para evacuación de planta fotovoltaica La Zarza, Cádiz). Recuperado de <https://www.juntadeandalucia.es/sites/default/files/2021-02/Proyecto%20subestaci%C3%B3n%20La%20Zarza.pdf>
- [192] Rodríguez Bastida, D. (2024, 7 de agosto). *Proyecto BENAUT: línea de evacuación BESS BENAUT 5 MW / 20 MWh* (Proyecto técnico). CINDI-GVA. Recuperado de https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2024_38_03/2024_0808%20PROYECTO_BENAUT_07AGO24_REV03_comp_signed.pdf
- [193] JARA POWER S.L. (2025, 27 de enero). *Proyecto planta de evacuación Planta Alm (parte 2)* (Proyecto técnico). CINDI-GVA. Recuperado de https://cindi.gva.es/auto/energia/InformacionPublica/Alicante/ATALFE_2024_39_03/2025_0127%20Proyecto%20Planta%20Alm%20_ver%202_signed.pdf

- [194] Bess Development 4, S.L.U. (2024). *Anteproyecto planta de almacenamiento de energía “BESS Lezama”* (Anteproyecto). Gobierno Vasco – Departamento de Energía y Minas. Recuperado de https://www.euskadi.eus/contenidos/informacion/48_ge_y_2024_15_bess_lezama/es_def/djuntos/Anteproyecto.pdf
- [195] Pacific Green. (s.f.). *Making project finance work for battery energy storage projects* (Sheaf Energy Park case) (Artículo técnico). Recuperado de <https://www.pacificgreen.com/article/project-finance-battery-energy-storage/>
- [196] Brunt, H., & Roberts, D. (2025, 16 de enero). *Financing battery energy storage systems – meeting the challenges*. Hunton Andrews Kurth LLP. Recuperado de <https://www.hunton.com/insights/legal/financing-battery-energy-storage-systems-meeting-the-challenges>
- [197] Han, X., Garrison, J., & Hug, G. (2021). *Techno-economic analysis of PV-battery systems in Switzerland*. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2103.16298>
- [198] Sisovs, M. (s.f.). *MSc Thesis Final Report: [Título completo del trabajo]* (Tesis de Maestría). Universidad Politécnica de Cataluña. Recuperado de <https://www-eio.upc.edu/~heredia/files/MSc-Thesis-Final-Report-Maksims-Sisovs.pdf>
- [199] U.S. Department of Energy. (s.f.). *[Título del informe si figura]*. OSTI. Recuperado de <https://www.osti.gov/servlets/purl/793408>
- [200] OMI, Polo Español S.A. (OMIE). (s.f.). *Day-ahead price*. Recuperado el 12 de febrero de 2025 de <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price>
- [201] Red Eléctrica de España (REE). (s.f.). *Mercados de reserva* (servicios de ajuste). En *Informe del sistema eléctrico*. Recuperado de <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/mercados/servicios-ajuste/mercados-reserva>

- [202] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2021, 9 de febrero). *Estrategia de almacenamiento energético* (Documento oficial). Recuperado de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf
- [203] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). (s.f.). *Mercado de electricidad*. Recuperado de <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- [204] KPMG Tendencias. (2025, enero). *Un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español, cada vez más cerca: ¿qué esperar de él?* Recuperado de <https://www.tendencias.kpmg.es/2025/01/mercado-capacidad-sistema-electrico-espanol-mas-cerca-que-esperar/>
- [205] Perte ERHA – MITECO. (2024). *Proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica. Energía renovable, hidrógeno renovable y almacenamiento (ERHA)*. Recuperado de <https://energia.gob.es/perte-erha>
- [206] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (s.f.). *Ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento eléctrico independiente y almacenamiento térmico*. Recuperado de <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/proyectos-innovadores-de-almacenamiento-electrico-independiente>
- [207] BBC Mundo. (s.f.). *¿Qué pudo haber causado el masivo apagón eléctrico en España y Portugal? BBC*. Recuperado de <https://www.bbc.com/mundo/articles/cjr7vdjebp7o>

ANEXO I. CATÁLOGOS TÉCNICOS

ST2752UX

Sistema de almacenamiento de energía con refrigeración líquida

Preliminar



BAJOS COSTES

- ESS altamente integrado para fácil transporte y O+M
- Completamente premontado, sin necesidad de montaje en campo
- 8 horas desde la instalación hasta la puesta en marcha: basta colocarlo sobre una base y hacer las conexiones eléctricas



SEGURO Y FIABLE

- Convertidores DC/DC integrados que limitan activamente la corriente de falta
- Gestión de seguridad del circuito eléctrico de DC con corte rápido y protección contra arcos
- Seguridad completa con protección redundante de las baterías, formada por sistemas autónomos discretos



EFICIENTE Y FLEXIBLE

- La refrigeración líquida inteligente garantiza una mayor eficiencia y duración de las baterías
- El diseño modular facilita la conexión en paralelo y la ampliación del sistema
- Armario para exteriores con protección IP54 y categoría de corrosividad C5



INTELIGENTE Y ROBUSTO

- Monitorización de estado y registro en tiempo real, que permite la activación de alarmas y la localización de fallos
- Monitorización y registro del funcionamiento de las baterías integrado



Designación de tipo	ST2752UX
Datos de batería	
Tipo de celda	LFP
Capacidad de la batería (BOL)	2752 kWh
Rango de tensión de salida del sistema	1160 ~ 1500 V
Datos generales	
Dimensiones de unidad de baterías (ancho * alto * fondo)	9340*2600*1730 mm
Peso de unidad de baterías	26.400 kg
Grado de protección	IP54
Rango de temperatura de funcionamiento	De -30 a 50 °C (derating > 45 °C)
Humedad relativa	0 - 95 % (sin condensación)
Altitud máxima de trabajo	3000 m
Concepto de refrigeración de cámara de baterías	Refrigeración líquida
Seguridad contra incendios	Cabezales rociadores con fusible, NFPA 69 para prevención de explosiones y ventilación de gases IDLH
Interfaces de comunicación	RS485, Ethernet
Protocolos de comunicación	Modbus RTU, Modbus TCP
Certificación	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 62619
2 HORA APLICACIÓN-ST2752UX*4-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC lado LV)	11.008 kWh DC / 10.379 kWh AC
Cantidad ST2752UX	4
Modelo PCS	SC5000UD-MV
4 HORA APLICACIÓN-ST2752UX*8-5000UD-MV	
BOL kWh (DC/AC lado LV)	22.016 kWh / 21.448 kWh
Cantidad ST2752UX	8
Modelo PCS	SC5000UD-MV
Datos de conexión a la red	
Máx. THD de corriente	< 3 % (a potencia nominal)
Componente DC	< 0,5 % (a potencia nominal)
Factor de potencia	> 0,99 (a potencia nominal)
Factor de potencia ajustable	1,0 capacitivo - 1,0 inductivo
Frecuencia nominal de red	50 / 60 Hz
Rango de frecuencia de red	45 - 55 Hz / 55 - 65 Hz
Transformador	
Potencia nominal de transformador	5.000 kVA
Tensión LV/MV	0,9 kV / 33 kV
Tipo de refrigeración de transformador	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Tipo de aceite	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request

SC5000UD-MV

Power Conversion System



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. efficiency 99%
- Wide DC voltage operation window, full power operation at 1500V



SMART O&M

- Modular design, easy for maintenance
- High protection degree, easy for outdoor installation
- Optional C5 anti-corrosion degree, adjust to applications close to the sea



FLEXIBLE APPLICATION

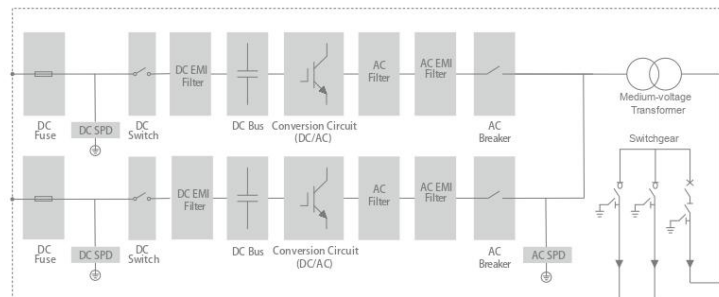
- Bidirectional power conversion system with full four-quadrant operation
- Compatible with high voltage battery system, low system cost
- Battery charge & dis-charge management and black start function integrated



GRID SUPPORT

- Compliant with CE, IEC 62477, IEC 61000 and grid regulations
- Fast active/reactive power response
- L/HVRT, L/HFRT, soft start/stop, specified power factor control and reactive power support

CIRCUIT DIAGRAM



EUROPE ©2021 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 11

System Type	SC5000UD-MV
DC side	
Max. DC voltage	1500 V
Min. DC voltage	1300 V
DC voltage range	1300 – 1500 V
Max. DC current	2 * 2154 A @ 30 °C
No. of DC inputs	2
AC side (Grid)	
AC output power	5000 kVA @ 40 °C/ 5500 kVA @ 30 °C
Max. AC output current	3208 A @ 40°C / 3528 A @ 30 °C
Nominal AC voltage	900 V
AC voltage range	792 – 990 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	>0.99 / 1 leading – 1 lagging
Adjustable reactive power range	-100 % – 100 %
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
AC side (Off-Grid)	
Inverter port nominal AC voltage	900 V
Inverter port AC voltage range	792 – 990 V
AC voltage Distortion	< 3 % (Linear load)
DC voltage component	< 0.5 % Un (Linear balance load)
Unbalance load Capacity	100 %
Nominal Voltage frequency / Voltage frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Efficiency	
Inverter max. efficiency	99 %
Transformer	
Transformer rated power	5000 kVA
Transformer max. power	5500 kVA
LV / MV voltage	0.9 kV / 35 kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
Protection	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058*2896*2438 mm
Weight	18000 kg
Degree of protection	IP65
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 40 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m (Standard) / > 1000 m (Optional)
Display	LED, WEB HMI
Communication	RS485, CAN, Ethernet
Compliance	CE, IEC 62477-1, IEC 61000-6-2, IEC61000-6-4
Grid support	L/HVRT, FRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Volt-var, Volt-watt, Frequency-watt



CSI Energy Storage Block Energy Storage System S-2967-2h | S-2967-4h

CSI Energy Storage Block is a modular, flexible and cost-effective MWh-scale battery energy storage system. Multiple units can be connected in parallel. This product is designed to meet energy storage needs for today and for the future.

KEY FEATURES

-  Cost-effective and long service life
-  280Ah LFP cell leads to high energy density
-  Active balancing BMS on pack and rack level, releases more energy and extends the life of the system
-  Liquid cooling technology with cell temperatures being controlled within the optimal operating range
-  Battery pack IP65 seal grade avoids dust, moisture, and water condensation
-  Multi-stage thermal spread technology, effectively prevents battery heat spread and improves safety
-  Multi-level fire detection monitors early thermal runaway of cells
-  All internal components including battery packs assembled in factory, reducing on-site installation costs

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC62619, IEC61000, UL9540, UL9540A, UN38.3 / UN3536

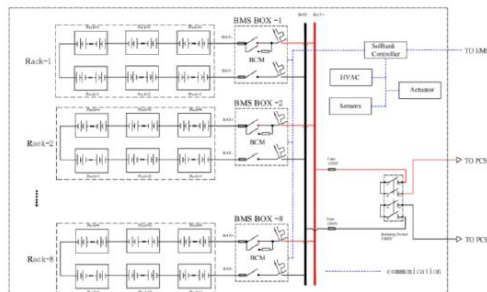
*The specific certificates applicable to each market, and not all certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 67 GW of premium-quality solar modules across the world.

CSI Energy Storage Co., Ltd.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario, N1K 1E6, www.csisolar.com, support@csisolar.com

CIRCUIT DIAGRAM



SYSTEM PARAMETER

	CSI-SolBank-S-2967-2h-EU	CSI-SolBank-S-2967-4h-EU
Battery Chemistry	Lithium Iron Phosphate (LFP)	
Pack Configuration	1P69S (69 Cells)	
Rack Configuration	1P414S (6 Packs)	
System Configuration	8P414S (8 Racks)	
DC Voltage (Nominal)	1324.8 V	
DC Voltage Range ¹	1159.2 V ~ 1490.4 V	
Rated DC Power ²	1375 kW	700 kW
Usable Energy Capacity (FAT) ³	2750 kWh	2800 kWh
Max. Short Circuit Current	75 kA	70 kA
Charging/Discharging Mode	0.5 P / 0.5 P	0.25 P / 0.25 P
Duration @Rated Power	2 hrs	4 hrs
DC Round Trip Efficiency (RTE) ⁴	≥ 92%	≥ 94%
Aux Load (Standby/Peak)	1.25 kVA / 30 kVA	1.25 kVA / 20 kVA
Auxiliary Power Interface	AC400 V / 50 Hz, 3P5W	
Thermal Management System	Liquid cooling for battery system, air cooling for electrical components and humidity control	
Control Backup	2-hrs UPS for control system including BMS, installed in the container	
Operating Temperature (Ambient)	-30 °C to 55 °C	
Relative Humidity	≤95% (non-condensing)	
Communication Interface	Ethernet / RS485 / CAN	
Communication Protocol	Modbus TCP / Modbus RTU / CAN 2.0	
Certifications	IEC/EN/BS 62477-1, EN/BS 61000-6-2/-4, UL1973, UL9540, UL9540A, UN38.3 / UN3536	
Design Standards/Codes	IEC62619, IEC61000, NFPA69, IEC62620, IEC62933	
Enclosure	20ft. high-cube container	
Dimensions (L*W*H)	6058*2438*2896 mm (238.50*95.98*114.02 in)	
Weight (Battery Included)	29,800 kg (65,700 lbs)	
Altitude	< 2000 m (derating between 2000 m ~ 4000 m)	
Enclosure Ingress Rating	IP55 / NEMA 3R	
Painting/Coating	RAL9003	
Seismic Parameter	Zone 4	
Noise @1m distance	≤ 75 dB	
Fire Detection and Alarm	Heat and smoke detection, alarm panel, bell and strobe with up to 24 hours UPS backup	
Explosion Prevention	Gas detection with active ventilation	
Fire Suppression	Aerosol-based fire suppression system option available	
Emergency Stop/Shut-off	Local and remote	

1. Unit is rated at 1159.2V~1490.4V for optimized product performance, maximum voltage range value for battery system is 1055.7V~1490.4V

2. The rated operating power of a single unit subject to a maximum of 3 units connected in parallel

3. Usable Energy Capacity is measured at FAT, contact CSI for an estimate of Usable Energy Capacity at COD

4. RTE is measured with rated DC Power for full cycle at BOL, refer to the warranty document for complete procedure

* The technical parameters contained in this technical data document may deviate slightly, and Canadian Solar does not guarantee that they are completely accurate. Due to continuous innovation, research and development and product improvement, Canadian Solar reserves the right to adjust the information in this technical parameter document at any time without prior notice. The customer should obtain the latest version of the technical parameter document when signing the contract and make it an integral part of the binding contract signed by both parties.

PARTNER SECTION



CSI Energy Storage Co., Ltd.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario, N1K 1E6348, www.csisolar.com, support@csisolar.com

March 2023. All rights reserved, Energy Storage Product Datasheet EU.1.1



SunTera

5 MWh UTILITY BATTERY SYSTEM

SunTera from Jinko ESS represents the next generation of Utility-Scale Energy Storage Systems.

Boasting over 5MWh inside our customised 20 foot container, the new SunTera has enhanced design features ranging from the inherent safety afforded by the LFP chemistry to the advanced liquid cooling, state-of-the-art "detection and response" as well as the intelligent provision of data for O&M services.

SunTera's modular design enables flexible deployment to satisfy a wide variety of demanding grid functions and emerging application scenarios, delivering true value to customers and users of the grid.



Key Features



Advanced Liquid "Cool"ed

Refined pipeline design, achieving pack temperature differential of $\leq 2.5^{\circ}\text{C}$.

Multiple cooling modes and auxiliary controls, significantly reduce power consumption.



Efficient & Reliable

PACK/RACK modular design minimizing downtime and boosting system reliability.

Advanced cluster-level management enhances RTE and overall system efficiency.



Safe

Multi-level protection from cell to system provides early warnings of anomalies for enhanced safety and longer terms trends.

Dedicated ventilation systems triggered by gas, heat and smoke detectors are linked to fire suppression systems to ensure maximum protection.



Intelligent

Smart control management, real time monitoring & online diagnostics ensure highly efficient O&M services.

Compact design with side-by-side layout enables enhanced energy density at every level.

© 2024 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Note: Please read the safety and installation manual before using the product. We reserve the right of final interpretation. The specifications in datasheets are subject to change without notice.

SunTera 5MWh
JKE-5015K-2H-LAA

www.jinkosolar.eu



Applications



BESS in Power Generation

Supports the wide scale deployment of renewable energy and provides ancillary services.



BESS in Power Transmission & Distribution

Can be configured and equipped to provide energy for areas without electricity as part of a micro-grid.



BESS in Power Networks

Enhances the power grid, reducing infrastructure costs and enables a stable network

Specifications

Battery Data

Type of Cell	Lithium Iron Phosphate (LFP)
Capacity (BOL)	5 MWh
Cell Parameters	3.2V/314Ah
Battery Voltage	1331.2V (nominal), 1497.6V (charge)
Max. Charge / Discharge Power	0.5P or 0.25P
Depth of Discharge	95%

General Information

Dimensions	6058×2438×2896mm
Weight	≈42000 kg
Degree of Protection	Site specific, up to C5 (EN ISO 12944)
Cooling Method	Liquid Cooling
Environmental Temperature	-30~55°C
Environmental Humidity	≤95% RH, Non-Condensing
Altitude	≤2000m / <4000m (optional, derating)
IP Grade	IP55
Communication Interface	Ethernet / Modbus / Fibre (optional)
Communication Protocol	Modbus
Certificates	IEC62619, UL1973, UL9540A, IEC63056, IEC61000, UN38.3
Installation Location	Outdoor

© 2024 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.

Note: Please read the safety and installation manual before using the product. We reserve the right of final interpretation. The specifications in datasheets are subject to change without notice.

SunTera 5MWh
JKE-5015K-2H-LAA
www.jinkosolar.eu

ST5015kWh-2500kW-2h-US ST5015kWh-1250kW-4h-US

PowerTitan 2.0 Liquid Cooled Energy Storage System

NEW



OPTIMAL COST

- Intelligent liquid-cooled temperature control system to optimize the auxiliary power consumption
- Pre-assembled, no battery module handling on site, transportation of complete system



SAFETY AND RELIABLE

- Electrical safety management, overcurrent fast breaking and arc extinguishing protection
- The electrical cabinet and battery cabinet are separated to prevent thermal runaway



EFFICIENT AND FLEXIBLE

- High-efficiency heat dissipation, increase battery life and system discharge capacity
- Front single-door-open design, supporting back to back layout drawing
- Function test in factory, limited on-site work, accelerate commissioning process



CONVENIENT O&M

- One-click system upgrade
- Automatic coolant refilling design
- Online intelligent monitoring



© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 3



Product Name	ST5015kWh-2500kW-2h-US	ST5015kWh-1250kW-4h-US
DC side		
Cell type	LFP	
Battery configuration	3.2 V / 314 Ah	
Nominal capacity	416S12P	
Nominal voltage range	5015 kWh	
AC side		
Nominal AC power	210 kVA * 12	210 kVA * 6
AC current distortion rate	< 3 % (Nominal Power)	
DC component	< 0.5 %	
Nominal AC voltage	690 V	
AC voltage range	607 V - 759 V	
Termination (LV)	352 A * 3 Phase * 6	352 A * 3 Phase * 3
Power factor	> 0.99 (Nominal Power)	
Adjustable range of reactive power	- 100 % to 100 %	
Nominal frequency	60 Hz	
Isolation method	Transformerless	
System parameter		
Dimension (W * H * D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm 238.5" * 114.0" * 96.0"	
Weight	42500 kg 93696.5 lbs	42000 kg 92594.0 lbs
Degree of protection	Type 3S	
Anti-corrosion degree	C3	
Operation ambient temperature range	- 30 °C - 50 °C (> 45 °C Derating) -22 °F - 122 °F (> 113 °F Derating)	
Operation humidity range	0 % - 100 % (Non-condensing)	
Maximum operation altitude	3000 m 9842.5 ft	
Temperature control method	Intelligent Liquid Cooling	
Fire suppression system	NFPA 68 compliance vent panel, smoke and heat, detectors, Mini FACP(Default) Sprinkler, sound beacon, NFPA 69, compliance ventilation system, Flammable Gas detector (Optional)	
Communication	Ethernet	
Standard	UL 9540A, NFPA 855, NFPA 68, NFPA69 (with optional purchase) IEEE1547: 2018, UL1973,UL1741SB, UL9540	

∞ BLOCK



ESS Container 5.015 MWh

Liquid-cooled battery storage system



Preliminary

Liquid-cooled battery storage system based on HiTHIUM prismatic LFP ESS Cells 314 Ah with highest cyclic lifetime.

Improved safety characteristics and specially optimised for the highest requirements on safety, reliability and performance. Suitable e.g. for industrial, utility, and grid serving applications.

- Product certifications:
IEC 62619, IEC 62477, IEC 63056, IEC 61000, UL 1973, UL 9540A, UN 38.3
- Company certifications:
ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001
- Environmental Compliance:
ROHS, REACH

High safety

- High thermal stability thanks to liquid cooling
- Multi-stage, active fire protection system, compliance to NFPA 855
- Use of highly safe prismatic HiTHIUM LFP cells
- Dedicated cell monitoring and protection system

Low LCOS (Levelised Cost of Storage)

- Excellent thermal management improves energy throughput by ensuring optimal operating temperature
- Highly integrated: including thermal management system, fire protection system, BMS, etc.
- Supports back to back and side by side installations

ESS Container 5.015 MWh

Liquid-cooled battery storage system based on prismatic LFP cells with very high cyclic lifetime



GENERAL	
Battery Type	HiTHIUM LFP314-2P52S
No. of Battery Modules	48 (6 x 8)
Configuration	12P416S
Cooling Method	Liquid Cooling
BMS Communication	CAN, RS485, Ethernet
Gravimetric	> 111 Wh/kg
Volumetric	> 117 Wh/l
Application Altitude	≤ 4,000 m

ELECTRICAL	
Nominal Voltage Container	1,331.2 V
Operating Voltage Container	1,123.2 ... 1,497.6 V
Nominal Energy Container	5,015.96 kWh ^{1,2}
Nominal SOC at delivery	27 % ²
Nominal Charge/Discharge Rate	0.5 P / 0.5 P
Round Trip Efficiency	> 94 %

¹ 0.5 P / 0.5 P

² 25°C +/- 2.0

³ ambient temperature

MECHANICAL	
Dimensions (L x W x H)	6,058 x 2,438 x 2,896 mm
Weight Container (20 ft)	< 45,000 kg
Protection Level	IP 55

TEMPERATURE RANGE	
Operating	-30 °C ... 55 °C ³
Storing (recommended)	-20 °C ... 35 °C ³

PRODUCT CERTIFICATIONS	
Certificates and Reports	IEC 62619, IEC 62477, IEC 63056, IEC 61000, UL 1973, UL 9540A, NFPA 855, UN 38.3

ENVIRONMENTAL	
Compliance	ROHS, REACH
	Cobalt free

COMPANY CERTIFICATIONS	
	ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001

HiTHIUM Energy Storage Technology USA Inc.
Address: 4046 Clipper Ct, Fremont, CA 94538, United States
Email: hithium@hithium.com

Xiamen HiTHIUM Energy Storage Technology Co., Ltd.
Address: HiTHIUM Industrial Park, Tongxiang High-Tech Zone, Xiamen, Fujian, China | Email: hithium@hithium.com



LinkedIn



Website

Document is subject to regular updates, corrections, and improvements.
Kindly check you are using latest version.