

OPTIBAT: OPTIMIZACIÓN DE BATERÍAS EN EL MERCADO
ELÉCTRICO

OPTIBAT: CROSS-MARKET BATTERY OPTIMIZATION

JOSU GOMEZ ARANA

MÁSTER EN INTERNET DE LAS COSAS. FACULTAD DE INFORMÁTICA
UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID



Trabajo Fin Máster en Internet de las Cosas

5 de septiembre de 2025

Directores:

Francisco Daniel Igual Peña
Luis Piñuel Moreno

Autorización de difusión

Josu Gomez Arana

5 de septiembre de 2025

El/la arriba firmante, matriculado/a en el Máster en Investigación en Informática de la Facultad de Informática, autoriza a la Universidad Complutense de Madrid (UCM) a difundir y utilizar con fines académicos, no comerciales y mencionando expresamente a su autor el presente Trabajo Fin de Máster: “OPTIBAT: OPTIMIZACIÓN DE BATERÍAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO”, realizado durante el curso académico 2024–2025 bajo la dirección de Francisco Daniel Igual Peña y Luis Piñuel Moreno en el Departamento de Informática, y a la Biblioteca de la UCM a depositarlo en el Archivo Institucional E-Prints Complutense con el objeto de incrementar la difusión, uso e impacto del trabajo en Internet y garantizar su preservación y acceso a largo plazo.

Resumen

En respuesta a la creciente adopción de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías y la ausencia de soluciones actualmente en producción principalmente centradas en configuraciones topológicas híbridas, se define el diseño, desarrollo, despliegue y validación de OPTIBAT, un sistema integral para la automatización del arbitraje de baterías en el mercado eléctrico. El sistema busca maximizar la rentabilidad económica comprando y vendiendo energía en los mercados spot mediante el control del ciclado de las baterías. Para ello, se integran datos operacionales en tiempo real de los activos energéticos con la información del entorno del operador del mercado y sistema, empleando un modelo de programación lineal de enteros mixto para determinar la estrategia óptima de carga y descarga e interactuando directamente con los agentes de mercado y operadores de telecontrol. Desplegado con éxito en múltiples instalaciones a gran escala vinculadas a la entidad energética pertinente, OPTIBAT gestiona docenas de megavatios hora diarios y genera millones de euros de ingresos anuales previstos. Los resultados experimentales demuestran que las topologías híbridas aplicadas son significativamente más rentables que las aisladas, destacando el sistema por su capacidad para aumentar el aprovechamiento de la generación energética. De esta forma, el proyecto aporta una solución robusta y escalable que valida el caso de negocio de las baterías, permitiendo su integración eficaz como activos óptimos y fiables en el mercado eléctrico.

Palabras clave

Internet de las cosas industrial, sistema de almacenamiento de energía en baterías, mercado eléctrico, optimización energética, telecomunicación

Abstract

In response to the increasing adoption of battery energy storage systems and the current absence of production solutions primarily focused on hybrid topological configurations, the design, development, deployment, and validation of OPTIBAT is proposed, a comprehensive system for automating electricity market arbitrage. The system aims to maximize economic profitability by buying and selling energy on spot markets through battery cycling. To achieve this, the system integrates real time operational data from energy assets with information from the environment of the market and system operators. It uses a mixed-integer linear programming model to determine the optimal charging and discharging strategy and is directly aimed at market agents and telecommunications operators. Successfully deployed in multiple large scale installations, OPTIBAT manages dozens of megawatt hours daily and generates millions of euros in projected annual revenue. Experimental results demonstrate that the applied hybrid topologies are significantly more profitable than standalone ones, highlighting the system's ability to improve the efficiency of energy generation. This way, the project provides a robust and scalable solution that validates the business case for batteries, enabling their effective integration as optimal and reliable assets in the electricity market.

Keywords

Industrial internet of things, battery energy storage system, electricity market, energy optimization, telecommunications

Índice general

Índice	I
Índice de figuras	V
Índice de tablas	VIII
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	3
1.2. Alcance	5
1.3. Plan de trabajo	6
2. Estado de la cuestión	9
2.1. Situación tecnológica	10
2.2. Estrategias de optimización	11
2.3. Soluciones comerciales	13
3. Infraestructura operacional	15
3.1. Configuración topológica	16
3.1.1. Topología aislada	18
3.1.2. Topología híbrida	20

3.2. Instrumentación de campo	22
3.3. Protocolos de comunicación	23
3.3.1. Modbus TCP	24
3.3.2. IEC 60870-5-104	25
3.4. Sistema de información de planta	26
3.4.1. Contextualización del sistema	27
3.4.2. Consideraciones de seguridad	28
3.4.3. Configuración funcional	29
3.5. Consumo del historiador	34
3.5.1. Ecuaciones de rendimiento	34
3.5.2. Integración programática	35
4. Entorno de mercado	37
4.1. Operador del mercado	38
4.1.1. Precio marginal	40
4.1.2. Energía negociada	41
4.2. Operador del sistema	42
4.2.1. Limitaciones por seguridad	43
4.3. Situación meteorológica	44
4.4. Consolidación de información	46
5. Modelización estructural	53
5.1. Parámetros de decisión	54

5.1.1.	Periodos del mercado	55
5.1.2.	Flujos de almacenamiento	56
5.1.3.	Flujos de generación	58
5.1.4.	Indicaciones de mercado	58
5.1.5.	Comportamiento físico	59
5.2.	Restricciones operacionales	60
5.3.	Criterio de desempeño	69
5.3.1.	Optimización lexicográfica	72
5.4.	Resolución numérica	73
6.	Comando y control	74
6.1.	Consignación operativa	74
6.1.1.	Señalización de baterías	76
6.1.2.	Emisión de ofertas	79
6.2.	Cuadro de mando	87
6.2.1.	Funcionalidad básica	88
7.	Resultados experimentales	93
7.1.	Rentabilidad	94
7.2.	Operación manual	95
7.3.	Configuración topológica	97
7.4.	Topología híbrida	98
7.5.	Arbitraje colaborativo	102

8. Conclusiones y trabajo futuro	104
8.1. Conclusiones	104
8.2. Trabajo futuro	107
Introduction	109
Conclusions and future work	115
Bibliografía	123
A. Siglas	125

Índice de figuras

1.1. Ilustración de la disposición de una instalación híbrida.	2
1.2. Diagrama Gantt del plan de trabajo.	8
2.1. Curva de casación del mercado eléctrico.	10
2.2. Reducción de los costes de las baterías por su uso.	11
2.3. Negociación por tecnologías.	12
2.4. Comparación de la energía diaria arbitrada.	12
3.1. Diagrama de un sistema de almacenamiento de energía en baterías.	16
3.2. Arquitectura de la infraestructura operacional.	17
3.3. Diagrama de una instalación aislada.	19
3.4. Diagrama de una instalación híbrida.	20
3.5. Diagrama de instrumentación de campo.	24
3.6. Estado de carga excedente.	26
3.7. Arquitectura del sistema de información de planta.	28
3.8. Modelo Purdue.	29
3.9. Interfaz del administrador del conector.	30
3.10. Calendario de negociación de los mercados eléctricos.	31
3.11. Visualización industrial de señales de instalación.	32

3.12. Colección de puntos de una batería.	33
3.13. Programa de ciclado de una batería.	34
3.14. Creación de una ecuación de rendimiento.	35
4.1. Esquema del funcionamiento del mercado.	37
4.2. Arquitectura del entorno de mercado.	39
4.3. Precio del mercado diario de la primera semana de agosto.	40
4.4. Visualización del desglose de las limitaciones.	44
4.5. Previsión de generación de un activo.	45
4.6. Horarios de publicación de mercados intradiarios.	47
4.7. Ejemplificación del contenido de los ficheros de precio.	48
4.8. Ejemplificación del contenido de los ficheros de energía.	49
4.9. Limitaciones por seguridad de la instalación.	50
5.1. Arquitectura de la modelización estructural.	54
5.2. Clipping de configuración topológica híbrida.	67
5.3. Solución degenerada.	71
6.1. Arquitectura del comando y control.	75
6.2. Modulación del perfil de potencia de una batería.	76
6.3. Diagrama de un sistema de control de baterías.	77
6.4. Cuadro de mando del sistema.	88
6.5. Configuración del sistema.	89

6.6. Regulación manual del estado de carga.	90
6.7. Indicadores de rendimiento.	90
6.8. Perfil de generación.	91
6.9. Programa óptimo de la batería.	91
6.10. Estado de carga de la batería.	92
6.11. limitaciones por seguridad de la instalación.	92
7.1. Evolución del precio de las baterías a lo largo de los años.	94
7.2. Estimación de la evolución de los gastos de capital.	95
7.3. Precio de mercado de la situación de operación manual.	96
7.4. Comparación del arbitraje entre la estrategia manual y la automática.	97
7.5. Resultados de arbitraje de la topología aislada.	98
7.6. Descenso promedio del precio de los mercados de ajuste por periodo.	99
7.7. Precios de la situación de mercado de la comparación de hibridaciones.	99
7.8. Programa de la topología híbrida flexible.	100
7.9. Programa de la topología híbrida con prioridad de carga de generación.	101
7.10. Programa de la topología híbrida con carga aislada de la red.	101
7.11. Variación del precio de mercado según el día de la semana.	103
8.1. Arquitectura del sistema.	105

Índice de tablas

3.1. Unidades físicas, de programación y de oferta.	18
3.2. Funciones de aplicación para la comunicación con la red eléctrica.	27
4.1. Descripción del formato de precios.	48
4.2. Descripción del formato de energía negociada.	49
5.1. Ajustes del mercado intradiario en horario de verano.	56
5.2. Ajustes del mercado intradiario en horario de invierno.	56
6.1. Límites de programa y conflictos en la exportación.	78
6.2. Formato de oferta de mercado.	87
7.1. Comparación de configuraciones topológicas.	98
7.2. Comparación de configuraciones topológicas híbridas.	102

Capítulo 1

Introducción

El calor aprieta. Tratas de distraerte de las altas temperaturas y aliviar la pesadez del aire con tu programa favorito, refrescante bebida en mano. En cambio, la nevera se mantiene inusualmente silenciosa, el ventilador permanece inmóvil y la televisión no parece despertar. Lentamente, la habitación se sume en la oscuridad.

Un tiempo después, toda la estancia repentinamente se inunda nuevamente en la luz de las lámparas previamente impotentemente encendidas que vuelven a la vida, el apagón parece haber concluido. Comprendes que, acostumbrado a bastar con apretar el interruptor, rara vez reflexionas en el complejo entramado eléctrico detrás de algo tan simple, que permanece oculto ante la mirada común.

El sistema energético tras de la totalidad de la generación, transporte y distribución de la electricidad se mantiene entendiblemente completamente transparente ante los ojos de los usuarios finales de dicha energía²⁸.

Por un lado, existe un entramado de redes de transporte eléctrico que combina múltiples tecnologías para asegurar su funcionamiento, teniendo que disponer de una elevada complejidad con el fin de integrar las diversas características del entorno cambiante de los activos energéticos.

Por otro, las partes interesadas realmente compran y venden la energía en masa en el llamado mercado de la electricidad, en el cual se determina finalmente su precio puntual. Esto da lugar a dinámicas de arbitraje con el objetivo de generar beneficio económico, al igual que sucede con cualquier otro activo financiero.

En la actualidad, existen multitud de soluciones energéticas con las que aprovisionar la



Figura 1.1: Ilustración de la disposición de una instalación híbrida de generación y almacenamiento³.

red de energía y arbitrar en el mercado, como la generación fotovoltaica, eólica, hidráulica o ciclo combinado. Aunque todas ellas juegan un papel más que fundamental en el sistema energético⁷⁴, una destaca por encima del resto, especialmente por su creciente popularidad. Se trata de los **sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESSs)**, ilustrados en la figura 1.1.

Precisamente, los **BESSs** son una comparativamente novedosa tecnología energética de almacenamiento que permiten, como su propio nombre indica, almacenar electricidad para su uso posterior. Esto facilita enormemente la gestión de la demanda y, crucialmente, mejora la estabilidad y eficiencia de la infraestructura eléctrica, pudiendo regularla activamente gracias a la rápida capacidad de commutación de las baterías. De esta forma, son una de las tecnologías energéticas más convenientes para evitar posibles desajustes en la red⁷⁷.

Aún y todo, no sirve con disponer únicamente de las baterías, sino que, más que nada, es justamente imprescindible controlar la carga y descarga de estos dispositivos cuidadosamente. Como las baterías cuentan con un **coste de capital (CAPEX)** inicialmente considerable, pero un **coste de operación (OPEX)** mínimo⁵⁰, que se procura su rentabilidad mediante el beneficio generado a través del arbitraje de energía en el mercado eléctrico.

Es entonces cuando surge la necesidad de la creación de un sistema de optimización de baterías en el mercado eléctrico basado en el **internet de las cosas industrial (IIoT)**, el cual gestione tanto la infraestructura operacional, el entorno de mercado, la modelización estructural y el comando y control, continuamente ciclando la batería indefinidamente en busca de los mejores márgenes. Aún siendo posible realizar parte de dicha gestión manualmente, la complejidad y velocidad de los mercados (teniendo en especial consideración las recientes actualizaciones^{20,57}) hacen que la automatización sea altamente relevante.

De hecho, así es como nace OPTIBAT, el sistema de optimización de baterías en el mer-

cado eléctrico de desarrollo propio desplegado satisfactoriamente en múltiples instalaciones vinculadas a la entidad energética pertinente a lo largo del país, que mueve docenas de megavatios hora al día y genera millones de euros de ingresos previstos al año. Consigue solucionar el trabajo de licitación manual de los agentes de mercado a través de la colaboración con los operadores de telecontrol, previamente necesario para la incorporación en el mercado de las posiciones de las baterías.

Con esto, se detallan las decisiones de diseño relacionadas con la integración del sistema y los componentes de la arquitectura ya existentes (es decir, aspectos fundamentales de la operación de los que disponía previamente la entidad energética propietaria de los activos), el desarrollo con respecto a la creación de todos los elementos propios a tener en cuenta, la validación para asegurar la seguridad y correcto funcionamiento, el despliegue en relación a la puesta en marcha a gran escala en las instalaciones y la experimentación comparativa en busca del mejor modo de operación. El código disponible no confidencial censurado está disponible en GitHub¹.

De esta forma, el sistema se divide en los apartados anteriormente mencionados. Primera-mente, el estado de la cuestión es analizado en el capítulo 2. La infraestructura operacional, explicada en el capítulo 3, gestiona la capa de interacción de menor nivel disponible. El entorno de mercado, especificado en el capítulo 4, determina la información extraída de las instituciones regulatorias con las que se trabaja. La modelización estructural, puntualizada en el capítulo 5, habla de la lógica de negocio de las decisiones a tomar. El comando y control, precisado en el capítulo 6, explica el flujo de vuelta a los activos físicos y la interacción de los agentes de mercado y operadores de telecontrol con el sistema. Posteriormente, se describe la experimentación realizada en el capítulo 7. Finalmente, se presentan las conclusiones en el capítulo 8.

1.1. Objetivos

El objetivo principal es el diseño, desarrollo, validación y despliegue de un sistema de arbitraje de baterías en el mercado eléctrico, garantizando su integración con la infraes-tructura establecida y su habilitación para operar en el mercado. Cabe destacar que, dado que la tecnología de almacenamiento de energía en baterías apenas se encuentra aún en sus primeras etapas de desarrollo, no existe una solución fácilmente integrable o de sencilla implementación sobre la infraestructura energética existente, aunque existan esfuerzos ex-ternos para mejorar la situación. Por ello, lo que primeramente se busca es establecer dicha base.

A su vez, se definen varios objetivos secundarios complementarios al objetivo principal

¹<https://github.com/josugoar/optibat> (unlicensed)

anterior, detallados a continuación en orden de importancia.

Maximizar la rentabilidad Más allá de hacer funcionar el sistema, obtener la mayor rentabilidad entre la energía comprada y vendida es lo primordial. El sistema debe ser capaz de analizar las previsiones de precios del mercado eléctrico para programar de forma óptima los ciclos de carga y descarga, asegurando la compra de energía en los períodos de menor coste y su venta en los de mayor precio, además de tener en cuenta factores externos al mercado y rentabilizar los **CAPEXs** y **OPEXs**. Lo más importante es diferenciar el beneficio neto en euros y la rentabilidad en euros por megavatio hora, como determina la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** en el **Boletín Oficial del Estado (BOE)**²⁰, ya que esta última es la métrica verdaderamente usada para asignar el valor correcto a las unidades de energía usada.

Minimizar el desgaste de las baterías Se busca gestionar la operación del activo, principalmente la profundidad de descarga y el número de ciclos, de manera que se prolongue su vida útil y se minimice el desgaste físico del **estado de carga (SoC)**. Se pretende encontrar el equilibrio entre la rentabilidad a corto plazo y la sostenibilidad de la inversión a largo plazo (ganar mucho dinero cuanto antes pero gastar la batería, a diferencia de no ofertar tan agresivamente y estabilizar el ciclado pudiendo aprovechar mejores oportunidades futuras). La métrica usada para medir el desgaste se trata del número de ciclos de carga completos que permiten estimar la evolución del desgaste más fácilmente.

Cumplir con los requisitos regulatorios Es altamente aconsejable que todas las operaciones de carga y descarga propuestas por el sistema se adhieran estrictamente a los requisitos técnicos y normativos impuestos por tanto el **operador del mercado (MO)** como el **operador del sistema de transmisión (TSO)**¹². Esto incluye el respeto de los límites de potencia estructurales marcados por ley, los límites técnicos causados por indisponibilidades, etc. El cumplimiento se mide a través de la magnitud de la desviación final por periodo de mercado en megavatios hora, es decir, la cantidad de energía que el sistema ha pactado pero no ha sido capaz de cubrir.

Garantizar la seguridad de la operación Se deben implementar múltiples niveles de validación para prevenir cualquier operación que pueda comprometer la integridad física del **BESS** o de la información misma. Aunque el control de bajo nivel es responsabilidad del **sistema de control de baterías (BMS)** nativo de la batería, el sistema de optimización tiene la obligación de operar siempre dentro de un rango seguro predefinido. Además, la información tiene que fluir adecuándose correctamente a la **arquitectura de referencia empresarial de Purdue (PERA)**⁷⁶ de ciberseguridad en el entorno industrial. La seguridad de la operación se mide de forma empírica teniendo en cuenta el número de alarmas causadas por los sistemas de almacenamiento y alertas de ciberseguridad.

Generalizar el diseño El diseño de una arquitectura modular y configurable resulta clave para permitir la adaptación del sistema a diferentes instalaciones con capacidades de almacenamiento y configuraciones variadas. El objetivo es crear una solución escalable, no específica a una única instalación, facilitando su despliegue en futuras instalaciones con un esfuerzo de integración mínimo. La modularidad se analiza mediante el número íntegro de instalaciones soportadas por el sistema en el momento de su despliegue.

Facilitar la monitorización del sistema Una interfaz de comando y control, que permita a los operadores de telecontrol y agentes de mercado supervisar el estado del sistema en tiempo real, ayuda a aumentar la confianza en el mismo. Esta interfaz debe proporcionar una visualización clara de las operaciones planificadas y ejecutadas y los resultados económicos obtenidos, garantizando la transparencia y la trazabilidad de las decisiones del sistema. Crucialmente, los agentes de mercado deben ser capaces de sobrescribir el comportamiento automático del sistema con indicaciones manuales ante situaciones de mercado no tenidas en cuenta, o periodos de prueba en el caso de los operadores de telecontrol.

Responder ante fallos Se dota al sistema de mecanismos de detección y gestión de fallos para asegurar su robustez y alta disponibilidad. Esto incluye la capacidad de gestionar interrupciones en la operación de la disponibilidad de los activos físicos o la pérdida o información incompleta de los datos de mercado, debiendo tener en cuenta dichas situaciones explícitamente de tal forma que el funcionamiento del sistema, más allá de dicha particularidad, no se vea afectado. Medido programáticamente mediante el número indisponibilidades causadas por el sistema.

Analizar la viabilidad económica Utilizando los datos operativos y los resultados del sistema se busca realizar un análisis de viabilidad económica posterior. El objetivo es validar el caso de negocio, cuantificar con precisión la rentabilidad obtenida teniendo en cuenta los **CAPEXs** y **OPEXs** y modelar el rendimiento financiero del activo bajo diferentes escenarios de mercado. Este análisis sirve para refinar las estrategias de operación y guiar futuras inversiones en los sistemas de almacenamiento de energía en baterías, intentando validar así la aparente predisposición al beneficio de las baterías como activo energético. Se mide en euros megavatio hora relativos al coste.

1.2. Alcance

El proyecto se centra exclusivamente en el desarrollo de un sistema de optimización de baterías en el mercado eléctrico integral, de extremo a extremo. Se compone de la infraestructura operacional con la que interactuar con los elementos físicos que forman parte del sistema, la adquisición de la información del entorno de mercado a través de las instituciones regulatorias correspondientes, la modelización estructural de la situación del ciclado de las

baterías y de la instalación al completo para la resolución de la optimalidad, y el comando y control para transmitir los resultados de vuelta a la batería y mercado e informar a los agentes de mercado que supervisan los movimientos realizados por el sistema.

En cambio, el alcance no incluye el control físico del nivel eléctrico de las instalaciones, realizado por el **BMS** que viene incluido en los **BESSs** industriales y es implantado a gran escala por el integrador del sistema, como lo es Ingeteam⁴¹, debido a obvias consideraciones de seguridad y de acceso físico restringido.

Tampoco se realiza el despliegue en sí del **sistema de información de planta (PIS)** central, ya que otras tecnologías energéticas hacen uso del mismo más allá de las baterías. Esto no quita que, aunque el **PIS** ya exista de antes, el sistema desarrollado realice la integración de los activos energéticos físicos mismos con el **PIS** mediante su extensión, a única excepción de su despliegue.

Finalmente, el proyecto debe considerar procesos externos del entorno en el que es desplegado, por lo que no hay otra opción que depender de la capa de indirección del almacenamiento de la información del entorno de mercado (el **almacén de datos (DW)**), del desglose de las posiciones negociadas previamente consultadas en servicios internos, y de la última etapa de la realización de las ofertas de mercado de licitación, la cual debe, por consideraciones legales, realizarse por la parte confiable de la entidad energética dueña de los activos.

1.3. Plan de trabajo

El plan de trabajo consta de la distribución en tareas del desarrollo del proyecto en su conjunto. Se constituye de la división de los apartados en concordancia con los objetivos, desde el inicio hasta el final del proyecto integrado y de su explicación.

Estudio de la normativa Investigación de la regulación del mercado eléctrico.

Formación en el mercado eléctrico Formación sobre el funcionamiento y los procesos del mercado eléctrico.

Formación en baterías Estudio de las características técnicas de los **BESSs**.

Evaluación de las herramientas Análisis de las herramientas existentes y elección de las tecnologías.

Diseño del optimizador Diseño de la arquitectura de la optimización exclusivamente centrada en el comportamiento de las baterías.

Adaptación a mercados cuartohorarios Adaptación del sistema para su operación en los nuevos mercados cuartohorarios, diario, intradiarios y continuo.

Colocación renovable Desarrollo de la lógica para gestionar baterías junto a una planta de generación renovable colocadas.

Incorporación del sistema de información de planta Despliegue y configuración de las conexiones con los activos energéticos del **PIS**.

Pruebas unitarias de señalización Verificación independiente de la correcta comunicación de lectura y señalización de consignas del **PIS**.

Consideración parcial del entorno de mercado Realización de la primera integración parcial con datos de mercado no programáticos.

Consignación y licitaciones Desarrollo de la capacidad de enviar órdenes a las baterías y ofertas al mercado.

Obtención de datos del operador de mercado Automatización de la obtención de información relevante publicada por el **MO**.

Obtención de datos del operador del sistema Implementación de la recepción de datos técnicos y de red del **TSO**.

Cuadro de mando Creación del cuadro de mandos para la monitorización y el control del sistema.

Resolución de incidencias Corrección continua de los errores y problemas que surgen durante la operación del sistema.

Pruebas de integración de rendimiento Medición del rendimiento global (en términos monetarios) con todos sus componentes.

Análisis comparativos locales Evaluación y comparación de diferentes estrategias de operación.

Estructuración de los apartados Organización del contenido y definición de la estructura del informe final del proyecto.

Composición tipográfica Maquetación y formateo del documento.

Elaboración del contenido Redacción del cuerpo principal del informe describiendo todo el trabajo realizado.

Revisión y edición Realización de la corrección final del documento para pulir el texto y eliminar errores.

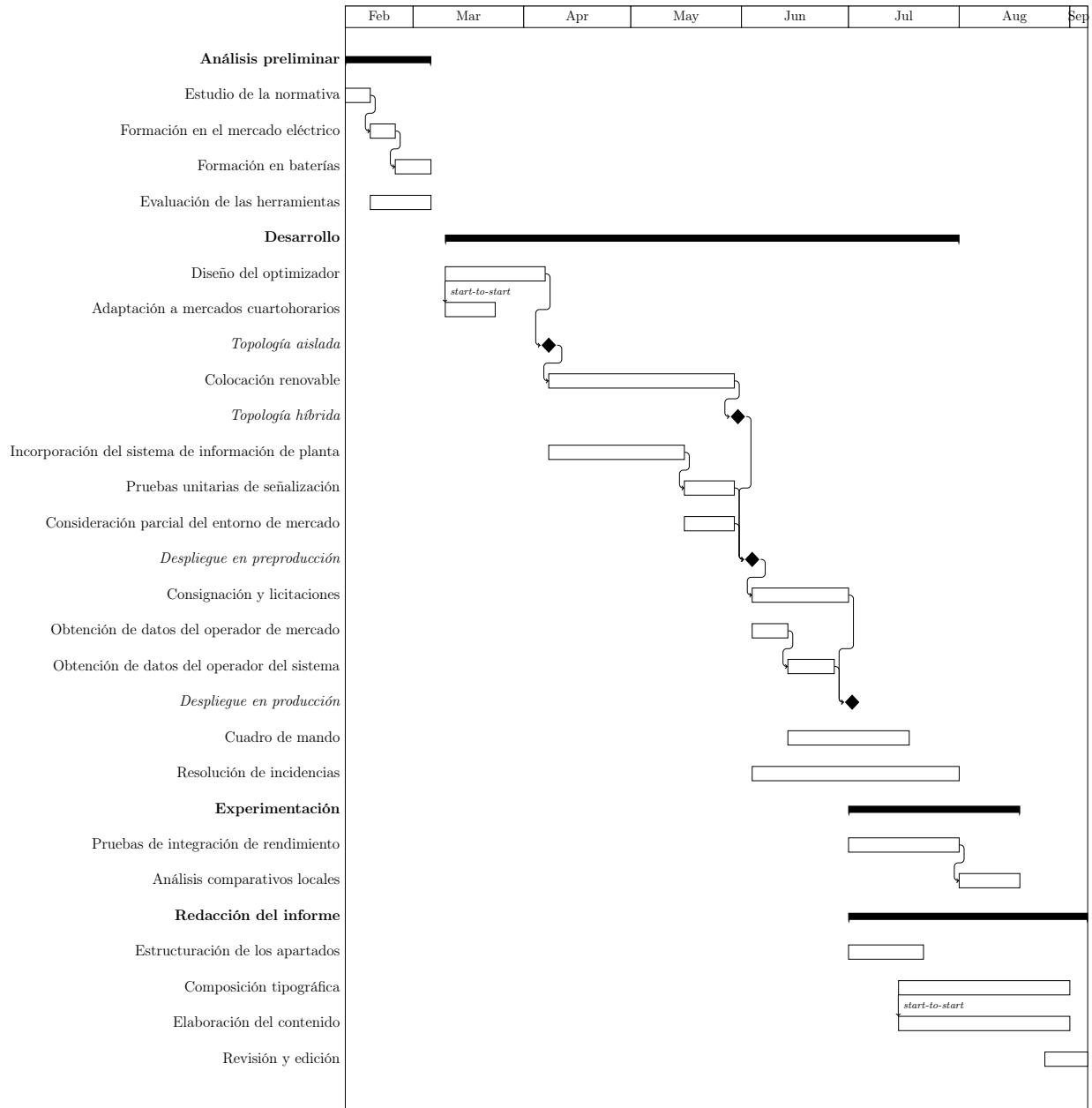


Figura 1.2: Diagrama Gantt del plan de trabajo.

Capítulo 2

Estado de la cuestión

Contextualizando el entorno, la transición hacia un sistema energético descarbonizado, impulsada por la creciente penetración de fuentes de energía renovable, como la solar fotovoltaica y la eólica, presenta desafíos significativos para la estabilidad y gestión de la red eléctrica¹⁰. Con ello, los BESS emergen como una tecnología clave para dotar de flexibilidad al sistema, solucionando el desacoplamiento entre la generación y el consumo de electricidad³¹.

El mercado eléctrico, que opera usando un modelo marginalista para los mercados spot, en donde el precio es determinado mediante el cruce de la oferta y demanda, mostrado en la figura 2.1 extraída directamente de extraída de Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), ofrece diversas oportunidades para los BESSs. Estas incluyen el arbitraje de energía en los mercados spot diario, intradiarios y continuo (de mayor a menor liquidez), en los que se centra el sistema desarrollado, y la participación en los servicios de ajuste²⁹, servicio de regulación terciaria (aFRR) y servicio de regulación secundaria (mFRR), donde se ofertan disponibilidades.

Por ello, la viabilidad económica depende intrínsecamente de la capacidad del sistema para formular y ejecutar estrategias de operación óptimas en un entorno de alta incertidumbre de precios y previsiones de generación³⁵, siendo considerada incluso una “tecnología clave para la transición energética”.

De este modo, se analiza la situación tecnológica actual de los activos de almacenamiento desde una perspectiva de mercado multifacética en la sección 2.1, se estudian los diferentes enfoques de las estrategias de optimización concretas a lo largo de la literatura en la sección 2.2, y se detallan las soluciones comerciales existentes en relación al sistema desarrollado en la sección 2.3.

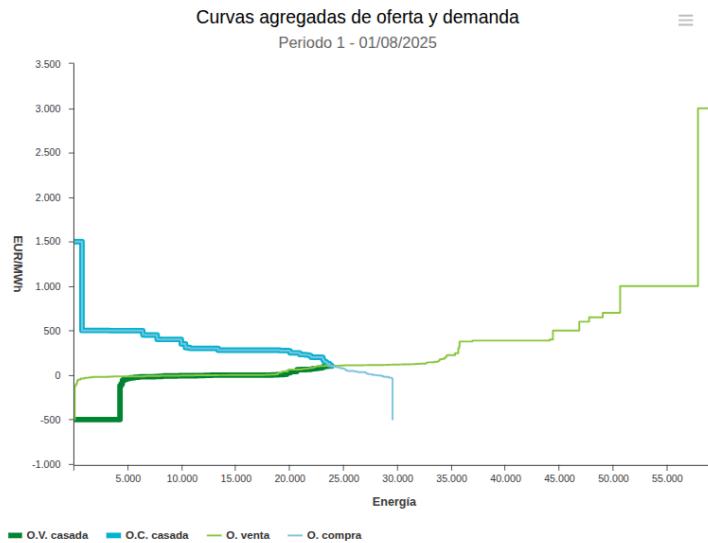


Figura 2.1: Curva de casación real del inicio del mes de agosto del mercado eléctrico marginalista, donde tan solo las ofertas de compra por encima y de venta por debajo del precio de casación son aceptadas.

2.1. Situación tecnológica

Los BESSs en los mercados eléctricos, aunque prometedores, se encuentran todavía en una fase temprana de desarrollo y adopción¹. Esta infancia se manifiesta en la rápida evolución de los algoritmos de optimización y en la muy notable reducción de costes, que son características típicas de una tecnología en las primeras etapas. Dicho fenómeno se conoce como el *rate of learning* e indica que “el coste de una tecnología disminuye a medida que aumenta su producción acumulada”^{32,52}, representado en la figura 2.2.

Por ello, la situación tecnológica de los optimizadores de BESSs varía significativamente entre el mercado eléctrico ibérico, europeo y demás, debido a diferencias en el diseño, marcos regulatorios e incentivos políticos.

Por un lado, el mercado ibérico, el pertinente al desarrollo realizado, presenta tanto oportunidades como barreras para los BESSs, y es que el altamente notorio apoyo de las tecnologías renovables crea una volatilidad de precios², que puede ser aprovechada mediante el arbitraje de energía³⁶, observado en la figura 2.3. Además, existen grandes ayudas del

¹Aunque no hayan sido históricamente populares en el mercado eléctrico, las baterías son usadas a gran escala en otras situaciones, como la carga de vehículos eléctricos.

²Debido a la cantidad de activos solares, por ejemplo, los precios se desploman cuando hace sol, pero cuando no hay recursos renovables, los precios pueden llegar a dispararse, teniendo que hacer uso de tecnologías energéticas más caras.

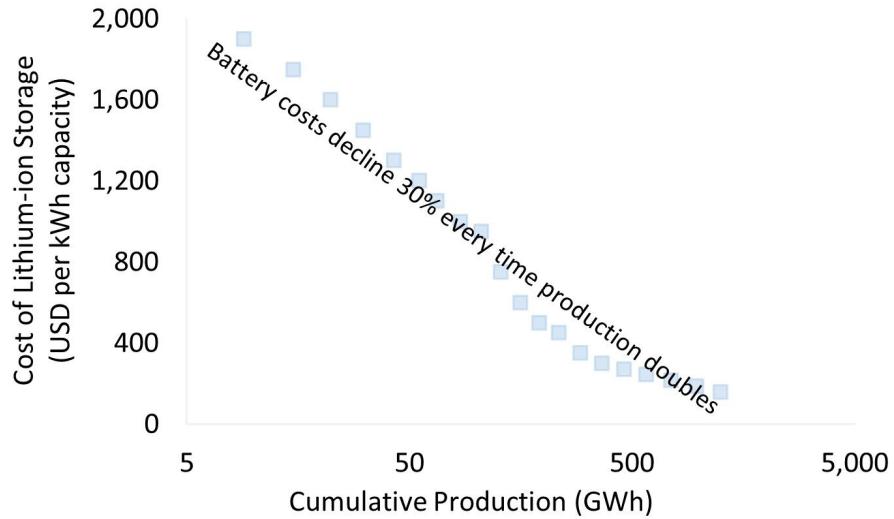


Figura 2.2: Representación de la reducción de los costes de las baterías según su uso, se observa una reducción del 10–35 % cada vez que se dobla la producción¹.

estado dirigidas a las baterías³⁷, en este caso.

En la actualidad, se subraya que la producción de las baterías en mercado ibérico es ínfima en comparación, figura 2.4 obtenida directamente de Red Eléctrica Española (REE), pero estudios económicos muestran la viabilidad potencial de los BESS si se implementa una estrategia de optimización adecuada³⁴.

A nivel europeo, países como Alemania y Reino Unido han sido los pioneros en la integración de BESSs^{46,72}, principalmente a través de mercados de regulación de frecuencia desorbitadamente remunerados, aunque la saturación de estos mercados esté llevando a una mayor dependencia de los ingresos del arbitraje de energía en los mercados spot (relacionados con el trabajo realizado).

De esta forma, los mercados europeos encaminan la situación futura del mercado ibérico, como se ve reflejado en la actualidad⁴⁸.

2.2. Estrategias de optimización

Aunque irónicamente el panorama de los BESSs en los mercados pertinentes estuviera prácticamente desierto antes de la incursión del sistema desarrollado, la literatura científica describe una variedad de enfoques de estrategias de optimización, desde la programación matemática hasta el uso de la propia inteligencia artificial.

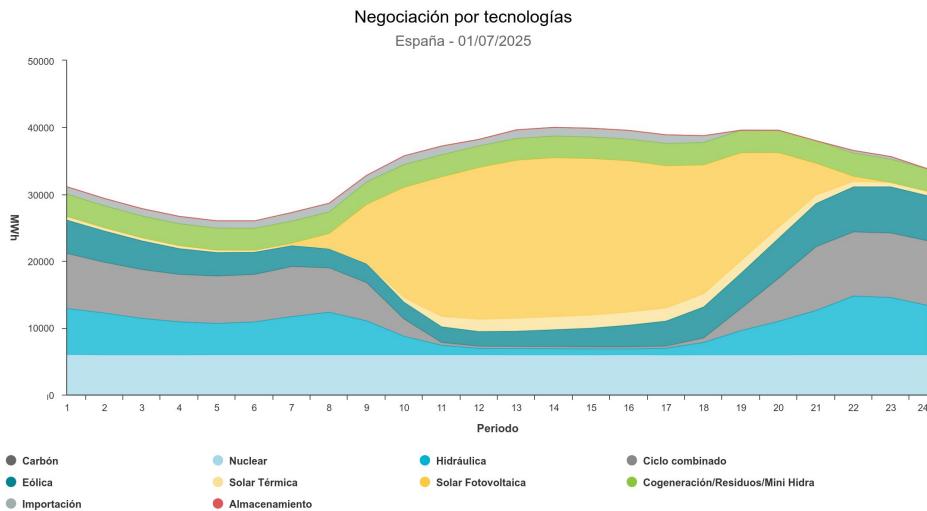


Figura 2.3: Negociación por tecnologías del inicio del mes de junio, donde las tecnologías más caras, como el ciclo combinado, abarcan la mayor parte de la generación cuando no hay tanto recurso renovable.

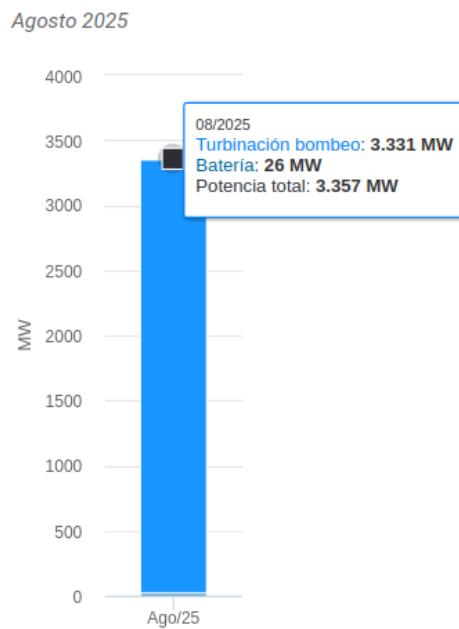


Figura 2.4: Comparación entre la media de la energía diaria real arbitrada durante mes de agosto entre el bombeo y las baterías, negociada públicamente por el sistema desarrollado.

Se observa que los modelos de programación matemática, de **programación lineal (LP)** y **programación lineal de enteros mixta (MILP)**, son los más comúnmente utilizados para la optimización de **BESSs**. Estos modelos buscan maximizar una o varias funciones objetivo (generalmente el beneficio económico) sujetas a un conjunto de restricciones que representan la situación física de la batería y las reglas del mercado⁵³. La principal ventaja de estos métodos, y la razón de su uso en el desarrollo, es su capacidad para encontrar una solución óptima garantizada.

Precisamente, la tendencia en alza de estas estrategias es la incorporación del modelado de la degradación en la formulación del sistema^{51,54,67}, intrínsecamente favoreciendo la estabilidad a largo plazo, principalmente centradas en la configuración topológica híbrida.

Interesantemente, con la creciente complejidad de los mercados y la necesidad de adaptarse a condiciones cambiantes, técnicas de inteligencia artificial han comenzado a ser investigadas^{33,47}. Resulta que algoritmos de aprendizaje por refuerzo son particularmente prometedores²², ya que permiten a un agente aprender la estrategia de operación óptima a través de la interacción directa con el entorno del mercado, sin necesidad de un modelo matemático perfecto, aunque soluciones combinando los dos aspectos hayan sido propuestas³⁰. Estos métodos son capaces de manejar la incertidumbre y la dinámica estocástica (aleatoriedad) de los precios del mercado de manera más robusta que los métodos tradicionales.

Incluso existen esfuerzos realizados al respecto dentro del contexto del mercado ibérico, como los centros tecnológicos enfocados en el desarrollo de **BMSs** a través de tecnologías más heterodoxas⁴⁰.

2.3. Soluciones comerciales

Empresas extranjeras fuera del mercado ibérico, como Enspired⁷³ en Austria, Entelios²⁴ en Alemania y Sympower⁷⁰ en Países Bajos, se especializan en la comercialización y optimización de activos energéticos, incluyendo los **BESSs**. Precisamente, más allá de la literatura, las soluciones comerciales, al igual que el trabajo realizado, son capaces de ofrecer una visión integral de todos los aspectos relacionados con la optimización de baterías, desde la infraestructura operacional, el entorno de mercado, la modelización estructural y la consigna y control.

Aunque sus estrategias de mercado sean propietarias, su operación se basa en los principios de licitación conocidos y, en este caso, en la participación en múltiples mercados, tanto spot como de regulación, para apilar los flujos de ingresos, realizando el llamado *revenue stacking*⁶⁴.

De esta forma, en caso de ser compatibles con el mercado ibérico, el *revenue stacking* se considera la ventaja principal de los sistemas de optimización de baterías en el mercado eléctrico comerciales ya asentados, con respecto al trabajo realizado.

Capítulo 3

Infraestructura operacional

El desarrollo del sistema, visto desde una perspectiva *bottom-up*, comienza con la capa de abstracción más baja, correspondiente con la infraestructura operacional.

Esta infraestructura, mayormente relacionada con el apartado físico del paradigma del IIoT, integra el hardware de campo con el software de análisis y constituye el pilar fundamental del sistema. Actúa como la conexión indispensable entre los dispositivos y sensores físicos reales, la lógica abstracta del modelo de optimización matemática y la comunicación de vuelta con los resultados obtenidos.

Como es entendible, el desarrollo ha hecho uso de la infraestructura operacional ya existente en cuanto a la red interna de las instalaciones a controlar. De cualquier otro modo, el despliegue real del sistema desarrollado no hubiera sido posible, ya que se necesitarían recursos a gran escala no comúnmente disponibles, pudiendo visualizar el activo energético principal en cuestión en la figura 3.1.

Por ello, la principal contribución del apartado de la infraestructura operacional se ve reflejada en la configuración, securización, despliegue y validación de la herramienta de conexión entre los activos físicos y del historiador del PIS, a través de los correspondientes protocolos de comunicación posteriormente descritos. Se busca la integración estandarizada con los componentes ya existentes, para el correcto funcionamiento de las instalaciones que alojan los BESSs, mientras se tiene en cuenta que los sistemas de almacenamiento apenas son una pequeña parte de la red al completo. Se desarrolla en colaboración con el departamento de telecontrol de la entidad energética correspondiente.

De esta forma, es posible obtener una visión más completa a través del análisis realizado en la sección 3.1, que define la arquitectura de la disposición de los activos energéticos y las múltiples restricciones operativas fundamentales tenidas en cuenta por el desarrollo.

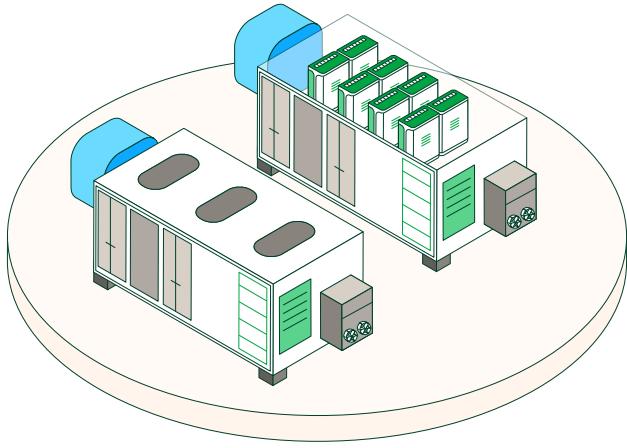


Figura 3.1: Diagrama de un sistema de almacenamiento de energía en baterías³⁸.

También, se examinan los componentes físicos que forman parte de la infraestructura al completo, detallados en la sección 3.2, que actúan como la fuente primaria de la obtención de datos. Además, se explora la comunicación que unifica estos componentes en la sección 3.3, facilitando un intercambio de datos estandarizado. Con esto, se describe la gestión de la información obtenida en la sección 3.4, detallando su rol en el almacenamiento, la gestión y la validación de los datos operativos. Por último, se explica como los datos de la infraestructura obtenidos son transformados y consumidos en la sección 3.5. El flujo de información de la infraestructura operacional se representa en la figura 3.2.

3.1. Configuración topológica

Resulta que en los BESSs, la efectividad operativa y la rentabilidad, esta última sobre todo, no dependen exclusivamente de la tecnología intrínseca utilizada o de la optimidad de su operación, sino que están condicionadas fundamentalmente por su configuración topológica.

Esta disposición es absolutamente necesaria para llegar a comprender el funcionamiento de la representación operacional de las plantas, ya que una de las principales motivaciones del desarrollo del sistema ha resultado ser la intención de aprovechar las ventajas que brindan las topologías más avanzadas e integradas con el resto de activos, como lo es la topología híbrida aquí descrita. Posteriormente, en el apartado 5 de modelización estructural, se describe la implementación de la lógica topológica, y en el apartado 7 de resultados experimentales, las diferencias en la operación de las topologías.

Así, la topología de una instalación energética se refiere a la arquitectura física de conexión de los activos energéticos con la red eléctrica y otros elementos de generación o consumo

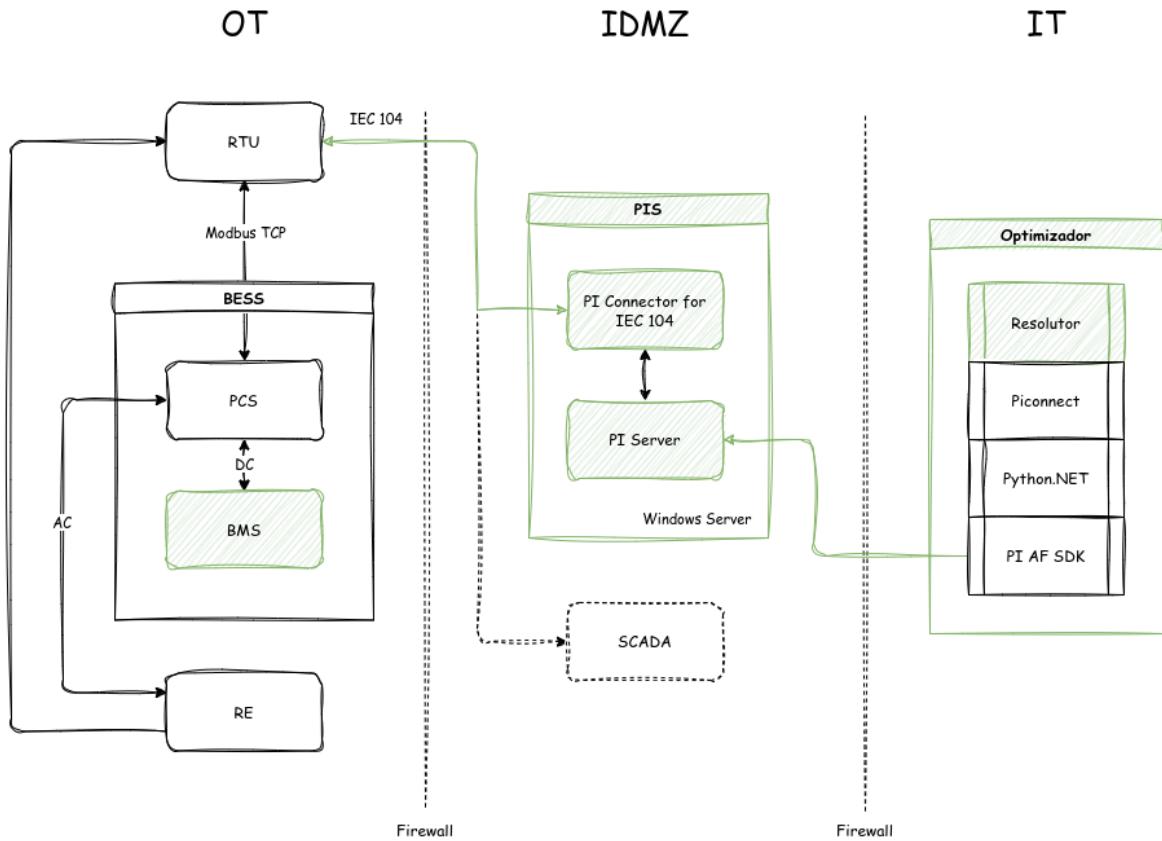


Figura 3.2: Arquitectura del flujo de información de la infraestructura operacional, diferenciando los elementos pertinentes al proyecto. Se muestra la localización de cada uno de los componentes relacionados con la infraestructura operacional en las redes **OT**, **IDMZ** e **IT**, separadas por firewalls. En la red operacional, la comunicación de las señales provenientes del **BMS** se realiza entre la **RTU** y el **PIS** a través de IEC 60870-5-104. En la red desmilitarizada, el **PI Connector para IEC 60870-5-104** desplegado actúa como gateway y enruta la información al **PI Server**. En la red informacional, el optimizador, dotado del **PI AF SDK**, se encarga de sobreponer la barrera entre redes mediante el interop entre **.NET** y **Python**. Además, se señala la existencia de un flujo alternativo del sistema **SCADA** externo, que destaca el planteamiento directo usado al no requerir de una capa de indirección entre el **SCADA** y el **PIS**.

dentro de la instalación misma en todo su conjunto⁶², la cual define los flujos energéticos posibles y, por ello, impone las restricciones estructurales que el modelo de optimización debe considerar como premisas inviolables para garantizar la validez física y económica de las soluciones.

Precisamente, estos flujos energéticos son los que dictan los canales de importación y exportación de energía entre la red pública de alta tensión, controlada por el **TSO**, y la red interna de media tensión de la entidad energética, manejadas las instalaciones de almacenamiento mismas por el control del sistema desarrollado, a través del llamado **punto frontera (PF)**.

UFI	UP	UOF	Descripción
BPLLANC	AFIBHFC	AFIBHFC	Batería Compra
BPLLANV	FBHIBHV	IBEVD22	Batería Venta
PLLANO	FBHIBHV	IBEVD22	H.B. Puertollano II
BURKIC	AFIBHEC	AFIBHEC	Batería Compra
BURKIV	EBHIBHV	IBEVD24	Batería Venta
ELGURKI	EBHIBHV	IBEVD24	P.E. Elgea-Urkilla

Tabla 3.1: Unidades físicas, de programación y de oferta de múltiples instalaciones.

Los flujos energéticos individuales, o, mejor dicho, las interfaces correspondientes a los mismos, son conocidos como **unidad física (UFI)**, mientras que la interfaz que oferta en mercado y engloba las **UFIs** es llamada **unidad de programación (UP)** desde el punto de vista del **TSO** y **unidad de oferta (UOF)** desde la perspectiva del **MO**, como se muestra en la tabla 3.1..

El sistema desarrollado, por tanto, hace uso de la configuración topológica ya existente, es decir, no se encarga de la implantación física de los activos energéticos o de la conexión de los mismos con la red física, ya que eso queda bien fuera del alcance del diseño. En cambio, sí que hace uso de los diferentes componentes mediante sus correspondientes canales.

De esta forma, en términos generales y en el ámbito del mercado eléctrico peninsular, como es el caso, las instalaciones que alojan baterías de escala industrial se pueden clasificar principalmente en dos grandes familias, la configuración aislada y la híbrida, basada la terminología en las definiciones oficiales del Estado¹⁸.

3.1.1. Topología aislada

La configuración aislada o *standalone* representa el arquetipo más directo de despliegue de un **BESS**²⁷.



Figura 3.3: Diagrama de una instalación aislada con su activo de almacenamiento y sus correspondientes flujos energéticos²⁵.

En esta topología, la batería es el único activo energético de la instalación y su principal propósito es interactuar con la red eléctrica pública de alta tensión, conectada a través del PF a la red interna de media tensión, como se observa en la figura 3.3.

Esto significa que la operación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías aislado se centra puramente en el intercambio de energía con la red, lo que tan solo permite definir dos interfaces de flujo energético.

- La interfaz de importación se corresponde al flujo de energía desde la red al BESS. Este flujo comprende la única fuente de carga de la batería.
- La interfaz de exportación representa el flujo de energía desde el BESS a la red. En contrapunto, se corresponde con la descarga de la batería.

Con ello, esta topología es más común en las instalaciones energéticas principalmente dedicadas al negocio en los mercados de ajuste⁹, de tal forma que no necesiten encargarse del aprovechamiento energético de otros posibles activos energéticos dentro de la misma instalación.

Precisamente, uno de los ejemplos más representativos de esta topología en la actualidad es el BESS de Abadiño, en donde el negocio principal se realiza en los mencionados mercados de ajuste (las diferencias entre la situación actual y futura de las instalaciones *standalone* resulta especialmente interesante y es evaluada posteriormente en la sección 7.3).

A pesar de su aparente simplicidad, los análisis de mercado demuestran que la viabilidad económica de la topología aislada es limitada^{5,6,44}.

El margen diferencial de precios, también conocido como *spread*, entre las horas de bajo coste (valle) y alto coste (pico), a menudo resulta insuficiente para generar los ingresos necesarios que permitan amortizar la elevada inversión de capital y cubrir el CAPEX y OPEX, incluyendo la degradación.

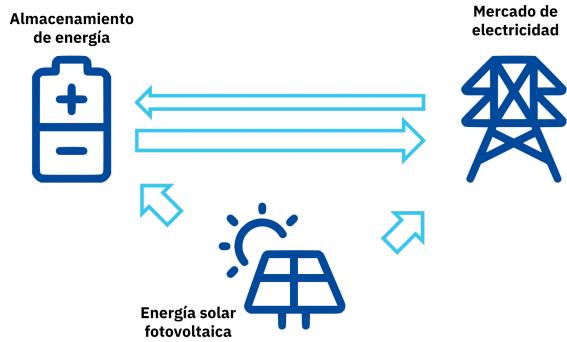


Figura 3.4: Diagrama de una instalación híbrida con sus activos de almacenamiento y generación y sus correspondientes flujos energéticos²⁵.

De hecho, para que estas instalaciones sean rentables, generalmente deben diversificar sus fuentes de ingresos mediante la participación activa en los dichos mercados de servicios de ajuste, como el aFRR y el mFRR, teniendo que ofrecer disponibilidades de frecuencia y potencia. Aunque la participación en estos mercados de regulación ofrezca una remuneración por la disponibilidad de capacidad, lo que se adapta perfectamente a la rápida respuesta de conmutación de las baterías, proporciona flujos de ingreso inestables de cara al futuro. Esto es debido al enorme crecimiento de la implantación de BESSs esperado, aumentando la oferta de disponibilidad y, por lo tanto, reduciendo a su vez las ganancias generadas individualmente por las baterías.

Cabe destacar que, aun teniendo una baja rentabilidad esperada, el sistema desarrollado soporta la configuración aislada sin ninguna complicación, al ser diseñado con una arquitectura modular en mente, capaz de adaptarse a, presuntamente, cualquier configuración topológica.

3.1.2. Topología híbrida

Con el propósito de superar las limitaciones del modelo aislado y maximizar el aprovechamiento de la energía, han emergido con fuerza las configuraciones híbridas⁸, el principal enfoque del sistema.

Estas topologías se definen por la llamada colocación del activo de generación, generalmente de generación renovable, fotovoltaica o eólica, con un BESS, como se muestra en la figura 3.4.

Aunque los activos energéticos comparten ambos el mismo PF, desde donde importan

o exportan la energía a la red eléctrica, la batería es capaz de operar mediante lo que se conoce como *behind the meter*. Esto es porque el flujo energético se mantiene dentro de la red interna de media tensión, sin volcarse necesariamente a la red pública de alta tensión.

- Las interfaces de importación se corresponden tanto al flujo de energía desde la red hacia el BESS como al flujo energético desde la generación energética al BESS. Más allá de posibles restricciones estructurales u operativas, el sistema desarrollado debe ser capaz de diferenciar y seleccionar correctamente el canal de importación más adecuado según la situación analizada.
- Las interfaces de exportación representan, por un lado, el flujo de energía desde el BESS hacia la red, y por el otro, el flujo de energía desde la generación energética a la red. Como se tratan de dos activos energéticos separados, el desarrollo debe tenerlos en cuenta a los dos a la hora de realizar el arbitraje y dar la opción de comunicar no solo los resultados de la batería, sino también los de la generación, al estar enlazados entre sí, como se detalla en la sección 5.3.

Esta capacidad de carga interna transforma bastante notablemente el modelo operativo. Sin embargo, el término de hibridación mismo no describe un modelo único, ya que las restricciones operativas varían entre instalaciones, lo cual exige una flexibilidad muy grande por parte del funcionamiento del sistema desarrollado. Por ello, la herramienta identifica y soporta de forma genérica las siguientes operaciones de la topología híbrida.

Híbrida flexible La configuración más versátil. El sistema de control tiene total libertad para decidir la fuente de carga (red eléctrica o generación energética) basándose exclusivamente en el criterio óptimo del algoritmo de control, que principalmente se trata de la maximización del beneficio. La instalación híbrida fotovoltaica y de almacenamiento de Puertollano es un arquetipo de este modelo.

Híbrida con prioridad de carga de generación Opera bajo una restricción no económica, es decir, debe sacrificar beneficio para cumplir con las limitaciones del funcionamiento físico de la instalación. Una norma operativa de naturaleza física, aunque también pueda ser contractual o regulatoria, obliga al BESS a absorber toda la energía generada por la planta antes de poder cargar desde la red. La planta híbrida eólica y de almacenamiento de Urkilla ejemplifica este tipo de limitación.

Híbrida con carga aislada de la red Representa el escenario más restrictivo. La interfaz de importación desde la red para la carga del BESS está física o lógicamente deshabilitada, siendo la planta renovable asociada la única fuente de carga. Este modelo limita la operación a estrategias de autoconsumo de la producción renovable, donde se puede llegar a reservar parte de la generación para la batería. La instalación

híbrida fotovoltaica y de almacenamiento de Campo Arañuelo es una representación de esta configuración.

La hibridación, incluso en sus formas más restrictivas, ofrece ventajas comparativamente altamente decisivas. Resulta que permite maximizar el valor de la energía renovable, almacenando excedentes que de otro modo se verterían a coste nulo. Además, al cargar desde la fuente renovable local, se evitan los costes regulatorios asociados al uso de la red pública⁶¹ (peajes y cargos como el IVPEE, el bono social o las subvenciones del operador del sistema), lo que representa un ahorro directo y sustancial que mejora drásticamente los márgenes de arbitraje.

3.2. Instrumentación de campo

La instrumentación de campo constituye el conjunto de dispositivos físicos que actúan como la interfaz directa entre los flujos energéticos. Por un lado, se encargan de medir con precisión las variables físicas clave (como la potencia, tensión, SoC, etc.) y por otro, son los actuadores que ejecutan las órdenes generadas por la lógica de control y optimización.

Concretamente, a partir de los componentes del **BMS**, sistema de conversión de energía (**PCS**), transformador de medida y **RTU**, ofrecidos por entidades como CATL¹¹ e Ingeteam⁴², el sistema extrae las siguientes señales.

Estado de carga Indica el porcentaje de energía en la batería. Es la variable más crítica para la toma de decisiones de carga y descarga. Expresado en porcentaje y megavatios hora¹ y ofrecido por el **BMS**.

Estado de salud Representa la capacidad actual de la batería en comparación con su capacidad nominal, reflejando su nivel de degradación a lo largo del tiempo. Expresado en porcentaje y megavatios hora¹ y ofrecido por el **BMS**.

Límites de potencia de carga y descarga local Potencia máxima que el sistema de almacenamiento de baterías puede admitir o entregar en un momento dado, la cual puede estar limitada por factores internos como la temperatura. Expresados en megavatios y ofrecido por el **BMS**.

Disponibilidad Señalización de la disponibilidad del estado interno de la batería, en forma de la cantidad de módulos o conjunto de celdas de carga disponibles en un momento

¹Dependiendo de la batería, aún todas siendo del mismo fabricante, es expresado de un modo u otro, por alguna razón.

dado, dependiendo de posibles fallos en la operación del sistema de almacenamiento. Expresado en porcentaje y ofrecido por el **BMS**.

Programa El valor de consigna que el **BMS** está intentando seguir actualmente. Expresado en megavatios y ofrecido al **BMS**.

Potencia activa de carga y descarga Medida en tiempo real de la potencia neta que se está inyectando o absorbiendo de la red. Expresado en megavatios y ofrecido por el **PCS**.

Potencia activa de importación y exportación La medición física de la potencia bruta que fluye a través del punto frontera, siempre dentro de la red de media tensión. Expresado en megavatios y ofrecido por los transformadores de medida.

Límites de potencia de descarga global La máxima potencia de descarga que la planta puede ofrecer en su conjunto, la también llamada potencia estructural, que debe ser comunicada previamente al **TSO** por consideraciones legales. Expresados en megavatios y ofrecido por el **RTU**.

Modo de control actual Indica si la planta opera siguiendo las consignas externas señalizadas por el sistema a través del programa, o automáticamente por su cuenta según modos de funcionamientos internos no usados en el proyecto. Ofrecido por el **RTU** y se fija en el seguimiento del programa.

De tal forma, estas son las señales de entrada y salida comunicadas a través de los protocolos de comunicación descritos en la siguiente sección [3.3](#), las cuales deparan en el **PIS** de la sección [3.4](#) tras ser adecuadamente configuradas.

3.3. Protocolos de comunicación

Una vez los sensores han medido las variables físicas, los datos deben transmitirse de manera fiable y estructurada generalmente hasta la plataforma central o, en este caso, al **PIS**.

Para ello es necesario llevar a cabo una correcta selección de los protocolos de comunicación industriales a utilizar, siendo esta una de las tareas realizadas en el ámbito de la comunicación fuera de los activos de la instalación interna.

El principal desafío en entornos industriales es la interoperabilidad, siendo esta la capacidad de los diferentes dispositivos de intercambiar información sin ambigüedades. Por eso,

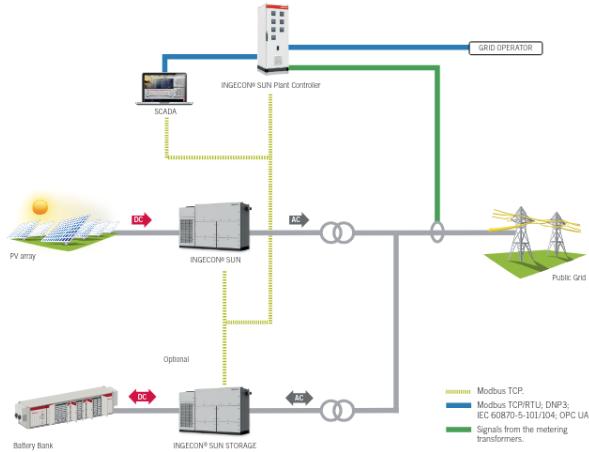


Figura 3.5: Diagrama de la interacción entre los dispositivos y sensores físicos de campo.

los protocolos de comunicación son las reglas que actúan como el formato común para lograr esta necesaria interoperabilidad.

De esta forma, el **PIS**, explicado más adelante en la sección 3.4, debe entablar un vínculo con el controlador de planta o **RTU**, concretamente. Pero, a la misma vez, el **RTU** mismo necesita interactuar con el resto de activos físicos si se pretende controlarlos de forma precisa.

Esa es la razón de la exposición de múltiples protocolos, ya que la comunicación entre los activos energéticos y el **RTU** se realiza mediante Modbus TCP de forma agnóstica al sistema desarrollado, mientras que la comunicación entre el **RTU** y el **PIS** es a través de IEC 60870-5-104.

3.3.1. Modbus TCP

Modbus es uno de los estándares de facto en la automatización industrial por su simplicidad. Generalmente, es considerado uno de los estándares de comunicación industrial más ampliamente soportados⁶⁹.

El protocolo sigue un modelo de comunicación conocido como maestro-esclavo, donde un dispositivo cliente (maestro) inicia las transacciones enviando peticiones a los dispositivos servidores (esclavos) para leer o escribir datos. Permite la interacción simple con sus relés, registros de entrada, registros de consigna y entradas discretas.

Los servidores responden a estas peticiones, asegurando un intercambio de información estructurado y fiable. Modbus TCP es precisamente ampliamente utilizado para la comu-

nicación en la industria, al utilizar, como su propio nombre indica, el protocolo de capa de transmisión TCP/IP internamente. Ventajosamente, no requiere de lazos físicos entre los activos.

Dentro de la arquitectura del sistema, el protocolo Modbus TCP es utilizado para la comunicación interna entre los activos energéticos de la instalación, como los **BESSs** y los **PCSs**, y la **RTU**. Esta elección, realizada por el integrador de la infraestructura física ajeno al desarrollo, se debe a su amplia adopción por parte de los fabricantes de equipos industriales y a su facilidad de implementación.

3.3.2. IEC 60870-5-104

El estándar IEC 60870-5-104 es un protocolo de comunicación diseñado específicamente para el telecontrol y la automatización de sistemas de energía eléctrica, lo que se adecúa perfectamente al caso de uso pertinente³⁹.

Actúa como una extensión del protocolo IEC 60870-5-101 y lo adapta para la comunicación a través de redes TCP/IP, simplificando su despliegue.

A diferencia de Modbus, este protocolo permite una comunicación orientada a eventos y no solicitada o espontánea, donde un dispositivo subordinado (servidor) puede enviar datos al sistema de control (cliente) sin una petición previa, lo cual es crucial para la notificación inmediata de alarmas o cambios de estado.

IEC 60870-5-104 también permite enviar señalizaciones de calidad correspondientes a un valor, de hecho, es relativamente común ver señales sobre pasando los límites operacionales, como el estado de carga de una batería obtenido a mediante el protocolo observado en la figura 3.6. Por suerte, estas señalizaciones de calidad permiten identificarlas, junto a valores inválidos, no actualizados, manuales, bloqueados o erróneos.

Con esto, se debe mencionar que el sistema desarrollado hace uso tanto de las señales a través de *polling*, como de las señales espontáneas (asíncronas), aunque de forma más reducida en el caso de estas últimas. Concretamente, estas son configuradas para dar opción a la herramienta de optimización a conocer señales relacionadas con la disponibilidad de los recursos, y es que puede que el **BESS** haga saltar una alarma en caso de que se pierdan suficientes módulos de carga para afectar a la disponibilidad.

En el contexto del sistema desarrollado, el protocolo IEC 60870-5-104 es el canal de comunicación principal entre el **RTU**, que actúa como servidor IEC 60870-5-104, y el **PIS**, que actúa como cliente. Esta comunicación es fundamental para transmitir los datos operativos de los activos energéticos al historiador de datos y, a su vez, para enviar las consignas de

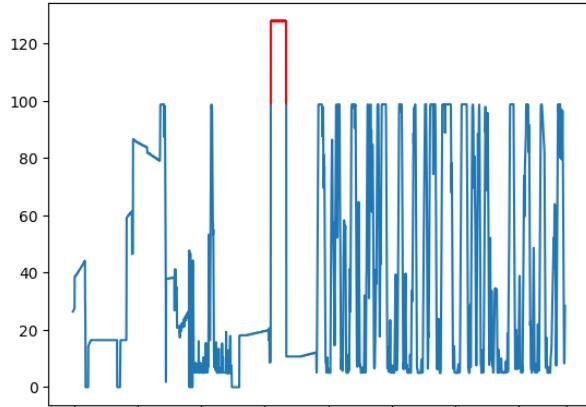


Figura 3.6: Los valores del estado de carga excedente con respecto al límite operativo son registrados como inválidos por el protocolo.

operación, los comandos de carga y descarga, desde el sistema de optimización hacia la planta.

Precisamente, la elección absolutamente fundamental del uso del protocolo IEC 60870-5-104 se realiza debido no solo a la capacidad de mensajería orientada a eventos, sino, principalmente, a las consideraciones de cumplimiento con los estándares impuestos por la institución dueña de la red eléctrica pública, el **TSO**, parte de sus funciones detalladas según su identificador conocido como **dirección común de unidad de datos del servicio de aplicación (ASDU)** en la tabla 3.2.

Ellos detallan el uso del protocolo para garantizar la respuesta con respecto al intercambio de información de la red. Por lo tanto, el sistema desarrollado se limita a seguir con la utilización de los estándares impuestos. De esta forma, se muestran para enfatizar el razonamiento industrial real por detrás de la decisión tomada del uso de IEC 60870-5-104, el cual está incluso ratificado oficialmente en España²¹.

3.4. Sistema de información de planta

Conociendo ya tanto los activos físicos disponibles, de los cuales obtener los datos sensoriales, como los canales de comunicación, es necesario ofrecer una interfaz de interacción bidireccional entre la herramienta principal que realiza la optimización operativa y la infraestructura física.

Para esta función crítica, la arquitectura del sistema se apoya en parte de la infraestructura preexistente del **PIS** desplegado.

ASDU	Descripción	Mnemónico	Prioridad
103	Sincronización del reloj	C_SC_NA_1	Alta
147	Programa de consumo	M_PC_AA	Baja
149	Datos de tiempo real (Consumo)	M_TR_AA	Baja
155	Datos de tiempo real (Generación)	M_TR_GN	Baja
169	Orden de reducción de potencia	C_PR_IK	Alta
180	Petición de programa de consumo o de parada/mantenimiento	C_PC_AA	Baja
182	Petición de datos de tiempo real	C_TR_AA	Baja

Tabla 3.2: Extracto de las funciones de aplicación asociadas definidas por el operador del sistema de transporte para la comunicación del sistema con la red eléctrica, consolidadas en el llamado **SCECI**¹³. El sistema hace uso de sus propias funciones de aplicación asociadas, comunicadas en última instancia a la red a través de los aquí mostrados.

Precisamente, en muchas arquitecturas de sistemas industriales reales en producción, la totalidad de la información entrante y saliente de los activos físicos pasa por el sistema SCADA. En cambio, aunque en la arquitectura general del desarrollo propio sí que tenga cabida uno de esos sistemas, la comunicación con los activos físicos es realizada sin ningún tipo de indirección secundaria, significando que el sistema SCADA queda fuera del alcance y no es pertinente al diseño realizado. Es decir, la información fluye directamente al **PIS** sin pasar por el SCADA, aunque exista un sistema SCADA externo.

3.4.1. Contextualización del sistema

De esta forma, el **PIS** seleccionado se trata del llamado PI System de AVEVA (antes OSIsoft), una plataforma tecnológica diseñada para la gestión de datos de operaciones en tiempo real a escala industrial, que viene como anillo al dedo al caso de uso del sistema⁴.

Su núcleo principal, el PI Server, actúa como un repositorio centralizado que no solo almacena, sino que también enriquece y contextualiza los extensos flujos de datos de series temporales provenientes de la instrumentación de campo.

Si bien el componente del servidor en concreto ya se encontraba desplegado, entendiblemente para controlar el resto de instalaciones no relacionadas con los **BESS**, su alcance no se extendía a la monitorización y control de los activos energéticos específicos pertinentes al desarrollo realizado, las instalaciones con activos de almacenamiento, concretamente.

Por lo tanto, una contribución fundamental resulta ser el diseño, la implantación y la configuración detallada de los canales de comunicación bidireccionales usando los componentes descritos anteriormente para integrar estos activos, detallado el diseño en la figura 3.7.

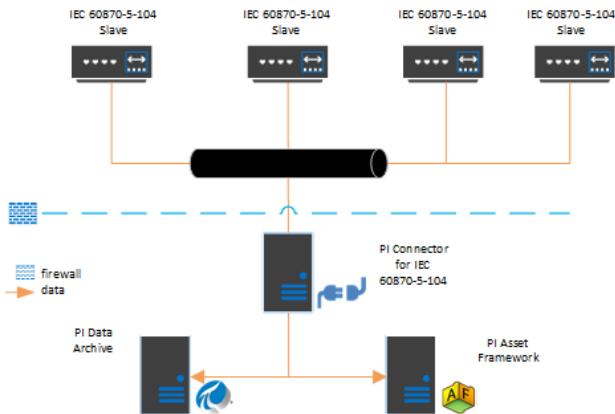


Figura 3.7: Arquitectura de los canales de comunicación del sistema de información de planta⁴.

Para ello, se ha desplegado el PI Connector para IEC 60870-5-104, un componente de software que actúa como traductor entre el protocolo de telecontrol estándar del sector eléctrico y el ecosistema del PI System, mostrado también en la figura 3.7.

3.4.2. Consideraciones de seguridad

Es bien sabido que las consideraciones de seguridad no son una característica más de los sistemas críticos industriales que controlan activos energéticos, sino que deben ser tomados como requerimientos fundamentales.

Por ello, el proceso de puesta en marcha requiere de una configuración precisa para garantizar, por una parte, la integridad de los datos y, por otra, su seguridad. Con esto, el conector es desplegado en un servidor Windows Server 2022 dedicado dentro de una llamada **IDMZ**, asegurando la independencia y seguridad de las comunicaciones.

Las **IDMZ** se encuentran entre las redes de **OT** y de **IT** y se diferencian en que deben intentar asegurar la disponibilidad y los tiempos de respuesta de los procesos físicos industriales que alojan. Esto se traduce en que no se alojan necesariamente cerca de las fuentes de datos de campo, ni directamente junto al resto de servicios informacionales, sino que deben existir en las localizaciones relacionadas con la sala de control que supervisa el funcionamiento correcto de dichos servicios con por lo menos una seguridad mínimamente mayor.

Como tanto el conector como el servidor del **PIS** se encuentran en la misma **IDMZ** y no en una red **OT** en contrapunto a la red **IT**, no es necesario introducir otra capa de

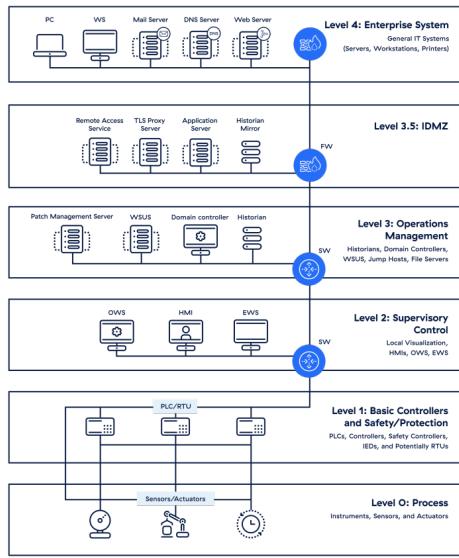


Figura 3.8: *Modelo Purdue para la seguridad de los sistemas de control industrial*⁷⁸.

indirección. Esta capa actuaría como intermediario seguro para respetar las políticas de seguridad entre las redes, pero eso significa que debe existir un control en forma de *firewall* más avanzado aún entre redes para que la herramienta de optimización pueda acceder al historiador (el **PIS**), en forma del llamado PI Relay. Aún así, gracias a la arquitectura usada, no es necesario introducir esta complejidad añadida a costa del aislamiento total entre redes (se sigue manteniendo el aislamiento necesario).

De esta forma, se observa que, en concreto, el despliegue del conector, actuando como *gateway* entre el protocolo de comunicación y el historiador de datos, y precisamente el historiador de datos mismo, se encuentran posicionados en el nivel 3.5 de la zona desmilitarizada industrial de la **PERA**, el cual define un modelo estructural estandarizado para la seguridad de los sistemas de control industrial.

3.4.3. Configuración funcional

La parametrización del conector, junto con la especificación de parte la lógica de traducción a llevar a cabo, se ha realizado mediante el administrador del conector mostrado en la figura 3.9.

Por la parte de la selección del PI Server al cual transmitir los datos, se especifica la

Figura 3.9: Interfaz del administrador del conector mostrando el descubrimiento de señales del dispositivo subordinado.

dirección IP y el puerto del mismo. En concreto, el tipo de servidor se debe corresponder con la tecnología de archivado del historiador usada, la cual resulta ser PI Data Archive, a diferencia de PI Asset Framework de más alto nivel.

Desde la perspectiva de la fuente de datos, se requiere introducir la localización del dispositivo primario subordinado de IEC 60870-5-104.

Junto a ello, se ajustan los parámetros clave del protocolo en sí, como las **ASDUs**, que identifican únicamente a la estación. Para facilitar el descubrimiento, es posible enviar un comando de **interrogación general (GI)** utilizando la ASDU 0xFFFF que devuelva todos los canales encontrados en el dispositivo subordinado, y filtrarlos posteriormente.

A su vez, para garantizar un tiempo de respuesta razonable, se configuran también los temporizadores del protocolo. El temporizador t_1 determina el timeout de la confirmación de datos enviados, el t_2 el timeout de envío del reconocimiento si no se han enviado datos nuevos, y el t_3 el timeout de inactividad de la conexión.

Como el servicio de ajuste obligatorio (no remunerado) con menor granularidad es de 30 segundos máximo, es decir, se deben enviar pulsos que cubran el 50 % de la regulación en menos de 15 segundos y el 100 % en menos de 30 segundos para controlar la batería¹⁷, es necesario aplicar valores menores o iguales a dichos tiempos a los temporizadores t_1 y t_2 , 4 segundos según recomendaciones, concretamente.

Es importante recalcar que aunque la menor granularidad a la que deben trabajar las baterías sea tan baja, el sistema desarrollado nunca necesitará de un tiempo de respuesta tan rápido, ya que controla el arbitraje de batería en mercados de más alta granularidad (mayor

Dirección de Operación del Mercado					
DÍA	APERTURA	CIERRE	RONDA/IDA	NEGOCIACIÓN MERCADOS IDAs Y CONTINUO - DÍA DE 24h	
				PERIODOS EN NEGOCIACIÓN	
D-1	14:00	15:00	R. 17 IDA1	65 (H17Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	15:00	15:20	R. 18	69 (H18Q1) - 96 (H24Q4)	
D-1	15:20	16:00		69 (H18Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	16:00	17:00	R. 19	73 (H19Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	17:00	18:00	R. 20	77 (H20Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	18:00	19:00	R. 21	81 (H21Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	19:00	20:00	R. 22	85 (H22Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	20:00	21:00	R. 23	89 (H23Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	21:00	22:00	R. 24 IDA2	93 (H24Q1) - 96 (H24Q4)	1 (H01Q1) - 96 (H24Q4) 1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)
D-1	22:00	22:20	R. 1		
D-1	22:20	23:00		1 (H01Q1) - 96 (H24Q4)	
D-1	23:00	0:00	R. 2	5 (H02Q1) - 96 (H24Q4)	
D	0:00	1:00	R. 3	9 (H03Q1) - 96 (H24Q4)	
D	1:00	2:00	R. 4	13 (H04Q1) - 96 (H24Q4)	
D	2:00	3:00	R. 5	17 (H05Q1) - 96 (H24Q4)	
D	3:00	4:00	R. 6	21 (H06Q1) - 96 (H24Q4)	
D	4:00	5:00	R. 7	25 (H07Q1) - 96 (H24Q4)	
D	5:00	6:00	R. 8	29 (H08Q1) - 96 (H24Q4)	
D	6:00	7:00	R. 9	33 (H09Q1) - 96 (H24Q4)	
D	7:00	8:00	R. 10	37 (H10Q1) - 96 (H24Q4)	
D	8:00	9:00	R. 11	41 (H11Q1) - 96 (H24Q4)	
D	9:00	10:00	R. 12 IDA3	45 (H12Q1) - 96 (H24Q4)	49 (H13Q1) - 96 (H24Q4)
D	10:00	10:20	R. 13		
D	10:20	11:00		49 (H13Q1) - 96 (H24Q4)	
D	11:00	12:00	R. 14	53 (H14Q1) - 96 (H24Q4)	
D	12:00	13:00	R. 15	57 (H15Q1) - 96 (H24Q4)	
D	13:00	14:00	R. 16	61 (H16Q1) - 96 (H24Q4)	

Figura 3.10: Calendario de negociación de los mercados eléctricos intradiarios y continuo⁵⁸.

o igual a 15 minutos). Tan solo se modifican los temporizadores para, de forma ajena al desarrollo, tener la opción de habilitar los sistemas de almacenamiento de energía en batería no solo para el uso del sistema propio, sino para el negocio simultaneo en los mercados auxiliares previamente descritos y servicios de regulación, que son los que disponen de esta granularidad reducida.

Finalmente, intentando asegurar la sincronización de los sensores y evitar la perdida de información, la periodicidad de la **GI**, comando esencial del protocolo que solicita una actualización completa de todos los puntos de datos, se define en 1 hora. Esto es debido a que este valor se corresponde con el intervalo mínimo entre la negociación de dos mercados, mostrado en la figura 3.10, lo que es diferente de la granularidad del mercado. Aún así, los búferes de transmisión de las unidades remotas permiten disminuir notablemente la perdida de datos. Esto es relevante ya que el sistema de control de planta no realiza peticiones bajo demanda a los dispositivos, sino que devuelve el valor ya al almacenado.

Más allá y tal y como se ha descrito anteriormente, es posible aprovechar las capacidades de mensajería orientadas a eventos del protocolo para no tener que enviar comandos de **GI** continuamente. No importa no tener datos estrictamente actualizados para las señales relacionadas con los parámetros operativos del **BESS**, pero sí que importa no estar actualizados en cuanto a su disponibilidad estructural. Es decir, parámetros como el **SoC**, la energía almacenada, la potencia de carga o descarga, etc. son modelados intrínsecamente en el funcionamiento de la instalación, en cambio, los fallos estructurales no lo son (pueden

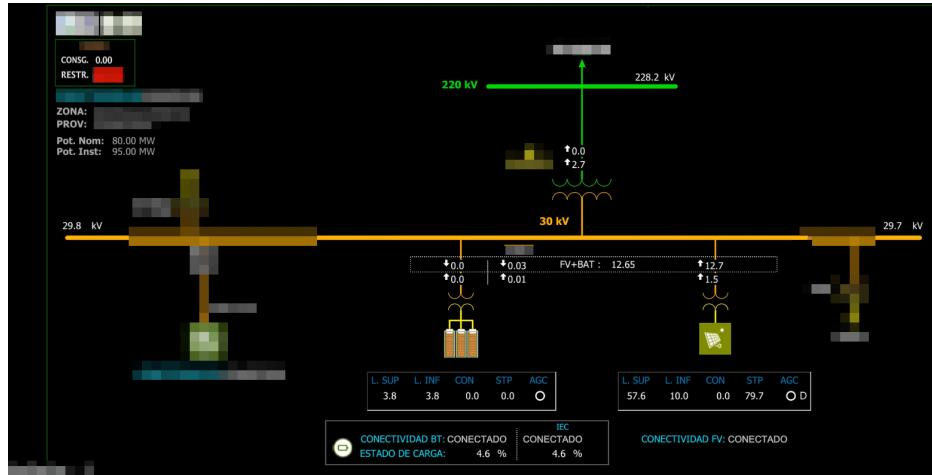


Figura 3.11: Visualización industrial de las señales de una instalación.

ocurrir en cualquier momento, el resto tienen comportamientos predecibles). Por suerte, una vez configurada la relación con los puntos de la conexión, el conector es capaz de recibir estas señales espontáneas automáticamente aprovechando el funcionamiento del protocolo.

De esta forma y una vez establecido el enlace de comunicación, el conector procede al descubrimiento de las señales disponibles, interrogando al controlador de planta y presentando una lista completa de los objetos de información accesibles, cada uno identificado por su dirección de objeto de información.

Se seleccionan únicamente las variables críticas para la operación de la batería y la planta de generación asociada, correspondientes a las señales de los sensores anteriormente descritos en la sección 3.2. Posteriormente, se debe realizar un mapeo explícito de cada **dirección de objeto de información (IOA)** seleccionada a un elemento de datos en el PI Server. Para cada señal, se crea un PI Point correspondiente en el PI Data Archive, definiendo sus atributos como tipo de dato (Float32 para mediciones continuas, Digital para descripciones de estado), unidades de ingeniería (% , MW, MW h), un descriptor textual claro y el identificador correspondiente (BT SOC Real, etc.). Es posible visualizar el resultado en la figura 3.11.

Como no se hace uso de PI Asset Framework para modelizar la planta de forma jerárquica, se definen los identificadores de cada punto según sus características. Los valores analógicos (analog value) siguen el formato M:06X.AV, las calidades analógicas (analog quality) M:06X.AQ, los valores de las consignas (setpoint value) M:06X.SV y las calidades de las consignas (setpoint quality) M:06X.SQ. Se muestra una colección de los mismos en la tabla 3.12.

Los valores, como su nombre indica, se corresponden con el contenido de las señales, sean continuas o no. Las calidades, en cambio, representan la salud de las señales definido

Servidor	Nombre de tag	Descriptor	Valor actual	Marca de hora
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SoC BAT 1 PS01		44.3 %	14/07/2025 11:34:5...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SoC BAT 1 PS02		0 %	14/07/2025 11:34:5...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SoC BAT 1 PS02		43.4 %	14/07/2025 11:34:5...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SoC BAT 2 PS01		0 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SoC BAT 2 PS01		43.7 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SoC BAT 2 PS02		0 %	14/07/2025 11:34:5...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SoC BAT 2 PS02		44.3 %	14/07/2025 11:34:5...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SoC BAT 3 PS01		0 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SoC BAT 3 PS01		43.4 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SoC BAT 3 PS02		0 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SoC BAT 3 PS02		44.1 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SOC Bess Total		0 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SOC Bess Total		43.692 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] .SQ	BT [redacted] : SOC goal % Out of range		0	14/07/2025 10:30:1...
M: [redacted] .SV	BT [redacted] : SOC goal % Out of range		0	14/07/2025 10:30:1...
M: [redacted] .SQ	BT [redacted] : SOC low % Out of range		0	14/07/2025 10:30:1...
M: [redacted] .SV	BT [redacted] : SOC low % Out of range		0	14/07/2025 10:30:1...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SOC Max Bess		0 %	14/07/2025 10:30:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SOC Max Bess		100 %	14/07/2025 10:30:0...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SOC Min Bess		0 %	14/07/2025 10:30:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SOC Min Bess		5 %	14/07/2025 10:30:0...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : SOC Real		0 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : SOC Real		43.821 %	14/07/2025 11:35:0...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : T de carga estimado		0 seg	14/07/2025 10:30:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : T de carga estimado		1000 seg	14/07/2025 10:30:0...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : T de descarga estimado		0 seg	14/07/2025 10:30:0...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : T de descarga estimado		1000 seg	14/07/2025 10:30:0...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : ESTADO CARGA		0 MWh	14/07/2025 11:34:5...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : ESTADO CARGA		43.35 MWh	14/07/2025 11:34:5...
M: [redacted] AQ	BT [redacted] : POT REAC TM		0 MWh	14/07/2025 11:33:1...
M: [redacted] AV	BT [redacted] : POT REAC TM		0.00 MWh	14/07/2025 11:33:1...

Figura 3.12: Colección de puntos de una batería.

por el protocolo y son usadas para filtrar malas señales.

Con ello, la validación del sistema se realiza comparando en tiempo real los valores registrados en el PI Data Archive con las lecturas directas en la interfaz SCADA de los controlador de planta en la respectiva sala de control securizada, y forzando cambios en los activos para verificar la correcta transmisión y registro de eventos. De esta forma, es posible comparar el programa de carga y descarga de las baterías con los movimientos verdaderamente efectuados y comprobar su corrección, como se muestra en la figura 3.13.

Precisamente, esta validación permite determinar múltiples errores en la lógica de consignación, De hecho, durante la validación se consiguieron corregir múltiples fallos más o menos críticos.

Uno de ellos, el hecho de olvidarse bajar la potencia de las baterías al mínimo técnico tras el mandato de una señal de carga, error que precisamente causa una carga excedente de la baterías durante el periodo de pruebas correspondiente a una perdida monetaria puntual del calibre de miles de euros netos.

Otra situación interesante fue dada por el método de actualización de las señales de *polling* y las espontaneas, como la disponibilidad. Como la disponibilidad es actualizada nada más cambiar, por consideraciones de reporte, puede que no se encuentren sincronizadas con las otras señales. Para resolverlo, se ponen en acuerdo la disponibilidad y el resto de señales relacionadas con la misma una vez se haya realizado la petición.

Por suerte, el sistema de control de baterías no permite el incorrecto funcionamiento de las baterías desde la perspectiva física y hace sonar la alarma ante tales situaciones,

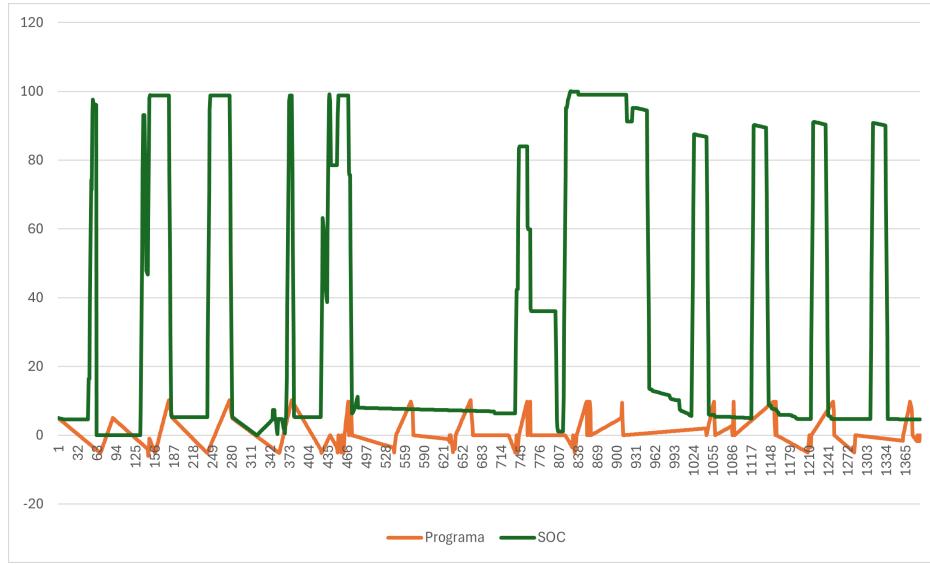


Figura 3.13: Programa de ciclado de una batería en comparación con su evolución del estado de carga.

actualizando su disponibilidad, por lo que la batería no sufre ningún daño aunque no se disponga de recurso energético en períodos de carga.

3.5. Consumo del historiador

Una vez que la infraestructura de adquisición y almacenamiento ha sido configurada y validada, y los datos operativos de los activos fluyen de manera fiable al historiador, el siguiente paso es establecer los mecanismos para su consumo.

Precisamente, el consumo no se limita a una simple lectura de valores brutos, sino que abarca la transformación de algunas de las métricas para la obtención de valores dependientes, como los rendimientos del ciclo, y la interfaz programática que conecte el historiador con la herramienta de optimización, intentando hacer frente a posibles incompatibilidades tecnológicas entre ambas plataformas.

3.5.1. Ecuaciones de rendimiento

Para representar valores dependientes con significado físico, en vez de tener que consultar múltiples puntos simultáneamente para inferir el resultado computado de los mismos, resulta

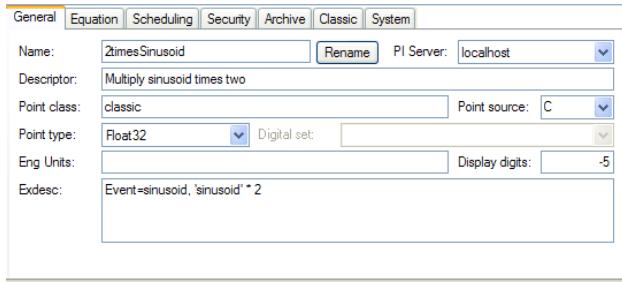


Figura 3.14: Creación de una ecuación de rendimiento.

más conveniente y efectivo el uso de las ecuaciones de rendimiento proporcionadas como parte del PI System.

Las ecuaciones de rendimiento o PI Performance Equations son una solución eficaz para detallar la lógica de señales calculadas de forma similar a la definición previa de los puntos. Precisamente, la diferencia principal es la introducción de la ecuación misma y el evento de actualización, ya que se requiere conocer de qué puntos depende la ecuación para poder recomputarla cuando estos cambien.

Mediante las ecuaciones de rendimiento se detallan los siguientes puntos.

- El rendimiento de carga, que afecta a la energía importada y define la cantidad de energía perdida durante la carga de la batería. Su razón de ser es el ajuste de los posibles desvíos a la hora de comprar energía que surgirían si no se tuvieran en cuenta las perdidas. El rendimiento de carga es calculado mediante la simple relación entre la energía importada y energía cargada $\eta_c = E_{\text{imp}}/E_c$.
- El rendimiento de descarga, que afecta a la energía exportada y define la cantidad de energía perdida durante la descarga de la batería. Es necesaria para el ajuste de los posibles desvíos a la hora de vender energía si no se tuvieran en cuenta las perdidas. El rendimiento de descarga es calculado mediante la simple relación entre la energía exportada y energía descargada $\eta_d = E_{\text{exp}}/E_d$.

3.5.2. Integración programática

Finalmente, teniendo los datos provenientes de tanto de los activos físicos disponibles en el historiador como de sus propias transformaciones, es necesario consumirlos por la herramienta principal de optimización con el propósito de conocer los parámetros operativos de las baterías.

Para ello, existen múltiples enfoques que tomar, aunque el elegido a sido hacer uso de la interfaz de aplicación ofrecida por el PI AF SDK, la cual provee acceso estructurado a una variedad de componentes del PI System.

Aún y todo, su interfaz es expuesta a través de Microsoft .NET² pero la herramienta de optimización ha sido desarrollada en Python³, lo que resulta en un problema de incompatibilidad que podría no permitir el uso de PI AF SDK.

Para solucionar el problema principal de esta incompatibilidad, es posible utilizar la integración de Python con el .NET Common Language Runtime, la máquina virtual que se encarga de ejecutar el código para la plataforma de .NET. Esto se hace posible a través de los bindings de Python.NET⁴.

Precisamente, se hace un uso directo de la interfaz a través del lenguaje de programación elegido para el apartado de la conexión con el PI Server. Y es que, en términos de la conexión, resulta que para cumplir con los requisitos de seguridad de la comunicación entre redes, los métodos de conexión por defecto recomendados no se pueden usar. En cambio, es necesaria la autenticación con credenciales directa, aunque esto suponga la perdida de la reconexión automática ofrecida por los métodos de conexión por defecto.

Junto a ello, con el propósito de aumentar la ergonomía del desarrollo, se toma la biblioteca Piconnect⁵, que ofrece una interfaz directa más simple y también hace uso internamente de la integración con la interfaz de .NET.

Con todo, los puntos son consumidos mediante los llamados valores registrados, significando un valor discreto en el tiempo, y valores interpolados, para obtener la evolución de los mismos a lo largo del tiempo. La comunicación de vuelta a los activos físicos es discutida más adelante en la sección correspondiente de comando y control [6.1.1](#).

²<https://github.com/dotnet/runtime> (MIT)

³<https://github.com/python/cpython> (PSF-2.0)

⁴<https://github.com/pythonnet/pythonnet> (MIT)

⁵<https://github.com/Hugovdberg/PIconnect> (MIT)

Capítulo 4

Entorno de mercado

Para que el sistema de optimización de baterías funcione de manera efectiva, no es suficiente con disponer de la información proveniente de la infraestructura con sus sensores y señales. Como el sistema opera directamente en el mercado eléctrico, su lógica de decisión debe ser retroalimentada por un entendimiento del entorno de mercado. Por ello, los datos de mercado son una fuente de información igualmente indispensable, ya que dictan el contexto económico y regulatorio en el que se toman todas las decisiones de arbitraje, formando parte de los componentes destacados del flujo de la figura 4.1.

Por tanto, se define el análisis de las fuentes de información de mercado y los procesos desarrollados para su adquisición, tratamiento e integración. Concretamente, el sistema de optimización requiere de cuatro categorías fundamentales de datos externos. Los precios del mercado son esenciales para formular previsiones estratégicas. La energía negociada es clave para la liquidación de beneficios y la gestión de desvíos. Las limitaciones operativas imponen

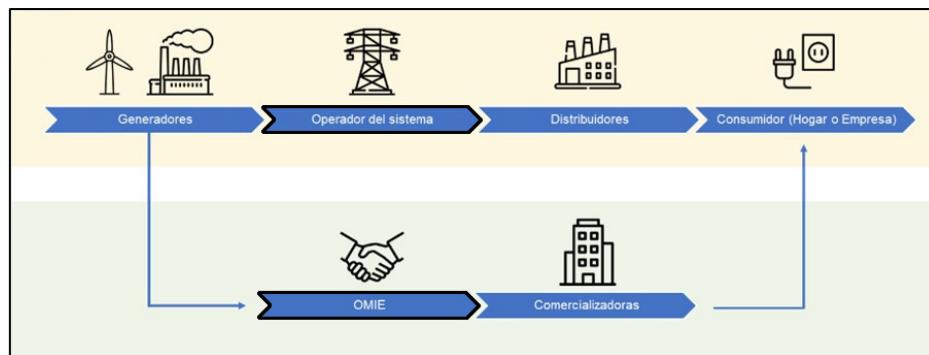


Figura 4.1: Esquema del funcionamiento del entorno del mercado, destacando las entidades regulatorias de las que obtener información⁷⁵.

restricciones de obligado cumplimiento. La situación meteorológica indica las previsiones de la generación.

De esta forma, se pretende describir el origen de estas fuentes de datos, las reglas que gobiernan su publicación y acceso, y la arquitectura implementada para consumirlos de manera programática¹. Se desarrolla en colaboración con los agentes de mercado de la entidad energética correspondiente.

Con esto, para facilitar la comprensión de las secciones posteriores, se reiteran los siguientes conceptos. Las **UFI**s son identificadores lógicos que definen los puntos de intercambio de energía. A diferencia de un punto físico en la red, una **UFI** es una referencia contractual para las operaciones de mercado, con la condición indispensable de que toda transacción debe estar respaldada por un flujo de energía físicamente viable. Las **UP**s son los identificadores del **TSO** de las instalaciones al completo y resultan los activos que se arbitran en el mercado. Las **UOF**s son los identificadores equivalentes del **MO**. Es decir, las operaciones de las **UFI**s que engloba una **UP** o **UOF** se agregan a la hora de realizar la oferta.

Para ello, primeramente se presenta **OMIE** como la fuente primordial de datos de mercado, detallando los mecanismos de obtención de precios y la naturaleza de la información de la energía negociada, como se describe en el apartado 4.1. A continuación, se habla de la información proveniente de **REE**, que impone las limitaciones por seguridad de operación en tiempo real, como se explica en la sección 4.2. Finalmente, el apartado 4.3 detalla como se consolidan estas diversas fuentes de datos para formar una visión unificada que sirva de entrada al sistema. El flujo de información del entorno de mercado se representa en la figura 4.2.

4.1. Operador del mercado

OMIE es la institución responsable de la gestión de los mercados spot, diario, intradiarios y continuo de electricidad en la península ibérica. Actúa como la plataforma centralizada donde los agentes de mercado presentan sus ofertas de compra y venta de energía, y cuyo proceso de casación determina los precios y las cantidades de energía negociadas para cada periodo de negociación.

Por su rol como gestor y árbitro del mercado, **OMIE** es la fuente oficial de toda la información relativa a los resultados económicos de la operación. Cualquier sistema que pretenda participar activamente en el arbitraje energético, como el desarrollado en este

¹El desarrollo del entorno de mercado se trata de una solución *ad-hoc*, necesaria para cumplimentar con las restricciones corporativas de la entidad energética, a diferencia de la calidad profesional superior del resto de componentes.

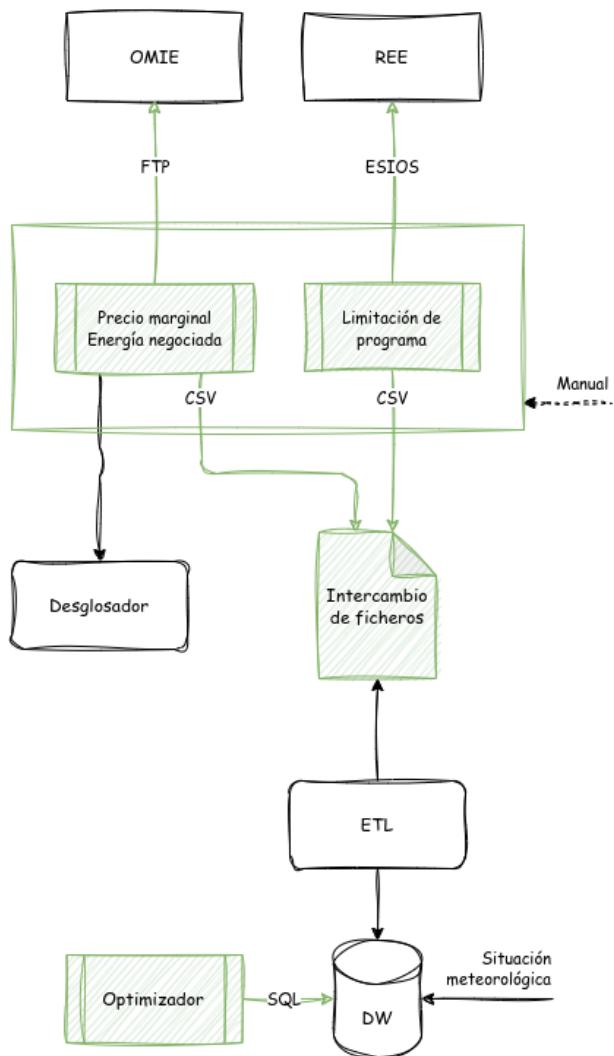


Figura 4.2: Arquitectura del flujo de información del entorno de mercado, diferenciando los elementos pertinentes al proyecto. Las tareas temporizadas según el horario de mercado de la obtención de datos de **OMIE** y **REE** obtienen los ficheros de precios marginales, energía negociada y limitaciones por seguridad a través de la plataforma **FTP** del **MO** y **ESIOS** del **TSO**. Una vez se han consultado los desgloses de programa para transformar las unidades de **UP** a **UFI**, se procesan las entradas y se depositan los resultados de las inserciones al **DW** en el intercambiador de ficheros en formato **CSV**. Después de que un proceso **ETL** externo termine cargándolos en base de datos, estos son consultados por el optimizador mediante **SQL**, junto con la situación meteorológica. Se tiene en cuenta también la posibilidad de introducir información manualmente a las tareas de mercado, ante posibles contratiempos en las fuentes de información.

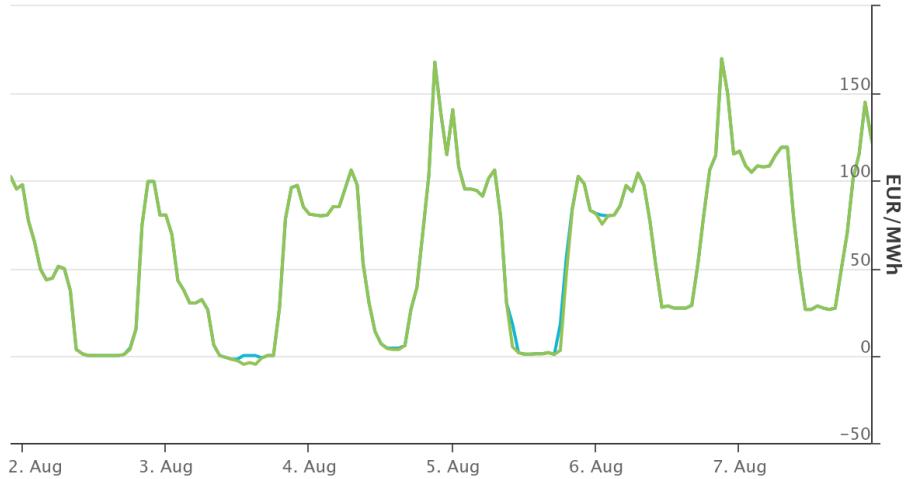


Figura 4.3: Precio real del mercado diario de la primera semana de agosto, del cual se debe tener disponible una previsión para operar a futuro.

proyecto, tiene la necesidad de integrarse de forma fiable y programática con los flujos de información que esta entidad publica.

Precisamente, **OMIE** pone a disposición la información en forma de ficheros publicados según un horario acordado tras el cierre de cada mercado correspondiente.

De esta forma, la información que el sistema desarrollado toma a través de **OMIE** se clasifica en dos categorías mayoritarias, los precios marginales de casación y la energía finalmente negociada por unidad.

4.1.1. Precio marginal

Una de las piezas de información más críticas para el sistema de optimización es la previsión de los precios a los que se liquidará la energía en los mercados futuros. Para poder realizar un arbitraje energético efectivo, posicionando estratégicamente las ofertas de compra en periodos de bajo coste y las de venta en periodos de alto beneficio, el modelo debe operar sobre una estimación fiable de dichos precios, mostrados en la figura 4.3.

Precisamente, sin esta previsión, la operación de la batería sería puramente ciega sin ningún tipo de guiado ni garantía de corrección.

Por ello, para obtener esta previsión, el sistema desarrollado adopta un enfoque triple que se aprovecha de las características temporales de cada mercado.

Mercado diario La variabilidad de precios entre días es significativamente mayor al resto de mercados y depende de factores del entorno más complejos, como falta de lluvia, negociaciones de fin de semana, capacidades de interconexión, industria, estación del año, etc. De esta manera, el sistema está preparado para consumir previsiones de dos orígenes distintos. Por un lado, se utiliza un modelo de previsión manual en el que los agentes de mercado introducen sus propias estimaciones basadas en su experiencia. Por otro, se integra con un modelo de aprendizaje automático, concretamente un modelo de regresión de *stacking* basado en series temporales, que ofrece una predicción automatizada. Dependiendo de la situación, es posible hacer uso de uno u otro².

Mercado intradiario Se observa una alta correlación y una periodicidad estable entre sesiones consecutivas correspondida por lo agentes de mercado, por lo que se utiliza una previsión simple y efectiva donde el precio de casación de una sesión de mercado se emplea como la previsión para la sesión inmediatamente posterior. Así, por ejemplo, los precios resultantes del primer mercado intradiario sirven como la previsión para optimizar las ofertas del segundo, y así sucesivamente.

Mercado intradiario continuo Se toma el precio de casación del último mercado disponible, sea el diario o intradiario. Cabe destacar que debido a la comparativamente baja liquidez del mercado continuo, la metodología de previsiones de precio descrita es la menos fiable para el mismo, aunque este aspecto negativo sea contrarrestado por la suma de liquidez total de las sesiones en conjunto del mercado continuo³. La razón de este comportamiento es la diferente modalidad de oferta del mercado, donde se ataca directamente a una oferta, por lo que no existen precios de casación globales para todas ellas, sino individuales.

Afortunadamente, la información de precios de casación es de carácter público. OMIE la publica en ficheros con una nomenclatura estandarizada, siendo el fichero **programa diarios básico de casación marginal (MARGINALPDBC)** para el mercado diario y los ficheros marginales **programa diarios básico de casación incremental marginal (MARGINALPIBCI)** para los mercados intradiarios²⁰.

4.1.2. Energía negociada

Más allá de las previsiones de precios, el sistema necesita conocer con absoluta certeza el resultado de las ofertas que ha presentado al mercado. Existe una diferencia fundamental entre la posición óptima calculada por el algoritmo de optimización y la posición casada,

²Se subraya que dichos modelos son externos al desarrollo.

³Esto significa que, aunque la previsión de una de las sesiones del mercado intradiario continuo no atine, es posible recuperar los desvíos acumulando negociaciones en los mercados intradiarios continuos posteriores.

que es la cantidad de energía que la instalación se ha comprometido firmemente a comprar o vender.

Esto se debe a que el funcionamiento del mercado eléctrico permite negocia la energía de un mismo periodo en múltiples sesiones, por lo que hay que llevar la cuenta de la cantidad de energía anteriormente ofertada.

Por ello, obtener esta información de energía licitada es importante, porque permite realizar la liquidación económica real de la operación, calculando el beneficio o coste exacto a partir del precio marginal y la energía efectivamente negociada.

Además, es un requisito indispensable para la gestión de los desvíos y la reoptimización en mercados subsecuentes. Al conocer la energía ya comprometida, el modelo puede ajustar su plan para las siguientes sesiones, minimizando así las más costosas penalizaciones por desvío que se producen al no cumplir con el programa de energía comprometido.

Precisamente, esta discrepancia entre lo ofertado y lo casado puede deberse a múltiples factores, como que el precio de oferta no resulte competitivo y la oferta sea rechazada en su totalidad, o que se produzca una casación parcial en la que solo una fracción de la energía ofertada es aceptada por el mercado. Esta es la razón de la necesidad de tener que consultar con **OMIE** y no poder fiarse de la posición optima obtenida del sistema.

Pero, a diferencia de los precios, la información de energía casada es de naturaleza confidencial. Para proteger las estrategias comerciales de los participantes en el mercado, **OMIE** la publica desglosada por **UP**, y cada entidad solo tiene acceso a la información de sus propias unidades. Los ficheros que contienen esta información son el **programa diario básico final (PDBF)** para el mercado diario y el **programa intradiario básicos de casación acumulado (PIBCA)** para los mercados intradiarios²⁰.

4.2. Operador del sistema

Mientras que **OMIE** gestiona el componente económico del mercado, la responsabilidad de garantizar la seguridad y estabilidad física del sistema eléctrico en tiempo real recae sobre **REE**. Como **TSO**, **REE** tiene el rol fundamental de balancear constantemente la generación con la demanda y de operar la red de transporte de alta tensión de manera segura, evitando sobrecargas o colapsos.

Para cumplir con esta misión crítica, el resultado puramente económico de la casación del mercado gestionado por **OMIE** debe ser supervisado y, en ocasiones, modificado por **REE**. Esto se debe a que un programa de producción económicamente óptimo podría no

ser físicamente viable debido a las limitaciones de la red. Por esta razón, **REE** emite consignas operativas de cumplimiento necesario que se aplican sobre el resultado del mercado, conocidas como limitaciones por seguridad.

4.2.1. Limitaciones por seguridad

Las limitaciones por seguridad son limitaciones de potencia impuestas por **REE** a los participantes del mercado para resolver congestiones en la red o garantizar la seguridad del suministro en tiempo real. Estas limitaciones representan un límite superior inviolable a la operación de los activos energéticos y, por tanto, constituyen una entrada fundamental para el sistema de optimización.

La necesidad de estas limitaciones surge cuando el programa de energía resultante del mercado provocaría una sobrecarga en alguna línea de la red de transporte o comprometería la estabilidad del sistema. En tales casos, **REE** interviene emitiendo una consigna que reduce la potencia máxima que una o varias instalaciones pueden exportar a la red.

Es importante tener en cuenta que, si bien las restricciones de las limitaciones por seguridad son altamente críticas, existen medios externos para garantizar que no se sobrepasan si ocurre algún error en la operación del sistema desarrollado, por lo que la estabilidad de la red nunca podrá verse afectada por un simple incumplimiento de las consignas por parte del sistema.

Con esto, la información de estas limitaciones se publica “3 horas posteriores al periodo actual hasta el final del día actual (D), o del día siguiente (D+1)”⁶⁰. Como entre sesiones de mercado apenas existe una diferencia de una hora, no es estrictamente necesario consultar las limitaciones constantemente, sino tan solo antes de realizar la optimización.

Las limitaciones, visualizadas en la figura 4.4, son desglosadas según diferentes identificadores.

- Una limitación a nivel de **UFI** de ls instalación aplica un límite de exportación de potencia a un activo de generación o almacenamiento específico e individual. Por ejemplo, podría limitar la producción de una planta fotovoltaica concreta dentro de un complejo más grande.
- Una limitación a nivel de **UP** impone un límite de exportación al conjunto de activos que conforman dicha **UP**. En una instalación híbrida, esto significa que la suma de la potencia neta exportada por la planta de generación y el **BESS** no puede superar el umbral dictado.

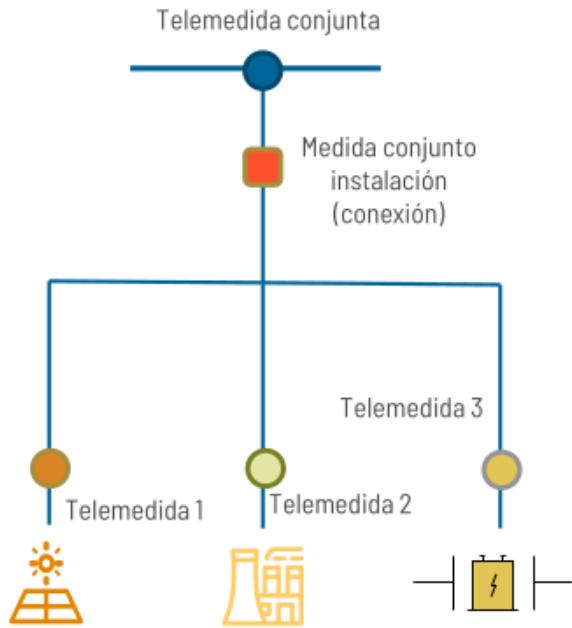


Figura 4.4: Visualización del desglose de las limitaciones, en donde se obtiene una limitación por cada telemedida, más allá del PF¹⁹.

Por tanto, el sistema de optimización desarrollado debe consultar la existencia de estas limitaciones por seguridad, de la misma forma que la información anterior. Si se recibe una limitación, el modelo debe considerarla como una restricción máxima en sus cálculos, ajustando la consigna de operación de la batería para asegurar que la exportación total de las unidades se mantengan siempre por debajo del límite impuesto por REE. La información de limitaciones por seguridad se conoce como **limitación al sujeto (LIMITACIONESUJ)**.

4.3. Situación meteorológica

Además de las señales económicas de OMIE y las operativas de REE, existe una tercera fuente de datos externos que resulta indispensable para el sistema de optimización, concretamente en el caso de las topologías híbridas. Esta se trata de la previsión de la generación eléctrica que producen los activos de generación (generalmente renovable) asociados a los sistemas de almacenamiento, dependientes de la situación meteorológica.

La necesidad de esta información es bastante directa, facilitando al sistema de optimización la toma de decisiones informadas sobre si cargar la batería desde la red o desde la generación. Por ello debe conocer con antelación cuánta de generación estará disponible

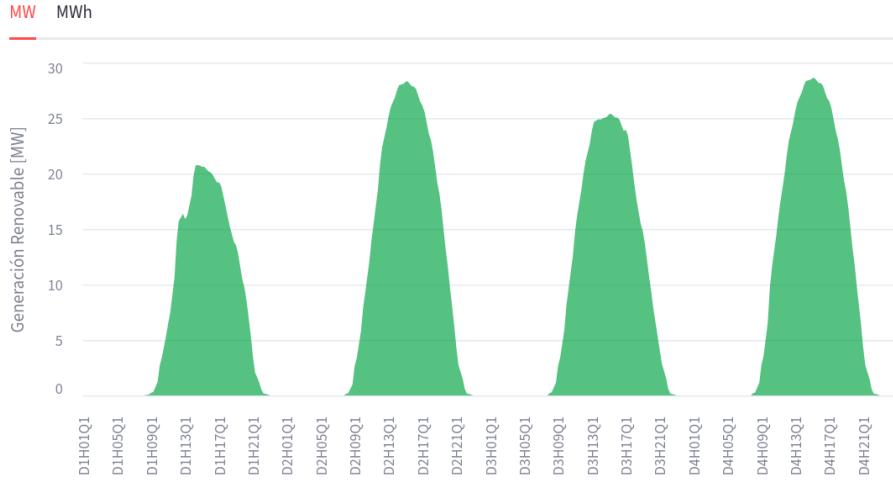


Figura 4.5: Resultado de la previsión de generación de un activo fotovoltaico.

en cada periodo. Sin esta previsión, la capacidad de la batería para aprovechar la energía generada localmente, uno de los principales beneficios económicos de la hibridación, sería nula.

Este proceso de previsión es una tarea externa al sistema desarrollado. Se basa en modelos especializados que toman como entrada previsiones meteorológicas (como la irradiancia solar, nubosidad, temperatura o velocidad del viento) y las traducen en una previsión de potencia para cada periodo del horizonte de optimización, cuyo resultado se muestra en la figura 4.5.

El sistema de optimización consume esta previsión de generación como un dato de entrada más. Las previsiones de generación permiten al sistema tener en cuenta tres aspectos fundamentales para el funcionamiento homogéneo de la instalación al completo.

- Determinar los periodos en los que habrá un excedente de energía de generación que pueda ser almacenado en la batería.
- Evaluar el coste de oportunidad de almacenar esa energía frente a venderla directamente al mercado.
- Planificar la carga de la batería para maximizar el aprovechamiento de la energía generada, evitando así los peajes y cargos asociados a la carga desde la red eléctrica pública.

Por tanto, aunque el cálculo de la previsión es ajeno, su consumo es una parte relevante de la lógica del sistema, permitiendo aprovechar el potencial de las instalaciones con

configuración topológica híbrida.

4.4. Consolidación de información

Una vez identificadas las fuentes de datos de mercado (**OMIE** y **REE** en este caso), el desafío fundamental reside en la adquisición programática, el procesamiento y la unificación de esta información para que pueda ser consumida por el sistema de optimización.

De esta forma, la contribución principal del sistema desarrollado en este ámbito es el diseño y la implementación de las herramientas que actúan como el puente entre estas fuentes de datos heterogéneas y la lógica de negocio, de forma paralela a las fases de extracción y transformación de un *pipeline* de datos.

Por lo tanto, la arquitectura elegida para esta integración es desacoplada. Los programas desarrollados se encargan de obtener los ficheros brutos, procesarlos y generar ficheros CSV estandarizados que se depositan en una ruta de intercambio de ficheros. Posteriormente, un programa externo y preexistente, ajeno a este desarrollo y equivalente a una herramienta de integración de datos como Talend⁷¹, monitoriza los eventos de escritura en dicha ruta y es el responsable de ejecutar la carga final de los datos en el **DW** utilizado, basado en tecnología Oracle.

Desde la perspectiva del sistema desarrollado, la fuente de datos meteorológicos es la única ya disponible directamente en la base de datos, a diferencia de la información resultante proveniente del operador del mercado y del operador del sistema que debe ser introducida en ella.

Esta arquitectura resulta ser un requisito para integrarse con herramientas internas ya existentes y, como ventaja adicional, proporciona una gran robustez frente a incidencias por parte de las fuentes de datos.

Se han desarrollado dos programas principales en Python, uno para cada fuente de datos, que se ejecutan de forma periódica según los horarios de publicación de los ficheros de cada mercado con respecto al el cierre de los mismos, si es aplicable, representado en la figura 4.6.

La adquisición de datos de **OMIE**, aunque dispone de una interfaz web, no es apta para una integración automatizada. Por ello, la comunicación se realiza a través del servidor FTP que **OMIE** proporciona a los agentes de mercado registrados, ya que la **interfaz de programación de aplicaciones (API)** que la web pública⁵⁶ usa no ofrece los datos en tiempo real debido a un periodo de confidencialidad⁴.

⁴OMIE también proporciona el cliente y aplicación de escritorio SIOM capaz de realizar descargas auto-

IDAs	IDA 1	IDA2	IDA 3
APERTURA DE SESIÓN	14:00	21:00	09:00
CIERRE DE SESIÓN	15:00	22:00	10:00
CASACIÓN	15:00	22:00	10:00
PUBLICACIÓN PROGRAMAS OM	15:18	22:18	10:18
PUBLICACIÓN PHFs DE LOS OSS	15:38	22:38	10:38
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN	24 horas	24 horas	12 horas
PERIODOS HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN	1-24 D+1	1-24 D+1	13-24 D

Figura 4.6: Horarios de publicación de los mercados intradiarios.

El programa utiliza la biblioteca Paramiko⁵ para establecer una conexión segura (siendo necesario ser agente de mercado) mediante FTP⁶. Una vez conectado, el programa implementa una lógica para asegurar que siempre se obtiene la versión más reciente de cada fichero.

OMIE utiliza la nomenclatura `xxxxx_aaaammdd[ss].v`, donde `xxxxx` es el nombre del fichero, `aaaa` es el año, `mm` es el mes, `dd` es el día y `ss` es la sesión del mercado, si es aplicable, y `v` es la versión del fichero.

Como se incluye una versión al final, el programa debe listar los ficheros para una fecha concreta, procesar los nombres para identificar las versiones y descargar únicamente la más alta, ya que OMIE puede publicar correcciones o actualizaciones.

Para obtener las limitaciones por seguridad de REE, el enfoque es similar. Se debe utilizar la API privada de ESIOS⁷, exclusiva para agentes de mercado¹⁴, pues la API pública tan solo proporciona la información tras un periodo de confidencialidad. La comunicación se realiza mediante SOAP a través *web services* simplificados usando la biblioteca Requests⁸, autenticación PKI con un certificado firmado por la autoridad certificadora OmieCA e introduciendo el xsd correspondiente, basado en el código de ejemplo proporcionado por REE⁹.

máticas, pero está orientada al uso local individual de los agentes de mercado.

⁵<https://github.com/paramiko/paramiko> (LGPL-2.1)

⁶<ftp://ftp.omip.pt:8021>

⁷<https://participa.esios.ree.es/ServicioSM/ServiceEME>

⁸<https://github.com/psf/requests> (Apache-2.0)

⁹<https://bitbucket.org/smree/workspace/projects/EEMWS> (GPL-3.0)

```

MARGINALPDBC;
2011;02;05;1;59.65;59.65;
2011;02;05;2;55.34;55.34;
2011;02;05;3;51.40;51.40;
2011;02;05;4;50.01;50.01;
2011;02;05;5;47.58;47.58;
2011;02;05;6;47.04;47.04;
2011;02;05;7;47.28;47.28;
2011;02;05;8;48.34;48.34;
*

```

Figura 4.7: Ejemplificación del contenido de los ficheros de precio.

Una vez obtenidos los ficheros, que se presentan en formatos CSV específicos, la biblioteca Pandas¹⁰ se encarga de la transformación. El resultado es un fichero CSV cuyo formato se corresponde directamente con las filas a insertar en la base de datos de destino.

El formato de los datos de precios contiene las columnas fecha, hora y precio en euros por megavatio hora¹¹, según la tabla 4.1 y el contenido de la figura 4.7.

Campo	Descripción	Valores válidos
Año	Año	I4 -- 20XX
Mes	Mes	I2 -- 1 a 12
Día	Día	I2 -- 1 a 31
Hora	Hora	I2 -- 1 a 25
MarginalPT	Precio marginal zona Portuguesa	F8.2 -- 0.0 a 99999.99
MarginalES	Precio marginal zona Española	F8.2 -- 0.0 a 99999.99

Tabla 4.1: Descripción del formato de precios⁵⁹.

El desarrollo gestiona correctamente los husos horarios en horario local, ya que el mercado diario dispone de 24 períodos de granularidad horaria, pero puede tener 23 o 25 en días con cambio de hora¹². Análogamente, los mercados intradiarios, con granularidad cuartohoraria, tienen por lo general 96 períodos, con opción de 92 y 100. Esto es debido a que el funcionamiento de los mercados siempre se realiza en horario local, sin excepción, para que no existan conflictos de solapamiento entre ellos⁵⁵.

El fichero de energía negociada contiene las columnas UP, fecha, hora y energía en megavatios hora. De esta forma, la presencia de la UP es la razón fundamental del carácter confidencial de estos datos. Si un agente conociera los movimientos de las unidades que

¹⁰<https://github.com/pandas-dev/pandas> (BSD-3-Clause)

¹¹Es importante destacar que el campo de hora representa el periodo de mercado, porque anteriormente la granularidad de los mercados era exclusivamente horaria.

¹²El mercado diario está en proceso de ser actualizado a una granularidad cuartohoraria.

```

PDBF;
2025;04;02;1;1;AB01;0;351;1;185;1;-1;
2011;02;05;1;AB02;520;;1;2072217;
2011;02;05;1;ABRE005;8;;10;2072356;
2011;02;05;1;ACAVADO;368;;1;2071884;
2011;02;05;1;ACC1EBR;44.1;;1;2072127;
2011;02;05;1;ACC2EBR;22;;1;2072128;
2011;02;05;1;ACE3;229;;1;2072093;
2011;02;05;1;ACE4;220;;1;2072132;
*

```

Figura 4.8: Ejemplificación del contenido de los ficheros de energía.

no controla, podría adaptar su estrategia en detrimento de la libre competencia, según la tabla 4.2 y el contenido de la figura 4.8.

Campo	Descripción	Valores válidos
Año	Año	I4 -- 20XX
Mes	Mes	I2 -- 1 a 12
Día	Día	I2 -- 1 a 31
Hora	Hora	I2 -- 1 a 25
Código	Código de la unidad (UP) ofertante	A7
Energía asignada	Energía asignada (MWh)	F7.1 -- -99999.9 a 99999.9
IdCBF	Identificador del Cont. Bilateral	I8 Vacío cuando es una oferta
Tipo de oferta	Indicará que tipo de oferta es	I2 -- 0 a 99
NumOf	Indicará el número de oferta ó el de ejecución del contrato bilateral físico asociado a la unidad	I8 -- -1 a 99999999

Tabla 4.2: Descripción del formato de energía negociada⁵⁹.

Aún con todo, existe un enorme problema que impide el uso de los resultados de la energía casada de forma directa. Esto se debe a que el sistema desarrollado necesita la información de la energía casada no por UP, sino por UFI, de tal forma que se pueda arbitrar de forma independiente.

Para resolver este problema, se hace uso de una herramienta propietaria propia de la entidad energética pertinente, que es capaz de calcular los desgloses de la energía, convirtiendo la energía casada por UP a energía casada por UFI. Para llevarlo a cabo, debe hacer uso de

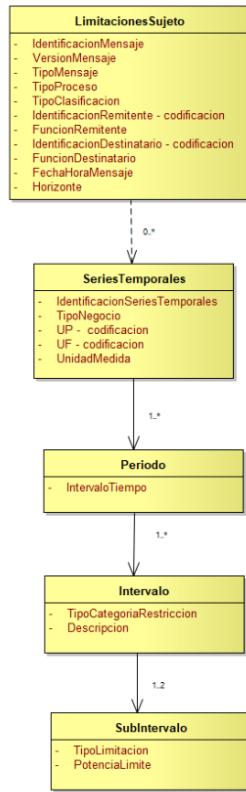


Figura 4.9: Limitaciones por seguridad de la instalación.

información no disponible por el desarrollo, por lo que la existencia de una herramienta del estilo es necesaria.

Junto a ello, la información de limitaciones por seguridad¹³ se estructura en mensajes XML con las respectivas **UPs** y **UFIs** e intervalos temporales minutales durante los cuales está vigente la limitación, necesitando transformarlos a períodos de mercado cuartohorarios, según el diagrama de la figura 4.9 y la siguiente ejemplificación del contenido.

¹³La información de limitaciones por seguridad es confidencial, en cambio, la información pública agregada puede ser consultada en el fichero **información a 90 días (I90DIA)** publicado por **REE**.

```

<?xml version="1.0"?>
<LimitacionesSujeto xmlns="urn:sios.ree.es:limitacionessujeto:1:0">
    <IdentificacionMensaje v="limitacionessm_20251001"/>
    <VersionMensaje v="6"/>
    <TipoMensaje v="Z20"/>
    <TipoProceso v="Z13"/>
    <TipoClasificacion v="A01"/>
    <IdentificacionRemitente codificacion="A01" v="10XES-REE-----E"/>
    <FuncionRemitente v="A04"/>
    <IdentificacionDestinatario codificacion="A01" v="DESTINATARIO"/>
    <FuncionDestinatario v="A08"/>
    <FechaHoraMensaje v="2025-09-30T16:27:59Z"/>
    <Horizonte v="2025-09-30T16:00Z/2025-10-01T22:00Z"/>
    <SeriesTemporales>
        <IdentificacionSeriesTemporales v="STP1"/>
        <TipoNegocio v="Z10"/>
        <UP codificacion="NES" v="FBHIBHV"/>
        <UF codificacion="NES" v="PLLANO" />
        <UnidadMedida v="MAW"/>
        <Periodo>
            <IntervaloTiempo v="2025-09-30T16:00Z/2025-09-30T17:00Z"/>
            <Intervalo>
                <TipoCategoriaRestriccion v="Z05"/>
                <Descripcion v="Programa 24.5"/>
                <SubIntervalo>
                    <TipoLimitacion v="Z02"/>
                    <PotenciaLimite v="24.5"/>
                </SubIntervalo>
            </Intervalo>
        </Periodo>
    </SeriesTemporales>
</LimitacionesSujeto>

```

Todos estos archivos son transformados al formato interno de inserción y entregados al intercambiador de ficheros, para ser insertados directamente en base de datos.

Una vez los datos residen en el **DW**, el sistema de optimización los consume mediante consultas SQL. Sin embargo, una simple consulta no es suficiente, ya que las inserciones en la base de datos están sujetas a un versionado interno, independiente del versionado de los ficheros de origen.

Por esta razón, es necesario utilizar consultas analíticas de SQL que, específicamente, empleen funciones de ventana particionadas por la fecha y los períodos de mercado, y las **UP** o **UFI**, si es aplicable. De este modo, se ordenan según la versión interna para garantizar que siempre se seleccione la versión más reciente de la información.

Además, se han realizado esfuerzos extensivos para reducir significativamente la latencia de estas consultas, un factor crítico para disminuir el tiempo de respuesta del sistema al completo.

El enfoque del sistema desarrollado consiste en construir consultas que filtran de manera agresiva sobre las columnas indexadas de las tablas base, asegurando que el motor de Oracle utilice planes de ejecución altamente eficientes.

Esta arquitectura desacoplada también facilita la gestión de incidencias, como se ha mencionado anteriormente. En ocasiones, OMIE o REE no publican los ficheros a tiempo. En estos casos, el proceso requiere una intervención manual en la que el agente de mercado responsable contacte con la institución correspondiente, y que esta llegue a enviar el fichero ausente por un canal alternativo, como correo electrónico.

Gracias al diseño, el operador puede procesar este fichero manualmente con los programas desarrollados y depositar el resultado en la ruta de intercambio, permitiendo que el flujo de datos se complete sin alterar el proceso de carga.

Capítulo 5

Modelización estructural

Una vez obtenidos tanto los datos de las señales de la infraestructura operacional y la información del entorno del mercado, es necesario realizar un modelado estructural del entorno a optimizar para, tomadas las entradas, determinar la posición del mercado óptima de las baterías.

Exactamente, el objetivo principal de la etapa de optimización del sistema es responder a las cuestiones de cuándo y de qué fuente ciclar energía y cuánta energía ciclar, buscando siempre los mayores ingresos.

Para ello, se ha elegido Pyomo¹ como herramienta de modelización matemática en el área de investigación operacional. Pyomo es una biblioteca de Python para formular, solucionar y analizar problemas de optimización, como el propio.

Se hace uso de una formulación de MILP para poder tener en cuenta condiciones más allá de la más simple LP. Se ha explorado el uso de indicadores o restricciones avanzadas, como los *special order sets*, los cuales han sido descartados en última instancia debido a problemas de rendimiento. Esto significa que la modelización es puramente de enteros mixta compatible con cualquier resolutor que soporte variables binarias, siendo GLPK² el elegido.

De esta forma, se detallan los parámetros de decisión en la sección 5.1, que articulan el problema de optimización, abarcando desde la definición temporal de los períodos del mercado y las variables de operación de los flujos energéticos, hasta las limitaciones impuestas por el comportamiento físico de la batería y las guías estratégicas de las indicaciones de mercado. Se procede a formular las restricciones operacionales que aseguran la viabilidad técnica de la solución en la sección 5.2, se establece el criterio de desempeño que define la

¹<https://github.com/Pyomo/pyomo> (BSD 3-Clause)

²<https://www.gnu.org/software/glpk/> (GPL-3.0)

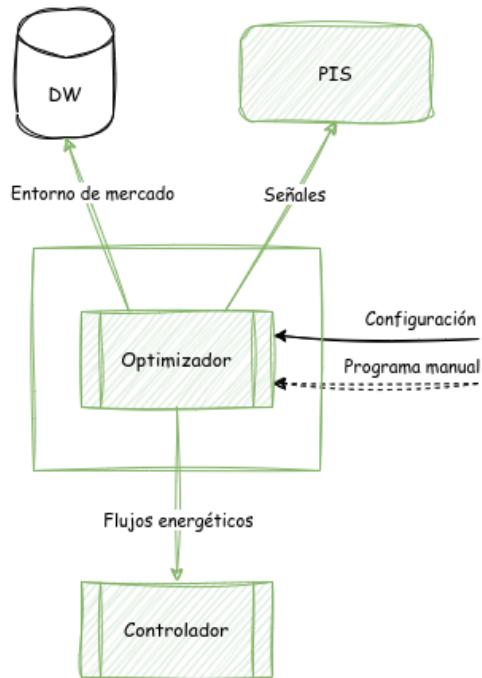


Figura 5.1: Arquitectura del flujo de información de la modelización estructural, diferenciando los elementos pertinentes al proyecto. El optimizador temporizado según las sesiones de mercado obtiene la información del entorno de mercado del **DW** y las señales de los activos energéticos del **PIS**. Una vez ha sido apropiadamente configurado o se le ha introducido opcionalmente la posición manual a ejecutar, realiza el proceso de optimización siguiendo la formulación matemática de las instalaciones. Finalmente, transmite los resultados de los flujos energéticos calculados al controlador para su consignado y licitación posterior.

función objetivo a optimizar en la parte 5.3 y, finalmente, se consideran los requisitos de la resolución numérica para cumplir con la precisión exigida por el operador del mercado en la sección 5.4. El flujo de información de la modelización estructural se representa en la figura 5.1.

5.1. Parámetros de decisión

Todo modelado estructural debe contar inicialmente con un conjunto de parámetros de decisión que determinen los valores con los que trabaja el modelo. Más adelante, dichos

parámetros son usados para definir las restricciones que el control de la batería debe cumplir.

5.1.1. Periodos del mercado

El mercado eléctrico peninsular opera en etapas discretas temporales con una granularidad establecida. Los mercados spot, de los que se encarga el sistema en la actualidad, disponen de una granularidad horaria para el mercado diario³ y cuartohoraria para los mercados intradiarios y el mercado intradiario continuo. En el resto de mercados de Europa, como Nord Pool⁶³, la granularidad de los mercados spot es similar, existiendo también granularidades incluso de 30 minutos.

La variabilidad de la granularidad exige representar el mercado en múltiples períodos categóricos de tamaño proporcional. De esta forma, el sistema representa el mercado mismo mediante la ecuación 5.1.

$$T = \{t_1 + k \cdot \Delta t \mid k \in \mathbb{R}_0^+, t_1 + k \cdot \Delta t \leq t_1 + H\} \quad (5.1)$$

donde

- t_1 es el periodo inicial de optimización⁴.
- Δt es la granularidad mínima de los mercados analizados dentro del horizonte de optimización en min.
- H es el horizonte de optimización correspondiente al número de días de mercado a tener en cuenta.
- T es el conjunto de todos los períodos de mercado discretos.

La representación del mercado durante la optimización realmente incluye multiples posibles mercados futuros más allá del más próximo, es decir, el sistema tiene en cuenta un horizonte de optimización de varios mercados y, por lo tanto, varios períodos a lo largo de múltiples días de mercado. La razón de lo cual reside en facilitar a la optimización la mayor información posible: si un día de mercado no cumple con las condiciones de actuación mientras que otro día de mercado las dobla, es posible no arbitrar uno de los días y ofertar el doble el otro, en vez de perder la oportunidad.

³La granularidad del mercado diario se encuentra en proceso de actualización a cuartohoraria.

⁴Los períodos son oficialmente representados a partir del índice 1

También es necesario tener en cuenta los husos horarios a la hora de calcular el tamaño del mercado, ya que los mercados hacen uso del huso horario local en todo momento, a diferencia de UTC, subrayado anteriormente en la sección 4.4. Esto significa que en los días de cambio de hora, los mercados tendrán más o menos periodos e incluso el mercado intradiario continuo tendrá más o menos sesiones, dependiendo de si se añaden o restan horas. El MO lo detalla en verano en la tabla 5.1 e invierno en la tabla 5.2.

	Sesión 1 ^a	Sesión 2 ^a	Sesión 3 ^a
Apertura de sesión	14:00	21:00	09:00
Cierre de sesión	15:00	22:00	10:00
Casación y publicación	15:20	22:20	10:20
Horizonte de programación (periodos horarios)	23 horas (1–23 D+1)	23 horas (1–23 D+1)	12 horas (12–23 D)

Tabla 5.1: Ajustes del mercado intradiario en cambios de hora de verano.

	Sesión 1 ^a	Sesión 2 ^a	Sesión 3 ^a
Apertura de sesión	14:00	21:00	09:00
Cierre de sesión	15:00	22:00	10:00
Casación y publicación	15:20	22:20	10:20
Horizonte de programación (periodos horarios)	25 horas (1–25 D+1)	25 horas (1–25 D+1)	12 horas (14–25 D)

Tabla 5.2: Ajustes del mercado intradiario en cambios de hora de invierno.

5.1.2. Flujos de almacenamiento

De esta forma, el mercado es usado para indexar los flujos energéticos explicados en la sección 3.1 de infraestructura operacional. Estos flujos energéticos representan la operación y, por lo tanto, salida de la optimización. Responden a las preguntas de cuándo y cuánta energía ciclar.

Aún así, ellos solos no bastan para controlar la batería correctamente como tal. Precisamente, conviene más observar estos flujos energéticos no como flujos energéticos mismos, sino como interfaces de compra y venta, correspondientes a las UFI explicadas en el apartado 4. Realmente, el sistema se encarga de arbitrar en el mercado, por lo que debe operar no solo en la capa de abstracción de flujos energéticos físicos, sino además en la de los movimientos del mercado.

Todo esto sirve para subrayar que los flujos energéticos, desde la perspectiva del mercado, no están únicamente limitados a la dirección de compra para la carga y venta para la descarga. Una UFI correspondiente a la importación de energía también es capaz de vender y una de exportación de comprar, solo que la energía en dirección opuesta al flujo energético no puede provenir de la instalación, ya que el flujo energético fisco lo limita. En cambio, debe provenir del resto de la red eléctrica.

Por ejemplo, como se realizan varias sesiones de mercado en un mismo día, puede que el sistema haya prometido vender una cantidad de energía en un periodo de la tarde en el mercado diario. Lamentablemente, una hora antes de tener que exportar toda esa energía casada (en la última sesión del mercado intradiario continuo antes del *delivery*), resulta que las nuevas previsiones meteorológicas indican que, debido a una nube repentina, los paneles fotovoltaicos no van a ser capaces de generar la suficiente energía como para cargar la batería y exportar su energía. Esto genera un desvío en la posición de la batería: no va a ser capaz de otorgar toda la energía prometida y puede resultar penalizada. Por suerte, como se ha explicado, la solución al problema es recomprar la cantidad de energía que le falte al sistema a través de la interfaz de exportación. Como las recompras (y reventas, en el caso contrario) se realizan exclusivamente en el mismo periodo de su correspondiente posición opuesta por definición, la energía no necesita pasar por la interfaz que ha realizado la operación y la instalación puede exportar la energía tranquilamente y suplir la falta al mismo tiempo, sin tener que importar energía a la instalación. La energía que falta será suministrada entonces por el resto de la red eléctrica en nombre de la instalación.

Por lo tanto, los diferentes flujos energéticos son representados de la siguiente forma, correspondientes con los resultados principales de la optimización.

- $E_{M \rightarrow BESS,t}^n \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía neta correspondiente al flujo energético físico importado de la red a la batería en MWh.
- $E_{M \rightarrow BESS,t}^b \in \mathbb{R}$ es la energía bruta correspondiente a la actividad en el mercado de la interfaz en MWh.
- $E_{M \rightarrow BESS,t}^c \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía casada en negociaciones previas que la batería se ha comprometido a importar en MWh.
- $E_{BESS \rightarrow M,t}^n \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía neta correspondiente al flujo energético físico exportado de la batería a la red en MWh.
- $E_{BESS \rightarrow M,t}^b \in \mathbb{R}$ es la energía bruta correspondiente a la actividad en el mercado de la interfaz en MWh.
- $E_{BESS \rightarrow M,t}^c \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía casada en negociaciones previas que la batería se ha comprometido a exportar en MWh.

Los flujos netos y casados son no negativos, ya que representan la energía que mueve la instalación, los flujos brutos, en cambio, representan las operaciones en el mercado, que incluyen recompras o reventas en la dirección opuesta a su flujo energético.

5.1.3. Flujos de generación

Aunque, la modelización anterior cubra los BESSs al completo, el sistema se topa con un problema. ¿Cómo se decide cuándo cargar de la red o de la generación?

Las restricciones previas tan solo dibujan un marco aislado, que no tiene en cuenta que la energía importada de la generación es energía que la instalación, a través de la correspondiente interfaz de exportación de la generación, no es capaz de vender porque la carga de la batería se lo impide.

Por lo tanto, es necesario tener en cuenta la generación junto con la batería y realizar una optimización de los flujos energéticos de la instalación conjunta. Introduciendo la generación a los flujos energéticos de la sección 5.1.2, la batería no puede “robar” energía a la generación, ya que debe existir una armonía conjunta en busca de la maximización del ingreso.

- $E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t} \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía importada de la generación a la batería en instalaciones híbridas en MWh.
- $E_{\text{RES} \rightarrow M}^n \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía neta correspondiente al flujo energético físico importado de la red a la batería en MWh.
- $E_{\text{RES} \rightarrow M}^b \in \mathbb{R}$ es la energía bruta correspondiente a la actividad en el mercado de la interfaz en MWh.
- $E_{\text{RES} \rightarrow M}^c \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía casada en negociaciones previas que la generación se ha comprometido a importar en MWh.

Como la importación de la generación a la batería no pasa por mercado, no es necesario desglosarla en flujos brutos y netos para acomodar una casación inexistente.

5.1.4. Indicaciones de mercado

Con las representaciones de los movimientos de energía, el sistema debe ser capaz de guiar la operación de la batería. Es decir, se busca impedir posiciones que, aunque físicamente posibles, no rentabilicen la batería.

Para ello, se definen los parámetros relacionados con el entorno de mercado, con los que se incorporan las informaciones de las predicciones de precio de mercado anteriormente calculadas según la lógica descrita en la sección 4.1.1, las previsiones meteorológicas de la sección 4.3 para las instalaciones híbridas, y las limitaciones por seguridad de la sección 4.2.1 que limitan la potencia de los activos.

- λ' es el *spread* mínimo objetivo en €/MWh, es decir, el mínimo beneficio a obtener por cada unidad energética negociada.
- λ_t^M es el precio de mercado eléctrico en el periodo t en €/MWh, incluyendo tanto precios positivos como negativos.
- $E_{RES,t}$ es la energía generada por el activo de generación en instalaciones híbridas en el periodo t en MWh.
- $P_{BESS,t}^{\lim}$ es la limitación de programa de la batería en el periodo t en MW, generalmente sin acotar para representar su ausencia.
- $P_{RES,t}^{\lim}$ es la limitación de programa de la generación en el periodo t en MW, generalmente sin acotar para representar su ausencia.
- P_t^{\lim} es la limitación de programa de la instalación al completo en el periodo t en MW, pueden darse múltiples limitaciones pueden en un único periodo de mercado.

5.1.5. Comportamiento físico

Finalmente, toda batería comparte unos comportamientos físicos intrínsecos. Al fin y al cabo, las baterías son sistemas de almacenamiento de energía que permiten ser cargadas para su posterior descarga, pero ¿cómo de rápido pueden ser cargadas y descargadas, cuánto, cuántas veces, etc.?

Precisamente, las señales propiamente configuradas en el **PIS**, detalladas en la sección 3.2, permite conocer los parámetros operacionales de las batería. Con ellos, es necesario es representarlos simbólicamente para su optimización operativa.

- P_n^c es la potencia nominal de carga de la batería en MW.
- P_n^d es la potencia nominal de descarga de la batería en MW.
- P_n es la potencia nominal de la red de la instalación de la batería en MW, es decir, el valor estructural global registrada.
- E_n es capacidad de almacenamiento de la batería en MWh.
- η^c es el rendimiento de carga de la batería.
- η^d es el rendimiento de descarga de la batería.
- SoC_{\min} es la capacidad de almacenamiento mínima de la batería, respectivamente.

- SoC_{\max} es la capacidad de almacenamiento máxima de la batería, respectivamente.
- $\text{SoC}_t \in \mathbb{R}_0^+$ es la cantidad de energía almacenada en la batería en el periodo t en MWh.
- SoH es la salud de la batería, afectando tanto a la potencia y capacidad de almacenamiento.
- A es la disponibilidad de la batería, afecta tanto a la potencia como a la capacidad de almacenamiento.
- N_{\max} es el número de ciclos máximos a realizar por la batería a lo largo del horizonte de optimización.
- $N \in \mathbb{R}_0^+$ es el número de ciclos realizados por la batería a lo largo de todo el horizonte de optimización.
- $C_t \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía cargada por la batería en el periodo t en MWh, a diferencia de la importada.
- $D_t \in \mathbb{R}_0^+$ es la energía descargada por la batería en el periodo t en MWh, a diferencia de la exportada.

5.2. Restricciones operacionales

Conociendo los parámetros con trabajar, es momento de definir las restricciones operacionales que establecen las relaciones entre ellos⁵.

Como algunas configuraciones topológicas no soportan todos los flujos energéticos, véase la importación de la red en la topología híbrida con carga aislada de la red o la importación de la generación en la aislada, estas deben ser capaces de ser desactivadas a través de la relación 5.2.

⁵Las ecuaciones mostradas se encuentran parcialmente simplificadas para facilitar la comprensión, aunque resulten más robustas en realidad. No se muestran, por ejemplo, las restricciones de consignación manual tanto de la posición como el estado de carga, explicadas en el apartado 6.

$$E_t^n = \begin{cases} E_t^n & \text{si } \exists \text{ UFI} \\ 0 & \text{sino} \end{cases} \quad (5.2)$$

donde

- UFI determina la existencia de la **UFI** correspondiente al flujo energético, $\text{UFI}_{\text{BESS} \rightarrow M}$, $\text{UFI}_{M \rightarrow \text{BESS}}$, $\text{UFI}_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS}}$ y $\text{UFI}_{\text{RES} \rightarrow M}$.
- E_t^n es la energía importada o exportada de cada flujo energético en MWh, $E_{\text{BESS} \rightarrow M,t}$, $E_{M \rightarrow \text{BESS},t}$, $E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}$ y $E_{\text{RES} \rightarrow M,t}$.

Con esto, los flujos energéticos netos están definidos como la suma del correspondiente flujo energético bruto y el casado, es decir, el flujo energético físico representado por el parámetro neto debe ser siempre no negativo, pero la interfaz de la **UFI** lo puede ser cuando existan posiciones casadas en un periodo concreto. Esto es representado por la ecuación 5.3 y se realiza para cada uno de los flujos energéticos con **UFIs** arbitrados en el mercado, es decir, para la importación de la red y exportación a la red.

$$E_t^n = E_t^b + E_t^c \quad (5.3)$$

donde

- E_t es la energía importada o exportada de cada flujo energético desde o a la red en MWh, $E_{\text{BESS} \rightarrow M,t}$, $E_{M \rightarrow \text{BESS},t}$ y $E_{\text{RES} \rightarrow M,t}$.

Con respecto a los parámetros del comportamiento físico, estos limitan la potencia tanto de carga como de descarga⁶, mediante la ecuación 5.4 de carga y la ecuación 5.5 de descarga. Las señales de disponibilidad y **estado de salud (SoH)** afectan linealmente a la capacidad de potencia: para una disponibilidad o SoH de la mitad, la potencia de la batería es la mitad de su capacidad nominal.

$$C_t \leq A \cdot \text{SoH} \cdot P_n^c \cdot \Delta t \quad (5.4)$$

⁶Aunque la potencia de carga y descarga generalmente coincida en las instalaciones para las que se ha desplegado el sistema, es importante reconocer que pueden no ser iguales.

$$D_t \leq A \cdot \text{SoH} \cdot P_n^d \cdot \Delta t \quad (5.5)$$

Junto a la potencia, la capacidad de almacenamiento la limita el correspondiente parámetro nominal de la batería en 5.6.

$$\text{SoC}_t \leq A \cdot \text{SoH} \cdot E_n \quad (5.6)$$

Las eficiencias de carga y descarga también afectan al ciclado, incorporadas en los respectivos cálculos de la energía cargada y descargada. Para ello, resulta absolutamente necesario separar la carga por un lado y la descarga por el otro, ya que el cálculo del número de ciclos del **indicador de desempeño (KPI)** correspondiente requiere el uso de la descarga por separado. Como se indica oficialmente, “se completa un ciclo de carga cuando se ha usado (descargado) una cantidad equivalente al 100 % de la capacidad de la batería, pero no necesariamente toda con una sola carga. Por ejemplo, se puede usar el 75 % de la capacidad de la batería un día y luego recargarla completamente durante la noche. Si se usa el 25 % al día siguiente, se habrá descargado el 100% en total, y los dos días sumarán un ciclo de carga”².

Esto significa que, si la carga y la descarga no se separasen, el número de ciclos sería contado incorrectamente, causados por transiciones que dejase la batería en el mismo estado. De esta forma, las ecuaciones de las eficiencias detallan la carga proveniente tanto de la importación de la red y de la importación de la generación en 5.7, y la descarga en 5.8.

$$C_t = \eta^c \cdot (E_{M \rightarrow BESS,t}^n + E_{RES \rightarrow BESS,t}) \quad (5.7)$$

$$D_t = (\eta^d)^{-1} \cdot E_{BESS \rightarrow M,t}^n \quad (5.8)$$

Aún así, separar la carga y la descarga directamente introduce uno de los mayores posibles problemas del sistema, la carga y descarga simultanea, detallada más profundamente en la sección 6.1.1. Para evitar esta situación, se introducen variables binarias en la formulación 5.9, que indican la dirección de la operación en la que se encuentra la batería en un periodo determinado, impidiendo así el solapamiento de la carga y descarga. Con el uso de las variables binarias, se reformula la decisión no lineal en sistemas de ecuaciones lineales.

$$C_t \leq M_t^c \cdot z_t^c \quad (5.9a)$$

$$D_t \leq M_t^c \cdot (1 - z_t^c) \quad (5.9b)$$

donde

- $M_t^c = E_n$ es la cota superior de la máxima carga o descarga permitida en el periodo t en MWh.
- z_t^c es la variable binaria indicador que representa la dirección de carga o descarga en el periodo t .

Con ello, un aspecto a tener en cuenta es la simplificación de la formulación mediante *special order sets* de orden 1, y evitar así el uso de variables binarias, como se indica en la ecuación 5.10.

$$C_t, D_t \in \text{SOS}_1 \quad (5.10)$$

Los *special order sets* permiten representar condiciones de exclusión, tan solo permitiendo la activación (> 0) de un número de variables contiguas según su orden, manteniendo el resto desactivadas ($= 0$). En este caso, se pueden usar los *special order sets* de orden 1 para, entre la carga y descarga, activar únicamente una de ellas.

Si las variables de carga y descarga no estuvieran limitadas físicamente (cota superior indefinida), el uso de cotas superiores arbitrariamente altas para satisfacer la restricción de enteros mixta podría afectar negativamente al rendimiento del sistema⁷. Sin embargo, como en la formulación planteada no existen dichos problemas, se sigue optando por la solución más extendida de enteros mixta.

El parámetro de mercado de ciclos máximos limita los ciclos a realizar durante el horizonte de optimización, mediante la ecuación 5.11. Inteligentemente, con el proposition de evitar la introducción de relaciones no lineales causadas por mantener un cupo diario de ciclos, se agregan todos ellos a lo largo del horizonte de optimización, en la ecuación 5.12.

$$N \leq N_{\max} \quad (5.11)$$

⁷Es posible introducir problemas de estabilidad numérica causados al manipular parámetros de magnitudes comparativamente grandes.

$$N_{\max} = N_d \cdot H \quad (5.12)$$

donde

- N_d es el número de ciclos máximos a realizar por la batería por día.

A su vez, el cálculo de los ciclos totales se define en la ecuación 5.13, tan solo teniendo en cuenta la energía descargada.

$$N = \sum_{t=1}^H D_t \cdot E_n^{-1} \quad (5.13)$$

Por otro lado, el **SoC** lo limitan las señales de la batería en la ecuación 5.14. Generalmente, se suele reservar un margen de 5–10 % de la capacidad de almacenamiento nominal para evitar imprevistos.

Precisamente, un efecto secundario muy beneficioso de las limitaciones de la señal del **SoC** es la posibilidad de la participación de las baterías en los mercados de disponibilidad⁸. Como en ningún momento se llega ni al máximo ni al mínimo de la capacidad de la batería, esta puede ofertar por lo menos el rango del **SoC** a subir o bajar y generar beneficios pasivos, sin afectar de ninguna forma a la operación principal en los mercados spot.

$$\text{SoC}_t \geq \text{SoC}_{\min} \cdot E_n \quad (5.14a)$$

$$\text{SoC}_t \leq \text{SoC}_{\max} \cdot E_n \quad (5.14b)$$

De esta forma, se define la ecuación del **SoC** 5.15, teniendo en cuenta la energía cargada y descargada.

$$\text{SoC}_t = \text{SoC}_{t-1} + C_t - D_t \quad (5.15)$$

⁸El sistema no soporta los mercados de disponibilidad en su estado actual, aunque sí que permite manejarlos externamente.

Además, la modelización también debe tener en cuenta las limitaciones por seguridad obtenidas en la sección 4.2.1. Estas limitaciones, representadas en la ecuación 5.16, impiden la exportación de energía de cada uno de los activos energéticos individualmente.

$$E_{\text{BESS} \rightarrow M,t}^n \leq \min(P_n, P_{\text{BESS},t}^{\text{lim}}) \cdot \Delta t \quad (5.16a)$$

$$E_{\text{RES} \rightarrow M,t}^n \leq \min(P_n, P_{\text{RES},t}^{\text{lim}}) \cdot \Delta t \quad (5.16b)$$

$$E_{\text{BESS} \rightarrow M,t}^n + E_{\text{RES} \rightarrow M,t}^n \leq \min(P_n, P_t^{\text{lim}}) \cdot \Delta t \quad (5.16c)$$

Con esto, como las limitaciones por seguridad son específicas del activo, estas restricciones introducen nuevas oportunidades de arbitraje en instalaciones híbridas, resultado de que generación se vea limitada sin estarlo la exportación de la batería. Ante dicha situación, la batería es capaz de cargarse sin ningún coste.

Para mejorar el rendimiento teniendo en cuenta estas circunstancias, se introducen nuevas restricciones en forma de la ecuación 5.2, que controla la importación de energía excedente y la importación de energía no excedente. Concretamente, el término usado para referirse a la energía excedente que sobrepasa los límites de exportación se conoce como *curtailment*.

$$E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^c \leq \begin{cases} E_{\text{RES},t} - \min(P_n, P_{\text{RES},t}^{\text{lim}}) * \Delta t & \text{si } E_{\text{RES},t} > \min(P_n, P_{\text{RES},t}^{\text{lim}}) * \Delta t \\ 0 & \text{sino} \end{cases} \quad (5.17)$$

$$E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^{\text{nc}} \leq \begin{cases} E_{\text{RES},t} & \text{si } E_{\text{RES},t} \leq \min(P_n, P_{\text{RES},t}^{\text{lim}}) * \Delta t \\ \min(P_n, P_{\text{RES},t}^{\text{lim}}) * \Delta t & \text{sino} \end{cases} \quad (5.18)$$

donde

- $E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^c$ es la importación de la generación excedente a la batería en MWh.
- $E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^{\text{nc}}$ es la importación de la generación no excedente a la batería en MWh.

Junto a estas restricciones, se debe impedir la importación de energía no excedente cuando la excedente se encuentre disponible, lo cual puede ocurrir cuando existen limitaciones por

seguridad o los precios de mercado sean nulos o negativos. Por ello, se añade otra restricción indicativa de enteros mixta a la formulación, ecuación 5.19.

$$E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^c \leq M_t^{\text{nc}} \cdot z_t^{\text{nc}} \quad (5.19\text{a})$$

$$E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^{\text{nc}} \leq M_t^{\text{nc}} \cdot (1 - z_t^{\text{nc}}) \quad (5.19\text{b})$$

donde

- $M_t^{\text{nc}} = E_{\text{RES},t}$ es la cota superior de la máxima importación de generación disponible en el periodo t en MWh.
- z_t^{nc} es la variable binaria indicador que representa el estado de la importación excedente de la generación a la batería en el periodo t , es decir, si se está cargando de la energía excedente o no.

La introducción del desglose de la importación de la generación a la batería significa que la importación misma debe estar definida según la ecuación 5.20.

$$E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t} = E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^c + E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^{\text{nc}} \quad (5.20)$$

A su vez, se dispone de toda la información necesaria para completar el cálculo de la posición de venta de la generación, ya que, tal y como se ha descrito anteriormente, es necesario optimizar tanto el ciclado de la batería, como la venta de la generación, para obtener una visión completa del movimiento de la instalación. Con ello, la exportación de la generación en la ecuación 5.21 se corresponde con la venta de todo el recurso generado del que no ha cargado la batería, limitado por los límites de programa y limitaciones estructurales.

$$E_{\text{RES} \rightarrow \text{M},t}^n = \begin{cases} E_{\text{RES},t}^n - E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^{\text{nc}} & \text{si } E_{\text{RES},t} \leq \min(P_n, P_{\text{RES},t}^{\text{lim}}) \cdot \Delta t \\ \min(P_n, P_{\text{RES},t}^{\text{lim}}) * \Delta t - E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^{\text{nc}} & \text{sino} \end{cases} \quad (5.21)$$

Con esto, aunque las relaciones definidas son aplicables a la importación de la generación propia de las instalaciones híbridas, estas muestran comportamientos variados más allá de la configuración híbrida flexible, descritos en la sección 3.1.2.

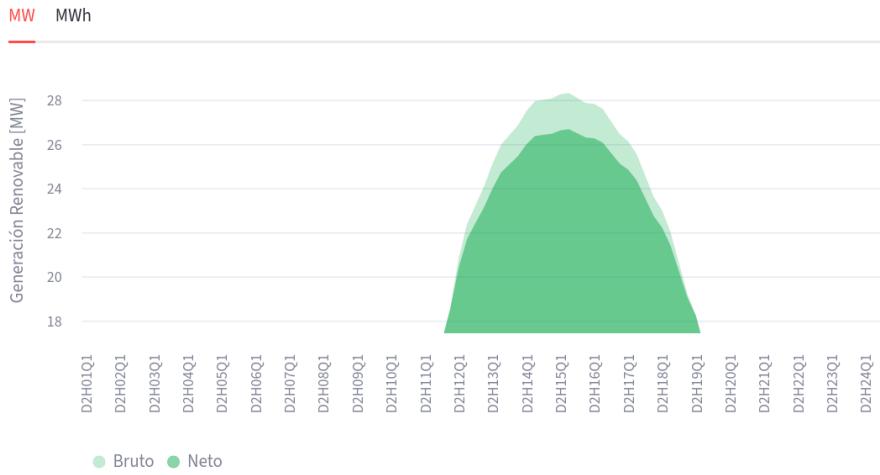


Figura 5.2: Clipping de la configuración topológica híbrida con carga aislada de la red. La batería solo es capaz de cargar del excedente porcentual de generación, dibujando una curva de carga en los picos.

Precisamente, para adecuarse a los de la configuración híbrida con carga aislada de la red, se introduce el concepto de *clipping*. El *clipping* es un comportamiento en donde se restringe la carga de la batería únicamente a la generación excedente⁹, representado en la figura 5.2.

A modo de analogía, el *clipping* se puede entender como una persona que dispone de un salario fijo (generación). Cada mes debe pagar una cantidad de su salario para el alquiler (*threshold* de carga). Del dinero sobrante, ahorra (carga) una porcentaje (coeficiente de *clipping*), mientras que gasta el resto como le apetezca (exportación de generación). Se representa mediante la ecuación 5.22.

⁹Los coeficientes de *clipping* se han calculado inicialmente con la consulta de las especificaciones de la instalación y han sido posteriormente refinados mediante *backtesting*, gracias al trabajo previo realizada mediante consultas del PIS.

$$E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t} = \begin{cases} \gamma * (E_{\text{RES},t} - \gamma_u * \Delta t) & \text{si } E_{\text{RES},t} > \gamma_u * \Delta t \\ 0 & \text{sino} \end{cases} \quad (5.22)$$

donde

- γ es el coeficiente de *clipping* que indica la cantidad de energía excedente con respecto a la generación total.
- γ_u es el umbral de *clipping* en MW, es decir, la cantidad mínima de energía a partir de la cual considerar excedente.

La última configuración topológica a tener en cuenta se trata de la híbrida con prioridad de carga de generación. Esto significa que se debe agotar completamente el recurso de generación antes de poder cargar de la red, aunque cargar de la red otorgue mayores beneficios, como es el caso con los precios de mercado negativos.

Dicha prioridad es definida de forma similar a previas restricciones de indicación con una formulación de enteros mixta en la ecuación 5.23. La restricción permanece inactiva si la topología de la instalación (a través de la UFI) no se adecua con la híbrida con prioridad de carga de generación.

$$E_{\text{RES} \rightarrow \text{M},t}^n \leq M_t^p \cdot z_t^p \quad (5.23a)$$

$$E_{\text{M} \rightarrow \text{BEES},t}^n \leq M_t^c \cdot (1 - z_t^p) \quad (5.23b)$$

donde

- $M_t^p = E_{\text{RES},t}$ es la cota superior de la máxima exportación de generación disponible en el periodo t en MWh.
- $M_t^c = E_n$ es la cota superior de la máxima importación máxima permitida por la batería en el periodo t en MWh.
- z_t^p es la variable binaria indicador que representa el estado de prioridad en el periodo t , es decir, si se ha llegado a agotar el recurso de generación o si todavía está disponible.

Como se puede observar, el sistema es completamente genérico e incorpora comportamientos generales, a diferencia de definir entidades separadas para cada configuración. Es decir, la lógica base de la optimización no varía según la configuración.

5.3. Criterio de desempeño

Como se ha mencionado en múltiples ocasiones, el criterio de desempeño del sistema parece ser el beneficio obtenido, es decir, que el sistema busque maximizar los ingresos, en cambio, esto no es del todo cierto.

Inicialmente, en el beneficio toma parte cada flujo de energía. Importantemente, como el sistema asume que las recompras y reventas se realizan al mismo precio que la posible compra y venta¹⁰, tan solo se tienen en cuenta las energías netas, correspondientes a los flujos físicos, para el cálculo de los ingresos. Con ello, se le asigna un precio a cada uno de ellos, resultando en la ecuación 5.24.

$$\begin{aligned}\pi_t = & (\lambda_{\text{BESS} \rightarrow M, t}^n - \lambda') \cdot E_{\text{BESS} \rightarrow M, t}^n \\ & - \lambda_{M \rightarrow \text{BESS}, t}^n \cdot E_{M \rightarrow \text{BESS}, t}^n \\ & - \lambda_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS}, t}^c \cdot E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS}, t}^c \\ & - \lambda_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS}, t}^{nc} \cdot E_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS}, t}^{nc} \\ & + \lambda_{\text{RES} \rightarrow M, t}^n \cdot E_{\text{RES} \rightarrow M, t}^n\end{aligned}\quad (5.24a)$$

$$\pi = \sum_{t=t_1}^T \pi_t \quad (5.24b)$$

$$\lambda_{\text{BESS} \rightarrow M, t}^n = \lambda_t^M \quad (5.24c)$$

$$\lambda_{M \rightarrow \text{BESS}, t}^n = \lambda_t^M + c \quad (5.24d)$$

$$\lambda_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS}, t}^c = 0 \quad (5.24e)$$

$$\lambda_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS}, t}^{nc} = \begin{cases} \lambda_t^M & \text{si } \exists \gamma \wedge \lambda_t^M \geq \lambda_{\text{RES}, t}^O \\ 0 & \text{sino} \end{cases} \quad (5.24f)$$

¹⁰En realidad, las recompras y reventas, entendiblemente, se realizan al precio de casación anterior, pero no se dispone de la información necesaria para realizar el desglose entre mercados y obtener el precio.

$$\lambda_{\text{RES} \rightarrow \text{M},t}^n = \begin{cases} \lambda_t^M & \text{si } \lambda_t^M \geq \lambda_{\text{RES},t}^O \\ 0 & \text{sino} \end{cases} \quad (5.24g)$$

donde

- c es el peaje de la red en €/MWh.
- $\lambda_{\text{BESS} \rightarrow \text{M},t}^n$ es el precio de la exportación de la batería a la red en el periodo t en €/MWh.
- $\lambda_{\text{M} \rightarrow \text{BESS},t}^n$ es el precio de la importación de la red a la batería en el periodo t en €/MWh.
- $\lambda_{\text{RES},t}^O$ es el precio de oferta de la generación en el periodo t en €/MWh.
- $\lambda_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^c$ es el precio de la importación de la generación excedente a la batería en el periodo t en €/MWh.
- $\lambda_{\text{RES} \rightarrow \text{BESS},t}^{nc}$ es el precio de la importación de la generación no excedente a la batería en el periodo t en €/MWh.
- $\lambda_{\text{RES} \rightarrow \text{M},t}^n$ es el precio de exportación de la generación a la red en el periodo t en €/MWh.
- π es el beneficio en €.

Si bien la maximización del beneficio es el objetivo principal, el sistema debe tener en cuenta otros factores. De hecho, cuando se realiza la optimización, considerar el beneficio únicamente resulta, casi con total certeza, en un problema de optimización degenerado.

Los problemas de optimización degenerados son los que poseen múltiples soluciones para una misma formulación. El sistema, por el contrario, debe asegurar una optimización estricta (determinista) para facilitar el control de las baterías. No se puede permitir que, ante cualquier modificación en la configuración, por muy minúscula que sea, la posición óptima cambie drásticamente y genere desvíos. La diferencia se observa en la figura 5.3, en la cual las operaciones de mercado se realizan en periodos incongruentes y se mezclan fuentes de carga, resultado de no acotar con exactitud la optimización¹¹.

Para solucionar este problema, se tiene en cuenta que las predicciones de precio de mercado y las predicciones meteorológicas, es decir, la información extraída en el apartado 4

¹¹Se obtiene el mismo resultado del cálculo en múltiples soluciones, aunque verdaderamente solo una de ellas sea la correcta, por lo que el resolutor puede devolver una posición que genere desvíos innecesarios.

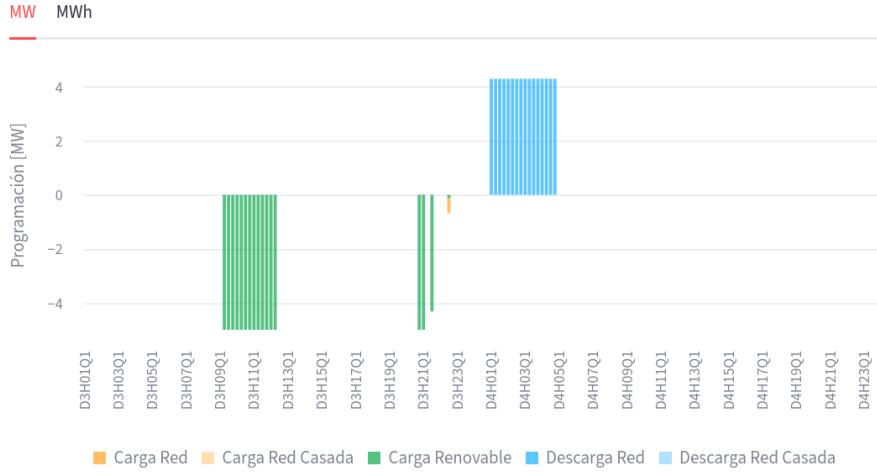


Figura 5.3: Solución degenerada a una posición de mercado. Las operaciones se ofertan en periodos inconsistentes, en vez de realizarlas todas en un único bloque desde el primer periodo óptimo (del D3H09Q2 al D3H13Q1 de carga y del D3H22Q4 al D4H01Q4 de descarga). Como también se llevan posiciones al mercado (periodo D3H22Q3) aun no siendo necesario, se generan desvíos.

del entorno de mercado, es más precisa cuanto más cercana en el tiempo sea. En otras palabras, las previsiones para el día de mañana resultan más fiables que las de dentro de una semana.

En la formulación, esta preferencia de las posiciones más cercanas en el tiempo se representa con una función de decrecimiento o *decay function* exponencial, ecuación 5.25. Dispone de un ratio de decrecimiento configurable dependiente del horizonte de optimización, cuanto mayor sea, menor valor tendrá el ratio de decrecimiento, para evitar conflictos en donde peor posición más cercana en el tiempo sea elegida ante una mejor más lejana.

$$\sum_{t=t_1}^T e^{-\rho t} \pi_t \quad (5.25)$$

donde

- ρ es el coeficiente de decaimiento que favorece los períodos más tempranos.

De esta forma, tras realizar el llamado test de factibilidad básica e identificar las variables básicas¹² y sus propiedades, se determina que la formulación propuesta es estricta.

¹²Las variables básicas son las que marcan los puntos extremos de las soluciones, pero no tienen por que

5.3.1. Optimización lexicográfica

Aunque el uso de una función de decrecimiento exponencial distinga correctamente las soluciones de forma determinista, es posible, dependiendo de los parámetros de configuración, que la solución obtenida por el resolutor sea la óptima según el criterio de desempeño definido, pero no la que el sistema busca. Esto sucede debido a que parámetros de decisión incorrectamente seleccionados pueden priorizar una posición que mejore el objetivo de la preferencia temporal y no el del beneficio.

La metodología anterior de juntar los dos objetivos se conoce como optimización multiobjetivo ponderada, donde el coeficiente de ponderación es el calculado mediante la *decay function* exponencial. Aún así, existe una técnica de optimización multiobjetivo más avanzada que evita conflictos entre ellos gracias a una metodología de priorización de objetivos, llamada optimización lexicográfica. Resulta usada esporádicamente incluso en el contexto de los BESS⁴⁵.

De esta forma, se desarrolla el algoritmo 1 de optimización lexicográfica multiobjetivo por encima del lenguaje de modelado abstracto para asegurar la priorización de los objetivos de la modelización, ya que la herramienta de modelado utilizada no soporta solucionar múltiples objetivos al mismo tiempo.

Algorithm 1 Algoritmo de optimización lexicográfica

Require: Funciones objetivo f_1, \dots, f_n ordenadas por importancia decreciente.

Require: Variables de decisión x .

Require: Conjunto de valores posibles X .

for $i \leftarrow 1$ a n **do**

 Resolver el problema de optimización de objetivo único P_i :

 máx $f_i(x)$

 sujeto a $x \in X$

$f_j(x) \geq z_k^* \quad \forall j \in \{1, \dots, i-1\}$

if la solución no es factible **then**

return \emptyset

end if

 Sea x_i^* una solución óptima para P_i .

$z_i^* \leftarrow f_t(x_i^*)$

 ▷ Se guarda el valor óptimo para la siguiente iteración.

end for

return x_n^*

Con esto, el objetivo principal se trata de la maximización del beneficio y el objetivo secundario la priorización temporal, porque se sigue necesitando obtener una única solución.

encontrarse en su límite, lo cual resultó ser fuente de confusión en el análisis de factibilidad.

El sistema permite definir otros objetivos secundarios de menor prioridad, como la maximización del **SoC** final para aprovechar situaciones de carga gratuita en las que la energía no es vendida.

Aunque se solucionen los problemas de posiciones posiblemente no óptimas, la optimización lexicográfica tiene un menor rendimiento, por lo que no es factible usarla para mercados con una granularidad muy pequeña, como los de disponibilidad. En cambio, funciona adecuadamente para los mercados spot, en los que se centra el despliegue realizado del sistema.

5.4. Resolución numérica

Otro aspecto a tener en cuenta es la precisión numérica de los resultados. De hecho, la institución regulatoria del mercado eléctrico correspondiente, el **MO** mismo, define las regulaciones de la precisión numérica aceptada para el arbitraje.

Tanto la energía como la potencia son expresados con una precisión de un solo decimal, siendo su granularidad una décima de megavatio y megavatio hora. El precio de oferta, en cambio, se expresa con dos decimales, correspondientes a los céntimos.

Irónicamente, las minúsculas diferencias entre los resultados reales correspondientes al estado de la batería y las ofertas de arbitraje sí que son capaces de generar desvíos en el mercado. Por suerte, el sistema no tiene por qué encargarse de dicha discrepancia debido a que los desvíos son comparativamente tan bajos, menores a 50 kWh de media, que la red eléctrica misma es capaz de absorber sin absolutamente ningún problema. Además, como los desvíos resultan tanto a subir como bajar, generalmente se contrarrestan entre sí.

Capítulo 6

Comando y control

Teniendo disponible toda la información necesaria para el control de vuelta al BESS, es necesario convertirla a las señales que la batería entienda. A su vez, también se necesita comunicar las ofertas de compra y venta de energía al mercado, para garantizar la sincronía de las operaciones entre la carga y compra y descarga y venta de la energía, respectivamente.

Más allá de las operaciones mismas, en entornos industriales donde se mueven grandes cantidades de energía, como el pertinente, es altamente recomendable disponer de algún tipo de método con el que comprobar la correcta operación del sistema y modificar su comportamiento si resulta oportuno. Por ello, también se desarrolla un cuadro de mando con el que realizar las tareas de supervisión.

De esta forma, el apartado 6.1 describe la operación automática del control de las consignas de la batería y las ofertas de mercado, mientras que el apartado 6.2 detalla la implementación del cuadro de mando con el que supervisar la operación del sistema. El flujo de información del comando y control se representa en la figura 6.1.

6.1. Consignación operativa

La consignación operativa no solo incluye la señalización del perfil de carga y descarga de las baterías y es que, si el sistema no comunica adecuadamente sus intenciones de compra y venta mediante los medios preestablecidos, la entidad energética dueña de la instalación podría incurrir severas multas por incumplir el reglamento.

Con ello, el sistema debe responder a las preguntas de cuándo y cuánta energía ciclar

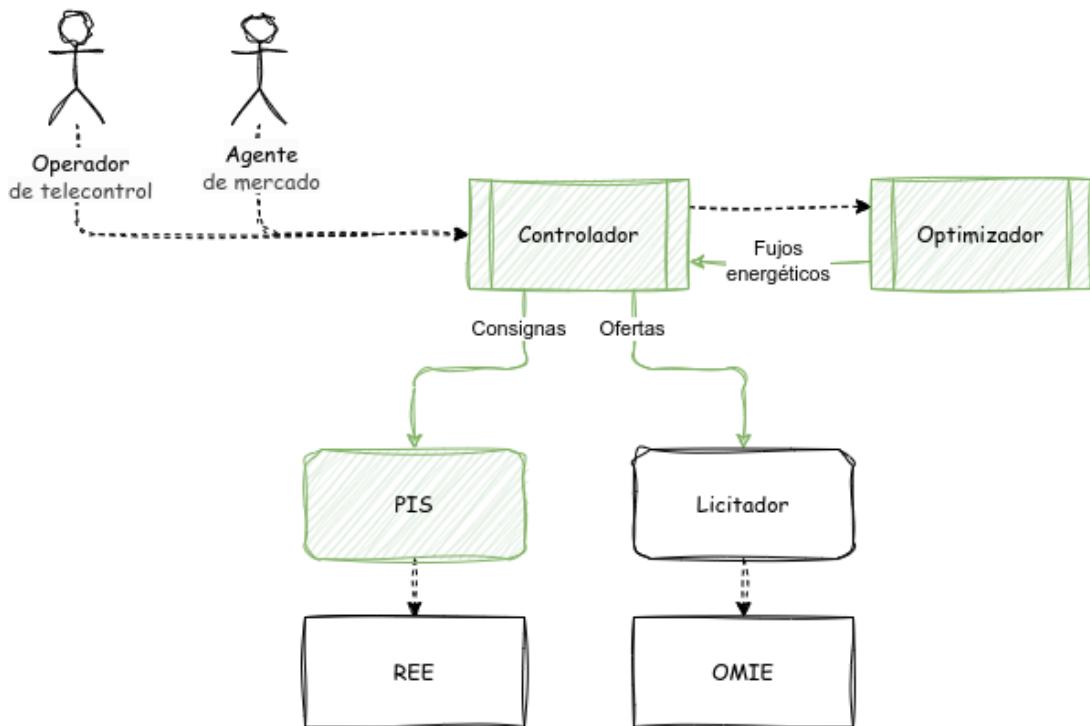


Figura 6.1: Arquitectura del flujo de información del comando y control, diferenciando los elementos pertinentes al proyecto. Una vez recibe el controlador los flujos energéticos por parte del optimizador, se convierten apropiadamente a consignas físicas de potencia y se calculan las ofertas de mercado según semiciclos de carga. Las consignas son comunicadas de vuelta al **PIS**, mientras que las ofertas se mandan a un licitador confiable a través de un formato interno. En última instancia, las posiciones acaban en **REE** y **OMIE**. A su vez, los agentes de mercado y operadores de telecontrol son capaces de interactuar con el controlador a través del cuadro de mandos, informando al optimizador de las operaciones a realizar.

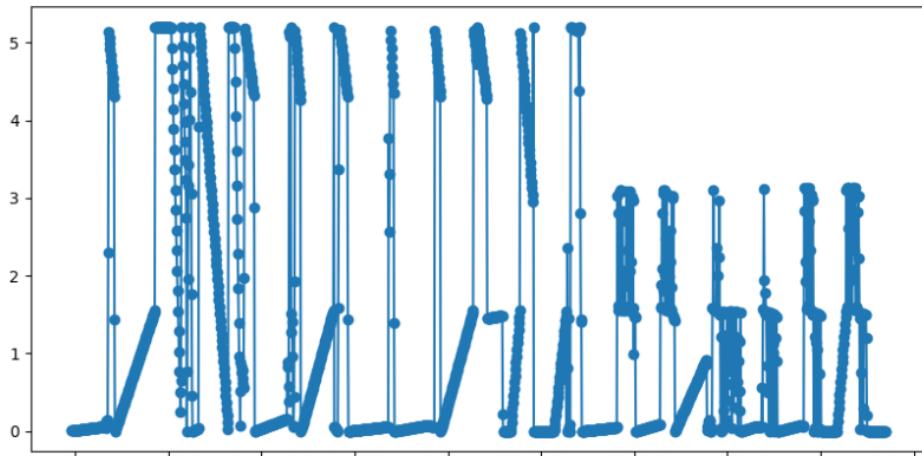


Figura 6.2: Modulación del perfil de potencia de carga una batería de 5 MW, en donde la potencia de carga fluctúa entre el mínimo técnico y máximo operacional, hasta verse finalmente limitada a poco más de la mitad de la potencia nominal.

físicamente y a qué precio.

6.1.1. Señalización de baterías

Las señales de los BESS se comunican en términos de energía, como se describe en la sección 3.2. Esto significa que a las baterías no se les pueden mandar consignas de cargar o descargar una cantidad determinada de energía por cada periodo de mercado, aunque este sea el formato de salida de la optimización. Precisamente, la razón de esta limitación es bastante sencilla: la energía es dependiente del tiempo. La potencia, en cambio, es instantánea.

Resulta que, al igual que todo el resto de activos energéticos, la operación de los BESS se mide en términos de potencia, representando el ritmo con el cual la batería transfiere energía.

Dependiendo de la posición de arbitraje, la batería puede encontrarse en diferentes perfiles de potencia, desde la inactividad y el llamado mínimo técnico, hasta el máximo operacional. En la figura 6.2 se puede observar la modulación del perfil de potencia de la batería.

Con esto, las mayores ventajas de las baterías son su capacidad de rápida conmutación o variación de su perfil de potencia y el mínimo de técnico nulo, con el que la batería puede mantenerse inactiva sin perder capacidad de conmutación.

Para transformar la posición de mercado de energía a potencia es necesario conocer

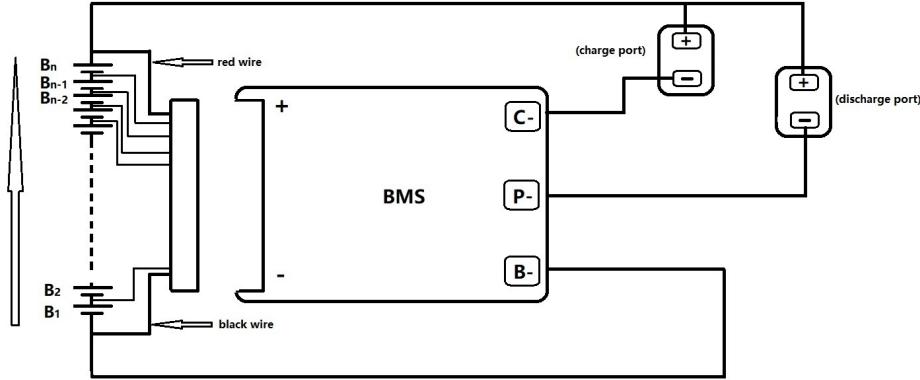


Figura 6.3: Diagrama de un sistema de control de baterías con señales de carga y descarga independientes⁶⁸.

el periodo o granularidad del mercado y realizar la transformación a través de la simple ecuación 6.1. Las limitaciones de potencia ya se han tenido en cuenta en las etapas anteriores.

$$P_t = E_t \cdot \frac{1}{\Delta t \cdot \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}}} \quad (6.1)$$

donde

- P_t es la potencia a mantener durante el periodo t para ciclar una cantidad de energía en MW.
- E_t es la energía a ciclar en el periodo t en MWh,
- Δt es la granularidad mínima de los mercados analizados dentro del horizonte de optimización en min.

Aún habiendo convertido las unidades, se continua teniendo un problema, explicado por el ciclado de la batería a nivel físico. El ciclado de la batería, en su formato más reductivo, está controlado por dos señales correspondientes a las fuentes de carga y descarga por el BMS, como se observa en la figura 6.3. Cuando una de las señales esta activa el circuito de carga se abre, cuando la otra está activa es el de descarga el que se activa y cuando no está activa ninguna no hay flujo energético¹.

¹Existen otros tipos de BMS en donde los puertos de carga y descarga son comunes, pero la restricción del control de la carga y descarga se sigue aplicando de igual manera por razones físicas para manejar la batería de ion-litio en sí, que solo observa la conexión de energía de entrada o de salida, al fin y al cabo.

¿Qué sucede entonces cuando las dos señales se activan a la vez? La activación simultanea resulta en un bloqueo mutuo donde ocurre un cortocircuito, el cual podría causar daños físicos internos a las celdas de la batería (en la practica el **BMS** lo impide), por esta razón la misión del sistema de control de baterías es evitar esta situación. Para ello, limita las consignas a una única señal en donde los valores positivos indican carga, los negativos descarga y cero la inactividad.

Por ejemplo, una situación en la que una carga y descarga simultanea podría suceder, de no ser por las limitaciones físicas de las baterías, se da cuando existe recurso de generación limitado por los límites de programa para un periodo beneficioso de venta, en donde la batería querría tomarlo y venderlo directamente en el mismo periodo. Visualizado en la tabla 6.1.

Periodo	Batería [MW]	Generación [MW]	Instalación [MW]	Precio [€/MWh]
H20Q1	5,5	32,5	32,5	-5,00
H20Q2	5,5	32,5	32,5	20,00
H20Q3	0,0	0,0	0,0	53,86
H20Q4	0,0	0,0	0,0	89,64
H21Q1	5,5	0,0	32,5	37,24
H21Q2	5,5	0,0	32,5	69,00
H21Q3	5,5	0,0	32,5	85,42
H21Q4	5,5	0,0	32,5	93,80
H22Q1	5,5	0,0	32,5	71,00
H22Q2	5,5	32,5	32,5	69,00
H22Q3	5,5	32,5	32,5	69,00
H22Q4	5,5	32,5	32,5	73,00

Tabla 6.1: Límite de programa donde, desde el periodo H21Q1 al H22Q1, la exportación de la generación está limitada mientras que la batería es capaz de exportar libremente, pudiendo causar conflictos entre la carga de aprovechamiento de la generación y la descarga de la venta en precios altos.

Para adecuarse a dichas limitaciones físicas, se combinan las señales de carga con signo positivo y descarga con signo negativo obtenidas de la optimización y posteriormente convertidas en potencia $P = P_d - P_c$. También se añade otra capa de prevención de desactivando previamente los periodos con carga y descarga simultanea, lo cual ciertamente puede causar desvíos en el programa, pero estos serían fácilmente solucionados en optimizaciones posteriores y nunca deberían ocurrir², de todos modos.

Con las posiciones transformadas en potencia, solo se toman en cuenta los cambios en el perfil de potencia y se anota el tiempo de inicio de cada cambio.

²Los indicadores de carga y descarga simultanea introducidos en la sección 5.1.2 ya lo tienen en cuenta, pero se realiza un esfuerzo para separar las responsabilidades de los diferentes roles.

Por último, el envío de las consignas se realiza a través de la señal o punto ofrecido por el **BMS** configurado en el **PIS**, llamado **Programa** y explicado en el apartado de infraestructura **3.2**. Se hace uso del mismo flujo descrito en la sección **3.5** pero, en vez de leer señales, se escriben en los tiempos correspondientes en el historiador.

Cuando llegue el momento de cambio en el perfil de potencia de la batería y la señal del programa esté escrita en el historiado, este automáticamente enviará de vuelta un mensaje IEC 60870-5-104 a la estación marcando el nuevo perfil de potencia y la batería responderá correspondientemente.

Con esto, uno de los aspectos más cruciales no resulta ser precisamente la consignación de un nuevo perfil de potencia de carga o descarga, sino la vuelta al mínimo técnico. Es decir, es una absoluta necesidad hacer que la batería vuelva a un perfil de potencia nulo cuando se haya terminado la carga o descarga, de tal forma que no continúe ciclándose.

Resulta interesante destacar que, durante el despliegue del sistema en una de las instalaciones, no se llegó a consignar correctamente la vuelta al mínimo técnico de la batería debido a un fallo lógico, por lo que esta continuó cargándose más allá del límite máximo del SoC_{\max} establecido y, al llegar al límite de almacenamiento, hizo saltar la alarma del **BMS**. El problema desplomó la disponibilidad de la batería y llegó a causar pérdidas monetarias hasta rápidamente conseguir arreglarlo.

Dicha situación subraya la importancia de disponer de herramientas de observación y control manual del sistema, como la descrita en la próxima sección **6.2**.

6.1.2. Emisión de ofertas

Para emitir la oferta al mercado, es necesario calcular el precio al que ofertar la posición de la batería³. Para ello se emplea un algoritmo de desarrollo propio que permite agrupar las ofertas por ciclos.

En un primer momento, precisamente a los inicios de desarrollo de la emisión de la oferta, el precio de oferta se correspondía directamente al precio de mercado, como en la ecuación **6.2**.

³La oferta del activo de generación se configura de forma manual a un valor fijo $\lambda_{\text{RES},t}^O = \lambda_{\text{RES}}^O$, generalmente siendo 0 €/MWh para asegurar su casación, ya que su energía no puede ser almacenada más que en la batería misma.

$$\lambda_{\text{BESS},t}^{\text{O}} = \lambda_t^{\text{M}} \quad (6.2)$$

donde

- $\lambda_{\text{BESS},t}^{\text{O}}$ es el precio de oferta de la batería en el periodo t en €/MWh.
- λ_t^{M} es el precio del mercado eléctrico en el periodo t en €/MWh.

Dicho comportamiento dispone de un fallo inaceptable en el funcionamiento del ciclado de la batería. Como el mercado eléctrico es marginalista, si existe un desvío del precio de casación a la dirección opuesta de la oferta en comparación a la predicción de precio empleada durante la operación, la oferta nunca tendrá la capacidad de casar en el mercado, resultando en un desvío de programa que, muy probablemente no podrá ser recuperado por la misma razón en los mercados posteriores.

Una solución sencilla al comportamiento previamente descrito, empleado como evolución de la lógica de emisión de ofertas del sistema, es incluir una tolerancia de oferta en el cálculo del precio. La tolerancia aumenta o disminuye el precio de oferta en la dirección opuesta al beneficio en la compra o venta, buscando la casación en el mercado, ecuación 6.3. Este comportamiento funciona ya que permite cubrirse ante pequeños desvíos de precio y sigue sin afectar a la disminución del beneficio si el desvío de precio es favorable. En cambio, esta solución introduce un problema doble.

$$\lambda_{\text{BESS},t}^{\text{O}} = \begin{cases} \lambda_t^{\text{M}} + \Delta\lambda & \text{si } P_t < 0 \quad (\text{carga}) \\ \lambda_t^{\text{M}} - \Delta\lambda & \text{si } P_t > 0 \quad (\text{descarga}) \\ 0 & \text{si } P_t = 0 \quad (\text{estado estacionario}) \end{cases} \quad (6.3)$$

donde

- $\lambda_{\text{BESS},t}^{\text{O}}$ es el precio de oferta de la batería en el periodo t en €/MWh.
- λ_t^{M} es el precio del mercado eléctrico en el periodo t en €/MWh.
- P_t es la potencia a mantener durante el periodo t en MW.
- $\Delta\lambda$ es la tolerancia de oferta en €/MWh.

Primero, el uso de una tolerancia absoluta implica que el sistema solo puede defenderse ante desvíos de precio según su magnitud, pero, cuanto mayor es el precio de mercado,

mayores suelen ser los desvíos de precio⁴. Es complicado, por no decir imposible y poco intuitivo, seleccionar dinámicamente entre una tolerancia absoluta o relativa.

Segundo, si una de las ofertas no casa, ocurre la llamada casación parcial¹⁶, en donde la batería mantiene un ciclo incompleto. Si el mercado acepta solo algunos de los periodos el estado de carga resultante puede no permitir completar el ciclo previsto o cumplir con compromisos posteriores.

Para evitar estos problemas, el sistema finalmente propone y hace uso del algoritmo de emisión de oferta por semiciclo de carga.

El objetivo final es agrupar los semiciclos de carga y descarga y obtener sus precios límites de compra y venta, inicialmente se calcula la diferencia entre el estado de carga de un periodo y el anterior en la ecuación 6.4.

$$\Delta \text{SoC}_t = \begin{cases} \text{SoC}_t - \text{SoC}_{t-1} & \text{si } t > 1 \quad (\text{horizonte de optimización}) \\ \text{SoC}_1 & \text{si } t = 1 \quad (\text{periodo inicial}) \end{cases} \quad (6.4)$$

donde

- SoC_t es el **SoC** de la batería en el periodo t en MWh.
- ΔSoC_t es la diferencia del **SoC** de la batería entre periodos contiguos en MWh.

Con ello, es posible calcular la dirección de cambio del **SoC** de la batería. Es decir, determinar si la batería se está cargando, descargando o en estado estacionario, ecuación 6.5. Cabe destacar que el uso del **SoC** es necesario, a diferencia del resto de resultados de la optimización (como la posición), ya que este representa el *source of truth* del sistema.

⁴Si la predicción del precio de mercado supera los 100 €/MWh, es más probable que el precio de casación termine en un rango de 80 €/MWh a 120 €/MWh aproximadamente, con un desvío de precio de 20 €/MWh. Si la predicción es de 0 €/MWh, lo normal es que fluctúe en un rango de -5 €/MWh a 5 €/MWh o menos, un desvío de precio de 5 €/MWh, mucho menor.

$$\sigma_t = \begin{cases} +1 & \text{si } \Delta\text{SoC}_t > 0 \quad (\text{carga}) \\ -1 & \text{si } \Delta\text{SoC}_t < 0 \quad (\text{descarga}) \\ 0 & \text{si } \Delta\text{SoC}_t = 0 \quad (\text{estado estacionario}) \end{cases} \quad (6.5)$$

donde

- ΔSoC_t es la diferencia del **SoC** de la batería entre periodos contiguos en MWh.
- σ_t es el indicador de la dirección de ciclado de la batería.

A continuación, se calculan los llamados puntos álgidos en la ecuación 6.6, tanto para el **SoC** límite superior o inferior. Los puntos álgidos representan los baremos de consideración de los semiciclos. La razón de su existencia es simple, y es que es relativamente común encontrarse con situaciones en las que la batería realiza un semiciclo sin llegar marcar un valor exactamente correspondiente con el **SoC** límite.

Es extremadamente importante que el sistema se defienda ante situaciones de ciclado apenas completo, ya que puede que existan parámetros que no se correspondan estrictamente al comportamiento físico de la instalación, debido a diferencias en los decimales⁵. Además, permite aumentar el control de la consideración de los ciclos desde el punto de vista de los operarios de telecontrol.

⁵En la sección 5.4 se detalla el ajuste de la resolución numérica, lo que comúnmente genera ciclados incompletos, aunque la diferencia sea mínima.

$$B_{\text{inf},t} = \text{SoC}_t \leq \left(\frac{\text{SoC}_{\text{mín}}}{100} + \frac{\text{SoC}_{\text{tol}}}{100} \right) \cdot E_n \quad (6.6a)$$

$$B_{\text{sup},t} = \text{SoC}_t \geq \left(\min \left(\frac{\text{SoC}_{\text{máx}}}{100}, \frac{A}{100}, \frac{\text{SoH}}{100} \right) - \frac{\text{SoC}_{\text{tol}}}{100} \right) \cdot E_n \quad (6.6b)$$

donde

- SoC_t es el **SoC** de la batería en el periodo t en MWh.
- $\text{SoC}_{\text{mín}}$ y $\text{SoC}_{\text{máx}}$ son los límites mínimo y máximo del **SoC** de la batería.
- E_n es la capacidad de almacenamiento de la batería en MWh.
- A es la disponibilidad de la batería.
- SoH es el **SoH** de la batería.
- SoC_{tol} es la tolerancia del punto álgido.
- $B_{\text{inf},t}$ y $B_{\text{sup},t}$ son los indicadores de los punto álgidos inferior y superiores en el periodo t .

Como no se desea contar múltiples ciclos cuando sucedan múltiples periodos contiguos que sobrepasen un punto álgido, solo se tienen en cuenta las entradas para cada la carga y descarga. Todo ello se encuentra representado en la ecuación 6.7.

$$B_{\text{inf},t} = \begin{cases} 0 & \text{si } t = 1 \\ B_{\text{inf},t} \wedge \neg B_{\text{inf},t+1} & \text{si } t > 1 \end{cases} \quad (6.7a)$$

$$B_{\text{sup},t} = \begin{cases} 0 & \text{si } t = 1 \\ B_{\text{sup},t} \wedge \neg B_{\text{sup},t+1} & \text{si } t > 1 \end{cases} \quad (6.7b)$$

donde

- $B_{\text{inf},t}$ y $B_{\text{sup},t}$ son los indicadores de los punto álgidos inferior y superiores en el periodo t .

A continuación, se toman juntan los puntos álgidos inferiores y superiores en la ecuación 6.8. La razón de realizar las operaciones por separado es impedir situaciones de cargas

o descargas muy rápidas, donde se sobrepasen puntos álgidos distintos (a diferencia de la ecuación 6.7) en periodos contiguos. Dentro del funcionamiento normal de las baterías, no es precisamente una situación que ocurra muy a menudo, pero es técnicamente posible que suceda, sobre todo en mercados de menor granularidad.

$$B_t = B_{\text{inf},t} \vee B_{\text{sup},t} \quad (6.8)$$

donde

- $B_{\text{inf},t}$ y $B_{\text{sup},t}$ son los indicadores de los punto álgidos inferior y superiores en el periodo t .
- B_t es el indicador de punto álgido en el periodo t .

Junto a ello, se desplazan los puntos un periodo en el tiempo para resolver problemas causados por *off-by-one errors*. Se representa en la ecuación 6.9.

$$B_t = \begin{cases} 0 & \text{si } t = 1 \\ B_{t+1} & \text{si } t > 1 \end{cases} \quad (6.9)$$

donde

- B_t es el indicador de punto álgido en el periodo t .

Con los puntos álgidos correctamente identificados, se toma una cuenta acumulativa de los mismos. Cada número de la cuenta proporciona indirectamente un identificador único sucesivo del semiciclo realizado (semiciclo 1, semiciclo 2, ...), en la ecuación 6.10.

$$N_t = 1 + \sum_{i=1}^{t-1} B_i \quad (6.10)$$

donde

- B_i es el indicador de punto álgido en el periodo i .
- N_t es el contador acumulado de semiciclos en el periodo t .

Tan solo dista multiplicar el conteo de los semiciclos, correspondiente con sus identificadores, con la dirección en la que operan en la ecuación 6.11. De esta forma, a cada semiciclo se le corresponde un identificador y el signo del identificador indica el tipo de ciclo, carga, descarga o estado estacionario (positivo, negativo y cero, respectivamente).

$$C_t = \sigma_t \cdot N_t \quad (6.11)$$

donde

- σ_t es el indicador de la dirección de ciclado de la batería.
- N_t es el contador acumulado de semiciclos en el periodo t .
- C_t es el identificador del semiciclo con signo en el periodo t .

Finalmente, se agrupan los precios de mercado por los periodos correspondientes a cada semiciclo, ecuación 6.12.

$$G_c = \{\lambda_t^M \mid C_t = c\} \quad (6.12)$$

donde

- C_t es el identificador del semiciclo con signo en el periodo t .
- c es un identificador específico de semiciclo.
- λ_t^M es el precio del mercado eléctrico en el periodo t en €/MWh.
- G_c es el conjunto de todos los precios de mercado λ_t^M que pertenecen a un mismo semiciclo con identificador c .

Con ello, por cada grupo, se toma el precio más bajo entre los periodos de descarga y el más alto entre los de carga, añadiendo una tolerancia absoluta en la dirección opuesta al beneficio de la oferta. Esto significa que todos los periodos de un mismo semiciclo de descarga tendrán el precio menor de venta del mercado durante dicho semiciclo, mientras que exactamente lo opuesto para la carga.

$$\lambda_{BESS,t}^O = \begin{cases} \max(G_c) + \Delta\lambda & \text{si } c > 0 \quad (\text{carga}) \\ \min(G_c) - \Delta\lambda & \text{si } c < 0 \quad (\text{descarga}) \\ 0 & \text{si } c = 0 \quad (\text{estado estacionario}) \end{cases} \quad (6.13)$$

donde

- G_c es el conjunto de todos los precios de mercado λ_t^M que pertenecen a un mismo semiciclo con identificador c .
- $\lambda_{BESS,t}^O$ es el precio de oferta de referencia calculado para el semiciclo c en €/MWh.
- $\Delta\lambda$ es la tolerancia de precio para las ofertas en €/MWh.

La emisión de oferta por semiciclo de carga evita aceptaciones parciales y refleja las restricciones intertemporales y costes de oportunidad de la batería en forma de todo o nada. Es decir, se hace uso del comportamiento más agresivo en busca de la casación en todo momento, los bloques de ofertas por semiciclo casan en todos a la vez o ninguno, siendo esta la clave.

Es inevitable generar desvíos si el bloque no casa pero, inteligentemente, estos desvíos no se ven afectados por los subsecuentes movimientos en los mercados posteriores. Intentar solucionar el desvío no puede aumentarlo si se hace uso de esta estrategia, a diferencia de las anteriores.

Finalmente, la oferta se comunica con la herramienta externa de resolución de ofertas de la entidad energética en el formato adecuado⁶, véase la tabla 6.2. Si no es modificada, entrará automáticamente a mercado.

FECHA	PERIODO	COD_RESOLUCION	BLOQUE	UFI	ENERGIA	POTENCIA	PRECIO
05/09/2025	29	15M	1	ABADC	-1,3	-5,2	4,92
05/09/2025	30	15M	1	ABADC	-1,3	-5,2	4,92
05/09/2025	31	15M	1	ABADC	-1,3	-5,2	4,92
05/09/2025	32	15M	1	ABADC	-1,1	-4,4	4,92
05/09/2025	85	15M	1	ABADV	1,3	5,2	80,40
05/09/2025	86	15M	1	ABADV	1,3	5,2	80,40
05/09/2025	87	15M	1	ABADV	1,3	5,2	80,40
05/09/2025	88	15M	1	ABADV	1,1	4,4	80,40

Tabla 6.2: Formato de oferta de mercado.

6.2. Cuadro de mando

Aunque el sistema desarrollado sea completamente agnóstico de ningún tipo de intervención manual para su operación, en algunas ocasiones no es capaz de tener en cuenta todos los factores que afectan a la totalidad de los componentes involucrados, conocidos por los agentes de mercado.

Además, una de las situaciones problemáticas más comunes, encontradas a la hora de realizar el despliegue, se corresponde con las indisponibilidades manuales o programadas de la batería. Estas indisponibilidades no son causadas precisamente por las señales integradas de disponibilidad de los BESSs, descritas anteriormente en la sección 3.2, sino por pruebas de integración del sistema. Por ello, los operadores de telecontrol necesitan cerciorarse de algún modo que la batería siga las consignas dadas.

Principalmente motivado por dicho propósito y con el objetivo de facilitar la observabilidad de la infraestructura, se desarrolla un cuadro de mando, como se ve en la figura 6.4, para la unificación completa del control de la operación del sistema, desde la simulación de las operaciones, la consignación manual y asistida, la modificación de los parámetros operativos y la priorización de programas.

⁶La emisión de ofertas del sistema soporta múltiples formatos, pero solo se muestra el usado en producción.

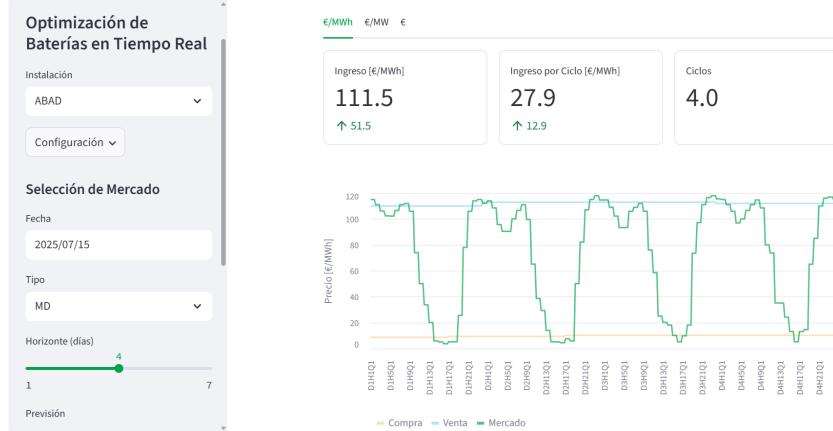


Figura 6.4: Cuadro de mando del sistema.

De esta forma, el cuadro de mando del sistema es la pieza clave mediante la cual los agentes de mercado y operadores de telecontrol son capaces de interactuar con las baterías, en tiempo real, con el objeto de modificar su comportamiento como les convenga. A los agentes de mercado se les da la posibilidad de cambiar las posiciones en busca de una mejor oportunidad de arbitraje, impulsada por factores externos que escapan al control del sistema, y los operadores de telecontrol pueden realizar pruebas de ciclado de las baterías, sin tener que interactuar con el RTU y los protocolos de comunicación correspondientes. En ello reside el valor principal del desarrollo del cuadro de mandos.

Cabe destacar que, más allá del cuadro de mando del comando y control orientado a los agentes de mercado y operadores de telecontrol, cada componente del sistema también es capaz de ser configurado mediante canales no interactivos si es necesario, estando estos orientadas a los operadores de telecontrol para la configuración de la infraestructura operativa, al personal de sistemas para el entorno de mercado, y a los agentes de mercado para la modelización estructural.

6.2.1. Funcionalidad básica

El cuadro de mando ha sido desarrollado en la misma tecnología principal utilizada en la mayoría de los otros componentes, Python. Esta vez, se hace uso de Streamlit⁷, un componente para construir herramientas interactivas.

Tras pasar por un servicio de autenticación que únicamente permite el acceso a agentes de mercado y operadores de telecontrol designados, el usuario es presentado con la interfaz de operación principal.

⁷<https://github.com/streamlit/streamlit> (Apache-2.0)



Figura 6.5: Configuración del sistema interactiva a través del cuadro de mandos.

En ella, es posible modificar la configuración operativa de cada una de las instalaciones, establecer la situación de mercado concreta a tener en cuenta y cambiar la fuente de los precios marginales explicados en la sección 4.1.1, entre otras acciones mostradas en la figura 6.5.

Todo esto permite realizar simulaciones tanto a pasado y a futuro del comportamiento del sistema y de la evolución del mismo a lo largo del ciclo de vida de los mercados. Es decir, un agente de mercado es capaz de comprender fácilmente no solo lo que va a suceder el día de mañana en el mercado diario, sino también en los subsecuentes mercado intradiarios e incluso en las sesiones del mercado intradiario continuo, y ver la evolución de las posiciones.

Junto a ello, se permite importar datos del mercado localmente y obviar todo el capítulo 3 del entorno de mercado, con el propósito de permitir el uso del cuadro de mandos en situaciones en donde la información no esté disponible o se quiera modificar manualmente. Precisamente, en sinergia con la característica de exportar la información del entorno de mercado una vez obtenida, es posible realizar simulaciones más avanzadas donde todos los aspectos de entrada al sistema (incluso las señales de la infraestructura a través de la configuración de las instalaciones) sean capaces de ser modificadas.

Además, el entorno de mercado no es la única información capaz de ser exportada. Los resultados del programa óptimo de la batería, obtenido tras realizar todo el proceso, pueden ser descargados en un formato CSV con el fin de inspeccionarlos detalladamente, o incluso modificarlos (aunque resulte más intuitivo realizar cualquier modificación a través del cuadro de mandos directamente).

También se permite especificar tanto un programa, en donde se realice el seguimiento del programa mismo y la solución del modelado estructural del capítulo 4 se desactive, como un objetivo de SoC, en donde el sistema cumpla con las indicaciones en los períodos determinados pero siga realizando la tarea de optimización, representado en la figura 6.6. Resulta crucial que todo el resto de validaciones sigan en funcionamiento, por lo que no es posible introducir un programa invalido de ningún modo. Con esto, se observa como la inclusión del objetivo de la modularización del sistema resulta más que beneficiosa ante

The screenshot shows a software interface for battery regulation. At the top, there are two tabs: 'Óptimo' (Optimal) and 'Manual'. The 'Manual' tab is selected, indicated by a red underline. Below the tabs is a search bar with the placeholder 'MWh'. The main area is a table with two columns: 'ID' and 'SOC [%]'. The table contains 13 rows, each corresponding to a battery unit (D1H11Q3 to D1H13Q4). The 'SOC [%]' column shows values: 100, None, None, None, None, 0, None, None, None. The row for D1H13Q1 has a red border around its entire cell, highlighting it. At the bottom of the table are two buttons: 'Borrar' (Delete) and 'Restablecer' (Reset).

ID	SOC [%]
D1H11Q3	None
D1H11Q4	None
D1H12Q1	100
D1H12Q2	None
D1H12Q3	None
D1H12Q4	None
D1H13Q1	0
D1H13Q2	None
D1H13Q3	None
D1H13Q4	None

Figura 6.6: Regulación manual del estado de carga, en donde se exemplifica la introducción de un posible periodo de prueba, en el que un operador de telecontrol busque ciclar la batería completamente a medio día.



Figura 6.7: Indicadores de rendimiento.

dichas situaciones.

En colación, es posible activar o desactivar el modo de funcionamiento automático y sustituirlo por un modo de funcionamiento manual, característica más que relevante para asegurar el cumplimiento de un programa concreto ante fallos o pruebas. Desactivado, el sistema hace caso de los programas manuales obtenidos mediante el cuadro de mandos, activado en cambio, lo sobrescribe.

Finalmente, se presentan los **KPI** en forma de los ingresos obtenidos por energía vendida, los ingresos totales y los ciclos realizado en diferentes unidades, dirigidos a los agentes de mercado, figura 6.7. También se muestra el perfil de generación para las instalaciones híbridas, figura 6.8, junto al programa óptimo de la batería, figura 6.9, su **SoC** a lo largo del horizonte de optimización, figura 6.10, y las limitaciones técnicas si son aplicables, figura 6.11.

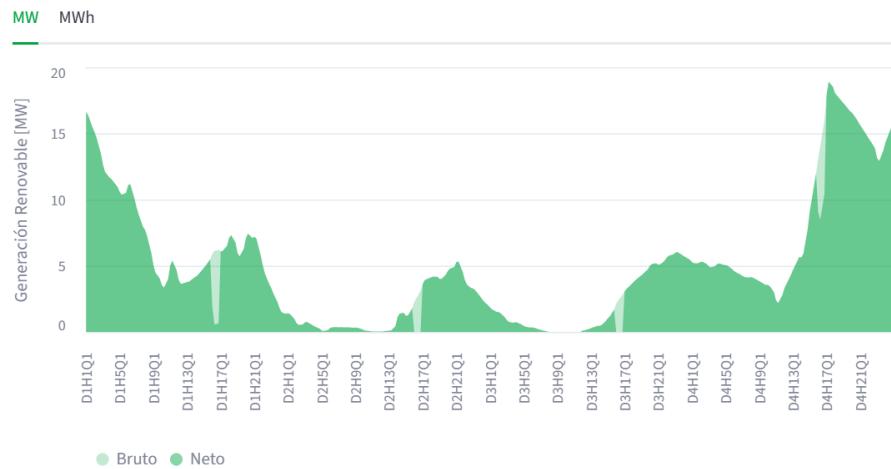


Figura 6.8: Perfil de generación.

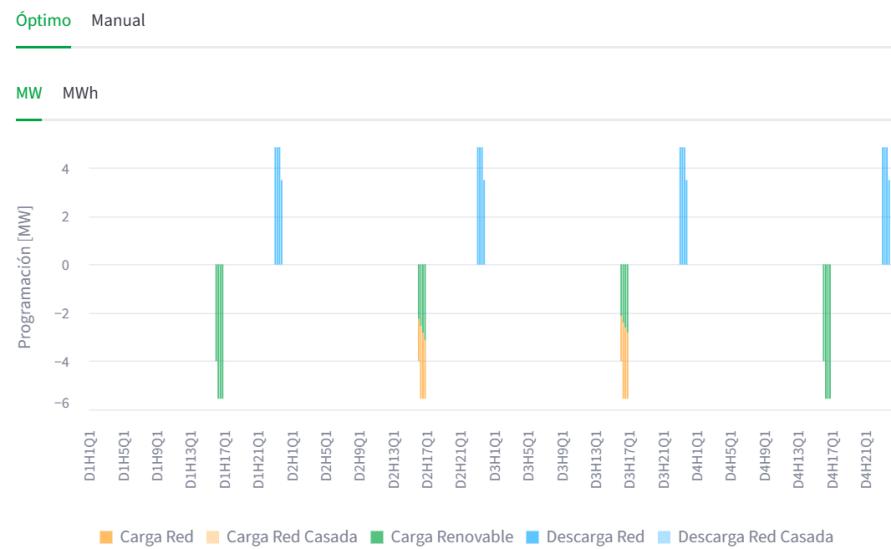


Figura 6.9: Programa óptimo de la batería.

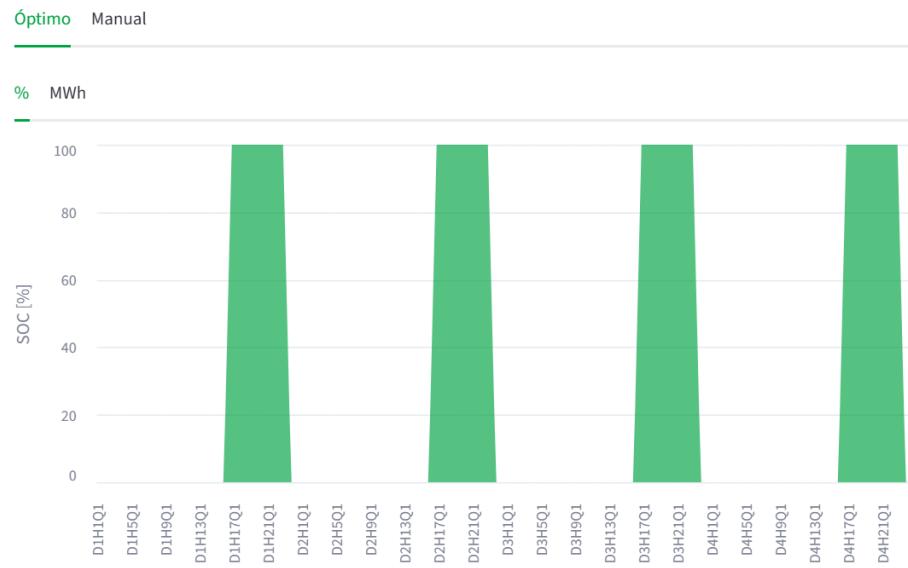


Figura 6.10: Estado de carga de la batería.

Limite de Exportación	Batería [MW]	Renovable [MW]	Red [MW]
H10Q4	None	0	10.4
H11Q1	None	None	0
H11Q2	None	None	0
H11Q3	None	None	0
H11Q4	None	None	0
H12Q1	None	None	0
H12Q2	None	None	0
H12Q3	None	None	0
H12Q4	None	None	0
H13Q2	None	None	0

Figura 6.11: limitaciones por seguridad de la instalación.

Capítulo 7

Resultados experimentales

El sistema de optimización de baterías en el mercado eléctrico ha sido desplegado satisfactoriamente en cuatro instalaciones a lo largo de la península, tres de topología híbrida y una de topología aislada. El sistema mueve docenas de megavatios hora al día y genera millones de euros de ingresos esperados al año.

Con esto, para obtener los resultados experimentales, ha sido necesario realizar un trabajo previo de validación con el propósito de cerciorarse de los correctos resultados de las métricas operativas, es decir, investigar la rentabilidad del sistema.

Cabe destacar que, originalmente, la entidad con la que se ha realizado el despliegue del sistema apenas disponía de una herramienta rudimentaria con un funcionamiento incorrecto únicamente enfocada en el arbitraje de topología aislada. Esto significa que, precisamente debido a la novedad de los BESSs, no es posible realizar comparaciones con soluciones similares debido a su nula existencia dentro de la entidad energética misma.

Aún así, se ha estudiado el rendimiento obtenido por el sistema, analizando su uso no solo a lo largo del periodo de despliegue, sino realizando también simulaciones con datos de mercado y señales de la batería reales. Precisamente, facilitar el llamado *backtesting* resulta ser una de las razones principales para el diseño de la arquitectura del sistema modular, con el PIS de la infraestructura operacional y el DW del entorno de mercado.

De esta forma, la métrica principal a analizar resulta siempre ser el beneficio obtenido en euros megavatio hora. La razón del uso de un beneficio dependiente de la energía es el hecho de que no querer necesariamente vender la mayor cantidad disponible en todo momento, generando grandes ingresos puntuales pero perdiendo la capacidad de aumentarlos en un futuro. Lo que se busca, en cambio, es el *spread*, siendo la diferencia entre el precio al que se ha vendido y comprado una unidad de energía.

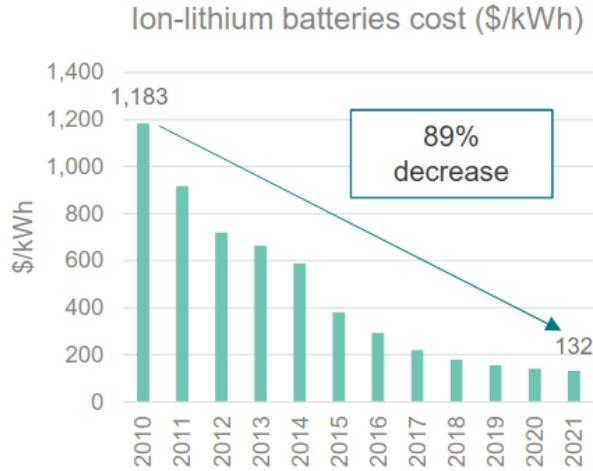


Figura 7.1: Evolución del precio de las baterías a lo largo de los años⁷.

7.1. Rentabilidad

En primer lugar, es necesario conocer la información de costes para determinar si verdaderamente merece la pena la incorporación de BESSs en la red eléctrica, más allá de sus beneficios operativos.

Un arquetipo de batería dimensionada en 20 MWh E_n , 5 MW P_n , 90% de eficiencia η , 2% de degradación anual δ , una vida útil de 30 años H y 1 ciclo por día N , suponiendo un *spread* S estándar de $60\text{€}/\text{MWh}$, genera $8\,958\,504\text{€}$ de ingreso π , según la ecuación 7.1.

$$\pi = \eta \cdot S \cdot E_n \cdot N \cdot D \cdot \frac{1 - (1 - \delta)^H}{\delta} \quad (7.1)$$

Con ello, se debe analizar el **CAPEX** inicial y el **OPEX** continuado de un BESS estándar de ion-litio. Precisamente, a partir de los datos de la evolución de precio de los BESSs de la figura 7.1, se estima el **CAPEX** en la figura 7.2. El **OPEX** es comúnmente fijado en el 3% del **CAPEX**. Además, se deben tener en cuenta las ayudas del estado a las baterías, las cuales pueden cubrir hasta el $45\text{--}65\%$ del coste total de la batería⁶⁶ en la actualidad.

De esta forma, con la batería a analizar y tomando el **CAPEX** como $3\,842\,000\text{€}$ y reducido a $1\,921\,000\text{€}$ por las ayudas, el **OPEX** anual resulta en $115\,260\text{€}$ y $57\,630\text{€}$, respectivamente¹. A lo largo de la vida útil de la batería, el coste suma $7\,299\,800\text{€}$ y $5\,570\,900\text{€}$ con ayudas.

¹Convertido de dólares a euros.

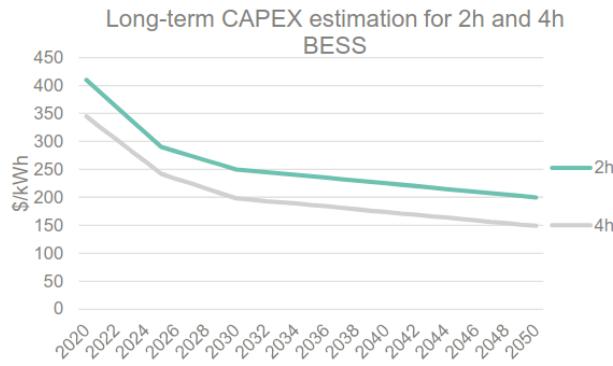


Figura 7.2: Estimación de la evolución de los gastos de capital⁴⁹ para baterías de 2 y 4 horas, dependiendo de su capacidad de almacenamiento entre potencia. Las baterías de 4 horas son las generalmente usadas en el arbitraje en los mercados spot.

Los resultados obtenidos indican, al igual que lo hacen autoridades pertinentes²⁶, que resulta complicado rentabilizar las baterías únicamente a través la participación en los mercados spot. En la actualidad, como las ayudas a los BESSs son prominentes, las baterías gozan de una más que favorable situación de mercado de cara al futuro, en cambio, es conveniente que los sistemas de optimización de baterías en el mercado eléctrico incorporen estrategias de *revenue stacking* y también oferten disponibilidades en los mercados de regulación.

7.2. Operación manual

Pruebas empíricas con participación de agentes de mercado en diversas instalaciones indican un enorme aumento de la eficiencia de optimización de la solución automatizada.

Agentes de mercado subrayan tener que realizar sesiones de dos horas diarias con el único propósito de introducir las posiciones de mercado manualmente y comunicárselas a los operadores de telecomunicaciones para mandar las consignas². Este trabajo de consignación manual es extremadamente propenso a errores y completa o difícilmente incapaz de aprovechar la totalidad del proceso de optimización, debido a la cantidad de combinaciones exponenciales de las posiciones de mercado, cuanto mayor es el horizonte de optimización.

La comparativa entre los resultados manuales contra el proceso del sistema desarrollado favorecen el uso de un sistema automatizado que no solo mejore de forma directa

²Aunque no se cuente con el flujo desarrollado del sistema en el que las señales son comunicadas al PIS, existe un flujo alternativo a través de SCADA para operaciones manuales, como ya se ha descrito anteriormente.

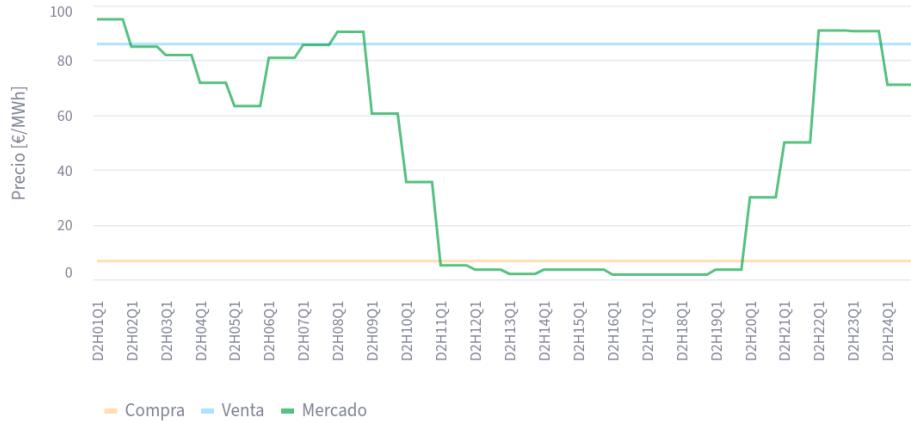


Figura 7.3: Precio de mercado de la situación de operación manual.

las ganancias generadas, sino que tenga en cuenta el entorno al completo y modifique su comportamiento según el mismo.

De esta forma, sin la disposición del sistema, la estrategia de arbitraje más extendida entre los agentes de mercado es la compra y venta directa de energía en los períodos valle y pico, respectivamente. Debido a la alta complejidad del arbitraje en los mercados intradiarios, los agentes de mercado únicamente definen la posición para el mercado diario, el de mayor liquidez.

Como se puede observar en la situación de mercado³, con precio de la figura 7.3 y posición de la figura 7.4, los dos principales problemas de la estrategia manual son el nulo aprovechamiento de los recursos híbridos de generación en las instalaciones que lo soportan, ya que no es posible tener en cuenta las actualizaciones de las previsiones, y la generación de desvíos ante falta de casaciones en el mercado diario, que resultan en una pérdida monetaria comparativamente significativa.

Los resultados muestran como, en este caso, el arbitraje manual no es capaz de captar las variaciones de precio en los mercados intradiarios e intradiario continuo. Determinar períodos incorrectos de valle y pico, si no se disponen de estrategias de resolución de desvíos como las que aporta el sistema desarrollado, causan pérdidas de $(90,92 \text{ €}/\text{MWh} \cdot 5 \text{ MWh} - 1,72 \text{ €}/\text{MWh} \cdot 3,7 \text{ MWh}) - (50,00 \text{ €}/\text{MWh} \cdot 5 \text{ MWh} - 6,72 \text{ €}/\text{MWh} \cdot 5 \text{ MWh}) = 233,04 \text{ €}$ para un ciclo de la batería.

³Batería híbrida de 5 MWh de capacidad, 5 MW de potencia y 100 % de eficiencia.

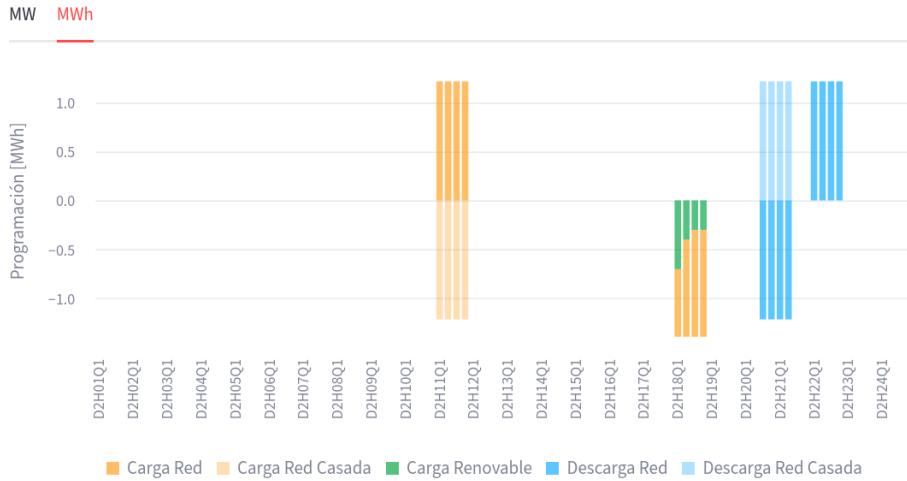


Figura 7.4: Comparación del arbitraje entre la estrategia manual y la empleada por el sistema. La estrategia manual se corresponde con la posición casada y la automática con la actual.

7.3. Configuración topológica

Se han realizado análisis comparativos entre el rendimiento generado por cada una de las topologías, tanto aislada como híbrida, para determinar el aumento de los ingresos que sistemas de optimización de baterías en el mercado eléctrico pueden aportar, dependiendo de la configuración de la red.

Se detalla el resultado de la posición aislada de la situación de mercado empleada en la figura 7.5, y las diferencias de beneficio comparativas en la tabla 7.1 a favor de la topologías híbrida (analizada en su configuración más permisiva en la posterior sección 7.4), siendo capaz de enrutar los flujos de carga desde diferentes fuentes. De esta forma, es entendible la tendencia de la industria de aumentar el número de instalaciones de colocación híbridas renovables y de almacenamiento simultáneamente, a diferencia del uso de las topologías aisladas⁴.

La razón de la menor rentabilidad de la topología aislada viene dada porque su contraparte híbrida es capaz de cargar la batería en muchas ocasiones por precios nulos, mientras que la aislada siempre tiene que pagar por pasar por la red.

Aún así, es importante mencionar que, aunque sea un hecho que las topologías aisladas no sean las más rentables, es posible usarlas para los mercados de disponibilidad, que están experimentando actualmente picos altísimos nunca antes vistos. Con ello, aunque sea po-

⁴Batería aislada de 5 MWh de capacidad, 5,25 MW de potencia y 87 % de eficiencia.

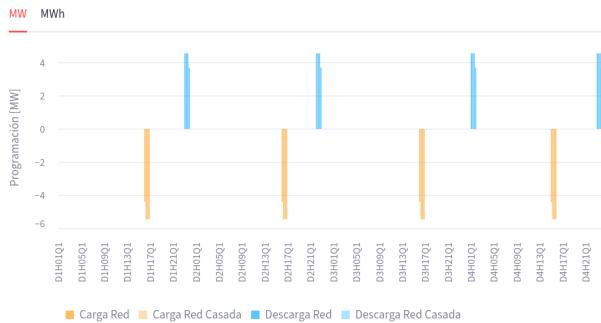


Figura 7.5: Resultados de arbitraje de la topología aislada.

Topología	Beneficio [€/MWh]	Beneficio [€]	Ciclos
Aislada	90,50	1574,40	4,0
Híbrida flexible	142,30	9562,90	4,0

Tabla 7.1: Comparación de las métricas de las configuraciones topológicas aislada e híbrida, en donde se observa el rendimiento superior de la colocación de baterías.

sible obtener beneficios desorbitados regulando disponibilidades con una topología aislada (o híbrida), la incorporación de un mayor número de baterías en la red está causando la saturación del mercado de regulación, visualizada en la figura 7.6. Por lo tanto, resulta recomendable invertir en hibridaciones, ya que las topologías aisladas continúan perdiendo valor con el paso del tiempo. De este modo, “aunque los mercados de ajuste todavía ofrezcan picos ocasionales que vale la pena aprovechar, las configuraciones aisladas ya no son suficientes como estrategia independiente”⁴³.

7.4. Topología híbrida

Una vez comprobada la mejora del uso de instalaciones de topología híbrida, resulta interesante desglosar su operación en los tres modos de operación principales observados en la práctica, el híbrido flexible, el híbrido con prioridad de carga de generación y el híbrido con carga aislada de la red.

Aunque las tres configuraciones híbridas sean capaces de aprovechar y rentabilizar la energía generada, es interesante comprobar cual de ellas es capaz de generar la mayor rentabilidad en una situación de mercado mostrada en la figura 7.7, con el propósito de priorizar su instalación.

La figura 7.8 muestra la posición de mercado de la situación analizada de la configuración

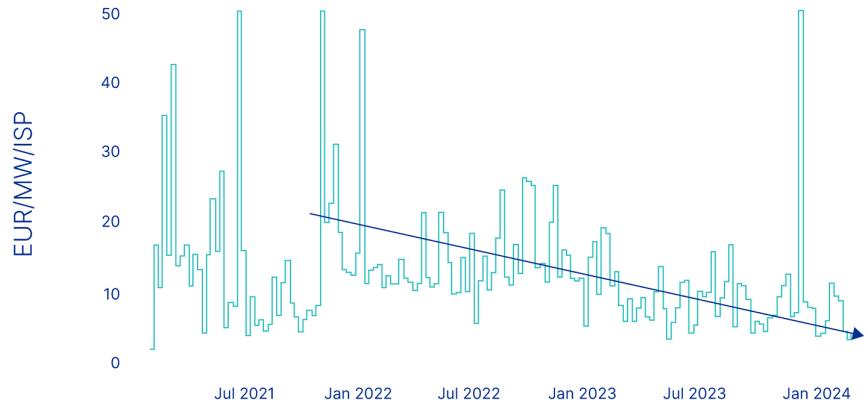


Figura 7.6: Descenso promedio del precio de los mercados de ajuste por periodo⁴³.

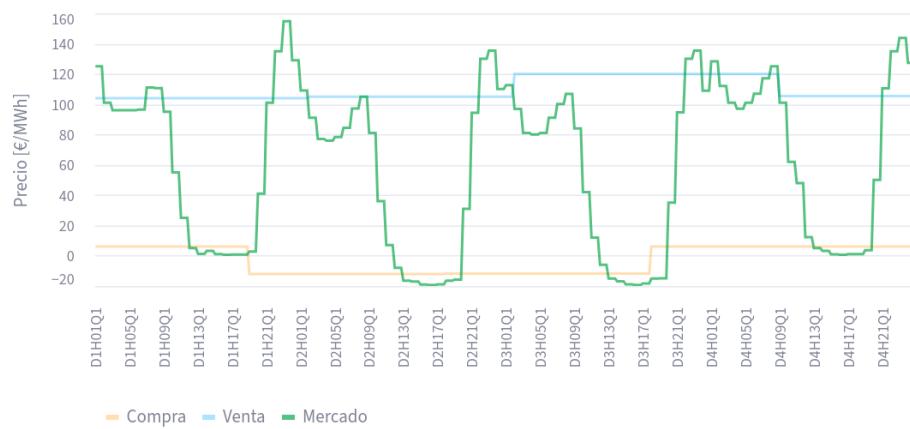


Figura 7.7: Precios de la situación de mercado de la comparación de hibridaciones.

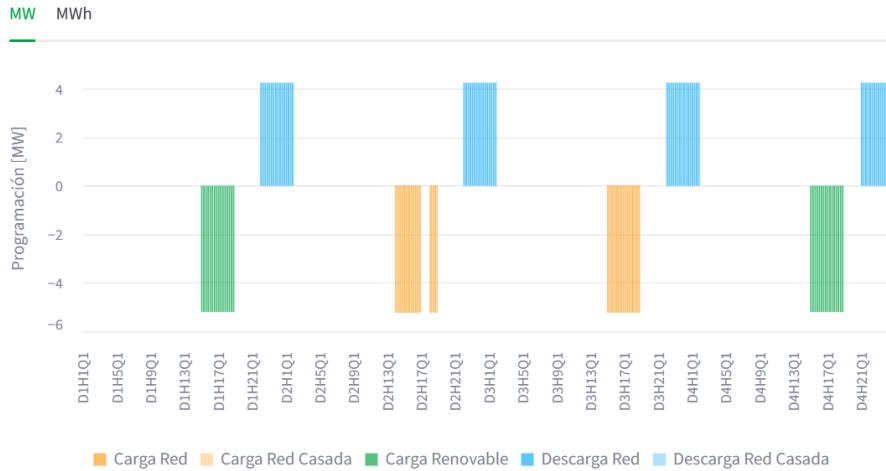


Figura 7.8: Programa de la topología híbrida flexible, en donde la batería es capaz de cargar de la generación como le convenga. Dado que existe recurso de generación, el sistema indica tomarlo para evitar peajes y costes asociados, excepto cuando la carga de la red negativa resulta más favorable.

híbrida flexible⁵, en comparación con la híbrida con prioridad de carga de generación⁶ de la figura 7.9 y la híbrida con carga aislada de la red⁷ de la figura 7.10.

En vista de los resultados obtenidos en la tabla 7.2, la configuración híbrida flexible es la que mayor rentabilidad genera, ya que es capaz de cargar tanto de la red como de la generación energética. Una de las claves de su mejora de rendimiento resultan los precios de mercado negativos. Estos, muy comunes en períodos de baja demanda, permiten obtener beneficio por comprar o cargar energía con el propósito de mantener la estabilidad de la red.

La configuración híbrida con prioridad de carga de generación, en cambio, no permite el aprovechamiento de los precios negativos ya que, irónicamente, debe priorizar la carga híbrida precisamente en los períodos de mayor generación, los cuales se corresponden con los de menor precio. Es decir, la topología está perdiendo ingresos significativos por no poder cargar fácilmente durante precios negativos.

Por otro lado, la híbrida con carga aislada de la red es directamente incapaz de cargar de la red. Aunque con ella se asegure un *lower bound* nulo del precio de compra, no se es capaz de aprovechar la generación al máximo debido a las restricciones de carga parcial de la generación, por lo que no realiza todos los ciclos asignados. También sucede una situación similar a la configuración topológica anterior en comparando el beneficio neto y por unidad

⁵Batería híbrida de 20 MWh de capacidad, 5 MW de potencia y 86 % de eficiencia.

⁶Batería híbrida de 5 MWh de capacidad, 5 MW de potencia y 90 % de eficiencia.

⁷Batería híbrida de 9,20 MWh de capacidad, 3 MW de potencia y 90 % de eficiencia.

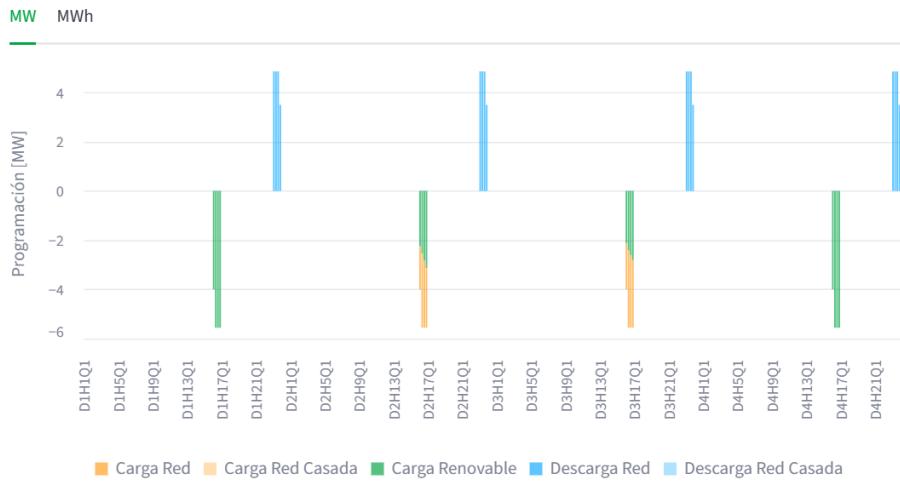


Figura 7.9: Programa de la topología híbrida con prioridad de carga de generación, en donde la batería no puede cargar hasta agotar el recurso de generación. Se observa como, aunque la batería quiera cargar de la red por la existencia de precios negativos beneficiosos, no es capaz de hacerlo.

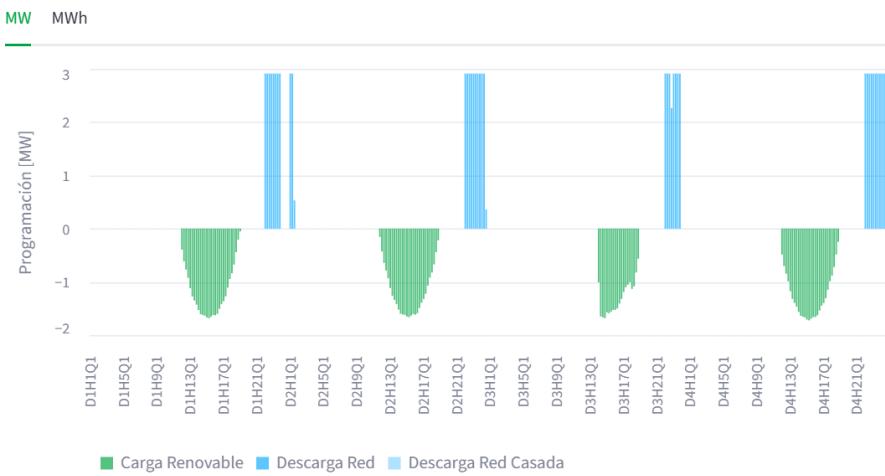


Figura 7.10: Programa de la topología híbrida con carga aislada de la red, en donde la batería solo es capaz de cargar cuando hay recurso de generación excedente. Como la carga es dependiente del recurso de generación, puede que la batería no sea capaz de ciclar completamente

de energía.

Configuración	Beneficio [€/MWh]	Beneficio [€]	Ciclos
Híbrida flexible	142,30	9562,90	4,0
Híbrida con prioridad de carga de generación	132,30	2567,10	4,0
Híbrida con carga aislada de la red	126,90	2587,10	2,3

Tabla 7.2: Comparación de las métricas de las configuraciones topológicas híbridas.

Se concluye que la configuración topológica flexible es esperadamente superior.

El integrador del sistema es capaz de modificar el funcionamiento físico *on-site* de las instalaciones híbridas, incorporando el comportamiento flexible, para mejorar el rendimiento. Precisamente, tras el despliegue y obtención de resultados del sistema, la configuración topológica de una de las instalaciones se encuentra en proceso de modificación de híbrida con prioridad de carga de generación a híbrida flexible tras proponer el cambio.

7.5. Arbitraje colaborativo

Finalmente, aunque la operación automática del sistema sea superior al control manual, eso no significa que los agentes de mercado no deban modificar su operación si piensan que es necesario para aumentar el beneficio.

Los agentes de mercado que operan el cuadro de mandos del sistema son capaces de detectar patrones externos que escapan al sistema. Uno de los fenómenos correspondientes más claros resulta ser la influencia de la temporalidad.

La temporalidad se aprecia en los precios del mercado, variando drásticamente según la demanda energética. En épocas calurosas y frías el precio aumenta, al igual que a lo largo de la semana. Con esto, es posible estudiar dicha temporalidad para atinar el ratio de ciclado de la batería y aumentarlo en las épocas más favorables y disminuirlo en las menores.

La figura 7.11, en la que se observa un pico enorme de 269,39 €/MWh a finales de la semana, muestra una diferencia de 151,43 €/MWh en la variación de los momentos oportunos de arbitraje⁸.

Un agente de mercado operando el cuadro de mandos del sistema, en cambio, puede conocer la temporalidad del mercado eléctrico y aprovechar los altibajos para indicarle al sistema un ritmo más alto o bajo del ciclado de las baterías.

⁸Curiosamente, el precio más alto de la historia es de 544,98 €/MWh²³, aunque normalmente ronde los 100,0 €/MWh o menos

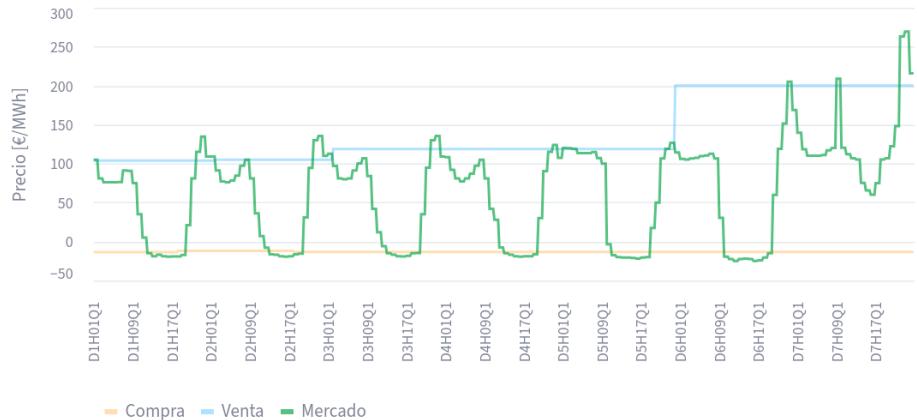


Figura 7.11: Variación del precio de mercado según el día de la semana.

Este modo de operación se conoce como arbitraje colaborativo y es recomendable para ajustar el comportamiento del sistema en busca del mayor beneficio, siendo, en consecuencia, el finalmente adoptado por la entidad de mercado.

Capítulo 8

Conclusiones y trabajo futuro

8.1. Conclusiones

En conclusión, se ha diseñado, desarrollado, desplegado y validado satisfactoriamente un sistema de optimización de baterías a lo largo de múltiples instalaciones vinculadas a la entidad energética pertinente en la península, el cual mueve docenas de megavatios hora al día y genera millones de euros de ingresos esperados al año mediante el ciclado de BESSs, satisfaciendo así el objetivo principal propuesto, en colaboración con el departamento de telecontrol y agentes de mercado de la entidad energética correspondiente. El flujo de información del sistema se representa en la figura 6.1.

A su vez, desde la perspectiva del cumplimiento de los objetivos secundarios, se ha buscado de la maximización de la rentabilidad mediante la optimización de las posiciones del mercado, junto con la consideración del desgaste de las baterías, ciclándolas de forma estable y controlada a través de la lógica de negocio de la modelización. Además, se han cumplido con los requisitos regulatorios, principalmente definidos por el operador del sistema en forma de límites técnicos, evitando así posibles penalizaciones económicas. Se ha garantizado la seguridad de la operación desplegando parte de la integración con la infraestructura física en una IDMZ, evitando la exposición de la información de los activos energéticos a redes no autorizadas. También, el diseño mantiene una arquitectura generalizada, siendo capaz de operar en múltiples instalaciones sin modificación alguna de la lógica del sistema. Se han dado facilidades a los agentes de mercado y operadores de telecontrol para la monitorización del sistema y se ha tenido en cuenta la respuesta automática ante fallos, como la falta de disponibilidad. Finalmente, se ha efectuado un análisis de viabilidad económica donde se muestran resultados medibles.

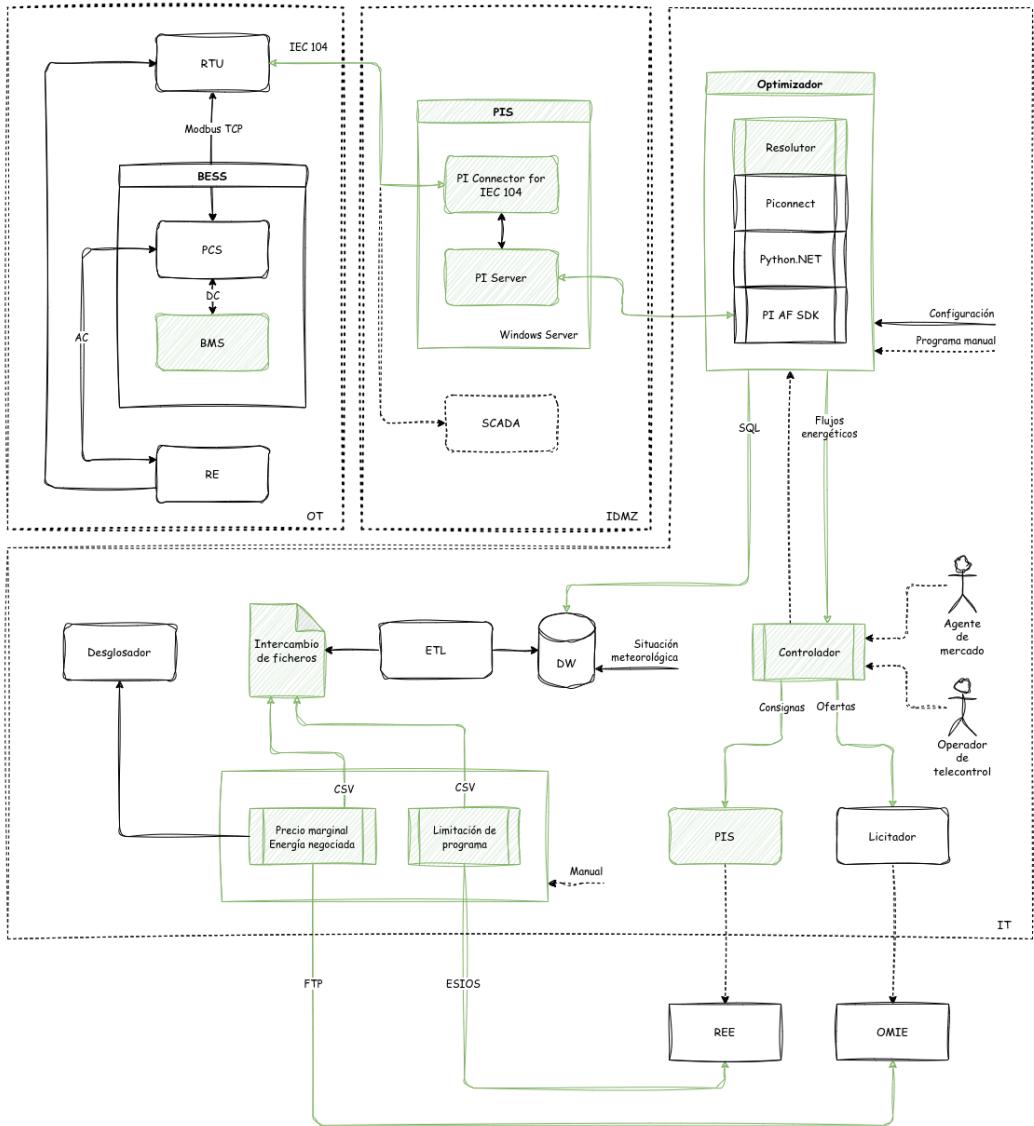


Figura 8.1: Arquitectura del flujo de información del sistema, diferenciando los elementos pertinentes al proyecto. En términos generales, los datos de las señales de los activos son obtenidos a través de la comunicación del **PIS** con la red operativa, mientras que la información de mercado es extraída de las instituciones reguladoras por tareas temporizadas y depositada en ficheros a insertar en el **DW**. El optimizador consulta las dos fuentes según la sesión de mercado y calcula los flujos de energía óptimos a realizar por los activos energéticos. Con ellos, el controlador los transforma en consignas mandadas de vuelta al **PIS** y ofertas a licitar. A su vez, los agentes de mercado y operadores de telecontrol son capaces de interactuar con el sistema a través del cuadro de mandos, informando al optimizador de las operaciones a realizar.

Por otro lado, según el punto de vista de la arquitectura, después de analizar las configuraciones topológicas con las que trabaja el sistema, se ha unificado e implantado la nueva infraestructura operacional para tanto la adquisición de datos de los BESSs como el control de la carga y descarga de la misma, con el resto de componentes ya existentes de la red. Concretamente, se ha hecho uso de protocolos de comunicación industriales para intercambiar información con los activos energéticos e introducir la integración de las baterías con el PIS, que realiza la labor de historiador guardando los estados de las señales físicas a lo largo del tiempo para su posterior consulta. Con ello, se ha configurado la política de obtención de datos mediante mecanismos espontáneos y de GI y se ha facilitado su lectura. De esta forma, se dibuja una paralela con las conocidas fases de un proyecto de IIoT, sensorización, procesamiento, gestión y actuación.

Junto a esto, se ha obtenido la información del entorno de mercado a través de las interfaces proporcionadas por las instituciones oficiales correspondientes, el MO y el TSO. La información se ha procesado y transformado en el formato adecuado para su almacenamiento masivo en el DW, la cual ha tenido que ser consultada eficientemente. Para ello, se ha hecho uso de procesos periódicos temporizados según los programas de mercado.

Más allá, se ha realizado un trabajo de modelización estructural de la situación física de las instalaciones, con el propósito de determinar la solución optima al problema de ciclado de energía de las instalaciones. Mediante un lenguaje de modelado abstracto, se han definido los comportamientos físicos de todos los tipos de instalaciones, desde las menos complejas, como las aisladas, a las más complejas, como las híbridas. Precisamente, se ha incorporado en el modelo la lógica de la totalidad de los activos energéticos, tanto de almacenamiento como de generación.

Por último, se ha definido apropiadamente el comando y control del sistema, en forma de consignas de selección del perfil de potencia de las baterías y la vuelta al mínimo técnico de las mismas, junto con el cálculo de los precios de oferta de mercado de las posiciones de compra y venta, mediante un algoritmo de oferta por semiciclo de carga. Además, para facilitar la supervisión a los agentes de mercado y operadores de telecontrol, se ha desarrollado un cuadro de mando a través del cual monitorizar el comportamiento automático del sistema y tomar el control manual si es necesario.

De esta forma, se ha habilitado el arbitraje de energía en el mercado en las instalaciones controladas. De no ser por el sistema desarrollado, al no existir ninguna otra solución alternativa desplegada en la península en la actualidad, las instalaciones a controlar registradas en el mercado tendrían que perder las oportunidades de arbitraje correspondientes o ser comandadas manualmente por los operarios de telecontrol, situación absolutamente inadmisible debido a la complejidad de la operación.

Cabe destacar que tanto los BESSs como, por lo tanto, los sistemas de optimización de baterías en el mercado eléctrico, se encuentran todavía en su infancia, por lo menos en el

territorio europeo. Precisamente, según un estudio sobre el uso de las tecnologías de almacenamiento³⁶, “el principal sistema de almacenamiento de energía en Europa sigue siendo el bombeo hidroeléctrico”. Esto significa que, viendo como el panorama de las tecnologías eléctricas pone su foco cada vez más en estas tecnologías de almacenamiento, es probable que salgan al mercado sistemas más sofisticados de control. Aunque, actualmente, las instalaciones con BESSs sean pocas en comparación al resto, las entidades energéticas buscan implantarlas en toda las instalaciones de generación para mejorar el aprovechamiento de la energía. Por ello, si bien el sistema implantado ha sido satisfactoriamente desplegado a lo largo de todo el país, quizás sea necesario tomar nuevas consideraciones al respecto y tener en cuenta dichas alternativas cuando la energía ciclada diariamente iguale o supere las cantidades de las de otros activos energéticos ampliamente asentados. El código disponible no confidencial censurado está disponible en GitHub¹

8.2. Trabajo futuro

En cuanto al trabajo futuro, OPTIBAT se encuentra limitado al arbitraje en los mercados spot: diario, intradiarios y continuo. Aún así, existen otros mercados más o menos rentables¹⁷, como los mercados de mFRR y aFRR que negocian disponibilidades. Resulta interesante añadir soporte a estos mercados para completar así el perfil de arbitraje de estas tecnologías de almacenamiento, ya que las baterías también son idóneas para la operación en dichos mercados debido a sus altas capacidades de commutación.

Si bien la integración con los mercados de regulación es definitivamente la mejora más notable a realizar, también aporta beneficio refinar la modelización del desgaste de las baterías⁶⁵. Mediante la incorporación de señales aún más granulares y las especificaciones del BMS (adaptando el sistema a cada batería), es posible modelizar incluso el imperceptible desgaste mismo del SoC de las baterías en reposo. Ciertamente, aunque no sea un aspecto sumamente prioritario, debido al constante ciclado de las baterías que, por naturaleza, no busca precisamente el mantenimiento en estado estacionario, el aporte sustancial toma forma del aumento de fidelidad de los procesos físicos modelados. Además, un análisis en profundidad del desgaste sufrido por la batería, más allá del consumo de los ciclos para los que está calificada por el fabricante, brinda claridad a posibles optimizaciones del beneficio obtenido bajo condiciones más adversas que las experimentadas.

Junto a ello, el trabajo futuro más realista viene dado en forma de la implantación del sistema de optimización desarrollado en el creciente número de nuevas instalaciones híbridas con activos energéticos de almacenamiento en incorporación continua a la red. Como ya se ha detallado anteriormente, los BESSs, al ser todavía una tecnología no tan ampliamente establecida, se encuentran en continuo crecimiento. De hecho, incluso durante el proceso de

¹<https://github.com/josugoar/optibat> (unlicensed)

desarrollo se hizo disponible un nuevo sistema de almacenamiento.

Cabe destacar que se han esfuerzos para el mantenimiento y mejora del trabajo desarrollado dentro de la entidad energética pertinente, con el objetivo de garantizar la continuación de su ciclo de vida, de tal forma que su operación y despliegue prosigan bajo la supervisión de un equipo diferente.

Introduction

The system behind the entirety of the electrical generation, transmission and distribution remains understandably completely transparent to the end users of said energy²⁸.

On the one hand, there is a network of electrical transmission grids that combines multiple technologies to ensure its satisfactory operation, possessing a high level of complexity in order to integrate the diverse characteristics of the changing landscape of energy assets.

On the other, interested parties actually buy and sell energy in bulk in the so-called electricity market, where its price is ultimately determined. This gives rise to arbitrage dynamics with the aim of generating economic profit, just as it happens with any other financial asset.

Currently, there are a multitude of energy solutions with which to supply the energy grid and arbitrage in the market, such as photovoltaic, wind, hydraulic, or combined cycle generation. Although all of them play a more than fundamental role in the energy system⁷⁴, one of them stands out above the rest, especially for its growing popularity. These are the battery energy management systems, illustrated in Figure 1.1.

Precisely, battery energy management systems are a comparatively new energy storage technology that allows, as their name suggests, storing electricity for later use. This greatly facilitates demand management and, crucially, improves the stability and efficiency of the electrical infrastructure, being able to actively regulate it thanks to the rapid switching capability of the batteries. This way, they are one of the most convenient energy technologies to avoid possible imbalances in the grid⁷⁷.

Still, it is not enough to just have the batteries, but it is absolutely essential to control their charging and discharging carefully to prolong their lifespan and ensure their proper functionality. As batteries have a somewhat considerable initial capital expenditures, but a minimal operational expenditures⁵⁰, their profitability through the generated benefit from the arbitrage in spot markets is sought.

It is just then that the need for the creation of a battery optimization system in the electricity market based on the industrial internet of things arises, which would manage the operational infrastructure, market environment, structural modeling, and command and control, continuously cycling the battery indefinitely in search of the best spread. Although

possible to manually manage, the complexity and speed of the markets (especially considering recent updates^{20,57}) make automation highly relevant.

In fact, this is how OPTIBAT is born, the self developed battery optimization system in the electricity market, successfully deployed in multiple energy installations throughout the country, which cycles dozens of megawatt hours per day and generates millions of euros in projected annual revenue. It manages to solve the manual bidding work of market agents and telecommunications operators, previously necessary for incorporating the batteries' positions into the market.

With this, the design decisions related to the integration of the system and the components of the existing architecture are detailed (that is, fundamental aspects of the operation that the energy utility, owning the energy assets, has previously available), along the development of all the elements to be taken into account, the validation to ensure safety and correct operation, the deployment in relation to the commissioning in large scale installations, and the comparative experimentation in search of the best mode of operation. The non-confidential censored code is available on GitHub².

This way, the system is divided into the aforementioned sections. Firstly, the state of the art is introduced in Chapter 2. The operational infrastructure, explained in Chapter 3, manages the lowest level interaction layer available. The market environment, specified in Chapter 4, determines the information extracted from the regulatory institutions with which it communicates with. The structural modeling, detailed in Chapter 5, discusses the business logic of the decisions to be made. The command and control, specified in Chapter 6, explains the feedback loop to the physical assets and the interaction of market agents and telecommunications operators with the system. Finally, the carried out experiments are described in Chapter 7 and the conclusions in Chapter 8.

Objectives

The main objective is the design, development, validation, and deployment of a cross-market battery arbitrage system, guaranteeing its integration with the established infrastructure and enabling it to operate in the electricity market. It should be noted that, since battery energy storage technology is still in its early stages of development, there is no easily ready made or simple to implement solution on the existing energy infrastructure, although external efforts are in place to improve the situation. Therefore, establishing this foundation is the top priority.

In turn, several complementary secondary objectives are defined, detailed below in order

²<https://github.com/josugoar/optibat>

of precedence.

Maximize profitability Beyond making the system itself work, obtaining the highest profitability is the most paramount. The system must be able to analyze electricity market price forecasts to optimally schedule charge and discharge cycles, ensuring the energy is purchased in periods of lower cost and sold in those of higher price, in addition to taking external market factors into account. One of the most important aspects is to separate the net profit in euros from the profitability in euros per megawatt-hour, as determined by the Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia in the Boletín Oficial del Estado²⁰, since the latter is the metric used to ensure the correct value is actually assigned to each energy unit.

Minimize battery degradation The aim is to manage the operation of the asset in a way that does not negatively impact its lifespan and minimizes the physical degradation of the state of charge capacity. The aim is to find a balance between short term profitability and long term investment sustainability (earning a lot of money as soon as possible but wearing out the battery versus not bidding so aggressively and stabilizing the cycling to take advantage of better future opportunities). The metric used to measure degradation is the number of full charge cycles which, unlike the state of health, allows for an easier estimation of the evolution of degradation.

Comply with regulatory requirements It is highly advisable that all charging and discharging operations proposed by the system strictly adhere to the technical and regulatory requirements imposed by both the market operator and the transport system operator¹². This includes respecting the structural power limits, the technical limits caused by unavailability, etc. Compliance is measured through the magnitude of the final deviation per market period in megawatt hours, that is, the amount of energy that the system has agreed to offer but has not been able to cover.

Ensure operational safety Multiple levels of validation must be implemented to prevent compromises to the physical integrity of the battery energy storage system or the information itself. Although low level control is the responsibility of the native battery management system, the optimization system is obligated to always operate within a predefined safe range. In addition, the information has to flow in accordance with the cybersecurity Purdue enterprise reference architecture⁷⁶ of an industrial environment. The safety of the operation is measured empirically taking the number of alarms caused by the storage systems and cybersecurity alerts.

Generalize the design The design of a modular and configurable architecture is key to allowing the system to be adapted to different installations with varied storage configurations. The objective is to create a scalable solution, not specific to a single installation, to facilitate its deployment in future installations with a minimal integration effort. Modularity is analyzed by means of the whole number of installations supported by the system during its deployment.

Facilitate system monitoring A command and control interface, which allows telecommunications operators and market agents to monitor the status in real time, helps increase confidence in the operation. This interface must provide a clear visualization of the planned and executed operations and the economic results obtained, ensuring the transparency and traceability of the decisions. Crucially, market agents must be able to override the automatic behavior of the system with manual instructions in the light of unforeseen market scenarios, or energy asset test periods for telecommunications operators.

Respond to failures The system is equipped with fault detection and management mechanisms to ensure its robustness and high availability. This includes the ability to manage interruptions in the operational availability of physical assets or the loss or incomplete information of market data, having to explicitly adhere to such situations in a way that nothing is affected. Measured programmatically by the number of unavailabilities caused by the system.

Analyze economic viability Using the operational data and the optimization results, a subsequent economic viability analysis is must be performed. The objective is to validate the business case, accurately quantify the profitability in spite of capital and operational expenditures, and model the financial performance of the asset under different market conditions. This analysis serves to refine operating strategies and guide future investments in battery energy storage systems, thus seeking to validate the apparent predisposition to profitability of battery energy storage systems. It is measured in euros per megawatt hour relative to the cost.

Scope

The project focuses exclusively on the development of a comprehensive, end to end battery cross-market battery optimization system. It is composed of the operational infrastructure with which to interact with the physical elements that are part of the system, the acquisition of market environment information through the corresponding regulatory institutions, the structural modeling of the battery cycling situation and of the entire installation for the resolution of optimality, and the command and control to transmit the results back to the battery and market and inform the market agents and telecommunications operators who supervise the movements made by the system.

In contrast, the scope does not include the physical control of the electrical level of the installations, carried out by the battery management system that is included in industrial battery energy management systems and is incorporated on a large scale by the system integrator, such as Ingeteam⁴¹, due to obvious security and restricted physical access considerations.

Nor is the deployment of the central plant information system itself relevant to the development, since other energy technologies make use of it beyond batteries. This does not mean that, while the plant control system already exists, the system does not perform the integration of the physical energy assets with the plant information system through its extension. The sole exception is the deployment of the plant information system itself.

Finally, the project must consider external processes of the environment in which it is deployed, so there is no other option than to depend on the indirection layer of the market environment information storage (the data warehouse), on the breakdown of previously consulted traded positions given by internal services, and on the external market offer making process, which, for legal considerations, must be performed by the trusted party of the energy utility that owns the energy assets.

Work plan

The work plan consists distributes the project's development into multiple time indexed tasks. It is constituted by the division of the sections in accordance with the objectives and their explanation, from the beginning to the end of the work.

Study regulations Research of the electricity market regulation.

Training in the electricity market Training on the operation and processes of the electricity market.

Training in batteries Study of the technical characteristics of battery energy storage systems.

Evaluation of tools Analysis of existing tools and choice of technologies.

Optimizer design Design of the optimization architecture exclusively focused on the behavior of the batteries themselves.

Adaptation to quarter-hourly markets Adaptation of the system for its operation in the new quarter-hourly, daily, intraday and continuous markets.

Renewable colocation Development of the logic to manage batteries together with a colocated renewable generation plant.

Incorporation of the plant information system Deployment and configuration of the connections with the energy assets of the plant information system.

Signaling unit tests Independent verification of the correct communication of reading and signaling of setpoints of the plant information system.

Partial consideration of the market environment Realization of the first partial integration with non programmatic market data.

Setpoint consignment and bidding Development of the ability to send orders to the batteries and offers to the market.

Obtaining data from the market operator Automation to obtain relevant information published by the market operator.

Obtaining data from the system operator Implementation of the reception of limitations from the transport system operator.

Control panel Creation of the control panel for the monitoring and control of the system.

Incident resolution Continuous correction of errors and problems that arise during the operation of the system.

Performance integration tests Measurement of the overall performance (in monetary terms) with all its components.

Local comparative analysis Evaluation and comparison of different operating strategies.

Structuring of the sections Organization of the content and definition of the structure of the final project report.

Typesetting Layout and formatting of the document.

Content drafting Writing of the main body of the report describing all the work done.

Review and edition Realization of the final correction of the document to polish the text and squash errors.

Conclusions and future work

Conclusions

In conclusion, a cross-market battery optimization system has been successfully designed, developed, deployed, and validated across multiple installations on the iberian market. The system manages dozens of megawatt hours daily and generates millions of euros in expected annual revenue by cycling battery energy storage systems, which satisfies the proposed main objective, in collaboration with the telecommunications department and market agents of the corresponding energy utility.

In turn, from the perspective of the fulfillment of secondary objectives, the maximization of profitability has been sought through the optimization of market positions, together with the consideration of battery degradation, cycling them in a stable and controlled manner through the business logic of the modeling. Furthermore, regulatory requirements have been met, mainly defined by the system operator in the form of technical limits, thus avoiding possible financial penalties. The security of the operation has been guaranteed by deploying part of the integration with the physical infrastructure in an industrial demilitarized zone, preventing the exposure of energy asset information to unauthorized networks. Also, the design maintains a generalized architecture, being able to operate in multiple installations without any modification of the system's logic. Improved facilities have been provided for market agents and telecommunication operators to monitor the system, and automatic response to failures, such as the lack of availability, has also been taken into account. Finally, an economic feasibility analysis has been carried out, showing measurable results.

On the other hand, from an architectural point of view, after analyzing the topological configurations with which the system works, the new operational infrastructure has been unified and implemented for both data acquisition from the battery energy storage system and the control of their charging and discharging, with the rest of the existing network components. Specifically, industrial communication protocols have been used to exchange information with the energy assets and introduce the integration of the batteries to the plant information system, which acts as the historian that saves the states of the physical signals over time for later consultation. With this, the data acquisition policy has been configured using spontaneous and general interrogation mechanisms. This way, a parallel is drawn to the well known phases of an industrial internet of things project: sensing, processing, management and actuation.

In addition to this, information about the market environment has been obtained through the interfaces provided by the corresponding official institutions, the market operator and transport system operator. The information has been processed and transformed into the appropriate format for mass storage in a data warehouse, which had to be queried efficiently. For this, periodic processes timed according to market schedules have been used.

Furthermore, a structural modeling of the physical scenario of the installations has been carried out, with the purpose of determining the optimal solution to the energy cycling problem. Using an abstract modeling language, the physical behaviors of all types of installations have been defined, from the least complex, such as standalone ones, to the most complex, such as colocated. Precisely, the logic of all energy assets, both storage and generation, has been incorporated into the model.

Finally, the command and control of the system have been appropriately specified, in the form of setpoints for selecting the power profile of the batteries and their corresponding return to technical minimum, along with the quoting of offer prices for buy and sell positions, using a bidding algorithm per half charge cycle. In addition, to facilitate supervision for market agents and telecommunication operators, a dashboard has been developed through which the automatic behavior of the system can be monitored, being able to take manual control if necessary.

With this, energy arbitrage in the market has been enabled for the installations the system has been deployed at. If it were not for it, as the energy utility had was no other alternative solution currently deployed on the iberian market, the installations to be controlled would have lost the arbitrage opportunities or would have to be commanded manually by telecommunication operators, an absolutely inadmissible situation due to the complexity of the whole operation.

It is noteworthy that both battery energy storage systems and, therefore, cross-market battery optimization systems, are still in their infancy, at least in Europe. Precisely, according to a study on the use of storage technologies³⁶, “the main energy storage system in Europe is still pumped hydroelectricity”. This means that, seeing how the landscape of electrical technologies is increasingly focusing on these battery technologies, it is likely that more sophisticated control systems will come to market. Although, currently, installations with battery energy storage systems are few and far between compared to the rest, energy utilities seek to incorporate them in all renewable installations to improve energy utilization. Therefore, while the implemented system has been successfully deployed throughout the country, it may be necessary to take new considerations in this regard and take into account said alternatives when the daily cycled energy might equal or exceed the amount of other well established energy assets’. The non-confidential censored code is available on GitHub³.

³<https://github.com/josugoar/optibat>

Future work

Regarding future work, OPTIBAT is limited to arbitrage in the spot markets: daily, intraday, and continuous. However, there are other more or less profitable markets¹⁷, such as the manual frequency restoration reserve and automatic frequency restoration reserve markets that trade availability. It would provide interesting adding support for such markets and complete the arbitrage profile of the battery storage technologies, as they are also ideal for the operation in said markets due to their high commutation capabilities.

While integration with regulation markets is definitely the most notable improvement to be made, refining the modeling of battery degradation also provides benefits⁶⁵. By incorporating even more granular signals and the specifications of the battery management system (making the system battery specific), it is possible to model even the imperceptible degradation of the state of charge at rest. Certainly, although not being a high priority aspect, due to the constant cycling of the batteries which, by nature, does not precisely seek to maintain a steady state, the increased fidelity of the modeled physical processes would provide a substantial contribution. Furthermore, an in depth analysis of the degradation suffered by the battery, beyond the consumption of the cycles for which it is rated by the manufacturer, brings clarity for possible profit optimizations obtained under more adverse conditions than the ones experienced.

In addition, the most realistic future work comes in the form of integrating and deploying the optimization system in the growing number of new hybrid installations having energy storage assets, which are being continuously incorporated into the grid. Precisely and as has been previously detailed, battery energy storage systems are in continuous growth and, in fact, during the development process new storage systems have even become available.

It should be noted that efforts have been made for the maintenance and enhancement of the relevant work from the corresponding energy utility, with the aim of guaranteeing the continuation of its life cycle, in a way that its maintenance and deployment continue under a new team's supervision.

Bibliografía

- [1] International Renewable Energy Agency. Irena - international renewable energy agency, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [2] Apple. ¿por qué iones de litio?, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [3] DEUTZ Australia. What is a battery energy storage system (bess)?, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [4] AVEVA. Aveva pi system, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [5] A Azahra, KD Syahindra, DR Aryani, FH Jufri, and IM Arditia. Optimized configuration of photovoltaic and battery energy storage system (bess) in an isolated grid: a case study of eastern indonesia. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, volume 599, page 012017. IOP Publishing, 2020.
- [6] Aeishwarya Baviskar, Abhinav Anand, Kaushik Das, and Anca D Hansen. Opportunities for battery energy storage in stand-alone and co-located hybrid power plant in distribution grid. In *22nd Wind and Solar Integration Workshop (WIW 2023)*, volume 2023, pages 656–660. IET, 2023.
- [7] BloombergNEF. Bnef - strategic research provider for the energy transition, 2025.
- [8] Federico Bresciani and Stefano Mandelli. Hybridization of variable renewable energy sources with battery energy storage systems: Opportunities, modelling and case study in spain. In *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*, pages OMC–2025. OMC, 2025.
- [9] Alberto Carabajo. Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema. *Red Eléctrica de España*, pages 55–62, 2007.
- [10] Pablo Carrasco Ortega, Pablo Durán Gómez, Julio César Mérida Sánchez, Fernando Echevarría Camarero, and Angel A Pardinas. Battery energy storage systems for the new electricity market landscape: Modeling, state diagnostics, management, and viability—a review. *Energies*, 16(17):6334, 2023.
- [11] Limited (CATL) Contemporary Amperex Technology Co. Catl, 2023. Accedido: 2025-09-05.
- [12] Jorge Martínez Crespo, Julio Usaola García, and José Luis Fernández González. Resolución de restricciones técnicas en la programación diaria de la generación mediante descomposición de benders, 2004.

- [13] Red Eléctrica de España. *Protocolo de comunicaciones entre los sistemas de gestión del operador del sistema y equipos de control de consumidores interrumpibles y empresas distribuidoras (PCC-SCECI)*, 2009. Revisión 6.2.4.
- [14] Red Eléctrica de España. E-sios - electricidad · datos · transparencia, 2025.
- [15] Red Eléctrica de España. Unidades físicas, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [16] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Resolución de 23 de mayo de 2024, de la comisión nacional de los mercados y la competencia, por la que aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a las subastas europeas intradiarias, 2024.
- [17] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Resolución de 25 de abril de 2024, de la comisión nacional de los mercados y la competencia, por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance mari y picasso, 2024.
- [18] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Resolución de 6 de marzo de 2024, de la comisión nacional de los mercados y la competencia, por la que se modifican procedimientos de operación eléctricos para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación, 2024.
- [19] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Procedimientos de operación para la participación de demanda y almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación, 2025.
- [20] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Resolución de 28 de febrero de 2025, de la comisión nacional de los mercados y la competencia, por la que se publican las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad para su adaptación a la negociación cuarto-horaria y a la nueva tipología de ofertas del mercado diario, 2025.
- [21] Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR). *Equipos y sistemas de telecontrol. Parte 5-104: Protocolos de transmisión. Acceso a redes utilizando perfiles de transporte normalizados por la norma IEC 60870-5-101. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en enero de 2017.)*, 2017. Accedido: 2025-09-05.
- [22] Yi Dong, Zhen Dong, Tianqiao Zhao, and Zhengtao Ding. A strategic day-ahead bidding strategy and operation for battery energy storage system by reinforcement learning. *Electric power systems research*, 196:107229, 2021.

- [23] EcoAvant. El precio de la luz marca un nuevo máximo histórico todo y la excepción ibérica, 2022. Accedido: 2025-09-05.
- [24] Entelios. Cross-market optimisation, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [25] AleaSoft Energy Forecasting. La gestión eficiente de las baterías marcará la rentabilidad de los proyectos renovables - aleasoft energy forecasting, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [26] G-Advisory. Technical and economic study of two energy storage technologies in spain, 2023. Accedido: 2025-09-05.
- [27] MATTIA GALLO. Stand-alone battery energy storage system (bess): plant design and economic assessment, 2023.
- [28] Josean Garrués-Irurzun and Santiago López-García. Red eléctrica de españa sa: Instrument of regulation and liberalization of the spanish electricity market (1944–2004). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8):2061–2069, 2009.
- [29] Inês Gaspar, Rui Castro, and Tânia Sousa. Optimisation and economic feasibility of battery energy storage systems in electricity markets: The iberian market case study. *Journal of Cleaner Production*, 324:129255, 2021.
- [30] Georgios P Georgiadis, Christos N Dimitriadis, Nikolaos Passalis, and Michael C Georgiadis. A hybrid ml-milp framework for the optimal integration of photovoltaic and battery systems in manufacturing industries. *Computers & Chemical Engineering*, page 109356, 2025.
- [31] Giorgio Castagneto Gissey, Paul E Dodds, and Jonathan Radcliffe. Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:781–790, 2018.
- [32] Mathew Hampshire-Waugh. *Climate Change and the Road to Net-Zero*. Crowstone Publishing, 2021.
- [33] Arash Haratian. Machine learning algorithms for energy trading of battery energy storage systems: Reinforcement learning for trading energy on dual electricity markets, 2024.
- [34] Guannan He, Qixin Chen, Chongqing Kang, Pierre Pinson, and Qing Xia. Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance-based regulation and battery cycle life. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(5):2359–2367, 2015.
- [35] F-Javier Heredia, Jordi Riera, Montserrat Mata, Joan Escuer, and Jordi Romeu. Economic analysis of battery electric storage systems operating in electricity markets. In *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–5. IEEE, 2015.

- [36] Yu Hu, Miguel Armada, and María Jesús Sánchez. Potential utilization of battery energy storage systems (bess) in the major european electricity markets. *Applied Energy*, 322:119512, 2022.
- [37] Yu Hu, David Soler Soneira, and María Jesús Sánchez. Barriers to grid-connected battery systems: Evidence from the spanish electricity market. *Journal of Energy Storage*, 35:102262, 2021.
- [38] Iberdrola. Bess: Qué son y cómo funcionan, 2024. Accedido: 2025-09-05.
- [39] International Electrotechnical Commission (IEC). *Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*, 2016.
- [40] Ikerlan. Optimización e inteligencia artificial para la operación de baterías de segunda vida en tiempo real, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [41] Ingeteam. Ingeteam suministra un sistema de baterías y su electrónica de potencia para la mayor planta de hidrógeno verde de europa, 2022. Accedido: 2025-09-05.
- [42] Ingeteam. Ingeteam, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [43] Pedro Iván Leal Jáuregui. The case for cross-market optimization: Trading bess on a moving horizon, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [44] Antoaneta Kalenderova. Batery energy storage system (bess) siting. In *2024 16th Electrical Engineering Faculty Conference (BuleF)*, pages 1–4. IEEE, 2024.
- [45] Hamid Karimi and Shahram Jadid. Multi objective optimization for multi-microgrid energy management: A lexicography approach. In *2019 International Power System Conference (PSC)*, pages 679–686. IEEE, 2019.
- [46] Samuli Kivipelto. Grid scale battery energy storage investment potential-analysis and simulations of frequency control markets in germany and the uk. Master’s thesis, University of Vaasa, 2017.
- [47] Gopal Krishna, Rajesh Singh, Anita Gehlot, Ahmad Almogren, Ayman Altameem, Ateeq Ur Rehman, and Seada Hussen. Advanced battery management system enhancement using iot and ml for predicting remaining useful life in li-ion batteries. *Scientific Reports*, 14(1):30394, 2024.
- [48] Abhishek Kumar, Nand K Meena, Arvind R Singh, Yan Deng, Xiangning He, RC Bansal, and Praveen Kumar. Strategic integration of battery energy storage systems with the provision of distributed ancillary services in active distribution systems. *Applied Energy*, 253:113503, 2019.

- [49] National Renewable Energy Laboratory. National renewable energy laboratory - leading innovation in renewable energy systems, 2025.
- [50] Patrik Larsson and Philip Börjesson. Cost models for battery energy storage systems, 2018.
- [51] Chunyang Liu, Houzhen Ma, Hengxu Zhang, Xiaohan Shi, and Fang Shi. A milp-based battery degradation model for economic scheduling of power system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 14(2):1000–1009, 2022.
- [52] Atse Louwen, Martin Junginger, and AL Krishnan. Technological learning in energy modelling: experience curves. *Policy Brief for REFLEX project*, 2018.
- [53] Diego Mendoza Osorio. A review in bess optimization for power systems. *TecnoLógicas*, 26(56), 2023.
- [54] Nguyen Quoc Minh, Nguyen Duy Linh, and Nguyen Trong Khiem. A mixed-integer linear programming model for microgrid optimal scheduling considering bess degradation and res uncertainty. *Journal of Energy Storage*, 104:114663, 2024.
- [55] OMIE. Reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de electricidad, 2024.
- [56] OMIE. Acceso a ficheros, 2025.
- [57] OMIE. Instrucción 1/2025: Inicio de la negociación cuarto-horaria en los mercados intradiarios y de la nueva tipología de ofertas en el mercado diario, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [58] OMIE. Mercado de electricidad, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [59] OMIE. Modelo de ficheros para la distribución pública de información del mercado de electricidad – versión 1.36, 2025.
- [60] Ministerio para la Transición Ecológica. Resolución de 11 de diciembre de 2019, del ministerio para la transición ecológica, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación al real decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, 2019.
- [61] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Orden ted/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025, 2024. Accedido: 2025-09-05.
- [62] Anupam Parlikar, Holger Hesse, and Andreas Jossen. Topology and efficiency analysis of utility-scale battery energy storage systems. In *The 13th International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019)*, pages 119–131. Atlantis Press, 2019.

- [63] Nord Pool. The world's first multinational power exchange, promoting transparent and efficient pan-european energy trading, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [64] Giuliano Rancilio, Filippo Bovera, and Marco Merlo. Revenue stacking for bess: fast frequency regulation and balancing market participation in italy. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2022(1):1894003, 2022.
- [65] Nataliia Shamarova, Konstantin Suslov, Pavel Ilyushin, and Ilia Shushpanov. Review of battery energy storage systems modeling in microgrids with renewables considering battery degradation. *Energies*, 15(19):6967, 2022.
- [66] Solfy. Subvenciones para baterías solares 2025, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [67] Matteo Spiller. Aging and milp modelling for bess. Master's thesis, Politecnico di Milano, 2020.
- [68] Sunkko. Two types of bmss and each wiring diagram, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [69] Andy Swales et al. Open modbus/tcp specification. *Schneider Electric*, 29(3):19, 1999.
- [70] Sympower. Battery solutions, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [71] Talend. Modern data management that drives real value, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [72] Diego A Tejada-Arango, Afzal S Siddiqui, Sonja Wogrin, and Efraim Centeno. A review of energy storage system legislation in the us and the european union. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 6(1):22–28, 2019.
- [73] Enspired Trading. Battery energy storage solutions for maximum roi, 2025. Accedido: 2025-09-05.
- [74] Wim C Turkenburg, A Faaij, et al. Renewable energy technologies. Technical report, UNDP/UNDESA/WEC: Energy and the Challenge of Sustainability. World Energy . . . , 2000.
- [75] Jorge Villagrasa. Cómo se fija el precio de la electricidad en españa (para dummies), 2023. Accedido: 2025-09-05.
- [76] Theodore J Williams. The purdue enterprise reference architecture. *Computers in industry*, 24(2-3):141–158, 1994.
- [77] Bolun Xu, Alexandre Oudalov, Jan Poland, Andreas Ulbig, and Göran Andersson. Bess control strategies for participating in grid frequency regulation. *IFAC Proceedings Volumes*, 47(3):4024–4029, 2014.
- [78] Zscaler. What is the purdue model for ics security?, 2025. Accedido: 2025-09-05.

Apéndice A

Siglas

aFRR servicio de regulación terciaria.

API interfaz de programación de aplicaciones.

ASDU dirección común de unidad de datos del servicio de aplicación.

BESS sistema de almacenamiento de energía en baterías.

BMS sistema de control de baterías.

BOE Boletín Oficial del Estado.

CAPEX coste de capital.

CNMC Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

DW almacén de datos.

ETL extracción-transformacion-carga.

FCR reserva para la contención de frecuencia.

GI interrogación general.

I90DIA información a 90 días.

ICS sistema de control industrial.

IDMZ zona industrial desmilitarizada.

IIoT internet de las cosas industrial.

IOA dirección de objeto de información.

IoT internet de las cosas.

IT tecnología de la información.

KPI indicador de desempeño.

LIMITACIONESUJ limitación al sujeto.

LP programación lineal.

MARGINALPDBC programa diarios básicos de casación marginal.

MARGINALPIBCI programa diarios básicos de casación incremental marginal.

MD mercado diario.

mFRR servicio de regulación secundaria.

MI mercado intradiario.

MIC mercado intradiario continuo.

MILP programación lineal de enteros mixta.

MO operador del mercado.

MTU unidad de tiempo de mercado.

OMIE Operador del Mercado Ibérico de Energía.

OPEX coste de operación.

OT tecnología operativa.

PCS sistema de conversión de energía.

PDBF programa diario básico final.

PERA arquitectura de referencia empresarial de Purdue.

PF punto frontera.

PIBCA programa intradiario básicos de casación acumulado.

PIS sistema de información de planta.

REE Red Eléctrica Española.

RTU unidad terminal remota.

SCECI sistema de comunicación, ejecución y control de la interruptibilidad.

SoC estado de carga.

SoH estado de salud.

TSO operador del sistema de transmisión.

UFI unidad física.

UOF unidad de oferta.

UP unidad de programación.