



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER:

MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE CENTRAL
RENOVABLE HÍBRIDA CON
ALMACENAMIENTO EN EL MERCADO
IBÉRICO DE ELECTRICIDAD

Autor:

David Del Río Soga

Director:

Antonio Canoyra Trabado

Madrid, Julio de 2024

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

MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE CENTRAL RENOVABLE
HÍBRIDA CON ALMACENAMIENTO EN EL MERCADO
IBÉRICO DE ELECTRICIDAD

curso académico 2023-2024 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: DAVID DEL RÍO SOGA

Fecha: 21/07/2024

David Del Río

Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: ANTONIO CANOYRA TRABADO

Fecha:



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER:

MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE CENTRAL
RENOVABLE HÍBRIDA CON
ALMACENAMIENTO EN EL MERCADO
IBÉRICO DE ELECTRICIDAD

Autor:

David Del Río Soga

Director:

Antonio Canoyra Trabado

Madrid, Julio de 2024

Resumen Ejecutivo

Introducción

El proyecto aborda la creciente necesidad de almacenamiento de energía en un contexto de transición energética hacia fuentes renovables. La evolución del mix eléctrico desde una generación centralizada con tecnologías térmicas hacia una generación más descentralizada y libre de emisiones ha hecho vital garantizar la seguridad del suministro, dada la incertidumbre que suponen los recursos renovables. Históricamente, el almacenamiento a gran escala ha sido dominado por el bombeo hidráulico, que permite trasladar energía eléctrica a períodos de mayor demanda, aprovechando valles de demanda y precios más bajos. Sin embargo, la capacidad de instalar centrales de bombeo está limitada por cuestiones geográficas y medioambientales, lo que ha llevado a explorar soluciones alternativas como las baterías electroquímicas y el almacenamiento térmico.

Las baterías electroquímicas, incluyendo las de iones de litio, ofrecen una alternativa escalable y con alta densidad energética para gestionar las fluctuaciones en la producción de energía renovable. Su capacidad para cargar y descargar rápidamente las hace ideales para estabilizar la red y se pueden desplegar en diversas escalas, desde aplicaciones domésticas hasta grandes instalaciones industriales. Por otro lado, el almacenamiento térmico acumula energía en forma de calor, utilizando materiales como sales fundidas o rocas con alta inercia térmica, y es especialmente relevante en plantas termosolares.

El panorama energético actual está marcado por una transición acelerada hacia fuentes renovables, impulsada por la necesidad de abordar el cambio climático. En este contexto, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España establece objetivos ambiciosos para 2030, incluyendo un objetivo de 12GW en almacenamiento de baterías y bombeo hidráulico. Un desafío crítico es el fenómeno de los *curtailments*, que ocurre cuando la producción de energía renovable excede la demanda y la capacidad de almacenamiento disponible, resultando en la necesidad de reducir generación o desperdiciar energía. Esto puede afectar negativamente a tecnologías como la solar, reduciendo sus ingresos y dificultando la recuperación de la inversión.

La literatura reciente destaca un creciente interés en tecnologías avanzadas de almacenamiento y en la optimización de la red eléctrica mediante estrategias de gestión de demanda para mitigar los *curtailments*. Los objetivos del PNIEC no solo reflejan la ambición de España de liderar la transición energética, sino que también plantean significativos desafíos técnicos y económicos.

Motivación

Este proyecto aborda diversas necesidades críticas del sistema eléctrico ibérico en el contexto de la integración creciente de energías renovables. Las motivaciones clave incluyen:

1. **Reubicación efectiva de la generación renovable:** Existe un desequilibrio entre generación y demanda durante el día, reflejado en los precios. Los sistemas actuales no almacenan todos los excesos de producción en períodos de baja demanda, resultando en vertidos renovables. Un sistema de almacenamiento adecuado permitiría aprovechar esta electricidad, optimizando la producción renovable y reubicando la energía a horas de mayor demanda.

2. **Flexibilidad y control de la producción:** Las fuentes renovables introducen incertidumbre e intermitencia en la red eléctrica. La capacidad de respuesta del sistema se compromete con la disminución de recursos térmicos. Las tecnologías de almacenamiento ofrecen una gestión rápida y eficaz, manteniendo el equilibrio de frecuencia y tensión, crucial para la estabilidad del sistema.
3. **Reducción de las emisiones de carbono:** La motivación principal es reducir las emisiones de carbono del mix eléctrico. Almacenar energía renovable eficientemente y sustituir centrales de combustibles fósiles contribuye a un sistema eléctrico más sostenible y limpio, acorde con las metas internacionales de combate al cambio climático.

Metodología

El proyecto desarrolla un modelo de optimización lineal para la operación de instalaciones híbridas con almacenamiento. Se parametrizan las restricciones técnicas de acceso a la red, funcionamiento y régimen económico, y se estima el potencial de ingresos y márgenes para el dimensionamiento óptimo. Se utiliza un algoritmo de Monte Carlo para generar escenarios de precio y producción, optimizando el perfil de cargas y descargas de los sistemas de almacenamiento y permitiendo la elaboración de una distribución de probabilidad de ingresos.

Almacenamiento Standalone

Se consideran factores como la capacidad nominal de almacenamiento, la potencia de carga/descarga, la pérdida de capacidad (*State of Health*), y el rendimiento operativo. Las simulaciones muestran cómo un sistema de almacenamiento *standalone* puede aprovechar gradientes de precio mediante el arbitraje energético, con un enfoque en maximizar el número de ciclos diarios.

Almacenamiento Híbrido

Similar al *standalone*, pero con restricciones adicionales como el límite de inyección a la red y el pago fijo por unidad de energía para la contribución al sistema eléctrico. Se busca maximizar los ingresos combinados de la venta de energía del parque y la descarga de la batería.

Resultados y Conclusiones

El modelo de optimización lineal demuestra que los sistemas de almacenamiento *standalone* tienen mayores ingresos potenciales comparados con los sistemas híbridos, debido a su flexibilidad y menor complejidad operativa. El análisis económico indica que el dimensionamiento óptimo requiere equilibrar el coste de los módulos de almacenamiento con los ingresos generados, sugiriendo que es más rentable invertir en sistemas de menor duración a igualdad de capacidad de almacenamiento. Las simulaciones muestran que, en 2023, las baterías de 1h y 2h hubieran ofrecido mayores beneficios unitarios netos que las de 4h, debido a una mejor alineación con los periodos de mayor precio del mercado.

TIR	1H	2H	4H	8H
10MW	4.71%	5.10%	4.06%	0.80%
20MW	4.35%	4.72%	3.56%	0.22%
40MW	3.62%	3.88%	2.59%	-0.80%
80MW	3.02%	3.09%	1.35%	-2.45%

Análisis bidimensional: TIR: Baterías de litio híbridas en central FV de 130MW.

Finalmente, el almacenamiento *standalone* se presenta como una solución económica más viable que el almacenamiento híbrido. El almacenamiento híbrido, en tanto que no puede optar a tomar carga de la red en ningún momento, no puede alcanzar la rentabilidad que ofrece el almacenamiento *standalone* por esta limitación en la operación. Sería razonable plantear a futuro que las plantas híbridas puedan tomar carga de la red al tiempo que se instalen sistemas de medida que permitan garantizar que los incentivos para la generación renovable (como por ejemplo las Garantías de Origen) se aplican correctamente.

Executive Summary

Introduction

The project addresses the growing need for energy storage in the context of the energy transition towards renewable sources. The evolution of the electricity mix from centralized generation with thermal technologies towards a more decentralized and emission-free generation has made it vital to ensure supply security, given the uncertainty posed by renewable resources. Historically, large-scale storage has been dominated by pumped hydro storage, which allows shifting electric energy to periods of higher demand by taking advantage of demand valleys and lower prices. However, the capacity to install pumped storage plants is limited by geographical and environmental issues, leading to the exploration of alternative solutions such as electrochemical batteries and thermal storage.

Electrochemical batteries, including lithium-ion batteries, offer a scalable alternative with high energy density to manage fluctuations in renewable energy production. Their ability to charge and discharge quickly makes them ideal for stabilizing the grid, and they can be deployed at various scales, from domestic applications to large industrial installations. On the other hand, thermal storage accumulates energy in the form of heat, using materials like molten salts or rocks with high thermal inertia, and is particularly relevant in solar thermal plants.

The current energy landscape is marked by an accelerated transition towards renewable sources, driven by the need to address climate change. In this context, Spain's National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) sets ambitious targets for 2030, including a goal of 12GW in battery and pumped hydro storage. A critical challenge is the phenomenon of curtailments, which occur when renewable energy production exceeds demand and the available storage capacity, resulting in the need to reduce generation or waste energy. This can negatively impact technologies like solar, reducing their revenues and making it difficult to recover investments.

Recent literature highlights a growing interest in advanced storage technologies and the optimization of the electrical grid through demand management strategies to mitigate curtailments. The PNIEC's goals not only reflect Spain's ambition to lead the energy transition but also pose significant technical and economic challenges.

Motivation

This project addresses various critical needs of the Iberian electrical system in the context of increasing integration of renewable energies. The key motivations include:

1. **Effective relocation of renewable generation:** There is a mismatch between generation and demand during the day, reflected in prices. Current systems do not store all excess production during periods of low demand, resulting in renewable curtailment. An adequate storage system would allow this electricity to be utilized, optimizing renewable production and relocating energy to hours of higher demand.
2. **Flexibility and control of production:** Renewable sources introduce uncertainty and intermittency into the electrical grid. The system's response capability is compromised with the reduction of thermal resources. Storage technologies offer quick and efficient management, maintaining frequency and voltage balance, crucial for system stability.

- Reduction of carbon emissions:** The main motivation is to reduce carbon emissions from the electricity mix. Efficiently storing renewable energy and replacing fossil fuel plants contributes to a more sustainable and clean electrical system, in line with international goals to combat climate change.

Methodology

The project develops a linear optimization model for the operation of hybrid installations with storage. The technical constraints of grid access, operation, and economic regime are parameterized, and the potential for income and margins for optimal sizing is estimated. A Monte Carlo algorithm is used to generate price and production scenarios, optimizing the charging and discharging profile of storage systems and allowing for the creation of a probability distribution of income.

Standalone Storage

Factors such as nominal storage capacity, charging/discharging power, capacity loss (State of Health), and operational performance are considered. Simulations show how a standalone storage system can take advantage of price gradients through energy arbitrage, focusing on maximizing the number of daily cycles.

Hybrid Storage

Similar to standalone storage but with additional constraints such as the injection limit to the grid and fixed payment per unit of energy for contribution to the electrical system. The goal is to maximize combined revenues from the sale of park energy and battery discharge.

Results and Conclusions

The linear optimization model demonstrates that standalone storage systems have higher potential revenues compared to hybrid systems due to their flexibility and lower operational complexity. Economic analysis indicates that optimal sizing requires balancing the cost of storage modules with the generated revenues, suggesting that it is more profitable to invest in shorter duration systems with equal storage capacity. Simulations show that in 2023, 1-hour and 2-hour batteries would have offered higher net unit benefits than 4-hour batteries, due to better alignment with high market price periods.

TIR	1H	2H	4H	8H
10MW	4.71%	5.10%	4.06%	0.80%
20MW	4.35%	4.72%	3.56%	0.22%
40MW	3.62%	3.88%	2.59%	-0.80%
80MW	3.02%	3.09%	1.35%	-2.45%

Two-dimensional analysis: IRR: Hybrid lithium batteries in a 130MW PV plant.

Finally, standalone storage presents itself as a more economically viable solution than hybrid storage. Hybrid storage, as it cannot draw power from the grid at any time, cannot achieve the profitability offered by standalone storage due to this operational limitation. It would be reasonable to consider in the future that hybrid plants could draw power from the grid while installing measurement systems that ensure incentives for renewable generation (such as Guarantees of Origin) are applied correctly.

Índice

1	Introducción	9
1.1	Almacenamiento de energía eléctrica	9
1.2	Estado del arte	10
1.3	Motivación	11
1.4	Metodología	12
2	Almacenamiento Standalone	13
2.1	Introducción	13
2.2	Consideraciones para el modelado	14
2.2.1	Capacidad de almacenamiento nominal	14
2.2.2	Potencia de carga/descarga nominal	15
2.2.3	Pérdida de capacidad. State of Health.	15
2.2.4	Rendimiento operativo	16
2.3	Modelo de optimización lineal	17
2.4	Resultados	18
2.4.1	Simulación SS1	21
2.4.2	Simulación SS2	22
2.4.3	Simulación SS3	23
3	Almacenamiento Híbrido / Linked	24
3.1	Introducción	24
3.2	Consideraciones para el modelado	25
3.2.1	Restricciones coincidentes con modelo de Almacenamiento Standalone	25
3.2.1.1	Capacidad de almacenamiento nominal:	25
3.2.1.2	Potencia de carga/descarga nominal:	26
3.2.1.3	Pérdida de capacidad. State of Health:	26
3.2.1.4	Rendimiento operativo:	26
3.2.2	Límite de Inyección	26
3.2.3	Peaje por Contribución al Sistema Eléctrico	27
3.3	Modelo de optimización lineal	27
3.4	Resultados	29
3.4.1	Simulación SH1	32
3.4.2	Simulación SH2	34
3.4.3	Simulación SH3	36
3.4.4	Simulación SH4	38
3.4.5	Simulación SH5	40
3.4.6	Simulación SH6	42
4	Cálculo Económico. Dimensionamiento Óptimo.	44
4.1	Distribución de Ingresos: Sistema Standalone	44
4.2	Distribución de Ingresos: Sistema Híbrido	46
4.3	Dimensionamiento Óptimo	48
4.4	Caso Práctico: Año 2023	50
5	Conclusiones	52
	Anexo I: Simulaciones de Montecarlo: Inputs producción y precios	54

Anexo II: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	56
---	----

Referencias	58
-------------	----

Índice de figuras

1	Esquema simplificado: Almacenamiento standalone	14
2	State of Health en sistemas de almacenamiento	16
3	Esquema simplificado: Almacenamiento híbrido	25
4	Curva semanal producción PV. Límite de inyección.	27
5	Distribución de Ingresos: Standalone 50MW, 100MWh (2h)	45
6	Distribución de Ingresos: Standalone 10MW, 20MWh (2h)	45
7	Distribución de Ingresos: Standalone 50MW, 200MWh (4h)	45
8	Perfil horario precios spot, OMIE 2023	51

Índice de cuadros

1	Resumen de simulaciones: SS1, SS2 y SS3	20
2	Resultados simulación SS1	21
3	Resultados simulación SS2	22
4	Resultados simulación SS3	23
5	Resumen de simulaciones: SH1, SH2, SH3, SH4, SH5 y SH6	31
6	Resultados simulación SH1	32
7	Resultados simulación SH2	34
8	Resultados simulación SH3	36
9	Resultados simulación SH4	38
10	Resultados simulación SH5	40
11	Resultados simulación SH6	42
12	Análisis bidimensional. Ingresos batería standalone por venta de energía en el mercado diario.	46
13	Análisis bidimensional: Ingresos batería híbrida por venta de energía en mercado diario.	48
14	Análisis bidimensional: CAPEX asociado a baterías de litio de 50€/kW y 210€/kWh.	49
15	Análisis bidimensional: TIR: Baterías de litio híbridas en central FV de 130MW	50

1 Introducción

1.1 Almacenamiento de energía eléctrica

El mix eléctrico está experimentando una paulatina transición en las últimas décadas. Partiendo de un contexto de despacho de generación centralizado, donde las tecnologías térmicas (carbón, fueloil, gas natural y nuclear) eran complementadas fundamentalmente con generación hidráulica; actualmente, la generación tiene una componente mucho más descentralizada acompañada por la liberalización del sector, en la que la presencia de tecnologías libres de emisiones locales es cada vez mayor. En este contexto al que se está moviendo el panorama energético, la seguridad del suministro es más compleja, por la incertidumbre que suponen los recursos renovables, que en escenarios centralizados donde las tecnologías de generación cuentan con una gran disponibilidad y firmeza.

Históricamente, la única tecnología habilitada para el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala (*utility scale*) ha sido el bombeo hidráulico. Su utilidad principal reside en aprovechar períodos de demanda reducida (especialmente horas de la noche), para trasladar energía eléctrica a períodos horarios con mayor demanda. El bombeo hidráulico permite aprovechar valles de demanda, donde se producen precios más bajos, para elevar reservas de agua a un embalse a una cota mayor; garantizando la presencia del recurso y el aprovechamiento de su energía potencial cuando el sistema exija una mayor generación (y por ende, se case a un precio más alto). Además, proporciona inercia mecánica y tiene gran utilidad en el control de frecuencia por su flexibilidad.

En un contexto de gran penetración de energías renovables, el bombeo también tendría su papel y seguiría la misma dinámica: bombear en períodos de precio bajo, debido a sobregeneración o demanda reducida. Si la presencia de energía solar es alta, el bombeo se realizaría en las horas centrales del día, aprovechando ese exceso de generación; y se turbinaría en las últimas horas de la tarde. Este proceso, añade complejidad a la forma de explotación tradicional (bombear por la noche y turbinar a primera hora de la mañana); ya que se añadirían nuevos ciclos de almacenamiento en función de la disponibilidad del recurso renovable y de la demanda. Sin embargo, el número de embalses y por tanto la capacidad de instalación de centrales de bombeo está limitada por cuestiones geográficas y medioambientales; por lo que explorar soluciones de almacenamiento que complementen a estas tecnologías es un asunto que cobra una importancia cada vez mayor. Dos alternativas principales se han puesto sobre la mesa como soluciones de almacenamiento distintas al bombeo.

En primer lugar, las baterías electroquímicas están emergiendo como una solución prometedora en el panorama del almacenamiento de energía. Estas tecnologías, incluyendo las baterías de iones de litio, y nuevos materiales con potencial de almacenamiento electroquímico, ofrecen una alternativa escalable y con alta densidad energética para almacenar energía eléctrica. Su capacidad para cargar y descargar energía rápidamente las hace ideales para gestionar las fluctuaciones en la producción de energía renovable, como la solar y eólica, contribuyendo a la estabilización de la red. Además, su naturaleza modular y su capacidad de ser desplegadas en diversas escalas, desde aplicaciones domésticas hasta grandes instalaciones industriales, las hacen versátiles para una amplia gama de aplicaciones. A medida que la tecnología avanza, se espera que las baterías electroquímicas desempeñen un papel cada vez más crucial en la transición hacia un mix eléctrico más sostenible y descentralizado.

Por otro lado, el almacenamiento térmico representa otra faceta importante del almacenamiento de energía, particularmente en lo que respecta a la integración de

energías renovables. Esta tecnología se basa en la acumulación de energía en forma de calor, utilizando materiales como sales fundidas o rocas con alta inercia térmica. Es especialmente relevante en el contexto de las plantas termosolares, donde el calor capturado durante las horas de sol puede almacenarse y utilizarse para generar electricidad después de la puesta del sol. Además, el almacenamiento térmico puede jugar un papel vital en la mejora de la eficiencia de los sistemas de calefacción y refrigeración en edificios, reduciendo así la dependencia de fuentes de energía convencionales y disminuyendo las emisiones de carbono. A medida que se desarrollan nuevas técnicas y materiales para el almacenamiento térmico, su potencial para complementar y apoyar la red eléctrica en la era de las energías renovables se vuelve cada vez más significativo.

1.2 Estado del arte

El panorama energético actual está marcado por una transición acelerada hacia fuentes de energía renovables, impulsada por la urgente necesidad de abordar el cambio climático y cumplir con los compromisos internacionales en materia de sostenibilidad. En este contexto, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España emerge como un marco de referencia clave, estableciendo objetivos ambiciosos para el año 2030. Entre estos objetivos, el almacenamiento de energía juega un papel fundamental, considerado como un elemento esencial para garantizar la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico en un escenario de alta penetración de energías renovables. El último borrador para la actualización del PNIEC establece un objetivo de 12GW para el año 2030 en términos de almacenamiento en baterías y bombeo hidráulico.

Un aspecto crítico que surge en este panorama es el fenómeno de los vertidos, denominados habitualmente “curtailments”, particularmente en situaciones de sobregeneración de energía renovable, que conducen a horas de precio cero en el mercado eléctrico (vertido de origen económico). Estos eventos ocurren cuando la producción de energía renovable excede la demanda y la capacidad de almacenamiento disponible, resultando en la necesidad de reducir la generación o incluso desperdiciar energía renovable. Este fenómeno podría producir un efecto de canibalización, en especial en tecnologías de generación solar, que cuentan con ciclos de generación más predecibles y en paridad temporal con plantas de sus mismas tecnologías; provocando una dramática reducción de ingresos para las plantas y una dificultad adicional a la recuperación de la inversión. Por otro lado, la capacidad de inyección a la red es limitada en los nudos de generación, pudiéndose producir a su vez vertidos de energía incapaz de ser evacuada (vertidos de origen técnico). Estos desafíos destacan la importancia de avanzar en soluciones de almacenamiento eficientes y en estrategias de gestión de la red que puedan mitigar el impacto de los curtailments. Se espera que con una entrada al mix de 65GW de instalaciones fotovoltaicas para el año 2030, la necesidad de almacenamiento se vuelva prioritaria para poder reubicar dichos excesos de energía solar a períodos horarios de menor oferta de tecnología fotovoltaica y termosolar.

La literatura reciente revela un creciente interés en abordar estos desafíos. Diversos estudios han explorado tecnologías avanzadas de almacenamiento, como baterías de ion-litio, sistemas de almacenamiento por bombeo hidroeléctrico y almacenamiento térmico. Además, se ha investigado la viabilidad económica y técnica de estas tecnologías en distintos contextos operativos. Paralelamente, la optimización de la red eléctrica mediante el uso de estrategias de gestión de demanda, aparece como

una vía prometedora para abordar los problemas asociados con los curtailments.

El estado actual del arte en el campo del almacenamiento de energía y la gestión de curtailments en el contexto de la sobregeneración de energías renovables es un área de investigación activa y en evolución. Los objetivos del PNIEC no solo reflejan la ambición de España de liderar la transición energética, sino que también plantean desafíos técnicos y económicos significativos.

1.3 Motivación

Este proyecto se basa en comprender y responder a diversas necesidades críticas en el sistema eléctrico ibérico, especialmente en el contexto de la creciente integración de energías renovables. A continuación, se detallan las motivaciones clave que impulsan la necesidad de elaborar un modelo de optimización para centrales híbridas.

1. Reubicación efectiva de la generación renovable para optimizar su aprovechamiento: En la actualidad, existe un desequilibrio significativo entre generación y demanda en diversos períodos del día reflejado en los precios. En períodos con abundancia de recurso renovable, los precios se reducen significativamente (disminución de la *demanda neta*¹); mientras que las horas con menor disponibilidad del recurso renovable tienden a correlarse con un incremento de la demanda eléctrica, produciéndose picos de precios. Este gradiente de precios emerge debido a que los sistemas existentes no almacenan la totalidad de los excesos de producción en períodos de baja demanda neta, produciéndose *vertidos renovables* o *curtailments*. Dicha restricción emerge por dos circunstancias: exceso de oferta renovable con respecto a la demanda del sistema (precios cero) y exceso de inyección en el punto de interconexión. La solución más prometedora es contar con un sistema adecuado para el almacenamiento a gran escala de la energía que permita aprovechar la electricidad que sería vertida ineficientemente. Al igual que la forma de explotación tradicional del bombeo aprovechaba períodos de baja demanda para absorber generación térmica de forma más eficiente que la propia reducción o corte de la producción de dichas centrales; el almacenamiento electroquímico o térmico aprovechará, cada vez en mayor medida, períodos de baja demanda *neta* para absorber generación y evitar vertidos. Lo anterior permitirá optimizar la producción de la instalación renovable e incrementar significativamente su eficiencia y contribución al mix energético global, reubicando los picos de entrega de energía a la red a horas con mayor demanda y en definitiva, reduciendo el gradiente de perfiles de precios.
2. Flexibilidad y control de la producción: La inclusión de fuentes renovables en la red eléctrica introduce incertidumbre e intermitencia que pueden plantear desafíos a su gestión. A medida que se vaya avanzando en la transición energética y haya menos disponibilidad de recursos térmicos, la capacidad de respuesta del sistema se pone en un compromiso debido a la pérdida de elementos de control de frecuencia y tensión. Es fundamental disponer de tecnologías adaptables para tener un manejo rápido y eficaz para la gestión del sistema, tales como el mantenimiento del equilibrio de frecuencia y demanda o la regulación

¹Se conoce como demanda neta a la diferencia entre la demanda bruta no flexible y la producción no gestionable.

de tensiones. Esta capacidad flexible, otorgada por tecnologías de almacenamiento, es crucial para asegurar estabilidad y fiabilidad en el sistema eléctrico.

3. Reducción de las emisiones de carbono: Es la motivación principal detrás del proyecto, ya que la meta es la reducción de la contribución de las tecnologías térmicas tradicionales en el mix eléctrico por sus considerables emisiones de carbono. La propuesta más efectiva para reducir las emisiones de carbono del mix eléctrico mientras se mantiene la fiabilidad del sistema consiste en almacenar eficazmente energía renovable y sustituir centrales que emplean combustibles fósiles en la generación para lograr un sistema eléctrico más sostenible y limpio, acorde con las metas internacionales destinadas a combatir el cambio climático (ODS).

1.4 Metodología

Al tratarse de un trabajo en el que se expone un modelo de optimización, se debe dejar clara la metodología seguida, hipótesis consideradas y simplificaciones incluidas. Se mostrarán los modelos considerados y se especificarán los detalles de la programación de los mismos.

En primer lugar, se expondrá el caso de una sistema de almacenamiento *stand-alone*; por ejemplo, una batería que carga y descarga energía directamente de la red. Seguidamente, se mostrará el caso de una central de generación híbrida que aprovechará el recurso renovable ubicado en su mismo nudo de interconexión para realizar la carga, de modo que se pueda garantizar el origen renovable de dicha energía.

Adicionalmente, una vez expuestos ambos modelos, se llevará a cabo el cálculo de ingresos y se evaluará el régimen económico de distintos casos de estudio. Con ello, se podrá realizar a su vez una evaluación de posibles casos de dimensionamiento óptimo del sistema de almacenamiento.

Finalmente, se expondrá la metodología seguida para obtener los inputs del modelo de la central renovable híbrida, tales como perfil de generación y precios. Unos inputs primarios de precio y producción pasarán por un modelo de simulación estocástica de Montecarlo para obtener una variedad de perfiles con una mediana y volatilidad controlada. Se buscará obtener perfiles razonables que permitan evaluar la bondad del modelo y servir como apoyo en la estimación y cálculo de ingresos.

2 Almacenamiento Standalone

2.1 Introducción

Un sistema de almacenamiento standalone o independiente es una instalación eléctrica destinada al almacenamiento de energía eléctrica que opera de forma independiente de otras centrales de generación. Este tipo de centrales cuentan con su propio nudo de interconexión y se cargan y descargan directamente desde y hacia la red eléctrica.

En este sentido, su forma de operar es sencilla; ya se trate de baterías de litio, sistemas de almacenamiento térmico, bombeo u otros mecanismos de almacenamiento. Se comportan como un consumidor en períodos de alta generación y baja demanda, absorbiendo energía desde la red; y como un generador en períodos de estrés en el sistema, donde el diferencial generación-demanda se inclina a favor de la demanda.

La primera fuente de ingresos para los mecanismos de almacenamiento sería, a priori, el arbitraje contra mercado ². Es decir, que aprovecharían los gradientes de precio cada día para realizar ciclos de carga y descarga y percibir ingresos en la descarga mayores a los gastos de la carga. En un escenario de alta penetración de energías renovables como el que se proyecta para España en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), se estima que las horas con amplio recurso renovable siendo inyectado al sistema dejarían el precio en un nivel bajo. El precio no es más que la señal que da el sistema para la necesidad de generación adicional; por lo que períodos de amplia inyección renovable no solo disminuyen el valor de añadir unidades adicionales de generación (perciben un precio poco atractivo), sino que ponen en un compromiso a tecnologías que no tienen capacidad de despacho en otras horas. Otras tecnologías, como las centrales de almacenamiento, pueden aprovechar dichos períodos para realizar cargas; ya que se comportan como consumidores, si el precio es reducido (una señal de precio bajo incita al consumo). Una vez tengan energía almacenada buscarán los períodos con un precio más alto, señal de que es muy demandada una unidad adicional de generación, para realizar la descarga e inyección a la red. La capacidad de despachar la energía de las centrales standalone proporciona a estos sistemas una ventaja competitiva frente a otras centrales de generación, que no pueden buscar activamente inyectar su energía en períodos de precios altos, deben adaptarse de forma pasiva al recurso renovable y dependen de la presencia de más competidores para percibir mayores o menores ingresos.

²En este modelo no se detallan otros tipos de remuneración para los sistemas de almacenamiento como puedan ser los mercados de capacidad, servicios auxiliares de control de red, soporte de tensión o regulación de frecuencia.

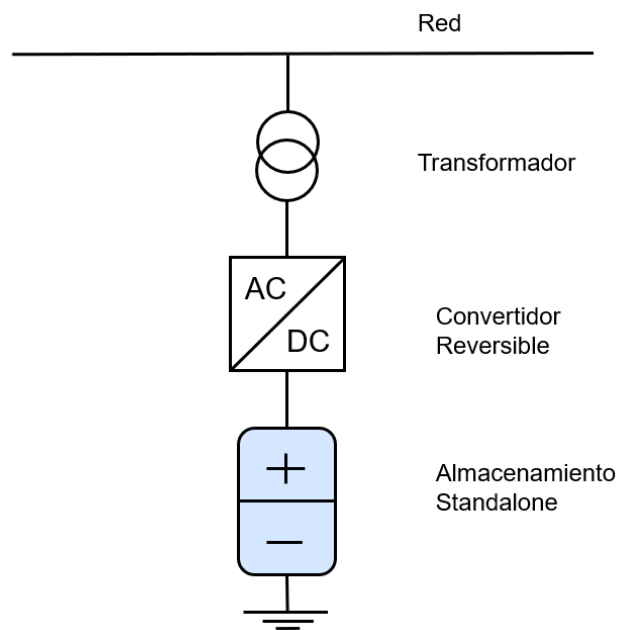


Figura 1: Esquema simplificado: Almacenamiento standalone

2.2 Consideraciones para el modelado

Como hemos mencionado previamente, los ingresos principales de una central standalone surgen del arbitraje en el mercado de electricidad; pudiendo consumir la energía (cargar) en períodos con precio bajo e inyectarla (descargar) en horas punta de precio. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento no cuentan con una capacidad ilimitada para cargar energía; sino que cuentan con una serie de restricciones que se van a modelar de forma simplificada y en un nivel macro³.

2.2.1 Capacidad de almacenamiento nominal

Los sistemas de almacenamiento se caracterizan fundamentalmente por su capacidad de energía almacenable. Esta capacidad, que suele medirse en MWh, expresa la cantidad de energía que el sistema puede almacenar y liberar, como máximo. En el caso de las baterías de litio, la capacidad aumentará proporcionalmente al número de módulos instalados; mientras que en un bombeo hidráulico, dicha capacidad estará determinada por el volumen de agua almacenable. En algunos casos, se exige que el sistema de almacenamiento cuente en todo momento con una capacidad mínima que asegure la prevención de la degradación electroquímica excesiva en el caso de las baterías o el mantenimiento ambiental en el caso del almacenamiento hidráulico.

³Cada sistema de almacenamiento cuenta con restricciones propias de la física, mecánica o química del proceso de almacenamiento cuyo complejo modelado no lineal escapa al alcance de este trabajo. Por ejemplo, las baterías de litio presentan una degradación no lineal proporcional al número de ciclos, temperatura, estado de carga (SoC), estado de salud (SoH), profundidad de descarga, entre otras. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico enfrentan desafíos específicos en el modelado de sus pérdidas. Estas pérdidas varían en función de factores como la eficiencia de las turbinas y bombas, que dependen de la carga operativa y pueden no ser lineales, la pérdida por evaporación de los embalses, la filtración de agua y el tiempo de retardo en el ciclo de bombeo-generación, así como el rendimiento variable con los cambios estacionales y ambientales, y demás.

2.2.2 Potencia de carga/descarga nominal

El otro parámetro crucial para definir cualquier sistema de almacenamiento es la potencia de carga y descarga. La potencia, usualmente expresada en MW, expresa la tasa de acumulación de energía almacenada por unidad de tiempo; o la rapidez con la que el sistema de almacenamiento es capaz de liberar su energía. En el caso de las baterías de litio, es directamente proporcional a la corriente que circula por la batería, en amperios (A).

El cociente entre la capacidad de almacenamiento nominal (MWh), y la potencia nominal (MW) corresponde con el almacenamiento unitario en horas equivalentes.⁴ El concepto de las horas equivalentes de un sistema de almacenamiento proporciona información sobre cuan prolongada puede ser la carga y la descarga: una batería suele presentar tiempos desde 1h⁵ (carga durante una hora barata e inyecta en la hora más atractiva por precio, aprovechamiento del mayor gradiente de precios pero ingresos limitados por tiempo), hasta 8h (el incremento de capacidad no se ve complementado por un incremento en potencia, permitiendo mayores horas de actuación a una velocidad menor y capturando un precio más bajo, aunque aportando más fiabilidad al sistema). Los bombeos hidráulicos y otros sistemas de almacenamiento térmico o mecánico a gran escala disponen habitualmente de un mayor número de horas de almacenamiento.

Otro de los conceptos relevantes a considerar en el modelado de sistemas de almacenamiento es la potencia real de carga y descarga. Este término es un indicador de la tasa a la que un sistema de almacenamiento, en especial una batería, se carga o descarga en relación con su potencia nominal. Las tasas de carga/descarga reales más altas pueden afectar la vida útil y el rendimiento de la batería. A la hora de parametrizar la potencia real, se debe de considerar el porcentaje con respecto a la potencia nominal de carga y descarga. Es habitual que los sistemas de almacenamiento se operen con una ratio cercana al 100%, de modo que puedan cargar y descargar lo más rápido posible en las horas valle o punta de su interés; sin embargo, puede darse el caso de que se opere el sistema a una potencia inferior a la nominal a modo de preservar sus propiedades electroquímicas o por cuestiones de restricciones técnicas de inyección a la red.

2.2.3 Pérdida de capacidad. State of Health.

Como se ha comentado anteriormente, el modelo que se propone es lineal y simplificado; para permitir su aplicación en términos macro a cualquier sistema de almacenamiento. Sin embargo, existen particularidades de cara a la conservación del funcionamiento óptimo de las centrales que requieren ser modeladas. En primer lugar, se debe considerar la pérdida de almacenamiento debido a degradación irreversible; característico fundamentalmente, aunque no exclusivo, de las baterías de litio. En términos técnicos se conoce como un deterioro en el estado de salud (*SoH: state of health*) del sistema de almacenamiento. El SoH se expresa como el

⁴Otra métrica empleada típicamente en baterías es el llamado C-Rate, se calcula dividiendo la corriente de carga o descarga actual entre la capacidad nominal de la batería; sería el inverso de las horas equivalentes. Es una medida utilizada para describir la velocidad a la que se carga o descarga una batería en relación con su capacidad nominal.

⁵Conocer la capacidad equivalente de un sistema de almacenamiento en horas es útil en mercados como el ibérico, pues la casación en el mercado diario actualmente se hace de forma horaria. Esta es la razón por la que dichos sistemas suelen contar con almacenamiento mayor o igual que una hora, en mercados más granulares (casación en intervalos de quince minutos, cinco minutos, ...) podría ser más común ver almacenamiento de menor duración a una hora.

cociente entre la capacidad actual de almacenamiento de la batería y su capacidad cuando fue fabricada. Por tanto, la capacidad real de la batería es un período de tiempo se puede calcular mediante el producto del SoH por su capacidad nominal. El complementario del SoH se puede definir como *storage loss*, que representaría el porcentaje de pérdida irreversible de capacidad de la batería o sistema de almacenamiento con respecto a su capacidad nominal. La Figura 2 muestra un esquema simplificado de los términos de SoH y capacidad aprovechable para una batería. Se suele considerar que la vida útil de las baterías termina cuando alcanza niveles de SoH del 50 % - 70 %, no solo por la pérdida de capacidad aprovechable sino también por la inestabilidad electroquímica generada en las celdas.

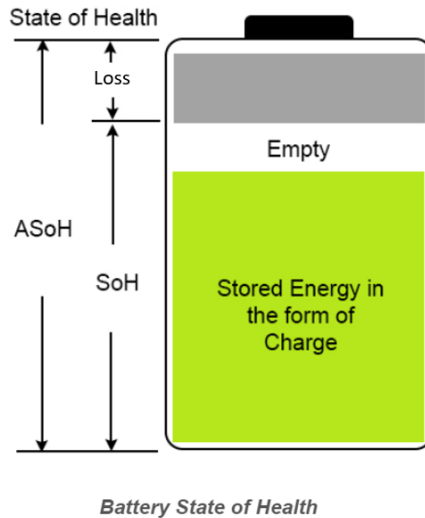


Figura 2: State of Health en sistemas de almacenamiento

2.2.4 Rendimiento operativo

Finalmente, el último parámetro a considerar en el modelado de un sistema de almacenamiento standalone es el rendimiento operativo o eficiencia. Debido a los fenómenos termodinámicos irreversibles que se producen en los procesos de carga y descarga, no es posible extraer el 100 % de la energía que se ha empleado durante el almacenamiento; siempre existen pérdidas. La forma de cuantificar esas pérdidas se denomina eficiencia total, o rendimiento operativo. En este contexto, se define el rendimiento como la energía extraída por unidad de energía entregada. Se puede descomponer el rendimiento operativo en dos factores: rendimiento de carga y rendimiento de descarga.

El rendimiento de carga corresponde a la ratio entre la energía que verdaderamente se almacena en la batería con respecto a la energía total consumida. En este sentido, si la central de almacenamiento consume 100MWh desde la red, y la acumulación real en la batería es de 90MWh, diríamos que el rendimiento de carga es del 90 %.

Por otro lado, el rendimiento de descarga se define como la ratio entre la energía entregada a la red con respecto a la que estaba acumulada dentro del sistema de almacenamiento. Del mismo modo, si la central de almacenamiento acumula 90MWh y solo es capaz de entregar a la red 85.5MWh, diríamos que el rendimiento de descarga es del 95 %.

Es fácil observar que la métrica más útil es el rendimiento global, o rendimiento operativo, que se calcula como el producto de los rendimientos de carga y descarga.

Se puede interpretar como la energía entregable a la red por unidad de energía consumida de la red. En el caso del ejemplo anterior, el rendimiento operativo sería 85.5%. Cada tecnología tiene un rendimiento típico asociado: el bombeo alrededor del 70%-80%, las baterías de litio entre el 80% y el 90%, el almacenamiento en aire comprimido entre el 50% y el 70%.

La implicación más directa del rendimiento es el encarecimiento de la carga por parte del sistema de almacenamiento. Si una batería tuviese un rendimiento del 100%, podría aprovechar cualquier gradiente de precios durante el día, por reducido que fuese, y obtendría beneficios por arbitraje. Por ejemplo, podría cargar a precio de 80€/MWh y descargar a 82€/MWh; obteniendo un beneficio de 2€/MWh. Consideremos ahora una batería con un rendimiento operativo global del 90%. Si carga en la hora en la que hay un precio de 80€/MWh gastará 80€ por cada MWh cargado, sin embargo su energía inyectable será 0.9MWh. Por tanto, ha gastado 80€ para obtener 0.9MWh inyectables; resultando un precio medio de compra de 88.8€/MWh. Si tratase de descargar la energía en el período de 82€/MWh perdería 6.8€ por cada MWh inyectado.

La conclusión a extraer es la siguiente: Dado un gradiente de precios y el rendimiento operativo, será rentable para la batería realizar arbitraje contra mercado siempre que el precio promedio de carga dividido por el rendimiento operativo sea menor que el precio promedio de descarga.

2.3 Modelo de optimización lineal

Como ya se ha mencionado, el problema de optimización para una central de almacenamiento standalone que arbitra contra mercado reside en maximizar, para un período considerado⁶, la diferencia entre los ingresos percibidos por descargar electricidad en la red y el coste asociado al consumo de energía para almacenarla.

La función objetivo del problema de optimización para una central de almacenamiento standalone será la mostrada en la Ecuación 1. Las variables del problema serán, para cada hora h , la potencia de carga y la potencia de descarga. En el caso de un año natural (8760h), el número de variables asciende a 17520. El vector de precios spot para cada hora h se presenta como π_h .

$$f.o. = \max \sum_{h=1}^T \left\{ (p_h^{discharge} - p_h^{charge}) \cdot \pi_h \right\} \quad (1)$$

Evidentemente, es necesario incluir restricciones al problema, ya que la solución al problema sin restricciones sería un vector nulo de potencias de carga y un vector infinito con las potencias de descarga (imposible técnicamente).

En primer lugar, la restricción más importante es el balance de energía dentro del sistema. No se puede descargar energía que no se ha acumulado previamente. Además, la energía acumulada en la hora h debe de ser inferior a la capacidad de almacenamiento real (considerando la capacidad nominal y la pérdida por degradación).⁷ Como se mencionaba en el apartado 2.2.1, se incluye habitualmente una

⁶Consideraremos habitualmente un año natural: T=8760 horas

⁷Una simplificación en el cálculo de la degradación que se ha considerado es que el SoH es constante para el periodo de estudio. Sin embargo, el SoH real varía en una escala microscópica en cada ciclo de carga y descarga. Si se quiere un ajuste para mayor fiabilidad al hacer simulaciones durante varios años, se recomienda realizar cada año con un valor decreciente en el SoH de forma que se agrupe la pérdida de capacidad acumulada durante cada año.

restricción que evite que el sistema de almacenamiento alcance cotas de energía acumulada inferiores a un valor dado. Este valor de capacidad mínima habitualmente representa entorno al 20 % de la capacidad nominal, para el caso de las baterías de litio; en el caso de los embalses para bombeo, las restricciones medioambientales que apliquen a cada caso.

$$E_h^{cummulated} = \sum_{i=1}^h (\eta \cdot p_i^{charge} - p_i^{discharge}) \quad (2)$$

$$E_h^{cummulated} \leq SoH \cdot Capacity_{max} \quad \forall h \in T \quad (3)$$

$$E_h^{cummulated} \geq Capacity_{min} \quad \forall h \in T \quad (4)$$

La potencia máxima de carga y descarga⁸ es otra de las restricciones del problema de optimización. Siendo ambas variables (potencia de carga, y potencia de descarga en la hora h) no negativas, no pueden ser superiores a los límites de potencia. En este sentido, el parámetro $Power_{max}$ expresa la potencia máxima de evacuación. Como se ha comentado, no necesariamente será la potencia nominal del sistema de almacenamiento; ya que puede haber otras condiciones más restrictivas activas (límite de inyección en nudo de interconexión, ajuste manual del inversor para reducir la corriente de la batería y disminuir la degradación, entre otros).

$$0 \leq p_h^{discharge} \leq Power_{max} \quad \forall h \in T \quad (5)$$

$$0 \leq p_h^{charge} \leq Power_{max} \quad \forall h \in T \quad (6)$$

La solución óptima se compone de dos vectores, de T valores de potencia de carga y de descarga. Se puede obtener un vector único de potencia intercambiada con la red calculado como la diferencia entre el vector de descargas y el vector de cargas⁹.

2.4 Resultados

A continuación, se llevan a cabo varias simulaciones de prueba para comprobar, utilizando una interfaz gráfica programada en R, la bondad del perfil de cargas y descargas del sistema de almacenamiento. La optimización se realizará utilizando el percentil 50 (P50)¹⁰ de las 100 sendas de Montecarlo de precio, centradas en torno a la curva de precios del año 2023. Se mostrará la curva de cargas y descargas solución en una escala semanal (para tener visibilidad suficiente), así como la energía acumulada y el percentil de precios empleado en la optimización. Simular un año completo es muy costoso computacionalmente, el esfuerzo de computación crece exponencialmente al número de variables, por lo que se acoplan 12 optimizaciones

⁸Se considera de forma simplificada que ambas potencias son iguales, aunque una alternativa sería incluir restricciones distintas para cada variable.

⁹En una primera versión, el problema se realizaba con una variable por hora, potencia carga/descarga, agrupando ambos valores en una variable que en su valor positivo correspondía a la descarga y en su valor negativo a la carga. Una vez se incorpora el rendimiento operativo, se hace necesario desacoplar las variables en potencia de carga y potencia de descarga.

¹⁰En una primera versión se propuso realizar 100 optimizaciones, una para cada senda de precios; sin embargo, el esfuerzo computacional no compensa el incremento marginal en precisión. Se opta por realizar una única optimización del perfil de cargas y descargas con el percentil 50 de precios, aplicándose posteriormente la misma curva de cargas/descargas a cada senda de precios.

mensuales. Se considera una aproximación razonable debido a que los sistemas de almacenamiento considerados habitualmente no acumulan energía entre meses, su escala temporal es horaria o incluso diaria; no mensual.

Una de las métricas más importantes a la hora de evaluar distintas simulaciones es el número de ciclos del sistema de almacenamiento por año. Se calcula como el cociente entre la energía trasegada¹¹ total entre la capacidad utilizable del sistema (Ecuación 17).

$$\text{Cycles} = \frac{\sum_{h=1}^T (\eta \cdot p_h^{\text{charge}}) + \sum_{h=1}^T (p_h^{\text{discharge}})}{2 \cdot (\text{SoH} \cdot \text{Capacity}_{\text{max}} - \text{Capacity}_{\text{min}})} \quad (7)$$

Las conclusiones que se pueden extraer de las simulaciones SS1, SS2, SS3 (Cuadro 1) son las siguientes:

1. El algoritmo reconoce correctamente las condiciones del problema de optimización, realizando cargas en horas de precio bajo y descargas de precio más elevado; beneficiándose del arbitraje. También cumple con las restricciones de energía acumulada (Restricciones 3 y 4) y de potencia máxima admisible (Restricciones 5 y 6).
2. Si el rendimiento es del 100 %, el sistema de almacenamiento aprovecha cada gradiente de precios, por reducido que sea. El algoritmo busca maximizar el número de ciclos diarios, sin considerar el coste de la degradación asociada al sobreciclado de la central a largo plazo.
3. Si el SoH de la central se reduce, y por tanto la capacidad real máxima de almacenamiento, el número de horas equivalentes reales del sistema se reduce. En el caso de la simulación SS2, la batería está dimensionada para 2 horas equivalentes; sin embargo, el SoH del 80 % causa que el número de horas equivalentes reales sea de 1.6h. Al tener un período de ciclado más corto (más rapidez de carga/descarga), y manteniendo un rendimiento del 100 %; podrá realizar una cantidad de ciclos aún mayor que en la simulación SS1, de nuevo aprovechando cada gradiente de precios de la red por mínimo que sea. Sin embargo, una menor capacidad reduce sus ingresos totales a pesar de realizar un número mayor de ciclos. En conclusión, la reducción del SoH acelera el comportamiento dinámico de carga y descarga, debido a su menor capacidad nominal.
4. Si se reduce el rendimiento del sistema de almacenamiento, se comprueba que se reduce drásticamente el número de ciclos que ejecuta la central. Como se explicó en la sección 2.2.4, un rendimiento más bajo encarece el coste de la carga; eliminando el interés en realizar ciclos en periodos con gradientes de precio reducidos. La curva de cargas y descargas se suaviza eliminando el ruido causado por ciclos pequeños. El valor medio de ingresos se reduce significativamente.

¹¹La energía trasegada, o movimiento de energía, se define como el número de ciclos por la capacidad útil de la batería.

Parámetro	SS1	SS2	SS3
Capacidad de almacenamiento	100 MWh	100 MWh	100 MWh
Capacidad mínima	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Potencia máxima	50 MW	50 MW	50 MW
Horas equivalentes	2h	2h	2h
SoH	100 %	80 %	100 %
Rendimiento	100 %	100 %	80 %
Ciclos anuales	952.5	1021.2	550.6
Energía trasegada	95.250 GWh	81.696 GWh	55.060 GWh
Ingresos anuales promedio	3,417,336 €	2,799,846 €	2,297,657 €

Cuadro 1: Resumen de simulaciones: SS1, SS2 y SS3

2.4.1 Simulación SS1

Capacidad de almacenamiento	100 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	50 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	100 %
Rendimiento	100 %
Ciclos anuales	952.5
Ingresos anuales promedio	3,417,336 €

Cuadro 2: Resultados simulación SS1



2.4.2 Simulación SS2

Capacidad de almacenamiento	100 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	50 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	80 %
Rendimiento	100 %
Ciclos anuales	1021.2
Ingresos anuales promedio	2,799,846 €

Cuadro 3: Resultados simulación SS2



2.4.3 Simulación SS3

Capacidad de almacenamiento	100 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	50 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	100 %
Rendimiento	80 %
Ciclos anuales	550.6
Ingresos anuales promedio	2,297,657 €

Cuadro 4: Resultados simulación SS3



3 Almacenamiento Híbrido / Linked

3.1 Introducción

Un sistema de almacenamiento híbrido es una instalación eléctrica destinada al almacenamiento de energía eléctrica, que, a diferencia de las centrales tipo standalone, no realiza las cargas directamente desde la red; sino que gestiona la energía generada en una instalación renovable en su mismo nudo de conexión. Las centrales de almacenamiento híbrido son capaces de reubicar generación exclusivamente renovable a otros períodos horarios donde el recurso no se encuentre disponible. A diferencia de las centrales de tipo standalone, la energía inyectada en la red cuenta con Garantías de Origen Renovable¹². Por el contrario, las centrales standalone cargan directamente de la red, absorbiendo electricidad del mix de tecnologías renovables y no renovables presentes en el sistema; y por tanto no pueden acreditar el origen renovable de la energía que devuelven a la red.

Sin embargo, uno de los retos que presentan las centrales híbridas es el riesgo de bajo volumen de inyección. Las centrales de tipo standalone no dependen de forma directa de la intermitencia del recurso renovable, por lo que es esperable que puedan realizar dos ciclos diarios¹³, como mínimo, si el gradiente de precios es lo suficientemente amplio. Por el contrario, las centrales híbridas dependen fundamentalmente de la disponibilidad del recurso en el periodo planificado para cargar. Supone dos inconvenientes principalmente: El recurso renovable puede experimentar variaciones con respecto a la planificación y limita el número de ciclos a uno diario (sobre todo, en el caso de centrales solares, la carga solo podrá hacerse en el periodo donde hay energía solar; no pudiendo realizar ciclos durante la noche una vez descargado el sistema de almacenamiento).

La explotación óptima de centrales de almacenamiento híbrido es más compleja que en el caso de centrales tipo standalone, ya que presenta variables de decisión más sofisticadas. Como se vio en el Apartado 2.3, las centrales standalone buscan maximizar el diferencial entre las descargas a precio punta y las cargas a precio valle; sin embargo, las centrales híbridas no cargan de la red sino de la central renovable asociada, por lo que existirá un compromiso entre la inyección a la red directamente desde la central y la carga de la batería para la descarga en otro período horario. Por ejemplo, una central solar fotovoltaica con una batería de litio asociada en su punto de conexión tendrá que decidir si inyecta la energía solar directamente a la red según se genera, o si emplea ese recurso para recargar la batería y asegurar la inyección en otro período. Al igual que una central standalone afronta el coste directo de cargar la energía de la red, una central híbrida realizará la carga atendiendo al coste de oportunidad que le suponga no inyectar la electricidad de forma directa.

¹²Las Garantías de Origen Renovable son certificados que prueban que un cierto volumen de energía ha sido generada a partir de fuentes renovables. Estos certificados son importantes para los consumidores que desean asegurarse de que su energía proviene de fuentes renovables, y también para las empresas que buscan demostrar su compromiso con la sostenibilidad.

¹³Principalmente si se trata de baterías o bombeos con un número bajo de horas equivalentes.

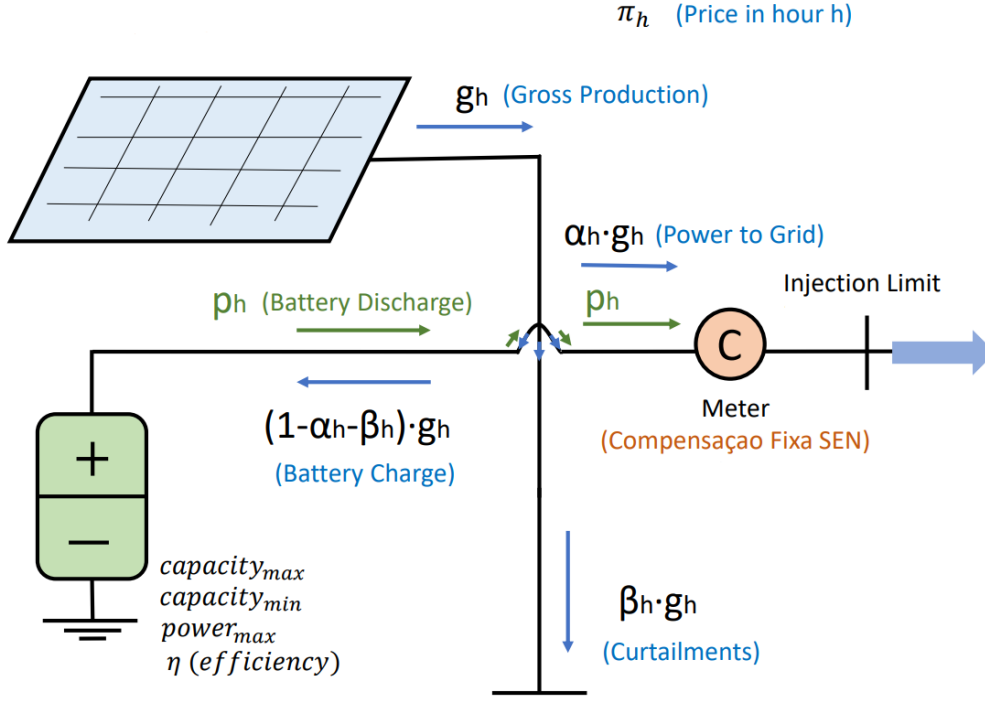


Figura 3: Esquema simplificado: Almacenamiento híbrido

3.2 Consideraciones para el modelado

El problema de optimizar un sistema de almacenamiento unido a una central renovable consiste en maximizar los ingresos del conjunto asegurando la óptima asignación de la energía en los períodos más rentables. Aprovechando la capacidad de los sistemas de almacenamiento, existe la posibilidad de ofertar estratégicamente la energía a horas con mayor precio de mercado para obtener mayores ingresos. A diferencia de los sistemas tipo standalone, donde se busca maximizar el gradiente de precios entre el período de carga y el período de descarga de energía, las centrales híbridas no cuentan con la posibilidad de cargar energía empleando la red, por lo que tratarán de hacer una gestión óptima de la energía con la que cuentan; siendo ésta la combinación de la potencia instantánea en barras de la central renovable más la energía acumulada en el sistema de almacenamiento.

3.2.1 Restricciones coincidentes con modelo de Almacenamiento Standalone

Los sistemas de almacenamiento híbrido pueden ser considerados como una alternativa más compleja de operar que los sistemas tipo standalone debido al incremento de variables de decisión y de restricciones que es necesario considerar para optimizar sus ingresos. Aunque la función a optimizar sea distinta en ambos sistemas, las restricciones básicas que presenta el almacenamiento standalone también forman parte del problema base del almacenamiento híbrido, por lo que deben de ser mencionadas evitando la redundancia y refiriendo al capítulo correspondiente presente en almacenamiento standalone (Sección 2.2).

3.2.1.1 Capacidad de almacenamiento nominal: La capacidad de almacenamiento nominal en un sistema híbrido es la cantidad máxima de energía que puede almacenar y liberar, considerando las tecnologías que lo componen. Esta capacidad

varía según el tipo de sistema: en baterías de litio aumenta con el número de módulos, mientras que en el bombeo hidráulico depende del volumen de agua almacenable. Supone el límite de máxima energía almacenable (en MWh), integrando la potencia de carga para todos los períodos, substrayendo la potencia de descarga. Algunos sistemas necesitan una capacidad mínima para evitar la degradación de las baterías o mantener el equilibrio ambiental. (Véase Sección 2.2.1).

3.2.1.2 Potencia de carga/descarga nominal: La potencia de carga/descarga en un sistema de almacenamiento se refiere a la tasa máxima a la que se puede almacenar o liberar energía en el sistema. Es un parámetro crucial en los sistemas de almacenamiento junto con la capacidad nominal, pues su cociente define el número de horas equivalentes de almacenamiento a potencia nominal. (Véase Sección 2.2.2).

3.2.1.3 Pérdida de capacidad. State of Health: El State of Health se define como el porcentaje de la capacidad nominal del sistema de almacenamiento que actualmente puede ser utilizado. Existen distintas causas que provocan degradación en los sistemas de almacenamiento como el sobreciclado o el uso de potencias altas para la carga y la descarga. El SoH cuantifica cuanta de la capacidad nominal no ha sufrido degradación en un momento determinado. (Véase Sección 2.2.3).

3.2.1.4 Rendimiento operativo: El rendimiento operativo o eficiencia se define como la energía que el sistema de almacenamiento es capaz de liberar tras almacenarla por unidad de energía consumida durante el proceso de almacenamiento. Se descompone en un término de rendimiento de carga y un término de rendimiento en la descarga. Supone una manera de cuantificar las irreversibilidades que sufre el sistema de almacenamiento durante todo el ciclo. (Véase Sección 2.2.4).

3.2.2 Límite de Inyección

Por motivos de condiciones de operación en la red de transporte, existen restricciones técnicas a la cantidad de potencia que puede ser inyectada en cada nudo de interconexión. El Operador del Sistema asigna una determinada potencia máxima inyectable en la red en un periodo dado siguiendo los criterios de estabilidad de tensiones, potencia de cortocircuito y reducción de congestión en las líneas.

Históricamente, las centrales renovables (en especial las centrales solares fotovoltaicas, pues suelen contar con más potencia instalada) han visto limitada su generación pico en los nudos de conexión por el crecimiento desacompañado entre el rápido despliegue de las renovables y el lento desarrollo de las redes. El exceso de generación que no puede ser inyectado a la red se conoce como vertido técnico (curtailment). La Figura 4 muestra una curva semanal de producción fotovoltaica con un límite de inyección de 100MW. Los excesos sobre el límite (en azul) se corresponden con los vertidos técnicos.

Una de las principales ventajas que tendría para una instalación renovable con potencia pico superior a su potencia asignada en el nudo de interconexión contar con un sistema de almacenamiento híbrido sería reducir significativamente el vertido técnico. Sin un sistema de almacenamiento, las centrales únicamente tienen una variable de decisión: Inyectar/Verter; sin embargo, un sistema de almacenamiento asociado permite una variable de decisión más: Cargar; y en consecuencia, cuándo descargar. La central podría inyectar a la red exclusivamente la potencia que se le ha asignado en su nudo de interconexión, utilizando el exceso para cargar una batería.

También puede priorizar cargar la batería, estimando mayores precios cuando no esté disponible el recurso solar; y tratar de inyectar a la red la energía sobrante. Evidentemente, la restricción de potencia no aplica únicamente a la energía generada por la instalación renovable; sino al conjunto parque + almacenamiento. En este sentido, la suma de la descarga del sistema de almacenamiento y la potencia renovable inyectada no puede superar el límite en el nudo de interconexión.

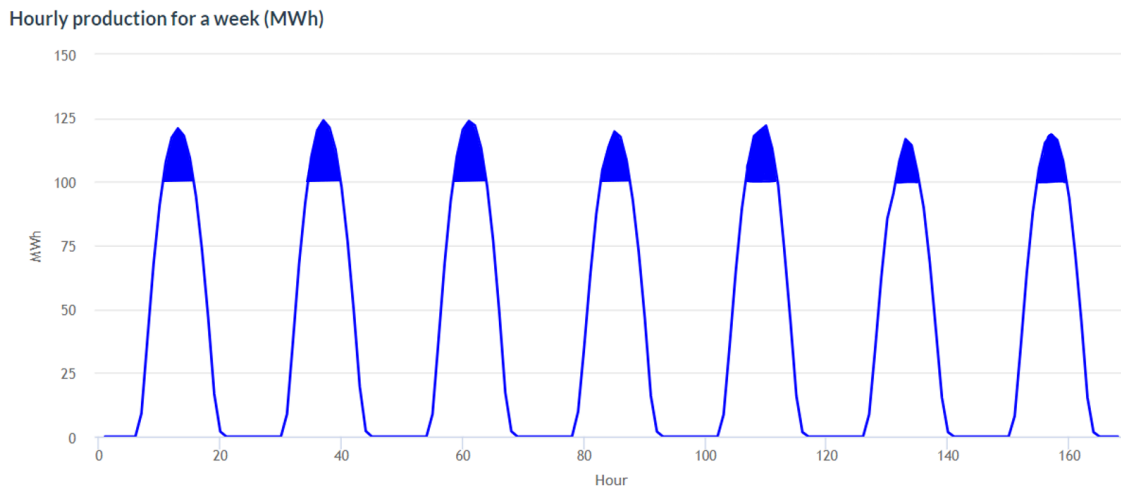


Figura 4: Curva semanal producción PV. Límite de inyección.

3.2.3 Peaje por Contribución al Sistema Eléctrico

Uno de los casos particulares que se han modelado para sistemas de almacenamiento híbrido es el peaje por contribución al sistema eléctrico. Existen países con marcos regulatorios que incluyen esta propuesta para la atribución de reserva de capacidad de inyección en la red eléctrica, en especial para centrales solares fotovoltaicas. En el caso de Portugal, se establece un modelo de contribución al sistema eléctrico nacional basado en un peaje fijo por unidad de energía inyectada. Esta tarifa influye en las ofertas que hacen las centrales acogidas bajo este modelo de compensación. Del mismo modo, influye de forma significativa en las decisiones que pueden tomar las centrales híbridas. Si el precio spot fuese menor que el peaje de compensación fija durante una hora determinada, la central no tendría interés en inyectar esa electricidad; pues incurriría en pérdidas, siendo más rentable verterla o almacenarla. El almacenamiento supone una cobertura frente al riesgo de no producir en el mercado, teniendo que ofertar, al menos, al precio del peaje de contribución, y por tanto, vertiendo energía. De este modo, en períodos de precios muy bajos con presencia de recurso renovable, la central priorizará la carga del sistema de almacenamiento; que descargará en horas con un precio mayor o igual al peaje de contribución fija.

3.3 Modelo de optimización lineal

A diferencia del modelo para almacenamiento standalone, el problema de optimización para almacenamiento híbrido no busca un vector de cargas de la red; ya que la carga se produce desde la central renovable asociada, por lo que la función objetivo no tendrá dicha penalización. El objetivo será maximizar, durante el periodo considerado ¹⁴, los ingresos obtenidos por el conjunto central renovable + batería,

¹⁴Consideraremos habitualmente un año natural: $T=8760$ horas

es decir, por la fracción de energía renovable inyectada directamente a la red y los obtenidos por la descarga de la batería.

Como se mencionaba anteriormente, el modelo híbrido cuenta con variables de decisión para la energía que se genera en la central renovable. Se denomina α_h a la fracción (en p.u.) de la energía generada en la central renovable que se inyecta directamente al sistema eléctrico en un periodo h . Por otro lado, β_h se corresponderá con la fracción (en p.u.) de la energía generada que se vierte por cuestiones técnicas o económicas (cuando no es viable inyectar a la red ni cargar el sistema de almacenamiento). Por tanto, $(1 - \alpha_h - \beta_h)$, será la fracción de la energía cargada en la batería.

Las variables del problema serán p_h , (potencia de descarga de la batería); α_h (fracción de generación a red) y β_h (fracción de generación a vertido). En el caso de un año natural (8760h), el número de variables asciende a 26280. El vector de precios spot para cada hora h se presenta como π_h , el vector de generación renovable de la central será g_h , el rendimiento operativo global se presenta como η , el peaje por contribución al sistema eléctrico se presenta como ξ . La función objetivo se muestra en la Ecuación 8.

$$f.o. = \max \sum_{h=1}^T \{(g_h \cdot a_h + p_h) \cdot (\pi_h - \xi)\} \quad (8)$$

Las restricciones de balance de energía se presentan a continuación. La energía acumulada en una hora h debe de ser inferior a la capacidad admisible del sistema de almacenamiento, considerando su SoH, (Ecuación 10) y superior al límite de capacidad inferior (Ecuación 11). Cabe recordar que la energía cargada en el sistema de almacenamiento no es una variable del problema, sino una combinación lineal de las variables de energía inyectada a la red y energía vertida; a la que se le aplica el rendimiento operativo.

$$E_h^{cumulated} = \sum_{i=1}^h \{\eta \cdot g_i \cdot (1 - \alpha_i - \beta_i) - p_i\} \quad (9)$$

$$E_h^{cumulated} \leq SoH \cdot Capacity_{max} \quad \forall h \in T \quad (10)$$

$$E_h^{cumulated} \geq Capacity_{min} \quad \forall h \in T \quad (11)$$

Por otro lado, las restricciones de potencia de carga y de descarga se detallan a continuación. Como ya se ha mencionado anteriormente, la potencia máxima puede limitarse a un valor inferior a la potencia nominal del sistema de almacenamiento. Para simplificar, se considera que las potencias admisibles son iguales en carga y en descarga ($Power_{max}$). Es importante mencionar que debido a que la central no puede absorber potencia de la red (no está permitido el arbitraje contra mercado en centrales híbridas), la potencia descargada no puede ser negativa.

$$0 \leq g_h \cdot (1 - \alpha_h - \beta_h) \leq Power_{max} \quad \forall h \in T \quad (12)$$

$$0 \leq p_h \leq Power_{max} \quad \forall h \in T \quad (13)$$

La restricción de potencia máxima de inyección en el nudo de interconexión. Siendo Λ el límite de potencia concedido por el Operador del Sistema, la restricción de evacuación se muestra a continuación:

$$p_h + g_h \cdot \alpha_h \leq \Lambda \quad \forall h \in T \quad (14)$$

Finalmente, las variables de decisión unitarias α_h y β_h deben estar limitadas entre 0 y 1¹⁵

$$0 \leq \alpha_h \leq 1 \quad (15)$$

$$0 \leq \beta_h \leq 1 \quad (16)$$

3.4 Resultados

Utilizando una interfaz gráfica programada en R, se realizan simulaciones para comprobar la correcta programación del problema de optimización. En este caso, se estudiará el comportamiento de distintas baterías híbridas en una central solar fotovoltaica de 126MWp. La optimización se realizará utilizando el percentil 50 (P50) de las 100 sendas de Montecarlo de precio para el año 2023, así como el P50 de las sendas de generación renovable de la central. Se mostrará la curva de cargas y descargas de la batería, la energía acumulada, la senda de precios empleada en la optimización (curva verde) y el peaje de inyección a la red (recta rosa); el perfil de generación de la central renovable (curva azul), el perfil de generación parque + batería (curva roja) así como los vertidos técnico/económicos (curva naranja); todo ello en una escala semanal para tener visibilidad suficiente. La optimización de un año consiste en el acoplamiento de 12 optimizaciones mensuales para reducir el esfuerzo computacional requerido; debido a que las baterías tienen una capacidad de almacenamiento reducida en el tiempo, y no se espera que acumulen energía entre meses.

El número de ciclos de la batería se espera que tenga una reducción significativa con respecto al caso de sistemas de almacenamiento standalone. Se recuerda que el número de ciclos se calcula como el cociente entre la energía trasegada total (suma de cargas y descargas) y la capacidad utilizable de la batería.

$$\text{Cycles} = \frac{\sum_{h=1}^T (\eta \cdot g_h \cdot (1 - \alpha_h - \beta_h)) + \sum_{h=1}^T p_h}{2 \cdot (SoH \cdot Capacity_{max} - Capacity_{min})} \quad (17)$$

Las conclusiones que se pueden extraer de las simulaciones SH1, SH2, SH3, SH4, SH5 y SH6, resumidas en el Cuadro 5 son las siguientes.

1. En una batería ideal de 20MW y 2h con las restricciones de rendimiento, límite de inyección y peaje de acceso relajadas; la batería realiza un gran número de ciclos aprovechando gradientes de precio que se produzcan posteriormente a la carga. Se puede apreciar, que en la mayoría de casos, la batería restringe la total inyección fotovoltaica en la red, y pospone el suministro de una parte de dicha energía a horas con mejor precio donde la generación fotovoltaica para cargar ya no está disponible.
2. Si el tamaño de la batería aumenta a 50MW y 2h, manteniendo las restricciones de rendimiento, límite de inyección y peaje de acceso relajadas; es esperable que la batería sea capaz de absorber más cantidad de energía renovable y la

¹⁵Se considera a modo simplificado que las variables siguen un comportamiento continuo y lineal; ya que una programación MILP donde las variables fuesen binarias incrementa la complejidad y el esfuerzo computacional. Se hicieron tests mostrando que no aportaba un incremento de precisión significativo en relación al esfuerzo computacional requerido.

inyección en horas solares sea más baja para dar lugar a una generación mayor durante la noche. Además, el número de ciclos completos se verá reducido en función de la relación entre la potencia de la central renovable y la potencia de la batería; ya que el incremento de la capacidad de la batería manteniendo constante la potencia de la central renovable asociada aumenta el tiempo de llenado del sistema de almacenamiento.

3. El caso más ilustrativo de lo comentado es la simulación SH3, donde el sistema de almacenamiento es de 100MW y 2h (200MWh) sin más restricciones activas. Se puede apreciar que el número de ciclos cae de forma significativa, y las descargas se producen en las rampas de generación fotovoltaica en su mayoría. Siguiendo la tendencia, cabe esperar que una batería de capacidad de almacenamiento infinita sin límite de inyección, capture el conjunto de toda la energía solar generada por la planta y la descargue en un instante de inyección en la hora con el precio más atractivo para posteriormente reemplazar la carga. Si el nudo de conexión estuviese limitado en potencia distribuiría la energía cargada en las horas donde el algoritmo aprecie un precio atractivo hasta descargarse por completo y reemplazar la carga con energía renovable.
4. Como se mencionaba, la restricción de límite de inyección compromete la libertad del sistema de almacenamiento de buscar el mayor precio durante el período de generación y descargar toda la energía en él (si se considera una batería infinita). En este sentido, la batería aporta un valor añadido a la central renovable; facilitando, en la medida en la que sus dimensiones lo permitan, que no se produzcan vertidos por exceso de generación renovable. Esta característica de los sistemas de almacenamiento cobra especial relevancia en el estudio de repotenciones de centrales renovables existentes, ya que si aumenta su pico de generación y no se concede más capacidad en el nudo de conexión, es más probable que se tenga que desperdiciar energía en forma de vertidos. Esa energía puede ser cargada en un sistema de almacenamiento que reubique la energía a períodos de menor congestión en el nudo. Dicha energía sería desperdiciada en el caso de que el sistema de almacenamiento esté completamente cargado y no sea factible inyectar a la red.
5. El rendimiento es una variable relevante en el sistema, que reduce el número de horas de operación al aumentar el coste equivalente de la carga. El algoritmo debe buscar precios lo suficientemente atractivos para que le compense la pérdida de energía en irreversibilidades, por lo que el número de ciclos baja en comparación con el caso base.
6. El peaje de acceso es otra de las restricciones propias del sistema donde la batería aporta un gran valor añadido. Se recuerda que el peaje considerado es un pago por unidad de energía inyectada en la red; por lo que es principal evitar ingresar energía si el precio horario es menor al peaje asignado a la central. Tener la capacidad de reubicar esa energía a períodos con precio horario mayor al precio del peaje asegura que la central no obtiene ingresos negativos en ningún caso. Más en particular, si la batería estuviese llena y no admitiese cargar más energía para reubicar, sería óptimo verter esa energía que inyectar a pérdida. La batería reduce el vertido originado por precio en la medida en que sus dimensiones lo permitan. Una batería infinita permitiría reducir al completo dichos vertidos siempre que existiese un número de horas con precio

mayor al precio de peaje suficiente como para descargar toda la energía solar cumpliendo restricciones de potencia.

Parámetro	SH1	SH2	SH3	SH4	SH5	SH6
Capacidad de almacenamiento	40 MWh	100 MWh	200 MWh	40 MWh	40 MWh	40 MWh
Capacidad mínima	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Potencia máxima	20 MW	50 MW	100 MW	20 MW	20 MW	20 MW
Horas equivalentes	2h	2h	2h	2h	2h	2h
SoH	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Rendimiento	100 %	100 %	100 %	100 %	80 %	80 %
Límite de Inyección	∞	∞	∞	110 MW	110 MW	110 MW
Peaje de Acceso	0 €/MWh	0 €/MWh	0 €/MWh	0 €/MWh	0 €/MWh	25.5 €/MWh
Ciclos anuales	492.39	450.63	402.82	472.14	392.67	395.71
Energía trasegada	19.7 GWh	45.1 GWh	80.6 GWh	18.9 GWh	15.7 GWh	15.8 GWh
Ingresos adicionales anuales promedio	989,671 €	2,402,910 €	4,535,597 €	1,211,522 €	1,013,281 €	937,706 €

Cuadro 5: Resumen de simulaciones: SH1, SH2, SH3, SH4, SH5 y SH6

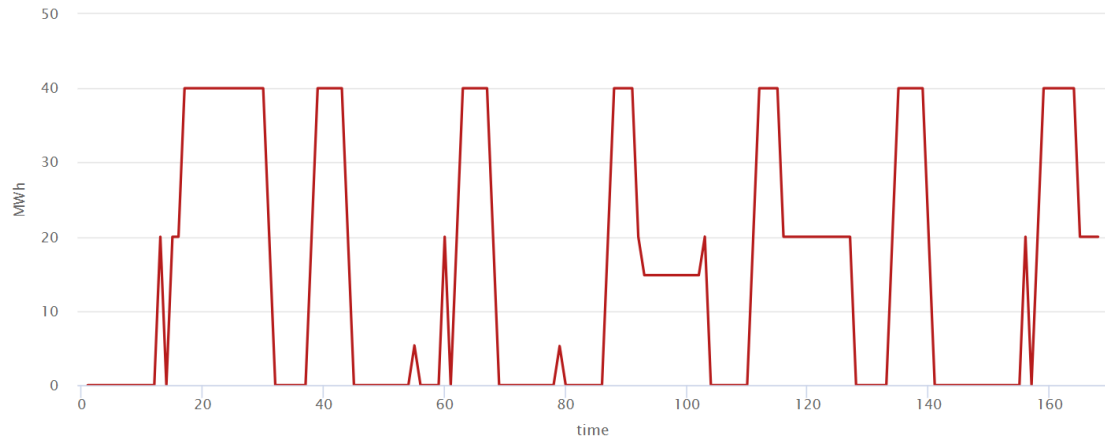
3.4.1 Simulación SH1

Capacidad de almacenamiento	40 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	20 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	100 %
Rendimiento	100 %
Límite de Inyección	∞
Peaje de Acceso	0 €/MWh
Ciclos anuales	492.39
Ing. adicionales anuales promedio	989,671 €

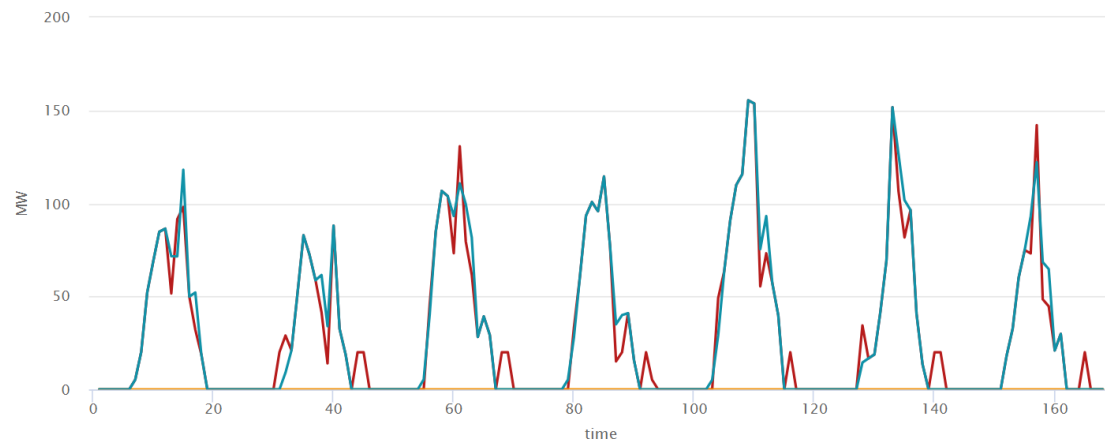
Cuadro 6: Resultados simulación SH1



Cumulated energy



Plant Production / Injected Power / Curtailments

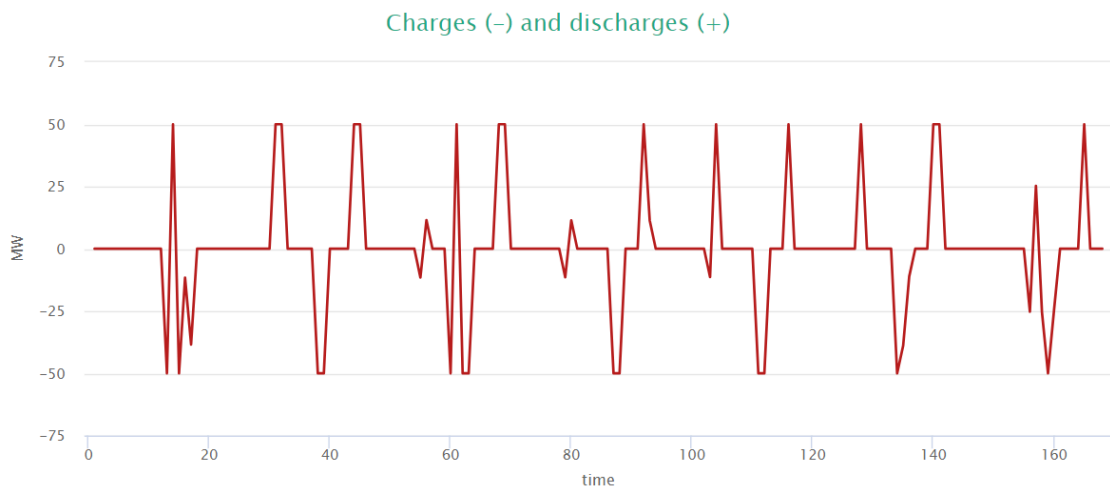


Producción central renovable Producción conjunto parque + batería Curtailments (vertidos)

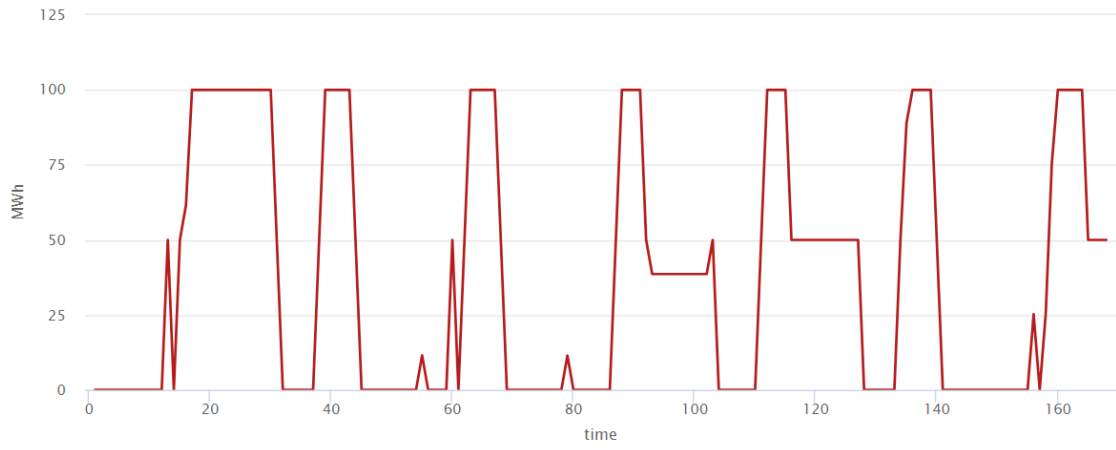
3.4.2 Simulación SH2

Capacidad de almacenamiento	100 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	50 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	100 %
Rendimiento	100 %
Límite de Inyección	∞
Peaje de Acceso	0 €/MWh
Ciclos anuales	450.63
Ing. adicionales anuales promedio	2,402,910 €

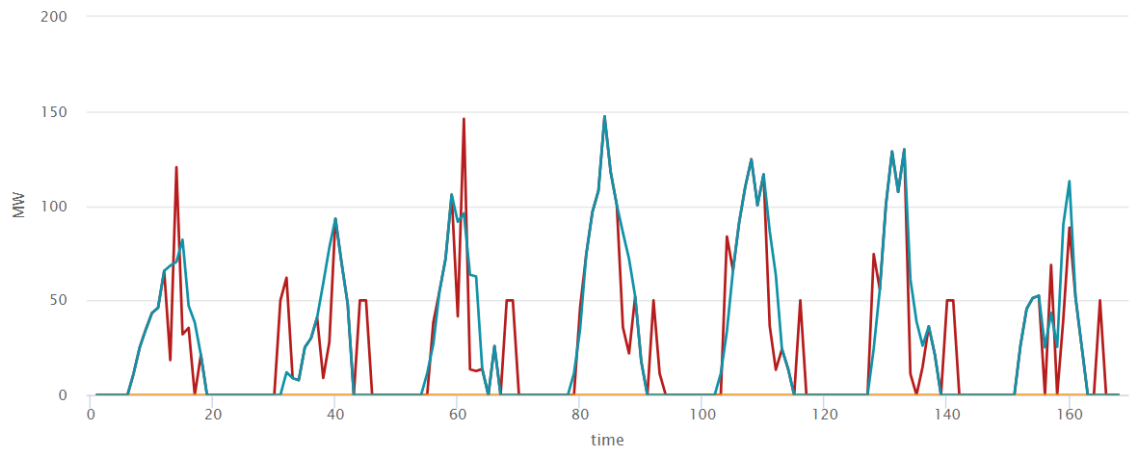
Cuadro 7: Resultados simulación SH2



Cumulated energy



Plant Production / Injected Power / Curtailments

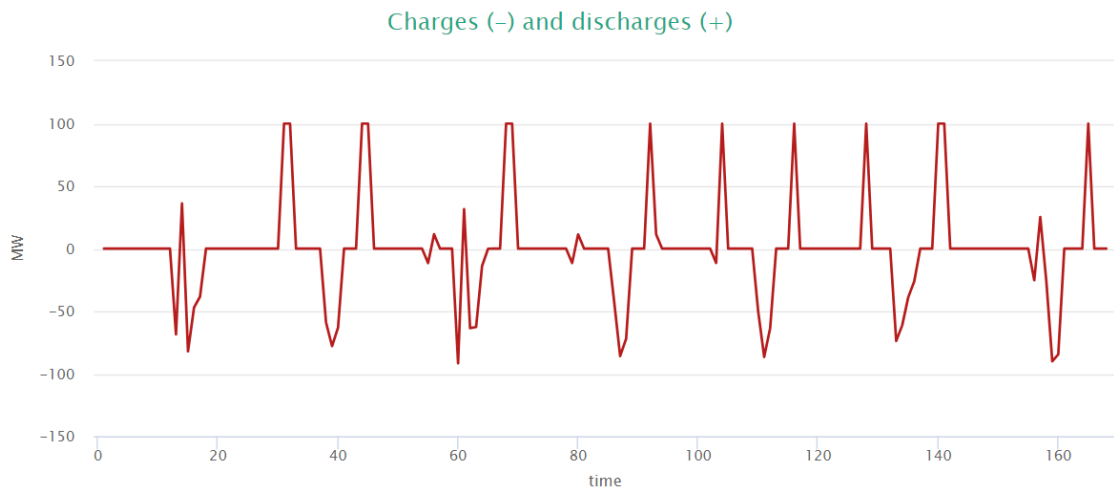


Producción central renovable Producción conjunto parque + batería Curtailments (vertidos)

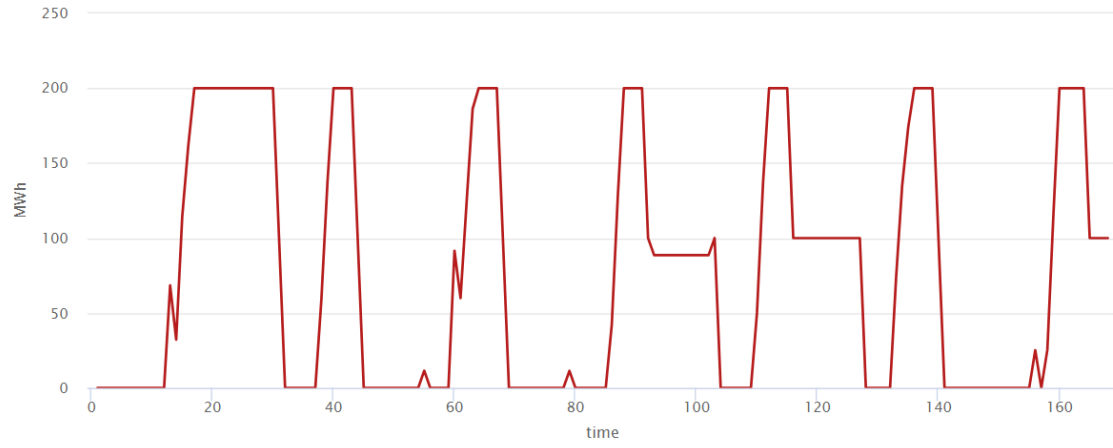
3.4.3 Simulación SH3

Capacidad de almacenamiento	200 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	100 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	100 %
Rendimiento	100 %
Límite de Inyección	∞
Peaje de Acceso	0 €/MWh
Ciclos anuales	402.82
Ing. adicionales anuales promedio	4,535,597 €

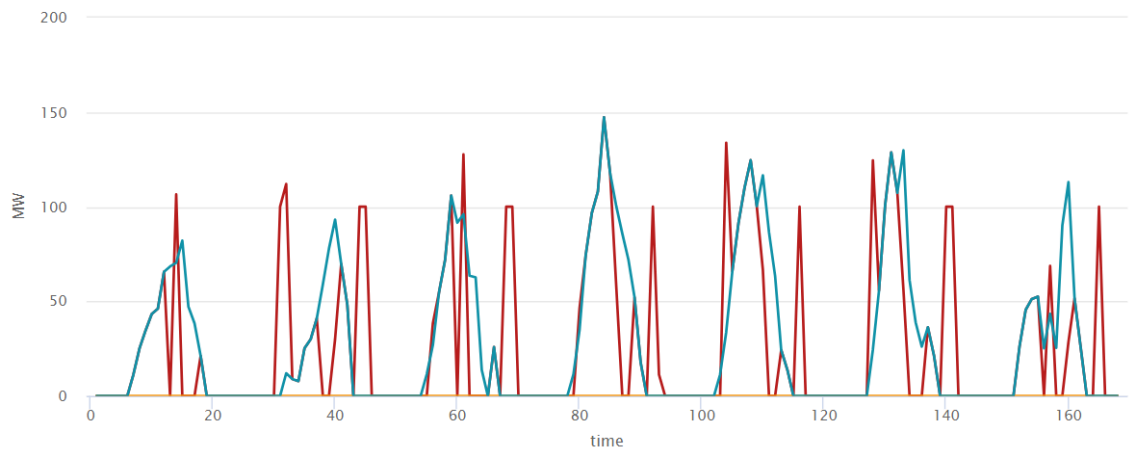
Cuadro 8: Resultados simulación SH3



Cumulated energy



Plant Production / Injected Power / Curtailments



Producción central renovable Producción conjunto parque + batería Curtailments (vertidos)

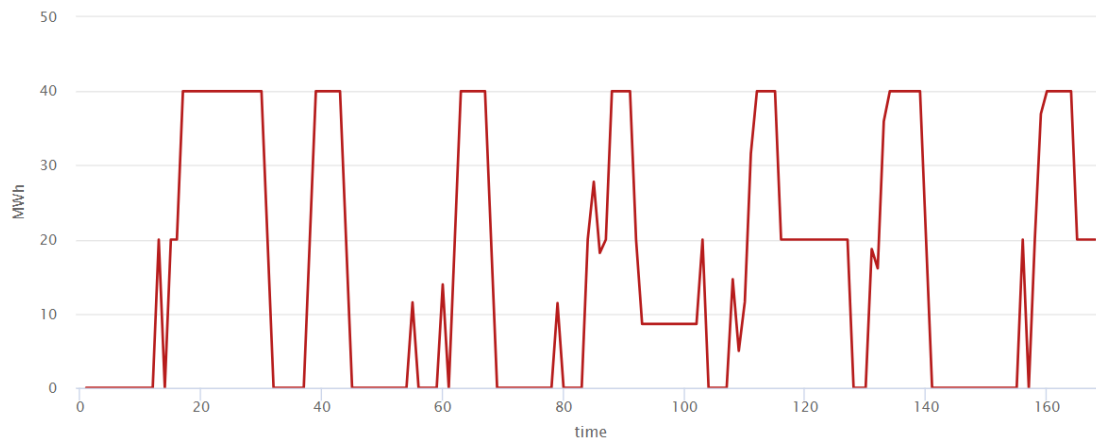
3.4.4 Simulación SH4

Capacidad de almacenamiento	40 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	20 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	100 %
Rendimiento	100 %
Límite de Inyección	110 MW
Peaje de Acceso	0 €/MWh
Ciclos anuales	472.14
Ing. adicionales anuales promedio	1,211,522 €

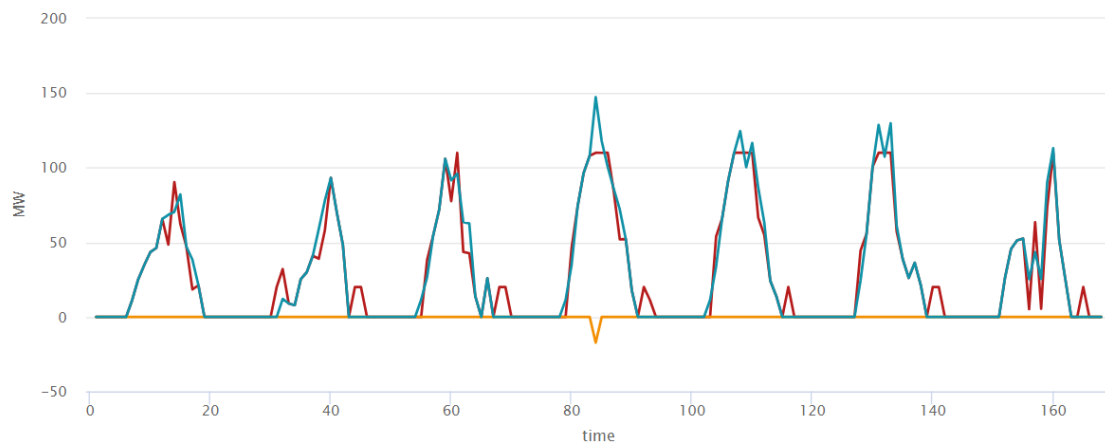
Cuadro 9: Resultados simulación SH4



Cumulated energy



Plant Production / Injected Power / Curtailments



Producción central renovable Producción conjunto parque + batería Curtailments (vertidos)

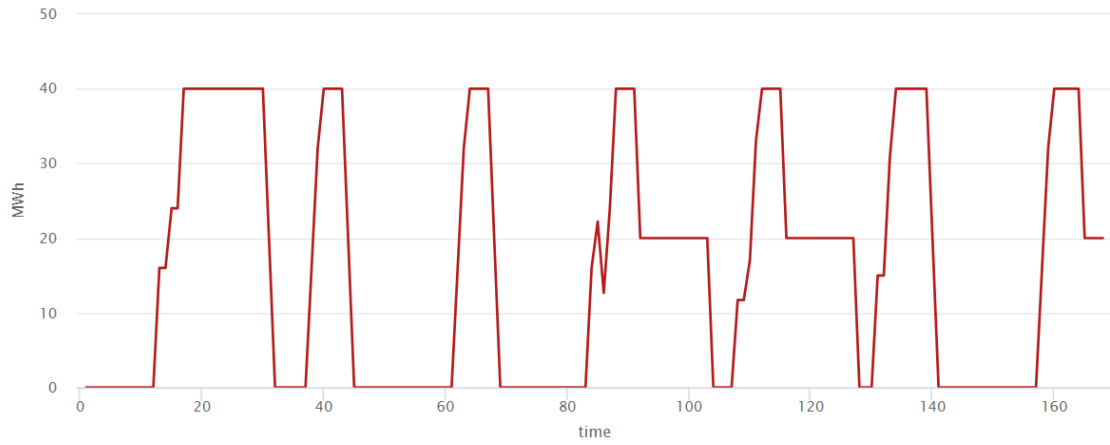
3.4.5 Simulación SH5

Capacidad de almacenamiento	40 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	20 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	100 %
Rendimiento	80 %
Límite de Inyección	110 MW
Peaje de Acceso	0 €/MWh
Ciclos anuales	392.67
Ing. adicionales anuales promedio	1,013,284 €

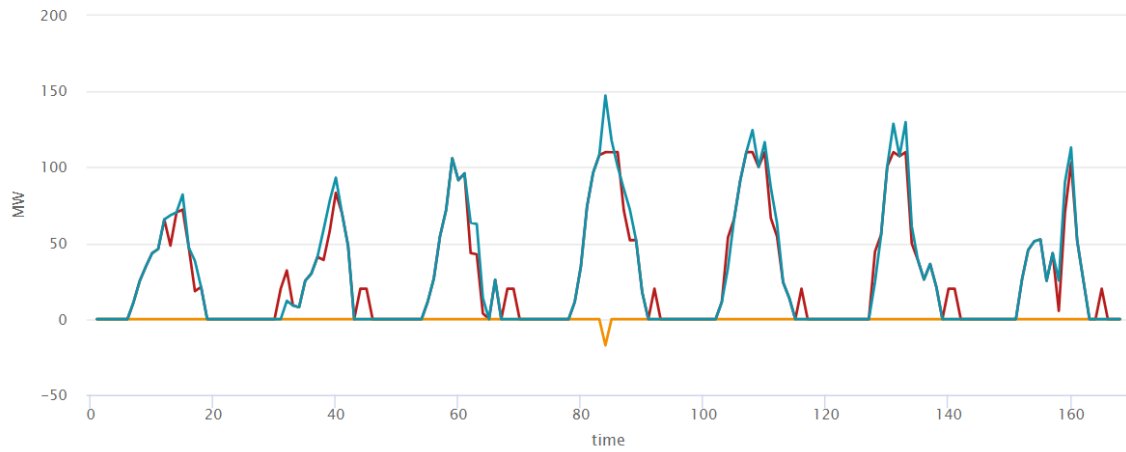
Cuadro 10: Resultados simulación SH5



Cumulated energy



Plant Production / Injected Power / Curtailments



Producción central renovable Producción conjunto parque + batería Curtailments (vertidos)

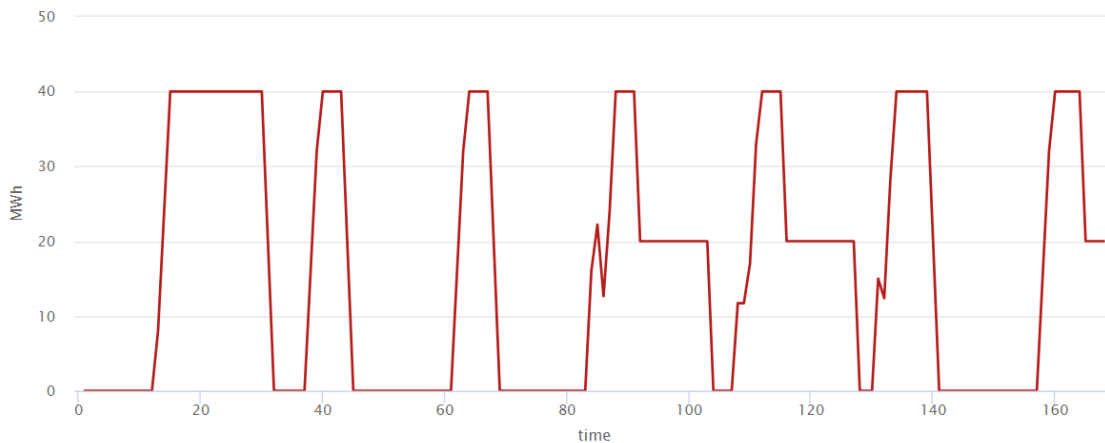
3.4.6 Simulación SH6

Capacidad de almacenamiento	40 MWh
Capacidad mínima	0 MWh
Potencia máxima	20 MW
Horas equivalentes	2h
SoH	100 %
Rendimiento	80 %
Límite de Inyección	110 MW
Peaje de Acceso	25.5 €/MWh
Ciclos anuales	395.71
Ing. adicionales anuales promedio	937,706 €

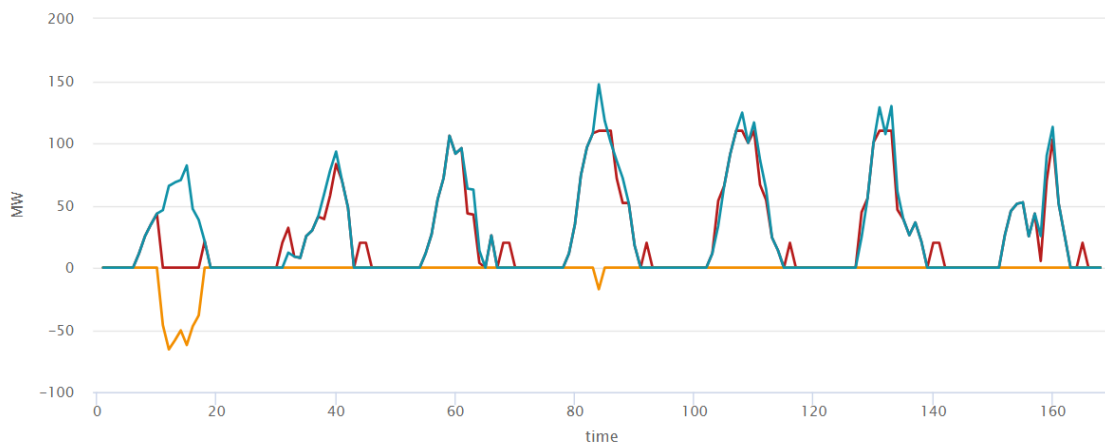
Cuadro 11: Resultados simulación SH6



Cumulated energy



Plant Production / Injected Power / Curtailments



■ Producción central renovable ■ Producción conjunto parque + batería ■ Curtailments (vertidos)

4 Cálculo Económico. Dimensionamiento Óptimo.

Una vez se ha modelado el comportamiento de los sistemas de almacenamiento, tanto standalone como híbridos, es crucial llevar a cabo un análisis económico de los mismos. Como se ha mencionado anteriormente, solo se consideran los ingresos obtenidos por venta de energía en el mercado diario. Siguiendo el Anexo I, se realizan ejercicios de simulación con el método de Montecarlo para obtener la potencial distribución de ingresos de un sistema de almacenamiento.

4.1 Distribución de Ingresos: Sistema Standalone

El cálculo de ingresos de un sistema de almacenamiento standalone depende exclusivamente de dos factores: las dimensiones del sistema y la previsión de precio. Como se ha mencionado anteriormente, las simulaciones de precio se realizan con el perfil de precios spot del año 2023 en España; manteniendo la volatilidad asociada a los precios de los años 2010 a 2023 en el mercado diario. A su vez, en el problema de optimización para el almacenamiento standalone no se considera una restricción de capacidad de inyección en el nudo de conexión; debido a que no es eficiente instalar una batería standalone con una capacidad de descarga mayor a la concedida en el nudo de interconexión, dicha restricción se encontraría inactiva en todo el periodo.

Con esta consideración en mente, los ingresos obtenidos por una batería standalone serían proporcionales a la potencia dado un mismo número de horas equivalentes asociados al sistema de almacenamiento. Una batería de 50MW, 2h obtendría 5 veces más ingresos que una batería de 10MW, 2h; ya que el modo de explotación óptima no depende de la potencia asignada (siempre que sea un valor razonable y no superior a lo que concedería el Operador del Sistema en el nudo de conexión y que no afecte al precio de mercado), sino del número de horas equivalentes y el perfil de precios. A continuación se muestra en la Figura 5 y Figura 6 la distribución de ingresos y ciclos equivalentes de dos sistemas de almacenamiento standalone de 2 horas; 50MW y 10MW. Se puede apreciar que, tal y como era de esperar, al ser ambas baterías de 2 horas; los ingresos son proporcionales y el número de ciclos permanece constante, así como el Value at Risk ¹⁶ relativo a la media y los ingresos por MWh trasegado. La distribución de ingresos es una homotecia en ambos casos.

Sin embargo, ante una variación en el número de horas equivalentes, el modo de explotación de la batería sería diferente y se perdería la correlación lineal. (Figura 5 y Figura 7).

¹⁶Ver Anexo I: Simulaciones de Montecarlo: Inputs producción y precios

Margin distribution

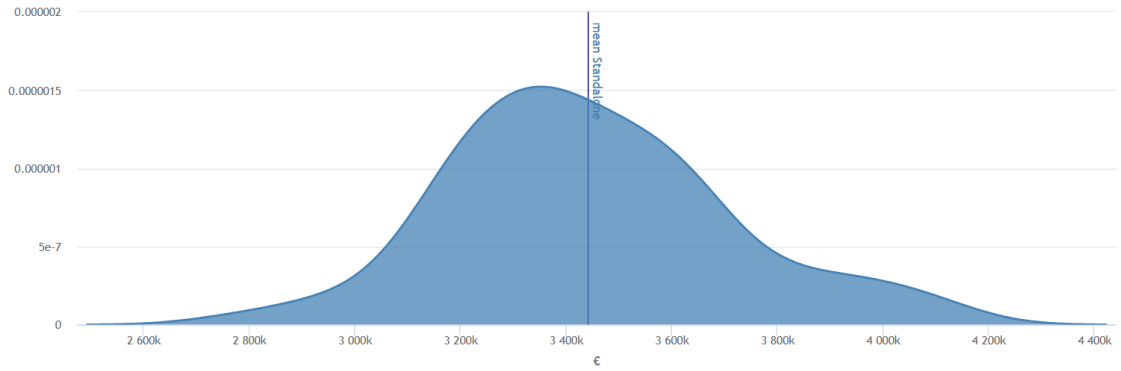


Figura 5: Distribución de Ingresos: Standalone 50MW, 100MWh (2h)

Maximum	Minimum	Mean	Median	P95	M@R	M@R/Mean	Cycles	Energy (MWh)	EUR/MWh (transferred)
4,162,787	2,789,504	3,460,696	3,432,866	3,077,973	354,892.6	10.25 %	952.5	95,250	36.33

Margin distribution

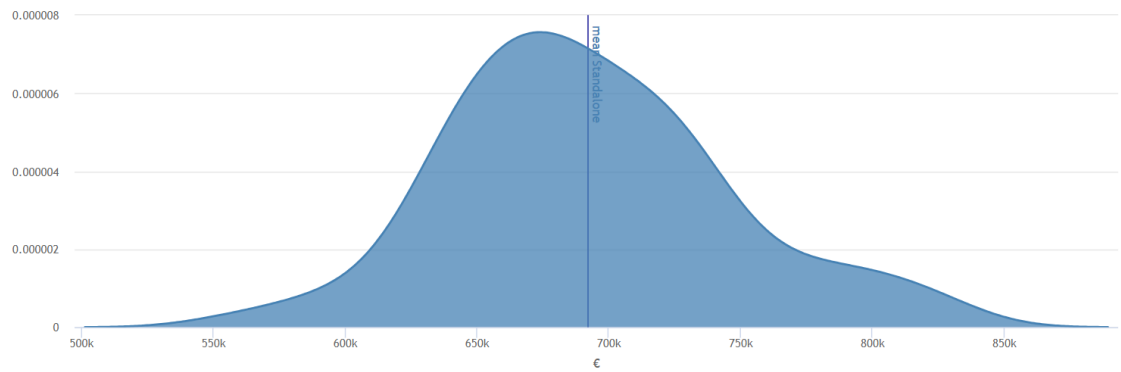


Figura 6: Distribución de Ingresos: Standalone 10MW, 20MWh (2h)

Maximum	Minimum	Mean	Median	P95	M@R	M@R/Mean	Cycles	Transferred Energy (MWh)	EUR/MWh (transferred)
832,557.5	557,900.8	692,139.2	686,573.1	615,594.6	70,978.52	10.25 %	952.5	19,050	36.33

Margin distribution

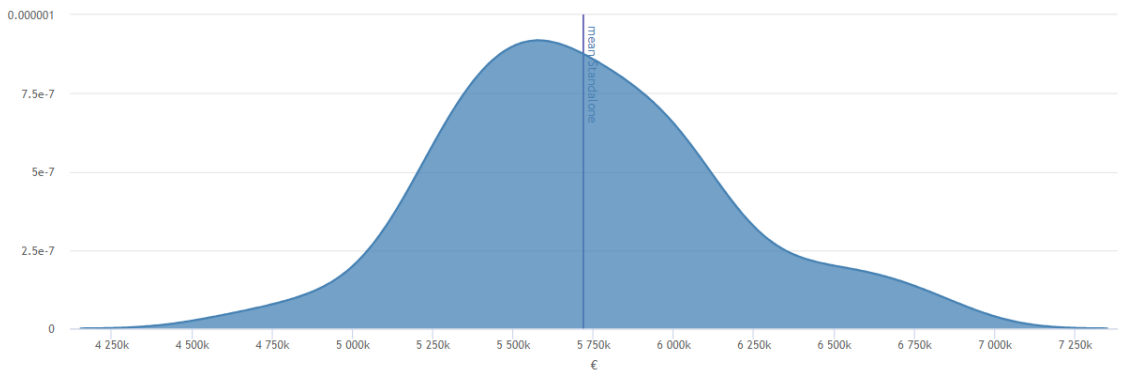


Figura 7: Distribución de Ingresos: Standalone 50MW, 200MWh (4h)

Maximum	Minimum	Mean	Median	P95	M@R	M@R/Mean	Cycles	Transferred Energy (MWh)	EUR/MWh (transferred)
6,888,416	4,613,395	5,720,842	5,685,118	5,084,316	600,801.8	10.5 %	738.25	147,650	38.75

Como se puede apreciar, manteniendo el resto de parámetros constantes, los sistemas de almacenamiento standalone presentan dos grados de libertad que producen distintos valores de ingresos, potencia y capacidad. A continuación, se lleva a cabo un análisis bidimensional en forma de matriz, donde se calculan los ingresos promedio obtenidos por baterías standalone de rendimiento = 95 % y SoH = 90 %, variando sus valores nominales de potencia y capacidad; siempre empleando el perfil de precios del año 2023 y la volatilidad histórica asociada para la generación de los escenarios de precio.

El Cuadro 12 muestra los resultados de ingresos promedio anuales para los sistemas de almacenamiento estudiados. Se puede apreciar que las diagonales a + 45° corresponden con baterías con la misma capacidad nominal¹⁷. A simple vista, se puede inspeccionar que, a efectos de igualdad de capacidad, es mucho más beneficioso contar con módulos de almacenamiento de mayor potencia (y menos horas). Como se explicó en la Sección 2.2.2, lo más deseable para un sistema de almacenamiento es concentrar la energía que descarga en los períodos de mayor precio; si comparamos baterías de igual capacidad, obtendrá un ingreso mayor la que tenga un número de horas equivalentes más bajo, pues será capaz de descargar todo el sistema de almacenamiento en los períodos óptimos de precio. Cuanto mayor sea, el número de horas, la energía se distribuirá entre periodos subóptimos, reduciendo el ingreso promedio¹⁸.

INGRESOS BATERÍA	1H	2H	4H	8H
10MW	322,784 €	596,019 €	1,004,796 €	1,433,967 €
20MW	645,568 €	1,192,038 €	2,009,592 €	2,867,934 €
40MW	1,291,136 €	2,384,076 €	4,019,184 €	5,735,868 €
80MW	2,582,272 €	4,768,152 €	8,038,368 €	11,471,736 €

Cuadro 12: Análisis bidimensional. Ingresos batería standalone por venta de energía en el mercado diario.

4.2 Distribución de Ingresos: Sistema Híbrido

Como se comentó en la Sección 3.1, los sistemas de almacenamiento híbridos cuentan con un modo de explotación óptimo más complejo que en el caso de los sistemas standalone. Sus restricciones de funcionamiento añadidas eliminan la relación lineal entre potencia e ingresos que sí se da en los sistemas standalone. En el caso de un sistema de almacenamiento híbrido con una central renovable asociada se recuerda que las cargas solo pueden proceder del recurso renovable y nunca de la red eléctrica. Esta característica provoca que los ingresos que puede recibir una batería que únicamente carga de su central renovable estén precisamente limitados por la capacidad de dicha central renovable. En otras palabras, mientras que el cuello

¹⁷Por ejemplo, 40MW @ 1H tiene la misma capacidad que 20MW @ 2H, y que 10MW @ 4H; aunque su modo óptimo de explotación es distinto

¹⁸Por supuesto, este criterio de optimización de la capacidad de las baterías es contrario al criterio de seguridad de suministro y dificulta los pagos por capacidad; sin embargo, en este trabajo solo se consideran los ingresos por venta de energía en el mercado diario.

de botella que existe en los sistemas de almacenamiento standalone es la potencia nominal del sistema (de nuevo, considerando que siempre es menor a la asignada en el nudo de conexión); el cuello de botella para el almacenamiento híbrido es la potencia pico de la central renovable asociada. Por tanto, si se desea duplicar los ingresos de una batería standalone, bastaría con duplicar su potencia y la capacidad nominal de los módulos de almacenamiento; sin embargo, esta afirmación no sería válida para un sistema híbrido donde se perdería la relación lineal entre ingresos y potencia.

Otra penalización que sufren los sistemas de almacenamiento híbrido es la evidente restricción de ciclado por día, en especial en sistemas asociados a centrales solares fotovoltaicas. Ya se ha comentado previamente que, para los sistemas híbridos, se espera que el número de ciclos sea entorno al 50 % del número de ciclos que podría llevar a cabo un sistema standalone, con la correspondiente merma de ingresos que puede recibir. Mientras que una batería standalone puede realizar múltiples ciclos de carga y descarga al día, siempre que exista un gradiente de precios significativo para compensar las pérdidas en el rendimiento; un sistema híbrido de almacenamiento presentará un número de ciclos limitado por la disponibilidad del recurso renovable. Podría ocurrir que un sistema híbrido no pueda realizar ni siquiera un ciclo de carga y descarga si el recurso de su central asociada no estuviese lo suficientemente disponible. Por ejemplo, sea una batería híbrida en un parque fotovoltaico, si las condiciones de sol son óptimas se cargará la batería durante las horas de sol y se descargará por la noche; si el día es nublado y no hay el sol suficiente, la batería no podrá realizar ni siquiera un ciclo completo en el día. Por el contrario, una batería standalone podría realizar múltiples ciclos al día, siempre y cuando el perfil de precios sea lo suficientemente pronunciado.

Una vez se conocen las limitaciones que presenta el almacenamiento híbrido a la hora de su percepción de ingresos, se realizará, del mismo modo que con los sistemas standalone, un análisis bidimensional de ingresos modificando los términos de potencia y número de horas equivalentes. Las baterías consideradas en este caso están asociadas siempre a la misma planta fotovoltaica, con 130 MW de potencia pico. La limitación en potencia del nudo de conexión para el conjunto parque + batería es de 110 MW. Además, la contribución que realiza la instalación al Sistema Eléctrico Nacional (Portugal), es de 22 €/MWh. En todos los casos, se consideran baterías con un rendimiento = 95 % y un SoH = 90 %, y una vida útil de 15 años.

El Cuadro 13 muestra los resultados de ingresos para las baterías híbridas estudiadas (ingresos adicionales a la central asociada, por año). Cabe recordar que las diagonales corresponden a sistemas de almacenamiento con la misma capacidad. A pesar de las restricciones que se mostraban anteriormente, las conclusiones a extraer son las mismas. En términos de ingresos es más rentable disponer de almacenamiento de gran potencia y corta duración que muchas horas equivalentes a baja potencia. Evidentemente, cuanto mayor sea la batería en términos de potencia y energía, mayores ingresos percibirá. Sin embargo, ya que la central híbrida que se ha presentado en este estudio cuenta con una limitación en potencia de 110 MW, lo ideal sería disponer de una batería de 110MW y 1h; (110MWh) ya que se podría concentrar toda la descarga de energía en la hora con el precio más alto sin tener que reubicar energía a horas subóptimas; este escenario es mucho más interesante que una batería de varias horas equivalentes con la misma energía acumulable. A medida que se fuese incrementando la capacidad de los módulos de almacenamiento, no sería posible descargar toda la energía en la hora más rentable; pero se percibirían ingresos en la descarga en horas subóptimas. Sin embargo, cabe recordar que

la energía acumulada en la batería está limitada por la central fotovoltaica. De este modo, se aseguraría una mayor disponibilidad de recurso renovable que podría ser reubicada por la batería sin problemas de vertidos por límite de potencia en el nudo de interconexión.

INGRESOS BATERÍA	1H	2H	4H	8H
10MW	245,679 €	456,019 €	803,935 €	1,228,310 €
20MW	479,151 €	888,350 €	1,552,372 €	2,347,578 €
40MW	910,652 €	1,676,553 €	2,895,333 €	4,324,056 €
80MW	1,744,769 €	3,169,758 €	5,276,641 €	7,519,902 €

Cuadro 13: Análisis bidimensional: Ingresos batería híbrida por venta de energía en mercado diario.

4.3 Dimensionamiento Óptimo

Una vez se conoce el comportamiento de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento de cara a los ingresos que perciben las tres conclusiones que se pueden extraer son las siguientes. A igualdad de potencia y capacidad, los sistemas de almacenamiento standalone percibirán mayores ingresos que los sistemas de almacenamiento híbrido. A igualdad de capacidad nominal de almacenamiento, es preferible contar con sistemas de mayor potencia y menos horas; para poder concentrar las descargas en los períodos óptimos de precio. Un aumento en la capacidad y potencia de los sistemas de almacenamiento llevará consigo un crecimiento de ingresos (si bien el incremento marginal de ingresos se irá reduciendo en el caso del almacenamiento híbrido).

Sin embargo, el coste de los módulos de almacenamiento obliga a realizar un análisis económico para encontrar el dimensionamiento óptimo de los sistemas de almacenamiento. Una mayor capacidad de almacenamiento conllevará más ingresos en términos absolutos; pero el incremento marginal del coste superará, en algún punto a estudiar, el incremento marginal en ingresos.

Centrando la atención en las baterías de litio, la escasa presencia actual de estos sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico ibérico dificulta la obtención de datos fiables de costes (CAPEX) para realizar el cálculo económico y el dimensionamiento óptimo. De un simple vistazo, se puede asumir que el CAPEX está compuesto por el coste de la capacidad de las propias celdas de las baterías (MWh). Sin embargo, esta hipótesis está incompleta, ya que no es razonable pensar que una batería de 100MWh y 10MW de potencia (10h), tendrá el mismo coste que una batería de 100MWh y 100MW de potencia (1h). Si fuese así el caso, la solución óptima sería siempre invertir en la mayor capacidad posible para la batería asegurando que se opera a máxima potencia y se concentra toda su energía en la hora más cara, y no existiría ningún incentivo económico a adquirir baterías de menor potencia. La realidad es que existe un coste asociado a la potencia nominal de la batería (EPC, inversores, Balance of the System (BoS), entre otros), además del coste asociado a la capacidad de las celdas. En este trabajo, se considera que el CAPEX para una batería de litio es de 50€/kW y 210€/kWh.

A continuación se muestra, en el Cuadro 14, el CAPEX asociado a las baterías estudiadas anteriormente en un análisis bidimensional en forma de matriz¹⁹.

CAPEX	1H	2H	4H	8H
10MW	-2,600,000 €	-4,700,000 €	-8,900,000 €	-17,300,000 €
20MW	-5,200,000 €	-9,400,000 €	-17,800,000 €	-34,600,000 €
40MW	-10,400,000 €	-18,800,000 €	-35,600,000 €	-69,200,000 €
80MW	-20,800,000 €	-37,600,000 €	-71,200,000 €	-138,400,000 €

Cuadro 14: Análisis bidimensional: CAPEX asociado a baterías de litio de 50€/kW y 210€/kWh.

Proyectando los ingresos promedio esperados para la batería híbrida estudiada (Cuadro 13) para los próximos 15 años²⁰ y considerando la matriz de CAPEX del Cuadro 14, se puede obtener una estimación del flujo de caja aproximado que proporciona cada batería. A modo ilustrativo, se emplea siempre el valor medio de la distribución de ingresos que resulta de la combinación entre las 100 sendas de Montecarlo de precio y producción de la central fotovoltaica y el perfil optimizado de cargas y descargas de la batería según el algoritmo explicado en la Sección 3.3. En análisis más avanzados, se podría utilizar como ingresos de la batería un *worst-case* obtenido de la distribución para establecer expectativas más conservadoras y bancables; ya sea un percentil 5, 10 o 15.

A continuación se muestra un análisis de TIR, como una de las métricas financieras más comunes en el análisis de flujos de caja, con el objetivo de evaluar la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento híbrido.

La TIR (Tasa Interna de Retorno) es la tasa de descuento que, aplicada al conjunto de flujos de caja de una inversión, anula el Valor Actual Neto. Se suele interpretar como la rentabilidad esperada de un proyecto. Por ejemplo, si una inversión tiene una TIR = 6%; significa que el valor de la inversión será positiva trasladando sus flujos de caja a presente si su TIR > 6%, de forma equivalente, la rentabilidad interna esperada del proyecto será del 6%. Para cuantificar la rentabilidad real, se debe de tener en cuenta el coste del capital (WACC: Weighted Averaged Cost of Capital), que expresa el retorno promediado que esperan los inversores y los acreedores. Un proyecto será viable si TIR > WACC.

$$\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1 + \text{TIR})^t} = 0 \quad (18)$$

$$\text{WACC} = \left(\frac{E}{E + D} \right) \cdot R_e + \left(\frac{D}{E + D} \right) \cdot R_d \cdot (1 - T_c) \quad (19)$$

¹⁹Cabe mencionar que en las hipótesis de CAPEX no se ha incluido un revamping (coste de restaurar parcialmente las propiedades electroquímicas de la batería una vez se ha producido degradación) en ningún punto de los 15 años de vida útil. Tampoco se considera un término de OPEX relacionado con operación y mantenimiento (O&M)

²⁰A modo de simplificación, se considera que el perfil de precios de los 15 años de simulación se mantiene constante, no se ha ejecutado una optimización para cada año. Además, se ha considerado que la vida útil del sistema de almacenamiento es de 15 años.

A continuación, se muestra en el Cuadro 15 con la TIR correspondiente a cada batería estudiada, considerando en el año 0 un flujo de caja negativo (CAPEX, Cuadro 14) y flujos de caja positivos en los años 1-15 correspondientes a los ingresos estimados en el Cuadro 13.

TIR	1H	2H	4H	8H
10MW	4.71%	5.10%	4.06%	0.80%
20MW	4.35%	4.72%	3.56%	0.22%
40MW	3.62%	3.88%	2.59%	-0.80%
80MW	3.02%	3.09%	1.35%	-2.45%

Cuadro 15: Análisis bidimensional: TIR: Baterías de litio híbridas en central FV de 130MW

Se puede apreciar con un simple vistazo, que el almacenamiento de larga duración en baterías de litio es escasamente rentable. La elevada inversión en capacidad percibe un rendimiento pobre incluso considerando escenarios de CAPEX con un término proporcional a la potencia. A pesar de contar con un mayor volumen almacenable de energía, las restricciones establecidas por la potencia máxima de la central renovable asociada, desde la que se cargarían las baterías; así como los límites de potencia de la propia batería y del nudo de conexión a la red, que obligan a distribuir la energía en períodos subóptimos, provocan rendimientos escasos con las condiciones consideradas. A medida que el término de potencia incluido en los costes de inversión (EPC, BoS, inversores...) decrezca con una mayor madurez de la tecnología, el almacenamiento de larga duración percibirá, *ceteris paribus*, rendimientos decrecientes, desincentivando la inversión. Es difícil justificar inversiones en almacenamiento electroquímico híbrido de larga duración basándose puramente en sus ingresos por venta de energía en el mercado diario de electricidad, por lo que se extrae la conclusión de que el límite máximo recomendado para la capacidad equivalente se encuentra entorno a 4 horas.

Por otro lado, el almacenamiento híbrido de corta duración (1-2 horas) tiene unos resultados de rentabilidad más atractivos. La forma de la curva de precios del año 2023 es favorable para inversiones en almacenamiento híbrido de corta duración, presentando usualmente horas punta con un precio muy superior a la media diaria y especialmente al precio solar.

4.4 Caso Práctico: Año 2023

A continuación, se muestra en la Figura 8 el promedio horario de precios del año 2023. Para calcular el precio solar del año 2023, se emplea la curva del Programa Básico de Funcionamiento (PBF) para la tecnología fotovoltaica en España durante el año 2023, proporcionado por el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España (REE). Tal y como se puede apreciar, el patrón de consumo en España muestra que las dos horas de mayor precio en promedio son las horas 20 y 21, siendo decreciente el precio en las horas contiguas, y ofreciendo un menor beneficio para las tecnologías de generación que vendan en dichos períodos. El valor promedio de precios de la hora 21 fue de 122.33 €/MWh, y el valor promedio de precios de las horas 20 y

21 fue de 120.79€/MWh; sin embargo, el valor promedio de las horas 20, 21, 22 y 23 fue de 115.13€/MWh. Se explica de esta forma que los ingresos por unidad de energía de sistemas de almacenamiento de 1h y 2h sean más atractivos que los ingresos de baterías de 4h. Por otro lado, aunque una batería híbrida no realice cargas directamente de la red como si ocurre con baterías tipo standalone, el precio de las horas de carga es relevante para el análisis del almacenamiento híbrido. Si bien es cierto que la carga de una batería híbrida no tiene un coste asociado por la compra de energía para la carga en el mercado de electricidad al proceder dicha energía de la central renovable a la que está asociada, dicha energía tiene un coste de oportunidad para la central renovable. En este sentido, cuanto menor sea el precio en el mercado eléctrico, menor es el coste de oportunidad que debe asumir la central renovable para la recarga de energía. Realizando el análisis simétrico al visto con los precios punta, se aprecia que en el año 2023, el precio más reducido en promedio se encuentra en la hora 15, coincidiendo con un período de alta inyección de energía fotovoltaica en España sin un incremento en demanda coincidente que compense dicha oferta. El valor promedio de precios de la hora 15 fue de 60.31€/MWh, y el valor promedio de precios de las horas 15 y 16 fue de 60.89€/MWh. Dichos precios hacen referencia al coste de oportunidad que asume la central renovable por no inyectar electricidad a la red en el momento en el que se genera, al renunciar a ese ingreso potencial para realizar la carga del sistema de almacenamiento. De nuevo, los sistemas de almacenamiento con menor duración causarán un menor coste de oportunidad a la central, realizando las cargas en las horas más baratas y renunciando a los ingresos de las horas menos atractivas para la central renovable.

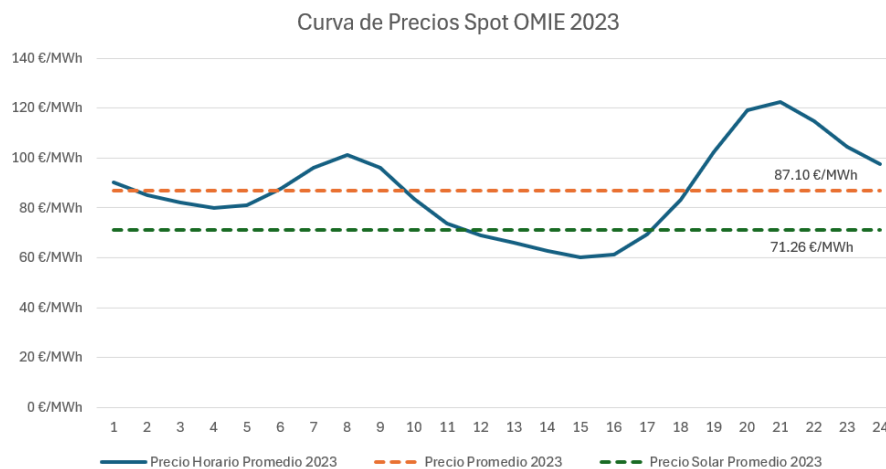


Figura 8: Perfil horario precios spot, OMIE 2023

El ingreso promedio óptimo que recibirían distintos tipos de configuraciones de baterías híbridas por la venta de energía en el mercado de electricidad en 2023 se muestra a continuación. De nuevo, aunque la carga de la batería no tenga un coste explícito por cargar de la red, se incluye el coste de oportunidad para la central renovable al realizar la carga de la batería. Se incluye un término de rendimiento $\eta = 95\%$ que refleja el coste adicional incurrido por las irreversibilidades en el proceso de carga/descarga. Se aprecia que no existe una diferencia significativa en los beneficios netos entre las baterías de 1h y 2h, sin embargo, el almacenamiento en 4h experimenta una reducción del 13.2% en beneficios con respecto al almacenamiento en 2h y un 16.5% con respecto al almacenamiento en 1h.

$$Ingresos^{1h} = \pi_{21} - \frac{\pi_{15}}{\eta} = 58,84e/MWh \quad (20)$$

$$Ingresos^{2h} = \frac{\pi_{20} + \pi_{21}}{2} - \frac{\pi_{15} + \pi_{16}}{2 \cdot \eta} = 56,59e/MWh \quad (21)$$

$$Ingresos^{4h} = \frac{\pi_{20} + \pi_{21} + \pi_{22} + \pi_{23}}{4} - \frac{\pi_{13} + \pi_{14} + \pi_{15} + \pi_{16}}{4 \cdot \eta} = 49,09e/MWh \quad (22)$$

En cualquier caso, la dinámica y el modo de explotación de los sistemas de almacenamiento híbridos es muy similar en los tres casos, realizando cargas en horas solares y descargas entre las 20h y las 23h. No se contempla el caso, en términos medios, con los datos de precio de 2023, en los que un sistema de almacenamiento híbrido descargue de forma óptima en el pico de la mañana (entorno a la hora 8), ya que el promedio de precios en dicho período es inferior incluso a horas subóptimas durante el anochecer. Por tanto, aún considerando baterías de 4h, su descarga completa se realizaría durante la noche, sin mantener energía almacenada hasta el máximo local de precios de la hora 8 del día siguiente; ya que la hora 23 es ligeramente más atractiva.

5 Conclusiones

Modelo de optimización lineal

El modelo lleva a cabo una optimización lineal de los sistemas de almacenamiento utilizando para ello el mercado diario de electricidad.

El modelo standalone busca maximizar la ganancia con el arbitraje de energía entre períodos punta y valle. Además, incorpora las restricciones de capacidad máxima y mínima, potencia de carga y descarga, rendimiento y estado de salud de la batería. El modelo de almacenamiento híbrido añade restricciones adicionales que dificultan el proceso de computación, véase el límite de inyección a la red, y pago por contribución. Además, obliga a modificar la función objetivo, donde se busca maximizar los ingresos por la venta de energía del parque y de la descarga de la batería en conjunto con la incorporación de variables unitarias.

Dimensionamiento Óptimo

El cálculo económico necesita del uso de una rango de escenarios de precio y producción, generados usando el método de Monte Carlo. La distribución de probabilidad de los ingresos cruza la curva optimizada de cargas y descargas con los escenarios de precio y producción. La limitación en el recurso del almacenamiento híbrido reduce su potencial de ingresos y ciclado diario; mientras que el almacenamiento standalone se presenta como una solución más interesante a nivel económico.

Según el cálculo económico desarrollado, el almacenamiento en baterías de duración superior a 4h queda descartado por su falta de rentabilidad. El incremento del CAPEX asociado al aumento de la capacidad de los módulos de almacenamiento hacen inviable a dichos sistemas. Con un enfoque puesto únicamente en los ingresos por venta de electricidad en el mercado diario, es mucho más aconsejable el almacenamiento de corta duración (1-2h).

Limitaciones

Como se ha comentado anteriormente, el dimensionamiento óptimo para los sistemas de almacenamiento en las condiciones discutidas solo considera los ingresos por venta de energía en el mercado diario. Para futuras líneas de investigación, se recomienda profundizar en el impacto de la participación del almacenamiento en mercados de ajuste y sus efectos sobre el dimensionamiento óptimo. Además, es aconsejable examinar la posibilidad de incluir mercados de capacidad en el mercado ibérico, y discutir las variaciones que deben de considerarse frente al modo óptimo de explotación. Otra cuestión de actualidad para otros análisis sería el impacto de aportar subvenciones al CAPEX a la hora de incentivar el desarrollo de tecnologías de almacenamiento que permitan acercar al sistema eléctrico español a los objetivos de descarbonización. Por último, se sugiere refinar el modelo dinámico de los sistemas de almacenamiento para incluir las componentes de degradación en las celdas electroquímicas; así como incluir el efecto de las Garantías de Origen sobre el despacho óptimo de las baterías híbridas.

Anexo I: Simulaciones de Montecarlo: Inputs producción y precios

A la hora de realizar la modelización y estimación de ingresos de los sistemas de almacenamiento, ya sean de tipo standalone o híbrido, es crucial llevar a cabo un análisis de riesgos detallado que aporte información relevante a los inversores. En concreto, es necesario evaluar la incertidumbre que se presenta ante variables futuras no conocidas, como el precio y el volumen de producción.

El caso más paradigmático sería la incertidumbre de precios a la hora de percibir ingresos. Los precios de mercado, que son los ingresos mayoritarios actualmente para las centrales renovables híbridas y sistemas de almacenamiento standalone, no se conocen antes del día D-1; por lo que establecer pronósticos a uno o varios años vista cuenta con una incertidumbre asociada que debe de ser evaluada. Por otro lado, la producción de las centrales renovables no es gestionable, sino que depende fundamentalmente de las condiciones meteorológicas, que presentan una incertidumbre creciente a medida que aumenta el periodo de observación. Por lo que establecer un pronóstico del volumen de producción para la toma de decisiones dentro de un intervalo de confianza razonable es una tarea compleja.

Una forma simplificada de abordar este problema sería establecer un *worst-case*, o caso más desfavorable, que calcule las variables de estudio en un entorno contrario al ideal para la instalación. Adicionalmente, se pueden contrastar las diferencias entre el caso central o promedio, y el *worst-case* para evaluar el margen de ingresos en riesgo. Sin embargo, ser riguroso en la evaluación de las condiciones centrales y desfavorables sin emplear recursos y métodos estadísticos puede resultar impreciso o engañoso.

En este sentido, el método de Montecarlo se presenta como una solución robusta y versátil para abordar la incertidumbre inherente a la modelización. Esta metodología, basada en estadística y matemáticas, permite llevar a cabo una evaluación de riesgos cuantitativa y detallada mediante la generación de múltiples escenarios posibles; apoyándose en distribuciones de probabilidad para modelar la incertidumbre de las variables de estudio.

Para aplicar de forma efectiva el método de Montecarlo, es fundamental establecer un escenario base o central. Este escenario puede basarse en perfiles históricos, expectativas de mercado o recomendaciones de expertos. En este sentido, se puede entender que una estimación razonable del volumen de producción de una central fotovoltaica puede ser la producción del año anterior, pero es crucial cuestionar la representatividad del perfil seleccionado. Por ejemplo, la selección del año anterior como referencia puede no ser representativa si ocurrieron eventos atípicos, como paradas no programadas por mantenimiento o condiciones climáticas extremas, ya que existiría un sesgo en el estudio debido a una fluctuación no programada en la producción. Por tanto, un enfoque más robusto sería calcular la media de producción de varios años anteriores, mitigando el impacto de anomalías puntuales y ofreciendo una estimación más fiable. Elegir un parámetro estadístico como la media histórica permite apantallarse ante las fluctuaciones de cada año.

Una vez definido el escenario base, es esencial aplicar distribuciones de probabilidad a las variables clave, como el precio o el volumen de producción, utilizando estadísticos como la varianza o la desviación estándar para modelar la volatilidad inherente a datos históricos y generar un espectro realista de escenarios posibles. En este sentido, es útil emplear estadísticos como la varianza o la desviación típica sobre las variables de entrada (precio o volumen de producción) para generar múltiples

escenarios posibles y cuantificar la incertidumbre asociada a cada variable. A partir de estas distribuciones, el método de Montecarlo propone realizar múltiples sendas o simulaciones²¹ que pueden ser empleadas para el cálculo de ingresos estimados. Es razonable realizar el mismo número de simulaciones de precio que de producción, y emplear cópulas gaussianas²² para evaluar la distribución de ingresos. Para entenderlo mejor, si se desea obtener 100 sendas de Montecarlo de producción y precio; teniendo el escenario central y un conjunto de casos históricos para estimar la volatilidad; las cópulas garantizan que la senda i de producción sea coherente en el tiempo con la senda i de precios para una mejor comparación. Además, utilizan como input las matrices de autocorrelación entre semanas, para evaluar el efecto de estacionalidad durante el año; y entre horas, para evaluar el peso de la desviación típica de las distintas horas con respecto a la media diaria tanto en precio como en producción.

Al finalizar un número significativo de simulaciones, se obtiene una distribución de resultados que puede ser útil para obtener insights valiosos. Una de las métricas más comunes a analizar en una distribución probabilística de ingresos es el Value At Risk (VaR). El VaR, en este contexto, se define como la diferencia entre los ingresos percibidos en el escenario central o base y los ingresos percibidos en el *worst-case*. El *worst-case* depende del criterio del analista, pero se suele considerar como los ingresos obtenidos en el percentil 5 (P5), percentil 10 (P10), o percentil 15 (P15); en función de la aversión al riesgo del inversor. Se suele emplear, el valor relativo a la media del VaR; como medida porcentual de la dispersión entre el caso central y el *worst-case*.

²¹En este trabajo, se han realizado siempre 100 simulaciones de Montecarlo, para obtener resultados representativos sin un esfuerzo excesivo de computación.

²²De forma simplificada: Función de distribución multivariada de probabilidad cuyas distribuciones marginales para cada variable son distribuciones uniformes; útil para el análisis de riesgos ya que que mantiene la correlación entre variables para cada senda de Montecarlo.

Anexo II: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

En 2015, la Organización de las Naciones Unidas aprobó la Agenda 2030 sobre Desarrollo Sostenible, que incluye un conjunto de 17 objetivos globales. Estos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) tienen como meta lograr un desarrollo que mejore la vida actual sin comprometer las necesidades futuras, enfocándose en la reducción de desigualdades, la búsqueda de paz y justicia, la acción contra el cambio climático y la erradicación de la pobreza, entre otros aspectos.



Este proyecto, *"Modelo de Optimización de Central Renovable Híbrida con Almacenamiento en el Mercado Ibérico de Electricidad"*, tiene un compromiso directo con los ODS, enfocándose en la implementación y optimización de sistemas de energía renovable híbridos. Su objetivo es maximizar la eficiencia y minimizar el impacto ambiental de la producción de energía, alineándose así con un modelo de desarrollo sostenible.

Los objetivos específicos de los ODS que este proyecto impacta de manera directa son:

- **Objetivo 7:** *Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna*

Mediante la integración de fuentes renovables y sistemas de almacenamiento, este proyecto busca mejorar la seguridad y sostenibilidad del suministro energético. Promueve el acceso a energías limpias, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y avanzando hacia una economía baja en carbono. Además, asegura la disponibilidad del recurso eléctrico incluso en horas con escasa o nula generación de energía de origen renovable, pudiendo en muchos casos contar con garantías de origen sostenible si la energía almacenada es a su vez verde.

- **Objetivo 9:** *Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación*

El proyecto impulsa el desarrollo de infraestructuras energéticas resilientes y sostenibles, incorporando tecnologías innovadoras en el campo de las energías renovables y el almacenamiento de energía como las baterías electroquímicas. Esto contribuye a una industrialización más verde y eficiente.

- **Objetivo 13:** *Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos*

Al fomentar el uso de energías renovables y mejorar la eficiencia del almacenamiento energético, este proyecto contribuye significativamente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, reemplazando una fracción importante de la generación eléctrica con combustible fósil y abordando así de manera activa el desafío del cambio climático.

Referencias

- [1] Gobierno de España, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030,” Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- [2] Aurora Energy Research, “Iberian Power and Renewables Market Forecast - October 2023.”
- [3] AleaSoft Energy Forecasting, “Spain Market Price Forecast 2023-2043.”
- [4] S. Huclin, J.P. Chaves, A. Ramos, M. Rivier, T. Freire-Barceló, F. Martín, T. Gómez, A. Sánchez, “Exploring the roles of storage technologies in the Spanish electricity system with high share of renewable energy,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 4041-4057, Noviembre 2022.
- [5] O. Schmidt, I. Staffell, “Monetizing Energy Storage: A Toolkit to Assess Future Cost and Value,” Oxford University Press, 2023.
- [6] A. Daggett, M. Qadrdan, and N. Jenkins, “Feasibility of a battery storage system for a renewable energy park operating with price arbitrage,” 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Turin, Italy, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260249.
- [7] Red Eléctrica de España S.A., “Informe del Sistema Eléctrico Español 2023,” Enero 2024.
- [8] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Caderno de Encargos: Procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público para eletricidade a partir da conversión de energía solar,” 2019.
- [9] I. Masenge and F. Mwasilu, “Hybrid Solar PV-Wind Generation System Coordination Control and Optimization of Battery Energy Storage System for Rural Electrification,” 2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica, Nairobi, Kenya, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219890.
- [10] D. Yang, C. He, T. Wang, and M. Zhang, “Optimal Economic Dispatch of Microgrid With Battery Energy Storage Considering Uncertainty of Renewable Generation,” 2022 4th International Conference on Power and Energy Technology (ICPET), Beijing, China, 2022, pp. 854-859.
- [11] H. Turker and P. Favre-Perrod, “Management, optimal sizing and technical-economic analysis of batteries for constant production in photovoltaic systems,” 2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Birmingham, UK, 2016, pp. 1055-1061, doi: 10.1109/ICRERA.2016.7884495.
- [12] R. B. Nelsen, “An introduction to copulas,” Springer Science & Business Media, 2006.
- [13] M. Sklar, “Fonctions de repartition an dimensions et leurs marges,” *Publ. Inst. Statist. Univ. Paris*, vol. 8, pp. 229-231, 1959.
- [14] U. Cherubini, E. Luciano, and W. Vecchiato, “Copula methods in finance,” Wiley finance series, 2004.

- [15] P. Embrechts, F. Lindskog, and A. McNeil, "Modelling Dependence with Copulas and Applications to Risk Management," in S. Rachev (ed.), *Handbook of Heavy Tailed Distributions in Finance*, Chapter 8, pp. 329-384, Elsevier, 2001.
- [16] X. Chen and Y. Fan, "Estimation and model selection of semiparametric copula-based multivariate dynamic models under copula misspecification," *Journal of econometrics*, vol. 135, no. 1-2, pp. 125-154, 2006.
- [17] D. Beaudoin and L. Lakhel-Chaieb, "Simulation of correlated time series using copula functions," *Communications in Dependability and Quality Management*, vol. 11, no. 3, pp. 81-99, 2008.