

Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario de Sistemas de Energía  
Eléctrica

Inclusión de almacenamiento de energía para la  
optimización del uso de generación renovable en  
la industria

Autor: Fernando Quintanilla López-Manzanares

Tutores: Juan Manuel Escaño González, Kumars Rouzbehi

Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022





Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario de Sistemas de Energía Eléctrica

# **Inclusión de almacenamiento de energía para la optimización del uso de generación renovable en la industria**

Autor:

Fernando Quintanilla López-Manzanares

Tutores:

Juan Manuel Escaño González

Profesor Contratado Doctor

Kumars Rouzbehi

Personal Investigador

Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Carrera: Inclusión de almacenamiento de energía para la optimización del uso de generación renovable en la industria

Autor: Fernando Quintanilla López-Manzanares  
Tutores: Juan Manuel Escaño González  
Kumars Rouzbehi

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022



# Resumen

---

En este trabajo se presenta una metodología para incorporar óptimamente en una instalación industrial un sistema de almacenamiento de energía que permita la integración óptima de recursos renovables, y una reducción del coste de operación de la planta.

En primer lugar, se hace un recorrido por la literatura evaluando el espectro de tecnologías de almacenamiento para determinar qué sistema es el más viable en cuanto a limitaciones técnicas y asequibilidad económica. Las baterías electroquímicas ofrecen una respuesta inmediata y una versatilidad a un precio cada vez menor. En segundo lugar, se plantea el problema de optimización de la gestión de energía de la planta. En tercer lugar, se propone el modelo de degradación de la batería propuesta, del que se obtiene el coste asociado a su operación. Por último, se presentan los resultados de la optimización de la gestión energética de la planta en varios escenarios.





# Agradecimientos

---

Este documento forma parte de una colaboración con parte del equipo dedicado al proyecto europeo DENiM del Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática de la Universidad de Sevilla. Agradezco su apoyo para este trabajo y durante todo el periodo que ha durado a mis los tutores Juan Manuel, Kumars y también a Javier y al resto del equipo.

Este proyecto está subvencionado por el Horizonte 2020 de la Unión Europea, en el programa N° 958339.

# Índice de contenido

---

Resumen.....	7
Agradecimientos .....	9
Índice de contenido .....	10
1. Introducción .....	12
1.1 Plan estratégico y proyección de futuro .....	14
1.2 DENiM (Digital intelligence for collaborative energy management in Manufacturing) 14	
1.3 Necesidad de almacenamiento energético.....	15
2. Estado del arte del almacenamiento de energía.....	18
2.1 Tecnologías de almacenamiento de energía.....	18
2.1.1 Almacenamiento electromecánico .....	19
2.1.2 Almacenamiento electroquímico.....	24
2.1.3 Almacenamiento químico .....	36
2.1.4 Almacenamiento termoquímico .....	37
2.1.5 Almacenamiento electromagnético .....	38
2.1.6 Almacenamiento térmico .....	39
2.2 Comparativa de tecnologías para la industria.....	42
2.3 Costes normalizados de almacenamiento de energía (LCOS) .....	44
3. Problema de optimización.....	48
3.1 Análisis de la degradación de baterías .....	49
3.2 Modelo de degradación de baterías.....	50
4. Casos de uso. Simulación de escenario real.....	55
4.1 Casos de uso.....	55
4.2 Capacidad óptima.....	58
5. Conclusiones y trabajos futuros .....	59
6. Anexo I: Tablas comparativas.....	60
7. Referencias bibliográficas.....	62



# 1. Introducción

Una serie de evidencias científicas ratifican que la actividad del hombre ha favorecido cambios en las condiciones climáticas del planeta. Desde la industrialización de la sociedad se ha mantenido un fuerte crecimiento de la población y ha habido grandes cambios en los patrones de consumo a nivel industrial y doméstico. Según la Agencia Internacional de Energía [1], la demanda energética ha crecido un 139% desde 1973 (254 EJ) hasta 2019 (606 EJ), y el consumo industrial ha crecido a razón de un 1% cada año entre los años 2010 y 2019. Para satisfacer la demanda de energía se ha necesitado la quema de combustibles emitiendo tantos gases a la atmósfera como para que la radiación térmica emitida por la superficie del planeta sea absorbida en mayor medida por la atmósfera, provocando un aumento de la temperatura media en la corteza terrestre. Este fenómeno es el bien conocido calentamiento global por efecto invernadero y supone uno de los principales retos de la sociedad.

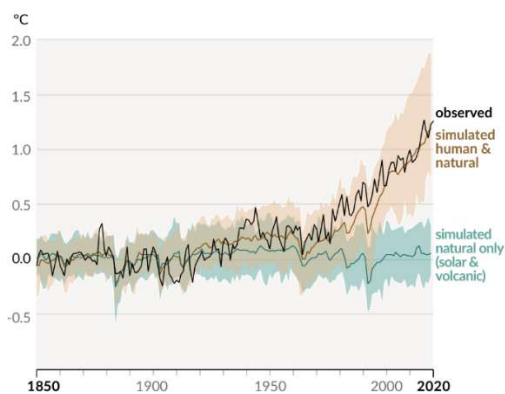


Fig. 1: Evolución de la temperatura en la superficie terrestre desde la Revolución industrial [2]

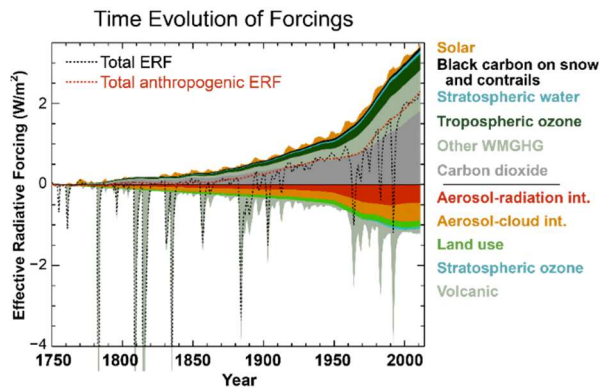


Fig. 2: Incidencia de los compuestos y factores que afectan al efecto invernadero<sup>1</sup> [3]

La Fig. 3 ilustra la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero por sector. Considerando el peso que tiene el consumo de energía (en naranja y amarillo), conseguir que la potencia demandada por los equipos domésticos e industriales, así como la necesaria para el transporte sea abastecida por fuentes libres de emisiones es un gran paso en la consecución de las etapas para lograr la sostenibilidad de la economía. Según el infográfico anterior, la energía requerida para los procesos industriales, la climatización de los edificios y la demanda doméstica, el transporte y la energía necesaria para la agricultura y pesca es la responsable de la emisión del 78'9% de los gases de efecto invernadero.

<sup>1</sup> Forzamiento radiativo ( $W/m^2$ ): Cambio en el flujo neto de energía radiativa hacia la superficie de la Tierra medido en el borde superior de la troposfera como resultado de cambios internos en la composición de la atmósfera, o cambios en el aporte externo de energía solar. Un forzamiento radiativo positivo contribuye a calentar la superficie de la tierra, mientras que uno negativo favorece su enfriamiento. [149]

## World Greenhouse Gas Emissions in 2018

Total: 48.9 GtCO<sub>2</sub>e

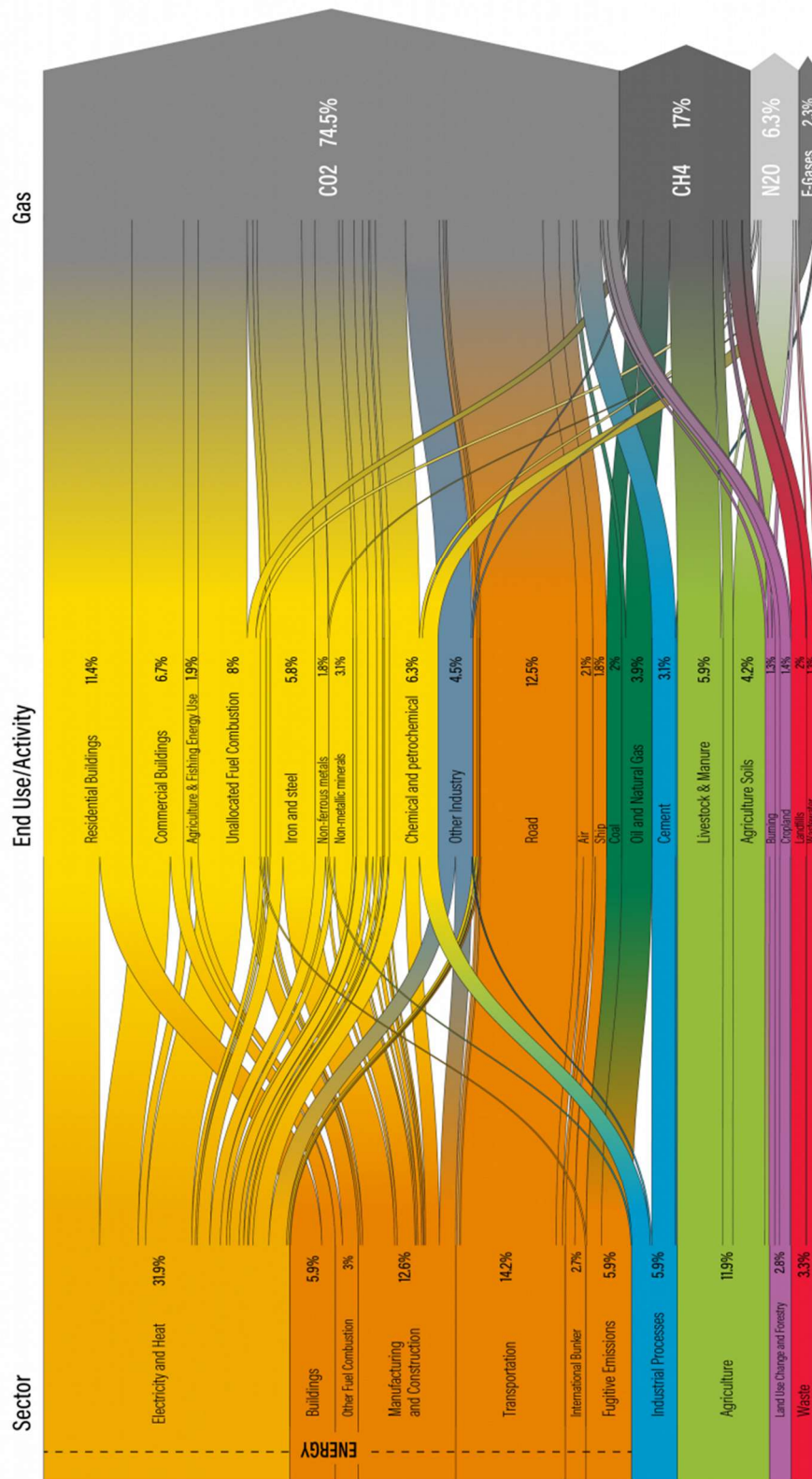


Fig. 3: Emisiones de gases de efecto invernadero por sector [4]

En [World Resources Institute](#) [4] o en [Climate Watch](#) [5], se puede ver con más detalle el diagrama expuesto en Fig. 3, y hay que notar, sin embargo, que sólo el 39,8% de la emisión de metano, que es más perjudicial, es debida a la producción de energía. Por otro lado, casi la

totalidad de los gases fluorados se emiten debido a la producción de energía. La evaluación del impacto en el cambio climático de cada sector debe hacerse observando el forzamiento radiativo. La Fig. 4 revela que los sectores relacionados con la producción de energía y transporte (numeración en rojo) son responsables del 45% del forzamiento radiativo. El valor neto de aportación al forzamiento radiativo de cada sector es el marcado entre paréntesis junto a cada título, y en la gráfica se indican a un lado y otro del eje vertical de ordenadas si los gases emitidos favorecen que la superficie del planeta se enfríe (forzamiento radiativo negativo) o se caliente (forzamiento radiativo positivo).

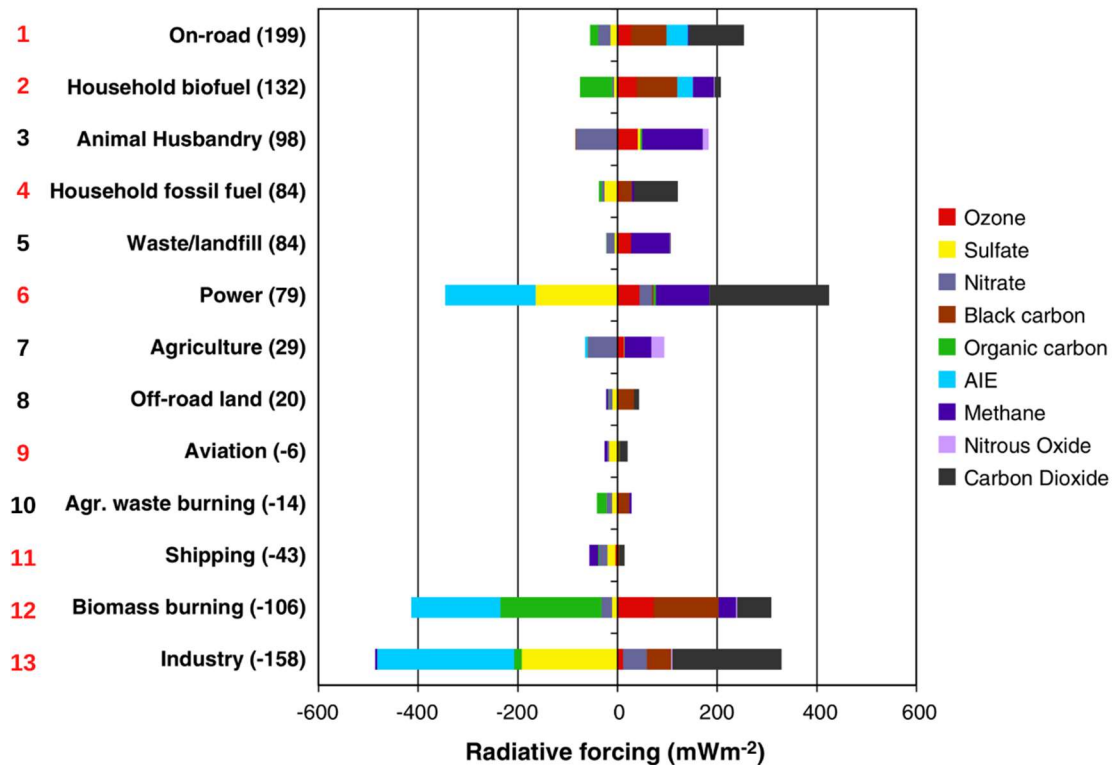


Fig. 4: Forzamiento radiativo por sector, tomado de [6]. La numeración en rojo y negro de la izquierda es propia. Los sectores numerados en rojo son los relacionados con el transporte y la producción de energía.

## 1.1 Plan estratégico y proyección de futuro

El Consejo Europeo ha establecido que todos los miembros de la UE reduzcan sus emisiones de gases de efecto invernadero al menos un 55% de aquí a 2030 con respecto a los niveles de 1990, y en 2050 deben haber alcanzado la neutralidad climática. El paquete de medidas para ello es el conjunto de propuestas legislativas «Objetivo 55», o en inglés «Fit for 55» [7]. Entre ellas se encuentran la incentivación de combustibles para el transporte con menor impacto medioambiental, revisión del marco regulatorio de los mercados de energía, revisión de la eficiencia energética de los procesos industriales y de la integración de energías renovables, entre otras medidas.

## 1.2 DENiM (Digital intelligence for collaborative energy management in Manufacturing)

El objetivo del proyecto que enmarca este trabajo es el desarrollo de herramientas para optimizar la gestión de la energía en la industria. La cuarta revolución industrial favorece la digitalización de los procesos de producción, y ofrece oportunidades para ahorrar energía por una gestión más

eficiente. Alcanzar una mejor eficiencia energética es uno de los objetivos principales para reducir la huella de carbono de la industria.

### 1.3 Necesidad de almacenamiento energético

Dada la necesidad de descarbonizar el parque de generación de electricidad, la alternativa más adecuada es sustituir las centrales térmicas por instalaciones de generación fotovoltaica y eólica, en parques de mayor potencia o distribuidos junto a las cargas.

Sin embargo, la propia naturaleza de los recursos que se explotan hace que ni tecnología eólica ni la solar fotovoltaica sean gestionables, en el sentido de que no tienen flexibilidad para generar si no se dispone de irradiancia o viento. Además, en el caso de la tecnología solar, se tiene la certeza de que al menos la mitad de las horas del día no está disponible. La Fig. 5 muestra gráficamente el primer problema que supondría la sustitución de tecnologías de recurso gestionable por la eólica y la solar fotovoltaica.

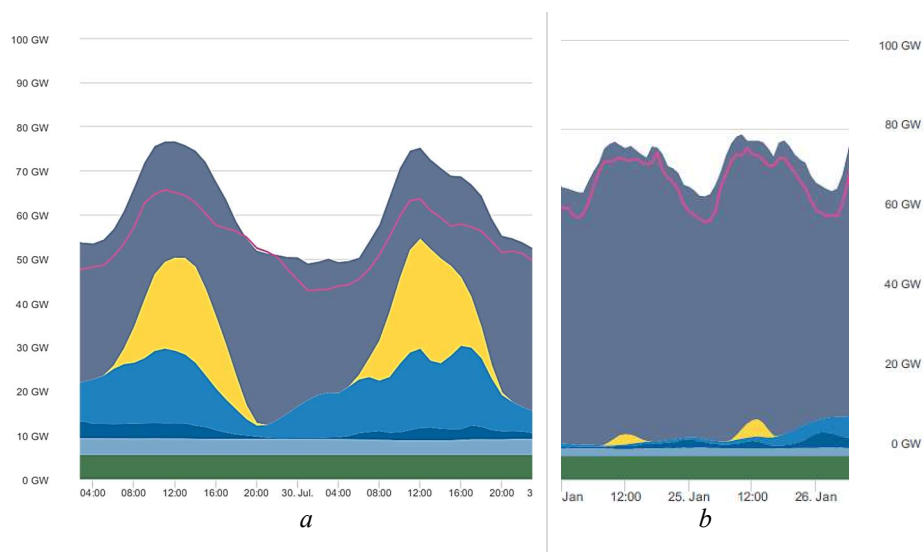


Fig. 5: Variabilidad del recurso energético renovable. Producción neta de energía eléctrica en Alemania en 2019 [8]. En azul claro y oscuro, generación eólica terrestre y marina, en amarillo generación solar fotovoltaica.

Un segundo problema es que la fuerte variabilidad de la potencia generada en el tiempo de las centrales renovables, especialmente en los parques de solar fotovoltaica, hacen la operación de la red más delicada. Una integración masiva de energía solar fotovoltaica añade los problemas de que en pocas horas toda la potencia que se genera en los paneles pasa a ser nula, y debe ser cubierta por otra tecnología.

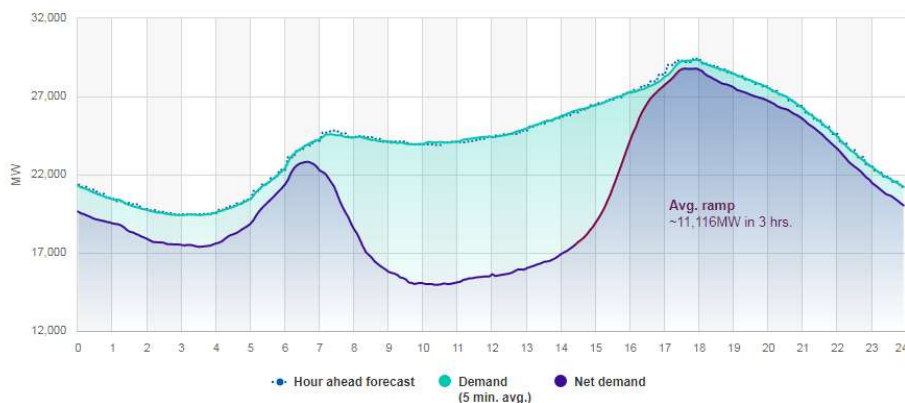


Fig. 6: Curva de demanda (cian) y diferencia de demanda y generación solar (azul) en California el 11 de noviembre de 2018. En granate (14:30-17:30h) la zona de la curva con pendiente más acusada. [9]

Por último, otro problema añadido es la reducción de la inercia natural en la frecuencia de la red. La generación convencional se basa en máquinas síncronas que giran y ofrecen un par eléctrico, mientras que todas las plantas de tecnología solar fotovoltaica y la eólica más reciente están basadas en electrónica de potencia. De no contar con una manera de aportar más potencia ante un déficit instantáneo de generación en la red, las variaciones de la frecuencia de la red serán más graves, pudiendo darse más casos de inestabilidad. Se trata de un problema que se acusa más en los parques de generación fotovoltaica, porque resulta relativamente fácil instalar equipos que simulen inercia en aerogeneradores. En las plantas fotovoltaicas no hay manera de simular inercia si no se hace trabajar a menor potencia de la que pueden dar.

Los sistemas de almacenamiento serían la herramienta perfecta para suplir las carencias que supondría la integración masiva de energías renovables. En primer lugar, un ESS con suficiente capacidad y potencia podría cargarse en las horas que hubiera más sol y viento disponible, y entregar la potencia que los parques fotovoltaicos y eólicos no pudieran dar cuando no haya tanto recurso, o en caso de un exceso de demanda. De la misma manera, los problemas de gradiente de potencia y respuesta de frecuencia podrían resolverse con la flexibilidad que ofrecen los sistemas de almacenamiento de energía.

Un resumen de ventajas y funcionalidades para los sistemas de potencia que ofrecen los ESS son los que enumera Oliver Schmidt [10]:

1. Compraventa de energía
2. Respuesta de frecuencia
3. Gestión de la energía en picos de demanda (peak shaving)
4. Suministro ininterrumpible de potencia (UPS)
5. Almacenamiento estacional
6. Descongestión de la red
7. Despacho económico del consumidor
8. Restablecimiento de tensión
9. Mejora de calidad de onda
10. Aplazamiento temporal de inversiones en T&D



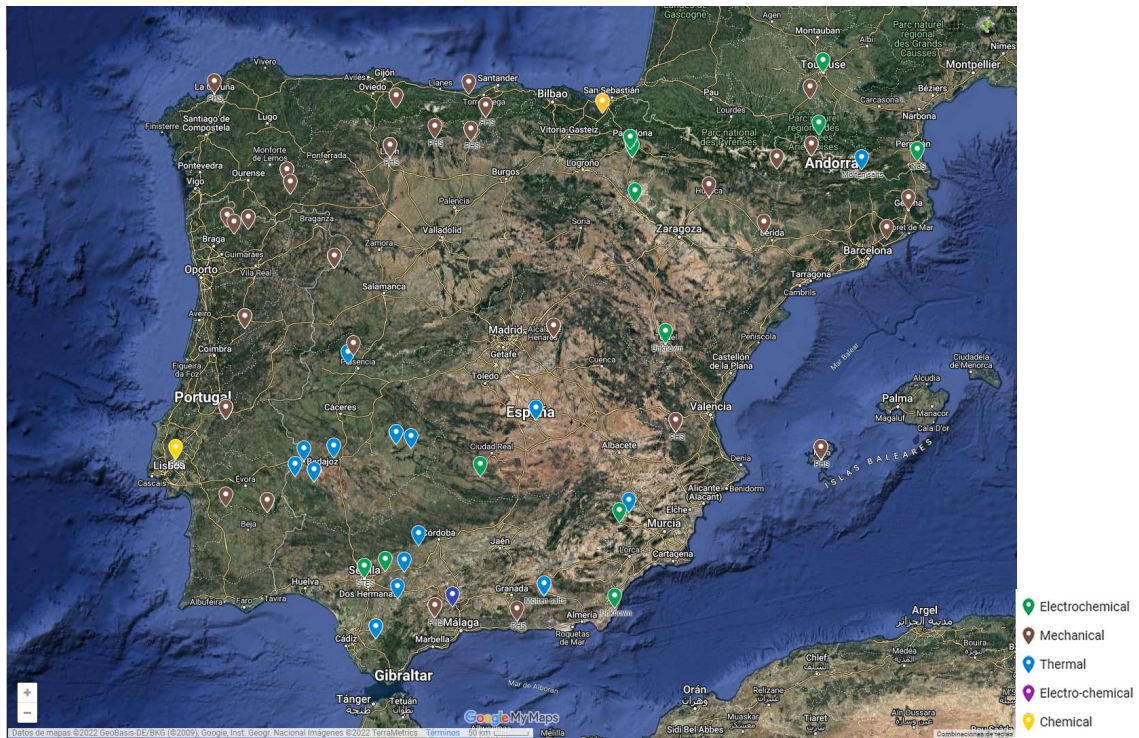


Fig. 7: Mapa geográfico de la península ibérica con los sistemas de almacenamiento de energía a escala de red [11]

La industria es un sector con procesos que emplean energía como recurso, y la flexibilidad que otorga los sistemas de almacenamiento permite a una planta gestionar de manera óptima los flujos de energía, de manera que la integración de energías renovables sea máxima, y los costes de los procesos, mínimos, por no mencionar funciones como permitir un suministro ininterrumpible de potencia si resulta necesario en algunas cargas de la instalación.

## 2. Estado del arte del almacenamiento de energía

En este capítulo se hace una revisión no exhaustiva de las tecnologías de almacenamiento de energía, evaluando los aspectos técnicos y económicos para determinar qué tecnología es, en primera instancia, la más adecuada para una instalación industrial.

### 2.1 Tecnologías de almacenamiento de energía

Bajo estas líneas la siguiente figura muestra la evolución de las tecnologías de almacenamiento para sistemas de potencia que se han instalado desde la primera mitad del siglo XX hasta la actualidad. La tendencia es creciente, como también lo es la demanda eléctrica. Obsérvese que casi la totalidad de la capacidad y potencia instalada es de centrales de bombeo hidráulico, y que recientemente se ha comenzado a instalar una pequeña variedad de sistemas distintos, sin quitarle el protagonismo al bombeo.

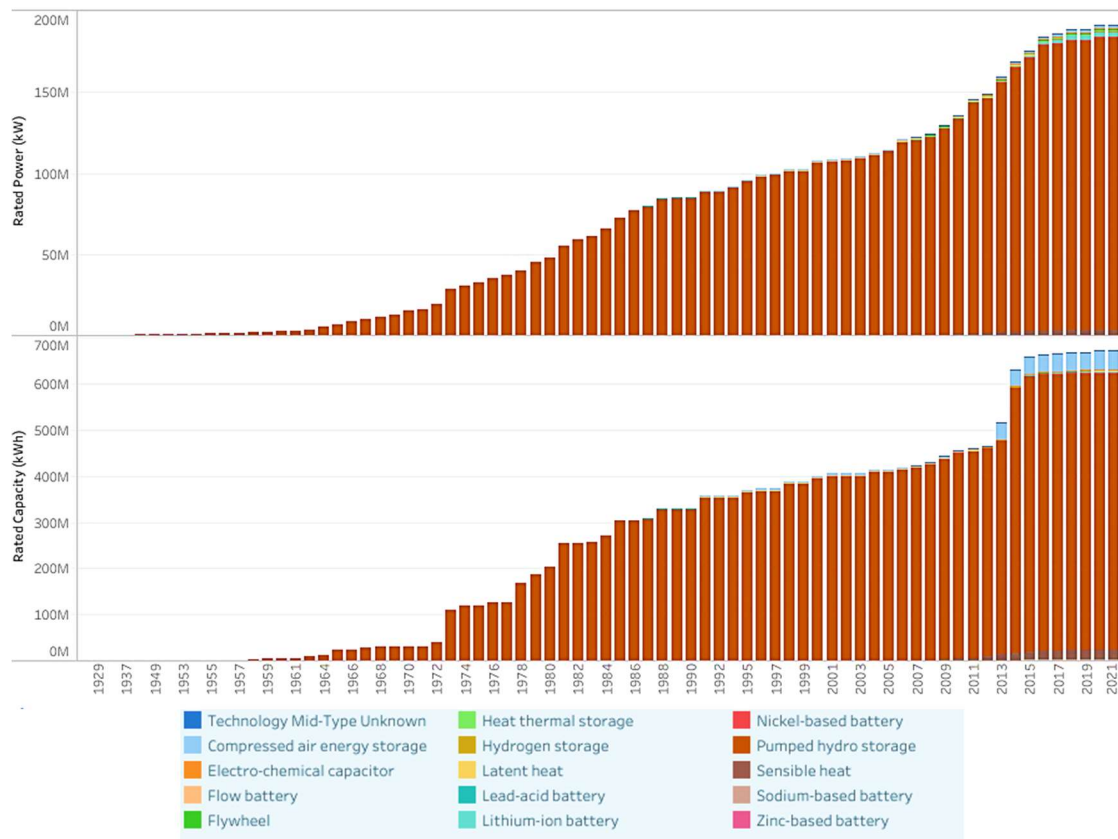


Fig. 8: Evolución de la potencia y capacidad instalada de sistemas de almacenamiento de energía [12]

En cuanto a baterías electroquímicas, las de litio juegan un papel importante por su relativa larga vida útil y su alto rendimiento a un precio cada vez menor.

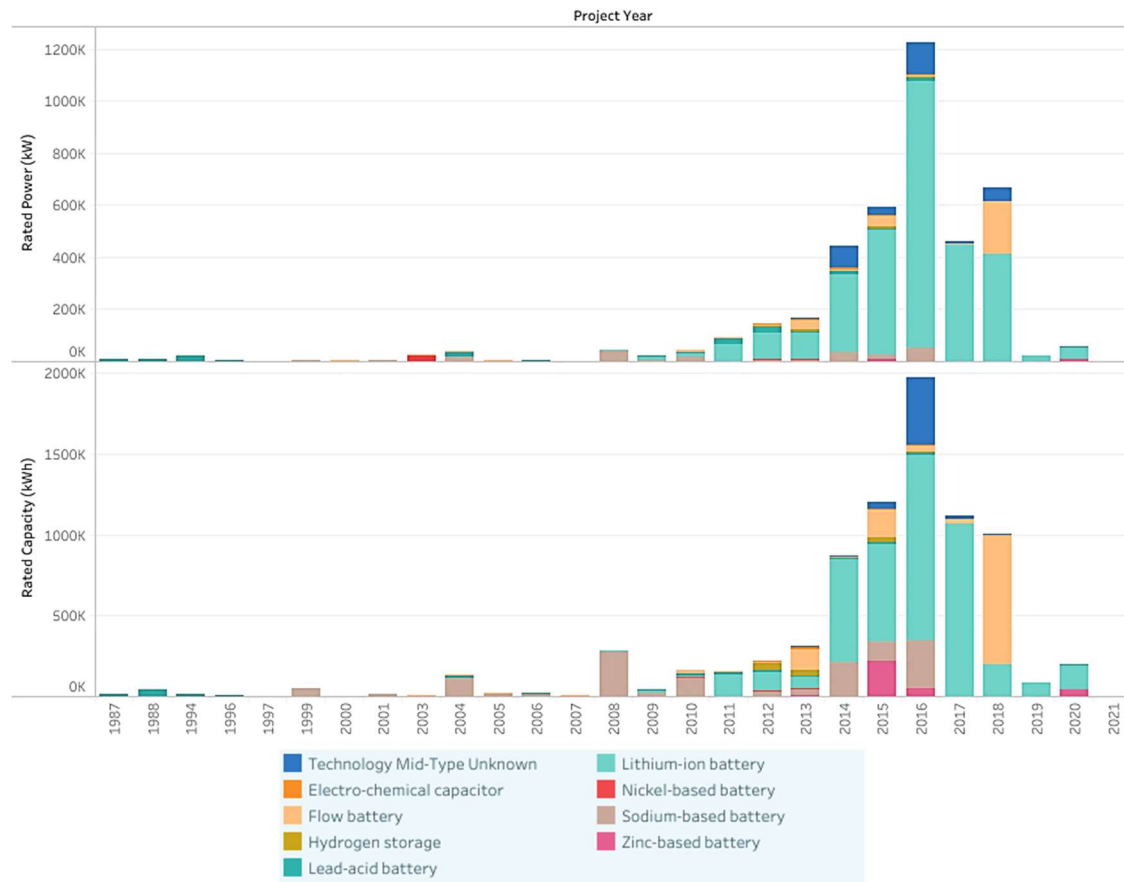


Fig. 9: Potencia y capacidad instalada cada año en baterías [12]

## 2.1.1 Almacenamiento electromecánico

### 2.1.1.1 Bombeo hidráulico (PHES)

La tecnología de bombeo hidráulico es aquella que aprovecha un salto de altura entre dos depósitos de agua, generando electricidad cuando se vierte agua del depósito superior al depósito inferior pasando por una turbina, o consumiendo electricidad para pasarla al depósito superior mediante bombas, para almacenar energía en forma de potencial gravitatorio.

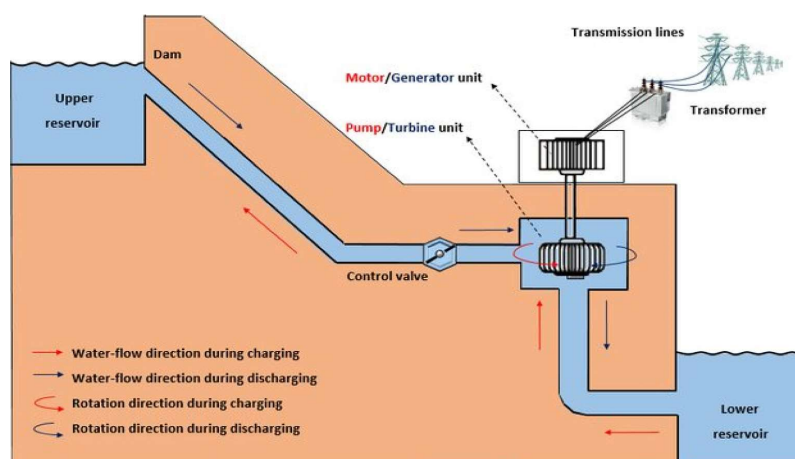


Fig. 10: Esquema de una instalación de bombeo (de máquina reversible) [13]

El bombeo hidráulico es la tecnología de almacenamiento de energía para su conversión en energía eléctrica que más potencia y capacidad instalada tiene, con mucha diferencia sobre el resto (ver Fig. 8). De hecho, la infografía sólo muestra las plantas de almacenamiento con

bombeo, es decir, aquellas que por acción de bombas son capaces de recoger agua de un reservorio inferior para almacenarla en un depósito superior. De considerarse también las presas de generación hidráulica sin bombeo, la capacidad y la potencia instalada en almacenamiento de energía sería mucho mayor, aunque éstas últimas no pueden controlar el crecimiento del nivel del agua del depósito.

Se trata de una tecnología muy madura en todos los aspectos, pues lleva instalándose desde hace más de un siglo [14], y presenta rendimientos típicos de ciclo completo en torno al 80% [15]. Eso quiere decir que por cada 100Wh que se empleen en almacenar energía, se podrán aprovechar 80Wh. Se trata de un buen rendimiento, considerando que el coste por unidad de energía almacenada (LCOS) es relativamente barato con esta tecnología [16].

El bombeo hidráulico es típicamente empleado a nivel de red, ofreciendo servicios de reducción del pico de demanda y regulación de frecuencia secundaria o terciaria (tiene una dinámica demasiado lenta para cumplir con la regulación primaria).

Sin embargo, presenta muchos inconvenientes. En primer lugar, no se trata de una tecnología disponible en cualquier localización. Emplear este tipo de sistemas para uso industrial o para una microrred sería muy poco frecuente, pues son pocas las instalaciones que cuentan con disponibilidad de espacio y un salto de altura aprovechable para instalar este tipo de centrales. La necesidad de almacenar cantidades grandes de agua a diferente altura requiere una orografía específica, y un espacio considerable. Esto lleva asociado muchos problemas medioambientales [17], y la ejecución de las obras para la instalación requiere mucho tiempo: Frecuentemente un sistema de almacenamiento por bombeo hidráulico requiere entre una y dos décadas para estar operativo desde su construcción [18].

Para reducir tiempos y costes de instalación hay una línea de investigación [19] que propone emplear un fluido más denso que el agua, con el que se reduciría el tamaño de los depósitos necesarios para una misma capacidad de energía acumulada. Otros proyectos alternativos son los que se están habilitando minas subterráneas antiguas como la de Bell County (Texas, US; 200MW) [20] para almacenar agua a diferente altura.

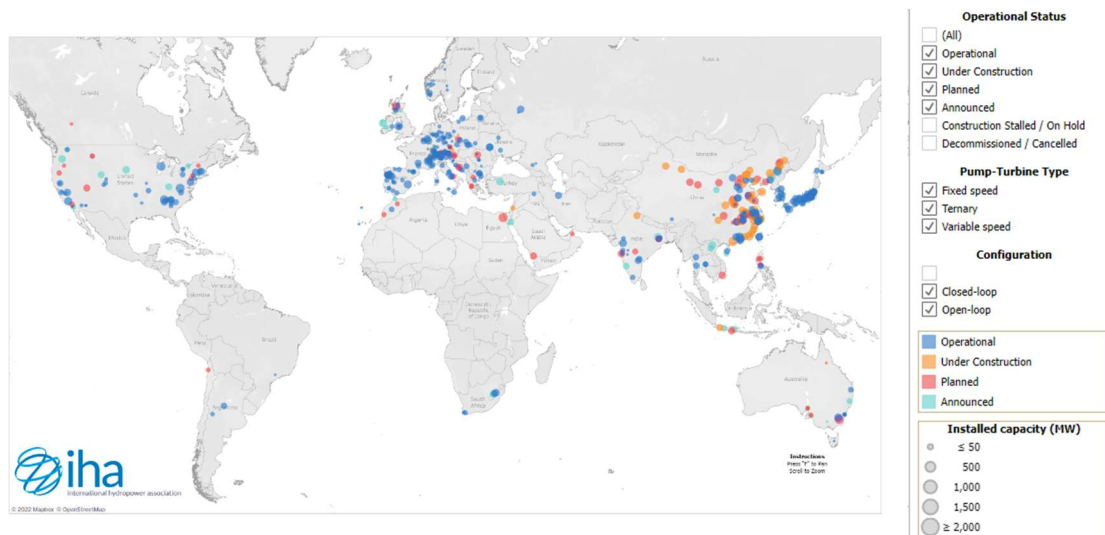


Fig. 11: Mapa mundial de instalaciones de bombeo hidráulico [21]. En 2021 se presentó el proyecto de una central de bombeo de ciclo cerrado en Gran Canaria, con una potencia de 200MW y 3.5GWh de capacidad [22]

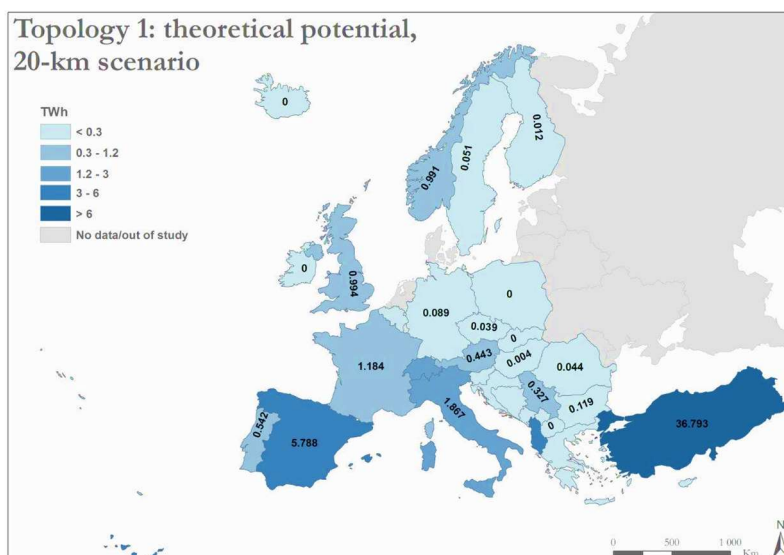


Fig. 12: De acuerdo con el Centro de Investigación de la Comisión Europea [23], España cuenta con un potencial alto de explotación de su orografía para bombeo hidráulico.

Dado que una instalación de este tipo requiere siempre un salto de altura y dos volúmenes grandes donde almacenar el agua, es raro encontrar industrias que incorporen estos sistemas como almacenamiento de energía. Sin embargo, se pueden ver algunos casos de microrredes como la de Walpole [24].

### 2.1.1.2 Aire a presión (CAES)

Los sistemas de aire a presión son la segunda tecnología empleada actualmente como almacenamiento de energía (Fig. 8). El funcionamiento se basa en que el aire a presión tiene una energía interna mayor que el aire a presión atmosférica, y presenta dos versiones: con transmisión de calor o sin ella. Típicamente se ha comprimido el aire cuando el precio de la electricidad es más barato, para posteriormente introducirlo en una cámara de combustión de gas natural. Variantes más modernas utilizan sólo la etapa del compresor junto a un motor/generador, eliminando la necesidad de gas natural. Para que sean equipos rentables la capacidad para almacenar aire a presión debe ser alta, y típicamente se aprovechan accidentes naturales como acuíferos, minas subterráneas y cuevas salinas. La inversión que requiere hace que esta tecnología sea empleada directamente en el mercado mayorista de electricidad y no tanto como un servicio para la industria.

El aire es un material muy abundante, y los ciclos de presurización y turbinación presentan un rendimiento entre el 45 y el 85% [16].

Muchas industrias cuentan con máquinas con accionamientos neumáticos, como lo es la planta que se ha estudiado en el proyecto, por lo que puede proponerse la simbiosis entre generadores basados en recursos renovables (sistemas de generación fotovoltaica y/o aerogeneradores) y depósitos de aire comprimido para reducir el consumo de aire comprimido. Un estudio de la universidad de Perugia [25] observa emplear un sistema que almacene aire comprimido para expandir en una turbina, junto a otros gases de combustión expulsados en procesos de la industria. Además de favorecer la flexibilidad del balance de la demanda y el consumo de energía, emplear gases producidos aumentaría el ciclo de la planta.

La tecnología CAES presenta buenas cualidades para ofrecer respuesta primaria de frecuencia, pero no es válida para reducir picos de demanda o entregar grandes volúmenes de energía en un mismo ciclo, salvo aire almacenado en grandes cavernas. En el caso de una industria normal el



servicio que pudiera dar es limitado, pero en función de la demanda de aire comprimido y el carácter de los ciclos de uso de los accionamientos neumáticos podría ser rentable.

Actualmente hay dos sistemas CAES conectados a la red, instalados en Huntorf (Alemania; 290MW/2h) y en Alabama (EEUU; 110MW/26h) [26]

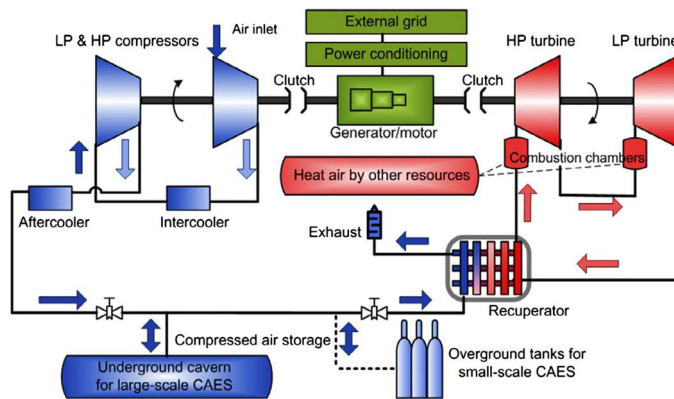


Fig. 13: Esquema de una instalación CAES [27]



Fig. 14: Botella de aire comprimido para arranque de generador diésel en el metro de París [28]

En [29] se presentan modelos viables de sistemas de almacenamiento de energía basado en CAES, para optimizar la integración de energía eléctrica en microrredes procedente de generadores eólicos. Además de hacer un recorrido por distintas configuraciones se comenta un caso de estudio en una estación de telecomunicaciones.

### 2.1.1.3 Volantes de inercia (FW)

Los volantes de inercia (FW, por Flywheel en inglés) son dispositivos que almacenan energía en forma de energía cinética rotacional. Una masa rodante gira en el mismo eje que un motor/generador, que impone un par eléctrico para ceder o extraer potencia del sistema.

Son dispositivos con una vida útil larga (20-30 años) y con un rendimiento de entre 85 y 95% por ciclo, que con el debido mantenimiento se puede mantener hasta el final de su vida, al contrario que como puede pasar con sistemas de almacenamiento electroquímico (Almacenamiento electroquímico). Otras virtudes son que tienen una densidad de potencia muy alta y un tiempo de respuesta muy corto. No presenta degradación con la profundidad de la descarga, y soporta cargas y descargas muy rápidas, y un rango de temperaturas muy amplio. Por otro lado, no implican un impacto negativo para el medio ambiente [30].

Sin embargo, presentan algunos inconvenientes que hacen que sea una tecnología que se plantee en usar sólo en contadas aplicaciones. En primer lugar, la descarga por rozamiento en los apoyos, o con el aire es de entre el 5 y el 20% de la capacidad total (Depende de la velocidad y el tipo de apoyos). En segundo lugar, la baja densidad energética de estos dispositivos lo relegan a aplicaciones de gestión de la potencia. En ese aspecto, pueden ser útiles para mejorar la calidad de onda, dar respuesta primaria o cubrir un hueco de tensión de varios minutos, pero no pueden entregar grandes cantidades de energía. Una aplicación que se le da es en el transporte ferroviario: la rápida dinámica y las grandes potencias que son capaces de soportar los hacen idóneos para aprovechar la energía que absorben los frenos regenerativos de los trenes, para reutilizarla más tarde [31]. Tiene también aplicación en sistemas UPS [32], y otras más exóticas como almacenamiento de energía para lanzamiento de aeronaves desde un portaaviones [33].

### 2.1.1.4 Potencial gravitatorio (GES)

Los dispositivos de almacenamiento por potencial gravitatorio se basan en el mismo principio que los sistemas de bombeo hidráulico, pero emplean cuerpos sólidos que se almacenan a diferentes alturas aprovechando la diferencia de potencial gravitatorio. Tienen la ventaja de que la descarga con el tiempo de la energía almacenada es nula, lo que lo harían idóneos para almacenamiento de energía estacional.

Destacan tres proyectos en demostración a escala completa:

- Gravity Power Module (Alemania, [34]): Un pozo contiene una masa de piedra y hormigón sumergida en agua. Ambos extremos del pozo (en la boca y en el fondo) están conectados por conductos que permiten turbinar el agua o bombearla permitiendo que descienda la masa, o haciendo que suba. Los espacios sobre y bajo la masa de piedra son estancos, de manera que la cantidad de agua que se turbinan desde el espacio superior hasta el inferior es proporcional a la energía que se extrae del sistema, mientras que la cantidad de agua que se bombea del espacio bajo la masa hasta el espacio superior es proporcional a la energía que se cede al sistema. Aunque requiere una obra civil costosa, tiene una vida útil de más de 30 años, con un rendimiento semejante al de una central de bombeo del 75% , por el hecho de emplear turbinas y bombas.

Los promotores [34] garantizan un LCOE inferior a cualquier tecnología [35], e inciden en que, a diferencia de las baterías y el bombeo hidráulico, tiene un impacto mínimo en el medioambiente, y la instalación puede practicarse en prácticamente cualquier suelo.

- ARES (Advanced Rail Energy Storage): Una serie de vagones desplazan por raíles masas arriba y debajo de una pendiente, ganando energía potencial a costa de energía eléctrica, o perdiéndola para ceder energía a la red. Según los promotores [39] el sistema tiene una vida útil de 40 años, un rendimiento del 90% y una dinámica de carga y descarga de 3 segundos para ceder o consumir la máxima potencia. Por ser escalable la capacidad es muy variable. Respecto a la opción anterior, el impacto medioambiental es mayor, pues requiere más superficie, y se debe contar con un desnivel apropiado. Sin embargo, ofrece ideas para aprovechar los raíles de viejas minas subterráneas.

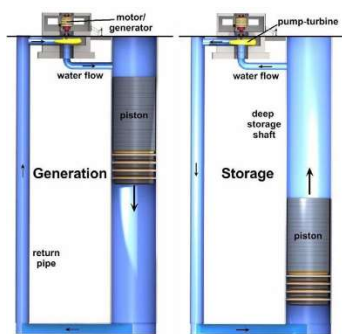


Fig. 15: Esquema de construcción y funcionamiento de Gravity Power Module [36]

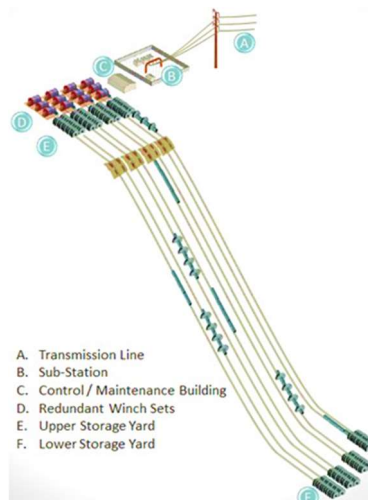


Fig. 16: Esquema de construcción de ARES Gravity Line [37]



Fig. 17: Idea de almacenamiento por apilamiento de bloques de Energy Vault [38]

- Apilamiento vertical: Empresas como Energy Vault [38] están desarrollando sistemas que almacenen energía en forma de potencial gravitatorio en pilas de bloques de

hormigón. Al contrario que los sistemas de bloques sobre raíles no necesitan mucha superficie ni una localización específica, pero el impacto visual también es grande.

En [40] se presenta un esquema de operación, modelado y simulación de un sistema de almacenamiento de energía en forma de potencial gravitatorio, combinado con potencia de recurso eólico para alimentar una microrred aislada, y en [41] se hace un estudio del estado del arte de sistemas GES de pequeña escala, interesante para aplicaciones industriales de pequeña escala y microrredes.

### 2.1.2 Almacenamiento electroquímico

Las baterías electroquímicas son dispositivos que permiten almacenar energía en forma de cargas almacenadas en electrodos con diferente potencial. Usualmente una batería está compuesta de múltiples celdas dispuestas en una configuración paralelo-serie según la capacidad, voltaje y potencia requerida. En este trabajo se estudiarán las baterías recargables, o baterías secundarias.

Cada celda se compone de tres elementos básicos: el ánodo, el cátodo, el electrolito y el separador. Durante la carga el polo positivo tendrá una inyección de intensidad (cederá electrones), equivalente a la intensidad que emite el polo negativo (éste absorbe electrones). Durante la carga el ánodo (electrodo positivo, que siempre tendrá mayor potencial eléctrico mientras la pila almacene energía) emite electrones hacia el cátodo por el circuito externo, que es la fuente de tensión que la alimenta, y según la tecnología, mientras emite iones positivos (cationes), o absorbe iones negativos (aniones) a través del electrolito. El electrolito contiene un separador que permite que los iones fluyan, pero no los electrones.

Durante la carga la batería absorbe potencia porque la intensidad es positiva en el electrodo de mayor tensión. El proceso de descarga es al contrario. El ánodo emite electrones a través de la carga (circuito externo) y por el electrolito admite los aniones, o cede los cationes al cátodo, que está recibiendo la cantidad equivalente de electrones que el ánodo desprende.

Las tecnologías de las celdas electroquímicas son variadas, y según qué reacciones de oxidación-reducción se den, la tensión nominal de una celda será mayor o menor.

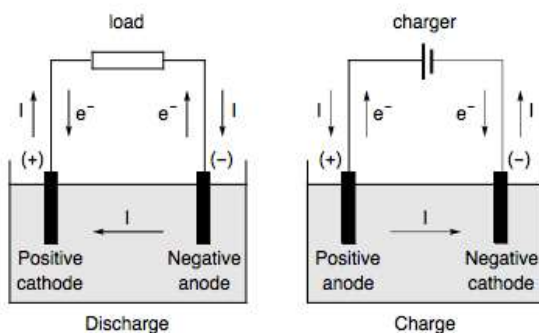


Fig. 18: Esquema de funcionamiento de una célula de una batería recargable. [42]

Reduction Half-Reaction	Standard Electrode Potential (V)
$F_2(g)+2e^- \rightarrow 2F^-(aq)$	+2.87
$S_2O_8^{2-}(aq)+2e^- \rightarrow 2SO_4^{2-}(aq)$	+2.01
$O_2(g)+4H^+(aq)+4e^- \rightarrow 2H_2O(l)$	+1.23
$Br_2(l)+2e^- \rightarrow 2Br^-(aq)$	+1.09
$Ag^+(aq)+e^- \rightarrow Ag(s)$	+0.80
$Fe^{3+}(aq)+e^- \rightarrow Fe^{2+}(aq)$	+0.77
$I_2(l)+2e^- \rightarrow 2I^-(aq)$	+0.54
$Cu^{2+}(aq)+2e^- \rightarrow Cu(s)$	+0.34
$Sn^{4+}(aq)+2e^- \rightarrow Sn^{2+}(aq)$	+0.15
$S(s)+2H^+(aq)+2e^- \rightarrow H_2S(g)$	+0.14
$2H^+(aq)+2e^- \rightarrow H_2(g)$	0.00
$Sn^{2+}(aq)+2e^- \rightarrow Sn(s)$	-0.14
$V^{3+}(aq)+e^- \rightarrow V^{2+}(aq)$	-0.26
$Fe^{2+}(aq)+2e^- \rightarrow Fe(s)$	-0.44
$Cr^{3+}(aq)+3e^- \rightarrow Cr(s)$	-0.74
$Zn^{2+}(aq)+2e^- \rightarrow Zn(s)$	-0.76
$Mn^{2+}(aq)+2e^- \rightarrow Mn(s)$	-1.18
$Na^+(aq)+e^- \rightarrow Na(s)$	-2.71
$Li^+(aq)+e^- \rightarrow Li(s)$	-3.04

Fig. 19: Potencial de las semirreacciones de reducción [43]



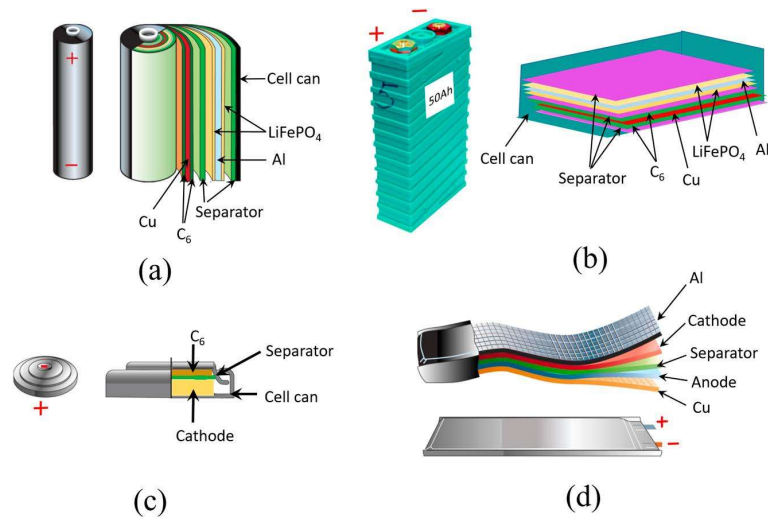


Fig. 20: Diseños de construcción de baterías. a) Cilíndricas b) Prismáticas c) de botón d) de bolsa. [44]

Las baterías electroquímicas presentan frente a otros sistemas la ventaja fundamental de la portabilidad (Exceptuando el almacenamiento de energía en forma química como combustible).

La necesidad de dejar de quemar combustibles fósiles también en la automoción y el transporte hacen que sea necesario desarrollar una tecnología fiable y sólida para sustituir los actuales sistemas de propulsión basados en la quema de diésel, gasolina y queroseno. Entre las tecnologías candidatas para solucionar el problema a medio plazo se encuentran las baterías electroquímicas, por presentar en los últimos modelos una densidad gravimétrica (energía almacenable por unidad de masa) aceptable bajo unos estándares de seguridad buenos, para algunas tecnologías.

Por otro lado, pueden ofrecer tiempos de respuesta rápidos puesto que la dinámica de las reacciones redox son más rápidas que las de los sistemas mecánicos, por ejemplo. Esto las convierte en buenas candidatas para competir con otras tecnologías en servicios de respuesta primaria y secundaria de frecuencia o ante huecos de tensión en suministros ininterrumpibles de potencia (UPS por sus siglas en inglés), y para mejorar la calidad de onda de la red [45], [46].

### 2.1.2.1 Baterías de plomo-ácido (LA)

Las baterías de plomo ácido (LA, por lead-acid en inglés) son los equipos con la tecnología más madura del mercado [47], y pese a que en densidad gravimétrica, ciclabilidad y rendimiento hay tecnologías que toman ventaja desde hace años, y en un largo plazo salen caras ([48], [49], [50], [16]), el mercado de baterías de plomo-ácido no ha dejado de crecer, y tiene perspectivas de seguir creciendo en los próximos años a razón del 3.4% en valor económico hasta 2028, al menos ([51], [52]). El informe técnico de 2020 de PNNL [16] ratifica que el coste a largo plazo de las baterías de plomo ácido es tres veces superior que el de las baterías de ión-litio comerciales.

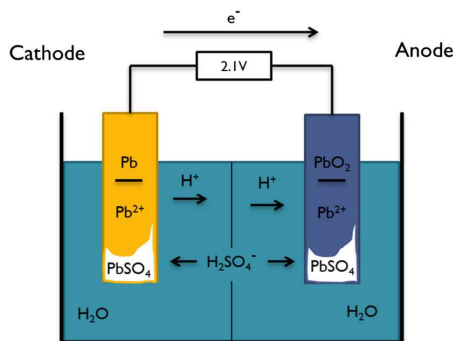
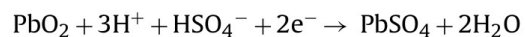
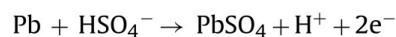


Fig. 21: Diagrama de una celda LA [53]

At positive plate:



At negative plate:



Cell reaction:

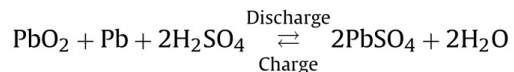


Fig. 22: Reacciones químicas en la pila LA [47]

El bajo precio de adquisición, la capacidad de soportar un rango de temperaturas amplio, la resistencia mecánica, autodescarga lenta, química sencilla y mantenimiento mínimo son las ventajas que hacen que aún se empleen en aplicaciones como baterías para el arranque de los motores de combustión de los automóviles, alimentación de servicios de telecomunicación y control, o incluso algunos dispositivos de micromovilidad [52].

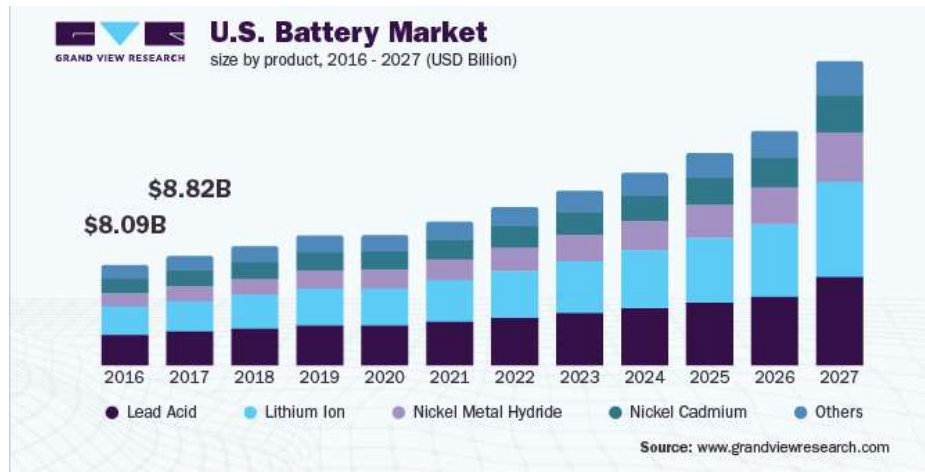


Fig. 23: A pesar del pobre rendimiento, la baja ciclabilidad y la baja densidad gravimétrica; la madurez de la tecnología, el bajo coste de adquisición y la capacidad de operar en un rango amplio de temperatura harán que las baterías de plomo ácido mantengan su crecimiento en ventas. [54]

Al tratarse de química basada en compuestos de plomo, que es tóxico para la salud humana y dañino para el medio ambiente, se ha establecido una regulación fuerte que establece que todas las baterías de plomo ácido sean recicladas. En Estados Unidos durante el periodo entre 2014 y 2018 el 99% de las baterías fueron recicladas, principalmente auspiciado por tasas e incentivos económicos [55].

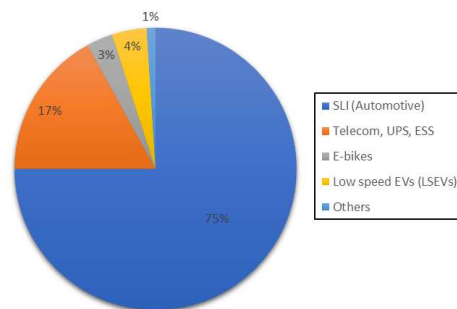


Fig. 24: Aplicaciones de las baterías de plomo ácido a nivel global (%GWh) [56]

El uso que reciben hoy las baterías de plomo ácido es principalmente en automóviles, seguido de alimentación de equipos de telecomunicaciones y suministro ininterrumpible de potencia (UPS).

Selected lead-acid battery energy storage facilities

Name/locations	Characteristics	Application area
BEWAG, Berlin	8.5 MW/8.5 MW h	Spinning reserve, frequency control
Chino, California	10 MW/40 MW h	Spinning reserve, load leveling
PREPA, Puerto Rico	20MW/14 MW h	Spinning reserve, frequency control
Metlakatla, Alaska	1 MW/1.4 MW h	Enhancing stabilization of island grid
Kahuku Wind Farm, Hawaii	15 MW/3.75 MW h	Power management, load firming, grid integration
Notrees EES project, U.S.	36 MW/24 MW h	Solving intermittency issues of wind energy

Tabla 1: Aplicaciones industriales y para la red de transporte basadas en baterías de plomo ácido [27]

### 2.1.2.2 Baterías de litio (LiB)

En la década de 1960 Jean Rouxel y Robert Schroeder comenzaron a investigar en extracciones e inserciones de iones de litio en compuestos sulfuro-metálicos, con la idea de desarrollar un sistema de almacenamiento de energía electroquímica. Fue Whittingham quien demostró resultados muy positivos de intercalación reversible de iones entre capas de sulfuro de titanio, sin degradación del material [57]. Goodenough y colaboradores [58] mostraron en 1980 que del óxido de cobalto de litio ( $\text{LiCoO}_2$ ) se pueden extraer la mitad de los iones de litio sin cambiar la estructura. Finalmente, Akira Yoshino construyó la primera celda de ión litio empleando  $\text{LiCoO}_2$  y grafito. Yoshino, Whittingham y Goodenough recibieron en 2019 el premio Nobel de Química [59]. En 1991 Sony comenzó a comercializar las baterías de litio para dispositivos electrónicos (capacidades y potencias reducidas), planteándose como una alternativa a las baterías de níquel en ese campo. La creciente demanda de baterías que requiere el sector automovilístico ha hecho que se dispare la producción, y se contemple el uso de esta tecnología en aplicaciones de mayor escala, desde UPS y microrredes domésticas hasta sistemas de almacenamiento de energía a escala de red [60].

Las baterías de litio presentan buenas características en cuanto a rendimiento, ciclabilidad, potencia y capacidad específica.

Uno de los principales problemas respecto a las baterías de litio es que se trata de un material escaso en la corteza terrestre, pese a tratarse de uno de los metales más ligeros de la tabla periódica. Una predicción realizada en 2014 [61] estima que el litio disponible se agotará antes de 2050.

Este hecho, ligado al fuerte crecimiento de la demanda, la inestabilidad energética y la crisis de abastecimiento ha propiciado que se dé que los precios del litio hayan crecido mucho en los últimos años (véase Fig. 27). Sin embargo, la tendencia en el precio de las baterías no ha crecido sustancialmente, en parte porque la proporción del coste del litio respecto al total de la batería es algo menos que la mitad (véase Fig. 29). También hay que notar que el precio de las baterías de litio ha bajado considerablemente desde su comercialización (véase Fig. 25)

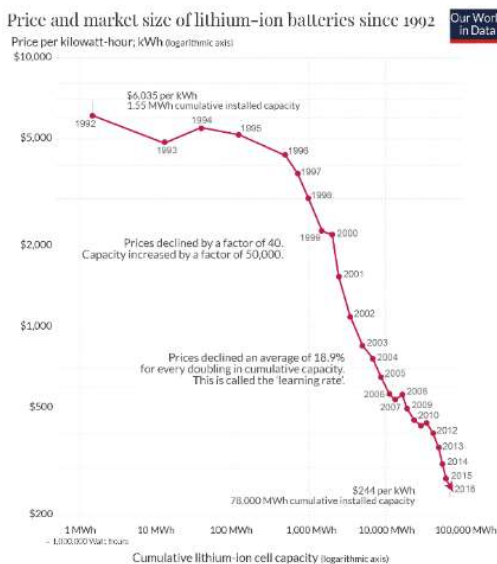


Fig. 25: Evolución del coste (USD2018) de las baterías de litio (Desde su comercialización) [62]

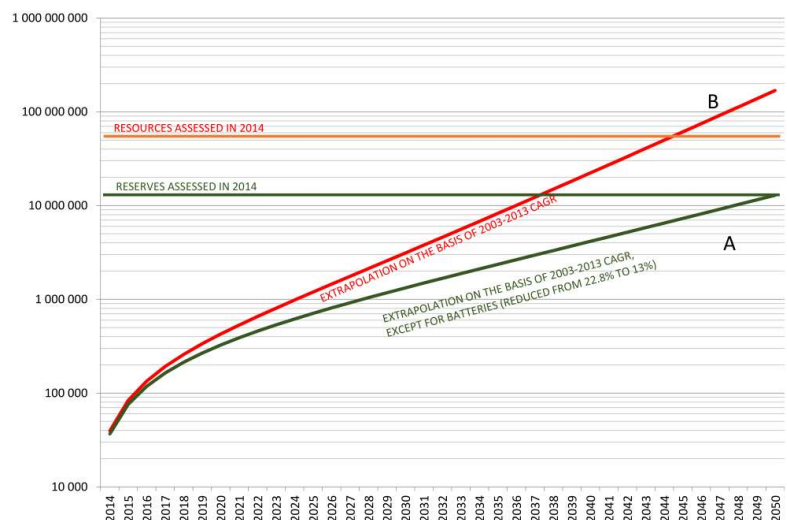


Fig. 26: Litio disponible y predicción de consumo. [61]

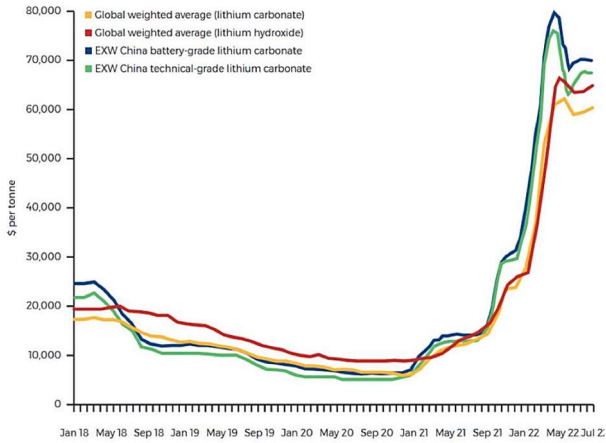


Fig. 27: Evolución del precio del carbonato de litio y del hidróxido de litio. [63]

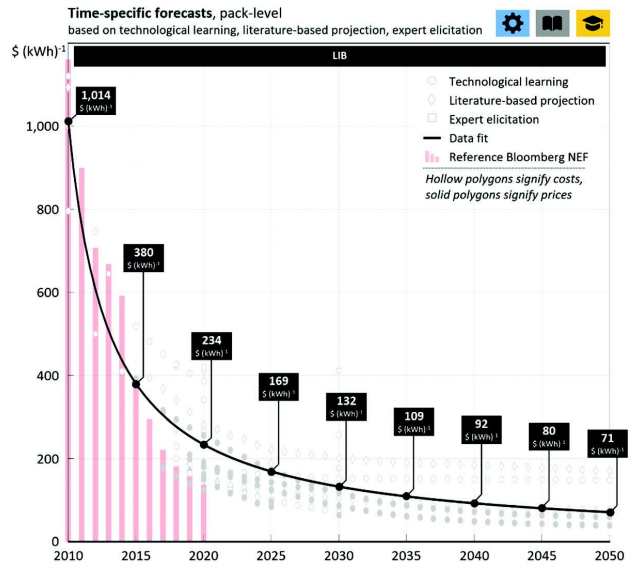


Fig. 28: Predicción del coste de adquisición de baterías de litio [64]

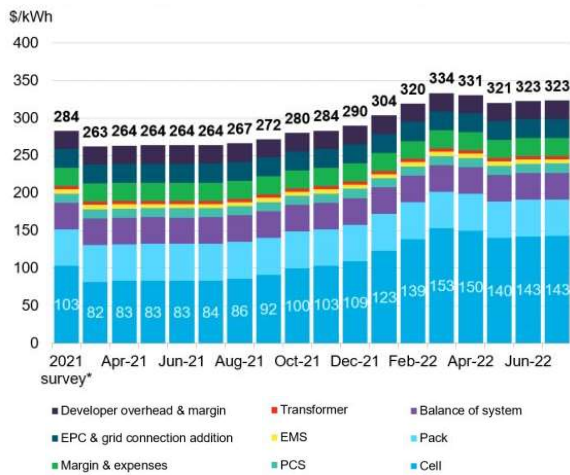


Fig. 29: Evolución del coste de baterías de litio (LFP chino, 4 horas de duración) [65]

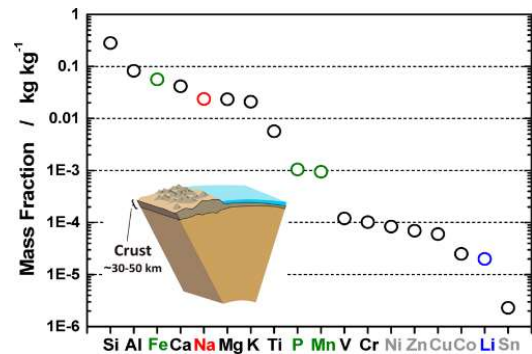


Fig. 30: Abundancia de elementos en la corteza terrestre. [66]

La investigación en baterías de litio ha dado lugar al desarrollo de múltiples variantes, que se dan principalmente en el compuesto que aloja los iones de litio en el ánodo. El cátodo suele ser de grafito, y el electrolito de hexafluorofosfato de litio (LiPF<sub>6</sub>).

- LCO (LiCo<sub>2</sub>) Primer compuesto empleado como cátodo desde la comercialización de baterías de litio recargables. En 2013 suponía el 36% (en masa) de los materiales empleados en cátodos [67]. Requiere de cuidadosa protección mecánica, refrigeración adecuada y software que rijan los ritmos de carga y descarga para evitar problemas de seguridad, pues se dan con cierta frecuencia incendios y explosiones. Además, el cobalto es un material caro cuya extracción suele estar asociada a problemas humanitarios. La predominancia que tuvo hace unos años se va reduciendo en la presencia de otros materiales con mejores prestaciones y más sostenibles.
- NMC (Litio, níquel, manganeso y óxido de cobalto) Principalmente empleado para baterías de coches, motos y vehículos de microviladad. En 2013 representó el 33% en masa de los materiales empleados en cátodos [67], y en 2021 la mitad de la cuota de mercado [68].

También presenta problemas de seguridad, y en el futuro se estima reducirse su presencia al 12,6% [67].

- LMO ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) Aunque presenta una densidad energética menor, los costes son más reducidos (Fig. 35), menos problemas de seguridad, y la ausencia de cobalto lo hacen una mejor opción
- LFP ( $\text{LiFePO}_4$ ) También tiene una densidad energética menor que las baterías con cátodo de NMC y NCA, y un menor voltaje, pero su bajo coste, alta ciclabilidad [69], y seguridad lo han hecho un candidato muy bueno para automoción, baterías conectadas a la red y sistemas de suministro ininterrumpible de energía (UPS). Se estima que para 2028 esta tecnología haya superado en el mercado la de NCM [67].

Según la aplicación de la batería un tipo u otro de cátodo será el óptimo. Para ciclos largos aquella batería que tenga menor tasa de autodescarga puede ser más apropiada que una que pierda la energía con rapidez, aunque ésta sea más barata o se degrade menos con el uso. De la misma manera que las baterías con mayor rendimiento por ciclo puede que sean las más adecuadas para un uso más intensivo, aunque sean más caras o tengan menos vida útil. (Ver Fig. 35)

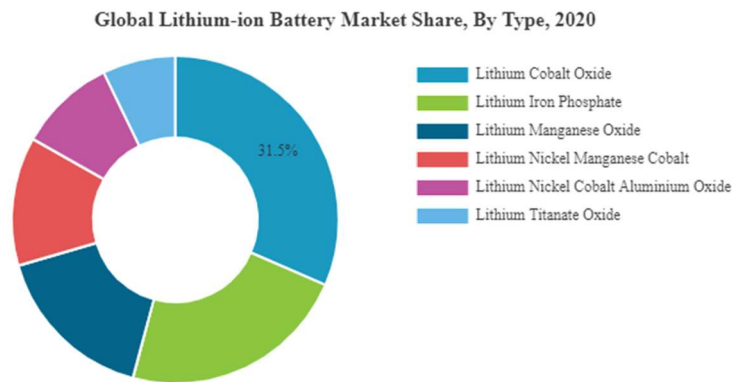


Fig. 31: Cuota de mercado en 2020 de cada compuesto del cátodo en baterías de litio. [70]

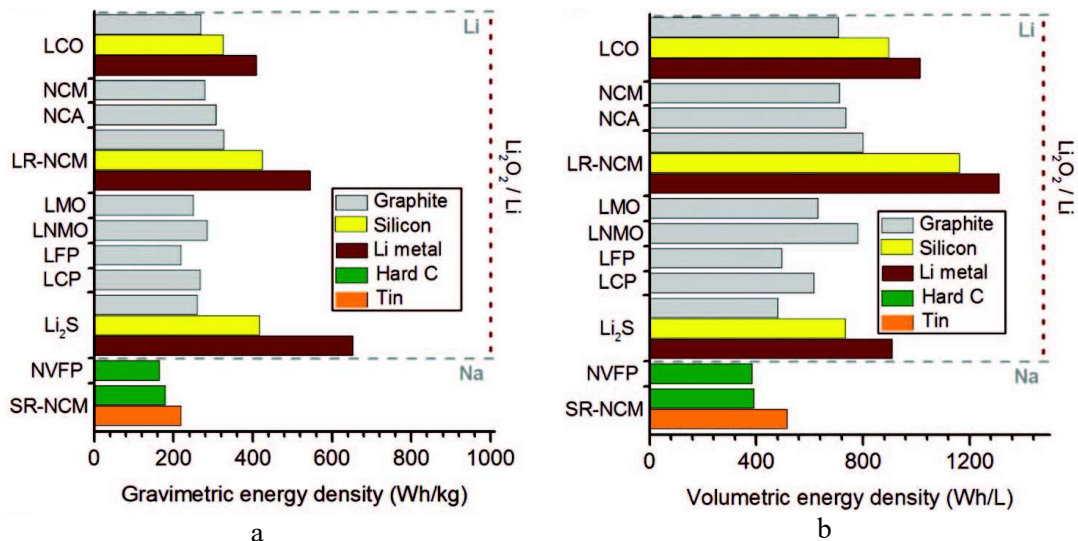


Fig. 32: Comparativa de tecnologías de litio según energía específica en peso y volumen [71]



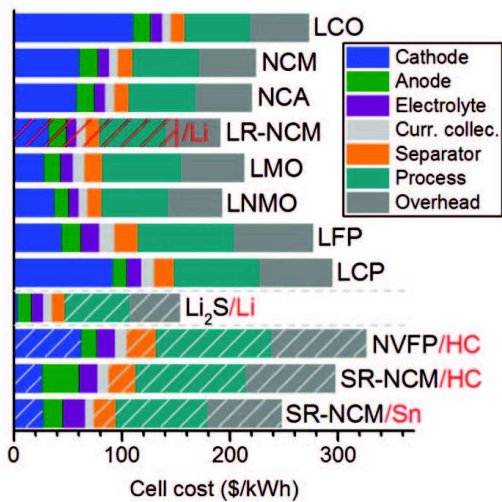


Fig. 33: Comparativa según coste de producción [71]

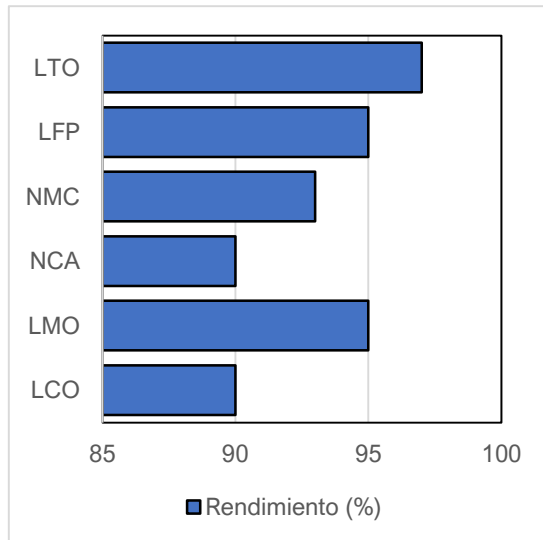


Fig. 34: Comparativa según rendimiento [72]

La rentabilidad de una batería es determinada por el coste nivelizado de la energía, o LCOS por sus siglas en inglés (Ver 2.3 Costes normalizados de almacenamiento de energía (LCOS)). Sin embargo, no se ha encontrado en la literatura un estudio tan detallado de la comparación de las baterías de litio por cátodos. Aun así, dado que la potencia y energía específica no es determinante en aplicaciones estacionarias, y que el rendimiento es similar en todas las baterías de litio, los factores que resultan más determinantes son el coste y la ciclabilidad de las baterías.

El coste de adquisición o CAPEX de una batería de litio está influenciado principalmente por los materiales de los que estén compuestos. Una batería con cobalto, níquel o titanio será más cara que una que tenga materiales más accesibles.

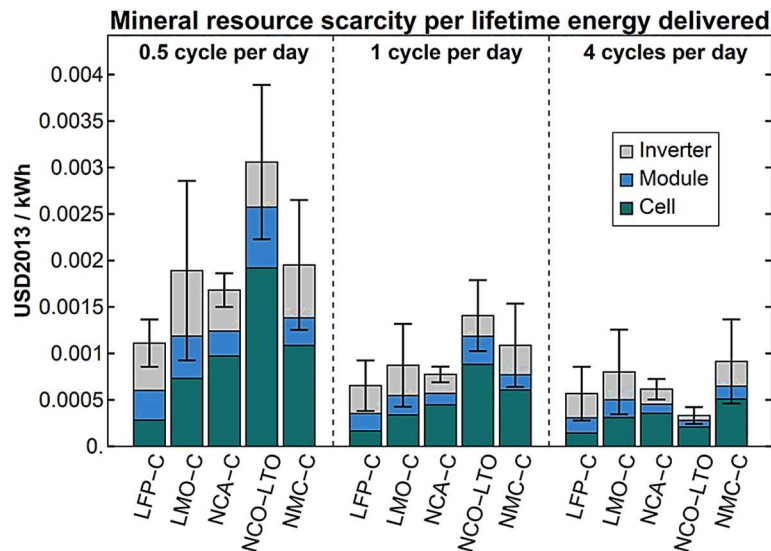


Fig. 35: Comparativa de costes por unidad de energía en las distintas variedades de baterías de litio [73].

Por otro lado, qué duración tenga la batería para una serie de ciclos de carga y descarga que se le exija al sistema también puede determinar si una batería con un cátodo sea mejor que otra. Si una batería tiene una vida útil más corta podría justificarse que lo barato sale caro. Está demostrado que el cátodo que promete una duración mayor para la batería de litio es el de litio hierro fosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ). Los estudios observan que la potencia máxima que una batería de litio puede entregar no evoluciona con la edad de la batería, pero sí su capacidad. Yuliya Preguer y otros [69] hacen

una revisión de experimentos publicados y varios estudios propios comparando el envejecimiento de las baterías con distintos tipos de cátodos, llegando a la conclusión de que el LFP es el material que menos se degrada en casi todos los escenarios.

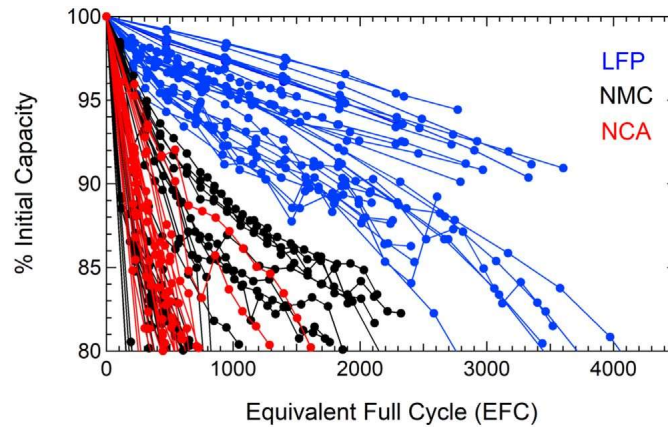


Fig. 36: Resultados de los experimentos realizados por Preguer y su equipo [69] para determinar la ciclabilidad de los tipos de baterías de litio.

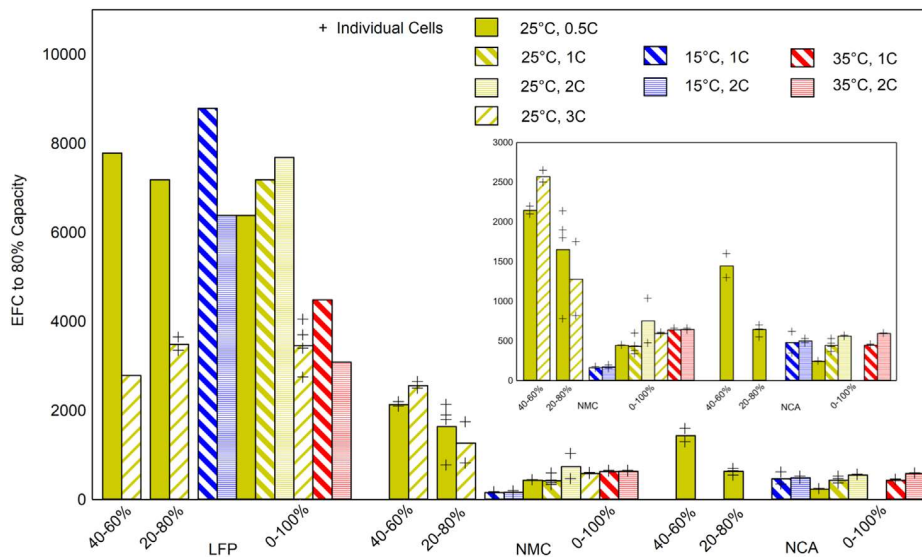


Fig. 37: Número de ciclos equivalentes<sup>2</sup> que son capaces de realizar cada tipo de baterías hasta haber perdido el 20% de su capacidad máxima [69]. (LFP: LiFePO<sub>4</sub>, NMC: Níquel Manganese Cobalto, NCA: Níquel Cobalto Aluminio; Los factores variables en cada escenario es la temperatura ambiente y la potencia demandada)

Otro factor relevante en la elección de un tipo u otro de baterías de litio es el impacto medioambiental. En la Fig. 35 contrastan distintas baterías por su rendimiento coste-operación. Los mismos autores [73] observan también cuánto recurso disponible hay para suplir la cadena de producción de cada tipo de baterías, y el coste ecológico asociado. Nuevamente, las baterías de LiFePO<sub>4</sub> resultan ser las más interesantes.

<sup>2</sup> Según la literatura, un ciclo equivalente se completa cuando un ESS entrega tanta energía como es capaz de almacenar al comienzo de su vida útil, por lo que un ciclo completo del 100% de profundidad de carga se corresponde con un ciclo equivalente, mientras que son cuatro ciclos completos del 25% de profundidad de carga los que se corresponden con un ciclo equivalente.

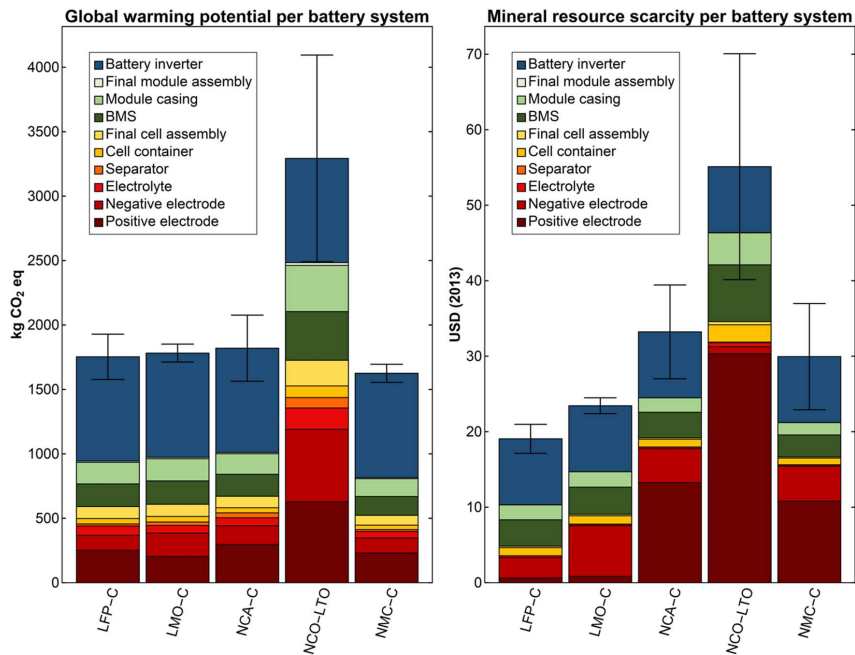


Fig. 38: Huella de carbono y coste de extracción de los materiales de cada tecnología de baterías de litio. [73]

### 2.1.2.3 Baterías de ión sodio

Las baterías de ión sodio se basan en el mismo principio que las de litio. Entre ánodo y cátodo se transfieren iones alcalinos, y en este caso en vez de ser iones de litio son de sodio. Sin embargo, el tamaño de los iones de sodio es tres veces mayor que los de litio, lo que dificulta el diseño de las baterías, especialmente a la hora de elegir el material del ánodo y del electrolito. Mientras el compuesto típico en el ánodo (electrodo que aloja los iones cuando la batería está cargada) en las baterías de litio es el grafito, por sus excelentes propiedades eléctricas, en las baterías de sodio no tiene aplicación o requiere un tratamiento específico, por ser termodinámicamente desfavorable [74]. Las mejores aproximaciones son las propuestas de [75] [76], que sugieren cointercalación de los iones de sodio con el solvente del electrolito para que puedan ser alojados en el grafito del ánodo (ver Fig. 40). En términos de eficiencia energética mejora respecto a las características del litio [77], y la histéresis entre los perfiles de carga y descarga son menores. No hay diferencia significativa entre las capacidades de las baterías de litio y las de sodio (con cointercalación). Sin embargo, aún se encuentran en una etapa de desarrollo muy temprana.

La investigación en baterías basadas en sodio comenzó contemporánea a los estudios del litio como material para almacenamiento de energía. Sin embargo, las buenas prestaciones de la tecnología de litio que se comercializaron en 1991 por Sony dejaron aparte las investigaciones en las baterías de sodio. Según Effekhari [78] el interés por esta tecnología está creciendo, y en pocos años el número de publicaciones en baterías de sodio superará al de las baterías de litio, que son la tecnología más asentada en baterías. Esta tecnología suena con fuerza en los medios de comunicación, especialmente como alternativa al litio en favor a la falta de recurso y a la subida de los precios. Sin embargo, el coste o la escasez del litio no son razones suficientes para reemplazar las exitosas baterías de litio por las de sodio, aún lejos de ser una solución práctica para dispositivos de almacenamiento.



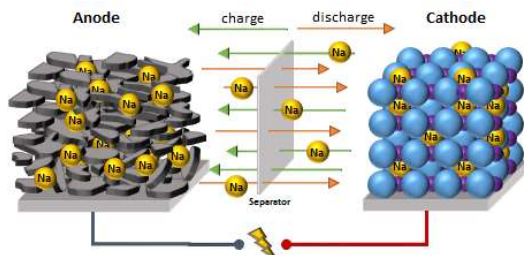


Fig. 39: Diagrama de funcionamiento de una celda de una batería de ión sodio [79]

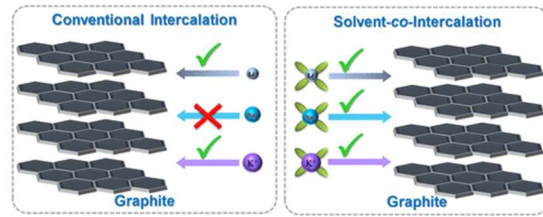


Fig. 40: Cointercalación del solvente del electrolito y los iones [80]

#### 2.1.2.4 Baterías de sodio y azufre (NaS)

Las baterías de sodio y azufre son baterías de sales fundidas que operan a altas temperaturas, prometiendo altas densidades de energía, una eficiencia de carga y descarga buena, un ciclo de vida largo, y con materiales de bajo costo y reducido impacto ambiental. Tiene como desventajas que necesitan mantenerse a más de 300°C, y que el polisulfuro de sodio es altamente corrosivo.

El principio de funcionamiento es como el de otras celdas electrolíticas: durante la descarga el cátodo contiene un compuesto que se oxida y absorbe electrones a la vez que aniones. Los electrones fluyen por la carga y los aniones por el electrolito, para reducir el azufre del ánodo. La reacción inversa se da durante la carga de la batería. El electrolito es una cerámica sólida, compuesto de beta-alúmina, que es un buen conductor de iones, pero no de electricidad.

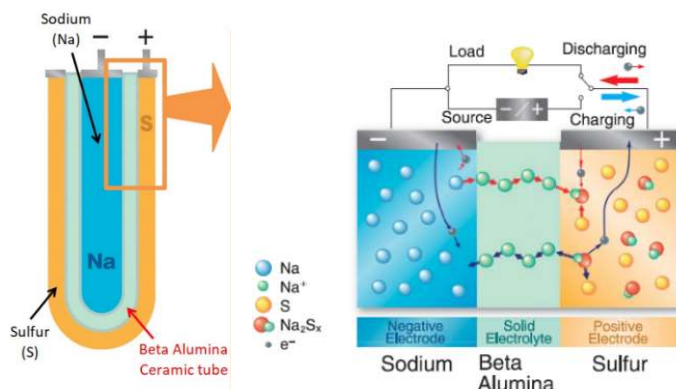
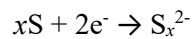
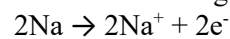


Fig. 41: Diagrama de funcionamiento de la celda de una batería de sodio y azufre de sales fundidas. [81]

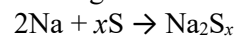
Semirreacción en el cátodo durante la descarga:



Semirreacción en el ánodo durante la descarga:



Reacción global durante la descarga:



La particularidad de estas baterías es que el electrolito debe mantenerse a alta temperatura para que conduzca los iones de sodio, lo que hace de su operación y construcción más delicada. Además, el sodio puro arde espontáneamente en contacto con el aire y la humedad. En 2011 se registró un accidente en una planta de Mitsubishi en Japón, en el que una batería de 2MW de sodio y azufre salió ardiendo [82].

Las aplicaciones que se proponen son para apoyo de la red (regulación de frecuencia, mejora de la calidad de onda, restablecimiento de la tensión, descongestión y apoyo a la generación en horas punta) y compraventa de energía. En 2016 Mitsubishi continuó apostando por esta opción, instalando una batería de 50MW/300MWh [83] para estabilizar la red frente a las fluctuaciones de potencia de las energías renovables.

Name/locations	Rated power/capacity	Application area
Kawasaki EES test facility, Japan	0.05 MW	The 1st large-scale, proof principle, operated in 1992
Long Island Bus's BES System, New York, US	1 MW/7 MW h	Refueling the fixed route vehicles
Rokkasho Wind Farm ES project, Japan	34 MW/244.8 MW h	Wind power fluctuation mitigation
Saint Andre, La reunion, France	1 MW	Wind power on an island
Graciosa Island, Younicos, Germany	3 MW/18 MW h	Wind & solar power EES for islands, commissioning 2013
Abu Dhabi Island, UAE	40 MW	Load levelling

Tabla 2: Sistemas de almacenamiento de energía con baterías de NaS [27]

En [84] se presentan resultados de campo de la operación de una batería de sodio y azufre para reducir el efecto de la rampa de potencia de un parque eólico.

### 2.1.2.5 Baterías de níquel (NiB)

Las baterías basadas en níquel se presentan asociadas generalmente con cadmio o con un hidruro metálico. El ánodo contiene níquel y el electrolito hidróxido potásico y algún metal (Cadmio o algún hidruro metálico, Hierro, Zinc, entre otros)

- Baterías de Níquel-Cadmio

Las baterías de Ni-Cd emplean hidróxido de níquel y cadmio como dos electrodos en una solución alcalina como electrolito. Durante la carga el cátodo emite electrones (por definición), a la vez que admite aniones  $\text{OH}^-$ . Esto hace que el compuesto de dihidroxilo de níquel se convierta en oxihidroxilo de níquel, mientras se producen moléculas de agua. Los aniones hidroxilos recibidos por el cátodo son los emitidos por el ánodo en el proceso de separar el cadmio y los aniones del dihidroxilo de cadmio, y la cantidad de electrones que emite el cátodo es la equivalente que recibe el ánodo para su semirreacción.

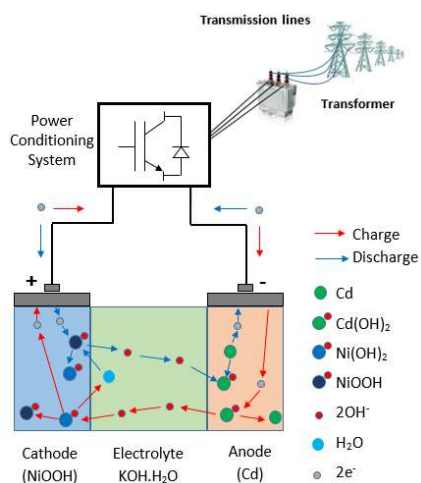


Fig. 42: Esquema de funcionamiento de una celda de NiCd [85]

Semirreacción en el cátodo durante la carga:  
 $\text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{OH}^- \rightarrow \text{NiOOH} + \text{H}_2\text{O} + \text{e}^-$

Semirreacción en el ánodo durante la carga:  
 $\text{Cd}(\text{OH})_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{Cd} + 2\text{OH}^-$

Reacción global durante la carga:  
 $2\text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{Cd}(\text{OH})_2 \rightarrow 2\text{NiOOH} + \text{Cd} + 2\text{H}_2\text{O}$

Un ejemplo de instalación de una batería de Ni-Cd es la de Golden Valley en Alaska [86]. Dada la inestabilidad de la red en 2003 se instaló una batería basada en níquel cadmio con una capacidad de 6MWh y potencia pico de 40MW, para garantizar un suministro de potencia constante a la población local, además de aporte de potencia reactiva.

- Baterías de Níquel-Hidruro (Ni-MH)

El principio de funcionamiento es muy similar al de las baterías de Ni-Cd: al cargarse la celda el cátodo emite los electrones que resultan de reducir el hidruro metálico, mientras éste recibe un anión hidroxilo que reacciona con el protón que emite en la reducción. El ánodo sufre la misma oxidación que en las baterías de Ni-Cd.

La aleación del cátodo suele tener como metal el titanio, el zirconio, el vanadio o el cromo.

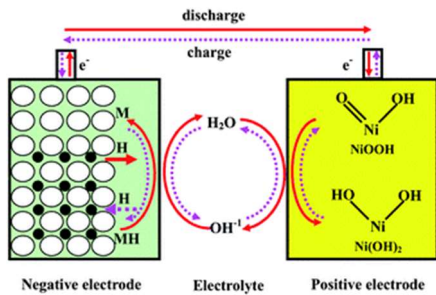


Fig. 43: Esquema de funcionamiento de una celda de NiMH [87]

Semirreacción en el ánodo durante la carga:  
 $MH_2 + 2OH^- \rightarrow M + 2H_2O + 2e^-$

Semirreacción en el cátodo durante la carga:  
 $2NiO(OH)_2 + 2H_2O + 2e^- \rightarrow 2Ni(OH)_2 + 4OH^-$

Reacción global durante la carga:  
 $2NiO(OH)_2 + MH_2 \rightarrow 2Ni(OH)_2 + M + 2H_2O$

Las diferencias entre uno y otro modelo de baterías basadas en níquel es que el cadmio es un metal caro y especialmente dañino para la salud [88] y el medio ambiente, mientras que otros metales son menos tóxicos, aunque no mucho menos abundantes. Por otro lado, las baterías Ni-MH tienen mayor capacidad de carga (60-120 Wh/kg vs 40-60 Wh/kg) [87] y un menor efecto memoria. Sin embargo, las pilas Ni-Cd presentan una ciclabilidad mayor, y una tasa de descarga menor (20% al mes frente a un 30% en las baterías Ni-MH comunes) [89]. Por otro lado, las dinámicas de calentamiento también son distintas: En Ni-Cd el proceso de carga es ligeramente endotérmico (se enfría) a tensiones bajas, y fuertemente exotérmico durante la descarga; mientras que en Ni-MH es siempre exotérmico, pero más acusado en la carga que en la descarga [89]. Esto requiere que los algoritmos de carga sean diseñados con cuidado según la tecnología, pero son más complejos en Ni-MH [90].

### 2.1.2.6 Baterías de flujo (RFB)

Las baterías de flujo tienen el mismo principio de operación que otras celdas electrolíticas: un separador tiene a un lado y otro un par de semirreacciones redox complementarias. Un compuesto y otro se pasan reversiblemente electrones a través de la carga o la fuente de alimentación y aniones positivos a través del separador. En el caso de las baterías de flujo los compuestos que alojan los iones son líquidos, y son forzados mediante bombas a circular junto al separador para que se dé la cesión de iones.

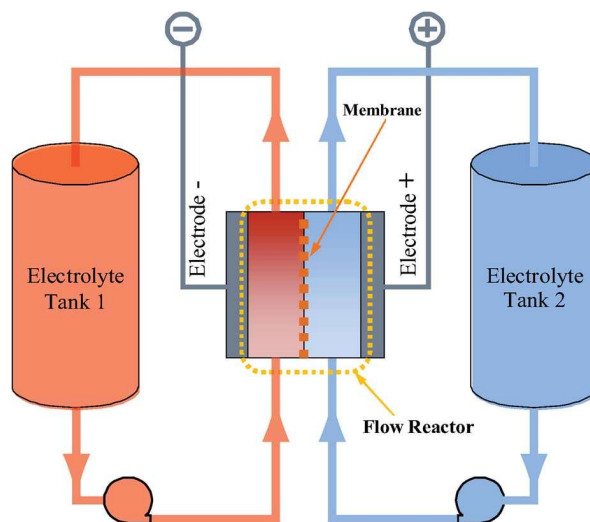


Fig. 44: Esquema de funcionamiento de una batería de flujo [91]

Dado que la potencia depende de las dimensiones del separador y el caudal de flujo, y no del tamaño de los depósitos, la capacidad de la batería está desligada de su potencia. Cuánta energía sea capaz de almacenar el sistema dependerá del volumen de electrolito almacenado.

Respecto a otros sistemas de almacenamiento es una tecnología aún por madurar, pero que tiene perspectivas de ofrecer buenas prestaciones: Tiene una ciclabilidad muy alta, eficiencia relativamente buena, aunque requiere más mantenimiento que otras tecnologías. Por otro lado, el hecho de que necesiten bombas para circular los electrolitos hace que sea inviable en aplicaciones que necesiten restablecimiento de tensión o tiempos de respuesta muy rápidos. Una de las grandes desventajas de estos sistemas es que la limitación de solubilidad de los iones en el disolvente hace que la densidad energética sea baja.

Una de las variantes más extendidas es la que emplea una solución de vanadio y óxido de vanadio como electrolito. Durante la carga el electrolito que contiene los iones de vanadio  $V^{3+}$  se reduce, aceptando electrones y protones enviados desde el otro electrolito, mientras que el óxido de vanadio  $VO^{2+}$  toma oxígeno del disolvente y se oxida a dióxido de vanadio  $VO_2^+$ .

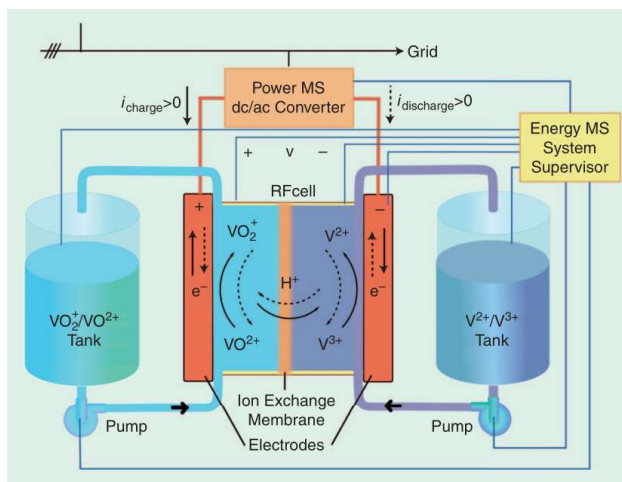
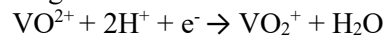


Fig. 45: Diagrama de funcionamiento de una batería de flujo de vanadio común [92]

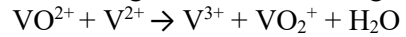
Semirreacción en el ánodo durante la carga:



Semirreacción en el cátodo durante la carga:



Reacción global durante la carga:



Las baterías de flujo se emplearon por primera vez la NASA en 1974, con un diseño patentado por Lawrence Thaller [93], aunque la primera patente registrada es la de Walter Kangro [94]. El propósito de Thaller era ofrecer una alternativa de almacenamiento estacionario a escala de red. La NASA trabajó con reacciones que empleaban electrolitos con hierro y cromo como una solución para misiones en el espacio profundo, pero sin resultados satisfactorios, por la baja densidad de energía, y que las celdas necesitaban hasta 50°C para reaccionar [95]. Además, se generaba hidrógeno dentro de las celdas durante la carga que quedaba atrapado [96], siendo un peligroso potencial de riesgo.

Las aplicaciones que se dan a las baterías de flujo son estacionarias (no son para automoción), dada la baja densidad energética y de potencia. Los tiempos de respuesta son mucho mayores, por lo que se emplean en aplicaciones de energía, principalmente en compraventa, reducción del pico de demanda, y descongestión de la red.

Name/locations	Power/capacity	Application area
Edison VRB EES facility, Italy	5 kW, 25 kW h	Telecommunications back-up application
Wind power EES facility King Island, Australia	200 kW, 800 kW h	Integrated wind power, foil fuel energy with EES
Wind Farm EES project, Ireland	2 MW, 12 MW h	Wind power fluctuation mitigation, grid integration
VRB EES facility installed by SEI, Japan	1.5 MW, 3 MW h	Power quality application
VRB facility by PacifiCorp, Utah, U.S.	250 kW, 2 MW h	Peak power, voltage support, load shifting
VRB EES system build by SEI, Japan	500 kW, 5 MW h	Peak shaving, voltage support

Fig. 46: Sistemas de almacenamiento de energía con baterías de flujo de vanadio [27]

## 2.1.3 Almacenamiento químico

### 2.1.3.1 Hidrógeno

El almacenamiento de energía basado en hidrógeno es de las soluciones más prometedoras en un largo plazo para la integración de renovables, principalmente porque no necesita de compuestos difíciles de encontrar, lo que lo hace una alternativa sostenible.

El proceso más común para obtener hidrógeno es con la electrólisis del agua. El hidrógeno se almacenaría en tanques a presión, para luego ser quemado o para producir electricidad en una pila de hidrógeno. [97], [98].

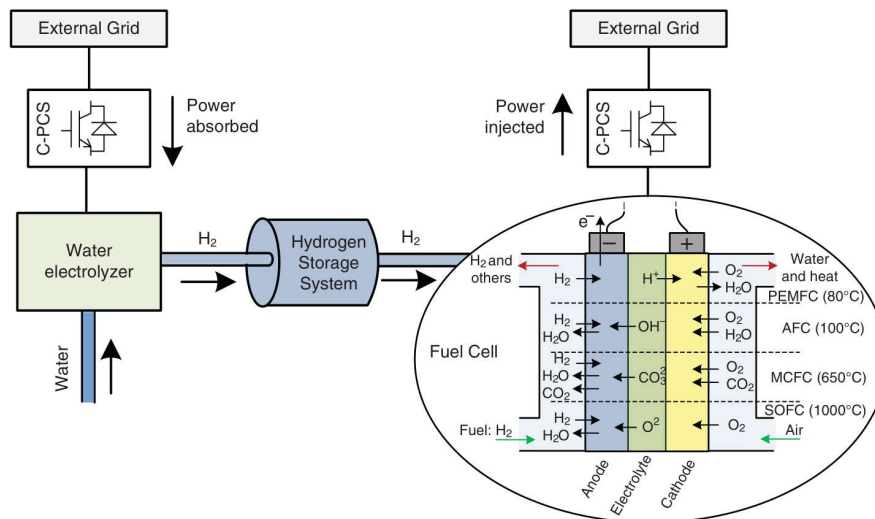


Fig. 47: Esquema de funcionamiento de una pila de combustible.

Según un artículo de El Periódico de la Energía [99], España tiene planificada para 2030 la instalación de 71.8GW de electrolizadores para generar hidrógeno, la mitad de lo que en Europa debería construirse hasta entonces. Sin embargo, puede que se trate de una estimación hecha muy al alza [100].

Un inconveniente que se encuentra en la implantación de esta forma de almacenar energía, todavía inmadura, es una cuestión de seguridad [101]. El hidrógeno es un gas inflamable al contacto con el aire atmosférico, por lo que cualquier instalación debe cuidarse de evitar fugas.

### 2.1.4 Almacenamiento termoquímico

El almacenamiento de energía basado en la termoquímica emplea reacciones químicas que requieren o desprenden energía térmica. Tiene tres etapas diferenciadas (ver Fig. 48): cesión de calor para disociar los reactivos, almacenamiento de los reactivos por separado, y por último volver a unir los reactivos para generar calor.

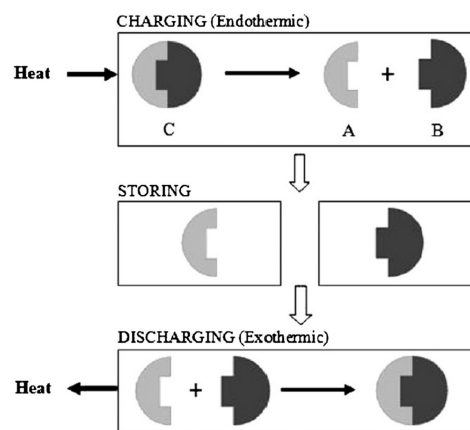


Fig. 48: Proceso de almacenamiento termoquímico [102]



Presenta densidades de energía mayores que los sistemas de almacenamiento por calor sensible o latente (más adelante), y dado que no tiene tasa de autodescarga significativa (los reactivos se almacenan en depósitos independientes) puede ser una buena solución para aplicaciones de energía de ciclos espaciados.

## 2.1.5 Almacenamiento electromagnético

### 2.1.5.1 Supercondensadores (SC)

Un condensador es un dispositivo eléctrico capaz de almacenar energía al retener cargas eléctricas en un potencial elevado. Físicamente está compuesto por dos superficies conductoras separadas a muy poca distancia por una delgada capa de material dieléctrico. Cuando ambas superficies se encuentran a distinto potencial eléctrico se genera un campo eléctrico que concentra cargas eléctricas opuestas en ambas superficies. En el momento que se abre el circuito y se desconecta el condensador, ambas superficies retienen las cargas, y se mantiene el campo eléctrico entre ellas. Cuando se cierra un circuito entre las superficies (cuando se conecta el condensador) los electrones se desplazan de la superficie con menor potencial a la que tiene mayor potencial, generando una intensidad en el sentido contrario, y como consecuencia cediendo una potencia mientras las cargas se mueven.

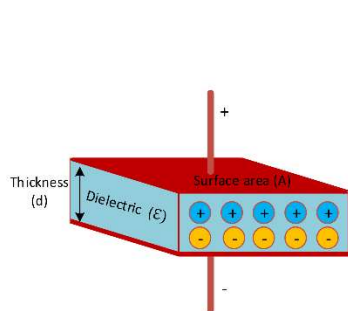


Fig. 49: Diagrama ilustrativo de un condensador [103]

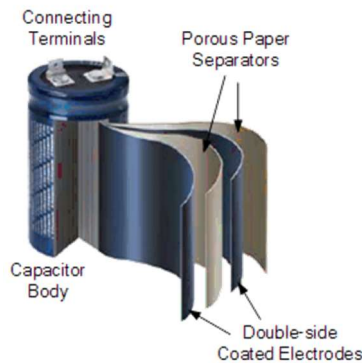


Fig. 50: Construcción de un condensador [104]



Fig. 51: Módulo de supercondensadores [105]

Tienen una densidad de potencia alta, y son idóneos para aplicaciones que requieren de respuesta rápida y con potencias elevadas, como calidad de onda. Son escalables por su modularidad, pero no se emplean en aplicaciones de energía (respuesta de frecuencia, compraventa de energía, almacenamiento a largo plazo, reducción del pico de demanda) por ser caros en comparación con otras tecnologías. Tienen una tasa de autodescarga moderada y una ciclabilidad alta.

Device/Company name	Country	Technical information
Super capacitor, CAP-XX	Australia	Single cell 2.3–2.9 V, up to ~2.4 F, 233–358 K
Gold capacitor, Panasonic	Japan	Single cell 2.3–5.5 V, 0.1–2000 F
Ultracapacitor/ Boostcap, Maxwell	U.S.	Single cell 2.2–2.7 V, 1–3000 F, UPS, pulse, transportation
Supercapacitor, NEC	Japan	3.5–12 V, 0.01–6.5 F, power quality application
Supercapacitor, Siemens	Germany	21 MJ/5.7 W h, 2600 F, metro distribution net application
Supercapacitor, TVA company	U.S.	200 kW, supporting the start of high power dc machines

Fig. 52: Sistemas de almacenamiento de energía con supercondensadores [27]

### 2.1.5.2 Bobinas superconductoras (SMES)

Una bobina es un dispositivo que almacena energía en forma de flujo magnético. Por la ley de Ampère una carga eléctrica en movimiento genera un campo magnético en torno a ella, de manera que las líneas de campo son cerradas y perpendiculares a la velocidad de la carga. Una bobina es un cable conductor arrollado sobre un eje que genera un flujo magnético en su interior proporcional a la intensidad y al número de vueltas del cable. Si alrededor del conductor hay un material ferromagnético se inducirá un campo magnético mayor. El campo magnético producido es una forma de almacenar energía, pues en el momento que la fuente de alimentación cambiara por una carga la intensidad se mantendría, reduciéndose con el tiempo con una dinámica de primer orden.

Esa inercia que otorga el campo magnético generado puede ser aprovechado en aplicaciones de potencia como mejora de calidad de onda o como filtro activo de armónicos [106]. Como su principio se basa en alimentar la bobina con intensidades relativamente altas las pérdidas por efecto joule hacen que el rendimiento de los ciclos sea bajo, y la tasa de autodescarga es alta como para ser rentable para ciclos largos.

Locations/organizations	Technical data	Features/applications
Proof principle, tested in a grid in Germany	5 kJ, 2 s to max 100 A at 25 K	World first significant HTS-SMES, by ASC
Nosoo power station in Japan	10 MW	Improve system stability and power quality
Upper Wisconsin by American Transmission	3 MW/0.83 kW h, each 8 MV A	Power quality application reactive power support
Bruker EST in Germany	2 MJ	High temperature superconductors
Korea Electric Power Corporation, Hyundai	3 MJ, 750 kV A	Improving power supply quality for sensitive loads
Chubu Electric Power Co. in Japan	7.3 MJ/5 MW and 1 MJ	Provide comparison to transient voltage
University of Houston, SuperPower & others	20 kW, up to 2 MJ class	UHF-SMES, voltage distribution

Fig. 53: Sistemas de almacenamiento de energía con SMES [27]

## 2.1.6 Almacenamiento térmico

El almacenamiento de energía térmica consiste aprovechar la capacidad térmica de un compuesto o una mezcla, de manera que se pueda extraer energía calorífica de él o almacenarla. Principalmente se emplean asociados a sistemas y procesos que requieren calor o lo desprenden, como climatización o reactores.

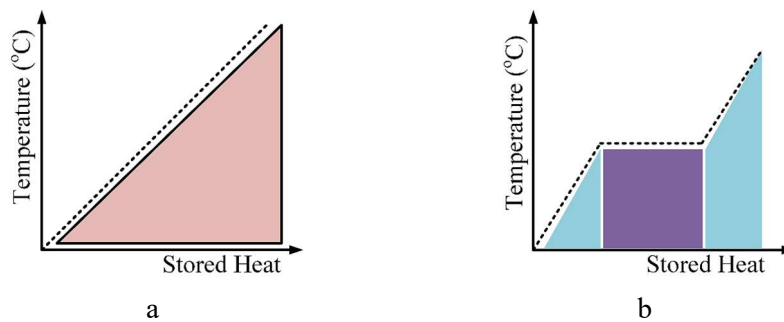


Fig. 54: Diferencia de concepto entre almacenamiento térmico por calor sensible (a) y por calor latente (b) [107]

### 2.1.6.1 Calor sensible

El almacenamiento de energía en forma de capacidad térmica cuenta con que la energía interna de un material es proporcional a su temperatura. Se clasifican según la temperatura a la que se encuentre el material que almacena la energía.

- a) Baja temperatura: Un ejemplo es el almacenamiento de energía en la capacidad térmica del agua en acuíferos o depósitos subterráneos [108]. Estos pueden tener múltiples tipologías: un único pozo del que se extrae agua a una altura para absorber o ceder calor, para luego inyectarla en el pozo a otra altura, sistema con dos pozos a distinta temperatura, sistema multipozo, acuífero natural, depósito artificial, entre otros.

City (Country)	Purpose	Facility	Year	Well depth [m]	Well number	Maximum flow rate [m <sup>3</sup> /h]	Capacity [MW]	Capital costs [Mio. €]	Payback time [years]	CO <sub>2</sub> savings [t/a]
Amersfoort (NL)	H + C	IKEA Store	-	-	2	200	1.4	-	-	-
Utrecht* (NL)	HT	University	1991	260	2	100	2.6	1.1	5	750
Amersfoort (NL)	H + C	Office building	1996	240	2	-	2	1.0	6.5	-
Oslo (NW)	H + C	Airport	1998	45	18	200	7	2.65	2	-
Zwammerdam* (NL)	HT	Hospital	1998	150	2	20	0.6	1.3	-	-
Berlin (DE)	H + C	Reichstag	1999	60 / 300	12	100/300	-	-	-	-
Rostock (DE)	H	District heating	1999	20	2	15	-	1.02	-	-
Amsterdam (NL)	H + C	District heating	2000	130	4	500	8.3	-	6	-
Brasschaat (BE)	H + C	Hospital	2000	65	2	100	1.2	0.7	8.4	427
Malmö (SW)	H + C	Expo building	2001	75	10	120	1.3	0.35	1.5	-
Mersin (TR)	C	Supermarket	2001	100	2	-	-	-	-	-
Agassiz (CA)	H + C	Research Center	2002	60	5	40	0.563	0.22	6	-
Eindhoven (NL)	H + C	University	2002	28-80	36	3000	20	14.7	6-10	13,300
Malle ETAP (BE)	C	Office building	2003	67	2	90	0.6	0.34	7-15	23
Neubrandenburg (DE)	H	District heating	2005	1200	2	100	3.3	-	-	-
New Jersey (US)	C	University	2008	60	6	272	2	2.6	12	-
Arlanda (SW)	H + C	Airport	2009	20	11	720	10	5.0	5	7700
Copenhagen (DK)	H + C	Hotel	2009	-	2	-	2.4	-	6-7	366
Malmö (SW)	H + C	IKEA Store	2009	90	11	180	1.3	-	4.5	-
Copenhagen (DK)	H + C	Office building	2010	100	10	250	2.8	-	4	644
Greenwich (UK)	H + C	Museums quarter	2011	60	2	45	0.33	-	-	-
Shinshu (JP)	H + C	University	2011	50	5	-	-	-	-	-
London (UK)	H + C	Apartments	2013	70	8	400	2.9	-	-	-
Amsterdam (NL)	H + C	District heating	2015	-	7	1100	20	25.0	-	2900
Copenhagen (DK)	H + C	Airport	2015	110	10	-	5	8.0	8	1000

\* No longer in operation.

Tabla 3: Resumen de los sistemas de almacenamiento de calor sensible en agua subterránea [108]  
H-Heating C-Cooling HT-High temperature heating

Otra tecnología de almacenamiento de calor sensible es el almacenamiento criogénico: durante un pico de potencia de la generación se licúa aire para luego aprovechar esa exergía disponible. Esta tecnología está siendo desarrollada por la Universidad de Washington [109], [110], [111], por Mitsubishi [112], la Universidad de Leeds y la Academia China de las Ciencias [113], [114].

- b) Alta temperatura: En esta categoría se encuentra el almacenamiento de calor en sales fundidas u hormigón. El almacenamiento de energía térmica a alta temperatura se encuentra muy asociado a la generación por concentración solar (CSP), y es una tecnología muy desarrollada en el sur de España [115].

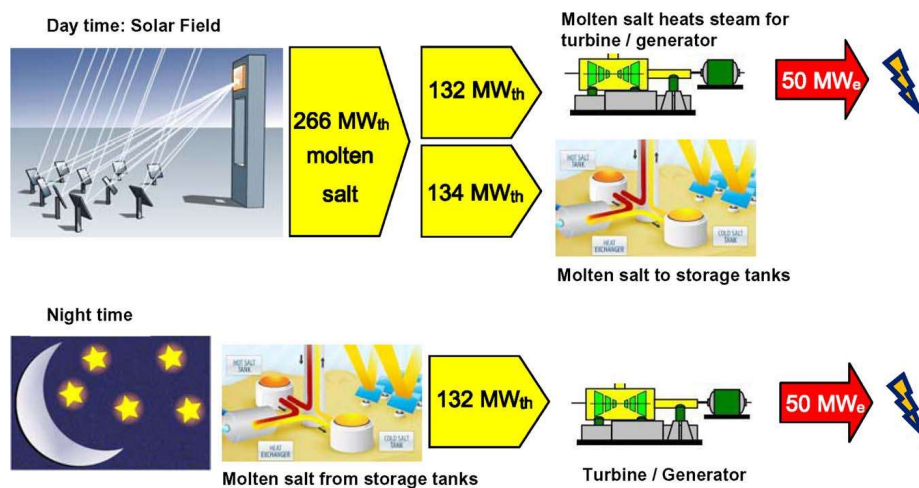


Fig. 55: Molten-salt energy storage [116]



Project	Type	Storage medium	Nominal temperature (°C)		Storage concept	Plant capacity	Storage capacity
			Cold	Hot			
SSPS-DCS test facility Almeria, Spain	Parabolic trough	Santotherm 55	225	295	1 tank thermocline	1.2 MWth	5 MWht
Nevada Solar One Nevada, USA	Parabolic trough	Dowtherm A	318	393	Oversized field piping	64 MWe	0.5 h
Holaniku at Keahole Point Hawaii, USA	Parabolic trough	Water	n.a. <sup>a</sup>	200	Indirect storage	2 MWth, 500 kWe	2 h
Planta Solar-10 Sevilla, Spain	Central receiver	Pressurized water	240	260	Steam accumulator	11 MWe	50 min/20 MWht
Planta Solar-20 Sevilla, Spain	Central receiver	Pressurized water	n.a.	250–300	Steam accumulator	20 MWe	50 min
La Florida Badajoz, Spain	Parabolic trough	Molten solar salt <sup>b</sup>	292	386	2-tank indirect	50 MWe	7.5 h
Andasol-1 Granada, Spain	Parabolic trough	Molten solar salt	292	386	2-tank indirect	50 MWe	7.5 h/1010 MWht
Andasol-2 Granada, Spain	Parabolic trough	Molten solar salt	292	386	2-tank indirect	50 MWe	7.5 h/1010 MWht
Extresol-1 Badajoz, Spain	Parabolic trough	Molten solar salt	292	386	2-tank indirect	50 MWe	7.5 h/1010 MWht
Manchasol-1 Ciudad Real, Spain	Parabolic trough	Molten solar salt	292	386	2-tank indirect	50 MWe	7.5 h
Manchasol-2 Ciudad Real, Spain	Parabolic trough	Molten solar salt	292	386	2-tank indirect	50 MWe	7.5 h
La Dehesa Badajoz, Spain	Parabolic trough	Molten solar salt	292	386	2-tank indirect	50 MWe	7.5 h
Puerto Errado 1 Murcia, Spain	Linear Fresnel	Saturated steam	n.a.	270	Steam accumulator	1.4 MWe	n.a.
Archimede Sicily, Italy	Parabolic trough	Molten solar salt	290	550	2-tank direct	5 MWe	8 h/100 MWht
Torresol Gemasolar Seville, Spain	Central receiver	Molten solar salt	292	565	2-tank direct	17 MWe	15 h
Dahan Beijing, China	Central receiver	Saturated steam/oil	220	350	Combined steam accumulator/concrete	1 MWe	1 MWht

Tabla 4: Sistemas de almacenamiento asociados a CSP [115]

### 2.1.6.2 Calor latente

El almacenamiento de energía por calor latente se basa en la diferencia de energía interna que hay entre dos fases de un compuesto a la misma temperatura y presión. El hecho de que el cambio de fase se de a temperatura constante facilita que las dimensiones de los equipos sean menores, y el peso específico sea consecuentemente menor [107], respecto al almacenamiento térmico de calor sensible.

Al tratarse de tecnologías que operan con ciclos de calor el rendimiento por ciclo teórico es muy limitado, tanto más cuanto menor sea la diferencia entre las temperaturas del material de trabajo y la del ambiente [117]. Si se suman las pérdidas por transferencia de calor indeseadas con el ambiente, el rendimiento es mucho peor. Este almacenamiento sólo resulta rentable cuando se quiere emplear el calor directamente en un proceso industrial o para climatización, sin necesidad de convertirlo en electricidad. Dada la capacidad térmica de los materiales conocidos, y que los calentadores y cambiadores de calor requieren equipos grandes, no tiene sentido emplear sistemas de almacenamiento térmico en aplicaciones para automoción. No es común en la industria.

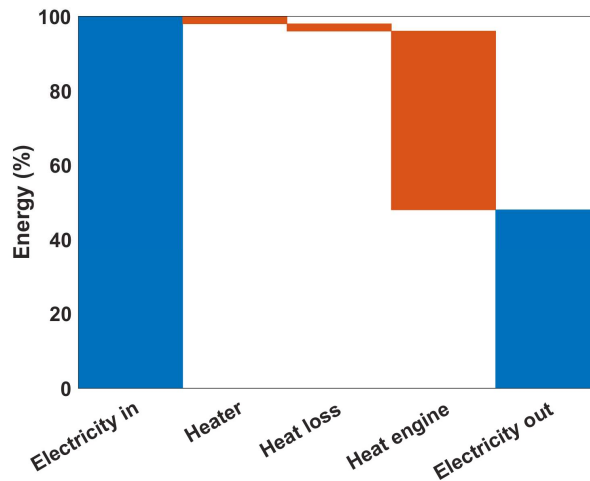


Fig. 56: Pérdidas de energía en un sistema de almacenamiento térmico genérico [118]

## 2.2 Comparativa de tecnologías para la industria

Bajo estas líneas se presenta una comparativa técnica de varios sistemas de almacenamiento, indicando si la tecnología es viable para una determinada aplicación. Por ejemplo, un sistema de almacenamiento de energía que tenga respuesta lenta (bombeo hidráulico, almacenamiento térmico) no son adecuados para proporcionar funciones de calidad de onda, o respuesta primaria. Otros sistemas suelen tener capacidad demasiado limitada como el almacenamiento electromagnético, por lo que no pueden emplearse para aplicaciones de energía como respuesta de frecuencia de larga duración. Por otro lado, hay que observar si un sistema tiene una tasa de autodescarga acelerada, como las bobinas superconductoras o los volantes de inercia y algunas celdas electroquímicas. Este factor haría de un sistema inadecuado para almacenar energía durante periodos de tiempo largo. Se enuncian varios factores limitantes a estudiar para determinar la viabilidad de un sistema de almacenamiento:

- Potencia y capacidad específica. Relevante para aplicaciones móviles.
- Necesidad de orografía determinada (Una presa o una caverna sellada, para PHES o determinados CAES)
- Rendimiento energético del ciclo completo.
- Tasa de autodescarga. Determinante en aplicaciones con ciclos largos
- Seguridad: inflamabilidad y toxicidad de componentes.
- Rango de temperaturas
- Tiempo de respuesta.
- Disponibilidad de materiales

	Aplicación	Compra-venta	Respuesta primaria	Respuesta secundaria	Respuesta terciaria	Peak shaving	Restablecimiento tensión	Almacenamiento estacional	Descongestión de la red	Despacho económico del consumidor	Calidad de onda	UPS
Mecánico	PHES	●		●	●	●	●	●	●			
	CAES	●		●	●	●	●	●	●			
	FW		●				●				●	●
	LAES	●		●	●	●	●	●	●	●		
	GES	●		●	●	●	●	●	●	●		
Electroquímico	Li-ion	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●
	NaS	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●
	NiCad	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●
	ZnBr	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●
	LA	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●
	VRF	●		●	●	●	●		●	●	●	
Químico	H	●		●	●	●	●	●	●			●
Electromagnético	SC		●	●			●				●	
	SMES		●	●			●				●	
Térmico	SF	●			●	●			●	●		
	PTES	●		●	●	●	●	●	●			

Tabla 5: Idoneidad de cada tecnología para distintas aplicaciones de los ESS. En amarillo: adaptado de [10] En negro: elaboración propia.

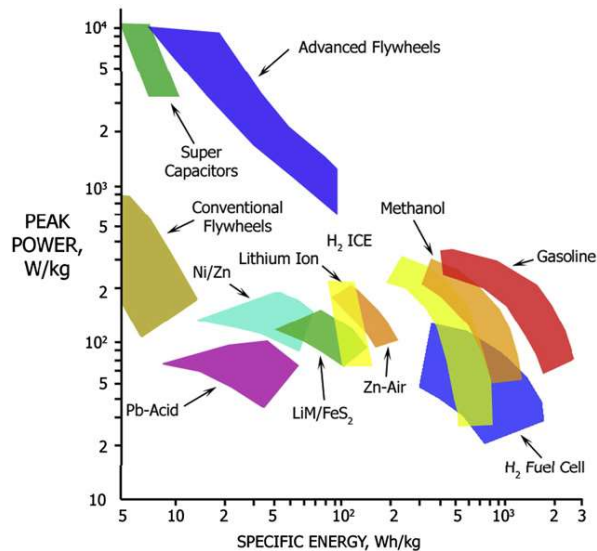


Fig. 57: Gráfico de Ragone: Rangos de potencia y energía específica. [119]

La potencia y energía específicas son factores determinantes en las aplicaciones de movilidad, como los sistemas de almacenamiento para vehículos. La gasolina es la forma actual de almacenar la energía para la automoción: dado su potencial calorífico un depósito contiene mucha energía. Para una misma capacidad una batería de litio, por ejemplo, será hasta cinco o veinte veces más pesado que un depósito de gasolina. Aunque un volante de inercia puede entregar mucha potencia, no tiene mucha energía específica, por lo que es inviable para aplicaciones de automoción. Sin embargo, las aplicaciones de integración de energías renovables en la red del consumidor, en la industria, o en distribución o transporte no requieren potencias y energías específicas altas, por lo que no es un factor muy limitante.

### 2.3 Costes normalizados de almacenamiento de energía (LCOS)

Una herramienta eficaz para determinar la mejor solución para un sistema de almacenamiento de energía es la comparación del coste normalizado de la energía almacenada, una vez impuestas las restricciones técnicas requeridas por la aplicación (tiempo de respuesta mínimo, densidad de energía y potencia, tasas de autodescarga, rango viable de temperaturas...). Éste índice es la relación de la suma de todos los costes durante la vida útil de la aplicación entre la energía que suministra el sistema.

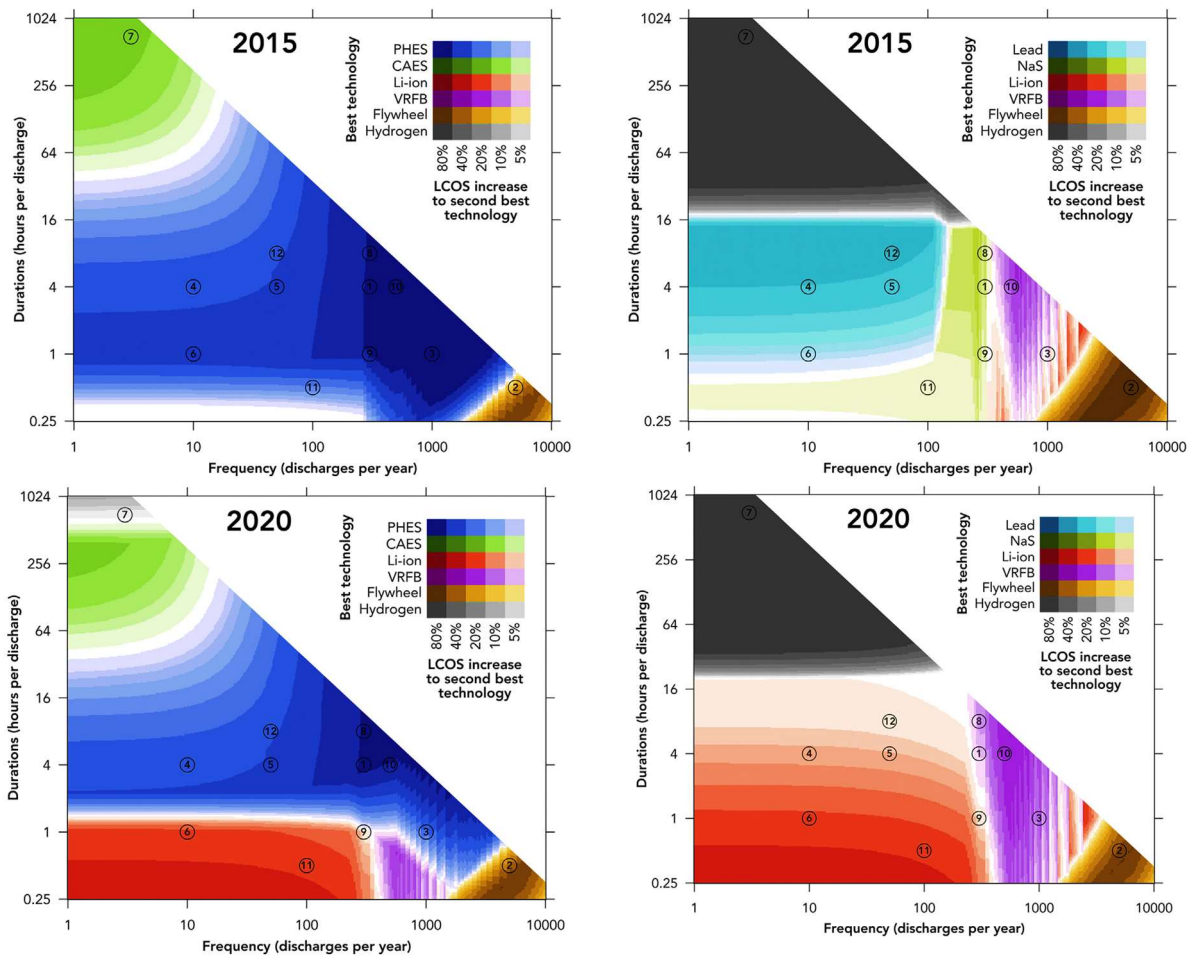
$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{W_{out}}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

Donde  $LCOS$  se refiere al coste normalizado de la energía almacenada,  $CAPEX$  es la inversión inicial realizada (*capital expenditure*),  $A_t$  es el coste asociado a cada periodo  $t$  (Coste de mantenimiento, coste de la energía empleada en cargar el ESS, reemplazo del ESS, desmantelamiento...),  $n$  es la extensión completa de la vida del proyecto de almacenamiento,  $i$  es la tasa de descuento del valor del dinero por periodo, y  $W_{out}$  es la energía útil descargada del almacenamiento al sistema.

Aquellas tecnologías que tengan una mayor inversión inicial pero mejores rendimientos y vida útil más extensa serán más rentables para periodos largos que aquellas que, aun teniendo costes reducidos, tienen ciclos con peor rendimiento o vida útil demasiado corta. Sin embargo, si el periodo es demasiado corto, es posible que una inversión demasiado grande no esté justificada.

Por otro lado la aplicación a la que se destina el almacenamiento de energía también determina qué tecnología es más aconsejable en términos económicos. Las aplicaciones que requieran muchos ciclos de carga y descarga harán que el sistema de almacenamiento entregue más potencia y se aproveche más, pero también que se degrade con mayor velocidad. Este aspecto es muy determinante en baterías electroquímicas, que envejecen con mayor velocidad que otros ESS. En ese tipo de aplicaciones es también influyente el rendimiento. De comparaciones de LCOS de diferentes tecnologías para distintas aplicaciones véase Fig. 35 y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Oliver Schmidt y otros [120] realizan un estudio muy interesante comparando los costes de cada tecnología, observando diferentes escenarios. Su trabajo está recogido en el artículo que publicaron [120], pero también en un sitio web que permite calcular los LCOS según los parámetros que se introduzcan: coste de adquisición, vida útil del equipo, coste de carga, ciclos por año, rendimiento, costes de mantenimiento, etcétera.



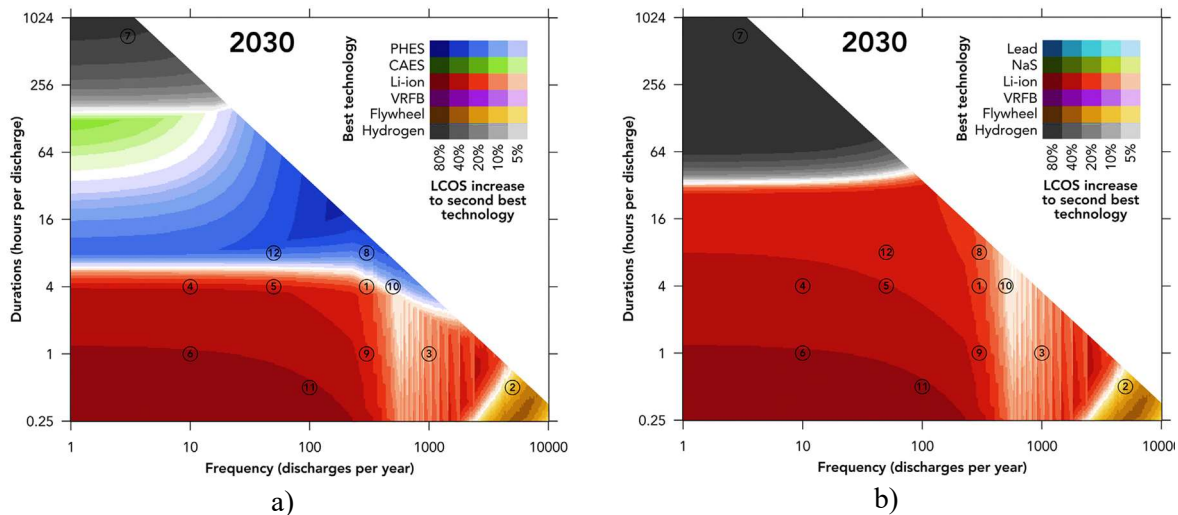


Fig. 58: a) Mejor tecnología de almacenamiento según LCOS, b) Mejor tecnología de almacenamiento según LCOS, sin considerar PHS ni CAES [120]

Según ellos, todo parece indicar que la reducción de precios de las baterías de litio va a hacer de esta tecnología la más asequible para casi cualquier aplicación. Las baterías de flujo de vanadio son por su ciclabilidad las más rentables, pero aún se encuentran en periodos de desarrollo, y no se implantan en todas las regiones. El almacenamiento estacional resulta más económico si se hace con hidrógeno, CAES o PHS, mientras que para aplicaciones de muchos ciclos resultan mejores los volantes de inercia por su resistencia a las cargas y descargas. El problema que plantea la integración de energías renovables en el consumo a nivel doméstico, industrial o generación para la venta de energía en la red en cuanto a no gestionabilidad del recurso se puede resolver con sistemas de almacenamiento de energía que funcionarían con una frecuencia de cargas y descargas del orden de 1 ciclo por día.

Los 12 escenarios de aplicación de ESS que se plantean en [120] son los siguientes:

Rol	Aplicación	No.	Rol	Aplicación	No.
Usuario	Compraventa de energía	1	Operador del sistema	Respuesta primaria de frecuencia	2
Operador de red	Aplazamiento de la inversión	8		Respuesta secundaria de frecuencia	3
	Descongestión de la red	9		Respuesta terciaria de frecuencia	4
Consumidor	Reducción de la factura	10		Reducción del pico de demanda	5
	Calidad de onda y potencia	11		Restablecimiento de tensión	6
	Fiabilidad de suministro	12		Almacenamiento estacional	7

Tabla 6: Aplicaciones de los ESS analizados en [120]

Los escenarios que se aplican a la integración de energías renovables en la industria son principalmente los que tratan de reducir la factura (No. 10) y el pico de demanda (No. 5), la compraventa de energía (No. 1).





### 3. Problema de optimización

Una vez planteada una visión general del almacenamiento, y su viabilidad técnica y económica para la implantación en la industria, se presenta el problema de optimización al que converge este estudio.

Dada una instalación industrial conectada a la red, que cuenta con recursos de generación renovable no gestionable (turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos), además de una turbina de gas, y un sistema de almacenamiento basado en baterías electroquímicas, se pretende programar la potencia transferida de la batería a la instalación, y la generación en la planta para maximizar la integración de energías renovables y reducir el coste de operación.

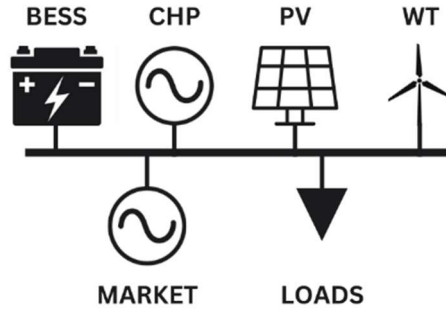


Fig. 59: Representación esquemática del sistema de potencia de la instalación genérica

El problema por resolver es la minimización del coste de operación a lo largo de un día:

$$\min_{n_x^k, E_B^k} C \quad (2)$$

$$C = \sum_{k=1}^N [c_{MP}^k \cdot E_{PS}^k + c_{gas}^k \cdot n_{CHP}^k \cdot E_{CHP}^k + c_B^k] = \quad (3)$$

$$= \sum_{k=1}^N \left[ \sum_{i=1}^M (n_{L_i}^k \cdot E_{L_i}^k) - (n_{CHP}^k \cdot E_{CHP}^k + E_B^k + E_{GG}^k) \cdot c_{MP}^k + c_{gas}^k \cdot n_{CHP}^k \cdot E_{CHP}^k \right]$$

Sujeto a:

$$Fp \geq fp_0 \quad (4)$$

$$SOC_{max} \geq SOC \geq SOC_{min} \quad (5)$$

$$P_B \leq 10MW \quad (6)$$

Donde  $C$  es el coste de operación diario,  $c_{MP}^k$  es el coste de la energía adquirida de la red eléctrica en un periodo de tiempo  $k$ ,  $E_{PS}^k$  es la energía adquirida de la red en un periodo de tiempo  $k$ ,  $c_{gas}^k$  es el coste por periodo de tiempo  $k$  asociado a tener la CHP generando,  $n_{CHP}^k$  es la variable binaria que indica si la CHP está encendida o no durante el periodo de tiempo  $k$ ,  $E_{CHP}^k$  es la energía generada por la turbina de gas durante el periodo  $k$ ,  $n_{L_i}^k$  es la variable binaria que indica si la carga  $i$  consume potencia en el periodo  $k$ ,  $E_{L_i}^k$  es la energía que consume la carga  $i$  cuando funciona,  $E_B^k$  es la energía proporcionada por la batería al proceso de producción (será negativa cuando la batería consuma para cargarse),  $E_{GG}^k$  es la energía generada por los recursos renovables durante el periodo  $k$ . Respecto a las restricciones, debe considerarse que la producción  $Fp$  debe ser superior a un límite establecido  $fp_0$ , que el límite del sistema de almacenamiento se mantenga en un tramo

que no incurra en daños del activo, y que la potencia entregada o absorbida por la batería pueda fluir por la red eléctrica de la instalación.

Las variables de control son discretizadas a cada periodo del día considerado: el encendido o apagado de la turbina de gas  $n_{CHP}^k$ , la energía cedida o consumida por la batería  $E_B^k$ , y la gestión de las máquinas de mecanizado según el encendido o apagado de cada una  $n_{CNC_i}^k$ .

### 3.1 Análisis de la degradación de baterías

Según el planteamiento hecho, se hace necesario dar con una forma de modelar la degradación de las baterías para calcular el coste asociado a su uso, o el simple envejecimiento por temperatura y edad. Birkl y otros [121] hacen un repaso a las causas que influyen en los diversos mecanismos de degradación de las baterías de litio, apuntando a la complejidad que supone modelar la vida útil de la batería.

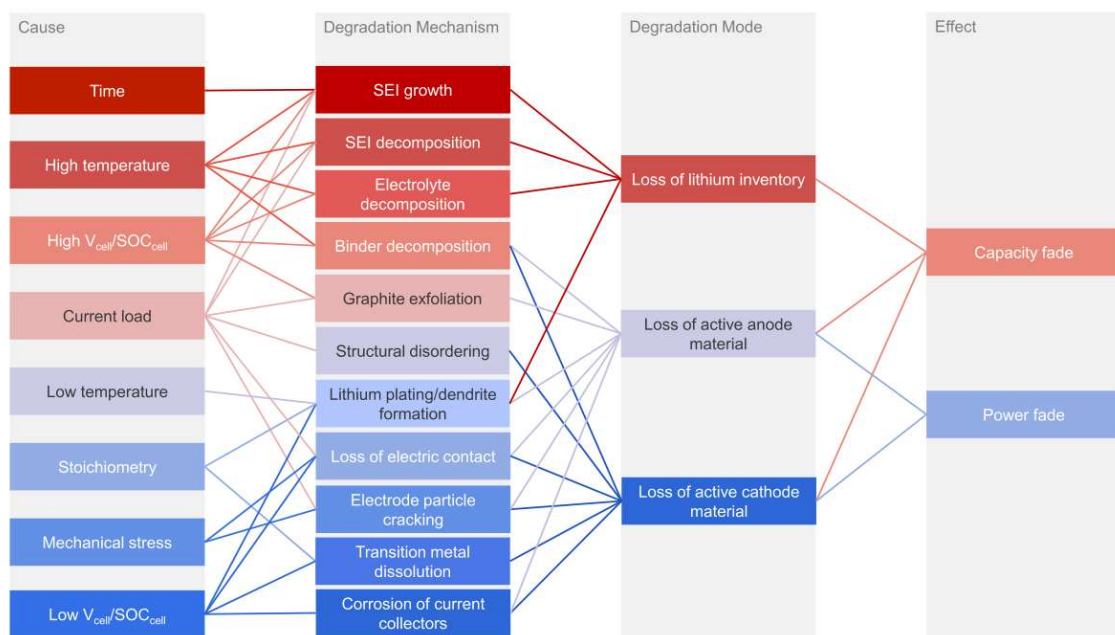


Fig. 60: Causa y efecto de los mecanismos de degradación de las baterías de litio [121]

El estudio de la degradación de las baterías no es sencillo, dado que la electroquímica involucrada incluye muchos factores que afectan a la vida útil. Tales como la temperatura, la profundidad de descarga, o el estrés mecánico afectan de distinta manera a los componentes de la batería, y tienen una mayor o menor importancia en el comportamiento de esta. Además, cuánto afecte cada factor a la degradación de la batería dependerá también de la vida que haya llevado la batería, o según la literatura los *pathways* [122]. La dificultad de hacer modelos en base a la química de la batería, evaluando cada mecanismo de degradación es grande, por lo que casi toda la literatura al respecto del modelado de baterías coincide en funciones y parámetros experimentales, analizando parámetros de degradación como el incremento de la resistencia interna o la limitación de la capacidad o la potencia máxima. Como este trabajo se ha centrado en sistemas de almacenamiento de energía con aplicaciones de energía y no de potencia, el parámetro indicador de la degradación que se ha considerado es la reducción de capacidad de las baterías.

Factores que influyen en la reducción de la capacidad.

- Temperatura. Las baterías presentan una degradación distinta frente a distintas temperaturas, y está evidenciado en muchos experimentos ([69], [123], [124], [125]) que el ciclado o la simple permanencia de la batería a una temperatura alejada de un punto de

operación común es perjudicial para la salud de la batería, tanto más cuanto más caliente o fría se opere, o simplemente se mantenga almacenada.

- Profundidad de descarga. Un ciclo con mayor profundidad de descarga siempre degrada más la capacidad de la batería que un ciclo que exija menos. Sin embargo, hay que apuntar que son ciclos que demandan y cargan más energía, por lo que en cuanto a profundidad de descarga es necesario hablar en términos de ciclos equivalentes (Nota al pie 2, página 12), o energía descargada (Ah o Wh). En ese caso, la observación de resultados de experimentos de muchos autores como Preguer [69], Sarasketa [126], Lewerenz [127] coinciden en que bajo unas mismas condiciones la profundidad de descarga no afecta muy significativamente, ni hay una correlación directa y clara sobre la pérdida de capacidad.
- Potencia demandada y potencia cedida. Son muchos los estudios que tratan de caracterizar la influencia de los ratios de carga y descarga en la vida útil de las baterías, concretamente, sobre la capacidad útil. Intuitivamente se piensa que una carga o descarga rápida por lo general tiende a degradar más una batería electroquímica que si se hace a un ritmo más lento. Mattieu Dubarry [122] muestra que es un factor influyente en los primeros ciclos, pero una vez ciclada la degradación es indiferente a la potencia demandada. Lewerenz asume que es la temperatura alcanzada debido a la disipación de potencia la responsable de la degradación por ciclado, más que el movimiento de las cargas [127]. Sin embargo, Preguer [69] identifica una correlación, aunque ligeramente irregular, entre la potencia demandada o cedida por la batería y su degradación, y Sun [128] en sus experimentos observa también que las celdas con más exigencia de potencia se degradan más, pero no menciona la cuestión de la temperatura asociada. Lam [129] experimenta con celdas refrigeradas comprobando la independencia de temperatura y potencia en la degradación de los equipos. Barcellona [130] declara explícitamente para baterías de litio con cátodo de litio y óxido de manganeso (LMO) que la degradación no guarda relación con la cinética electroquímica de la batería. Como es un factor discutido, se ha tomado la última opinión como determinante respecto a los ratios de carga y descarga.
- Estado de carga de la batería. Casi toda la literatura coincide con que el estado de carga de la batería influye en la degradación de la capacidad. Zhu [131] hace un estudio con baterías cilíndricas de litio con cátodo LCO, mostrando que las baterías cicladas en torno a un estado de carga alto se degradan con mayor rapidez, aunque el efecto es mucho peor si se cicla la batería con un SOC muy cercano al 0%.

### 3.2 Modelo de degradación de baterías

Jafari y otros [132] hacen una recopilación de algunos modelos presentados en la literatura, distinguiendo entre modelos según envejecimiento por ciclo, por edad o una combinación de ambos. Aunque las baterías empleadas en los experimentos para certificar estos modelos son cilíndricas, y no se suelen emplear tales en almacenamiento a escala industrial sino para aplicaciones de menor capacidad, es un artículo que resulta útil.

Bolun Xu y su equipo [133] presentan un artículo mostrando el modelo cuantitativo de la degradación de la capacidad de una batería de litio con cátodo de litio manganeso cobalto (LMC), comentando la influencia de cada factor, y combinando los efectos de los ciclos de carga con el envejecimiento de tiempo de vida.

En un artículo publicado por Stroe y otros [134], se modela la degradación de baterías de litio hierro fosfato (LiFePO, LiFePO<sub>4</sub> o simplemente LFP) con aplicación en sistemas de regulación de frecuencia primaria. Aunque esta función no coincide plenamente con la que desempeñarían unas baterías en una industria, por tratarse de una aplicación de potencia y no de energía (se trata

de ciclos más cortos y frecuentes), se toma el modelo como referencia para mostrar la metodología.

Este modelo combina los efectos de la degradación temporal pasiva (*calendar aging* en la literatura) con los de las cargas que sufre la batería, estimando la reducción de la capacidad máxima del equipo.

$$CF = CF_1 + CF_2 \quad (7)$$

$$CF_1 = \alpha_1 e^{(-\beta_1 SOC)} DOD \gamma_1 n^{\delta_1} \quad (8)$$

$$CF_2 = \alpha_2 e^{(\beta_2 SOC)} t^{\gamma_2} \quad (9)$$

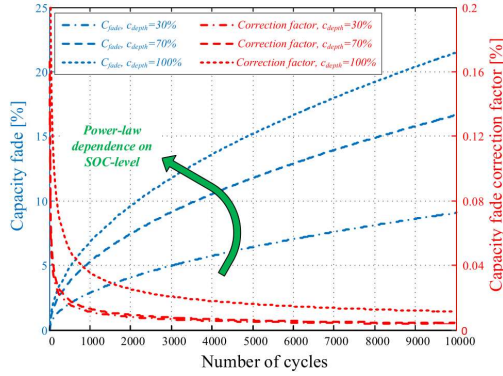


Fig. 61: Degradación de la batería con los ciclos.  $CF_1$

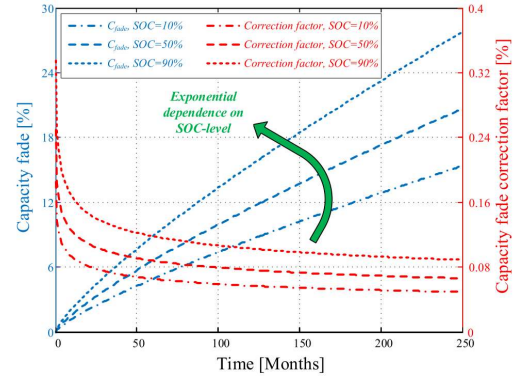


Fig. 62: Degradación pasiva con el tiempo.  $CF_2$

Donde  $CF$  es la pérdida de la capacidad máxima que puede almacenar la batería,  $CF_1$  es la degradación por ciclabilidad,  $CF_2$  la degradación pasiva,  $DOD$  es la profundidad de los ciclos a los que se ha sometido el sistema,  $SOC$  es el estado de carga medio de la batería durante el ciclo en %,  $n$  es el número de ciclos equivalentes (Véase nota al pie<sup>2</sup> en páginas anteriores) que ha sufrido la batería a lo largo de su vida, y  $t$  es la edad de la batería en meses.

Los parámetros son resultado de una estimación experimental con baterías de  $\text{LiFePO}_4$  desarrollado por el mismo equipo que redacta el artículo.

Parámetro	Valor
$\alpha_1$	0.021
$\beta_1$	0.01943
$\gamma_1$	0.7162
$\delta_1$	0.5
$\alpha_2$	0.1723
$\beta_2$	0.007388
$\gamma_2$	0.8

Tabla 7: Parámetros del modelo de degradación de Stroe (Ecuaciones (8) y (9))

Dado que se pretende obtener la caracterización de la degradación relativa al uso de un día cualquiera, con un número de ciclos variable y de profundidad de descarga variable, se ha adaptado el modelo de la forma que sigue:

$$CF \cong CF_0 + \sum_k \Delta CF^k \quad (10)$$

$$\Delta CF^k = \Delta CF_1^k + \Delta CF_2^k \quad (11)$$

$$\Delta CF_1^k = \sum_j \frac{dCF_{1,j}}{dn} \Delta n_j^k \quad (12) \quad \frac{dCF_{1,j}}{dn} = \alpha_1 \delta_1 e^{(-\beta_1 \overline{SOC}_j)} DOD_j \gamma_1 n^{\delta_1 - 1} \quad (13)$$

$$\Delta CF_2^k = \sum_i \frac{dCF_{2,i}}{dt} \Delta t_i^k \quad (14) \quad \frac{dCF_{2,i}}{dt} = \alpha_2 \delta_2 e^{(-\beta_2 \overline{SOC}_i)} n^{\gamma_2 - 1} \quad (15)$$

Donde  $CF$  es la degradación de la capacidad de la batería (*capacity fade*),  $CF_0$  es la degradación inicial de la batería,  $\Delta CF^k$  es la degradación asociada al uso variable a lo largo de un día  $k$ ,  $j$  es el indicador de clúster del tipo de ciclo,  $\Delta n_j^k$  es el número de ciclos en el día  $k$  que tienen una misma profundidad de descarga  $DOD_j$  y un mismo estado de carga medio  $\overline{SOC}_j$ .  $\Delta t_j^k$  es el periodo de tiempo (en meses) que permanece la batería con un  $\overline{SOC}_i$  determinado.

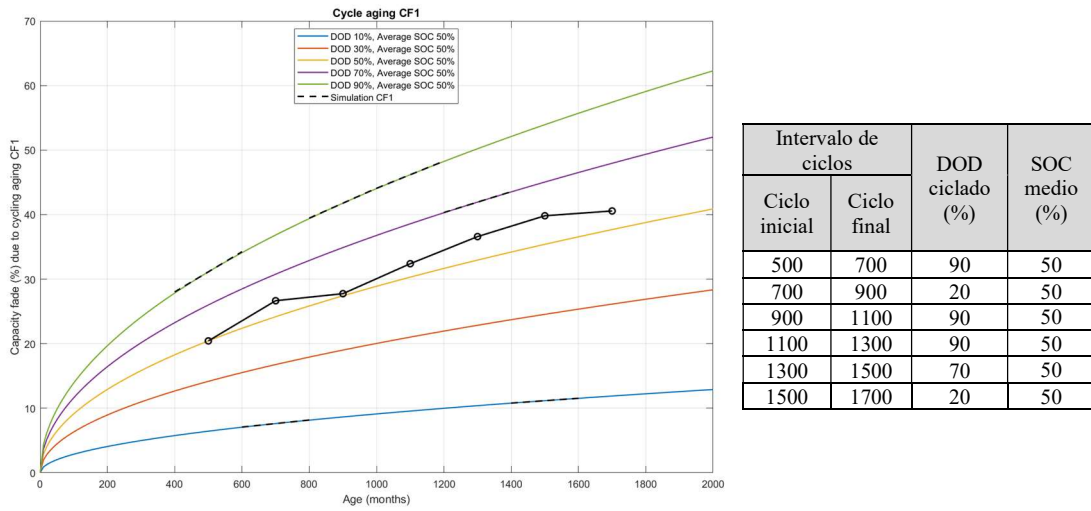


Fig. 63: Representación gráfica de la adaptación del modelo de degradación activa (Ec. (12)(14))

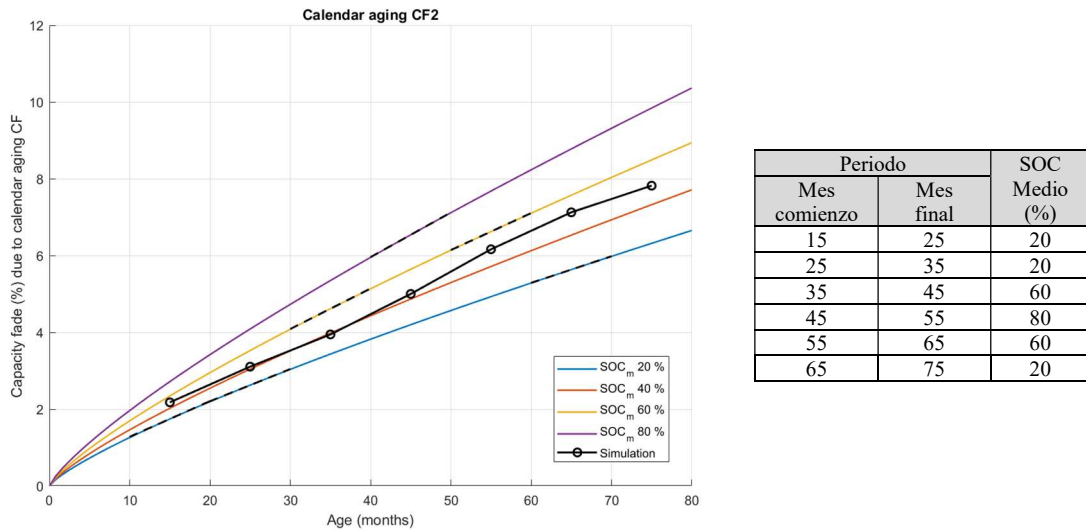


Fig. 64: Representación gráfica de la adaptación del modelo de degradación pasiva (Ec. (14))

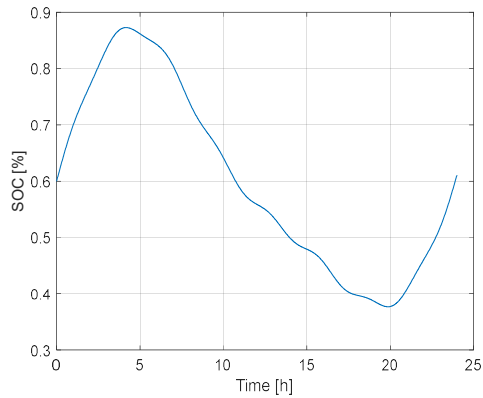


Fig. 65: Perfil de SOC ficticio diario I

Ciclo i	$DOD_i(\%)$	$\overline{SOC}_i(\%)$
0,5	27,28	73,64
0,5	49,59	62,48
0,5	23,39	49,38

Tabla 8: Conteo de ciclos del perfil de SOC I, con la función rainflow de MATLAB.

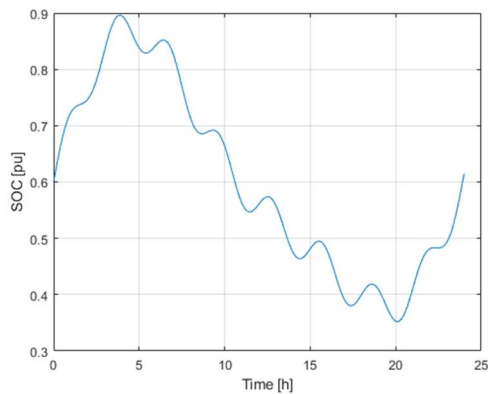


Fig. 66: Perfil de SOC ficticio diario II

Ciclo i	$DOD_i(\%)$	$\overline{SOC}_i(\%)$
1	2,316	84,055
1	0,648	68,879
0,5	29,62	74,81
1	2,697	56,033
1	3,118	47,93
1	3,833	39,949
1	0,027	48,319
0,5	54,412	62,414
0,5	26,225	48,32

Tabla 9: Conteo de ciclos del perfil de SOC II, con la función rainflow de MATLAB.

Para evaluar el número de ciclos de carga por cada día, su profundidad y el valor medio del SOC a lo largo de cada ciclo, se ha empleado el método de “flujo de lluvia” (en inglés *rainflow*) como explica Xu en su artículo [133]. Se trata de una herramienta que también incorpora MATLAB, empleada en el estudio de daños por fatiga mecánica en sistemas [135], pero aplicable también a la evaluación de la ciclabilidad de baterías [136], [137], [138]. En las dos parejas de figuras y tablas superiores se muestran dos ejemplos que ilustran la herramienta.

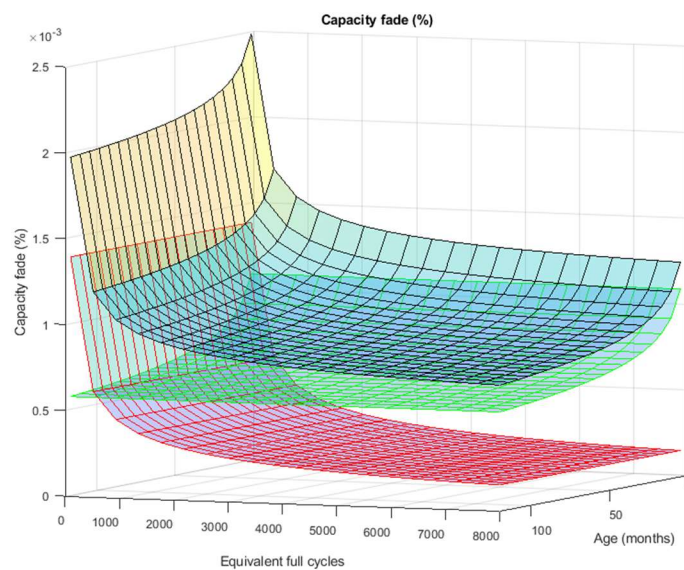


Fig. 67: Degradación de la capacidad de la batería según edad y ciclos acumulados, para el perfil de SOC I. En rojo, la degradación por ciclado, y en verde la degradación pasiva. En negro, la suma de ambas.

La Fig. 67 muestra la pérdida de capacidad de la batería según la edad y el ciclado, para una batería sometida a un ciclo y temperaturas determinado (ver Fig. 65). Obsérvese que la degradación es mayor cuanto más nueva sea la batería, porque el envejecimiento es más acelerado en los primeros momentos de vida de la batería.

El coste contable asociado a la operación de las baterías ( $c_B^k$ , ver Ec.(3)) es proporcional a la degradación de éstas, según el siguiente cálculo:

$$c_B^k = CAPEX \cdot \frac{\Delta CF^k}{100 - EOL(\%)} \cdot 100$$

Donde *CAPEX* (*Capital expenditure*) es la inversión que hay que realizar para adquirir un lote de baterías nuevas y *EOL%* (*End of Life*) es la vida útil límite para la cual la batería se considera que debe reemplazarse. Según la literatura [139], [140]



## 4. Casos de uso. Simulación de escenario real

---

El modelo propuesto de la degradación de baterías de litio hierro fosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ) en el capítulo anterior se ha empleado en una colaboración para simular una industria, sobre la cual se aplica un algoritmo de optimización de la energía.

### 4.1 Casos de uso

La planta de la que se toman datos y sobre la que se pretende optimizar su gestión de energía está dimensionada para una demanda de hasta 11.3 MVA, aunque en este problema sólo se consideran como variable de control de la demanda eléctrica los instantes en que entran a funcionar ciertos procesos de mecanizado, que son sólo parte del total de la demanda. Cuenta con un aerogenerador de 3.05 MW, y una instalación fotovoltaica sobre techo de 210 kW pico capaz de generar 160 MWh al año. Además, dispone de una turbina de gas de 140 kW para alimentar a la planta. El único gobierno sobre la turbina es el encendido o apagado, por lo que cuando entra a funcionar cede su máxima potencia (después del transitorio característico), sin posibilidad de regular su potencia, hasta la fecha.

Se ha simulado la instalación en dos escenarios, y se ha aplicado el algoritmo de optimización a cada uno de ellos. La diferencia entre un escenario y otro es el perfil de viento y la capacidad de la batería: el primero tiene menos viento y un sistema de baterías de 20MWh, y en el segundo el viento es mayor y cuenta con una capacidad de hasta 8MWh.

En ambos escenarios el sistema de almacenamiento de energía simulado son módulos de baterías  $\text{LiFePO}_4$  instalados en baja tensión que suman una capacidad de 1MWh. La referencia comercial se ha tomado de [141]. El precio de adquisición de cada módulo más inversor y controladores es de 6 800€, y cada uno tiene una capacidad de 20,48kWh, por lo que el precio total a falta de instalación es de 327 000€. Se ha incluido en el algoritmo que la carga no puede ser superior a 0.5C (100% de la capacidad en 2 horas), ni la descarga superior a 1C (100% de la capacidad en 1 hora). Las celdas son unidades prismáticas de 3.2V.

Por otro lado, se ha limitado la potencia máxima a la que pueden cargar o descargar las baterías, dado que la capacidad de transporte de los transformadores, conductores y aparataje es limitada. Se ha establecido que la potencia máxima sea de 10 MW.

Como la degradación es irregular según la edad y cuánto se haya ciclado la batería (ver Fig. 67) se ha tomado un punto medio, considerando que la batería tiene 20 meses desde que se fabrica, y que ha sufrido 1500 ciclos.

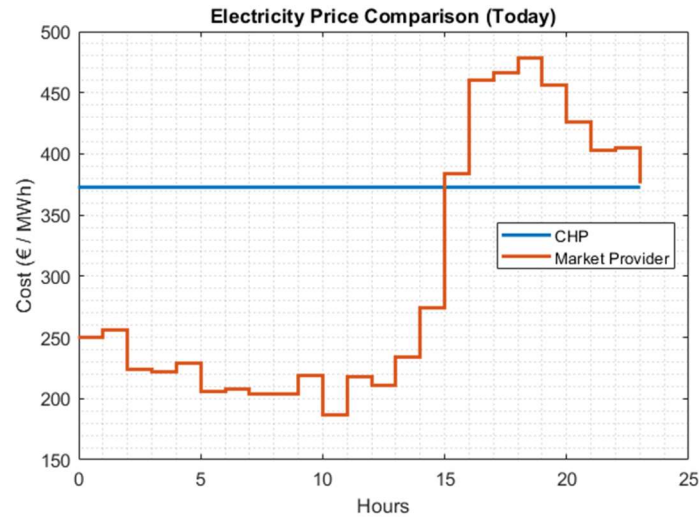


Fig. 68: Coste a lo largo del día de la energía. En naranja, el precio de la energía en el nudo de acceso a la red, en azul el coste de la energía producida por la turbina de gas.

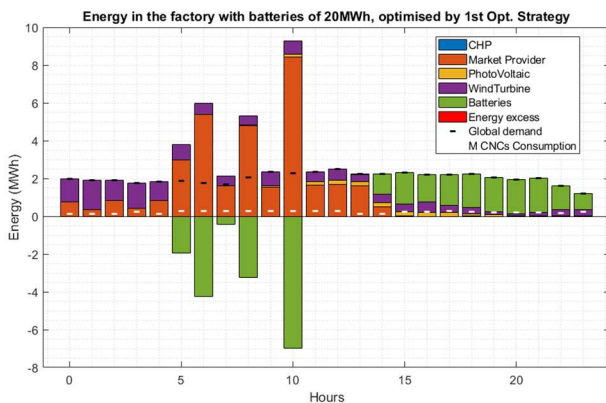


Fig. 69: Resultado de la optimización del escenario 1

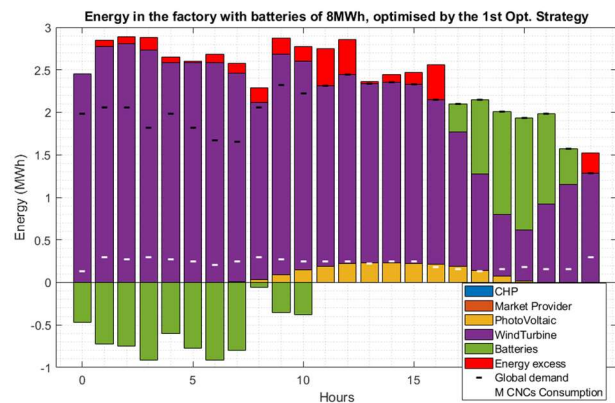


Fig. 70: Resultado de la optimización del escenario 2

El primer escenario observa que por la mañana el precio de la energía es mínimo y aprovecha para cargar al máximo las baterías. Las simulaciones hechas con baterías más grandes indicaban que la potencia que exigía el algoritmo a la red de la planta era desproporcionada a la capacidad térmica de la instalación, por lo que se estableció que la potencia máxima fuera de 10MW Ec.(10). A partir de las 15 el precio de la energía proporcionada por la red es más cara que la que genera la turbina de gas, por lo que se deja de importar energía por la acometida y se ordena a la CHP ponerse en funcionamiento. Es entonces también cuando el sistema de almacenamiento vuelve su energía, porque es el tramo horario más caro. Algo similar sucede con el segundo escenario, salvo que la presencia del viento es tal que no es necesario importar de la red ni generar energía en la turbina de gas. El sistema de baterías ofrece flexibilidad para almacenar cuando hay mucho recurso eólico, y proporcionar cuando falta.

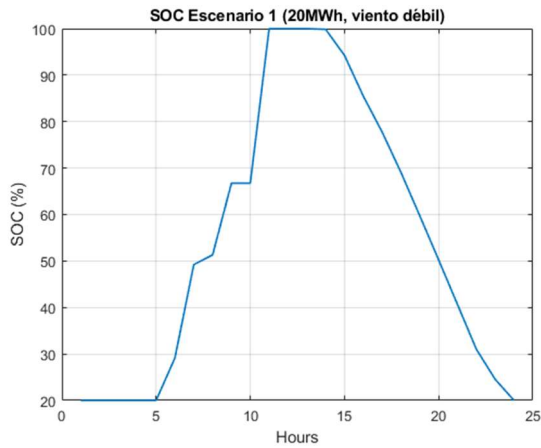


Fig. 71: Estado de carga de la batería durante el día en el escenario 1

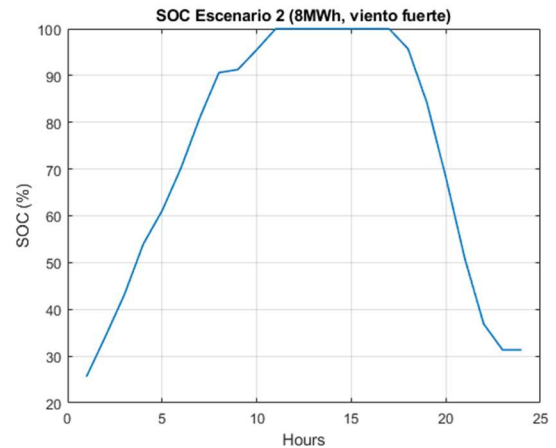


Fig. 72: Estado de carga de la batería durante el día en el escenario 2

Ciclo i	$DOD_i(\%)$	$\overline{SOC}_i(\%)$	Duración (h)
0,5	0	20	1
0,5	0	20	1
0,5	0	20	1
0,5	0	20	1
0,5	80	60	8
0,5	80	60	12

Tabla 10: Ciclado de la batería en el escenario 1

Ciclo i	$DOD_i(\%)$	$\overline{SOC}_i(\%)$	Duración (h)
0,5	49,53	49,24	17
0,5	54,21	47,51	6
0,5	0	20	1

Tabla 11: Ciclado de la batería en el escenario 2

Degradación por ciclado	0,0039%
Degradación pasiva	0,0016%
Coste diario	1870,6 €

Tabla 12: Degradación y coste asociado al uso de la batería en el escenario 1

Degradación por ciclado	0,00332%
Degradación pasiva	0,00185%
Coste diario	702,9 €

Tabla 13: Degradación y coste asociado al uso de la batería en el escenario 2

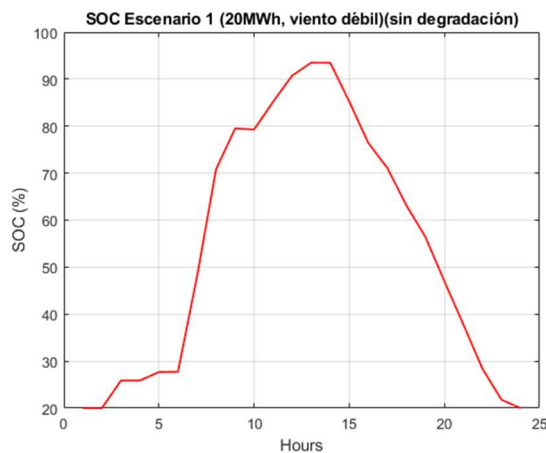


Fig. 73: Estado de carga de la batería para el escenario 1, sin considerar degradación de la batería

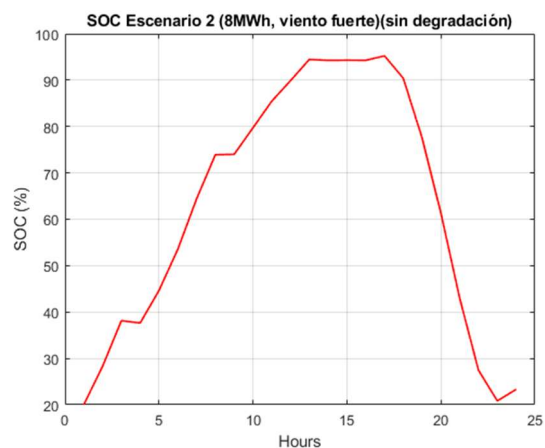


Fig. 74: Estado de carga de la batería para el escenario 2, sin considerar degradación de la batería

De comparar la Fig. 71 con Fig. 73, y Fig. 72 con Fig. 74 se observa que el coste asociado a la degradación es un factor relevante: aunque son parecidas, muestran diferencias. En primer lugar,

para reducir degradación el algoritmo encuentra que los individuos mejores (aquellas combinaciones de variables que proporcionan un coste menor) son las que hacen que la batería se cargue hasta su capacidad máxima.

## 4.2 Capacidad óptima

Además de comprobar que el algoritmo funciona correctamente cuando se integra el modelo de la degradación de la batería es especialmente interesante ver qué capacidad de la batería resulta óptima para instalar. Se ha corrido la optimización de ambos escenarios contemplando distintas capacidades del sistema de almacenamiento instalado. Un sistema de baterías mayor puede ofrecer más versatilidad en la gestión de la energía y unos ahorros mayores, pero también tiene unos costes de operación y adquisición mayores.

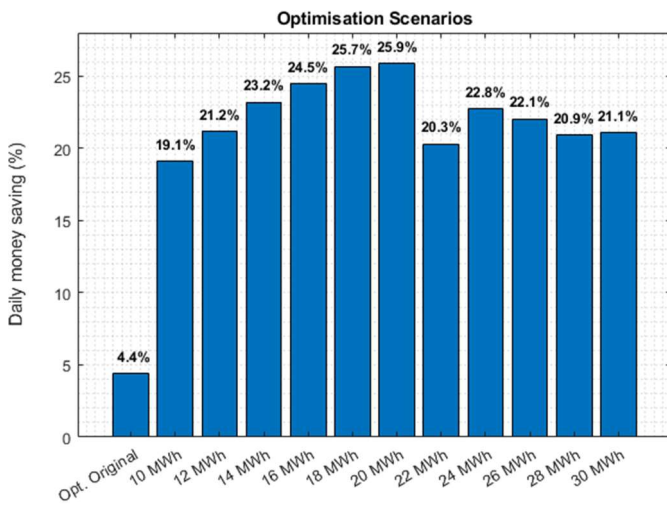


Fig. 75: Ahorro diario de consumo energético según diferentes capacidades, para el escenario con poco viento

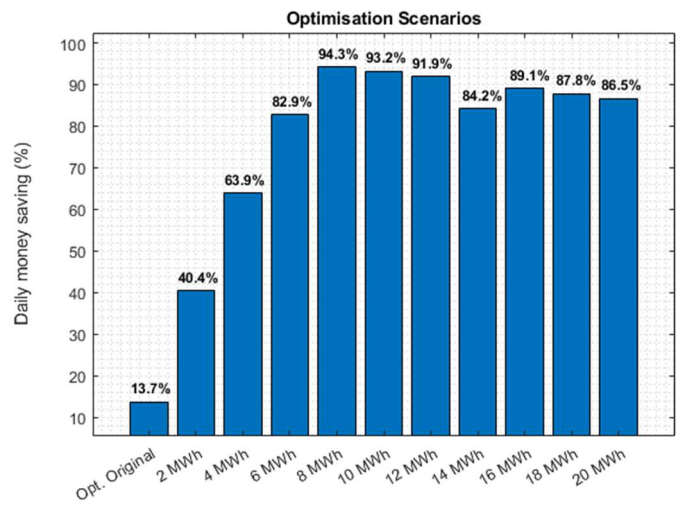


Fig. 76: Ahorro diario de consumo energético según diferentes capacidades, para el escenario con mucho viento

En función del recurso eólico y solar disponible, y el perfil del precio del gas y de la electricidad de la red la capacidad óptima será distinta. Se ofrecen los resultados del ahorro que ofrece operar con la flexibilidad de distintas capacidades de baterías. Dado el coste relativo a la degradación es aproximadamente proporcional con la capacidad, y los ahorros netos sin considerar este coste saturan a una determinada capacidad, existe una capacidad a la cual los ahorros son máximos.

## 5. Conclusiones y trabajos futuros

---

En este trabajo se ha hecho una revisión del estado del arte de sistemas de almacenamiento, elaborando una comparativa tecno-económica que determine qué tecnología puede resultar más adecuada para reducir costes en una instalación industrial con recursos energéticos renovables. Se explica la adaptación de un modelo de degradación de la capacidad de baterías de litio hierro fosfato ( $\text{LiFePO}_4$ ), y los resultados obtenidos de la inclusión de la adaptación del modelo en una colaboración para el desarrollo de un algoritmo de optimización de la energía en la simulación de una planta real.

- Localización óptima y restricciones de potencia

Se ha tomado la red de la instalación como un nudo único en el que se vierte y consume la potencia. Un estudio más avanzado puede incluir un flujo de cargas que establezca restricciones de potencia en las ramas, y que tenga en cuenta las pérdidas de joule en la red. Instalar en un único nudo o en varios puede dar resultados distintos, por lo que puede investigarse si compensa instalar módulos distribuidos por la planta o todos en el mismo nudo junto a las fuentes de generación de potencia (nudos de acceso a la red, conexión con la turbina eólica y la CHP).

- Tecnología óptima

Otra comparativa interesante que puede hacerse es observar las diferencias de ahorro según qué tecnología se instale. Se ha establecido en el capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** que la tecnología aparentemente más adecuada para la aplicación industrial presentada son las baterías de litio con cátodo de  $\text{LiFePO}_4$ , pero podría confirmarse que es la mejor elección modelando otras baterías como baterías de flujo, que aunque tienen menor rendimiento energético son más longevas; u otros sistemas de almacenamiento, como el almacenamiento electromecánico GES.

# 6. Anexo I: Tablas comparativas

Technical characteristics of electrical energy storage technologies.

Technology	Energy density (W h/L)	Power density (W/L)	Specific energy (W h/kg)	Specific power (W/kg)	Power rating (MW)	Rated energy capacity (MW h)
PHS	0.5–1.5 [4], 1–2 [26]	0.5–1.5 [4], ~1 [26]	0.5–1.5 [4]	–	100–5000 [4], 30 [34], < 4000 [114]	500–8000 [4], 180 Okinawa PHS [34,77]
Large-scale CAES	3–6 [4], 2–6 [26]	0.5–2 [4], ~1 [26]	30–60 [4]	–	Up to 300 [4], 110 & 290 [39], 1000 [70]	~ < 1000 [10], 580 & 2860 [38,42]
Overground small CAES	Higher than large-scale CAES	Higher than large-scale CAES	140 at 300 bar [174]	–	0.003–3 [51] Potential	~0.01 [10], ~0.002–0.0083 [51]
Flywheel	20–80 [4,26,123]	1000–2000 [4], ~5000 [26]	10–30 [4], 5–100 [57], 5–80 [176]	400–1500 [4]	<0.25 [4], 3.6 [60], 0.1–20 [13,177]	0.0052 [60], 0.75 [70], up to 5 [177]
Lead–acid	50–80 [4], 50–90 [70]	10–400 [4]	30–50 [4], 25–50 [178]	75–300 [4], 250 [70], 180 [57]	0–20 [4], 0–40 [14], 0.05–10 [179]	0.001–40 [179] More than 0.0005 [180]
Li-ion	200–500 [4], 200–400 [26], 150 [70]	1500–10,000 [26]	75–200 [4], 90 [70], 120–200 [181]	150–315 [4], 300 [70], 500–2000 [57]	0–0.1 [4], 1–100 [73], 0.005–50 [182]	0.024 [79], ~0.004–10 [182]
NaS	150–250 [4], 150–300 [26]	~140–180 [26]	150–240 [4], 100 [183], 174 [184]	150–230 [4], 90–230 [9], 115 [13]	<8 [4], <34 [14]	0.4–244.8 [81], 0.4 [185]
NiCd	60–150 [4], 15–80 [26], 80 [70]	80–600 [26]	50–75 [4], 50 [70], 45–80 [71]	150–300 [4], 160 [13], 150 [70]	0–40 [4], 27 [88], 40 [186]	6.75 [57,88]
VRB	16–33 [4], 25–35 [19]	~ < 2 [26]	10–30 [4]	166 [187]	~0.03–3 [4], 2 [188] possible 50 [5]	<60 [13], 2 [88], 3.6 [189]
ZnBr	30–60 [4], ~55–65 [26]	~ < 25 [26]	30–50 [4], 80 [190], 75 [191]	100 [190], 45 [191]	0.05–2 [4], 1–10 [73]	0.1–3 [13], 4 [14], 0.05 & 0.5 [192]
PSB	~20–30 [123]	~ < 2 [26]	~15–30 [123]	–	1–15 [4], 1 [193], 0.004 [194]	Potential up to 120 [193], 0.06 [194]
Capacitor	2–10 [4], ~0.05 [124]	100,000+ [4]	0.05–5 [4], <~0.05 [121,124]	~100,000 [4], >~3000–10 <sup>7</sup> [124]	0–0.05 [4]	–
Super-capacitor	10–30 [4], ~10–30 [123]	100,000+ [4]	2.5–15 [4], ~0.05–15 [124]	500–5000 [4], ~10,000 [124]	0–0.3 [4], ~0.3+ [26] ~0.001–0.1 [70]	0.0005 [70]
SMES	0.2–2.5 [4], ~6 [26]	1000–4000 [4], ~2500 [26]	0.5–5 [4], 10–75 [195]	500–2000 [4]	0.1–10 [4,14], ~1–10 [70]	0.0008 [70], 0.015 [138], 0.001 [196]
Solar fuel	500–10,000 [4]	–	800–100,000 [4]	–	0–10 [4], 6 and developing 20 [197]	–
Hydrogen Fuel cell	500–3000 [4]	500+ [4]	800–10,000 [4], ~150–1500 [124]	500+ [4], ~5–800 [124]	<50 [4], <10 [26], 58.8 [199]	0.312 [198], developing 39 [200]
TES	80–120, 120–200, 200–500 [4]	–	80–120, 80–200 [4], 150–250 [4]	10–30 [4]	0.1–300 [4], 15 [165], 10 [201]	–
Liquid air Storage	4–6 times than CAES at 200 bar [202]	–	214 [174]	–	10–200 [8], 0.3 [168]	2.5 [168]

Tabla 14: Características técnicas de sistemas de almacenamiento [27]

Cost Parameter	Combustion Turbine	PSH <sup>(b)</sup>			Flywheel <sup>(c)</sup>	CAES <sup>(b)</sup>	Ultracapacitor <sup>(d)</sup>		
		FS	AS	Ternary					
Response Time	From cold start: 10 min	SIA to FLG	5–70 s	60 s	20–40 s	From cold start: 10 min	0.016 s		
	Spin ramp rate: 8.33%/min	Shutdown to FG	75–120 s	90 s	65–90 s	From online to full power: 5 min			
		SIA to FL	50–80 s	70 s	25–30 s	From full speed no load to FL: 3.33 min			
	Quick start ramp rate: 22.2%/min	FL to FG	90–220 s	280 s	25–60 s	From offline to FL: 4 min			
		FG to FL	240–500 s	470 s	25–45 s				
Parameter		Lithium-Ion		Lead Acid		Redox Flow		Sodium-Sulfur	
		2018	2025	2018	2025	2018	2025	2018	2025
	Response Time (limited by PCS)		1 s		1 s		1 s		1 s
	Cycles at 80% DoD		3500		900		10,000		4000
	Life (Years)		10		2.6 (3)		15		13.5

Fig. 77: Características técnicas de sistemas de almacenamiento [140]

ESS technology	Power range (MW)	Energy rating (kWh)	Energy density (Wh/kg)	Power density (W/kg)	Discharge time (ms-h)	Response time (ms-h)	Round trip efficiency (%)
<b>Mechanical Energy Storage Systems</b>							
PHS	10-5000	2x10 <sup>5</sup> - 5x10 <sup>5</sup>	0.5-1.5	—	1 - 24+ hrs	min	70-85
FES	0.01-0.25	25-5k	5-80	700-12000	sec - 15 min	sec	90-95
CAES (underground)	5-300	2x10 <sup>5</sup> - 10 <sup>6</sup>	30-60	—	1 - 24+ hrs	min	41-75
CAES (overground)	3-15	2 - 8.3	140-300 bar	—	2 - 4 hrs	sec - min	70-90
<b>Electrical Energy Storage Systems</b>							
SCES	0.01-0.3	10 <sup>3</sup> - 5	0.05 - 15	10 - 10 <sup>6</sup>	ms - min	ms	85 - 95
SMES	0.01-10	15-100, 5x10 <sup>6</sup>	0.5 - 5	500 - 2k	ms - sec	ms	90 - 97
<b>Thermal Energy Storage Systems</b>							
Low temp TES	0.01-300	—	100-200	10 - 30	1 - 8 hrs	Slower	30 - 50
High temp TES	1-60	—	80-250	—	1 - 24+ hrs	not rapid	80
<b>Chemical Energy Storage Systems</b>							
Hydrogen (FC)	0.3-50	< 200k	600-1.2k	5 - 800	sec - 24 hrs	Sec	30 - 50
<b>Electrochemical Energy Storage Systems</b>							
Conventional Pb-A	< 20	18k-100k	30-50	200-400	sec - 5 hrs	ms	70-90
Ni-Cd	< 40	6.75k	15-55	150-350	1 - 8 hrs	ms	75
Ni-MH	< 0.03	0.01-500	60-80	150-460	hrs	ms	70-80
Advanced Li-ion	0.05-100	250-25k	120-230	150-2k	min - 1 hr	ms	85-95
Na-S	10-34	245k	150-240	150-230	6 - 7.2 hrs	ms	75-90
Na-MeCl <sub>2</sub> (ZEBRA)	0.005-1	120-5k	86-140	180-245	sec-hr	ms	90
Metal air Zn-air	0.01-1	60-150	1k - 1.3k	90-105	10 - 15 hrs	ms	50 - 65
Flow Battery VRFB	0.01-10	4k-40k	25 - 35	—	5 - 10 hrs	ms	60-75
HFB (ZBB)	2-10	50-500	65 - 75	—	8 - 10 hrs	ms	60-80

Fig. 78: Características técnicas de sistemas de almacenamiento [142]



## 7. Referencias bibliográficas

---

- [1] IEA (Agencia Internacional de Energía), «Key World Energy Statistics 2021,» 2021.
- [2] IPCC, «Climate Change 2021 The Physical Science Basis,» 2021.
- [3] U.S Global Change Research Program, «Climate Science Special Report,» 2018.
- [4] «World Resources Institute,» 11 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://www.wri.org/data/world-greenhouse-gas-emissions-2018>. [Último acceso: Julio 2022].
- [5] Climate Watch, «Climate Watch GHG Emissions,» 2019. [En línea]. Available: [https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=gas&chartType=area&end\\_year=2019&sectors=total-including-lucf&start\\_year=1990](https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=gas&chartType=area&end_year=2019&sectors=total-including-lucf&start_year=1990). [Último acceso: Julio 2022].
- [6] N. Unger, T. C. Bond, J. S. Wang, D. M. Koch, S. Menon, D. T. Shindell y S. Bauer, «Attribution of climate forcing to economic sectors,» *PNAS*, 2010.
- [7] Parlamento Europeo, «Legislative Train Schedule - Fit for 55 package under the european green deal,» [En línea]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/package-fit-for-55>. [Último acceso: Octubre 2022].
- [8] Agora Energiewende, [En línea].
- [9] H. Aijaz Shah y A. Uddin Ahmad, «Solar Energy and Duck Curve,» *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 2018.
- [10] O. Schmidt, S. Merlchior, A. Hawkes y I. Staffel, «Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,» *Joule* 3, pp. 81-100, 19 Enero 2019.
- [11] data.europa.eu, «Energy Storage Facilities in Europe 2020,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1hHHQYLdMuOCWaPQfZrRF0doPTUUVG8dr&ll=39.99228153805542%2C-3.5979796912886277&z=7>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [12] Sandia National Laboratories, «DOE Global Energy Storage Database,» 2021. [En línea]. Available: <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics.html>. [Último acceso: August 2022].
- [13] P. Nikolaidis, «Research Gate,» [En línea]. Available: <https://www.researchgate.net/profile/Pavlos-Nikolaidis/publications>.
- [14] E. Barbour, I. A. Grant Willson, J. Radcliffe, Y. Ding y Y. Li, «A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 61, pp. 421-432, 2016.

- [15] M. AlShafi y Y. Bicer, «Thermodynamic performance comparison of various energy storage systems from source-to-electricity for renewable energy resources,» *Energy*, nº 119626, 2021.
- [16] R. Baxter, K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian y V. Sprenke, «2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,» 2020.
- [17] A. Bravo Calderón, «Megaproyectos hidráulicos: consecuencias y conflictos,» *iagua*, 15 Enero 2018. [En línea]. Available: <https://www.iagua.es/blogs/arturo-bravo-calderon/megaproyectos-hidraulicos-consecuencias-y-conflictos>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [18] B. Hadjerioua, K. Stewart, S. DeNeale, W. Tinggen, S. Curd y B. Smith, «Toward Faster Commissioning of Pumped Storage Hydropower in the United States,» Portland, 2019.
- [19] «RheEnergy,» [En línea]. Available: <https://www.rheenergy.com/opportunities>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [20] D. Proctor, «Power,» 5 Enero 2022. [En línea]. Available: <https://www.powermag.com/former-coal-mine-will-house-new-pumped-hydro-storage-project/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [21] International Hydropower Association, «Hydropower Pumped Storage Tool,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [22] Red Eléctrica Española, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/salto-de-chira>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [23] M. Gimeno-Guitérrez y R. Lacal-Aránzaga, «Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage,» European Commission. Joint Research Centre, 2013.
- [24] B. Peacock, «Australian town to be powered by pumped-hydro microgrid,» *PV Magazine*, 26 Abril 2022. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2022/04/26/australian-town-to-be-powered-by-pumped-hydro-microgrid/>. [Último acceso: Septiembre 2022].
- [25] A. M. Gambelli, M. Filliponi y B. Castellani, «Performance analysis of a small-size CAES system,» de *AIP Conference Proceedings*, 2019.
- [26] M. King, A. Jain, R. Bhakar, M. Jyotirmay y J. Wang, «Overview of current compressed air energy storage projects and analysis of the potential underground storage capacity in India and the UK,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 110705, 2021.
- [27] X. Luo, J. Wang, M. Dooner y J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,» *Applied Energy*, pp. 511-536, 2015.
- [28] Fljmm, «Wikipedia,» 7 Octubre 2009. [En línea]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Bouteille\\_air\\_d%C3%A9marrage.JPG](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Bouteille_air_d%C3%A9marrage.JPG).

- [29] H. Ibrahim, K. Belmokhtar y M. Ghandour, «Investigation of Usage of Compressed Air Energy Storage for Power Generation System Improving - Application in a Microgrid Integrating Wind Energy,» de *9th International Renewable Energy Storage Conference*, Düsseldorf, 2015.
- [30] I. M. Vázquez Trujillos, Estado del arte de microrredes energéticas en España, Sevilla: Universidad de Sevilla, 2020.
- [31] X. Liu y K. Li, «Energy storage devices in electrified railway systems: A review,» *Transportation Safety and Environment*, vol. 2, n° 3, pp. 183-201, 2020.
- [32] D. Andrews, «Active Power Article - Flywheel energy storage,» Claverton Energy Research Group, 21 Junio 2009. [En línea]. Available: <https://claverton-energy.com/active-power-article-flywheel-energy-storage.html>. [Último acceso: Septiembre 2022].
- [33] M. R. Doyle, D. J. Samuel, T. Conway y R. R. Klimowski, *Electromagnetic Aircraft Launch Systems - EMALS*, Lakehurst, 1994.
- [34] «Gravity Power,» [En línea]. Available: <https://www.gravitypower.net/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [35] Gravity power, «Gravity power,» Diciembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.gravitypower.net/wp-content/uploads/2021/12/LCoE-chart-1.jpg>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [36] Universidad de California, «2020 Strategic Analysis of Energy Storage in California,» 2011.
- [37] ngcarlson, «Sustainable Mycology,» [En línea]. Available: <http://sustainablemycology.blogspot.com/2016/09/sisyphus-railroad-renewable-energy.html>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [38] «Energy Vault,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.energyvault.com/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [39] ARES Gravity Line, «ARES Gravity Line,» 2022. [En línea]. Available: <https://aresnorthamerica.com/gravityline/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [40] P. Dhar y N. Chakraborty, «Operation of two mechanically driven gravity energystorage systems using one wind turbine for uninterruptedenergy supply in an isolated microgrid,» *International Journal of Energy Research*, Wiley, pp. 1-13, 2022.
- [41] A. C. Ruoso, N. R. Caetano y L. A. Oliveira Rocha, «Storage Gravitational Energy for Small Scale Industrial and Residential Applications,» *Inventions*, MDPI, vol. 4, n° 4, 2019.
- [42] Electroche, «Wikipedia,» 24 Mayo 2019. [En línea]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Anode#/media/File:Fig\\_bat\\_Discharge\\_Charge3.png](https://en.wikipedia.org/wiki/Anode#/media/File:Fig_bat_Discharge_Charge3.png). [Último acceso: Agosto 2022].
- [43] «Standard Reduction Potential,» LibreTexts, 7 Marzo 2021. [En línea]. Available: [https://chem.libretexts.org/Bookshelves/Analytical\\_Chemistry/Supplemental\\_Modules\\_](https://chem.libretexts.org/Bookshelves/Analytical_Chemistry/Supplemental_Modules_)(

Analytical\_Chemistry)/Electrochemistry/Redox\_Chemistry/Standard\_Reduction\_Potential. [Último acceso: Agosto 2022].

- [44] D. Li, D. L. Danilov, H. J. Bergveld, R. A. Eichel y P. H. L. Notten, «Understanding Battery Aging Mechanisms,» de *Future Lithium-ion Batteries*, Croydon, UK, Royal Society of Chemistry, 2019, pp. 220-250.
- [45] G. P. Corey, «Battery energy storage solutions for premium power,» de *Proceedings of 11th Annual Battery Conference on Applications and Advances*, Albuquerque, NM, 1996.
- [46] T. Aboul-Seoud y J. Jatskevich, «Improving Power Quality in Remote Wind Energy Systems Using Battery Storage,» de *2008 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 2008.
- [47] P. Kurzweil, «Gaston Planté and his invention of the lead-acid battery - The genesis of the first practical rechargeable battery,» *Journal of Power Sources*, pp. 4424-4434, 2010.
- [48] S. Dhundhara, Y. Pal Verma y A. Williams, «Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in microgrid systems,» *Energy Conversion and Management*, pp. 122-142, 2018.
- [49] A. Alem Kebede, T. Coosemans, M. Messagie, T. Jemal, H. Ayele Behabtu, J. Van Mierlo y M. Bercibar, «Techno-economic analysis of lithium and lead-acid batteries in stationary energy storage application,» *Journal of Energy Storage*, vol. 40, nº 102748, 2021.
- [50] Q. Xiaotong, Z. Rui, H. Yanyong, S. Xialing y C. Xue, «A Multi-Criteria Decision-Making Approach for Energy Storage Technology Selection Based on Demand,» *Energies*, vol. 14, nº 6592, 2021.
- [51] JYC Battery, 14 Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.jycbattery.com/landscape-and-market-share-of-lead-acid-battery-industry/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [52] «Consortium for battery innovation,» [En línea]. Available: <https://batteryinnovation.org/resources/lead-battery-market-data/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [53] P.-H. Huang, J.-K. Kuo y C.-Y. Huang, «A new application of the UltraBattery to hybrid fuel cell vehicles,» *International Journal of Energy Research*, pp. 146-159, 2016.
- [54] Grand View Research, «Battery Market Size, Share & Trends Analysis; By Product (Lead Acid, Li-ion, Nickel Metal Hydride, Ni-cd),» 2018.
- [55] SmithBucklin Statistics Group, «National Recycling Rate Study,» Chicago, 2019.
- [56] Departamento de Energía de los Estados Unidos, «Energy Storage Grand Challenge. Energy Storage Market Report,» 2020.
- [57] M. S. Whittingham, «Lithium Batteries and Cathode Materials,» *Chem. Rev.*, pp. 4271-4302, 2004.

- [58] K. Mizushima, P. C. Jones, P. J. Wiseman y J. B. Goodenough, « $\text{Li}_x\text{CoO}_2$  ( $0 < x < 1$ ): A new cathode material for batteries of high energy density,» *Materials Research Bulletin*, vol. 15, pp. 783-789, 1980.
- [59] Notimérica, «Nobel de Química para los padres de las baterías de ion-litio,» 9 Octubre 2019. [En línea]. Available: <https://www.notimerica.com/ciencia-tecnologia/noticia-nobel-quimica-padres-baterias-ion-litio-20191009115853.html>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [60] PV Magazine, «Tesla big battery begins providing inertia grid services at scale in world first in Australia,» 27 Julio 2022. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2022/07/27/tesla-big-battery-begins-providing-inertia-grid-services-at-scale-in-world-first-in-australia/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [61] P. Christmann, E. Gloaguen, J.-F. Labbé, J. Melleton y P. Piantoe, «Lithium Process Chemistry. Resources, Extraction, Batteries and Recycling,» de *Global Lithium Resources and Sustainability Issues*, Orleans, Elsevier, 2015.
- [62] H. Ritchie, «Our World in Data,» 4 Junio 2021. [En línea]. Available: <https://ourworldindata.org/battery-price-decline>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [63] Benchmark, «Lithium prices remain near record highs,» 25 Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://www.benchmarkminerals.com/membership/what-is-driving-lithium-prices-in-2022-and-beyond/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [64] L. Mauler, F. Duffner, W. G. Zeier y J. Leker, «Battery cost forecasting: A review of methods and results with an outlook to 2050,» *Energy & Environmental Science*, pp. 4712-4739, 2021.
- [65] BloombergNEF, [En línea].
- [66] N. Yabuuchi, K. Kubota, M. Dahbi y S. Komaba, «Research Development on Sodium-Ion Batteries,» *Chemical Reviews*, pp. 1163-11682, 2014.
- [67] P. C., «Presentation given at the advanced automotive battery conference 2014 - Avicenne Energy,» de *Battery Market Development for Consumer Electronics Automotive and Industrial Material Requirements and Trends*, Paris, 2014.
- [68] Wood Mackenzie, «Global lithium-ion battery capacity to rise five-fold by 2030,» 22 Marzo 2022. [En línea]. Available: <https://www.woodmac.com/press-releases/global-lithium-ion-battery-capacity-to-rise-five-fold-by-2030/>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [69] Y. Pregar, H. M. Barkholtz, A. Fresquez, D. L. Campbell, B. W. Juba, J. Román-Kustas, S. R. Ferreira y B. Chamala, «Degradation of Commercial Lithium-Ion Cells as a function of Chemistry and Cycling Conditions,» *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 167, n° 120532, 2020.
- [70] «Lithium-ion Battery Market Size [2021-2028],» 30 Mayo 2022. [En línea]. Available: <https://www.globenewswire.com/en/news-release/2022/05/30/2452513/0/en/Lithium-ion-Battery-Market-Size-2021-2028-worth-USD-193-13-Billion-exhibiting-a-CAGR-of-23-3.html>. [Último acceso: Agosto 2022].

- [71] E. J. Berg, C. Villevieille, D. Streich, S. Trabesinger y P. Novák, «Rechargeable Batteries: Grasping fo the Limits of Chemistry,» *Journal of The Electrochemical Society*, nº 162, pp. A2468-A2475, 2015.
- [72] Emerging technology News, «Cathode - the erngy source of a lithium-ion battery,» Customized Energy Solutions, Junio 2021. [En línea]. Available: <https://etn.news/energy-storage/cathode-the-energy-source-of-a-li-ion-battery>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [73] T. Le Varlet, O. Schmidt, A. Gambir, S. Few y S. Iain, «Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage,» *Journal of Energy Storage*, nº 101230, 2020.
- [74] Z. Wang, S. M. Selbach y T. Grande, «Van der Waals density functional study of the energetics of alkali metal intercalation in graphite,» *RSC Advances*, vol. 4, nº 4069, 2014.
- [75] Y. Kim, H. Kwang-Ho, S. M. Oh y K. T. Lee, «High-Capacity Anode Materials for Sodium-Ion Batteries,» *Chemistry Europe Journal*, pp. 11980-11992, 2014.
- [76] B. Jache y P. Adelhelm, «Use of Graphite as a Higly Reversible Electrode with Superior Cycle life for Sodium-Ion Batteries by Making Use of Co-Intercalation Phenomena,» *Angewandte Cehmie*, vol. 53, pp. 10169-10173, 2014.
- [77] A. Eftekhari, «Energy efficiency: a critically important but neglected factor in battery research,» *Sustainable Energy & Fuels*, pp. 2053-2060, 2017.
- [78] A. Eftekhari y D.-W. Kim, «Sodium-ion batteries: New opportunities beyond energy storage by lithium,» *Jorunal of Power Sources*, pp. 336-348, 2018.
- [79] J. F. Peters, A. Peña Cruz y M. Weil, «Exploring the Economic Potential of Sodium-Ion Batteries,» *MDPI Batteries*, 2018.
- [80] M. Lathika Divya, Y.-S. Lee y V. Aravindan, «Solvent Co-intercalation: An Emerging Mechanism in Li-, Na-, and K-ion Capacitors,» *ACS Energy Letters*, pp. 4228-4244, 2021.
- [81] United Nations Industrial Development Organization, «Sodium Sulphur Battery,» [En línea]. Available: [http://www.unido.or.jp/en/technology\\_db/4394/](http://www.unido.or.jp/en/technology_db/4394/). [Último acceso: Agosto 2022].
- [82] NDK insulators, 7 Junio 2012. [En línea]. Available: [https://www.ngk-insulators.com/en/news/20120425\\_9322.html](https://www.ngk-insulators.com/en/news/20120425_9322.html). [Último acceso: Agosto 2022].
- [83] Electronics 360, «Mitsubishi installs 50MW energy storage system to japanese power company,» 11 Marzo 2016. [En línea]. Available: <https://electronics360.globalspec.com/article/6402/mitsubishi-installs-50mw-energy-storage-system-to-japanese-power-company>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [84] S. Tewari y N. Mohan, «Value of NAS Energy Storage Toward Integrating Wind: Results form the Wind to Battery Project,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 1, pp. 532-541, 2013.

- [85] P. Nikolaidis y A. Poulikkas, «A comparative review of electrical energy storage systems for better sustainability,» *Journal of Power Technologies*, pp. 220-245, 2017.
- [86] K. E. Gill, «The giant battery in Alaska,» *Wired Pen*, 27 Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://wiredpen.com/2022/08/27/the-giant-battery-in-alaska/>. [Último acceso: Septiembre 2022].
- [87] S. R. Salkuti, «Electrochemical batteries for smart grid applications,» *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 11, nº 3, pp. 1849-1856, 2021.
- [88] ATSDR, «Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades,» 6 Mayo 2016. [En línea]. Available: [https://www.atsdr.cdc.gov/es/phs/es\\_phs5.html#bookmark5](https://www.atsdr.cdc.gov/es/phs/es_phs5.html#bookmark5). [Último acceso: Agosto 2022].
- [89] P. Bernard y M. Lippert, «Nickel-Cadmium and Nickel-Metal Hydride Battery Energy Storage,» de *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*, Elsevier, 2015, pp. 223-251.
- [90] Asian Development Bank, *Handbook on Battery Energy Storage System*, 2018.
- [91] S. Vázquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo y J. M. Carrasco, «Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, nº 12, 2010.
- [92] M. Guarnieri, P. Mattavelli, G. Petrone y G. Spanuolo, «Vanadium Redox Flow Batteries. Potentials and Challenges of an Emerging Storage Technology,» *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 2016.
- [93] L. Thaller, «Electrically Rechargeable Redox Flow Cell». Ohio, USA Patente 3994064, 22 Agosto 1974.
- [94] W. Kangro, «Verfahren zur Speicherung von elektrischer Energie. (Métodos de almacenamiento de energía eléctrica)». Alemania Patente DE914264C, Junio 1949.
- [95] B. Hu, C. DeBruiler, M. Hu, W. Wu y L. T. Liu, «Redox-Active Inorganic Materials for Redox Flow Batteries,» de *Encyclopedia of Inorganic and Bioinorganic Chemistry*, Wiley, 2019, pp. 211-236.
- [96] R. F. Ghan, N. H. Hagedorn y J. A. Johnson, «Cycling Performance of the Iron-Chromium Redox Energy Storage System Conservation and Renewable Energy,» de *Cycling performance of the iron-chromium redox energy storage system*, Cleveland, 1985.
- [97] F. Díaz-González, A. Sumper y O. Gomis-Bellmunt, «The hydrogen-Based Energy Storage System,» de *Energy Storage in Power Systems*, Wiley, 2016, pp. 112-114.
- [98] P. Taylor, R. Bolton, D. Stone, Z. Xiao-Ping y P. Chris and Upham, «Pathways for Energy Storage in the UK,» *The Centre for Low Carbon Futures*, 2012.
- [99] J. A. Roca, «España, la reina del hidrógeno verde en Europa: alberga más de la mitad de la capacidad planificada de electrolizadores para 2030 con 72.000 MW,» *El Periódico de la Energía*, 7 Septiembre 2021.



- [100] J. Revuelta, *Comentario en LinkedIn*.
- [101] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, «Safe Use of Hydrogen,» 202. [En línea]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/safe-use-hydrogen>. [Último acceso: Septiembre 2022].
- [102] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li y Y. Ding, «Progress in electrical energy storage system: A critical review,» *Progress in Natural Science*, pp. 291-312, 2009.
- [103] M. Ergin Sahin, F. Blaabjeerg y A. Sangwongwanich, «A Comprehensive Review on Supercapacitor Applications and Developments,» *Design, Analysis and Application of Power Electronics, Motor Drives and Renewable Energy Systems*, vol. 15, n° 3, 2022.
- [104] Electronics Tutorials, «Ultracapacitors,» Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://www.electronics-tutorials.ws/capacitor/ultracapacitors.html>. [Último acceso: Agosto 2022].
- [105] Mouser electronics, «Eaton XLR Supercapacitor Modules,» Abril 2016. [En línea]. [Último acceso: Agosto 2022].
- [106] H. Akagi, «Active Harmonic Filters,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, n° 12, pp. 2128-2141, 2005.
- [107] E. Hossain, H. M. Resalat Faruque, M. Samiul Haque Sunny, N. Mohammad y N. Nawar, «A Comprehensive Review on Energy Sotrage Systems: Types, Comparison, Current Scenario, Applications, Barriers, and Potential Solutions, Policies and Future Prospects,» *Energies*, n° 3651, 2020.
- [108] P. Fleuchaus, B. Godshalk, I. Stober y P. Blum, «Wolrldwide application of aquifer thermal energy storage - A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 861-876, 2018.
- [109] C. Knowlen, A. Herzberg y A. T. Mattic, «Automotive propulsion using liquid nitrogen,» *AIAA*, n° 1994-3349, 1994.
- [110] J. Williams, «Cryogenic automobile propulsion: heat exchanger design and performance issues,» *AIAA*, n° 1997-0017, 1997.
- [111] C. A. Ordonez, «Liquid nitrogen fueled, closed Brayton cycle cryogenic heat engine,» *Energy Conversion & Management*, pp. 331-341, 2000.
- [112] K. Kishimoto, K. Hasegawa y T. Asano, «Development of generator of liquid air storage energy system,» Mitsubishi Heavy Industries, 117-120, 1998.
- [113] H. S. Chen y Y. L. Ding, «A cryogenic energy system using liquid/slush air as the energy carrier and waste heat and waste cold to maximise efficiency, specifically it does not use combustion in the expansion process». Reino Unido Patente G042226PT, 27 Febrero 2006.
- [114] D. S. Wen, H. S. Chen, Y. L. Ding y P. Dearman, «Liquid Nitrogen Injection into Water: Pressure Build-Up and Heat Transfer,» *Cryogenics*, pp. 740-748, 2006.

- [115] S. Kuravi, J. Trahan, D. Y. Goswami, M. M. Rahman y E. K. Stefanakos, «Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants,» *Progress in Energy and Combustion Science*, pp. 285-319, 2013.
- [116] R. I. Dunn, P. J. Hearps y M. N. Wright, «Molten-Salt Power Towers: Newly Commercial Concentrating Solar Storage,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, n° 2, pp. 504-515, 2011.
- [117] Departamento de Física Aplicada III, «Ciclo de Carnot,» 11 Marzo 2014. [En línea]. Available: [http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo\\_de\\_Carnot](http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_de_Carnot). [Último acceso: Agosto 2022].
- [118] Massachusetts Institute of Technology, «The Future of Energy Storage. An Interdisciplinary MIT study,» MIT, Boston, 2022.
- [119] A. F. Ghoniem, «Needs, resources and climate change: Clean and efficient conversion technologies,» *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 37, pp. 15-51, 2011.
- [120] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes y I. Staffell, «Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,» *Joule*, vol. 3, pp. 81-100, 2016.
- [121] C. R. Birkl, M. R. Roberts, E. McTurk, P. C. Bruce y D. A. Howey, «Degradation diagnostics for lithium ion batteries,» *Journal of Power Sources*, vol. 341, pp. 373-386, 2017.
- [122] M. Dubarry, C. Truchot y B. Y. Liaw, «Cell degradation in commercial LiFePO<sub>4</sub> cells with high-power and high-energy designs,» *Journal of Power Sources*, vol. 258, pp. 408-4019, 2014.
- [123] L. Tan, L. Zhang, Q. Sun, M. Shen, Q. Qu y H. Zheng, «Capacity loss induced by lithium deposition at graphite anode for LiFePO<sub>4</sub>/graphite cell cycling at different temperatures,» *Electrochimica Acta*, n° 111, pp. 802-808, 2013.
- [124] Z. Guo y Z. Chen, «High-temperature capacity fading mechanism for LiFePO<sub>4</sub>/graphite soft-packed cell without dissolution,» *Journal of Electroanalytical Chemistry*, n° 754, pp. 148-153, 2015.
- [125] J. Wang, P. Liu, J. Hicks-Garner, E. Sherman, S. Soukiazian, M. Verbrugge, H. Tataria, J. Musser y P. Finamore, «Cycle -life model for graphite-LiFePO<sub>4</sub> cells,» *Journal of Power Sources*, vol. 196, pp. 3942-3948, 2011.
- [126] E. Sarasketa-Zabala, I. Gandiaga, L. Rodríguez-Martínez y I. Villarreal, «Calendar ageing analysis of a LiFePO<sub>4</sub>/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions,» *Journal of Power Sources*, n° 272, pp. 45-57, 2014.
- [127] M. Lewerenz, J. Münnix, J. Schmalstieg, S. Käbitz, M. Knips y D. U. Sauer, «Systematic aging of commercial LiFePO<sub>4</sub>/Graphite cylindrical cells including a theory explaining rise of capacity during aging,» *Journal of Power Sources*, vol. 345, pp. 254-263, 2017.
- [128] S. Sun, T. Guan, Z. Pengian, Y. Gao, X. Cheng, D. Chunyu y G. Yin, «Accelerated Aging Analysis on Cycle Life of LiFePO<sub>4</sub>/Graphite Batteries Based on Different Rates,» *ChemElectroChem*, vol. 5, pp. 2301-2309, 2018.

- [129] L. Lam y P. Bauer, «Practical Capacity Fading Model for Li-ion Battery Cells in Electric Vehicles,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, n° 12, pp. 5910-5918, 2013.
- [130] S. Barcellona y L. Piegari, «Effect of current on cycle aging of lithium ion batteries,» *Journal of Energy Storage*, 2020.
- [131] J. Zhu, M. Knapp, D. r. Sørensen, M. Heere, S. Mariyam, D. D., M. Müller, L. Meracre, H. Dai, A. Senyshyn, X. Wei y H. Ehrenberg, «Investigation of capacity fade for 18650-type lithium-ion batteries cycled in different state of charge (SoC) ranges,» *Journal of Power Sources*, 2021.
- [132] M. Jafari, K. Khan y L. Gauchia, «Deterministic models of Li-ion battery aging: It is a matter of scale,» *Journal of Energy Storage*, vol. 20, pp. 67-77, 2018.
- [133] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson y D. S. Kirschen, «Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n° 2, pp. 1131-1140, 2018.
- [134] D.-I. Stroe, M. Swierczynski, A.-I. Stroe, R. Laerke, P. C. Kjaer y R. Teodorescu, «Degradation Behavior of Lithium-Ion Batteries Based on Lifetime Models and Field Measured Frequency Regulation Mission Profile,» *IEEE Transaction on Industry Applications*, vol. 52, n° 6, pp. 5009-5018, 2016.
- [135] M. Matsuishi y E. T., «Fatigue of Metals Subjected to Varying Stress,» *Japan Soc. Mech. Eng.*, pp. 37-40, 1968.
- [136] R. Dufo-López y J. L. Bernal-Agustín, «Multi-objetive design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems,» *Renewable Energy*, vol. 33, n° 12, pp. 2559-2572, 2008.
- [137] S. Mishra, M. Pecht, T. Smith, I. McNee y R. Harris, «Remaining life prediction of electronic products using life consumption monitoring approach,» de *European Microelectronics Packaging and Interconnection Symposium*, Cracow, 2002.
- [138] M. Chawla, R. Naik, R. Burra y H. Wiegman, «Utility Energy Storage Life Degradation Estimation Method,» de *2010 IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply*, Waltham, MA, USA, 2010.
- [139] X. Han, L. Lu, Y. Zheng, X. Feng, Z. Li, J. Li y M. Ouyang, «A review on the key issues of the lithium ion battery degradation among the whole life cycle,» *eTransportation*, 2019.
- [140] K. Mongird, V. Viswanathan, P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov y B. Hadjerioua, «An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics,» *MDPI energies*, vol. 13, n° 3307, 2020.
- [141] Shenzen OSM energy technology, «400V High Voltage LiFePo4 Lithium Battery,» 2022. [En línea]. Available: <https://osmbattery.com/products/400v-20ah-high-voltage-lifepo4-lithium-battery-ups-storage-system/>. [Último acceso: Noviembre 2022].
- [142] F. Nadeem, S. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami y A. T. Ustin, «Comparative Reviewo of Energy Storage Systems, Their Roles and Impacts on Future Power Systems,» *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4555-4585, 2019.

- [143] W. He, M. King, X. Luo, M. Dooner, D. Li y J. Wang, «Technologies and economics of electric energy storage in power systems: Review and perspective,» *Advances in Applied Energy*, vol. 4, Mayo 2021.
- [144] EIA (Energy Information Administration), «Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends,» Washington, DC, 2021.
- [145] T. A. Boden, G. Marland y R. J. Andres, «Global, Regional and National Fossil-Fuel CO<sub>2</sub> Emissions Carbon Dioxide Information Analysis Center,» Oak Ridge, Tennessee, 2015.
- [146] «The NOAA Annual Greenhouse Gas Index,» 2022. [En línea]. Available: <https://gml.noaa.gov/aggi/aggi.html>. [Último acceso: Julio 2022].
- [147] Efbrazil, «File:Greenhouse Gas Emissions by Economic Sector.svg,» 6 Marzo 2020. [En línea]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Greenhouse\\_Gas\\_Emissions\\_by\\_Economic\\_Sector.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Greenhouse_Gas_Emissions_by_Economic_Sector.svg). [Último acceso: Julio 2022].
- [148] H. Ritchie, «Our World in Data,» 18 Septiembre 2020. [En línea]. Available: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>. [Último acceso: Julio 2022].
- [149] Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, «Atmósfera.cl,» [En línea]. Available: <http://www.atmosfera.cl/HTML/TEMAS/CALENTAMIENTO/calen4.HTM>. [Último acceso: Julio 2022].
- [150] S. M. Helms, «Jawa Excavations 1974: A Preliminary Report,» 1976.
- [151] Ö. Wikander, *Handbook of Ancient Water Technology*, 2000.
- [152] F. I. T. Petrescu y R. V. V. Petrescu, «Hydropower and Pumped-Storage,» *News in Renewable and Sustainable Energy*, 2015.
- [153] P. e. Viejo, *Naturalis historia*, vol. Libro XXXIII, Antigua Roma, 100.
- [154] M. Safari y C. Delacourt, «Aging of a Commercial Graphite/LiFePO<sub>4</sub> Cell,» *Journal of The Electrochemical Society*, pp. A1123-A1135, 2011.
- [155] V. . Ruiz, A. Ibtissam, Á. Kriston y M. Destro, «Degradation Studies on Lithium Iron Phosphate - Graphite Cells. The Effect of Dissimilar Charging - Discharging Temperatures,» *Electrochimica Acta*, vol. 240, pp. 495-505, 2017.
- [156] K. A. Severson, P. M. Attia, N. Jin, N. Perkins, B. Jiang, Z. Yang, M. H. Chen, M. Aykol, P. K. Herring, D. Fraggadakis, M. Z. Bazant, S. J. Harris, W. C. Chueh y R. D. Braatz, «Data-driven prediction of battery cycle life before capacity degradation,» 23 Enero 2019. [En línea]. Available: <https://data.matr.io/1/projects/5c48dd2bc625d700019f3204>. [Último acceso: Julio 2022].
- [157] Dpto de Física Aplicada III (Universidad de Sevilla), «Ciclo Brayton. Wiki del Dpto de Física Aplicada III,» 20 Mayo 2009. [En línea]. Available: [http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo\\_Brayton](http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Brayton). [Último acceso: Agosto 2022].

- [158] P. Johnson, Assessment of Compressed Air Energy Storage System (CAES), Chattanooga, Tennessee: University of Tennessee, 2014.
- [159] H. Pse-Hsing, J.-K. Kuo y H. Chung-Yen, «A new application of the Ultra Battery to hybrid fuel cell vehicles,» *International Journal of Energy Research*, pp. 146-159, 2016.
- [160] T. Janoschka y et al., «An aqueous, polymer-based redox-flow battery using non-corrosive, safe, and low-cost materials,» *Nature*, vol. 527, pp. 78-81, 2015.
- [161] J. A. Becerra Villanueva, R. Chacartegui, J. M. Valverde y C. Ortiz, «Power cycles integration in concentrated solar power plants with energy storage based on calcium looping,» *Energy Conversion and Management*, n° 149, pp. 815-829, 2017.
- [162] V. Kalkhambkar, R. Kumar y R. Bhakar, «Energy loss minimization through peak shaving using energy storage,» *Perspectives in Science*, vol. 8, pp. 162-165, 2016.
- [163] R. Sebastián, «Application of a battery energy storage for frequency regulation and peak shaving in a wind diesel power system,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, n° 3, pp. 764-770, 2015.
- [164] Schmidt, Melchior, Hawkes y Staffell, «Lifetime cost of electricity storage,» 2019. [En línea]. Available: <https://energystorage.shinyapps.io/LCOSApp/>. [Último acceso: Septiembre 2022].
- [165] Y. E. Durmus, H. Zhang, F. Baakes, G. Desmaizieres, H. Hayun, L. Yang, M. Kolek, V. Küpers, J. Janek, D. Mandler, S. Passerini y Y. Ein-Eli, «Side by Side Battery Technologies with Lithium-Ion Based Batteries,» *Advanced Energy Materials*, n° 2000089, 2020.
- [166] E. Chemali, M. Preindl, P. Malysz y A. Emadi, «Electrochemical and Electrostatic Energy Storage and Management Systems for Electric Drive Vehicles: State-of-the-Art Review and Future Trends,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 4, n° 3, pp. 1117-1134, 2016.
- [167] M. Motalleb, E. Reihani y R. Ghorbani, «Optimal placement and sizing of the storage supporting transmission and distribution networks,» *Renewable Energy*, vol. 94, pp. 651-659, 2016.