

Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en Organización Industrial y  
Gestión de Empresas

Análisis económico de almacenamiento de energía  
en la red eléctrica mediante baterías de litio

Autora: Esther Pérez Sapena

Tutores: Ángel Arcos Vargas

David Canca Ortiz

**Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2019





Trabajo Fin de Máster  
Máster Universitario en Organización Industrial y Gestión de Empresas

# **Análisis económico de almacenamiento de energía en la red eléctrica mediante baterías de litio**

Autora:

Esther Pérez Sapena

Tutores:

Ángel Arcos Vargas

Profesor Titular (acreditado)

David Canca Ortiz

Catedrático de Universidad

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Máster: Análisis económico de almacenamiento de energía en la red eléctrica mediante baterías de litio

Autora: Esther Pérez Sapena

Tutores: Ángel Arcos Vargas  
David Canca Ortiz

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*



# Resumen

---

El objeto de este Trabajo de Fin de Máster es analizar económicamente la viabilidad del almacenamiento de energía en baterías de litio con los resultados obtenidos de un modelo matemático.

Para poder abordar este problema previamente se ha llevado a cabo un análisis de la literatura en el que se ha investigado sobre la situación actual de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía con las características y los principales usos que tiene cada una.

Gracias al estado del arte se ha detallado cómo es el funcionamiento del sistema eléctrico español explicando los diferentes tipos de energía que existen tanto renovable como no renovable. También se exponen los mercados eléctricos en los que se llevan a cabo las transacciones de energía eléctrica para obtener los precios de la electricidad para cada hora del día. Estos precios se utilizarán para conseguir los resultados en los capítulos del modelo matemático y del análisis financiero.

Consecutivamente se ha realizado una descripción de las diferentes baterías que existen en el mercado y el motivo por el que se decide ejecutar el trabajo con una batería de litio.

Utilizando el modelo matemático que el profesor David Canca Ortiz ha creado para otras investigaciones paralelas, se consigue averiguar la cantidad de energía que habría que comprar o vender en cada hora del año durante el tiempo en el que dure la batería según las características impuestas en el modelo.

A partir de los resultados obtenidos del modelo matemático utilizado, se trata de identificar mediante un análisis financiero qué tamaño de inversor será el óptimo con el tamaño de batería empleado y, de esta forma, tomar una serie de decisiones al respecto.



# Abstract

---

The purpose of this Master's Degree Final Project is to analyse economically the viability of storing energy in lithium ion batteries with the results obtained from a mathematical model.

Previously, a detailed analysis of the literature has been carried out in which the current situation of different energy storage technologies has been investigated with the features and the main uses they have.

Thanks to the state of art, it has been described how the Spanish electric system works explaining the existing different types of energy, both renewable and non-renewable. Also, the electricity markets where the electricity agreements take place to acquire the hourly price of the electricity, have been explained. These prices will be used to achieve the results in the mathematical model and financial analysis chapters.

Consecutively, the different existing batteries have been described and the reason why the lithium ion battery was chosen.

Using the mathematical model created by professor David Canca Ortiz, it might be possible to calculate the amount of energy to buy and sell at every hour of the year during the battery's life, knowing the features imposed in the model.

Based on the results obtained from the mathematical model used, the aim is to identify through a financial analysis which electric inverter size will be optimal with the battery size used and, in this way, take measures in that regard.

# Índice

---

<b>Resumen</b>	<b>ix</b>
<b>Abstract</b>	<b>xi</b>
<b>Índice</b>	<b>xii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xvi</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2 Funcionamiento del Sistema Eléctrico Español</b>	<b>3</b>
2.1 <i>Sector eléctrico previo</i>	5
2.2 <i>Sector eléctrico actual</i>	5
2.3 <i>Funcionamiento</i>	7
2.3.1 Generación	7
2.3.2 Subestación transformadora elevadora	9
2.3.3 Red de transporte	9
2.3.4 Subestación transformadora reductora (subestación de transporte)	9
2.3.5 Red de distribución	9
2.3.6 Centros de transformación	10
2.3.7 Comercialización	10
2.3.8 Consumidores	10
2.4 <i>Tipos de mercados eléctricos</i>	11
2.4.1 Mercado diario	11
2.4.2 Mercado intradiario	15
<b>3 Estado del Arte</b>	<b>17</b>
3.1 <i>Tipos de almacenamiento de energía</i>	17
3.2 <i>Funcionamiento del mercado eléctrico</i>	23
3.3 <i>Participación en el Mercado (arbitraje de precios)</i>	24
3.4 <i>Otras aplicaciones</i>	31
<b>4 Tecnología Óptima de Almacenamiento</b>	<b>32</b>
4.1 <i>Tipos de baterías en el mercado</i>	33
4.1.1 Batería de plomo ácido (lead acid, LA)	34
4.1.2 Batería de ion litio (lithium ion, Li-ion)	36
4.1.3 Batería de níquel cadmio (NiCd)	38
4.1.4 Batería de níquel metal hidruro (NiMH)	40

4.1.5	Batería de sulfuro de sodio (NaS)	41
4.1.6	Batería Zebra	42
4.1.7	Batería de flujo	43
4.2	<i>Elección batería litio ion</i>	48
<b>5</b>	<b>Modelo Matemático</b>	<b>57</b>
<b>6</b>	<b>Aplicación del Modelo Matemático</b>	<b>63</b>
6.1	<i>Datos iniciales modelo matemático</i>	63
6.2	<i>Resultados del modelo matemático</i>	64
<b>7</b>	<b>Análisis Financiero</b>	<b>67</b>
7.1	<i>Datos iniciales análisis financiero</i>	68
7.2	<i>Resultados del análisis financiero</i>	69
7.3	<i>Valoración de posibles resultados futuros</i>	71
	<b>Conclusiones</b>	<b>76</b>
	<b>Anexo A</b>	<b>78</b>
	<b>Anexo B</b>	<b>82</b>
	<b>Bibliografía</b>	<b>86</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

<b>Tabla 4-1.</b> Características batería plomo ácido	35
<b>Tabla 4-2-</b> Características batería litio ion	37
<b>Tabla 4-3.</b> Características batería níquel cadmio	39
<b>Tabla 4-4.</b> Características batería níquel metal hidruro	40
<b>Tabla 4-5.</b> Características batería sulfuro de sodio	41
<b>Tabla 4-6.</b> Características batería Zebra	43
<b>Tabla 4-7.</b> Características batería zinc bromo	44
<b>Tabla 4-8.</b> Características batería vanadio	46
<b>Tabla 4-9</b> Ventajas e inconvenientes principales	47
<b>Tabla 4-10.</b> Resumen características baterías	48
<b>Tabla 5-1.</b> Restricciones condicionales	61
<b>Tabla 6-1.</b> Parámetros fijados en el modelo matemático	63
<b>Tabla 6-2.</b> Precio electricidad año 2018	64
<b>Tabla 6-3.</b> Resultados modelo matemático	65
<b>Tabla 7-1.</b> Datos iniciales generales	68
<b>Tabla 7-2.</b> Datos iniciales detallados	69
<b>Tabla 7-3.</b> Resumen resultados financieros	70
<b>Tabla 7-4.</b> Inversiones año 2019	72
<b>Tabla 7-5.</b> Posibles alternativas futuras	72
<b>Tabla 7-6.</b> Nuevos resultados con diferentes reducciones	72
<b>Tabla 7-7.</b> Detalle de resultados favorables con reducción 80%	73
<b>Tabla 7-8.</b> Años recuperación inversión	74
<b>Tabla 7-9.</b> Porcentajes disminución precios batería litio	75
<b>Tabla Anexo A-1.</b> Resultados para 1MW	78
<b>Tabla Anexo A-2.</b> Resultados para 2MW	78
<b>Tabla Anexo A-3.</b> Resultados para 3MW	79
<b>Tabla Anexo A-4.</b> Resultado para 4MW	79
<b>Tabla Anexo A-5.</b> Resultado para 5MW	79
<b>Tabla Anexo A-6.</b> Resultado para 6MW	80
<b>Tabla Anexo A-7.</b> Resultados para 7MW	80
<b>Tabla Anexo A-8.</b> Resultados para 8MW	80
<b>Tabla Anexo A-9.</b> Resultados para 9 MW	81
<b>Tabla Anexo A-10.</b> Resultados para 10 MW	81

<b>Tabla Anexo B-1.</b> Resultados con 2MW y 20% reducción	82
<b>Tabla Anexo B-2.</b> Resultados con 2MW y 25% reducción	82
<b>Tabla Anexo B-3.</b> Resultados con 2MW y 30% reducción	83
<b>Tabla Anexo B-4.</b> Resultados con 2MW y 40% reducción	83
<b>Tabla Anexo B-5.</b> Resultados con 2MW y 50% reducción	83
<b>Tabla Anexo B-6.</b> Resultados con 2MW y 55% reducción	84
<b>Tabla Anexo B-7.</b> Resultados con 2MW y 60% reducción	84
<b>Tabla Anexo B-8.</b> Resultados con 2MW y 70% reducción	84
<b>Tabla Anexo B-9.</b> Resultados con 2MW y 75% reducción	85
<b>Tabla Anexo B-10.</b> Resultados con 2MW y 80% reducción	85
<b>Tabla Anexo B-11.</b> Resultados con 2MW y 90% reducción	85

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

<b>Figura Introducción-1</b> Proyectos de almacenamiento de energía de Horizonte 2020	2
<b>Figura 2-1.</b> Porcentaje generación energía en 2018	4
<b>Figura 2-2.</b> Parámetros fundamentales electricidad	4
<b>Figura 2-3.</b> Actividades del sistema eléctrico	6
<b>Figura 2-4</b> Flujo de actividades del sistema eléctrico español	6
<b>Figura 2-5.</b> GWh de energía generados en 2018	8
<b>Figura 2-6</b> Mapa red de distribución por zonas	9
<b>Figura 2-7</b> Funcionamiento sistema eléctrico	10
<b>Figura 2-8.</b> Evolución de la potencia instalada	11
<b>Figura 2-9.</b> Curva de oferta del mercado diario	13
<b>Figura 2-10.</b> Curva de demanda del mercado diario	14
<b>Figura 2-11.</b> Cruce curvas oferta y demanda del mercado diario	14
<b>Figura 2-12.</b> Precio horario del mercado diario	15
<b>Figura 2-13.</b> Precio horario por sesión del mercado intradiario	16
<b>Figura 2-14.</b> Componentes del precio final mensual y energía final en 2018	16
<b>Figura 4-1.</b> Tipos de celdas	32
<b>Figura 4-2.</b> Componentes celda	33
<b>Figura 4-3</b> Funcionamiento batería plomo ácido	34
<b>Figura 4-4</b> Batería plomo ácido	35
<b>Figura 4-5</b> Partes batería plomo ácido	36
<b>Figura 4-6</b> Funcionamiento batería litio ion	37
<b>Figura 4-7</b> Batería litio ion	38
<b>Figura 4-8</b> Funcionamiento batería níquel cadmio	38
<b>Figura 4-9</b> Batería níquel cadmio	39
<b>Figura 4-10</b> Batería níquel metal hidruro	40
<b>Figura 4-11</b> Funcionamiento batería sulfuro de sodio	41
<b>Figura 4-12</b> Batería sulfuro de sodio	42
<b>Figura 4-13</b> Batería Zebra	43
<b>Figura 4-14</b> Funcionamiento batería zinc bromo	44
<b>Figura 4-15</b> Batería zinc bromo	45
<b>Figura 4-16</b> Funcionamiento batería vanadio	46
<b>Figura 4-17</b> Batería de vanadio	47

<b>Figura 4-18.</b> Energía específica	49
<b>Figura 4-19.</b> Densidad energética	50
<b>Figura 4-20.</b> Tensión nominal	50
<b>Figura 4-21.</b> Ciclos de carga y descarga	51
<b>Figura 4-22.</b> Autodescarga mensual	51
<b>Figura 4-23.</b> Rendimiento	52
<b>Figura 4-24.</b> Coste de instalación	52
<b>Figura 4-25.</b> Comparación baterías	53
<b>Figura 4-26.</b> Evolución precios batería litio ion	54
<b>Figura 4-27.</b> Evolución demanda baterías litio ion	55
<b>Figura 4-28.</b> Evolución costes batería litio ion según diferentes referencias	55
<b>Figura 4-29.</b> Factores influyentes en reducción de costes de baterías li ion	56
<b>Figura 5-1.</b> Objetivo modelo	57
<b>Figura 6-1.</b> Evolución de los ingresos	65
<b>Figura 6-2.</b> Evolución de los costes	66
<b>Figura 6-3.</b> Posibles soluciones del problema planteado	66
<b>Figura 7-1.</b> Comparación del VAN	71
<b>Figura 7-2.</b> Tendencia precios batería litio	74
<b>Figura 7-3.</b> Año idóneo para la propuesta	75
<b>Figura Conclusión-1.</b> Resultados principales	77
<b>Figura Conclusión-2.</b> Resumen inversiones	77



# 1 INTRODUCCIÓN

---

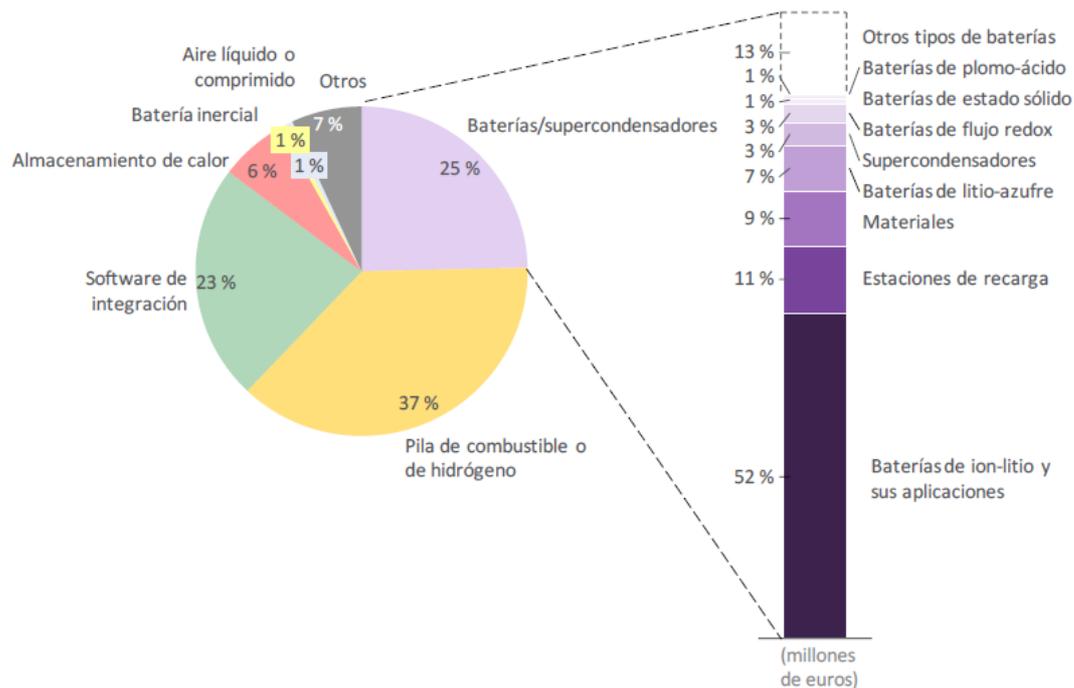
La energía y el cambio climático guardan una estrecha relación: la producción y el uso de energía suponen el 79% de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión Europea según el Tribunal de Cuentas Europeo. La gran parte de estas emisiones proviene del suministro y transporte de energía. Para atenuar el cambio climático es fundamental un cambio desde el actual sistema energético basado en los combustibles fósiles a otro basado en energías renovables en el que las emisiones de carbono se reducen drásticamente.

Debido a que la generación de energías renovables tales como la eólica o la solar, a pesar de ser una forma limpia de proporcionar energía, son de naturaleza variable, intermitente e impredecible es altamente recomendable incorporar sistemas de almacenamiento de energía en la red eléctrica para mitigar los desequilibrios que pueden provocar.

En la actualidad están disponibles o en fase de desarrollo una gran variedad de tecnologías de almacenamiento de energía como los diferentes tipos de baterías, aire comprimido, volantes de inercia, bombas hidráulicas, etc. De las tecnologías disponibles, hoy en día se está apostando por el perfeccionamiento y progreso de las baterías, en su mayoría las de litio, gracias a proyectos de I+D+i como es el caso de *Horizonte 2020*.

*Horizonte 2020* es un programa de investigación e innovación de la UE, con una dotación financiera de cerca de 80000 millones de euros puestos a disposición en un período de siete años (2014 a 2020). Es uno de los mayores programas de financiación pública de investigación e innovación del mundo. En este programa participan diferentes entidades: universidades, instituciones de investigación, pequeñas y medianas empresas (pymes), grandes empresas y organismos públicos. Actualmente se han presentado más de 130000 solicitudes y casi 20000 proyectos han recibido financiación según el Tribunal de Cuentas Europeo.

En la siguiente ilustración se puede ver que la gran mayoría de los proyectos de almacenamiento de energía de *Horizonte 2020* están relacionados con baterías de litio. Concretamente el 52% de estos proyectos relacionados con baterías y supercondensadores pertenecen a la mejora de baterías de litio y sus aplicaciones. Una de estas aplicaciones es el almacenamiento a corto plazo durante unas horas o días a lo sumo. Sin embargo, cuando están cargadas, no pueden mantener su carga durante semanas o meses sin sufrir pérdidas importantes.

**Figura Introducción-1** Proyectos de almacenamiento de energía de Horizonte 2020

Fuente: Tribunal de Cuentas Europeo (2019)

El objeto de este Trabajo de Fin de Máster es estudiar la viabilidad económica de utilizar baterías de litio para almacenar energía y posteriormente venderla cuando el precio de la electricidad aumente. De esta forma se pretende ver si la participación en el mercado de la batería es representativa tratando de maximizar el beneficio comprando y vendiendo electricidad en las horas del día más adecuadas.

Después de recopilar datos sobre las baterías de litio actuales, se han utilizado para aplicar un modelo matemático que proporcionará unos resultados sobre la cantidad a comprar o vender en cada hora del día que serán utilizados para llevar a cabo el análisis financiero.

En la era de la creciente implementación de baterías para distintos fines ¿Es económicamente viable el almacenamiento de energía en baterías de litio con las características que poseen en la actualidad? ¿O se necesitaría perfeccionar estas baterías para que el análisis llegue a transformar la actual economía?

Al final de este documento trataremos de dar respuesta a estas cuestiones.

## 2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

---

**E**n términos de tecnología y economía, la energía (medida en Julios en el sistema internacional) es un recurso natural que al manipularlo y transformarlo, es capaz de realizar un trabajo de uso industrial y tener un sentido económico.

Como bien se conoce, la energía ni se crea ni se destruye, sino que se transforma pero toda transformación de los recursos naturales utilizados para producir trabajo (energía), tiene un impacto sobre el medio ambiente. Los recursos energéticos son aquellos recursos naturales capaces de realizar trabajo.

Existen diferentes fuentes de energía divididas en tres grandes bloques:

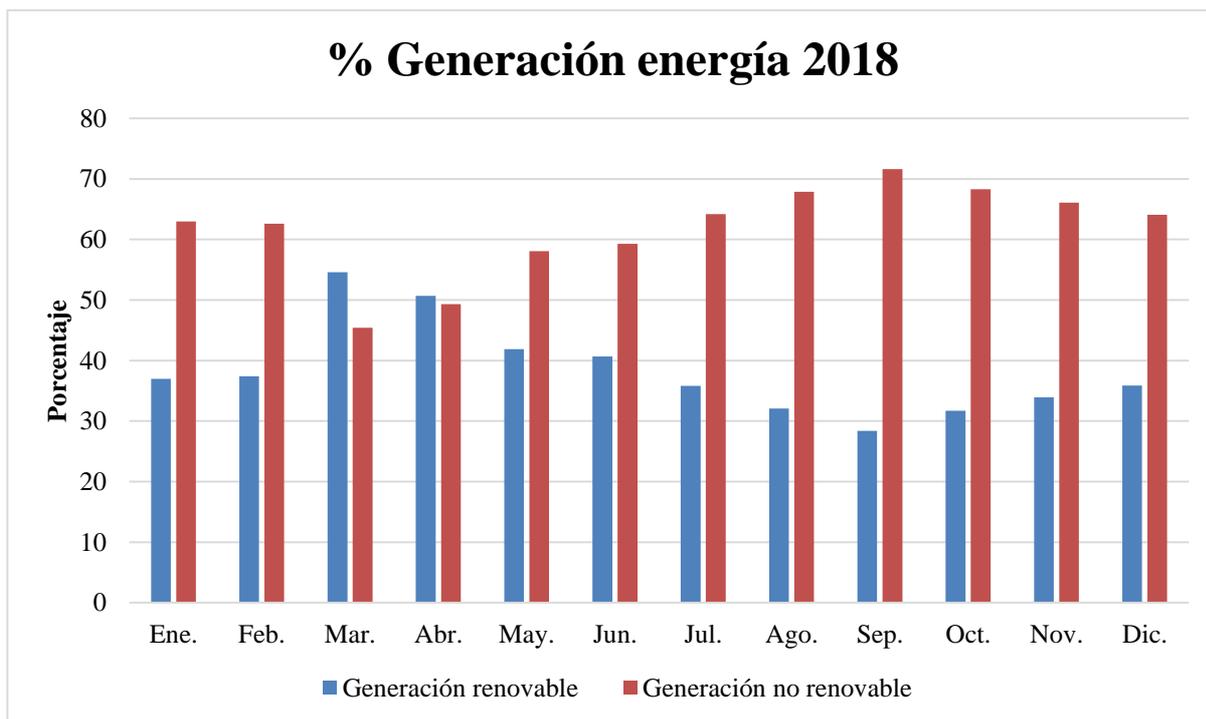
-Combustibles fósiles: como el petróleo, el carbón o el gas natural. Estos combustibles tienen el inconveniente de ser perjudiciales para el medioambiente.

-Energía nuclear: se utiliza el uranio, torio, plutonio, etc. Este tipo de energía presenta un rechazo social debido a los residuos que generan.

-Energías renovables: eólica, hidráulica, solar fotovoltaica, solar térmica, etc. Son las más idóneas pero tienen restricciones.

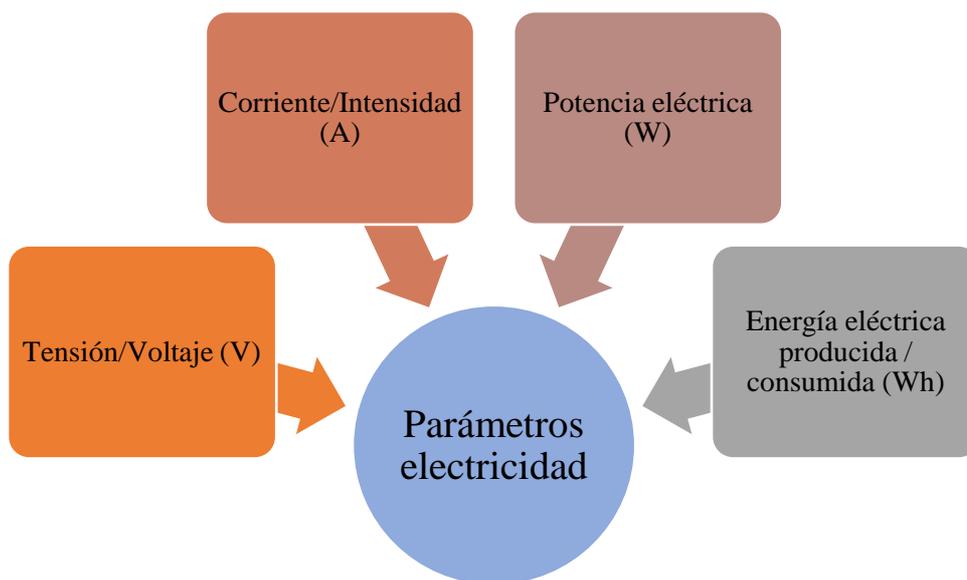
Estas fuentes de energía se utilizan para generar energía primaria que luego se transformará en energía intermedia a partir de la energía primaria más unas pérdidas que formarán gasolinas, propano, gasóleo, butano, etc. Esta energía intermedia se convertirá en energía final teniendo en cuenta las pérdidas provocadas al realizar la transformación y, finalmente, se formará calor, trabajo mecánico y electricidad.

A continuación se muestra un gráfico donde se puede ver que durante el 2018 la mayor parte de la energía generada proviene de fuentes no renovables exceptuando el mes de marzo y abril donde la generación de energía renovable superó a la no renovable.

**Figura 2-1.** Porcentaje generación energía en 2018

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España (2018)

La electricidad (normalmente medida en kWh) es una forma de energía que se presenta por la atracción y/o repulsión entre partículas cargadas originadas por la existencia de electrones y protones. Las medidas básicas que permiten medir esta forma de energía son: tensión o voltaje (medida en voltios, V), corriente o intensidad eléctrica (medida en amperios, A), potencia eléctrica (medida en vatios, W) y cantidad de energía eléctrica producida/consumida (medida en vatios-hora, Wh).

**Figura 2-2.** Parámetros fundamentales electricidad

Fuente: elaboración propia

Hay que tener en cuenta que la energía eléctrica no se puede almacenar económicamente en grandes cantidades (por esto se genera al mismo ritmo que se consume en cada instante). Sin embargo, es posible generar electricidad y almacenarla hasta que se utiliza en el mejor momento para consumirla gracias a dispositivos de almacenamiento de energía, como es el caso de las baterías.

## 2.1 Sector eléctrico previo

En el sector eléctrico previo las estructuras eran rígidas y con exceso de personal. Además existían ineficiencias durante la generación y el consumo de electricidad. Este sistema eléctrico, no proporcionaba incentivos para optimizar la generación, mejorar la calidad del servicio y aumentar el ahorro energético.

## 2.2 Sector eléctrico actual

El mercado eléctrico actual permite la compra y venta de electricidad entre los agentes (productores, comercializadores y consumidores) a precio conocido, transparente y accesible. Las principales características son:

- Separación de las distintas actividades (generación, transporte, distribución y comercialización).
- Introducción de competencia en la generación.
- Regulación en el transporte y la distribución.
- Libre mercado al por mayor.
- Precios a coste marginal horario.

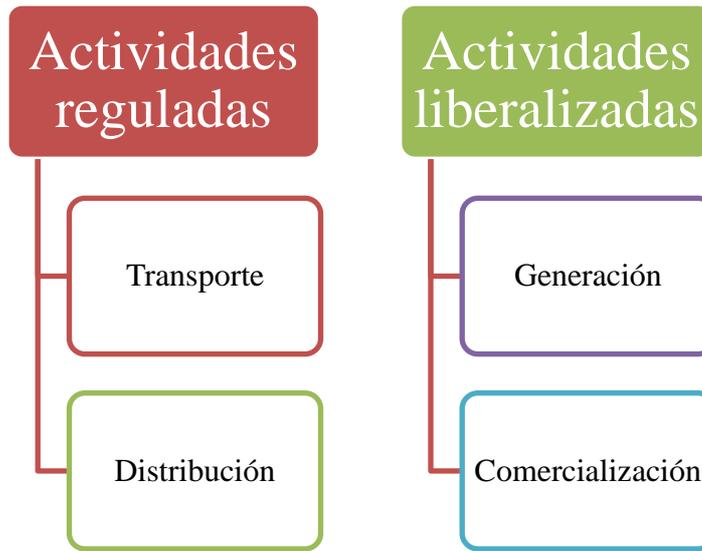
En el mercado eléctrico español existen dos tipos de contratación, las actividades reguladas y las actividades liberalizadas.

-Actividades reguladas: son el transporte y la distribución. Estas actividades tienen un carácter de monopolio natural, por lo tanto, es ineficiente introducir competencia en ellas.

-Actividades liberalizadas: corresponden a la generación y a la comercialización. Son llevadas a cabo por las empresas en régimen de libre competencia, basándose en las leyes de la oferta y la demanda en cada momento.

Para posibilitar la liberalización (competencia en generación y comercialización), es necesario garantizar el libre acceso a las redes eléctricas. Cualquier generador, comercializador o consumidor puede utilizar las redes de transporte para generar, comercializar o consumir energía a través del pago de unas tarifas de acceso a estas redes.

**Figura 2-3.** Actividades del sistema eléctrico

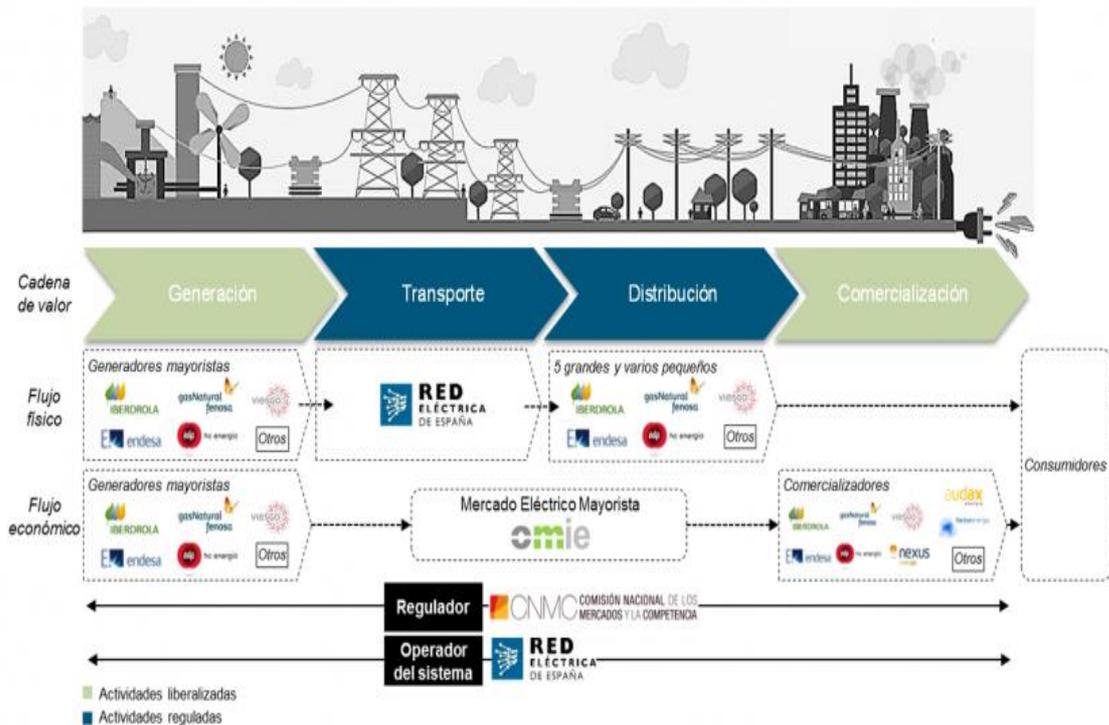


Fuente: elaboración propia

Las actividades de generación, distribución y comercialización las llevan a cabo diferentes empresas del sector. Entre ellas, Iberdrola, Endesa, EDP, gas natural Fenosa, etc.

La red eléctrica de España tiene la función de realizar la actividad de transporte de electricidad desde la generación hasta la distribución.

**Figura 2-4** Flujo de actividades del sistema eléctrico español



Fuente: Energía y Sociedad (2019)

## 2.3 Funcionamiento

Como se ha comentado anteriormente, las principales actividades desarrolladas dentro del mercado eléctrico son la generación, el transporte, la distribución y la comercialización.

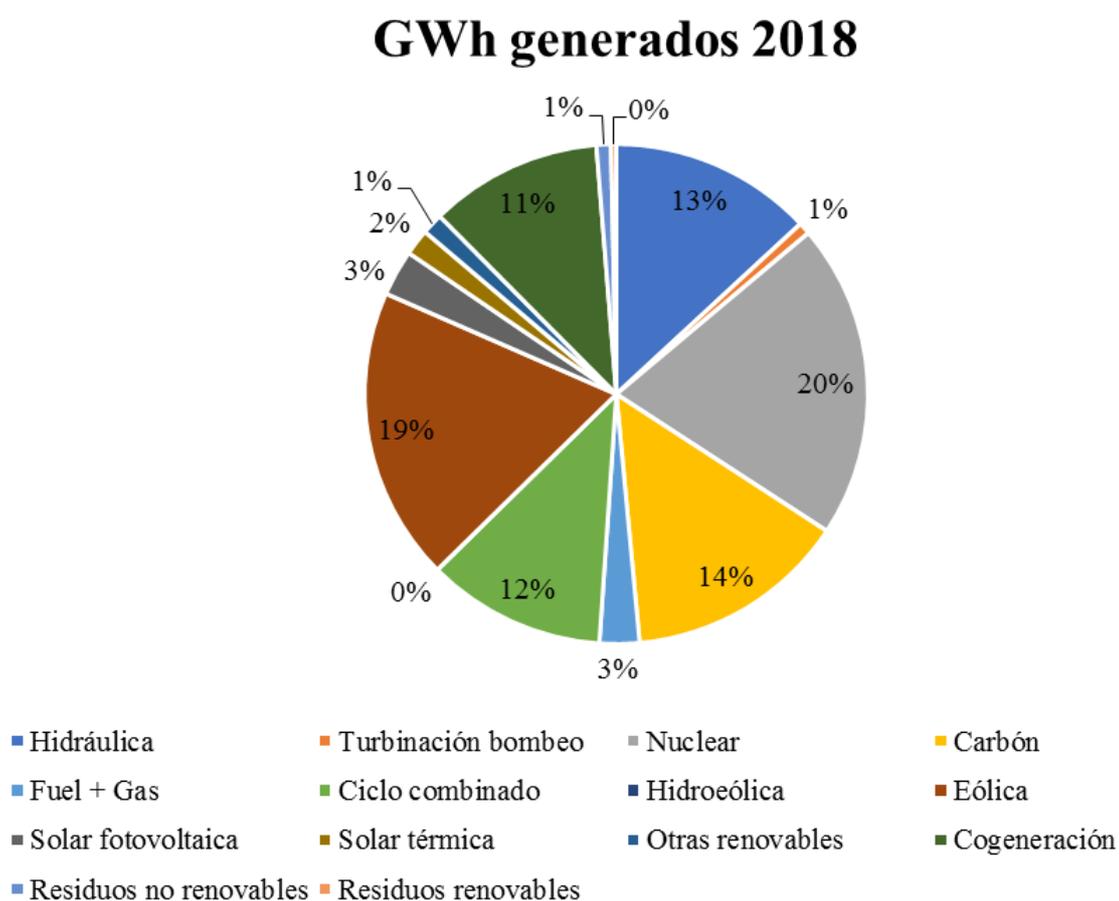
### 2.3.1 Generación

A través de centrales eléctricas, los diferentes tipos de energías primarias (nuclear, térmica, hidráulica, eólica, solar, etc.) se convierten en energía eléctrica mediante un proceso de transformación. Además, también tienen la función de construir, operar y mantener las centrales de producción. Existen diferentes centrales eléctricas encargadas de la generación de electricidad:

- Centrales hidráulicas. Estas centrales aprovechan la energía del agua situado en el cauce de un río o en un embalse, y la convierten en energía eléctrica a través de un generador acoplado a una turbina. Actualmente, existen tres tipos de centrales hidráulicas: con agua embalsada, hidráulicas fluyentes y de bombeo.
- Centrales nucleares: en estas centrales se utiliza la rotura de los núcleos de uranio para producir vapor con el calor obtenido. Este vapor se transforma en electricidad. Las centrales nucleares no emiten ningún tipo de gas contaminante a la atmósfera pero sí generan residuos que deben ser alojados en depósitos aislados y controlados durante un periodo largo debido a su impacto radiactivo.
- Centrales térmicas convencionales (carbón, gas natural, petróleo): este tipo de generación de energía se basa en quemar algún combustible fósil para producir vapor que, al igual que las centrales nucleares, luego será transformado en electricidad. Este tipo de centrales eléctricas tienen un fuerte impacto ambiental debido a la emisión de gases contaminantes y partículas a la atmósfera.
- Centrales térmicas de ciclo combinado: la energía térmica del gas natural se transforma en electricidad gracias a dos ciclos termodinámicos. Estos ciclos son: primero una turbina de gas y posteriormente una turbina de vapor.
- Cogeneración: en este tipo de centrales se produce paralelamente electricidad y frío o calor (energía térmica útil).
- Generación eólica: en los parques eólicos se concentran varios generadores, llegando a superar los 100MW en algunas de las instalaciones. En ellas se produce electricidad a partir de la energía cinética del viento. Este tipo de centrales eléctricas no requieren energías primarias suministradas en mercados internacionales y tampoco producen ninguna emisión contaminante a la atmósfera.
- Generación solar fotovoltaica: a través de células solares fabricadas con materiales semiconductores, se transforma la energía del sol en electricidad cuando la radiación solar incide sobre estas células.
- Generación solar termoeléctrica: utiliza la energía solar para obtener energía eléctrica aprovechándose del calentamiento de un fluido.
- Centrales de biomasa: centrales similares a las térmicas convencionales con la diferencia de que el combustible manipulado para producir vapor es de origen orgánico.
- Energía mareomotriz o de las mareas: aprovecha el ascenso y descenso del agua del mar para transformar esta energía en electricidad.

- Energía de las corrientes: se basa en la utilización de la energía cinética contenida en las corrientes marinas que proporcionan un flujo energético predecible y constante para obtener energía eléctrica.
- Energía maremotérmica: basada en el gradiente térmico establecido por la diferencia de temperaturas entre la superficie y las aguas profundas,
- Energía undimotriz o de las olas: se produce con el movimiento ondulatorio de la superficie del agua del mar.
- Energía azul o potencia osmótica: se obtiene por la diferencia en la concentración de sal entre el agua de mar y el agua dulce mediante procesos de ósmosis.
- Generación geotérmica: esta energía es almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra sólida.

**Figura 2-5.** GWh de energía generados en 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España (2018)

En el gráfico circular se puede comprobar como en 2018, la mayor parte de energía generada fue nuclear, eólica, de carbón, hidráulica, ciclo combinado y cogeneración.

### 2.3.2 Subestación transformadora elevadora

Estas estaciones están localizadas a la salida de las centrales eléctricas generadoras y tienen el objetivo de elevar la tensión de salida de las centrales a un valor de tensión adecuado para el transporte de electricidad a alta tensión.

### 2.3.3 Red de transporte

Son las redes que unen las estaciones transformadoras elevadoras de las centrales eléctricas con las subestaciones transformadoras reductoras. Se encargan de realizar el transporte de energía a larga distancia y a alta tensión (en España entre 220 y 400 kV). La operación de esta red está mejor optimizada que la de la red de distribución. En España, Red Eléctrica de España (REE) es la compañía encargada de gestionar la red de transporte, asegurar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, coordinar el sistema de producción con el de transporte y colaborar con el operador de mercado (OMIE).

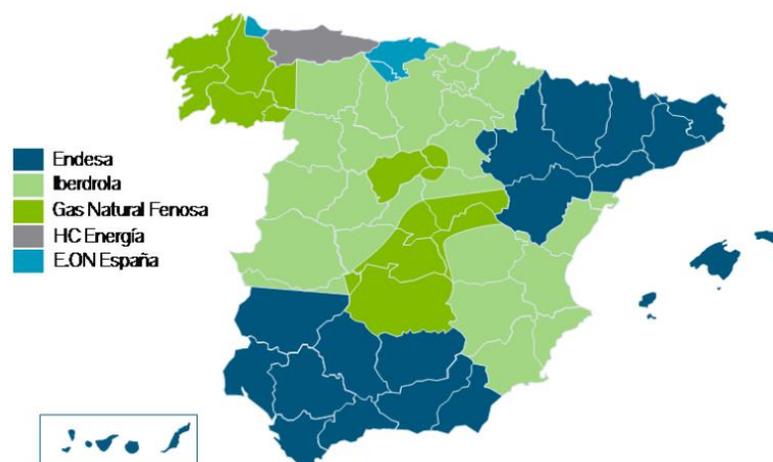
### 2.3.4 Subestación transformadora reductora (subestación de transporte)

La función básica de esta estación es conectar entre sí varios elementos de la red para hacer llegar la electricidad generada en las centrales hasta los centros de comercialización y consumo. La energía llega desde la red de transporte con un voltaje alto (220 kV a 400 kV) para poder recorrer largas distancias, y se reduce la tensión hasta 132kV o menos para llevarla a la red de distribución.

### 2.3.5 Red de distribución

Esta actividad tiene por objetivo llevar la electricidad desde la salida de la subestación transformadora reductora hasta el consumidor final. Son las líneas eléctricas que se aproximan a ciudades e industrias. Utiliza valores de media tensión entre 13.8 hasta 132kV. Esta actividad la realiza una empresa diferente, dependiendo de la región o zona geográfica española.

Figura 2-6 Mapa red de distribución por zonas



Fuente: Energía y Sociedad (2019)

### 2.3.6 Centros de transformación

En estos centros se transforman los valores de media tensión de la red de distribución en valores de baja tensión que utilizarán las personas físicas en sus hogares. Los valores de salida de estos centros suelen ser de 400/230V.

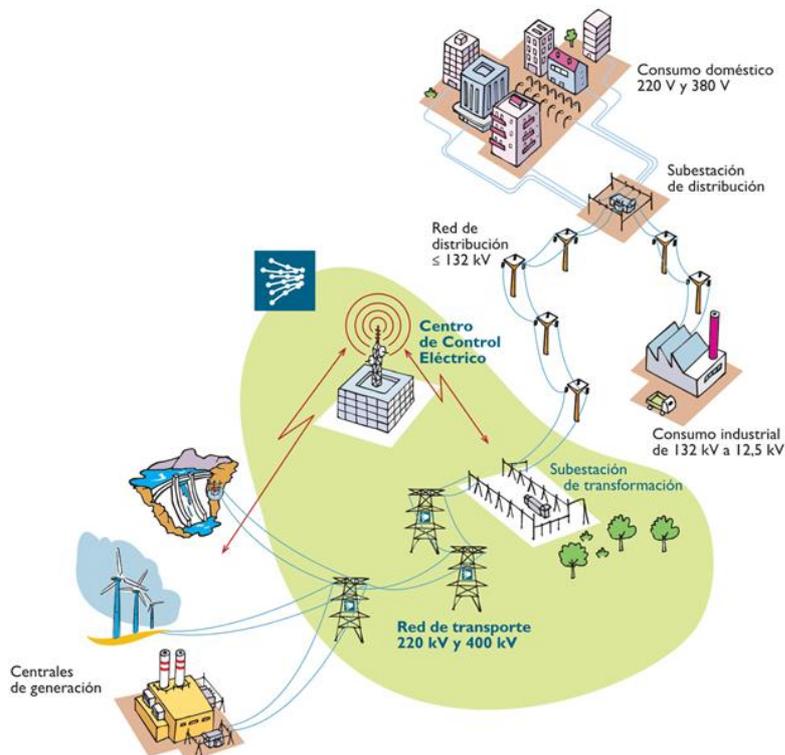
### 2.3.7 Comercialización

Esta actividad la realizan sociedades que acceden a las redes de transporte y de distribución y adquieren energía para venderla a los consumidores. Los comercializadores operan en el mercado libre comprando energía en el mercado diario a precios mayoristas y la venden a precios pactados libremente por ambas partes (con un margen comercial).

### 2.3.8 Consumidores

Son las personas físicas o jurídicas que compran la energía a los comercializadores para su propio consumo. El voltaje o tensión en el consumo doméstico es de 200V y 380 V y el voltaje en el consumo industrial está entre 12,5kV y 132kV.

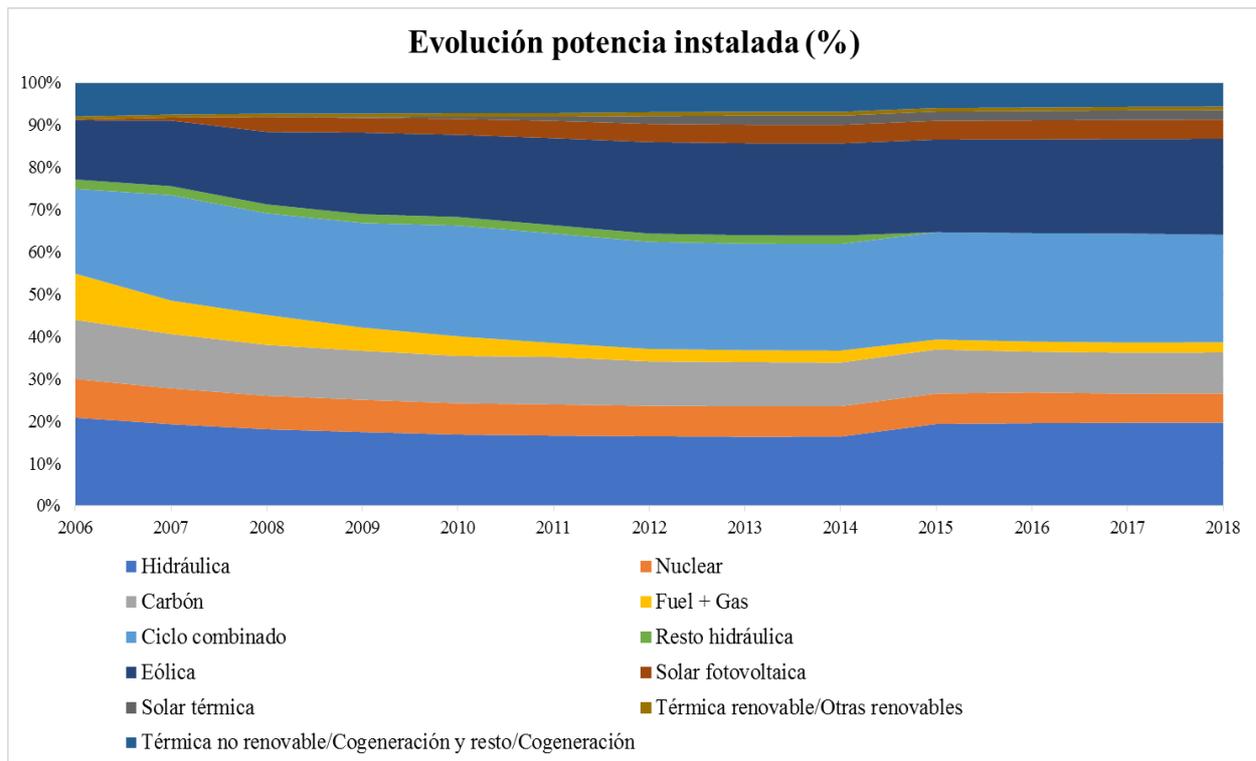
**Figura 2-7** Funcionamiento sistema eléctrico



Fuente: Red Eléctrica de España (2019)

En la tabla de abajo se muestra la evolución de la potencia instalada (en porcentaje) desde el 2006 hasta el 2018. Se puede apreciar que a lo largo de los años la potencia proveniente de energía eólica y solar fotovoltaica ha ido creciendo. En cambio, ocurre lo contrario para la potencia instalada de energía fuel + gas y carbón.

**Figura 2-8.** Evolución de la potencia instalada



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España (2018)

## 2.4 Tipos de mercados eléctricos

El mercado de la electricidad en España, al igual que en muchos países, se organiza según los diferentes tipos de mercado en los que se intercambia energía a través de la oferta y la demanda en distintos periodos de tiempo.

### 2.4.1 Mercado diario

El mercado diario tiene por objeto llevar a cabo las distintas transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de electricidad por parte de los agentes del mercado, es decir, personas que pueden comprar o vender energía en este mercado.

Este mercado tiene lugar el día anterior al de la cesión de la energía y en él, los compradores y vendedores intercambian la energía para cada hora del día siguiente, es decir, existe un precio diferente para la energía en cada una de las 24 horas del día siguiente. Todos los días se reciben ofertas de compra (compradores de energía eléctrica) y ofertas de venta (vendedores de energía eléctrica) para el día siguiente hasta las 12 de la mañana que es la hora de cierre de la recepción de ofertas.

Existen dos tipos de mercados en función de cómo se forma el precio de estos:

-Mercado “pay as bid” donde los generadores reciben exactamente el precio que han ofertado.

-Mercado marginalista donde todos los generadores reciben el mismo precio que se determina por el cruce de las curvas de oferta y demanda (casación).

En España, el mercado diario es de tipo marginalista donde la oferta de un generador representa la cantidad de energía que está dispuesto a vender a partir de un cierto precio mínimo. Los generadores

construyen sus ofertas a partir de los costes de oportunidad que les supone generar electricidad.

Este mercado está gestionado por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) que es el operador del mercado eléctrico y se encarga principalmente de:

- La recepción de ofertas de compra y venta de energía
- Casación de la oferta y la demanda
- Determinación de los precios finales
- Liquidación de los pagos y cobros

El mercado diario sigue el siguiente proceso:

1. Los comercializadores acuden al mercado para adquirir electricidad que suministrarán a los consumidores. En esta etapa los agentes envían sus ofertas (cantidad y precio) para cada hora del día siguiente. Los consumidores directos pueden adquirir energía directamente del mercado mayorista, a través de un comercializador.
2. OMIE construye las curvas de oferta y demanda para cada hora del día siguiente.
3. OMIE cruza la oferta y la demanda y obtiene el precio de la electricidad para cada hora del día posterior.

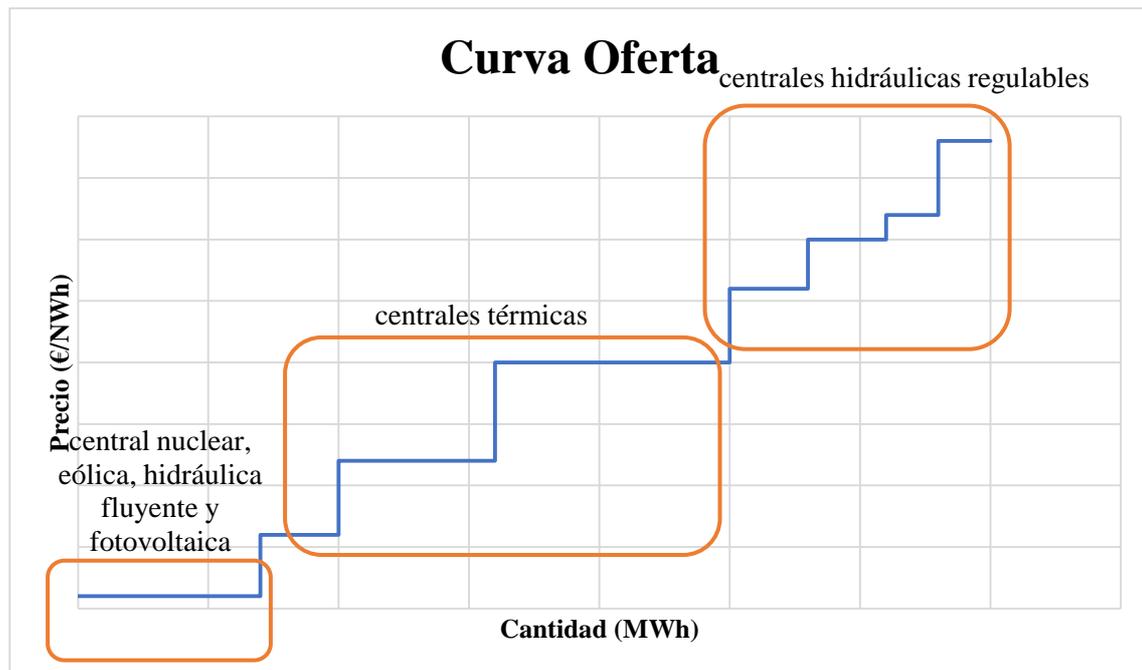
#### **2.4.1.1 Curva de oferta**

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, OMIE ordena estas ofertas por precio ascendente, formando la curva de oferta (cantidad y precio) del mercado para cada hora.

Esta curva refleja diferentes tramos que corresponden a ofertas de centrales de la misma tecnología.

-Las centrales nucleares, eólicas, hidráulicas fluyentes y fotovoltaicas, a pesar de sus altos costes fijos, se encuentran en la parte inferior de la curva porque su coste de oportunidad es bajo.

-Las centrales hidráulicas regulables están en la parte superior de la curva ya que su coste de oportunidad es muy alto porque pueden reservar el agua para producir en un periodo futuro donde el precio del mercado sea alto.

**Figura 2-9.** Curva de oferta del mercado diario

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Energía y Sociedad (2019)

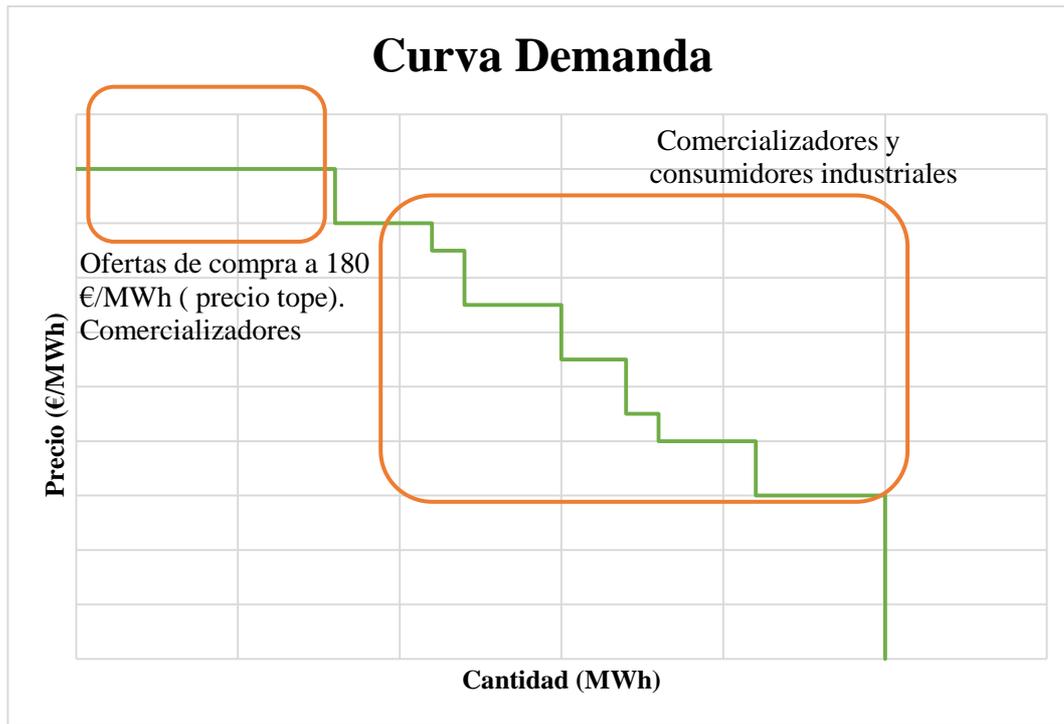
#### 2.4.1.2 Curva de demanda

En ciertos mercados existe un precio de mercado máximo impuesto por encima del cual no se pueden realizar ofertas. En el caso del mercado español, este precio máximo tiene un valor de 180€/MWh. Es decir, no se pueden realizar ofertas con un precio superior a 180€/MWh, cualquier oferta que se proponga en el mercado diario deberá ser menor.

Los consumidores se distinguen entre grandes consumidores industriales, consumidores de tamaño medio en sectores industriales y de servicio y pequeños consumidores que están conectados a las redes de baja tensión (consumidores domésticos y pequeños negocios).

Muchos comercializadores ofertan al máximo precio permitido para asegurar que los consumidores tendrán la energía que demandan y así, aseguran que serán abastecidos. Aunque luego el precio que pagarán será el que resulte de la casación de la oferta y de la demanda. Otros comercializadores solo compran energía si su precio es menor o igual a un cierto valor reflejado en sus ofertas. Estos consumidores adaptan su consumo a los precios del mercado y representan la parte curva de la gráfica de la demanda.

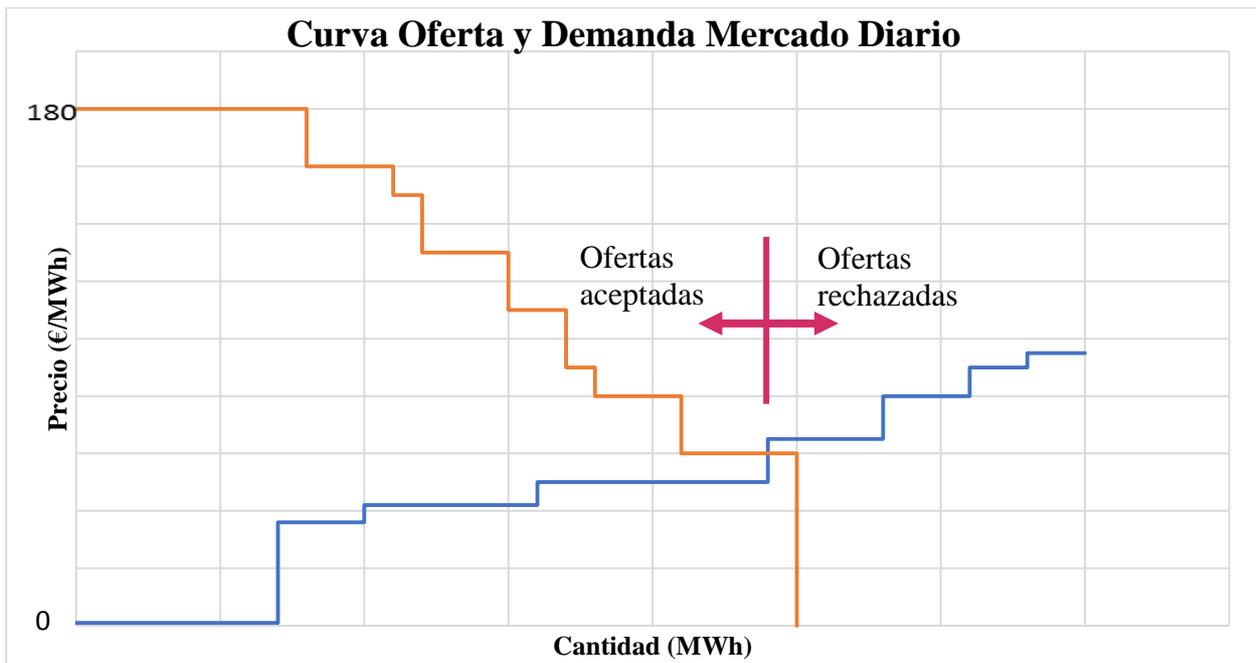
**Figura 2-10.** Curva de demanda del mercado diario



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Energía y Sociedad (2019)

Para determinar el precio de mercado de la electricidad en la hora  $h$  del día  $D$ , es necesario hallar la intersección entre la curva de la oferta y la curva de la demanda. Este precio determinará las ofertas de compra y de venta que resultan casadas, es decir, las seleccionadas y aquellas que se rechazan. El último comercializador que entra al cruzarse la oferta con la demanda para cada hora marca el precio que luego cobrarán todos los comercializadores. Es decir, todos cobrarán lo que cueste la más cara. Esta es la principal característica del mercado marginalista de electricidad español. Como ya se ha comentado anteriormente, el proceso de casación lo gestiona OMIE.

**Figura 2-11.** Cruce curvas oferta y demanda del mercado diario



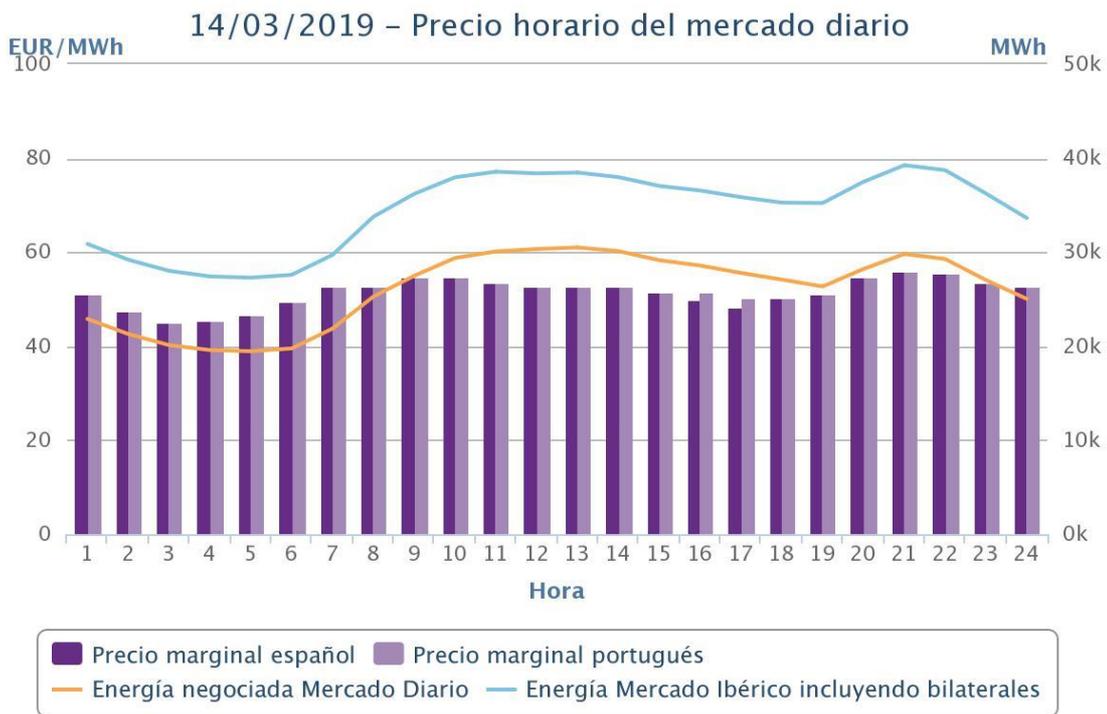
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Energía y Sociedad (2019)

El gráfico de abajo es una comparación de la evolución del precio horario (€/MWh) de las 24 horas de un día concreto en el mercado diario español y portugués. Además, en el eje vertical secundario se sitúa la energía negociada o energía de cierre en MWh para cada hora del día.

Se puede comprobar para ese día que el precio horario es el mismo tanto en España como en Portugal exceptuando a las cuatro y cinco de la tarde donde el precio marginal portugués es ligeramente mayor.

Esta gráfica se crea diariamente y, por tanto, cada día tendrá unos resultados diferentes.

**Figura 2-12.** Precio horario del mercado diario



Fuente: OMIE (2019)

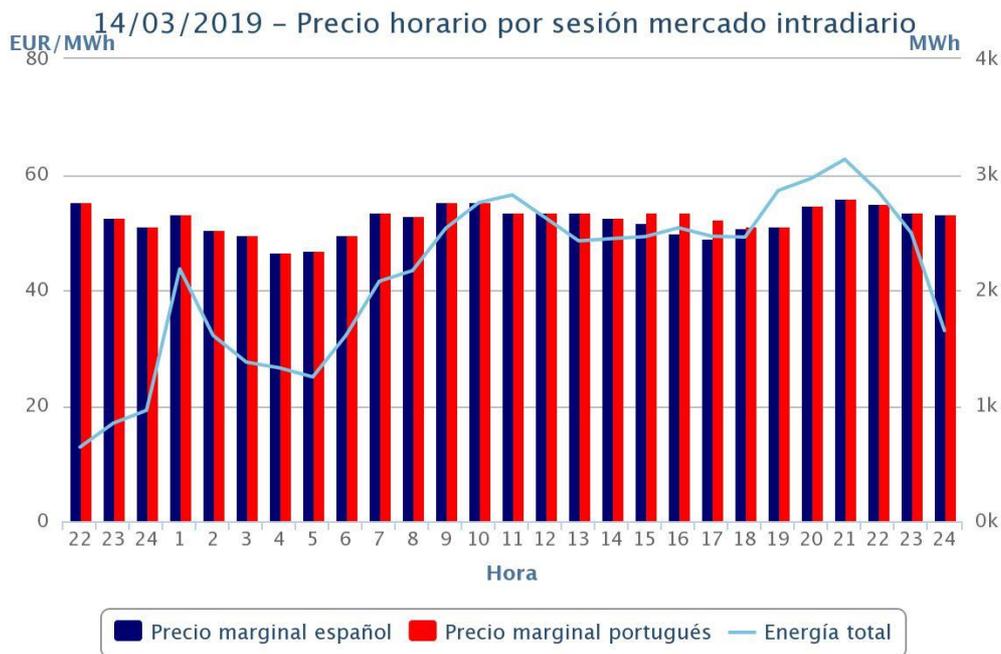
### 2.4.2 Mercado intradiario

Una vez terminado el mercado diario, los agentes pueden volver a comprar y vender electricidad en el mercado intradiario.

Con los resultados obtenidos del mercado diario se lleva a cabo el mercado intradiario, que es un mercado de ajuste a tiempo real que permite a compradores y vendedores realizar ofertas de compra y de venta de electricidad para ajustar la producción y el consumo a sus previsiones según sus necesidades. Existen seis sesiones de contratación en las que se realizan subastas donde se determina la cantidad de energía y el precio para cada hora a través de la intersección entre la oferta y la demanda (como en el mercado diario). El operador de mercado (OMIE) realiza la casación de las ofertas de compra y de venta de electricidad pero en este caso las empresas pueden ofrecer su producción sin límite de precio como ocurría en el mercado diario en el que el límite estaba en 180€/MWh.

En la gráfica de abajo se muestra la evolución del precio horario por sesión en el mercado intradiario de un día concreto. En ella se compara el resultado del mercado español y del mercado portugués. También aparece la energía total (MWh) de cada hora del día en el eje vertical secundario.

**Figura 2-13.** Precio horario por sesión del mercado intradiario

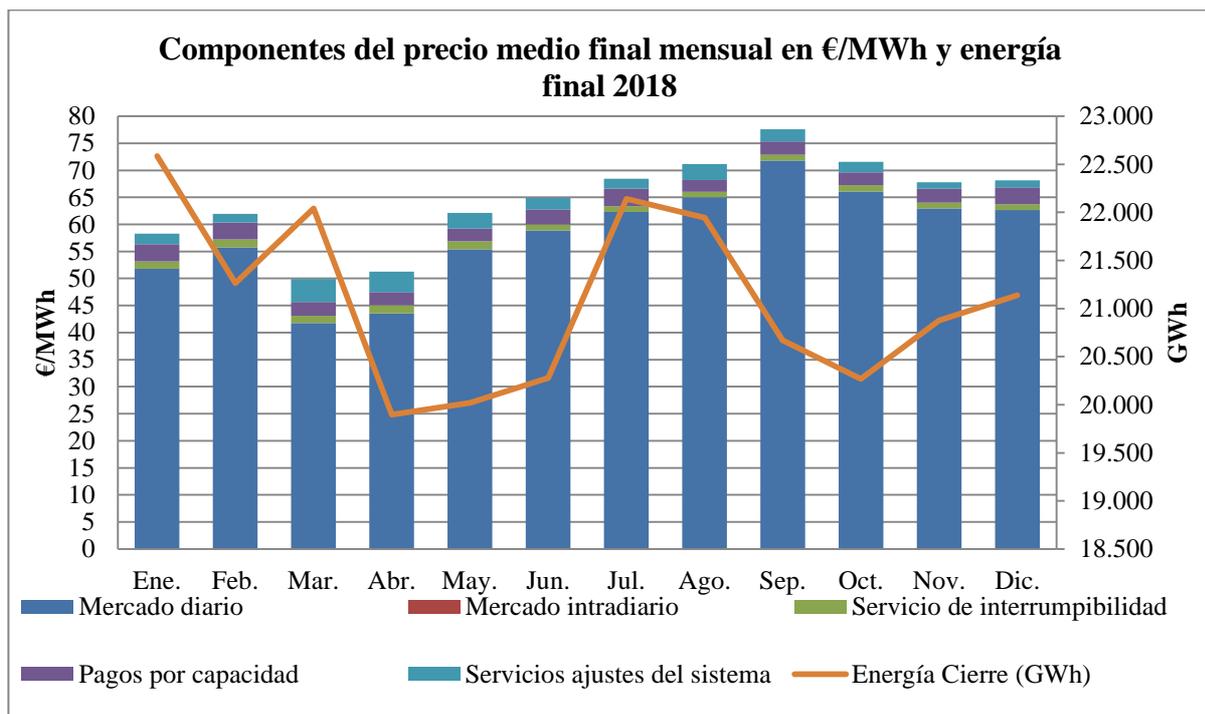


Fuente: OMIE (2019)

El precio final en el mercado libre está compuesto por el precio resultante del mercado diario y del mercado intradiario además de los costes de servicios de interrumpibilidad, pagos por capacidad y costes de servicios de ajuste del sistema.

En el gráfico de abajo se muestra el resultado del precio final para cada mes del 2018 teniendo en cuenta todos sus componentes. A la vez se añade la línea con la energía de cierre en GWh en cada mes.

**Figura 2-14.** Componentes del precio final mensual y energía final en 2018



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica de España (2018)

## 3 ESTADO DEL ARTE

---

Se entiende como Estado del Arte o revisión de la literatura a la situación más reciente en la que se encuentra una determinada tecnología o campo de investigación teniendo en cuenta las investigaciones pasadas y los futuros proyectos sobre dicha tecnología. Es decir, explicar mediante un análisis documental los avances realizados hasta el momento sobre un tema de actualidad.

En este trabajo el Estado del Arte se divide en cuatro partes:

- Los diferentes sistemas de almacenamiento de energía que existen,
- Cómo funciona el mercado eléctrico,
- La participación en el mercado de los dispositivos de almacenamiento
- y otras aplicaciones.

### 3.1 Tipos de almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía en dispositivos se está convirtiendo en una característica en aumento para los sistemas actuales de suministro de energía. Hasta ahora ha habido muchos estudios sobre los diferentes tipos de tecnologías disponibles para almacenar energía. Chen H., Ngoc Cong T., Yang W., Tan C., Li Y. y Ding Y. (2009) en su artículo *Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science*, 19, 291-312 comparan diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento eléctrico (ESS). ESS son dispositivos que permiten que la electricidad se produzca en momentos de baja demanda y bajo coste para venderla cuando la demanda y el coste sean altos. En el proceso se almacena la energía eléctrica de una red y se libera del dispositivo cuando sea necesaria. Los ESS que se analizan en este artículo son los siguientes: bomba hidráulica (primer dispositivo de almacenamiento de energía en 1929), aire comprimido, baterías, baterías de flujo, pilas de combustible, combustible solar, superconductores magnéticos, volantes de inercia, capacitores y supercapacitores y almacenamiento térmico. La cadena que sigue la electricidad tradicional tiene cinco eslabones: 1. fuente de energía 2. generación 3. transmisión 4. distribución 5. servicio al consumidor. Establecen que los ESS podrían formar parte del sexto eslabón en la cadena. En este artículo los autores proporcionan un análisis detallado sobre los diferentes tipos de dispositivos de almacenamiento de energía:

- **Bomba hidráulica:** es el ESS más utilizado a gran escala. Está formado por dos depósitos, uno superior y otro inferior, una bomba para llevar el agua del depósito inferior al superior y almacenar electricidad en forma de energía hidráulica durante las horas de baja demanda, una turbina que genera electricidad cuando el agua vuelve al depósito inferior y convierte la energía hidráulica en electricidad en las horas de demanda alta. Las bombas hidráulicas poseen un gran volumen, tienen un periodo largo de almacenamiento, una eficiencia alta y tienen unos costes de capital relativamente bajos por unidad de energía. Su rango de capacidad de potencia se encuentra entre 100MW y 3000MW y pueden tener un periodo de almacenamiento de años. Su eficiencia se encuentra entre 71%-85%. Sus inconvenientes son que no existen muchos lugares disponibles para la instalación de este ESS ya que se necesita un gran espacio y su construcción ostenta un alto coste. Además, aporta problemas en el medio ambiente (tala de árboles, utilización de agua de ríos, etc.)
- **Aire comprimido:** está formado por los siguientes elementos: un motor que extrae energía de la red cuando hay baja demanda (bajo coste), un compresor de aire, un depósito subterráneo que almacena energía en forma de aire comprimido durante los periodos de baja demanda, cuando la electricidad se necesita el aire almacenando se calienta y se expande y pasa primero por una turbina de alta presión y después por una de baja presión donde se mezcla con combustible. Por último pasa por un generador que produce electricidad. Su rango está entre 50 y 300MW, tiene un periodo de almacenamiento de hasta un año y una eficiencia entre 70%-89%. Entre sus inconvenientes se encuentra la falta de lugares geográficos para su instalación. Además, CAES no es un sistema independiente ya que depende de una planta de turbina de gas. También tiene efectos negativos sobre el medio ambiente ya que requiere combustible fósil y provoca emisiones contaminantes.
- **Baterías:** almacenan electricidad en forma de energía química. Durante la descarga, se producen reacciones electroquímicas en los dos electrodos generando una corriente de electrones a través de un circuito externo. Las reacciones son reversibles, es decir, las baterías pueden cargarse aplicando un voltaje externo a través de los electrodos. Las baterías responden rápidamente a los cambios y aceptan la potencia de terceros. Normalmente tiene pocas pérdidas y pueden tener una eficiencia alta (60—95%). Tipos: lead acid batteries, nickel cadmium batteries, sodium sulphur, sodium nickel chloride, lithium ion batteries. Los inconvenientes que presentan las baterías son que poseen pequeña capacidad de potencia, altos costes de mantenimiento, ciclo de vida corto y una capacidad de descarga limitada. También tienen un efecto negativo sobre el medio ambiente ya que contienen materiales tóxicos.
- **Baterías de flujo:** es un tipo de baterías que almacenan energía en las soluciones electrolitas. Pueden liberar continuamente energía durando hasta 10 horas. Tipos: Vanadium redox battery (VRB), zinc bromine battery, etc.
- **Pilas de combustible:** sistema de almacenamiento que convierte la energía química en eléctrica. Produce electricidad suministrándole combustible (ánodo: hidrógeno, hidrocarburos, alcoholes o metales) y oxidante (cátodo: oxígeno, aire o cloro). Estos reaccionan con la ayuda de un electrolito. Pueden estar en funcionamiento siempre y cuando los flujos necesarios se mantengan en buen estado. La diferencia fundamental con respecto a las baterías es que las pilas consumen reactivo que se repone. En cambio, las baterías almacenan la electricidad en un sistema cerrado. Los diferentes tipos de pilas son: pilas de hidrógeno, pilas de metanol, pilas de carbonato fundido, pilas de óxido sólido, etc.
- **Combustible solar:** se encuentra en desarrollo, pero actualmente está creando interés para seguir investigando. Se concentra luz solar sobre un área ayudado con espejos parabólicos

que capturan la energía radiactiva usando reactores. Se lleva a cabo una transformación química que produce combustible almacenable y transportable. Tiene una eficiencia muy alta (cerca del 100% de eficiencia de almacenamiento virtual).

- Superconductores magnéticos: están formados por tres elementos: un refrigerador, un recipiente superconductor con helio y un convertidor de potencia. Es el único dispositivo que almacena energía eléctrica directamente como electricidad pasando a través de un inductor (sumergido en helio líquido) hecho con un material superconductor y puede circular ininterrumpidamente con pérdidas casi nulas. Tiene una eficiencia alta de alrededor del 97% y se utiliza para periodos de tiempo cortos. Los superconductores tienen un ciclo de vida alto con un rango entre 1 y 10 MW para los pequeños y de 10 y 100MW para los grandes. Entre sus inconvenientes destacan el alto coste que conlleva y los problemas sobre el medio ambiente debido al fuerte campo magnético.
- Volantes de inercia: durante la carga, el volante gira cuando el motor está en marcha y durante la descarga, el mismo motor actúa como generador que produce electricidad a partir de la energía rotacional del volante. El rango de potencia depende del motor/generador, tiene un ciclo de vida largo proporcionando muchos ciclos de carga y descarga. Además, su eficiencia también es alta (entre 90% y 95%).
- Capacitores y supercapacitores: están formados por dos láminas de metal separadas por una capa aisladora. Cuando se carga una de las láminas a partir de electricidad de una fuente directa, la otra lámina inducirá una carga con signo contrario. Los supercapacitores en cambio, almacenan energía a través de una solución electrolita entre dos placas conductoras. Su principal inconveniente es que tienen una duración corta y una disipación de la energía alta debido a las pérdidas cuando se descarga.
- Almacenamiento térmico: es una tecnología muy simple y fiable. Usa materiales que se pueden almacenar en altas o bajas temperaturas en recipientes aislados. Este calor/frío que se produce se utiliza para generar energía utilizando un motor. El inconveniente principal es que tiene una eficiencia baja (entre 30 y 60%).

Posteriormente, Beaudin M., Zareipour H., Schellenberglabe A. y Rosehart W. (2010) en *Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review. Energy for sustainable development, 14, 302-314* persiguen el objetivo de instalar ESS como bombas hidráulicas, almacenamiento en aire comprimido, baterías, volantes de inercia, capacitores, etc. en la red eléctrica y facilitar la integración de fuentes de energía renovables como la eólica y la solar en los sistemas de energía eléctrica llegando a la conclusión de que los mejores ESS para gestionar fuentes de energía renovable variable son los volantes de inercia, capacitores y baterías siempre que se mantenga la calidad de la potencia y la estabilidad. Para servicios de regulación, establecen que la mejor opción son las baterías de sulfuro sódico y para el almacenamiento estacional las mejores alternativas son el almacenamiento en aire comprimido y las baterías de flujo. En el artículo *Sistemas de almacenamiento de energía y su aplicación en energías renovables. Scientia et Technica, 47, 12-16*, Escobar Mejía A. y Holguín Londoño M. (2011) llevan a cabo la investigación de describir diferentes dispositivos de almacenamiento de energía que se utilizan para minimizar las fluctuaciones de potencia, entre otras cosas. La generación de energía renovable es una forma limpia de proporcionar energía pero es variable, intermitente e impredecible por esto, son importantes la incorporación de los ESS a la red eléctrica. Para ello evalúan diferentes tipos de ESS con sus ventajas, desventajas y aplicaciones. Para el caso de las baterías, indican que son uno de los dispositivos con mayor relación coste-efectividad. Las baterías se conectan en serie o paralelo según requisitos de voltaje y corriente. Se utiliza un convertidor para conectarlas a la red eléctrica y un controlador para cargarlas durante las horas de

poca demanda (off-peak) y bajo coste de energía (low cost). Las ventajas que ofrecen son la alta densidad de energía, alta eficiencia, largos ciclos de vida, rápida capacidad de respuesta y fácil integración con renovables. Pero, como es lógico, también tienen una serie de inconvenientes que son los siguientes: refrigeración o unidades especiales de almacenamiento, complejos convertidores, alto coste inicial. Se utilizan en su mayoría cuando se requiere almacenar grandes cantidades de energía. Las baterías ayudan a que el intercambio de potencia dure más tiempo. Sioshansi R., Denholm P. y Jenkin T. (2011) distinguen entre sistemas de almacenamiento puro (bomba hidráulica, baterías) y sistemas de almacenamiento híbridos (almacenamiento en aire comprimido) en el artículo *A comparative analysis of the value of pure and hybrid electricity storage*. *Energy Economics*, 33, 56-66 y los comparan para integrarlos en el sistema de energía eléctrica. Muestran que, en verano la diferencia en el precio de la electricidad entre periodos de alta y baja demanda y el tiempo reducido de carga de CAES, hacen que CAES se pueda comparar e incluso llega a tener mejores resultados que los almacenamientos puros de energía. También observan que los sistemas de almacenamiento puro generan mayores ingresos, pero el coste capital de CAES suele ser menor que el de los dispositivos puros.

Ese mismo año Hessami M. y Bowly D.R. (2011) llevan a cabo la elaboración de modelos dinámicos que describen adecuadamente el funcionamiento de las baterías utilizadas como sistema de almacenamiento de energía eléctrica en Australia y en su artículo *Economic feasibility and optimisation of an energy storage system for Portland Wind Farm (Victoria, Australia)*. *Applied Energy*, 88, 2755-2763 establecen que para que la utilización de baterías sea eficiente, se necesita: 1. El estado de autodescarga, 2. El estado de la carga (State of charge) que permite evitar la sobrecarga y subcarga y usar la batería a la máxima intensidad de corriente sin sobrepasar los límites. 3. Estado de capacidad (state of health), y 4. Máxima potencia disponible sin superar los límites.

Manchester S. y Swan L. (2013) en *Compressed air storage and wind energy for time-of-day electricity markets*. *Procedia Computer Science*, 19, 720-727 persiguen diseñar un sistema para hacer que la energía que proporciona una planta eólica pueda ser útil para facilitar electricidad a la red mediante la ayuda de un sistema de almacenamiento de energía en aire comprimido (CAES). Llegan a la conclusión de que utilizando tarifas TOD (time of day), los consumidores pueden suavizar la demanda diurna haciendo que se consuma energía en los periodos fuera de las horas punta. En el análisis establecen que la potencia de carga varía para acomodar la producción de la planta eólica y la potencia de descarga se mantiene constante (500kW) para maximizar la eficiencia. Durante las horas off-peak, la mayor parte de la energía eólica se dirige al dispositivo CAES para que se cargue. CAES descarga cualquier energía almacenada durante las horas punta (on peak).

Más adelante, en 2016 Venkataramani G., Parankusam P., Remalingam V. y Wang J. (2016) analizan las principales características del dispositivo de almacenamiento de energía eléctrica en aire comprimido. Clasifican el dispositivo de almacenamiento de energía en aire comprimido en tres tipos según el almacenamiento del aire y la utilización del calor. Son: adiabático: el calor del aire comprimido no se pierde, se utiliza para la generación de energía. Diabático (o convencional): el calor de la compresión se disipa en la atmósfera como residuo. Isotermal: permite al aire alcanzar presiones altas sin el reto inherente en la temperatura. Establecen que la integración de CAES en la generación de energía renovable como la solar o la eólica mejorará la utilización de los recursos y hará más atractiva la proposición de incrementar la utilización de energía renovable en el artículo *A review on compressed air energy storage-a pathway for smart grid and polygeneration*. *Renewable and sustainable energy reviews*, 62, 895-907.

Sevket Guney M. y Tepe Y. (2017) en el artículo *Classification and assessment of energy storage systems. Renewable and sustainable energy reviews*, 75, 1187-1197 realizan un análisis actualizado sobre diferentes ESS y clasifican sus características, ventajas, impactos en el medio ambiente y sus posibles aplicaciones. Las principales aplicaciones de la energía son: suministro de electricidad, servicios auxiliares, soporte a la red e integración de energía renovable. Los ESS se dividen en cinco categorías: Químicos, Electroquímicos, Eléctricos, Mecánicos y Térmicos.

- Químicos: los combustibles químicos (gasolina, diésel, gas natural, hidrógeno, butano, biodiesel, etc) se convierten en energía térmica y mecánica y después se transforman en energía eléctrica mediante motores térmicos. La energía química almacenada se puede liberar a través de reacciones de electrones para producir electricidad. Existen nuevas tecnologías de almacenamiento de energía química y termoquímica que incluyen procesos de sorción y reacciones termoquímicas en las que la energía se almacena después de una reacción de disociación y una reacción químicamente opuesta. Explican una serie de combustibles químicos a continuación:
  - Hidrógeno: es un combustible renovable no tóxico (solo emite vapor de agua después de la reacción de combustión) y muy abundante que puede producirse a partir de cualquier fuente de energía primaria. Un sistema de almacenamiento de hidrógeno está formado por una unidad que genera hidrógeno, un depósito para almacenar el hidrógeno y una pila de combustible.
  - Gas natural sintético: este combustible puede almacenarse en depósitos a presión, bajo tierra o alimentar directamente a la red de gas.
  - Biocombustibles: pueden presentarse en estado líquido o gaseoso. Se utilizan para reemplazar los combustibles de hidrocarburo mediante procesos químicos que convierten el carbón, hidrógeno, gas natural, biomasa de animales y plantas y restos orgánicos en hidrocarburos aptos para reemplazar los combustibles hidrocarburos existentes.
- Electroquímicos: estos ESS convierten energía química en energía eléctrica. Las principales aplicaciones de este tipo de ESS son el transporte y generación incluyendo la utilización de energía eólica y solar.
- Eléctricos: se clasifican en tres grandes grupos:
  - Capacitores: es la forma más directa de almacenar energía eléctrica. Se utiliza cuando hay una corriente/electricidad alta pero sólo para periodos cortos.
  - Supercapacitores: pueden reemplazar los capacitores convencionales menos cuando el capacitor ofrezca una capacidad energética alta. Los supercapacitores pueden cargarse y descargarse muchas veces sin que sufran daños.
  - Superconductores magnéticos: la energía se almacena en el campo magnético creado por el flujo de corriente eléctrica en el muelle superconductor. Se suelen utilizar en industrias donde sirve para estabilizar picos de energía en el consumo.
- Mecánicos: la ventaja principal de este tipo de almacenamiento es que pueden proporcionar energía inmediatamente cuando se necesite para trabajos mecánicos. Los principales sistemas mecánicos de almacenamiento de energía son:
  - Volante de inercia: almacena mecánicamente energía cinética cuando el rotor gira a alta velocidad. Esta energía almacenada se puede reutilizar para desacelerar el volante y devolver la energía cinética al motor eléctrico que se utiliza como generador. Cuanto más rápido gire el volante, más energía almacenará.
  - Bomba hidráulica: actualmente se están utilizando para estabilizar la variedad de las fuentes de energía renovable (solar, eólica y undimotriz).

-Almacenamiento en aire comprimido: un sistema innovador invierte el proceso y el compresor de aire se convierte en extensor y el motor eléctrico pasa a ser un generador. El calor de la compresión se almacena y se transporta hasta edificios cercanos proporcionando calor. El calor se extrae de los edificios cuando proporcionan aire acondicionado. De esta forma se consigue una mayor eficiencia energética en los edificios.

- Almacenamiento térmico: almacenan calor o frío en un sistema de almacenamiento para futuros usos, bajo ciertas condiciones de temperatura, lugar y potencia.

Según Kouchachvili L. Yaici W. y Entchev E. (2018) en su artículo *Hybrid battery/supercapacitor energy storage system for the electric vehicles*. *Journal of power sources*, 374, 237-248 tienen por objetivo aplicar baterías y superconductores como sistemas de almacenamiento de energía en vehículos eléctricos. Explican que el problema principal de las baterías tiene lugar en los picos de utilización. En los coches eléctricos, las baterías pueden perder eficiencia cuando la conducción no es constante, es decir, cuando se acelera o se frena repetidamente. Esto provoca que la vida de las baterías se acorte. Para solucionar esto, proponen implementar un sistema híbrido en el que, para periodos cortos de pocos segundos, se utiliza un supercapacitor que proporciona energía cuando la batería falla. Después la energía volverá a ser suministrada por la batería.

Por último Zhang C., Wei Y. Cao P. y Lin M. (2018) explican más detalladamente los distintos dispositivos de almacenamiento de energía en baterías teniendo en cuenta sus características como los materiales, electroquímica, costes y función en su artículo *Energy storage system: current studies on batteries and power condition system*. *Renewable and Sustainable energy reviews*, 82, 3091-3106. Indican que un sistema de almacenamiento de energía en baterías está formado por: pack de baterías que se utiliza en la integración, instalación y expansión, sistema de gestión de potencia (BMS) que monitoriza los parámetros de la batería, calcula su capacidad actual y controla el sistema globalmente, sistema de potencia (PCS) que está involucrado en la conversión entre AC y DC y sistema de gestión de energía (EMS) responsable de que la planificación y gestión del sistema de almacenamiento de energía sea eficiente. También describen diferentes tipos de baterías:

- Batería de plomo y ácido: utiliza el plomo y su óxido como electrodo y el ácido sulfúrico como electrolito. Es la batería más madura con el coste más bajo. Este tipo de baterías ha jugado un papel importante en el mantenimiento de la fiabilidad en operaciones del sistema eléctrico. Entre sus inconvenientes están su baja densidad de energía y de potencia, sus largos periodos de carga, el corto ciclo de vida, su capacidad disminuye significativamente cuando se requieren cargas rápidas además de los problemas de contaminación en el medio ambiente.
- Baterías de litio-ion: funcionan con el movimiento de los iones de litio a través de los electrodos positivos y negativos. Cuando la batería está cargándose, los iones se intercalan en el electrodo positivo y luego se intercalan en el electrodo negativo mediante el electrolito. Para descargarse, los iones se mueven al contrario. Este tipo de batería es idóneo para los coches eléctricos y redes de energía renovable pero su inconveniente principal es el alto coste de capital que limita que sus aplicaciones puedan extenderse.
- Baterías de flujo de vanadio: almacenan la energía y la descargan a través de una reacción electroquímica de un par de electrones en los electrodos inertes. Tiene las ventajas de una alta capacidad, alta potencia, alta eficiencia, largo ciclo de vida además de una seguridad alta. Entre sus inconvenientes destacan la restricción de ciertos materiales necesarios (electrolitos y electrodos) y el importante coste de construcción.

- Baterías de sulfuro sódico: utiliza el sodio fundido como electrodo negativo y el sulfuro como electrodo positivo. Entre sus inconvenientes están la gran cantidad de requerimientos necesarios en la red de gran escala para este tipo de almacenamiento de energía, este tipo de baterías opera a altas temperaturas (350°C) que provoca corrosión. Investigadores están intentando modificar su estructura para que no sea necesario operar a tan altas temperaturas.
- Baterías de aluminio-ion: funciona a través de la deposición electroquímica, la disolución de aluminio en el ánodo y la intercalación de los aniones en el cátodo de grafito. Su alta densidad energética y potencial hacen que estas baterías comparables con las de plomo y ácido.

### 3.2 Funcionamiento del mercado eléctrico

En el artículo *Estimating the value of electricity storage in an energy-only wholesale market*. *Applied Energy*, 159, 422-432 los autores McConnell D., Forcey T. y Sandiford M. (2015) establecen una metodología para determinar el valor que tienen las tecnologías de almacenamiento de energía cuando se utilizan para almacenar energía durante periodos de baja demanda y venderla más cara cuando la demanda es alta. Afirman que una característica común de los mercados de electricidad es el precio volátil en los picos extremos. Los altos precios volátiles son provocados por la rápida variación de la demanda en periodos cortos, apagones/cortes, etc. Se usan generadores para poder afrontar los picos y para responder a estos cambios tan rápidos en la demanda y en el precio. El almacenamiento de energía es crucial para minimizar el coste manteniendo la fiabilidad y los estándares de seguridad. Los ingresos por almacenamiento se generan a partir de la compra de electricidad low-cost y la venta de picos de electricidad a alto precio (high-cost) en un mercado de electricidad asumiendo que el dispositivo es lo suficientemente pequeño para que a este no le afecten los precios (se llama price taker).

Este análisis sirve para cualquier dispositivo de almacenamiento.

El objetivo es maximizar el beneficio en un mercado hipotético del mercado de la región del sur de Australia. Con un rango de capacidad de almacenamiento entre 0.5 y 10 horas.

Existen dos restricciones:

1. El rango de capacidad de potencia de almacenamiento del dispositivo para carga y descarga (unidades)
2. Las horas de almacenamiento (horas)

Se han realizado dos optimizaciones para cada escenario uno utilizando los precios de un solo día, viendo como varían (intra-day) y otro con los precios de un año completo (inter-day).

- Almacenamiento de energía durante los periodos de bajo coste y generación de energía durante los periodos de alto coste.

Para tecnologías con coste bajo de capacidad instalada (\$/kW) relativa a los costes de almacenamiento de energía, sistemas con pequeña cantidad de almacenamiento (en horas) son los más viables económicamente. Una tecnología con un coste alto de capacidad instalada puede optar por una mayor cantidad de almacenamiento (en horas).

Diferentes estudios indican que la bomba hidráulica (PHES) es la tecnología de almacenamiento de energía más madura (tiene más tiempo) y a la vez la más barata a larga escala.

En este estudio los autores establecen que PHES puede competir con las nuevas OCGT (turbinas de gas) bajo las condiciones adecuadas.

El análisis demuestra que puede haber valor adicional en el almacenamiento de más de 6 horas.

En este artículo la eficiencia (round trip efficiency) no tiene un impacto significativo en contraposición con los resultados obtenidos en otros estudios donde se expone la importancia que tiene la eficiencia en el arbitraje (arbitrage value) del almacenamiento. Estas diferencias son a consecuencia de los diferentes mercados y modelos utilizados.

El análisis también sugiere que vendiendo *cap contracts*, un dispositivo de almacenamiento puede reducir la variabilidad anual de los ingresos. *Cap contracts* es un contrato que asegura que el comprador no pagará más de una cierta cantidad establecida por la electricidad. Por ejemplo, un *cap contract* de \$300 por MWh dice que el propietario de este contrato no pagará más de esa cantidad aunque el precio aumente en un futuro.

Tecnologías de almacenamiento poder ofrecer ventajas adicionales comparándolas con las turbinas de gas (OCGT). Por ejemplo, algunas tecnologías podrían tener una localización óptima en la red eléctrica sin la restricción de la necesidad de una tubería/canal de gas. Por otro lado, tecnologías como bomba hidráulica, tienen la restricción de limitaciones geográficas.

→ Métodos de coste efectivo para almacenar energía puede ayudar a mejorar la eficiencia y fiabilidad de la red y proveer beneficios adicionales a la sociedad incluyendo:

- mejora del uso de los recursos existentes de generación, transmisión y distribución.
- ayuda para integrar energías renovables en el sistema eléctrico.

Por tanto, entendiendo los efectos de los precios y como la generación renovable y los efectos que tiene juegan dentro de la electricidad (el papel fundamental que tienen), sería muy importante tratar de descarbonizar el sector de la energía e incrementar la penetración de energías renovables.

Siguiendo a Berrada A., Loudiyi K. y Zorkani I. (2016) en el artículo *Valuation of energy storage in energy and regulation markets*. *Energy*, 1109-1118 pretenden cuantificar los beneficios generados por el arbitraje y por servicios de regulación, dos de las aplicaciones de almacenamiento de energía en diferentes mercados utilizando sistemas de almacenamiento de energía (ESS). Los mercados utilizados en el modelo son: mercado a día por delante (day ahead): programa la producción y consumo de energía un día antes del día operacional, mercado a tiempo real: equilibra las variaciones entre la programación un día por delante y las necesidades actuales reales y mercados auxiliares. Indican que para cada periodo el modelo determina cuánta energía se debe cargar o descargar del dispositivo de almacenamiento para ofrecerlo al mercado y se decide la capacidad a vender en el mercado auxiliar. Se utiliza el sistema de almacenamiento de energía por gravedad (parecido a PHS) y muestran que los precios del mercado a tiempo real son menores que el mercado a día por delante ya que por seguridad los consumidores prefieren pagar más por la energía un día por delante para evitar enfrentarse con la alta volatilidad de los precios en el mercado a tiempo real y por seguridad de los suministradores que prefieren retener cierta energía del mercado a día por delante y venderla al mercado a tiempo real para proporcionar protección frente a apagones. Se comparó el beneficio del almacenamiento por gravedad con CAES y PHS y se comprobó que CAES es el sistema con mayores beneficios diarios y el almacenamiento por gravedad obtiene beneficios negativos al participar en mercados auxiliares.

### 3.3 Participación en el Mercado (arbitraje de precios)

Considerables trabajos se han llevado a cabo para investigar el papel del almacenamiento de energía en el arbitraje de precios de la electricidad utilizando diferentes algoritmos y métodos de optimización y programación.

Walawalkar R., Apt J. y Mancini R. (2007) en el artículo *Economics of electric energy storage for*

*energy arbitrage and regulation in New York. Energy Policy*, 35,2558-2568 utilizan un análisis de sensibilidad para evaluar la rentabilidad de las baterías de sulfuro de sodio utilizadas en arbitraje de energía y volantes de inercia utilizados en servicios de regulación. Establecen que los factores más influyentes en la rentabilidad de estos ESS son: ingresos de las ventas de energía durante periodos de valor alto (on-peak), coste de cargar durante los periodos de valor más bajo (off-peak), coste de capital: coste de recursos financieros necesarios para la inversión y eficiencia (roundtrip): energía que sale comparado con la que entra en el sistema. Concluyen que estos ESS tienen una probabilidad alta de conseguir un VAN positivo en la región de la ciudad de NY tanto para arbitraje como para regulación. Para llevar a cabo la instalación de este proyecto, es necesario mantener o aumentar la eficiencia intentando reducir el coste de capital.

Jalal Kazempour S., Parsa Moghaddam M., Haghifam M.R. y Yousefi G.R. (2009) en *Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies. Renewable Energy*, 34, 2630-2639 tienen como objetivo maximizar el beneficio utilizando plantas con baterías de sulfuro de sodio como ESS emergente y almacenamiento por bombeo hidráulico como ESS tradicional cada uno teniendo en cuenta sus propias restricciones. Estas plantas no tienen capacidad para alterar los precios del mercado, son price-taker. A través de un modelo de programación lineal demuestran que, bajo las mismas condiciones, las tecnologías tradicionales (en este caso bombeo hidráulico) obtienen mayores beneficios económicos. En el caso de querer utilizar algún tipo de tecnología emergente, será necesario un soporte financiero.

En los estados de la región de PJM en EE. UU. se llevó a cabo un estudio sobre el impacto de diferentes parámetros como el precio del combustible, la eficiencia o la capacidad de almacenamiento sobre el valor anual del arbitraje de energía. El modelo de optimización se realiza asumiendo una previsión de los precios futuros de la electricidad durante el periodo (2 semanas). Teniendo en cuenta un 80% de eficiencia y 12 horas de almacenamiento, los autores Sioshansi R., Denholm P., Jenkin T. y Weiss J. (2009) demuestran que el valor anual de arbitraje para sistemas de almacenamiento en PJM, ha aumentado de \$60/kW-año a \$110/kW-año o incluso más en los últimos años (*Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects. Energy Economics*, 31, 269-277).

En el artículo *Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. Energy Policy*, 38, 7180-7188 los autores Wade N.S., Taylor P.C., Lang P.D. y Jones P.R. (2010) valoran si la instalación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en redes de distribución en Gran Bretaña tiene algún beneficio y son buenas oportunidades para incrementar la generación de energía y transformar las redes tradicionales en Smart Grid o redes inteligentes. Mediante un software de simulación muestran que operar con sistemas de almacenamiento de energía integrados en la red de distribución tiene un impacto positivo en relación con el control de voltaje y la gestión de la potencia. Demuestran que un único dispositivo/sistema para mejorar las condiciones de dos redes es más eficiente que utilizar dos dispositivos trabajando en redes aisladas. Concluyen diciendo que las ESS instaladas en redes de distribución están listas para convertirse en parte de las futuras Smart Grid.

En el caso de Yang C. y Jackson R.B. (2011) estudian en *Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 839-844 los beneficios que aportaría la instalación de bombas hidráulicas en las redes de distribución. Estas bombas utilizan electricidad barata de la red durante los periodos de coste bajo para mover el agua desde el depósito inferior hasta el superior y almacenar así energía. Durante los periodos de demanda alta de electricidad, se libera el agua del depósito superior para generar electricidad a un precio mayor. Mediante la comparación y el análisis de diferentes proyectos llegan a la conclusión de que se pueden crear nuevos sistemas de almacenamiento de energía en bombas hidráulicas utilizando agua residual en lugar de agua de la superficie, como el agua de los ríos, así se podría reducir el impacto negativo sobre animales acuáticos. Estos proyectos propuestos difieren significativamente de los proyectos iniciales de bombas hidráulicas en los que los depósitos se crearon haciendo una presa en

ríos.

Drury E., Denholm P. y Sioshansi R. (2011) en su artículo *The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets*. *Energy*, 36, 4959-4973 simulan dos escenarios con CAES: maximizar ingresos netos desde la energía de arbitraje y maximizar los ingresos netos de la energía de arbitraje y proporcionar reservas spinning y non-spinning. El modelo lineal creado para este análisis determina para cada año las horas óptimas de CAES para maximizar los ingresos basado en los precios de la electricidad cada hora y de las reservas, además del coste del gas natural. Sujeto a las restricciones de CAES convencional (diabático) y CAES adiabático. Los resultados muestran que proporcionando reservas (spinning y non-spinning) incrementa los ingresos anuales tanto para CAES convencional como para CAES adiabático. (un poco más para dispositivos adiabáticos). La energía de arbitraje y reservas de funcionamiento (spinning y non-spinning) pueden hacer que los dispositivos convencionales de CAES sean productivos en muchos mercados de electricidad, pero los dispositivos CAES adiabáticos necesitarían un ingreso adicional para ser rentable.

Ese mismo año He X., Delarue E., D'haeseleer W. y Glachant J.M. (2011) en *A novel business model for aggregating the values of electricity storage*. *Energy Policy*, 39, 1575-1585 proponen organizar una serie de subastas para vender energía y potencia disponibles del ESS entre diferentes actores (clientes) en diferentes horizontes temporales (subasta de una semana por delante, de día por delante y de hora por delante). Los diferentes actores decidirán sobre la estrategia a utilizar para el almacenamiento de acuerdo con sus propias funciones objetivo (maximizar el beneficio, minimizar el coste o minimizar el riesgo). Este nuevo modelo se distingue de los existentes en que no predefine el servicio que el dispositivo se supone que va a ofrecer. Los modelos MILP y MIQCP muestran que es técnicamente posible coordinar el uso de dispositivos de almacenamiento por diferentes actores. Concluyen mostrando que un sistema de almacenamiento de energía puede alcanzar un retorno de inversión más alto utilizando el modelo propuesto en el artículo.

Connolly D., Lund H., Finn P., Mathiesen B.V. y Leahy M. (2011) desarrollaron *Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage*. *Energy Policy*, 39, 4189-4196 con el objetivo de maximizar el beneficio que PHS podría alcanzar en un mercado eléctrico utilizando diferentes estrategias operacionales: -24Historical: estrategia en la que las decisiones de comprar/vender electricidad están basadas en los precios promedios de 12 precios históricos y 12 precios futuros. -24Prognostic: en esta estrategia las decisiones se toman en función del precio promedio de las próximas 24h. -24Optimal: en este caso se optimiza el almacenamiento de energía solo para el día siguiente. Cuando se ha optimizado el primer día, se repite el procedimiento hasta tener el año completo. Comprueban que la mayoría de los beneficios obtenidos utilizando PHS son óptimos cuando se usa la estrategia 24Optimal, obtiene un 97% de los beneficios. La cual, maximiza la energía almacenada a partir de los precios de la electricidad a un día vista. Este resultado se ha obtenido considerando 6 horas de carga/descarga de PHS (ciclos de carga/descarga habituales para PHS). El estudio ofrece buenos resultados utilizando un periodo de tiempo corto. En cambio, al realizar el estudio en un periodo de 5 años, ofrece unos resultados muy variables entre los diferentes mercados considerados.

Mediante un modelo MILP Yucekaya A. (2013) calcula la eficiencia del almacenamiento de energía en aire comprimido (CAES) sabiendo que puede generar y adquirir electricidad en todo momento. La generación está programada cuando el precio de electricidad es suficientemente alto como para cubrir los costes y conseguir beneficios. La adquisición se realiza cuando los precios de energía son los suficientemente bajos como para asegurar el mínimo coste de electricidad que luego se venderá a precio rentable. En el artículo *The operational economics of compressed air energy storage systems under uncertainty*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 298-305 indican que sería económicamente viable implementar CAES en la red de distribución eléctrica con los precios de mercado utilizados en el artículo.

La investigación de Bradbury K., Pratson L. y Patiño-Echeverri D. (2014). *Economic viability of*

*energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets. Applied Energy*, 114, 512-519 tiene como objetivo determinar la capacidad de almacenamiento y la potencia que maximizan el TIR para 14 ESS en 7 mercados a tiempo real americanos. Se busca comprar y almacenar energía cuando el coste de la electricidad es bajo y luego descargarla y venderla cuando los precios son altos. Para ello se estudian 14 ESS diferentes en 7 nodos (mercados de electricidad). Se compara: - La autodescarga diaria con los ingresos de cada ESS en cada nodo. - La eficiencia con los ingresos de cada ESS en cada nodo. - Las horas de almacenamiento con los ingresos de cada ESS en cada nodo. Establecen que PHS (bomba hidráulica) y CAES (almacenamiento de energía en aire comprimido) actualmente son los de mayor potencial para utilizar en arbitraje. ZEBRA (batería de níquel-cloruro de sodio) podría ser más productivo si se reduce el coste de capital de energía o mejorando la eficiencia de estos sistemas (reduciendo la energía que se desecha). EDLC (ultra capacitores) y LA (batería de ácido-plomo) pueden ser productivos si tienen el tamaño óptimo y operan en los mercados más volátiles (donde cambian los precios rápido). Las baterías Li-On (litio-ion) son las más productivas (tienen una eficiencia entre el 80% y el 90%) pero obtienen un TIR negativo. La mayoría de los ESS estudiados son óptimos con 4 horas de almacenamiento de energía. Excepto para PHS y CAES que la talla óptima sería mayor ya que, para ellos, es más barato añadir capacidad energética mediante reservas de agua o aire que incrementando la capacidad de potencia construyendo más turbinas.

Zakeri B. y Syri S. (2014) en *Economy of Electricity Storage in the Nordic Electricity Market: The Case for Finland. IEE*, maximizan los beneficios económicos de la implementación de diferentes ESS en Finlandia, región potencial para la instalación de ESS en la red, para utilizarlos en el arbitraje de precios. Los ESS son: PHS (bomba hidráulica), CAES (aire comprimido), baterías NaS (sulfuro de sodio), baterías LA (ácido-plomo) y baterías vanadio redox. Calculan la talla óptima de los ESS en dos tipos de mercado, mercado Elspot (a día por delante) y balancing market (mercado de equilibrio de la oferta y la demanda de electricidad). La talla óptima de PHS para el periodo de 5 años estudiado (2009-2013) es aproximadamente 6 horas de descarga. Si se descarga durante más tiempo (más horas) los ingresos disminuyen. La talla óptima de las baterías es menos de 2 horas en el mercado de equilibrio y de 4 horas en el mercado de a día vista. Llegan a la conclusión de que para la mayoría de los ESS estudiados en ese periodo, se obtienen mayores ingresos para el arbitraje de precios, en el mercado de equilibrio que en mercado de a día vista. Para los dos mercados estudiados, PHS es el ESS que obtiene mayores beneficios al año comparado con el resto de ESS. 14€/kW-año en el mercado a día vista y 43€/KW-año en el mercado de equilibrio.

En 2015 Das T., Krishnan V. y McCalley J.D. (2015) desarrollaron *Assesing the benefits and economics of bulk energy storage technologies in the power grid. Applied Energy*, 139, 104-118 donde evalúan qué función tiene el almacenamiento en aire comprimido (CAES) como rol activo en el mercado y los beneficios económicos en diferentes escenarios a través del payback aumentando los niveles de penetración del viento. Cuantificar cómo CAES podría reducir los precios de mercado, sistemas de producción y costes de ciclo. Se utiliza en el mercado co-optimizado en el que parte de la energía almacenada se reserva para servicios de regulación en el mercado auxiliar/secundario. Utilizando un modelo de programación lineal y una simulación Monte Carlo comparan dos tamaños de CAES, el pequeño con capacidad de 50MW y el grande de 100MW, y comprueban que el de menor capacidad obtiene un payback mejor. También indican que el de tamaño mayor, aunque obtiene más ingresos en el mercado energético, no consigue beneficios en el mercado auxiliar debido a que tiene menos oportunidades a un nivel bajo de penetración del viento. En cambio, a niveles altos de integración del viento, existe una gran oportunidad para utilizar CAES con capacidad grande ya que los pequeños llegan a saturarse con la capacidad que disponen.

*Operation, sizing and economic evaluation of storage for solar and wind power plants. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1117-1129 de los autores Berrada A. y Loudiyi K. (2016) tiene tres objetivos: -Maximizar los ingresos de dos plantas de energía renovable (planta solar y eólica) (estrategia operacional). -Minimizar el coste de un sistema híbrido satisfaciendo los servicios

requeridos. (calcular la talla óptima de los ESS). -Analizar y determinar el coste añadido de almacenar cada kWh en los diferentes ESS analizados. (análisis económico). Para la estrategia operacional, observaron que la planta solar, aunque los precios de energía son bajos por la noche, el sistema no almacena energía porque la planta no está generando nada en ningún momento. Ocurre lo mismo por la mañana temprano, el sistema de almacenamiento de la planta solar no vende energía debido a sus bajos niveles de energía. En cambio, para la planta eólica existe menos variabilidad ya que hay una correlación entre los precios de energía a cada hora y los ingresos obtenidos. Cuando los precios son bajos, el dispositivo se carga. Esta energía se guarda hasta que el precio sube y entonces se vende. Esto ocurre a partir de las 6 de la mañana y de las 20 donde el precio empieza a subir y la energía almacenada se vende para que los ingresos se maximicen. Para la talla óptima indican que, si la demanda es menor que la energía generada, el dispositivo se carga con el exceso de energía. También indican que, si la energía generada es menor que la demanda, el dispositivo descarga la parte restante hasta satisfacer la demanda. Para los resultados económicos encontraron que las baterías de litio son las ESS que porta más coste por cada kWh almacenado. Se debe al alto coste de capital comparado con las baterías químicas. La bomba hidráulica es la ESS con menor coste por kWh para almacenar energía aunque este ESS tiene desventajas como: impacto negativo medioambiental, gran cantidad de agua requerida o pocos lugares disponibles para su instalación. En cambio, para transmisión y distribución, CAES obtiene el menor coste de almacenar energía ya que tiene una gran duración.

Nasrolahpour E., Kazempour S.J., Zareipour H. y Rosehart W.D. (2016) en *Strategic sizing of energy storage facilities in electricity markets. IEEE Transactions on sustainable energy*, 7, 1462-1472 determinan el tamaño óptimo de PHS (pumped hydro storage) tratando de maximizar su beneficio a través de estrategias de planificación y estrategias operacionales en el mercado eléctrico Alberta teniendo en cuenta el desconocimiento relacionado con las futuras cargas y las posibles ofertas de suministro convencionales. Estudian cinco casos con diferentes condiciones de mercado: tres de los casos tiene la condición de mercado perfecto y los otros dos casos corresponden a un mercado imperfecto. Muestran que los resultados obtenidos para el tamaño óptimo varían mucho dependiendo de los supuestos y de los escenarios elegidos por lo que es un problema para tratar con precaución.

Un año después, Hou P., Enevoldsen P., Eichman J., Hu W., Jacobson M. Z. y Chen Z. (2017) escriben *Optimizing investments in coupled offshore wind-electrolytic hydrogen storage systems in Denmark. Journal of Power Sources*, 359, 186-197 donde tienen como objetivo maximizar el beneficio en una planta eólica instalada en el mar utilizando un sistema de hidrógeno y calcular la TIR para evaluar los beneficios económicos de la instalación del sistema de hidrógeno. En el artículo se exploran diferentes configuraciones, la que nos interesa es la utilización de una planta eólica con sistema de hidrógeno para el mercado eléctrico de arbitraje. En este caso, el sistema solo se usa para almacenar electricidad en forma de hidrógeno que luego utiliza para generar electricidad que se vende en el mercado eléctrico. Sin almacenamiento la energía eólica debe venderse en el mismo momento de su generación. Llegan a la conclusión de que no es viable la instalación de un sistema de hidrógeno que solo genere beneficios del arbitraje de precios de la energía danesa (transformar la energía en electricidad y venderla a los mercados eléctricos). Indican que es más viable utilizar el hidrógeno de la planta eólica para venderlo directamente a los consumidores finales. Proponen que, para poder utilizar el hidrógeno con fines de arbitraje de precios, podrían complementarlo con servicios auxiliares.

En el sur de Gales los autores Daggett A., Qadrdan M. y Jenkins N. (2017) desarrollan *Feasibility of a battery storage system for a renewable energy park operating with price arbitrage. IEE* para calcular el tamaño óptimo de una batería de litio-ion que maximice el beneficio generado en una planta energética que participa en el mercado eléctrico. La planta está formada por tres turbinas eólicas de 2MW cada una y de paneles solares fotovoltaicos de 2MW. Demuestran que utilizar baterías de litio-ion considerando solo ingresos provenientes del arbitraje no es económicamente

viable ya que se obtienen ingresos negativos. Pero a pesar de estos resultados, el modelo podría utilizarse en futuros casos con condiciones como menores costes de instalación y modificaciones en los precios de la energía. En este caso, utilizar estas baterías sí que sería económicamente viable. Muestran que, en el año 2025, el modelo obtendría un valor actual neto positivo (400.000 libras) utilizando una batería de 10MWh con un inversor de 3,5MW. Por lo tanto, concluyen diciendo que la instalación de este ESS será viable con las tecnologías que se desarrollarán en el futuro.

Estimar el coste del ciclo de vida de las baterías de flujo y evaluar la viabilidad económica en tres casos diferentes. En nuestro caso nos interesa el análisis para arbitraje de precios en el mercado eléctrico a día vista (diario) Elspot que es el objetivo de Buiskikh D., Zakeri B., Syri S. y Kauranen P. (2018) en el artículo *Economic feasibility of flow batteries in grid-scale applications. IEE*. Los beneficios anuales de la utilización de baterías de flujo en el mercado eléctrico diario Elspot solo alcanza beneficios para hacer frente a unos costes de operación de las baterías entre un 4% y un 8%. Por lo tanto, llegan a la conclusión de que utilizar baterías de flujo para el arbitraje de precios diarios no es viable en el mercado energético nórdico. Sin embargo, establecen que la instalación de estas baterías en islas apartadas puede tener beneficios mucho mejores debido al alto coste de generación de combustible.

Krishnamurthy D., Zhou Z., Thimmapuram P.R. y Botterud A. (2018) llevan a cabo en California la investigación *Energy storage arbitrage under day ahead and real time price uncertainty. IEEE Transactions on power systems*, 33, 84-93 y estiman la viabilidad económica de sistemas de almacenamiento de energía (baterías en este caso), ayudar en el mercado de pujas y en las decisiones operacionales. Se realiza en el mercado diario (day-ahead) de electricidad con la posibilidad de utilizar el mercado eléctrico a tiempo real para hacer modificaciones. Examinan dos modelos para maximizar el beneficio del arbitraje en el mercado eléctrico diario. Estos modelos son: modelo estocástico de puja precio-cantidad, modelo de puja solo cantidad. Muestran que el modelo precio-cantidad obtiene mayores beneficios en promedio. Con este modelo, la batería suele pujar más en el mercado diario aunque a veces son necesarios los ajustes realizados en el mercado a tiempo real para que sea viable. También muestran que, para las baterías de larga duración, los beneficios son menores ya que necesitan más tiempo para cargarse y descargarse.

Adebayo A. I., Zamani-Dehkordi P., Zareipour H. y Knight A. M. (2018) en *Impacts of transmission tariff on price arbitrage operation of energy storage system in Alberta electricity market. Utility Policy*, 52, 1-12 investigan el impacto económico de las tarifas de transmisión (tarifas que afectan los resultados de los beneficios en el mercado eléctrico) que tienen sobre el arbitraje de energía utilizando dos tipos de ESS: uno de 10MW para que no tenga impacto en el precio y otro de 100MW que sí tiene un impacto considerable en el precio durante un periodo de 5 años (2010-2014). Demuestran que el dispositivo ESS almacena electricidad de la red durante la noche y lo devuelve a la red a partir de media mañana y hasta últimas horas de la tarde. Explican también que la mayoría de las operaciones de arbitraje se realizan durante la semana. Indican que los beneficios disminuyen característicamente al considerar la tarifa de transmisión. Esto se debe a que los costes de operación aumentan (porque los costes fijos contribuyen mayoritariamente en los costes operacionales durante el periodo) y el volumen de energía negociada se reduce debido a dicha tarifa. Sin embargo, este impacto sobre el volumen de energía no es significativo para que cambie la estrategia de operación.

En los estudios realizados en años anteriores, el arbitraje no proporcionaba suficientes beneficios. Sin embargo, muchos mercados eléctricos están experimentando cambios debido a los precios negativos de la electricidad. Durante 2018 en Alemania, Metz D. y Tomé Saraiva J. (2018) llevan a cabo *Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets. Electric Power Systems Research*, 160, 27-36. Este estudio trata de maximizar el beneficio de almacenamiento en baterías considerando dos tipos de mercado: de 60 min (periodo estudiado desde 2011 hasta 2016) y de 15min (de 2015 a 2016) utilizados en el mercado alemán. En este mercado se añadió la subasta de 15 min a la de 60 min para proporcionar flexibilidad extra que ayuda a los agentes a ajustar sus posiciones. Analizando los ingresos obtenidos del mercado de 60 min

desde el 2011 hasta el 2016, los resultados del mercado de 15 min y la utilización de ambos mercados a la vez (estos dos últimos desde 2015 hasta 2016), demuestran que los ingresos de 60min disminuyen un 20% y los otros dos casos disminuyen un 60% pero aun así, resulta más atractivo la utilización de la subasta de 15 min o de los dos en conjunto ya que se consiguen ingresos mayores que el mercado de 60 min. A pesar de esto, establecen que los ingresos obtenidos no son suficientes para llevar a cabo la inversión inicial ya que indican que la probabilidad y magnitud de los saltos en los precios tendría que incrementar 7 veces para no tener pérdidas a final de año. Por esto, consideran la importancia de reducir el coste de dispositivos de almacenamiento para que su futura utilización sea más económica.

En Irán Rasol Jannesar M., Sedeghi A., Savaghebi M. y Guerrero J. M. (2018) realizan la investigación *Optimal placement, sizing and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration*. *Applied Energy*, 226, 957-966 donde tratan de maximizar el beneficio económico y encontrar la ubicación, tamaño y ciclos (carga/descarga) óptimos de las baterías como dispositivos de almacenamiento de energía. Mediante un algoritmo genético y la programación lineal demuestran que la sobretensión y las pérdidas de energía disminuyen, el flujo de energía invertido se previene, las emisiones en el medio ambiente se reducen y se maximiza el beneficio económico. El flujo de energía invertido puede ocurrir cuando la producción fotovoltaica excede la demanda de los consumidores. Esto puede desencadenar a sobretensión y pérdidas de energía. Las baterías pueden mitigar estos inconvenientes.

Explican Cheng B. y Powell W. B. (2018) en el artículo *Co-optimizing battery storage for the frequency regulation and energy arbitrage using multi-scale dynamic programming*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9, 1997-2005 el método para optimizar el uso del almacenamiento con baterías (500kWh) para el arbitraje de energía y para regulación. La regulación ayuda a mitigar la fluctuación constante entre la demanda y oferta. Estas baterías toman decisiones sobre cuándo cargarse/descargarse en diferentes periodos. Se utiliza un algoritmo creado especialmente para realizar el estudio en dos modelos diferentes: modelo 5 min economic basepoint (EB) y modelo 2 sec frequency regulation (FR). El estudio se realiza para evaluar el funcionamiento del algoritmo establecido. Utilizan un método de aproximación dinámica que descompone el problema en otros subproblemas más sencillos de resolver. Llegan a la conclusión de que los ingresos disminuyen cuando disminuye el rango  $k$  (sirve para encontrar la mejor aproximación de las funciones) y que el método de co-optimización utilizado consigue mejores resultados que un problema de FR puro.

Por último, Wu W. y Lin B. (2018) consideran un caso de estudio en China, *Application value of energy storage in power grid: a special case of China electricity market*. *Energy*, 165, 1191-1199 en el que evalúan los beneficios de la aplicación del almacenamiento de energía en baterías en la red eléctrica china. La diferencia con otros estudios previos es que China no posee un mercado eléctrico libre, sino que todo el proceso, desde la transmisión hasta que la electricidad llega al consumidor final, está regulado por el gobierno. Por lo tanto, el precio de la electricidad está regulado y no se puede utilizar para el arbitraje de precios. Por esta razón, es difícil obtener el coste marginal real de la electricidad y evaluar la aplicación del almacenamiento de energía. Establecen que cuando la capacidad instalada para almacenar energía es pequeña, si se añade un dispositivo de almacenamiento de energía, este puede reducir los periodos de máxima carga y disminuir el coste de la red eléctrica. Proponen que, para su análisis, la capacidad óptima de almacenamiento en baterías es de 5GWh ya que los ingresos se maximizan con esta capacidad. Demuestran que teniendo en cuenta que el precio de la electricidad está fijado, si el VAN de la inversión de almacenar energía es negativo no habrá capacidad de almacenamiento y si el VAN es positivo, desencadenará en un exceso de capacidad de almacenamiento y provocará que la distribución sea más inestable. Este resultado lleva a la conclusión de que, bajo ciertas circunstancias, utilizar ESS no es aceptable en China. Sin embargo, comprueban que al utilizar baterías se reducen las fluctuaciones en la red eléctrica.

### 3.4 Otras aplicaciones

Además del arbitraje de precios en el que se busca maximizar el beneficio aprovechando la diferencia de precios de la electricidad, la instalación y utilización de dispositivos de almacenamiento de energía tiene otras aplicaciones.

Los autores Díaz Andrade C. A. y Hernández J. C. (2011) en su artículo *Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. Sistemas & Telemática*, 18, 53-81 presentan el objetivo y las ventajas fundamentales de la incorporación de Smart Grid o red eléctrica inteligente a la infraestructura tradicional de transmisión y distribución de energía para que estas redes inteligentes proporcionen nuevos servicios y beneficios. Establecen que la Smart Grid es un flujo bidireccional de energía. Es decir, se aprovecha la capacidad de almacenamiento donde los usuarios son capaces de proporcionar energía a otros usuarios a través del almacenamiento residencial de energía renovable. Para llevar a cabo la instalación de las Smart Grids habrá que incorporar dispositivos y sensores asociados a la red del cliente. También indican que se consigue una red eléctrica más eficiente y fiable que mejora la calidad y seguridad del suministro. Entre sus ventajas principales, destacan la disminución de los costes de suministro, la reducción de una inversión masiva en infraestructuras y la reducción de efectos perjudiciales sobre el medio ambiente.

El artículo *Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems. Applied Energy*, 104, 239-249 de los autores McKenna E., McManus M., Cooper S. y Thomson M. (2013) considera un caso de estudio en Reino Unido para investigar acerca de la aplicación de baterías (lead-acid) en una red fotovoltaica (PV) a nivel doméstico. Estas baterías se cargarán durante el día usando la generación fotovoltaica barata y se descargarán durante la tarde/noche para evitar importar energía cara de la red. También se calcula la eficiencia de las baterías con ciertas variaciones de los valores de carga y descarga. Llegan a la conclusión de que sobre las 7 AM la batería empezará a cargarse y sobre las 5 PM la batería empieza a descargarse hasta reducir el flujo de energía a cero aproximadamente a las 11 PM cuando la batería alcanza su mínimo estado de carga y se desconecta. Estudian el impacto económico y medioambiental del uso de la batería en sistemas domésticos fotovoltaicos en UK y los resultados obtenidos no son muy buenos, indican que tanto para el impacto económico como el medioambiental no hay ningún resultado optimista con los parámetros y el sistema considerado incluso aunque no hubiera pérdidas y el ciclo de vida (lifetimes) fueran optimistas.

Otra de las posibles aplicaciones del almacenamiento de energía la proponen los autores Canca D., Arcos-Vargas A. y Núñez F. (2018) en su artículo *Blackout risk mitigation by using medium gas turbines. Energy*, 148, 32-48 en el que proponen una solución eficiente para resolver el problema de un apagón, alternativa a los micro-grids: pequeños generadores (turbinas de gas) que proporcionan energía directamente en los puntos críticos de la red. Una red eléctrica inteligente reduciría los apagones, haría que vuelva la electricidad más rápido cuando haya un apagón y se reduciría el coste (cost saving). Por tanto, el modelo establecerá cuál es la óptima instalación de turbinas de gas para mitigar el riesgo de apagón. Estudian que en ciertas situaciones es posible conseguir un riesgo menor utilizando turbinas de gas. PL1: selecciona las turbinas idóneas de una lista de candidatos (global risk), PL2: (business) selecciona el año de instalación. Analizando las tecnologías, el uso de las turbinas de gas parece la solución más idónea para la reducción del riesgo. Recomiendan que el generador deba instalarse en la localización más ventajosa de la red. Esta localización no será ninguno de los puntos críticos de la red.

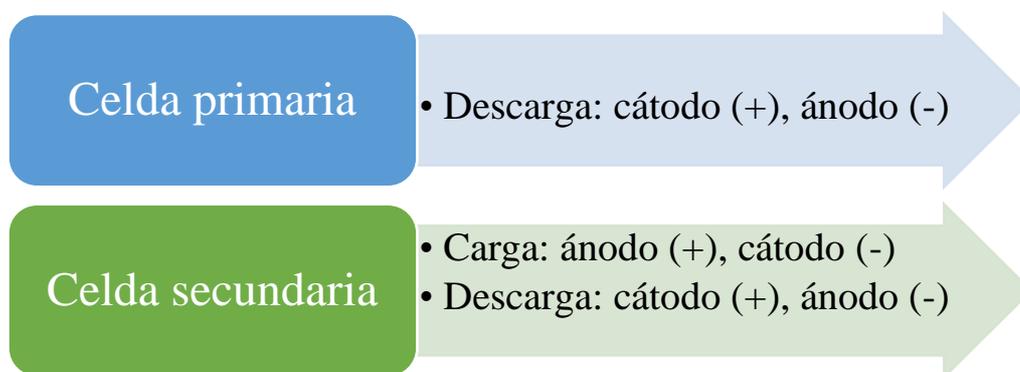
## 4 TECNOLOGÍA ÓPTIMA DE ALMACENAMIENTO

Como se ha expresado en el Estado del Arte, existen diversas tecnologías para almacenar energía como: bombas hidráulicas, almacenamiento en aire comprimido, baterías, superconductores, volantes de inercia, capacitores, etc. Para este trabajo se ha elegido la batería como tecnología para el almacenamiento de energía. Esta elección se debe a que, actualmente, las baterías se encuentran en mejora continua y se están perfeccionando a lo largo de los años.

Una batería es un dispositivo que almacena energía y que posteriormente será utilizada durante un periodo de tiempo en el que se requiera dicha electricidad. En las baterías se acumula energía química y a través de celdas electroquímicas, se transforma en energía eléctrica.

Una celda es la unidad básica, por tanto, una batería está compuesta por la unión de dos o más celdas que se conectan en paralelo, en serie o en las dos formas. Existen dos tipos de celdas, las celdas primarias y las secundarias. En las celdas primarias la reacción redox no puede ser revertida, por tanto, el cátodo siempre será el electrodo positivo y el ánodo el electrodo negativo. Esta celda puede descargarse pero no recargarse. En cambio, en la celda secundaria la reacción es reversible. Cuando la celda se carga, el ánodo pasa a ser electrodo positivo y en cátodo, electrodo negativo. Cuando ocurre el proceso contrario (la celda se descarga), se comporta como una celda primaria donde el ánodo es el electrodo negativo y el cátodo, el positivo.

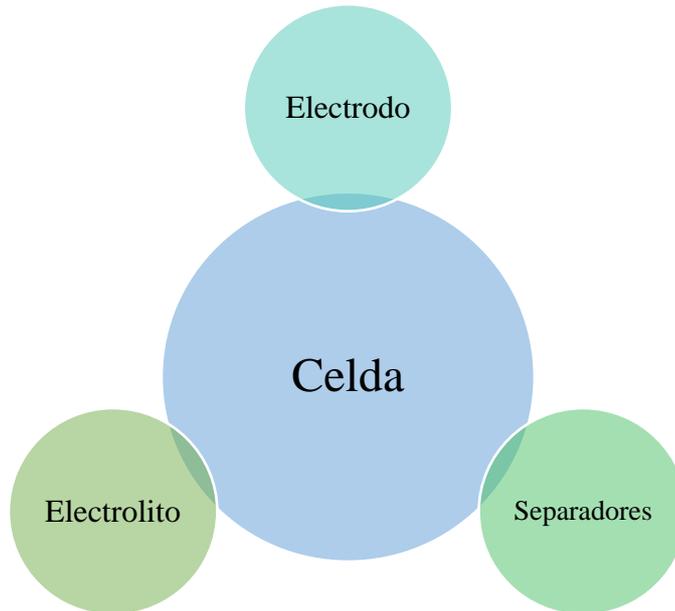
**Figura 4-1.** Tipos de celdas



Fuente: elaboración propia

A continuación, se señalan los módulos que componen una celda:

**Figura 4-2.** Componentes celda



Fuente: elaboración propia

-Electrodo referente al ánodo: los electrones salen de la celda y tiene lugar la oxidación y electrodo referente al cátodo: los electrones entran a la celda y se lleva a cabo la reducción. Es decir, se lleva a cabo el proceso de reducción-oxidación en el que una de las unidades pierde electrones (se oxida) y la otra unidad gana electrones (se reduce).

-Electrolito por lo general es una sustancia líquida que contiene aniones y cationes y, por tanto, es capaz de conducir corriente eléctrica. Las reacciones redox producen iones que son intercambiados entre el ánodo y el cátodo. Este intercambio se lleva a cabo a través del líquido electrolito que actúa como punto de unión.

-Se utilizan separadores para aislar los diferentes componentes de la celda. Asegura la separación entre las sustancias electroquímicamente activas en el ánodo y el cátodo y solo admite el intercambio iónico entre ellas.

Por último, es importante tener en cuenta el efecto “memoria” que poseen algunas baterías. Este efecto es considerado un fenómeno no deseado que radica en que cada vez que una batería se recarga, irá perdiendo capacidad por la formación de cristales en sus celdas electroquímicas que provocan que la batería pierda parte de su capacidad. Esto ocurre debido a las cargas incompletas donde el proceso de carga se interrumpe antes de estar totalmente finalizado, cargas prolongadas más allá del periodo establecido para la carga, altas temperaturas o cargas con corrientes elevadas.

#### 4.1 Tipos de baterías en el mercado

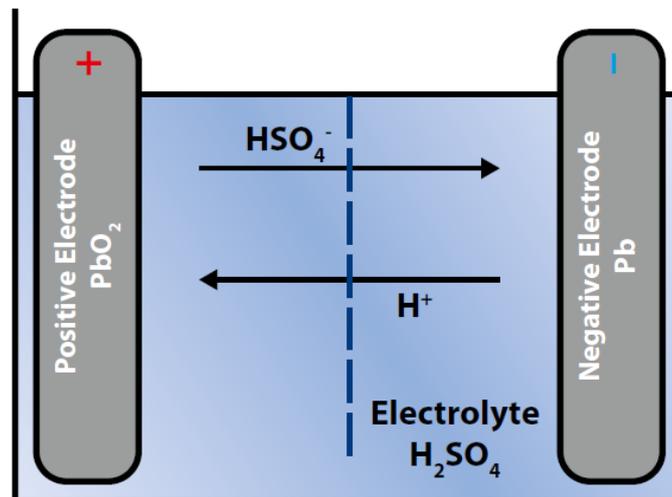
En la actualidad existen diversos tipos de baterías utilizadas para el almacenamiento de energía eléctrica. Estas baterías se dividen en cinco grandes grupos: baterías de plomo-ácido, baterías de litio-ion, baterías alcalinas, baterías de sales fundidas y baterías de flujo. A continuación, se explican las tecnologías más utilizadas con sus características de capacidad, precio, eficiencia, ciclabilidad, etc.

#### 4.1.1 Batería de plomo ácido (lead acid, LA)

Las baterías LA son la tecnología más madura de entre las actualmente existentes. Estas baterías están compuestas por dos tipos de electrodos de plomo y una disolución de ácido sulfúrico en agua como electrolito.

Cuando la batería se descarga, la corriente que se genera provoca un cambio de condición a través de la reacción que hace que el bióxido de plomo ( $\text{PbO}_2$ ) de la placa positiva, al combinarse con el ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), formen sulfato de plomo ( $\text{PbSO}_4$ ) y hace que el oxígeno liberado del bióxido de plomo, cuando se combina con el hidrógeno liberado del ácido sulfúrico forme agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ). Durante la carga, la corriente recibida provoca la reacción inversa a la de descarga, regresando así a la condición inicial de dióxido de plomo en la placa positiva, plomo esponjoso en la placa negativa y ácido sulfúrico en el electrolito. Al emplear plomo, se consideran altamente tóxicas y necesitan una revisión y reposición del electrolito ya que se evapora durante la lenta y costosa recarga. Por esta razón, las baterías LA han de ser periódicamente sobrecargadas (cargadas hasta el 100% de su capacidad y aplicando grandes tensiones de recarga durante varias horas) para disolver los cristales de sulfato de plomo y permitir recuperar la capacidad de almacenamiento de la batería.

**Figura 4-3** Funcionamiento batería plomo ácido



Fuente: ISEA (2019)

Entre las ventajas de las baterías de plomo-ácido destacan el amplio desarrollo tecnológico debido a su madurez y, por tanto, un menor coste de inversión y de mantenimiento con respecto a otro tipo de baterías. Sin embargo, también presenta algunos inconvenientes como su baja ciclabilidad y su baja densidad energética en comparación con otros dispositivos.

Alcanzan un rendimiento del 90%, tienen un rango de eficiencia específica entre 19-24 Wh/kg y 2500 ciclos de carga y descarga, entre algunas de sus características.

**Tabla 4-1.** Características batería plomo ácido

	L A
Energía específica (Wh/kg)	19-24 <sup>(1)</sup>
Densidad energética (Wh/L)	60-110 <sup>(2)</sup>
Potencia específica (W/kg)	180 <sup>(2)</sup>
Tensión nominal (V)	2 <sup>(1)</sup>
Ciclos carga/descarga	2500 <sup>(4)</sup>
Autodescarga mensual (%)	2-4% <sup>(1)</sup>
Rendimiento (%)	90% <sup>(7)</sup>
Coste instalación (€/kWh)	280 <sup>(4)</sup>

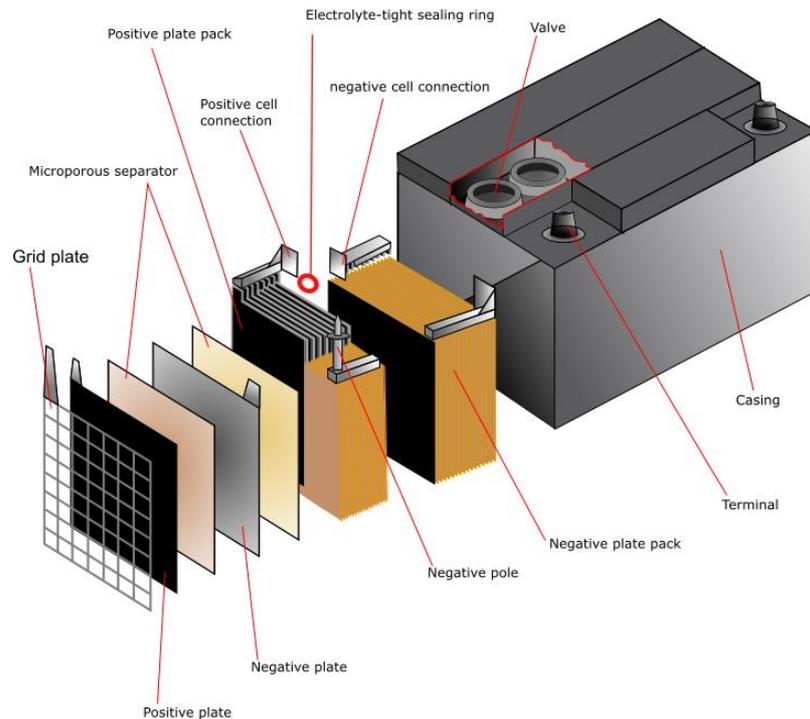
Fuente: elaboración propia a partir de: <sup>(1)</sup> Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, <sup>(2)</sup> Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, <sup>(4)</sup> Hernández Romero, A (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. (trabajo final de máster). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla (US), <sup>(7)</sup> Vélez Moreno, S. (2012). *Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías*. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)

Este tipo de baterías se utilizan normalmente en sistemas de arranque (start-stop) en los vehículos, Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI) de equipos médicos, informáticos o de seguridad, para iluminación y para soporte eléctrico.

**Figura 4-4** Batería plomo ácido



Fuente: Barrio La Pinada (2019)

**Figura 4-5** Partes batería plomo ácido

Fuente: University of Cambridge (2019)

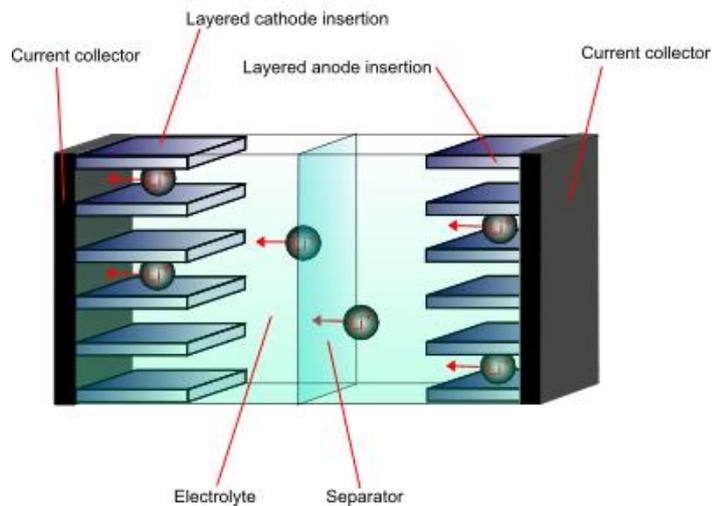
#### 4.1.2 Batería de ion litio (lithium ion, Li-ion)

Este tipo de baterías está formado por un cátodo de óxido metálico de litio, por un ánodo construido con material de carbono y el electrolito formado por sustancias que contienen litio. El electrolito utilizado habitualmente está formado por una mezcla de líquido orgánico con sales de litio diluidas.

Las baterías fabricadas con electrolito en estado sólido utilizando vidrios, cerámicas o polímeros tienen una mayor densidad y pueden llegar a duplicar la capacidad de las actuales (electrolito en estado líquido). Su vida útil es cinco veces mayor y se cargan mucho más rápido. Son baterías en las que el electrolito se calienta mucho menos que el líquido y su gasto energético cuando están apagadas es más bajo, por lo tanto son más seguras y pueden trabajar a temperatura ambiente baja. Las primeras unidades de baterías con electrolito en estado sólido están listas para ser comercializadas y utilizadas en la nueva generación de coches eléctricos.

Durante el proceso de carga, los átomos de litio en el cátodo se transforman en iones que serán transportados hasta el ánodo de carbono gracias al electrolito, donde se mezclan con los electrones externos hasta quedar depositados como átomos de litio en el interior del ánodo de carbono. Lógicamente, en el proceso de descarga ocurre lo contrario.

**Figura 4-6** Funcionamiento batería litio ion  
Lithium Ion battery during discharging



Fuente: University of Cambridge (2019)

El desarrollo de esta batería es más reciente, lo que permite llegar a altas densidades de capacidad. Entre sus ventajas destacan su alta eficiencia (alrededor del 94%), una energía específica entre 130 y 147 Wh/kg, una ciclabilidad alta de 5000 ciclos, su continua reducción en el coste de instalación, su alta densidad energética, apenas sufre efecto memoria y pueden cargarse sin necesidad de estar descargadas completamente, sin que esto reduzca su vida útil. Pero hay que tener en cuenta que no aceptan bien los cambios de temperatura ya que si alcanzan temperaturas elevadas pueden explotar por sobrecalentamiento y ambientalmente tienen problemas ya que se utilizan materiales como el cobalto.

**Tabla 4-2-** Características batería litio ion

	Li-Ion
Energía específica (Wh/kg)	130-147 <sup>(1)</sup>
Densidad energética (Wh/L)	250-730 <sup>(2)</sup>
Potencia específica (W/kg)	250-340 <sup>(2)</sup>
Tensión nominal (V)	3,6 <sup>(1)</sup>
Ciclos carga/descarga	5000 <sup>(4)</sup>
Autodescarga mensual (%)	3% <sup>(1)</sup>
Rendimiento (%)	94% <sup>(7)</sup>
Coste instalación (€/kWh)	99 <sup>(8)</sup>

Fuente: elaboración propia a partir de: <sup>(1)</sup> Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, <sup>(2)</sup> Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, <sup>(4)</sup> Hernández Romero, A (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. (trabajo final de máster). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla (US), <sup>(7)</sup> Vélez Moreno, S. (2012). *Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías*. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), <sup>(8)</sup> Batteries keep on getting cheaper. (2017). Clean technica. Recuperado de: <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/>

Las baterías de litio son las más utilizadas en artículos de electrónica de consumo como móviles, tablets, ordenadores, etc. En la industria del vehículo eléctrico, estas baterías tienen una ventaja frente al resto de dispositivos ya que está previsto un importante desarrollo tecnológico a corto y medio plazo en este tipo de industria. También es importante destacar el potencial de las baterías de ion de litio para el almacenamiento de energía en la red eléctrica cuando el precio de la electricidad es bajo para, posteriormente venderla cuando la demanda de esta energía aumente y, por tanto, aumente su precio consiguiendo así un beneficio mayor.

**Figura 4-7** Batería litio ion

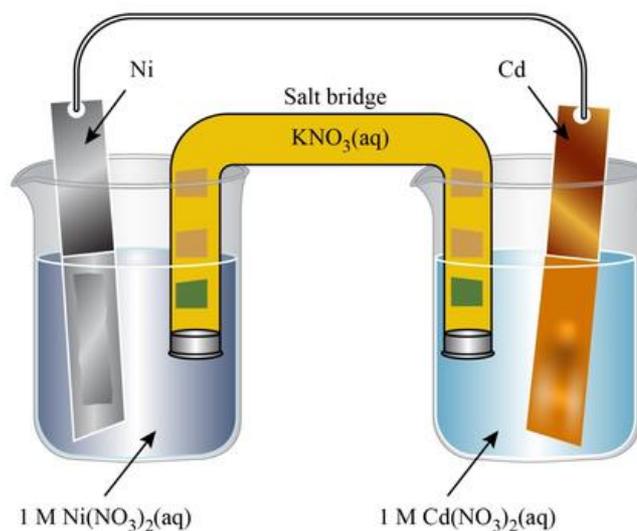


Fuente: Litio Solar (2019)

#### 4.1.3 Batería de níquel cadmio (NiCd)

La batería de níquel cadmio también posee cierta madurez tecnológica y forma parte de las llamadas baterías alcalinas. En esta batería el electrodo positivo se convierte en óxido de níquel y el electrodo negativo óxido de cadmio. El electrolito está formado por una solución de hidróxido de potasio.

**Figura 4-8** Funcionamiento batería níquel cadmio



Fuente: University of Cambridge (2019)

Son baterías bastante utilizadas en la industria del automóvil y ofrecen un rendimiento alto a temperaturas bajas, son relativamente económicas y tiene una excelente capacidad de suministro de potencia. Además, admite ser cargada rápidamente y aguanta descargas profundas. Su energía específica es de alrededor de 47 Wh/kg, tiene un rendimiento alto del 80% y una ciclabilidad de 1000 ciclos de carga y descarga durante su vida útil. Pero cabe destacar que estas baterías poseen el llamado efecto memoria que tiene como consecuencia la disminución de la capacidad de la batería si no se realizan correctamente los ciclos de carga y descarga, junto con este inconveniente cabe mencionar el alto efecto contaminante del cadmio. Este debe ser recogido en lugares especiales para poder ser reciclado y utilizado en nuevas baterías.

**Tabla 4-3.** Características batería níquel cadmio

	NiCd
Energía específica (Wh/kg)	47 (1)
Densidad energética (Wh/L)	50-150 (2)
Potencia específica (W/kg)	150 (2)
Tensión nominal (V)	1,3 (1)
Ciclos carga/descarga	1000 (5)
Autodescarga mensual (%)	10% (1)
Rendimiento (%)	80% (1)
Coste instalación (€/kWh)	350 (9)

Fuente: elaboración propia a partir de: (1) Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, (2) Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, (5) Learn about batteries. Battery University. Recuperado de: <https://batteryuniversity.com/learn/>, (9) [www.irena.org](http://www.irena.org)

Este tipo de baterías se suele instalar en sistemas de almacenamiento de energía o en sistemas del sector de la automoción, como se comentó anteriormente.

**Figura 4-9** Batería níquel cadmio



Fuente: Barrio La Pinada (2019)

#### 4.1.4 Batería de níquel metal hidruro (NiMH)

También pertenece al grupo de baterías alcalinas. Los procesos de carga en las baterías NiMH son exotérmicos y los procesos de descarga, endotérmicos. En estado de sobrecarga, la temperatura y presión de la batería puede aumentar considerablemente.

Estas baterías tienen una longevidad alta. Pueden sustituir a las baterías de níquel cadmio ya que tienen una mayor capacidad con el mismo tamaño y peso y son más respetuosas con el medio ambiente (aunque siguen siendo dañinas debido a la composición química de los materiales de su interior). Estas baterías no poseen el efecto memoria, por tanto, no es necesario descargarlas completamente antes de volver a cargarlas. Tiene una energía específica de alrededor de 65Wh/kg, un rendimiento bajo, comparado con otras baterías, del 65% y es capaz de proporcionar 1500 ciclos de carga y descarga durante su vida útil. Como inconvenientes destacan su necesidad de manteniendo constante y su bajo rendimiento a bajas temperaturas.

**Tabla 4-4.** Características batería níquel metal hidruro

	NiMH
Energía específica (Wh/kg)	65 (1)
Densidad energética (Wh/L)	140-300 (2)
Potencia específica (W/kg)	250-800 (2)
Tensión nominal (V)	1,3 (1)
Ciclos carga/descarga	1500 (5)
Autodescarga mensual (%)	100% (1)
Rendimiento (%)	65% (1)
Coste instalación (€/kWh)	150 (9)

Fuente: elaboración propia a partir de: (1) Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, (2) Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, (5) Learn about batteries. Battery University. Recuperado de: <https://batteryuniversity.com/learn/>, (9) [www.irena.org](http://www.irena.org)

Este tipo de baterías son las más empleadas en vehículos híbridos debido a su alta longevidad.

**Figura 4-10** Batería níquel metal hidruro

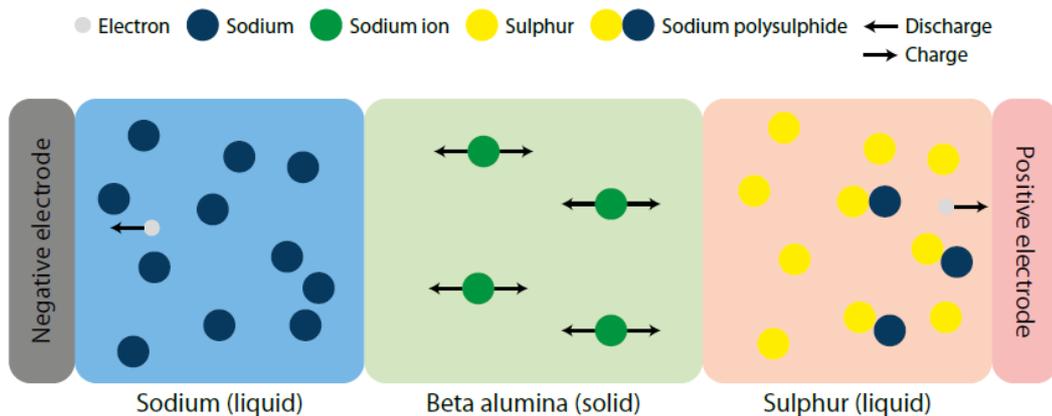


Fuente: Barrio La Pinada (2019)

#### 4.1.5 Batería de sulfuro de sodio (NaS)

Las baterías de sodio azufre o sulfuro de sodio son un tipo de batería de sal fundida que utilizan azufre fundido como cátodo y sodio fundido como ánodo. El electrolito es un material cerámico en estado sólido que separa los electrodos y por el que únicamente pasan iones de sodio de carga positiva. Durante la descarga los electrones salen del sodio y forman iones de sodio con carga positiva que pasan por el electrolito al electrodo positivo. Los electrones que salen del sodio se mueven a través del circuito y vuelven a la batería a través del electrodo positivo. En este electrodo el azufre fundido los absorbe. Los iones de sodio con carga positiva desplazados al electrodo positivo equilibran el flujo de carga de los electrones. En el proceso de carga, ocurre el fenómeno contrario.

**Figura 4-11** Funcionamiento batería sulfuro de sodio



Fuente: ISEA (2019)

Estas baterías proporcionan alrededor de 4500 ciclos de carga y descarga que conlleva a una larga vida útil, una baja tasa de autodescarga, no presentan el efecto “memoria” y tienen una alta energía específica de 122Wh/kg y una alta densidad de energía de 160 Wh/L. Su rendimiento es del 85%

Pero necesitan un aporte de calor para mantenerse a temperaturas altas ya que opera a temperaturas alrededor de 350°C, lo que provoca corrosión. Los sistemas encargados de aportar este calor se consideran parte integrante de la propia batería.

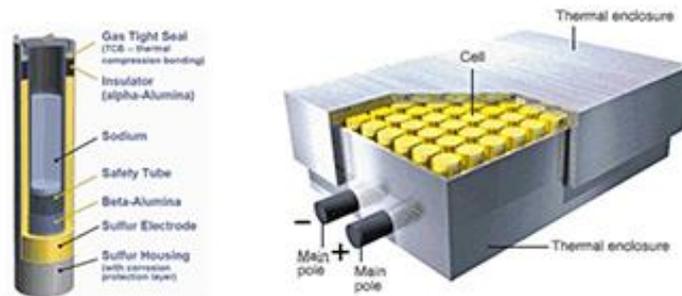
**Tabla 4-5.** Características batería sulfuro de sodio

	NaS
Energía específica (Wh/kg)	122 (1)
Densidad energética (Wh/L)	160 (2)
Potencia específica (W/kg)	155 (2)
Tensión nominal (V)	2,1 (1)
Ciclos carga/descarga	4500 (4)
Autodescarga mensual (%)	0% (1)
Rendimiento (%)	80% (7)
Coste instalación (€/kWh)	285 (4)

Fuente: elaboración propia a partir de: (1) Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, (2) Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, (4) Hernández Romero, A (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. (trabajo final de máster). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla (US), (7) Vélez Moreno, S. (2012). *Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías*. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)

Este tipo de baterías están destinadas, en gran parte, a la integración de renovables y al aporte de servicios de ajuste del sistema.

**Figura 4-12** Batería sulfuro de sodio



**Sodium-Sulfur (NaS) Batteries**

Fuente: Energy Storage (2019)

#### 4.1.6 Batería Zebra

Las baterías Zebra o de sodio cloruro de nitrato son otro tipo de baterías de sal fundida que trabajan a temperatura de 250°C. Estas baterías se fabrican a partir de sal común, cerámica y níquel.

Las baterías Zebra pueden llegar a almacenar grandes cantidades de electricidad y es 100% reciclable. Tiene una energía específica entre 91 y 155 Wh/kg, un rendimiento relativamente alto del 85% y es capaz de proporcionar 2500 ciclos de carga y descarga a lo largo de su vida útil.

Entre sus inconvenientes destaca la solidificación del electrolito y la necesidad de un tiempo de fundición de aproximadamente 2 días para que alcance la temperatura óptima y alcance su carga plenamente, también requiere mucho espacio y su potencia es relativamente baja.

**Tabla 4-6.** Características batería Zebra

	<b>ZEBRA</b>
Energía específica (Wh/kg)	91-155 <sup>(1)</sup>
Densidad energética (Wh/L)	150 <sup>(2)</sup>
Potencia específica (W/kg)	150 <sup>(2)</sup>
Tensión nominal (V)	2,58 <sup>(1)</sup>
Ciclos carga/descarga	2500 <sup>(5)</sup>
Autodescarga mensual (%)	0% <sup>(1)</sup>
Rendimiento (%)	85% <sup>(1)</sup>
Coste instalación (€/kWh)	350 <sup>(9)</sup>

Fuente: elaboración propia a partir de: <sup>(1)</sup> Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, <sup>(2)</sup> Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, <sup>(5)</sup> Learn about batteries. Battery University. Recuperado de: <https://batteryuniversity.com/learn/>, <sup>(9)</sup> www.irena.org

Las baterías Zebra son ideales para automóviles, autobuses, camiones e incluso trenes.

**Figura 4-13** Batería Zebra



#### 4.1.7 Batería de flujo

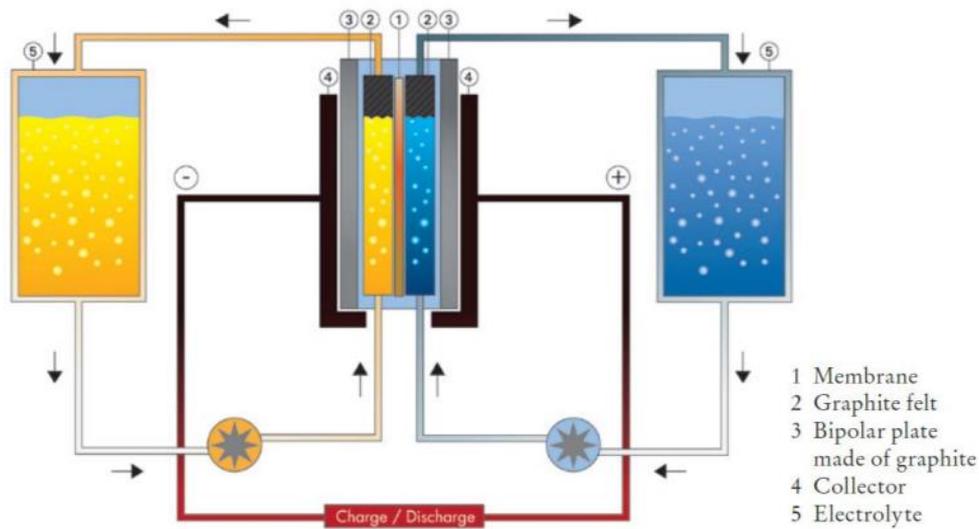
Estas baterías basan su principio de operación en reacciones reversibles en una celda electroquímica. A diferencia de las baterías comentadas anteriormente, el electrolito y las especies electroquímicamente activas de las baterías de flujo no están en la propia batería, sino que son bombeadas desde el exterior con dos tanques uno para el cátodo y otro para el ánodo. La cantidad de energía de este tipo de baterías se determina a partir del tamaño de los tanques electrolíticos. Fundamentalmente existen dos modelos de baterías de flujo:

##### 4.1.7.1 Batería de zinc bromo (ZnBr)

En cada celda de este tipo de batería de flujo, hay dos tipos de electrolitos que fluyen a través de los electrodos. Durante el proceso de descarga, el zinc se carga positivamente y el bromo se convierte en bromuro. El proceso químico utilizado para generar la corriente eléctrica incrementa

las concentraciones de iones cargados tanto de zinc como de bromuro en los dos tanques de electrolito.

**Figura 4-14** Funcionamiento batería zinc bromo



Principle of a Redox-Flow battery

Fuente: Jofemar (2019)

Estas baterías están hechas de materiales fácilmente disponibles y de bajo coste, trabajan a temperatura ambiental, tienen un bajo impacto medioambiental, tienen la capacidad de carga rápida, se pueden recargar simplemente sustituyendo el electrolito periódicamente. Además, tienen una energía específica entre 65 y 75 Wh/kg, un rendimiento del 75% y una ciclabilidad de 10000 ciclos de carga y descarga.

**Tabla 4-7.** Características batería zinc bromo

	ZnBr
Energía específica (Wh/kg)	65-75 (1)
Densidad energética (Wh/L)	60-70 (2)
Potencia específica (W/kg)	-
Tensión nominal (V)	1,8 (3)
Ciclos carga/descarga	10.000 (6)
Autodescarga mensual (%)	15% (3)
Rendimiento (%)	75% (7)
Coste instalación (€/kWh)	385 (4)

Fuente: elaboración propia a partir de: (1) Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, (2) Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, (3) Bardo Cáceres, S (2010). *Almacenamiento distribuido en viviendas para alisar la curva de demanda de energía eléctrica*. (trabajo final de carrera). Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), (4) Hernández Romero, A (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. (trabajo final de máster). Escuela

Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla (US), (6) Almacenamiento electroquímico con baterías de flujo. JOFEMAR. Recuperado de: [http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e\\_jofemar.pdf](http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e_jofemar.pdf), (7) Vélez Moreno, S. (2012). *Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías*. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)

Las baterías de zinc bromo son interesantes ya que son muy versátiles y pueden ser utilizadas tanto en sistemas de almacenamiento de energía en redes como en automóviles.

**Figura 4-15** Batería zinc bromo

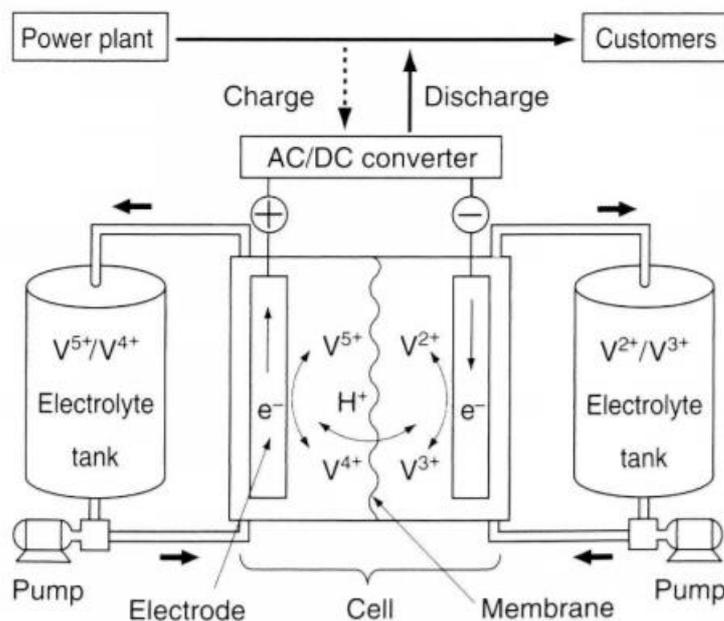


Fuente: Jofemar (2019)

#### 4.1.7.2 Batería de vanadio

Las baterías de vanadio son las baterías de flujo más desarrolladas tecnológicamente. Emplean pares redox de vanadio disueltos en mezclas diluidas de ácido sulfúrico. La energía es almacenada mediante iones cargados que se encuentran en los dos tanques de electrolito. Uno de los tanques contiene electrolito para las reacciones de electrodo positivo y el otro tanque para las reacciones de electrodo negativo.

Durante el proceso de descarga, el electrolito fluye hacia una celda redox con electrodos generándose corriente. Esta reacción electroquímica se invierte cuando se aplica una sobretensión que permite al sistema efectuar cargas y descargas reiteradamente.

**Figura 4-16** Funcionamiento batería vanadio

Fuente: Energy Storage (2019)

Las principales ventajas de las baterías de vanadio son que puedes ofrecer capacidad casi ilimitada gracias al uso de tanques de almacenamiento, se pueden dejar totalmente descargadas durante largos periodos sin efectos perjudiciales y también se pueden recargar simplemente sustituyendo el electrolito periódicamente. Tienen una energía específica baja de 10 Wh/kg, un rendimiento del 90% y son capaces de soportar 10000 ciclos de carga y descarga.

Estas baterías también presentan una serie de inconvenientes como su gran tamaño y peso, su alto coste de adquisición y de mantenimiento. Además, es necesario mantener los electrolitos a altas temperaturas (300°C) para que el proceso pueda llevarse a cabo correctamente.

**Tabla 4-8.** Características batería vanadio

	Vanadio
Energía específica (Wh/kg)	10 (1)
Densidad energética (Wh/L)	10 (2)
Potencia específica (W/kg)	-
Tensión nominal (V)	1,6 (1)
Ciclos carga/descarga	10.000 (6)
Autodescarga mensual (%)	10% (3)
Rendimiento (%)	90% (4)
Coste instalación (€/kWh)	700 (4)

Fuente: elaboración propia a partir de: (1) Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, (2) Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.bariolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, (3) Bardo Cáceres, S (2010). *Almacenamiento distribuido en viviendas para alisar la curva de demanda de energía eléctrica*. (trabajo final de carrera). Universitat

Politécnica de Catalunya (UPC), (4) Hernández Romero, A (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. (trabajo final de máster). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla (US), (6) Almacenamiento electroquímico con baterías de flujo. JOFEMAR. Recuperado de: [http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e\\_jofemar.pdf](http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e_jofemar.pdf), (7) Vélez Moreno, S. (2012). *Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías*. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)

La batería de Vanadio es idónea para ser utilizada en parques eólicos y fotovoltaicos.

**Figura 4-17** Batería de vanadio



Fuente: BBVA Open Mind (2019)

La tabla de abajo muestra una breve descripción de las principales características de las baterías analizadas, separando estas características por ventajas o inconvenientes.

**Tabla 4-9** Ventajas e inconvenientes principales

TIPO BATERIAS

	✓	✗
<b>LA</b>	Madurez tecnológica, bajo coste, fiabilidad, baja autodescarga	Baja densidad energética, baja ciclabilidad, alta dependencia de la temperatura
<b>Li-ion</b>	Eficiencia energética, flexibilidad, baja autodescarga, alta densidad energética y ciclabilidad	Seguridad, protección, mala aceptación cambios de temperatura
<b>Alcalinas</b>	Madurez tecnológica, fiabilidad, bajo mantenimiento	Ciclabilidad baja, autodescarga alta, efecto memoria, aspectos medioambientales
<b>Sales fundidas</b>	No autodescarga, densidad energética, ciclabilidad alta	Largos periodos de precalentamiento, en desarrollo
<b>de Flujo</b>	Trabaja a temperatura ambiente, No se daña al permanecer descargada por largos periodos de tiempo	Energía específica y densidad energética pobres, Necesidad de sistema auxiliar para circulación y control de temperatura

Fuente: elaboración propia

Todas las baterías explicadas se han comparado de acuerdo con las siguientes características:

- **Energía específica (Wh/kg)** es la relación entre la energía almacenada en una batería y el peso. Es la energía que se puede almacenar por cada kg de la batería. Cuanto mayor sea, más autonomía tendrá el equipo donde se utilice la batería.
- **Densidad energética (Wh/L)** es la relación entre la capacidad de energía almacenada y el volumen. Cuanto mayor sea, más pequeña y ligera podrá ser la batería.
- **Potencia específica (W/kg)** o cantidad de vatios (potencia) por unidad de peso. Es la capacidad de proporcionar potencia en el proceso de descarga. A más potencia, mejores prestaciones.
- **Tensión nominal (V)** muestra la capacidad voltaica de una batería. Mientras mayor sea, mayor será la potencia del equipo.
- **Tiempo carga (h)** es el tiempo que tarda la batería en cargarse.
- **Ciclos carga/descarga (ciclabilidad)** se refiere al número de cargas y descargas que puede realizar la batería a lo largo de su vida útil. Cuantos más ciclos, más duradera será la batería.
- **Autodescarga mensual (%)** describe las constantes reacciones químicas que se generan en los electrodos de la batería y provocan una descarga lenta y persistente aunque no esté conectada y se esté usando.
- **Rendimiento (%)** es la relación entre la energía recibida durante la carga de la batería y la liberada durante su utilización. Es la energía que realmente se aprovecha. Cuanto mayor sea el porcentaje, menos energía en forma de calor se perderá durante la carga/descarga.
- **Coste instalación (€/kWh)** es el coste (en euros) por kW en cada hora.

## 4.2 Elección batería litio ion

Teniendo en cuenta los datos técnicos de todas las baterías anteriormente comentadas, se ha creado una tabla resumen para poder compararlas entre sí y que resulte más sencillo la elección de una de ellas para instalarla en la red eléctrica.

**Tabla 4-10.** Resumen características baterías

	L A	Li-Ion	NiCd	NiMH	NaS	ZEBRA	ZnBr	Vanadio
Energía específica (Wh/kg)	19-24 (1)	130-147 (1)	47 (1)	65 (1)	122 (1)	91-155 (1)	65-75 (1)	10 (1)
Densidad energética (Wh/L)	60-110 (2)	250-730 (2)	50-150 (2)	140-300 (2)	160 (2)	150 (2)	60-70 (2)	10 (2)
Potencia específica (W/kg)	180 (2)	250-340 (2)	150 (2)	250-800 (2)	155 (2)	150 (2)	-	-
Tensión nominal (V)	2 (1)	3,6 (1)	1,3 (1)	1,3 (1)	2,1 (1)	2,58 (1)	1,8 (3)	1,6 (1)
Ciclos carga/descarga	2500 (4)	5000 (4)	1000 (5)	1500 (5)	4500 (4)	2500 (5)	10.000 (6)	10.000 (6)
Autodescarga mensual (%)	2-4% (1)	3% (1)	10% (1)	100% (1)	0% (1)	0% (1)	15% (3)	10% (3)
Rendimiento (%)	90% (7)	94% (7)	80% (1)	65% (1)	80% (7)	85% (1)	75% (7)	90% (4)
Coste instalación (€/kWh)	280 (4)	99 (8)	350 (9)	150 (9)	285 (4)	350 (9)	385 (4)	700 (4)

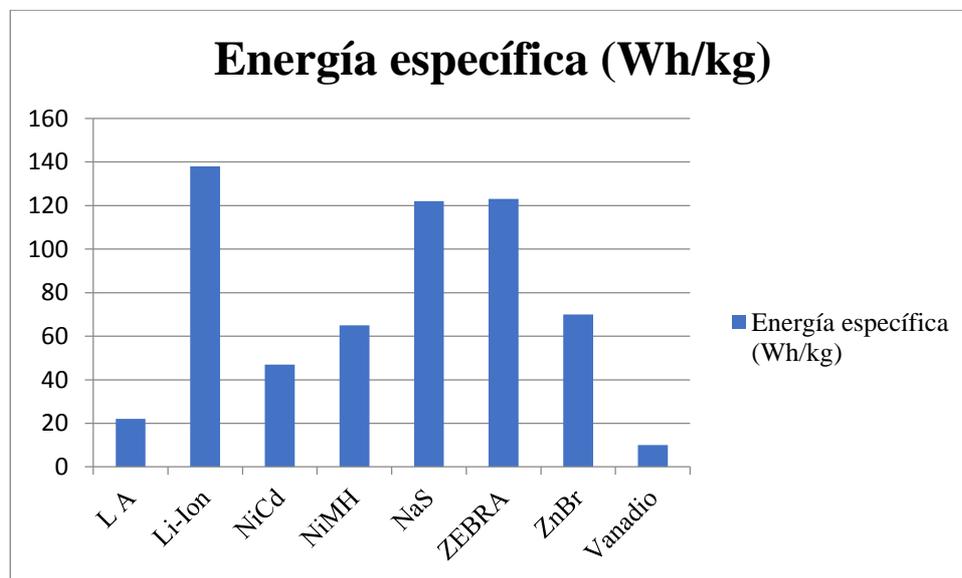
Fuente: elaboración propia a partir de: (1) Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería, (2) Todo sobre baterías y almacenamiento de energía (2018). Barrio La Pinada. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>, (3) Bardo Cáceres, S (2010). *Almacenamiento distribuido en viviendas para alisar la curva de demanda de energía eléctrica*. (trabajo final de carrera). Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), (4) Hernández Romero, A (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. (trabajo final de máster). Escuela

Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla (US), <sup>(5)</sup> Learn about batteries. Battery University. Recuperado de: <https://batteryuniversity.com/learn/>, <sup>(6)</sup> Almacenamiento electroquímico con baterías de flujo. JOFEMAR. Recuperado de: [http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e\\_jofemar.pdf](http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e_jofemar.pdf), <sup>(7)</sup> Vélez Moreno, S. (2012). *Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías*. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), <sup>(8)</sup> Batteries keep on getting cheaper. (2017). Clean technica. Recuperado de: <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/>, <sup>(9)</sup> [www.irena.org](http://www.irena.org)

A partir de los datos de la tabla anterior, se han establecido diferentes gráficos de columna para analizar visualmente una por una las principales características de las diferentes baterías.

Comparando la energía específica de las baterías analizadas, se observa que la batería de ion de litio es la que, de media, tiene mejores resultados. En cambio, las baterías de vanadio proporcionan una energía específica bastante baja.

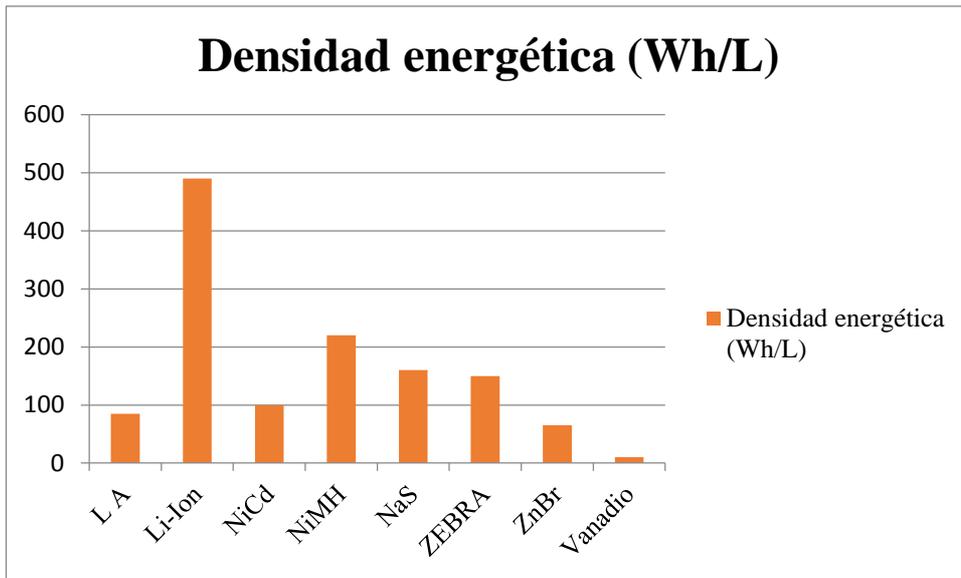
**Figura 4-18.** Energía específica



Fuente: elaboración propia basado en bibliografía

En cuanto a la densidad energética (Wh/L), también obtiene los mejores resultados la batería de ion de litio y la de vanadio los más bajos.

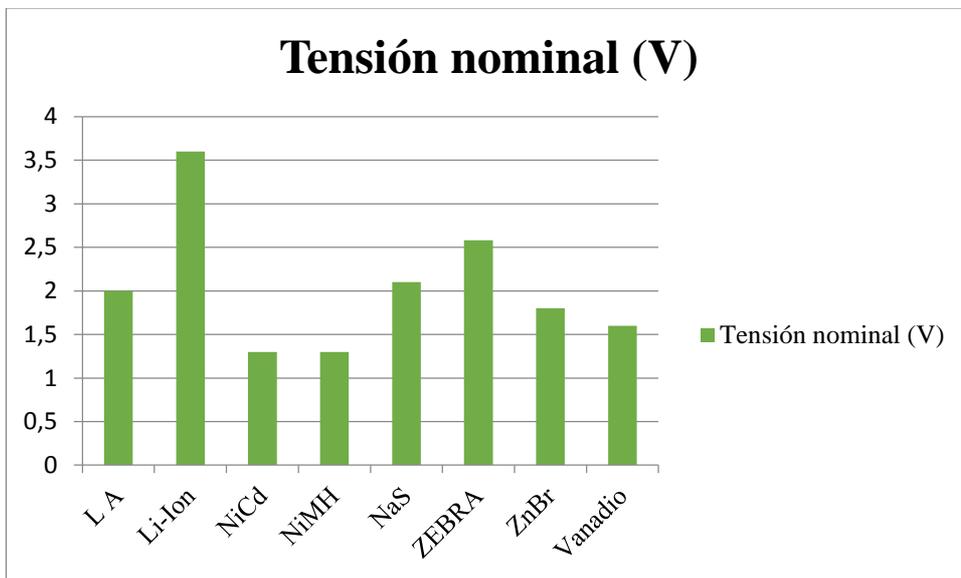
**Figura 4-19.** Densidad energética



Fuente: elaboración propia basado en bibliografía

En el caso de la tensión nominal, la batería de ion de litio consigue el mejor resultado llegando a superar los 3,5 V y las baterías alcalinas son las que tienen una tensión nominal más baja.

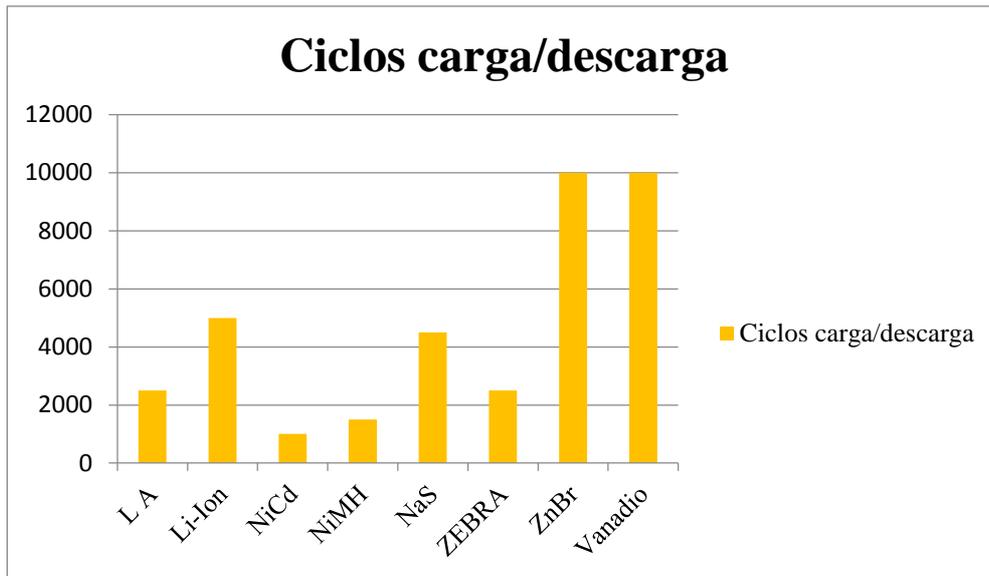
**Figura 4-20.** Tensión nominal



Fuente: elaboración propia basado en bibliografía

Las baterías de flujo son las que tienen una ciclabilidad más alta comparado con el resto de las baterías estudiadas, llegando a alcanzar 10000 ciclos de carga y descarga durante su vida útil. En cambio, las baterías alcalinas no llegan a superar los 1500 ciclos.

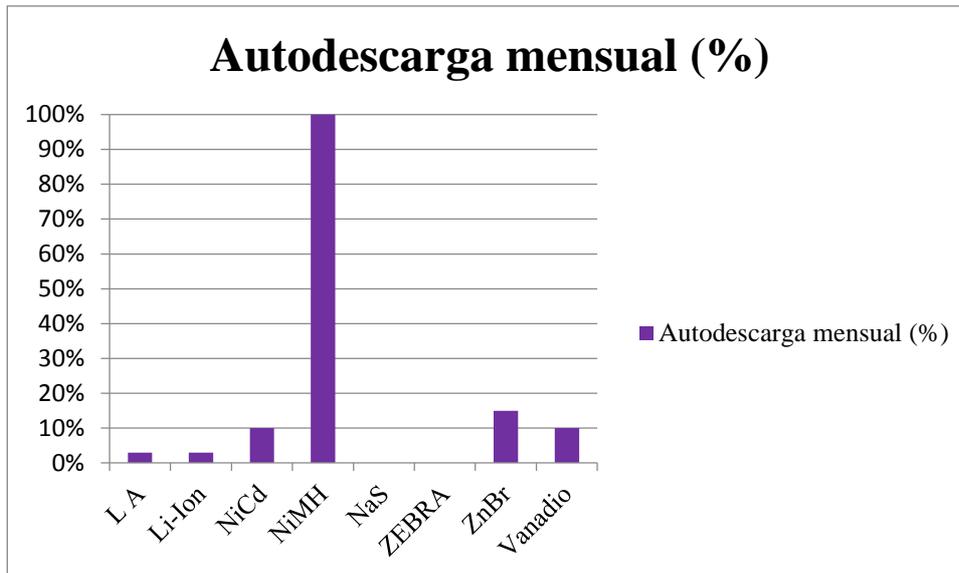
**Figura 4-21.** Ciclos de carga y descarga



Fuente: elaboración propia basado en bibliografía

La mayoría de las baterías tienen una autodescarga mensual relativamente baja, exceptuando las baterías de níquel metal hidruro que se autodescargan al 100% a lo largo del mes.

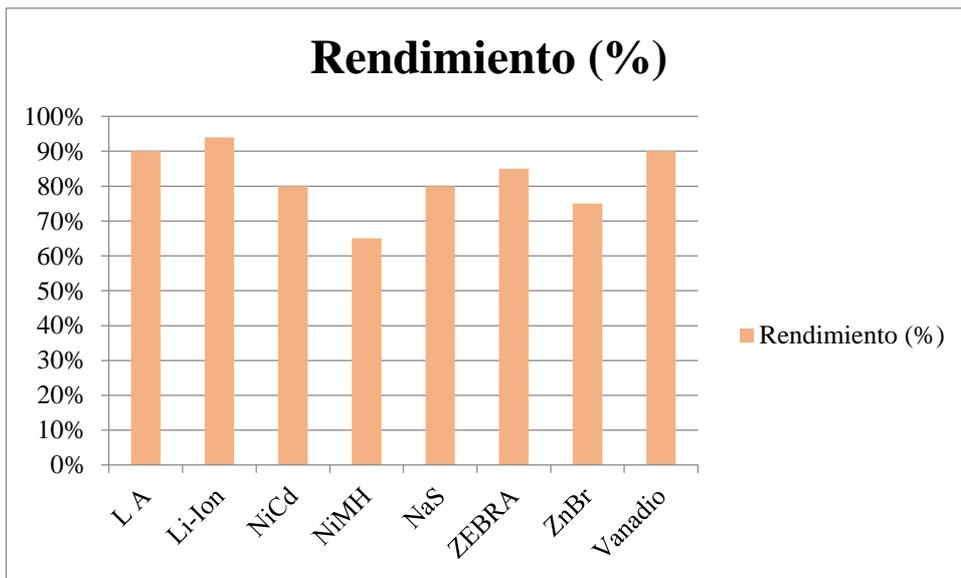
**Figura 4-22.** Autodescarga mensual



Fuente: elaboración propia basado en bibliografía

Si se compara el rendimiento de las baterías, se observa que la de ion de litio es la que consigue un mejor resultado superando el 90% de eficiencia. Por otro lado, la batería de níquel metal hidruro es la menos eficiente, no llegando al 70% de rendimiento.

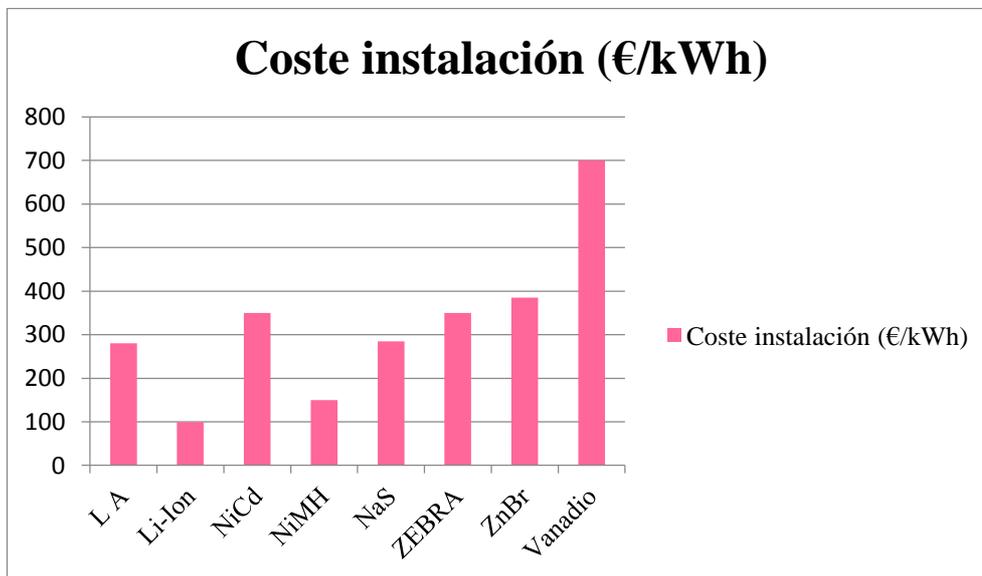
Figura 4-23. Rendimiento



Fuente: elaboración propia basado en bibliografía

Por último, teniendo en cuenta el coste de instalación de cada batería se observa que la batería de vanadio es la más cara y la de litio ion es, actualmente, la más económica ya que su precio ha descendido notablemente en los últimos años.

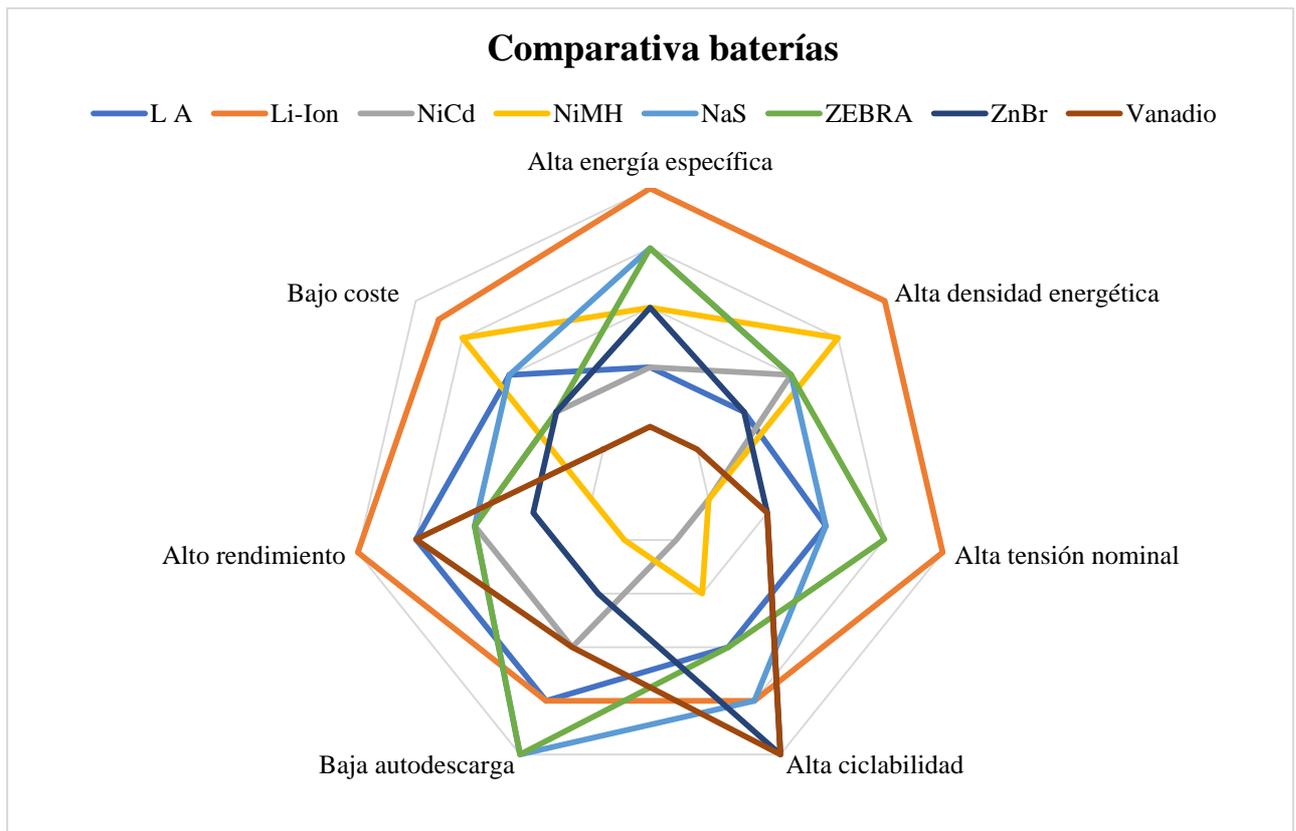
Figura 4-24. Coste de instalación



Fuente: elaboración propia basado en bibliografía

El gráfico de abajo representa un resumen con todas las características analizadas de las baterías. Cuanto mayor sea el radio del gráfico, mejores prestaciones tendrán las baterías y, por tanto, más idóneas serán para instalarlas en la red eléctrica.

**Figura 4-25.** Comparación baterías



Fuente: elaboración propia basado en bibliografía

Como se puede observar en el gráfico radial, las baterías de ion litio y las alcalinas de níquel metal hidruro tienen un coste menor en comparación con las de sal fundida, plomo ácido, níquel cadmio, las de flujo. Aunque las baterías de plomo-ácido son las más maduras y exista una gran cantidad de actividades de investigación y desarrollo sobre ellas, actualmente existen otro tipo de baterías, como las de sales fundidas y las de ion-litio, las cuales la industria está apostando por su investigación y su mejora. Concretamente, las baterías de ion litio están asociadas al continuo crecimiento de la electrónica de consumo móvil, están llamadas a impulsar el vehículo eléctrico y, por las excelentes prestaciones técnicas que ofrecen, se consideran elementales para utilizarlas en el almacenamiento de energía eléctrica producida a partir de energía renovable procedente de grandes plantas de generación como de la generación distribuida a pequeña escala.

Estas baterías son una de las tecnologías habilitadoras de una transición energética global. Por esta razón, incrementando su densidad energética puede suponer el aumento del tiempo entre cargas, la reducción del peso y volumen manteniendo la capacidad e incluso conseguir precios todavía más competitivos.

Las baterías de litio-ion conectadas a la red pueden proporcionar servicios de flexibilidad para mejorar la integración de las energías renovables. Entre estos servicios destacan los siguientes:

- Gestión o balance de cargas: pueden proporcionar un mayor acoplamiento entre demanda y suministro de energía.
- Reducción de la demanda punta: minimizan los picos de demanda y desplazan la curva de generación de electricidad hacia momentos de mayor rentabilidad económica.
- Mejora de la calidad de suministro: estas baterías pueden aportar energía para evitar cortes en los momentos en que se produce una sobrecarga inesperada.

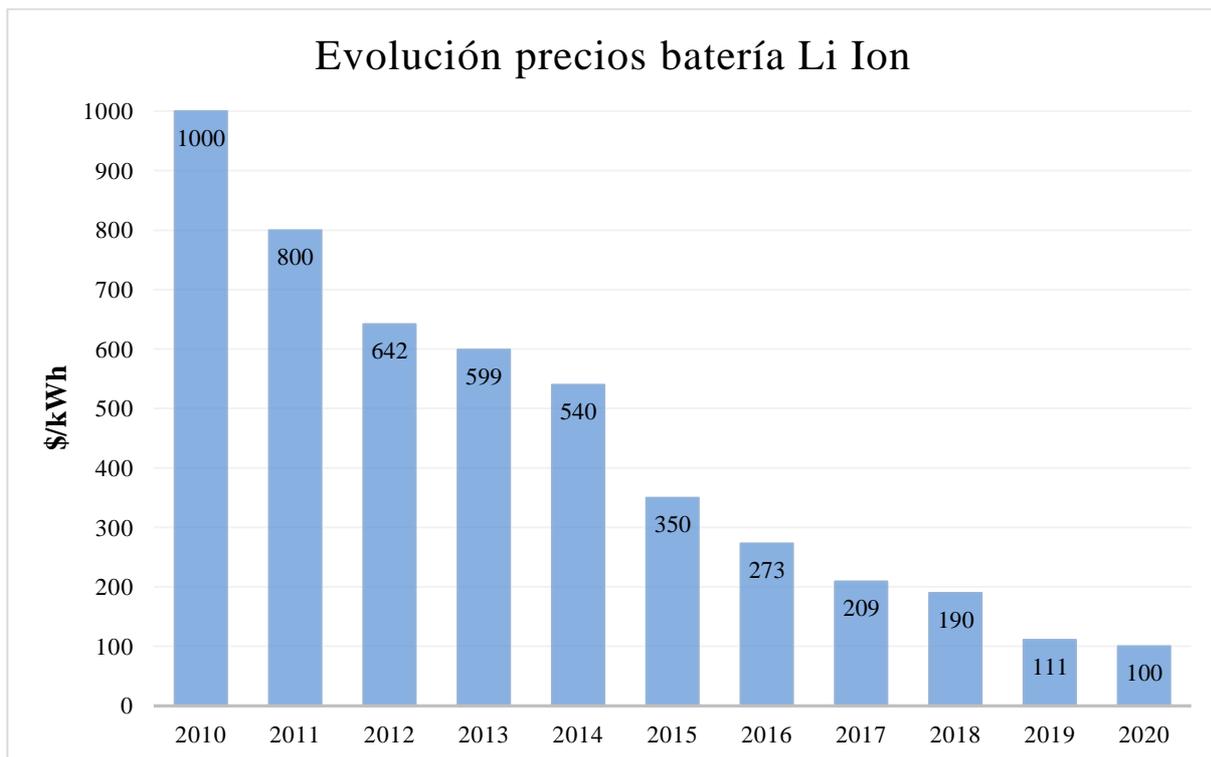
-Gestión de la generación intermitente: ayudan a reducir la intermitencia inherente a la energía solar o la eólica minimizando, de este modo, las perturbaciones de red y así asegurar la estabilidad de frecuencia y tensión.

-Control de la frecuencia y de la tensión: pueden ofrecer servicios complementarios como la regulación de la frecuencia.

Otra ventaja es que estas baterías pueden ser ubicadas en redes de transporte, de distribución o en las instalaciones del consumidor debido a su gran modularidad y capacidad. Además, en los últimos 20 años se ha producido una reducción muy significativa del coste de estas baterías. El precio medio de una batería de ion de litio (Tesla) está alrededor de \$111/kWh (99€/kWh) en 2019 y se espera que los precios bajen hasta a \$100/kWh en 2020, según una encuesta de Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

Bloomberg New Energy Finance realizó esta encuesta a más de 50 compañías dedicadas a la fabricación de baterías para calcular el coste estimado. Esta reducción del coste de las baterías de ion-litio es debido a que la industria de baterías se encuentra en constante crecimiento con importantes economías de escala que provocan que los costes empiecen a disminuir.

**Figura 4-26.** Evolución precios batería litio ion

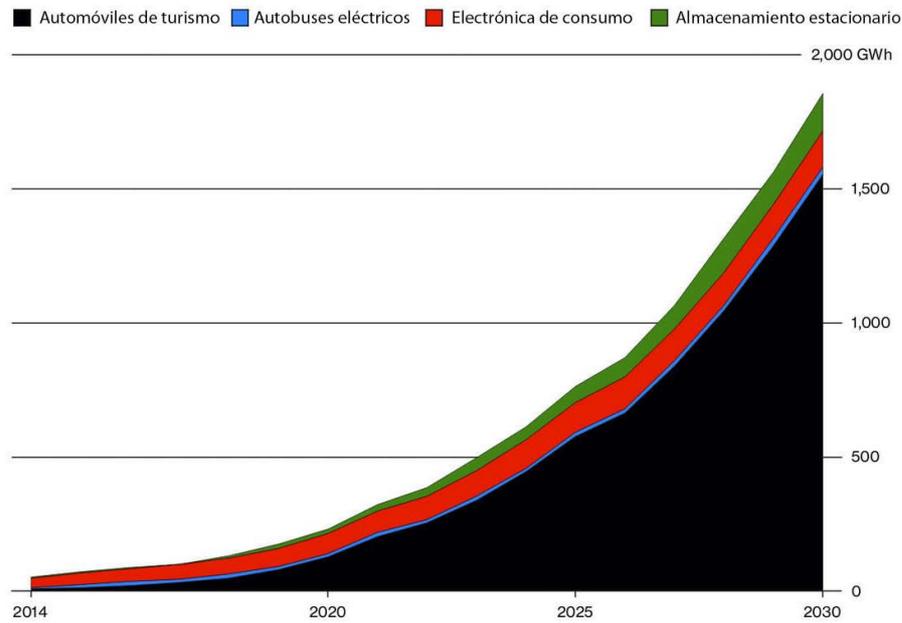


Fuente: elaboración propia a partir de datos de: Batteries keep on getting cheaper. Clean technica. Recuperado de: <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/> , Tesla to achieve leading \$100/kWh battery cell cost this year, says investor after Gigafactory 1 tour. Electrek. Recuperado de: <https://electrek.co/2018/09/11/tesla-100-kwh-battery-cost-investor-gigafactory-1-tour/> y Tesla's Gigafactory 1 battery cells have a 20% cost advantage over LG, new report says. Electrek. Recuperado de: <https://electrek.co/2018/11/20/tesla-gigafactory-battery-cells-made-cost-advantage-panasonic-lg-report/>

Debido a la fuerte reducción de precios de las baterías de ion de litio en los últimos años, Bloomberg New Energy Finance ha estimado que la demanda de estas baterías aumentará a gran escala

asegurando que en 2030 habrá 14 veces la capacidad de almacenamiento que la que existe en la actualidad, llegando casi a alcanzar 2000 GWh. El sector de automóviles de turismo será principalmente el encargado de este aumento de la demanda en las baterías de ion litio.

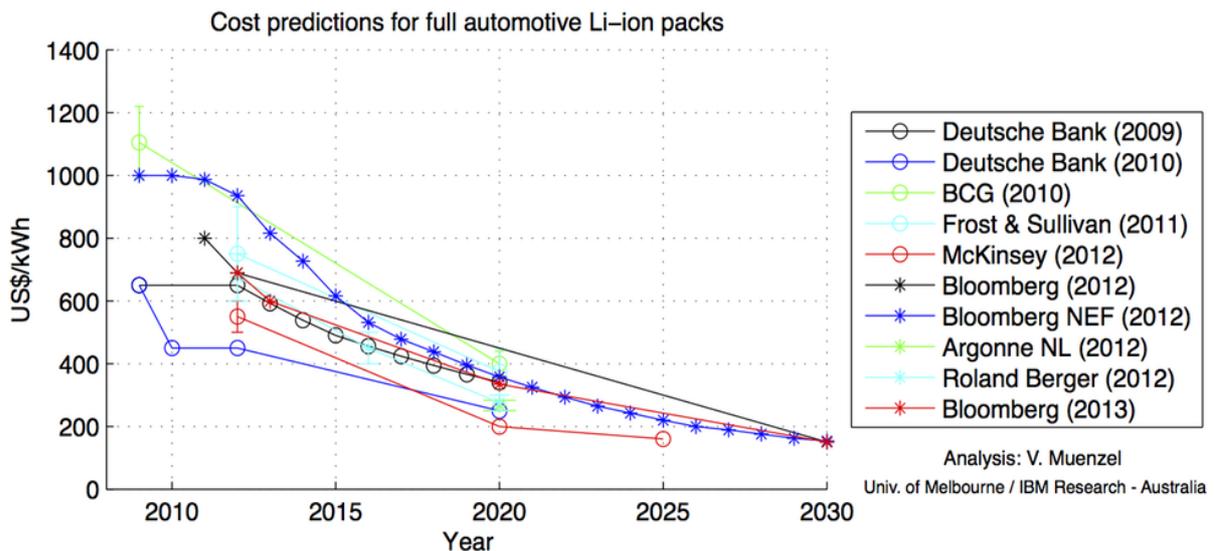
**Figura 4-27.** Evolución demanda baterías litio ion



Fuente: Bloomberg New Energy Finance (2017)

Al igual que Bloomberg New Energy Finance, otras fuentes como Deutsche Bank, McKinsey, Roland Berger, etc también han realizado un análisis de la evolución del coste de las baterías de ion litio. A continuación, se muestra una gráfica en la que se compara la evolución de los costes de estas baterías según las diferentes fuentes.

**Figura 4-28.** Evolución costes batería litio ion según diferentes referencias



Fuente: The Conversation (2018)

El desarrollo que están teniendo las baterías de ion litio es de magnitud mayor que otros tipos de baterías lo que conlleva a unas oportunidades significantes para reducir costes.

Se espera que los principales factores técnicos que influyan en la reducción de costes de estas baterías sean un incremento en la capacidad de producción, la mejora de los materiales utilizados, una cadena de suministro más competitiva, una mejora en el funcionamiento y nuevas aplicaciones que conllevan a un campo más amplio de investigación y desarrollo.

**Figura 4-29.** Factores influyentes en reducción de costes de baterías li ion



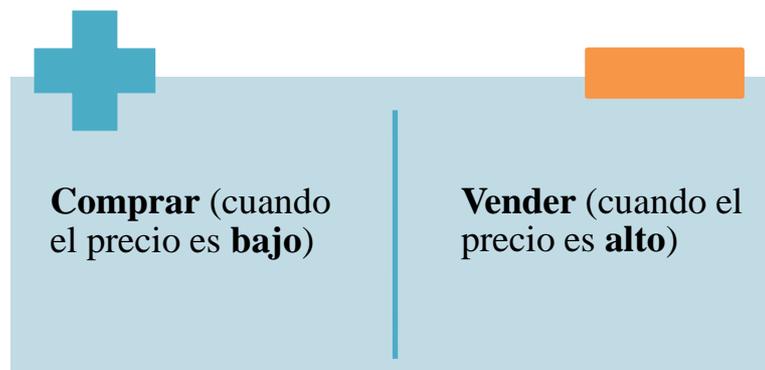
Fuente: elaboración propia

## 5 MODELO MATEMÁTICO

---

**P**ara resolver el problema se necesita un modelo matemático que analizará y maximizará el objetivo. El modelo matemático aplicado en este trabajo es parte de una investigación de David Canca Ortiz profesor de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla. A través del modelo de programación lineal, se podrá calcular cuándo es el mejor momento para comprar energía, ya que esta tendrá un precio bajo, para almacenarla y cuándo es el mejor momento para venderla, que será cuando la demanda de electricidad aumente y, por tanto, también lo hará su precio. Resolviendo este modelo, se podrán maximizar los beneficios económicos que se vayan a obtener. En resumen, lo que busca el modelo es:

Figura 5-1. Objetivo modelo



Fuente: elaboración propia

Para almacenar la energía se ha utilizado una batería de litio y un inversor que transforma la energía eléctrica continua (DC) disponible en la batería en corriente alterna (AC) que pueda ser utilizada por la red eléctrica.

Es interesante comentar que este modelo matemático puede aplicarse a diferentes casos simplemente modificando los datos de partida que se necesitan para encontrar la solución óptima.

A continuación, se muestra el modelo matemático completo que se ha utilizado para resolver el problema planteado. Seguidamente, se va a interpretar y a analizar cada una de las restricciones del modelo y su función objetivo.

En un primer momento,  $T$  es desconocida porque representa el número de periodos, en concreto horas, hasta que la capacidad de la batería decrece y llega a un valor residual que no es favorable para llevar a cabo la compra y venta de electricidad.

$$\text{Max} \sum_{t \in T} p_t (V_t - C_t) \quad (1)$$

Sujeto a:

$$C_t \leq \frac{K_{t-1} - L_{t-1}}{1-r} \quad t \in T \quad (2)$$

$$V_t \leq L_{t-1}(1-r) \quad t \in T \quad (3)$$

$$C_t \leq C_{max} \cdot \delta_t \quad t \in T \quad (4)$$

$$V_t \leq C_{max} \cdot \gamma_t \quad t \in T \quad (5)$$

$$\delta_t + \gamma_t \leq 1 \quad t \in T \quad (6)$$

$$L_t = L_{t-1} + C_t(1-r) - \frac{V_t}{1-r} \quad t \in T \quad (7)$$

$$K_t = K_{t-1} - D_c \cdot k_0 \cdot c_{t-1} \quad t \in T \quad (8)$$

$$e_1 = 0 \quad (9)$$

$$e_{t-1} - e_t \leq c_t \quad t \in T \setminus \{1\} \quad (10)$$

$$N_t = N_{t-1} + c_t \quad t \in T \quad (11)$$

$$\delta_t \leq e_t \quad t \in T \quad (12)$$

$$\gamma_t \leq 1 - e_t \quad t \in T \quad (13)$$

$$e_{t-1} - \gamma_t - \delta_t \leq e_t \quad t = 2, \dots, |T| \quad (14)$$

$$e_{t-1} + \gamma_t + \delta_t \geq e_t \quad t = 2, \dots, |T| \quad (15)$$

Para calcular la política óptima de compra (carga) y venta (descarga), es necesario definir las siguientes variables:

$$\delta_t = \begin{cases} 1 & \text{si la batería está cargándose en el periodo } t \in a \text{ a } T \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

$$\gamma_t = \begin{cases} 1 & \text{si la batería está descargándose en el periodo } t \in a \text{ a } T \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

$$c_t = \begin{cases} 1 & \text{si la batería ha completado un nuevo ciclo de carga/descarga en el periodo } t \in a \text{ a } T \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

$$e_t = \begin{cases} 1 & \text{si la última operación de la batería antes del periodo } t \in a \text{ a } T \text{ fue carga} \\ 0 & \text{si la última operación de la batería antes del periodo } t \in a \text{ a } T \text{ fue descarga} \end{cases}$$

$C_t$  cantidad de electricidad comprada durante el periodo  $t \in a$  a  $T$  y almacenada en la batería

$V_t$  cantidad de electricidad extraída de la batería y vendida durante el periodo  $t \in a$  a  $T$

$N_t$  número de ciclos de carga/descarga hasta el periodo  $t \in a$  a  $T$

$K_t$  capacidad efectiva remanente de la batería al final del periodo  $t \in a$  a  $T$

$L_t$  nivel de carga de la batería al final del periodo  $t \in a$  a  $T$ . Se refiere a lo cargada que está la batería en el periodo  $t$ . Cuando tiene lugar una compra, el nivel de carga aumentará y cuando hay una venta, disminuirá.

Hay una serie de parámetros que son conocidos en el modelo matemático. Estos son los siguientes:

$P_t$  precio de la electricidad en el periodo  $t \in a$  a  $T$ . Es el precio en cada hora del día medida en €/MWh que hay que pagar cuando se compra electricidad en  $t$  para cargar la batería o el precio de venta de la electricidad si se vende dicha electricidad en  $t$ .

$D_c$  capacidad de pérdida de la batería según los ciclos de carga/descarga. Corresponde a un porcentaje de la capacidad inicial de la batería y mide la deterioración de la capacidad de la batería en los ciclos que puede realizar.

$C_{max}$  capacidad de conversión del convertidor utilizado para transformar la energía almacenada en la batería en electricidad.

$K_0$  es la capacidad inicial de la batería. Este valor irá decreciendo a lo largo de las horas debido a las pérdidas de energía en las operaciones de carga y descarga.

$L_0$  es el nivel inicial de carga de la batería.

$r$  pérdida de energía en el proceso de conversión. Medida como un porcentaje del nivel de carga de la batería actual.

Una vez descrito el modelo en su conjunto, se va a explicar la función que realiza cada restricción, sabiendo que la función objetivo (1) trata de maximizar los beneficios obtenidos de la compra y venta de electricidad.

$$C_t \leq \frac{K_{t-1} - L_{t-1}}{1-r} \quad t \in T \quad (2)$$

La restricción (2) especifica que la cantidad de electricidad comprada en el periodo  $t$  ha de ser menor o igual que la capacidad efectiva remanente menos el nivel de carga de la batería en el periodo  $t-1$  teniendo en cuenta que siempre se podrá comprar un poco más que  $K_{t-1} - L_{t-1}$  debido al porcentaje que se pierde ( $r$ ) en el proceso de conversión.

$$V_t \leq L_{t-1}(1-r) \quad t \in T \quad (3)$$

La restricción (3) es el proceso de venta de electricidad. Es decir, la electricidad que puede venderse en el periodo  $t$  ha de ser menor o igual que el nivel de carga en el periodo anterior sabiendo que se podrá vender un poco menos que  $L_{t-1}$  debido al porcentaje que se pierde ( $r$ ) durante el proceso de conversión.

$$C_t \leq C_{max} \cdot \delta_t \quad t \in T \quad (4)$$

$$V_t \leq C_{max} \cdot \gamma_t \quad t \in T \quad (5)$$

En el caso de las restricciones (4) y (5) las variables binarias  $\delta_t$  y  $\gamma_t$  se activan si está teniendo lugar una carga o una descarga respectivamente. Cuando se lleva a cabo una compra de electricidad en el periodo  $t$ , la variable  $\delta_t$  tomará el valor 1 y esta cantidad comprada no podrá ser superior a la capacidad de conversión (restricción 4). Del mismo modo, cuando se realiza una venta de electricidad en el periodo  $t$ , la variable  $\gamma_t$  toma el valor 1 y tampoco puede ser superior a la capacidad de conversión (restricción 5).

$$\delta_t + \gamma_t \leq 1 \quad t \in T \quad (6)$$

La restricción (6) se utiliza para evitar que se realicen simultáneamente una operación de compra y una de venta en el periodo  $t$ .

$$L_t = L_{t-1} + C_t(1 - r) - \frac{V_t}{1 - r} \quad t \in T \quad (7)$$

En la restricción (7) se define el nivel de carga de la batería en el periodo  $t$ . Teniendo en cuenta el nivel de carga en el periodo anterior ( $t-1$ ), se añade el incremento o decremento de electricidad en el periodo  $t$  (según si se ha comprado o vendido). Sabiendo que se compra un poco más de electricidad ya que se pierde debido al porcentaje de pérdidas y que se puede vender un poco menos que el nivel de carga restante debido a las pérdidas.

$$K_t = K_{t-1} - D_c \cdot k_0 \cdot c_{t-1} \quad t \in T \quad (8)$$

La restricción (8) modela el deterioro de la capacidad de la batería en cada periodo  $t$ . Es decir, la capacidad de la batería en  $t$  será igual a la capacidad en el periodo anterior menos unas pérdidas de la capacidad debido a los ciclos de carga y descarga llevados a cabo. Cada vez que tenga lugar un ciclo de carga/descarga, la capacidad de la batería decrece en  $D_c \cdot k_0$  con respecto a la capacidad de la batería del periodo anterior.

$$e_1 = 0 \quad (9)$$

Se asume que la variable binaria  $e_t$  en el periodo 1 es cero. Esto significa que la última operación en el periodo 0 fue una descarga (restricción 9).

$$e_{t-1} - e_t \leq c_t \quad t \in T \setminus \{1\} \quad (10)$$

La restricción (10) se utiliza para contabilizar los ciclos que ocurren en el periodo  $t$ . Es decir, solo contabilizará si hay una carga y una descarga o viceversa pero no si hay varias cargas o varias descargas seguidas. Por ejemplo, suponemos que la batería se carga en el periodo 2 y no hay más operaciones hasta el periodo 5 en el que tiene lugar una descarga entonces las variables  $e_2, e_3, e_4 = 1$  y  $e_5 = 0$ ; en este momento tiene lugar un nuevo ciclo y la variable  $c_5$  tomará valor de 1.

$$N_t = N_{t-1} + c_t \quad t \in T \quad (11)$$

La restricción (11) explica que el número de ciclos en el periodo  $t$  es igual al número de ciclos en el periodo anterior más uno ( $c_t = 1$ ) si ha habido un nuevo ciclo en el periodo  $t$ . Si no ha habido un nuevo ciclo en  $t$ , no se sumará nada ya que  $c_t = 0$ .

$$\delta_t \leq e_t \quad t \in T \quad (12)$$

La variable de estado  $e_t$  está relacionada con la variable binaria de carga  $\delta_t$ . La restricción (12) explica que si tiene lugar una carga ( $\delta_t = 1$ ), entonces la variable  $e_t$  deberá tener valor 1. Ya que esta variable binaria se activa cuando la última operación de la batería antes de  $t$  es una carga.

$$\gamma_t \leq 1 - e_t \quad t \in T \quad (13)$$

Del mismo modo, ocurre lo mismo para la restricción (13). La variable de estado  $e_t$  está relacionada con la variable binaria de descarga  $\gamma_t$ . Esta restricción explica que si tiene lugar una descarga  $\gamma_t = 1$ , entonces la variable  $e_t$  deberá tener valor 0.

$$e_{t-1} - \gamma_t - \delta_t \leq e_t \quad t = 2, \dots, |T| \quad (14)$$

$$e_{t-1} + \gamma_t + \delta_t \geq e_t \quad t = 2, \dots, |T| \quad (15)$$

Por último, las restricciones (14) y (15) representan la dinámica de la variable de estado  $e_t$ . Al tratarse de unas restricciones condicionales, para facilitar su interpretación se realizan los siguientes cambios.

**Tabla 5-1.** Restricciones condicionales

SI EXPRESIÓN 1 ENTONCES ( -->) EXPRESIÓN 2				
Expresión 1		Expresión 2		Restricciones
Tipo	Expresión	Tipo	Signo	
Binaria	$\alpha=1$	Binaria	$\beta=1$	$\alpha \leq \beta$
Binaria	$\alpha=1$	Binaria	$\beta=0$	$1-\alpha \leq 1-\beta$

Fuente: elaboración propia

Adaptando los cambios a este modelo en concreto, la restricción (14) explica que si la última operación en el periodo t-1 fue una carga ( $e_{t-1} = 1$ ) y no se han llevado a cabo ninguna carga o descarga en el periodo t ( $\delta_t = 0$  y  $\gamma_t = 0$ ), entonces  $e_t = 1$ .

$$\text{Si } e_{t-1} = 1 \text{ y } \delta_t = 0 \text{ y } \gamma_t = 0 \rightarrow e_t = 1$$

Esta restricción sería la inicialmente planteada que se modelará como la restricción (14) según los cambios de la fila superior de la tabla.

Por otro lado, la restricción (15) explica que si la última operación en el periodo t-1 fue una descarga ( $e_{t-1} = 0$ ) y no se han llevado a cabo ninguna carga o descarga en el periodo t ( $\delta_t = 0$  y  $\gamma_t = 0$ ), entonces  $e_t = 0$ .

$$\text{Si } e_{t-1} = 0 \text{ y } \delta_t = 0 \text{ y } \gamma_t = 0 \rightarrow e_t = 0$$

De igual forma, esta restricción sería la inicialmente planteada que se modelará como la restricción (15) según los cambios de la fila inferior de la tabla.

La función objetivo (1) consiste en maximizar el beneficio (a través de las compras y ventas de electricidad) a lo largo de todo el horizonte temporal. La finalidad es utilizar la batería hasta que la capacidad residual sea tan pequeña que no produzca beneficios.

Como se ha comentado al principio del capítulo, inicialmente T es desconocida y junto con la dificultad de resolver un problema tan grande -horizonte temporal múltiplo de 8760 horas (1 año) con sus respectivas restricciones y variables- sugieren resolver el problema con un horizonte temporal de un año y, a partir de los resultados obtenidos, volver a resolver el problema para el siguiente año y así sucesivamente. Se resolverá el modelo con los datos de la capacidad residual del año anterior de forma secuencial y se irán actualizando los valores para cada año.

## 6 APLICACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

En este apartado se aplica el modelo matemático del capítulo anterior utilizando concretamente el precio en cada hora de la electricidad en España durante el año 2018 y empleando una batería de litio ion que es la que se he elegido según los resultados obtenidos en el capítulo 4. *Tecnología óptima de almacenamiento*. Posteriormente se exponen los resultados obtenidos.

### 6.1 Datos iniciales modelo matemático

Entre los parámetros conocidos empleados para resolver el modelo matemático se utilizan algunos de los explicados en el capítulo 4. *Tecnología óptima de almacenamiento* con las características específicas de la batería de litio ion. Concretamente, estos parámetros son los ciclos de carga y descarga y el rendimiento. El resto de los parámetros conocidos del modelo aparecen también en la tabla inferior:

**Tabla 6-1.** Parámetros fijados en el modelo matemático

	Batería Litio ion
Rendimiento	80% (1)
Ciclos	5000 (2)
Dc	0,00016(3) *
C <sub>max</sub>	Varía desde 1MW hasta 10MW (3)
K <sub>0</sub>	10 MWh (3)
r	8% (3)
L <sub>0</sub>	0 (3)

Fuente: elaboración propia a partir de: (1) Vélez Moreno, S. (2012). *Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías*. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), (2) Hernández Romero, A (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. (trabajo final de máster). Escuela Técnica Superior de Ingeniería,

Universidad de Sevilla (US), (3) Modelo matemático profesor David Canca Ortiz.

(\*) La batería se deteriora hasta un 20% (1-80%) de la capacidad inicial después de 5000 ciclos. Esto significa que cuando la batería alcance los 5000 ciclos, la capacidad de la batería estará sobre 2MWh (20% de 10MWh). Por lo tanto,  $D_c$ , que representa el deterioro, será:

$$D_c = \frac{80\%}{5000 \text{ ciclos}} = 0.00016$$

En el instante inicial, el nivel de carga de la batería ( $L_0$ ) puede tomar cualquier valor dependiendo de si en el momento de instalarla ya estaba almacenando energía o se encuentra totalmente descargada. En este caso se ha decidido que la batería en el instante inicial esta completamente descargada, no está almacenando energía.

En este apartado solo aparecen los valores de cada uno de los parámetros conocidos ya que la definición de cada uno de ellos se explica en el capítulo 4. *Tecnología óptima de almacenamiento* y en el capítulo 5. *Modelo matemático*.

También se utilizan los datos de los precios de la electricidad ( $P_t$ ) para cada hora del año 2018 según los resultados de OMIE. En la tabla inferior aparece un resumen de los precios de la electricidad para ese año. Este dato se obtiene desde el periodo 0 hasta 8759 (horas).

**Tabla 6-2.** Precio electricidad año 2018

Hora	AÑO 2018													
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	... 8759
Precio electricidad (€/MWh)	44,32	37,79	35,52	34,84	34,59	34,72	35,71	41,25	44,98	46,10	46,44	45,3	46,89	... 46,95

Fuente: OMIE (2018)

## 6.2 Resultados del modelo matemático

Con los datos anteriormente mencionados el modelo matemático calculará cuánto habría que comprar o vender en cada hora del día (de 0 a 8759) para una batería de 10MWh y utilizando inversores de diferentes tamaños desde 1MW hasta 10MW.

Después de hallar las cantidades compradas y vendidas y conociendo el precio de la electricidad para cada hora, se calculan los ingresos (ventas) y los costes (compras) obteniendo de esta forma, el beneficio económico.

Este proceso es iterativo y se sigue haciendo hasta que la batería deje de proporcionar ingresos superiores a los costes. Llegado este punto, se termina la duración de la batería y el modelo se para. Concretamente, a partir del año 11 la batería incurre en beneficios negativos, por lo tanto el modelo no continúa y se asume que el periodo de duración de la batería es de 11 años.

Además de la cantidad comprada y vendida, el modelo matemático también proporciona el nivel de carga, la capacidad restante de la batería y el número de ciclos hechos hasta el periodo  $t$ .

**Tabla 6-3. Resultados modelo matemático**

INGRESOS VENTA ELECTRICIDAD

	Años										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 MW	135.941,57 €	133.895,98 €	131.036,28 €	128.050,64 €	123.229,56 €	116.057,91 €	106.668,34 €	94.281,47 €	79.284,46 €	60.156,77 €	41.218,30 €
2MW	216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €
3MW	248.749,24 €	231.948,09 €	213.127,65 €	193.552,06 €	173.729,00 €	150.767,54 €	126.990,71 €	102.801,83 €	79.803,04 €	54.837,86 €	30.216,10 €
4MW	265.642,01 €	245.637,14 €	225.121,04 €	201.562,95 €	177.848,93 €	152.860,33 €	128.726,41 €	104.688,29 €	78.036,83 €	51.015,08 €	27.178,09 €
5MW	277.682,12 €	253.775,33 €	229.397,65 €	202.602,95 €	178.274,14 €	155.158,25 €	130.014,45 €	100.120,64 €	75.165,49 €	49.191,74 €	26.409,63 €
6MW	282.875,33 €	257.546,94 €	229.973,50 €	207.810,61 €	184.011,56 €	155.465,21 €	128.219,94 €	99.974,71 €	75.943,69 €	50.448,91 €	25.053,54 €
7MW	286.543,99 €	261.024,64 €	234.476,00 €	208.661,85 €	183.485,33 €	155.334,35 €	126.839,06 €	98.902,85 €	75.177,10 €	48.793,23 €	26.191,01 €
8MW	290.524,38 €	265.174,21 €	241.155,65 €	211.161,87 €	182.913,16 €	154.116,57 €	127.196,72 €	99.274,18 €	73.616,26 €	49.272,83 €	25.713,81 €
9MW	293.566,17 €	266.920,42 €	239.719,48 €	211.206,89 €	183.458,51 €	154.630,97 €	126.986,28 €	99.896,75 €	74.676,34 €	48.414,10 €	26.898,66 €
10MW	296.489,31 €	269.356,68 €	240.735,12 €	211.109,96 €	182.056,98 €	153.943,65 €	126.414,85 €	99.754,74 €	75.606,18 €	49.338,02 €	24.573,62 €

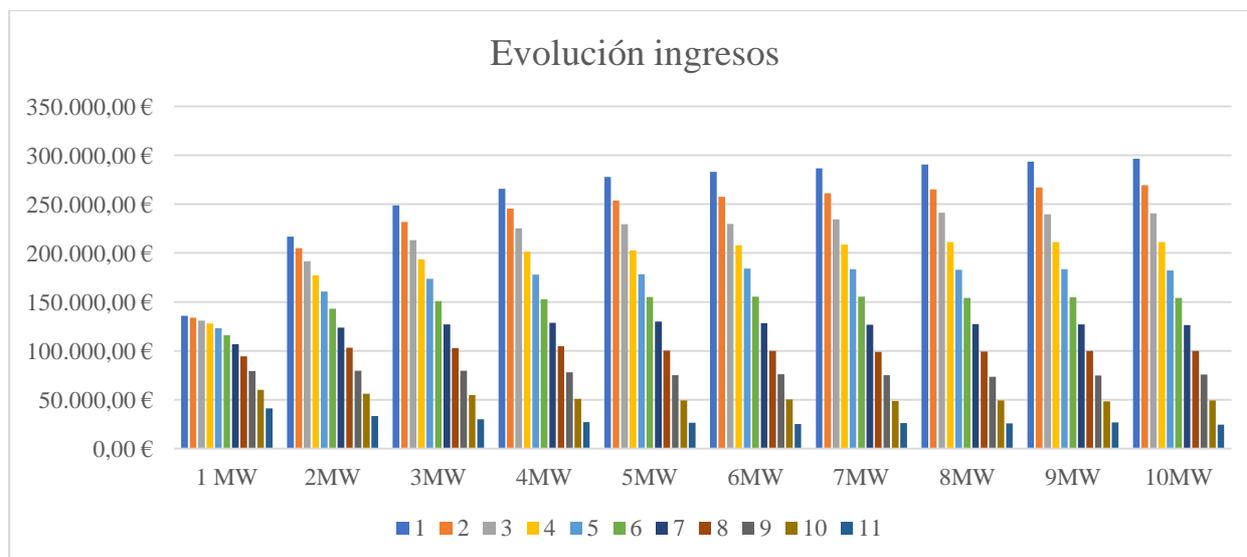
COSTES COMPRA ELECTRICIDAD

	Años										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 MW	-109.913,80 €	-108.455,95 €	-106.233,24 €	-103.949,71 €	-99.990,99 €	-93.928,23 €	-86.011,28 €	-75.628,60 €	-63.259,35 €	-47.384,39 €	-32.033,74 €
2MW	-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €
3MW	-200.300,44 €	-186.644,45 €	-171.241,09 €	-155.389,60 €	-139.365,72 €	-120.459,11 €	-101.093,15 €	-81.439,91 €	-62.939,59 €	-42.917,99 €	-23.113,99 €
4MW	-213.775,03 €	-197.602,24 €	-180.948,96 €	-161.575,69 €	-142.405,97 €	-122.092,96 €	-102.479,16 €	-83.192,52 €	-61.739,73 €	-39.831,13 €	-20.758,40 €
5MW	-223.446,12 €	-203.888,38 €	-184.174,16 €	-162.083,13 €	-142.412,72 €	-123.886,59 €	-103.659,24 €	-79.047,01 €	-59.183,18 €	-38.253,91 €	-20.106,68 €
6MW	-227.452,91 €	-206.845,22 €	-184.087,55 €	-166.488,63 €	-147.306,42 €	-123.839,90 €	-101.880,51 €	-78.892,14 €	-59.928,27 €	-39.549,48 €	-18.942,17 €
7MW	-230.342,84 €	-209.591,97 €	-187.809,84 €	-166.733,17 €	-146.563,41 €	-123.826,04 €	-100.675,74 €	-77.978,13 €	-59.317,42 €	-37.941,67 €	-19.974,94 €
8MW	-233.511,23 €	-212.892,08 €	-193.700,40 €	-168.897,19 €	-146.078,33 €	-122.705,37 €	-101.048,72 €	-78.405,08 €	-57.846,70 €	-38.464,11 €	-19.601,77 €
9MW	-235.776,67 €	-213.975,62 €	-191.916,39 €	-168.869,40 €	-146.536,98 €	-123.125,18 €	-100.778,34 €	-78.911,47 €	-58.777,80 €	-37.554,44 €	-20.545,57 €
10MW	-237.973,85 €	-216.100,74 €	-192.965,68 €	-168.844,20 €	-145.245,33 €	-122.532,34 €	-100.282,63 €	-78.837,90 €	-59.811,94 €	-38.662,54 €	-18.702,42 €

Fuente: elaboración propia

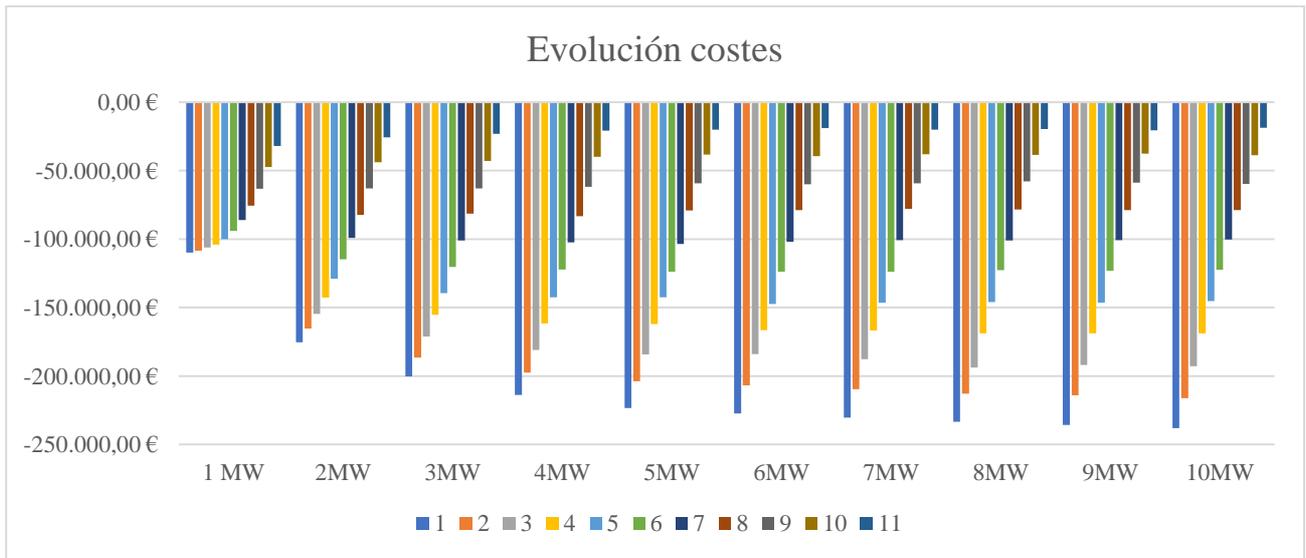
En las tablas anteriores se puede percibir que, a medida que van pasando los años, los ingresos decremantan. Esto se debe a que la capacidad de la batería también decrece a lo largo del tiempo y, por lo tanto, puede almacenar menos cantidad de energía provocando que las compras de energía disminuyan y, con ello, lo hagan los ingresos.

**Figura 6-1. Evolución de los ingresos**



Fuente: elaboración propia

**Figura 6-2.** Evolución de los costes

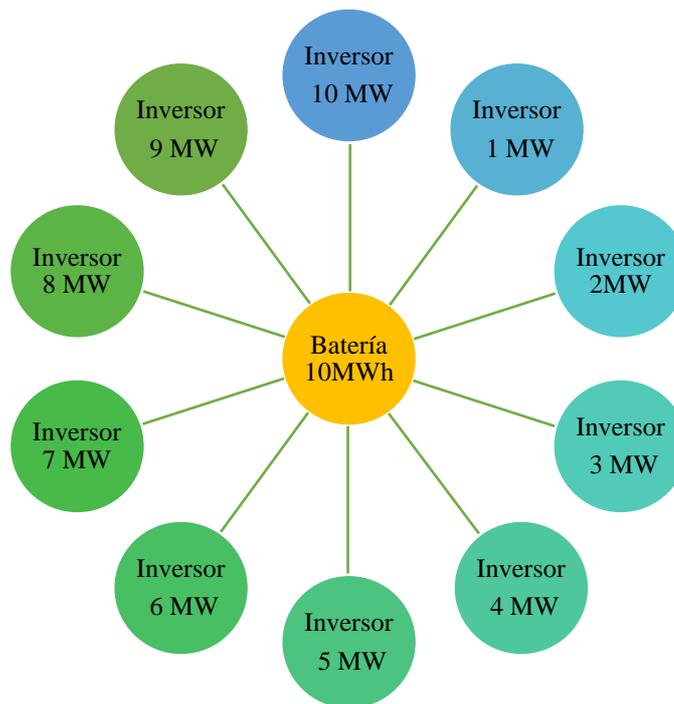


Fuente: elaboración propia

También se puede ver que cuanto mayor es el tamaño de inversor utilizado, mayores son los ingresos en cada año pero los costes también aumentan. Por lo tanto, el siguiente paso es encontrar la relación entre ingresos y costes que proporcione un beneficio mayor teniendo en cuenta las inversiones iniciales, las amortizaciones y el valor residual del inversor.

¿Cuál sería el tamaño óptimo del inversor utilizando una batería de 10MWh una vez se han calculado los ingresos y los costes de cada una de las 10 posibles opciones? El objetivo del capítulo 7. *Análisis financiero* es encontrar una respuesta a esta pregunta.

**Figura 6-3.** Posibles soluciones del problema planteado



Fuente: elaboración propia

## 7 ANÁLISIS FINANCIERO

Una vez obtenidos los resultados de compra y venta a través del modelo matemático para cada inversor utilizando una batería de 10MWh, el siguiente paso es realizar un análisis financiero con el fin de ver qué inversor sería el más adecuado teniendo en cuenta el tamaño de la batería de litio. Lo importante en este caso es el ratio entre el tamaño del inversor y el tamaño de la batería. Para ello se calcularán los componentes básicos de un análisis financiero, el VAN, la TIR y el pay back (periodo de recuperación de la inversión). Todo esto sabiendo que la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica se sitúa en el 5,58% según los cálculos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

A partir de los resultados obtenidos se discutirán las posibles soluciones. ¿Es interesante llevar a cabo la inversión? Se va a tratar de resolver a esta cuestión al final del capítulo.

Para poder realizar correctamente este análisis es necesario comprender una serie de conceptos previamente.

- Cash-Flow: diferencia entre las entradas y las salidas de dinero del proyecto en un año.
- VAN (valor actual neto): actualización al momento inicial de todos los Cash Flow previstos en una inversión utilizando un tipo de descuento.

### Ecuación 1. Fórmula matemática VAN

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

$I_0$  : Cash Flow en el primer periodo (desembolso inicial)

$F_t$ : Cash Flow en el periodo t

$k$ : Tipo de rentabilidad

$n$ : número de periodos

- TIR: tipo de interés que iguala el VAN a cero.

**Ecuación 2.** Fórmula matemática TIR

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

- Fondos absorbidos: son las inversiones, inmovilizaciones, valor residual, etc.
- Fondos generados: generados por la propia actividad de la empresa. Están disponibles para cualquier aplicación en la empresa.
- Período de recuperación (pay back): período que se tarda en recuperar la inversión inicial efectuada. Es decir, período en el que la suma del Cash Flow es igual a cero.

**7.1 Datos iniciales análisis financiero****Tabla 7-1.** Datos iniciales generales

<b>DATOS INICIALES</b>	
Precio batería (€/MWh)	99.000 (1)
Tamaño batería (MWh)	10 (2)
Precio convertidor (€/MW)	30.000 (2)
Tamaño convertidor (MW)	desde 1MW hasta 10MW (2)
Amortización batería (años)	11 (3)
Amortización convertidor (años)	15 (2)
Tipo impositivo (%)	25% (4)
Tipo de interés (%)	5,58% (5)

Fuente: (1) Batteries keep on getting cheaper. (2017). Clean technica. Recuperado de: <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/>, (2) modelo matemático profesor David Canca Ortiz, (3) resultado del modelo matemático, (4) Agencia Tributaria. Recuperado de: [https://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/Ayuda/Manuales\\_\\_Folletos\\_y\\_Videos/Manuales\\_practicos/\\_Ayuda\\_Folleto\\_Actividades\\_economicas/4\\_\\_Impuesto\\_sobre\\_Sociedades/4\\_3\\_Tipo\\_de\\_gravamen\\_y\\_cuota\\_integra/4\\_3\\_Tipo\\_de\\_gravamen\\_y\\_cuota\\_integra.html](https://www.agenciatributaria.es/AEAT.internet/Inicio/Ayuda/Manuales__Folletos_y_Videos/Manuales_practicos/_Ayuda_Folleto_Actividades_economicas/4__Impuesto_sobre_Sociedades/4_3_Tipo_de_gravamen_y_cuota_integra/4_3_Tipo_de_gravamen_y_cuota_integra.html), (5) La CNMC publica la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades del sector eléctrico para el periodo 2020-2025. Recuperado de: <https://www.cnmc.es/node/372148>

En total se van a llevar a cabo diez análisis financieros. Teniendo en cuenta el tamaño de la batería y su precio por MWh (€/MWh), se calcula la inversión inicial de la batería en euros. Del mismo modo, sabiendo que el tamaño del inversor varía entre 1MW y 10MW y conociendo su precio por MW, se calcula la inversión inicial del inversor. A continuación se describen más detalladamente estos datos para cada escenario.

Tabla 7-2. Datos iniciales detallados

DATOS INICIALES	MW									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión inicial batería (€)	990.000 €	990.000 €	990.000 €	990.000 €	990.000 €	990.000 €	990.000 €	990.000 €	990.000 €	990.000 €
Inversión inicial convertidor (€)	30.000 €	60.000 €	90.000 €	120.000 €	150.000 €	180.000 €	210.000 €	240.000 €	270.000 €	300.000 €
Amortización batería (años)	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Amortización convertidor (años)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Tipo impositivo (%)	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Tipo de interés (%)	5,58%	5,58%	5,58%	5,58%	5,58%	5,58%	5,58%	5,58%	5,58%	5,58%

Fuente: elaboración propia

## 7.2 Resultados del análisis financiero

El primer paso llevado a cabo para la resolución del problema es agrupar en una tabla todos los importes. Se han dividido entre

- Inversiones, costes y gastos: serán aquellos que forman parte de los fondos absorbidos y, por tanto, sus valores se restan a la hora de calcular el Cash Flow.
- Recuperaciones de ventas: representan las ventas/ingresos que se han realizado en cada período. Estos valores se añaden al Cash Flow sumándolos.
- Amortizaciones: La amortización contable se calcula en función de la vida útil estimada y del valor residual del elemento de inmovilizado. Se trata de distribuir el coste de adquisición entre la vida útil, de forma que la dotación anual a la amortización supone un gasto que minorra el resultado. Para el cálculo del Cash Flow el importe de amortización anual se suma al resultado contable, dado que no supone una salida de caja.
- Valor residual: Es el importe que una empresa estima que podría obtener por la venta de un activo una vez hubiera llegado al final de su vida útil.

Una vez identificado y clasificado cada importe se procede a calcular el beneficio desde el año 1 hasta el año 11, periodo fijado por los resultados del modelo matemático. Después se calcula el impuesto sobre los beneficios sabiendo que se supone un porcentaje del 25% sobre el beneficio. Teniendo estos resultados se puede calcular el beneficio después de impuestos. A partir de todos estos datos se calcula el cash flow o flujo de caja neto de la siguiente forma:

-En el periodo 0 será la suma de las inversiones que se recogen con signo negativo al ser desembolsos o salidas de caja.

-Desde el periodo 1 hasta el 10 al beneficio después de impuestos se le suman las amortizaciones ya que realmente no ha sido un desembolso cada año sino al principio (año 0).

-En el último periodo además se ha tenido en cuenta el valor residual del inversor ya que es una entrada de dinero.

Una vez calculado el Cash Flow, se puede calcular el periodo de recuperación o pay back, la TIR y el VAN. Este proceso se efectúa del mismo modo reiteradamente para cada tamaño de inversor. Se ha realizado una tabla para cada inversor sabiendo que el tamaño de la batería no varía.

Lo que llamamos beneficios realmente no lo son sino más bien son resultados que pueden ser positivos o negativos y en este caso son negativos.

Si consideráramos aisladamente el proyecto de inversión no sería viable, no obstante si este proyecto fuera una de tantas actividades que desempeñara una empresa estratégicamente podría interesar

asumir las pérdidas que provoca esta inversión para compensarlas con beneficios que obtuviera de otras actividades. Es lógico pensar que esta situación debería ser transitoria y no prolongarse demasiado en el tiempo.

En el *anexo A* se añaden todas las tablas detalladas con los resultados obtenidos para cada uno de los inversores utilizados durante el periodo considerado, es decir, 11 años. En este capítulo solo se añade una tabla extrayendo los resultados más importantes de cada uno de los escenarios estudiados.

**Tabla 7-3.** Resumen resultados financieros

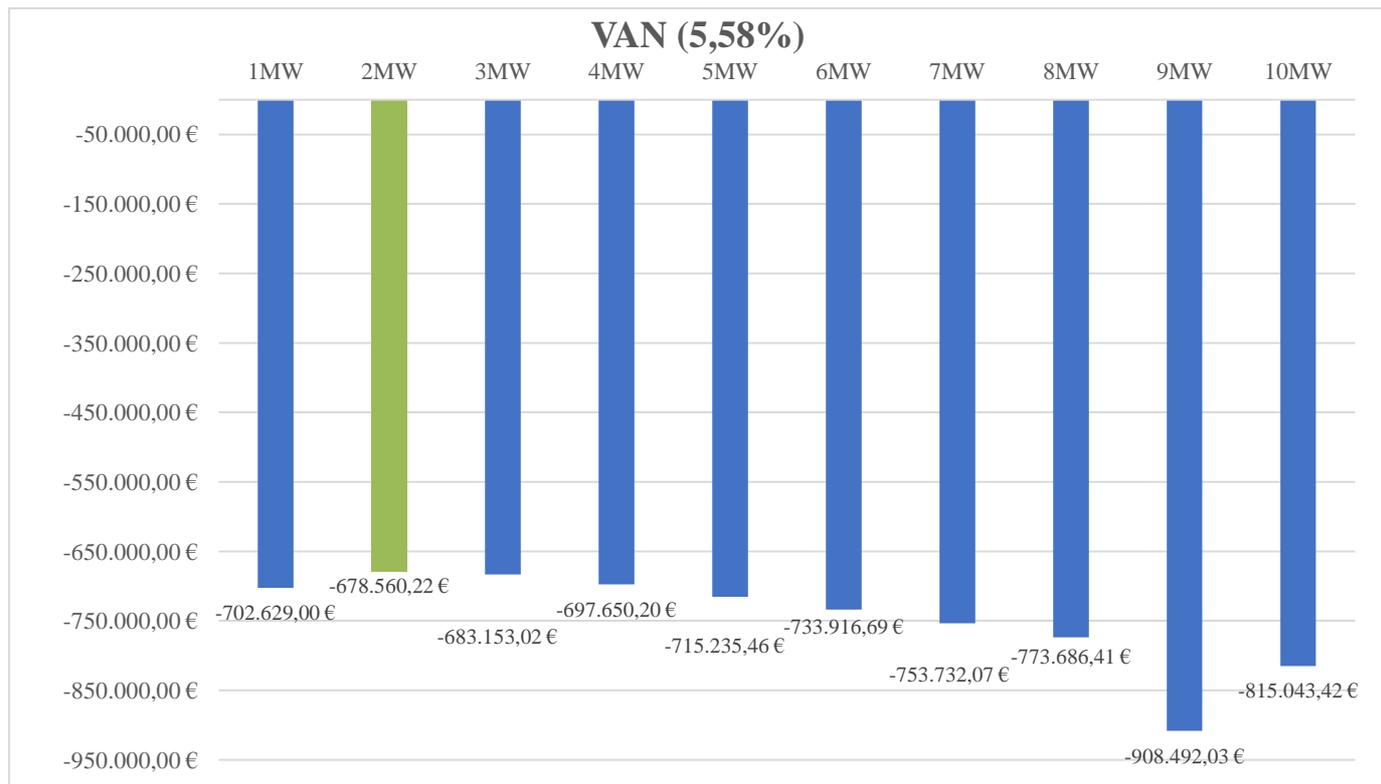
	TIR	VAN (5,58%)
1MW	-13%	-702.629,00 €
2MW	-11%	-678.560,22 €
3MW	-11%	-683.153,02 €
4MW	-11%	-697.650,20 €
5MW	-11%	-715.235,46 €
6MW	-10%	-733.916,69 €
7MW	-10%	-753.732,07 €
8MW	-10%	-773.686,41 €
9MW	-14%	-908.492,03 €
10MW	-10%	-815.043,42 €

Fuente: elaboración propia

En la tabla anterior se puede apreciar que, para ninguno de los escenarios, con la tecnología actualmente disponible, sería un proyecto viable ya que, no se obtiene una rentabilidad positiva en ninguno de los casos estudiados.

Aún así, se puede concluir comentando que, de entre todos los resultados desfavorables, el escenario en el que se utiliza un inversor de 2MW junto con la batería de 10MWh podría considerarse el menos perjudicial ya que sus resultados proporcionan menos pérdidas. Posiblemente, mejorando las tecnologías empleadas y sus parámetros, con esta relación de tamaños de inversor (2MW) y batería (10MWh), se podrían plantear alternativas con las que se alcance una rentabilidad positiva y, por tanto, sea considerado un proyecto a llevar a cabo.

**Figura 7-1.** Comparación del VAN



Fuente: elaboración propia

El gráfico de arriba muestra de una forma visual como todos los escenarios estudiados presentan unos resultados de Valor Actual Neto negativo, siendo el caso concreto de 2MW el que tiene un resultado más ventajoso, con el que se podría trabajar para mejorar dichos resultados.

### 7.3 Valoración de posibles resultados futuros

Después de analizar y comprobar que con la tecnología actualmente disponible el proyecto no es rentable, se pasa a valorar posibles alternativas o resultados futuros que pueden hacer que el análisis proporcione una rentabilidad positiva utilizando un inversor de 2MW ya que se ha comprobado en el apartado anterior que proporciona el mejor resultado. Por tanto, la valoración de posibles alternativas solo se realizará para una batería de 10 MWh junto con un inversor de 2MW.

Para que el análisis sea viable, es necesario que el Valor Actual Neto sea positivo. Las variables que intervienen a la hora de calcular el VAN son:

- Las inversiones iniciales
- El tipo de interés
- El Cash Flow: en el que actúan los flujos de entrada y de salida (ingresos y costes)

Por lo tanto, se trata de modificar alguna de estas variables para ver si, con estos cambios, los resultados mejoran.

Ya que el tipo de interés, los ingresos y costes no se pueden modificar, se ha decidido alterar la inversión inicial tanto de la batería como del inversor. Es decir, hay que reducir el precio de la batería y del inversor proporcionalmente hasta el valor que aporte un Valor Actual Neto positivo sabiendo que la rentabilidad exigida es del 5,58%.

Conociendo que la inversión inicial de la batería representa un 77% de la inversión total y que el inversor representa el 23%, se han calculado diferentes alternativas, reduciendo estos precios manteniendo la proporción.

**Tabla 7-4.** Inversiones año 2019

DATOS INICIALES año 2019		
Inversión inicial batería (€/MWh)	99000	76,74%
Inversión inicial convertidor (€/MW)	30000	23,26%
Inversión total	129000	100%

Fuente: elaboración propia

En la tabla de abajo se muestran las posibles alternativas en las que se ha ido reduciendo la inversión de la batería y del inversor desde un 20% hasta un 90% sobre la inversión inicial y se ha realizado el análisis financiero igual que en el apartado anterior (7.2 *Resultados del análisis financiero*) calculando el VAN, la TIR y el Payback.

**Tabla 7-5.** Posibles alternativas futuras

	POSIBLES SOLUCIONES										
	20%	25%	30%	40%	50%	55%	60%	70%	75%	80%	90%
% bajada											
Inversión batería (€/MWh)	79200	74250	69300	59400	49500	44550	39600	29700	24750	19800	9900
Inversión convertidor (€/MW)	24000	22500	21000	18000	15000	13500	12000	9000	7500	6000	3000
Total inversión	103200	96750	90300	77400	64500	58050	51600	38700	32250	25800	12900
% batería	76,74%	76,74%	76,74%	76,74%	76,74%	76,74%	76,74%	76,74%	76,74%	76,74%	76,74%
% convertidor	23,26%	23,26%	23,26%	23,26%	23,26%	23,26%	23,26%	23,26%	23,26%	23,26%	23,26%

Fuente: elaboración propia

A continuación, se muestra una tabla donde aparece un resumen de los nuevos resultados obtenidos con cada una de las reducciones llevadas a cabo. Las tablas detalladas con todos los resultados para cada una de las reducciones están adjuntas en el *anexo B*.

**Tabla 7-6.** Nuevos resultados con diferentes reducciones

% reducción	TIR	VAN (5,58%)
20%	-10,11%	-508.198,91 €
25%	-9,69%	-465.608,58 €
30%	-9,22%	-423.018,25 €
40%	-8,07%	-337.837,60 €
50%	-6,51%	-252.656,94 €
55%	-5,50%	-210.066,61 €
60%	-4,26%	-167.476,28 €
70%	-0,69%	-82.295,62 €
75%	2,01%	-39.705,30 €
80%	5,90%	2.885,03 €
90%	23,42%	88.065,69 €

Fuente: elaboración propia

Los resultados muestran que llevar a cabo este proyecto no es rentable hasta que no se reduce un 80% el precio de la batería y del inversor sobre la inversión inicial. Es decir, para que el análisis proporcione una rentabilidad positiva, el precio de la batería debe reducirse hasta 20.000€/MWh aproximadamente y el precio del inversor hasta 6000€/MW.

Por tanto, para que el análisis proporcione unos resultados favorables los parámetros a utilizar son los siguientes:

-Tamaño batería: 10MWh

-Tamaño inversor: 2MW

-Precio batería: 19.800€/MWh (reducción del 80% sobre el precio de 2019)

-Precio inversor: 6000€/MW (reducción del 80% sobre el precio de 2019)

A continuación, se adjunta la tabla detallada de los cálculos realizados con los parámetros que proporcionan los resultados más ventajosos:

**Tabla 7-7. Detalle de resultados favorables con reducción 80%**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO	AÑOS											
2MW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Inversión inicial batería	-198.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-12.000,00 €											
Valor residual convertidor	3.200,00 €											
Ingresos venta electricidad	216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €	
Costes compra electricidad	-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €	
Amortización batería	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	
Amortización convertidor	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	
Beneficios	22.619,32 €	20.742,82 €	18.449,40 €	15.916,28 €	12.876,03 €	9.618,50 €	5.957,99 €	2.138,54 €	-2.147,81 €	-6.566,10 €	-11.117,93 €	
Impuesto sobre beneficios (25%)	-5.654,83 €	-5.185,71 €	-4.612,35 €	-3.979,07 €	-3.219,01 €	-2.404,62 €	-1.489,50 €	-534,63 €	536,95 €	1.641,53 €	2.779,48 €	
Beneficios después de impuestos	16.964,49 €	15.557,12 €	13.837,05 €	11.937,21 €	9.657,02 €	7.213,87 €	4.468,50 €	1.603,90 €	-1.610,86 €	-4.924,58 €	-8.338,45 €	
Beneficio acumulado	16.964,49 €	32.521,60 €	46.358,65 €	58.295,86 €	67.952,88 €	75.166,76 €	79.635,25 €	81.239,16 €	79.628,30 €	74.703,72 €	66.365,27 €	
CASH FLOW	-210.000,00 €	35.764,49 €	34.357,12 €	32.637,05 €	30.737,21 €	28.457,02 €	26.013,87 €	23.268,50 €	20.403,90 €	17.189,14 €	13.875,42 €	13.661,55 €
PAY BACK	-210.000,00 €	-174.235,51 €	-139.878,40 €	-107.241,35 €	-76.504,14 €	-48.047,12 €	-22.033,24 €	1.235,25 €	21.639,16 €	38.828,30 €	52.703,72 €	66.365,27 €

TIR	5,90%
VAN (5,58%)	2.885,03 €

Fuente: elaboración propia

En este caso se puede ver que los beneficios obtenidos son positivos, no como ocurría en el subapartado 7.2 *Resultados del análisis financiero* en el que se comenta que el beneficio obtenido para cada análisis es negativo.

De esta forma, se consigue un Valor Actual Neto de 2885,03€ y una Tasa Interna de Retorno de 5,90%, superándose la rentabilidad exigida de 5,58%.

A través del Payback y realizando una interpolación entre el último año que tiene un Payback negativo (año 6) y el primero con Payback positivo (año 7), la recuperación de la inversión inicial se realizaría en 6,95 años, que son aproximadamente 6 años y 11 meses.

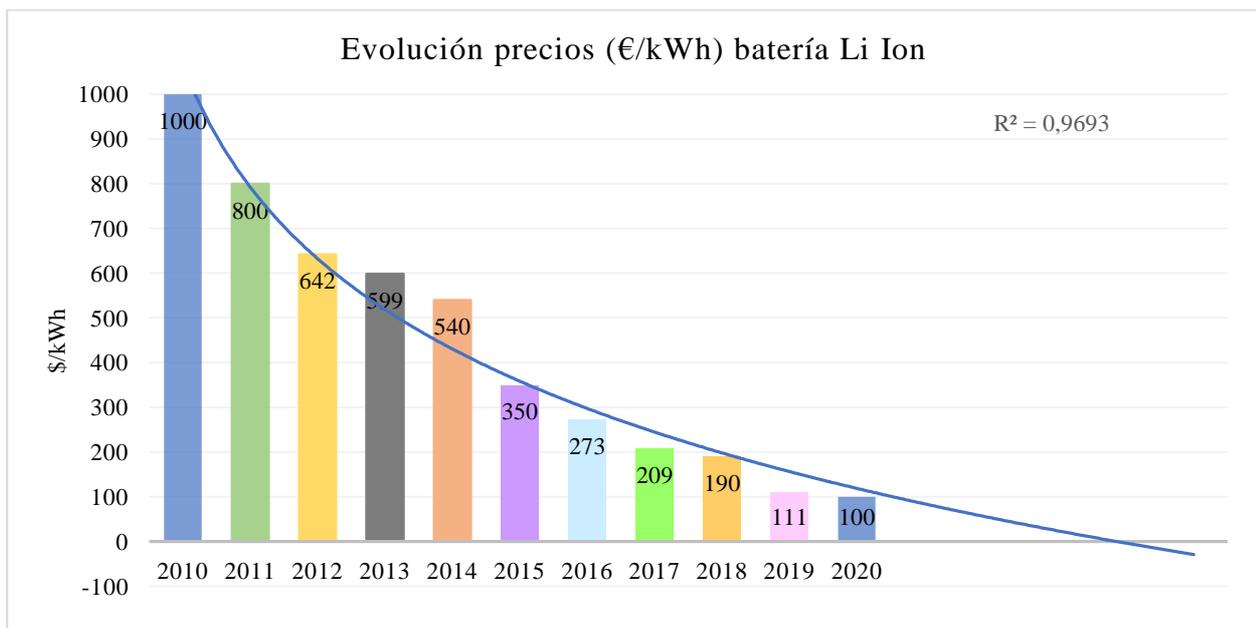
**Tabla 7-8.** Años recuperación inversión

Años	Pay Back
6	-22.033,24 €
6,95	0
7	1.235,25 €

Fuente: elaboración propia

Por último, nos cuestionamos en qué año se alcanzará un precio de la batería de 20€/KWh. Para ello es necesario volver al análisis previo del subapartado 4.4 *elección batería litio ion* del capítulo 4. *Tecnología óptima de almacenamiento* en el que se analiza la evolución de los precios de las baterías de litio desde el año 2010.

Como ya se comentó anteriormente, en la gráfica se puede ver que los precios de la batería de litio están descendiendo continuamente y siguiendo la tendencia, van a continuar haciéndolo durante los próximos años. Este resultado es favorable para nuestro análisis ya que es conveniente que siga bajando el precio para que la propuesta resulte competitiva.

**Figura 7-2.** Tendencia precios batería litio

Fuente: elaboración propia a partir de datos de: Batteries keep on getting cheaper. Clean technica. Recuperado de: <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/> , Tesla to achieve leading \$100/kWh battery cell cost this year, says investor after Gigafactory 1 tour. Electrek. Recuperado de: <https://electrek.co/2018/09/11/tesla-100-kwh-battery-cost-investor-gigafactory-1-tour/> y Tesla's Gigafactory 1 battery cells have a 20% cost advantage over LG, new report says. Electrek. Recuperado de: <https://electrek.co/2018/11/20/tesla-gigafactory-battery-cells-made-cost-advantage-panasonic-lg-report/>

En la siguiente tabla se ha calculado para cada año el porcentaje de bajada de precio con respecto al 2010 que es el primer año que se ha tenido en cuenta.

**Tabla 7-9.** Porcentajes disminución precios batería litio

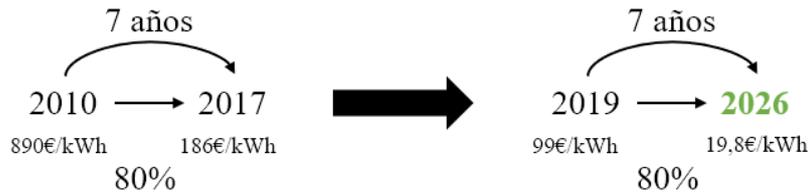
Evolución precios	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
\$/kWh	1000	800	642	599	540	350	273	209	190	111	100
€/kWh	890	712	571,38	533,11	480,6	311,5	242,97	186,01	169,1	98,79	89
% bajada respecto al año anterior		20,00%	19,75%	6,70%	9,85%	35,19%	22,00%	23,44%	9,09%	41,58%	9,91%
% bajada respecto al 2010		20,00%	35,80%	40,10%	46,00%	65,00%	72,70%	79,10%	81,00%	88,90%	90,00%

Fuente: elaboración propia

Como se ha explicado antes, para que la propuesta sea rentable el precio de la batería ha de bajar un 80% sobre el precio actual, consiguientemente, teniendo en cuenta los datos de los años anteriores y su evolución, se ha realizado una previsión siguiendo la tendencia de los precios.

En el año 2017 el precio de la batería había bajado un 80% con respecto al año 2010, por lo tanto siguiendo esta tendencia, se necesitarían alrededor de 7 años para que la batería vuelva a bajar un 80% sobre su precio del 2019. En conclusión, en el año 2026 el precio de las baterías de litio puede alcanzar los 20€/kWh y, de esta forma, la propuesta de este trabajo podría llevarse a cabo. En el gráfico de abajo se puede interpretar de un modo más sencillo lo explicado.

**Figura 7-3.** Año idóneo para la propuesta



Fuente: elaboración propia

## CONCLUSIONES

---

El objetivo principal de este Trabajo de Fin de Máster ha sido analizar financieramente la propuesta de implementar baterías de litio en la red eléctrica para almacenar energía en los picos de bajo precio y venderla cuando la electricidad tenga un precio elevado, de esta forma se pretende obtener un beneficio económico.

Después de investigar sobre la situación actual de los diferentes tipos de almacenamiento de energía y ver cómo funciona el sistema eléctrico español, se ha llegado a la conclusión de que el mejor sistema de almacenamiento de energía para utilizarlo en este tipo de análisis es la batería de litio.

Para finalizar este trabajo hay que mencionar que, una vez elegido el modelo matemático adecuado, se ha realizado un análisis financiero calculando el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno con los datos tomados del año 2019. Se ha podido comprobar que, con la tecnología actualmente disponible, no es económicamente viable llevar a cabo el proyecto ya que proporciona una rentabilidad negativa.

Como ya se ha mencionado a lo largo del trabajo, para que el proyecto se considere económicamente viable, este debe proporcionar una rentabilidad positiva, es decir, un Valor Actual Neto positivo y los parámetros involucrados en este cálculo son:

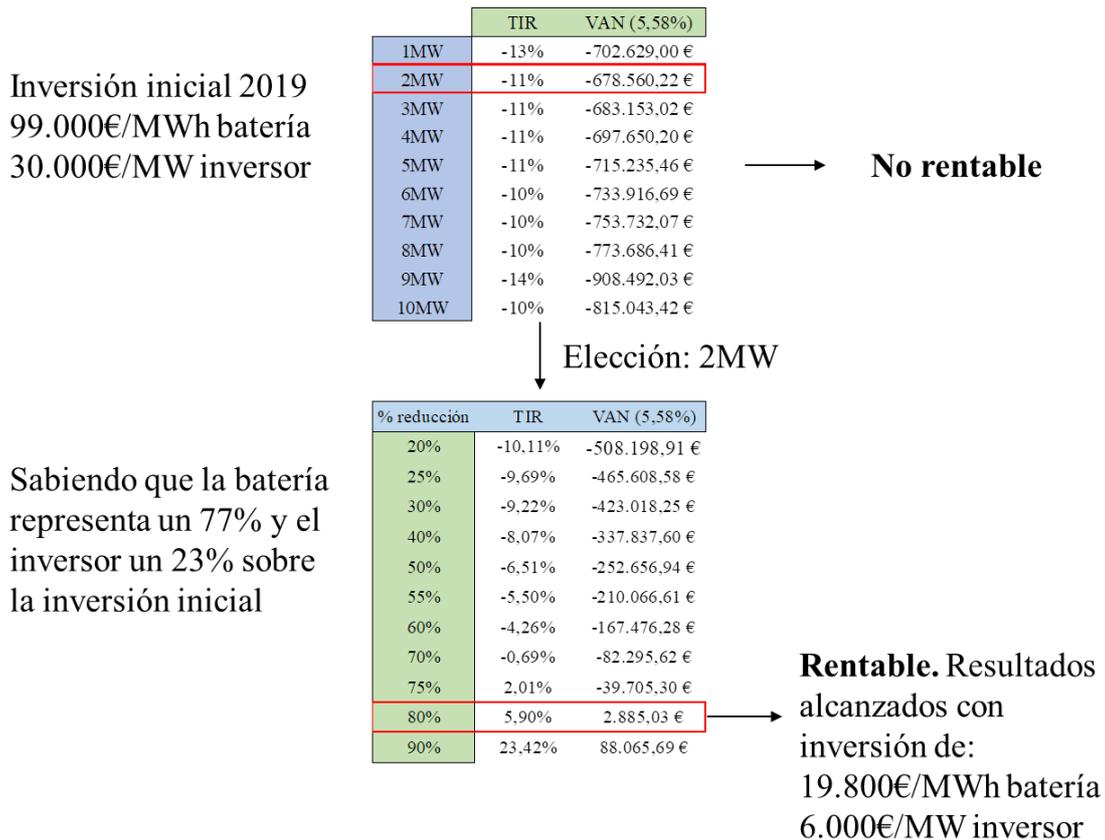
- Inversión inicial
- Tipo de interés
- Ingresos y costes (Cash Flow)

En este caso se ha decidido reducir la inversión inicial tanto de la batería como del inversor para ver si, de esta forma, mejora el resultado del VAN. Se ha procedido a realizar el mismo análisis financiero pero solo utilizando un inversor de 2MW ya que, aunque también proporciona una rentabilidad negativa, es la que obtenía unos resultados más ventajosos.

Después de trabajar con las alternativas se ha llegado a la conclusión de que el mejor resultado se consigue reduciendo un 80% la inversión inicial de la batería y del inversor manteniendo las proporciones (la batería representa un 77% de la inversión total y el inversor un 23%). Por lo tanto, para que el análisis proporcione estos resultados favorables los parámetros a utilizar son los siguientes:

- Tamaño de batería: 10MWh
- Tamaño de inversor: 2MW
- Precio batería: 19.800€/MWh (reducción del 80% sobre el precio inicial)
- Precio inversor: 6000€/MW (reducción del 80% sobre el precio inicial)

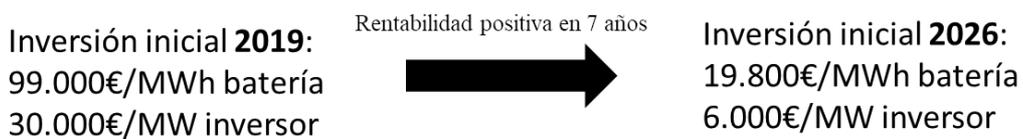
**Figura Conclusión-1. Resultados principales**



Fuente: elaboración propia

También se ha llegado a la conclusión de que hace falta una media de siete años para que el precio de la batería se reduzca en un 80% sobre su precio actual, por lo tanto, se puede concluir comentando que este proyecto sería económicamente viable a partir del año 2026.

**Figura Conclusión-2. Resumen inversiones**



Fuente: elaboración propia

Este trabajo de fin de máster tiene la ventaja de que en un futuro puede servir para plantear y realizar del mismo modo que se ha hecho con las baterías de litio, un análisis financiero utilizando las otras baterías explicadas a lo largo del trabajo, baterías de sodio, de vanadio, de plomo, de níquel, etc. Solo sería necesario utilizar los datos y las características propias y particularizarlo para cada batería.

Asimismo, se están desarrollando nuevas versiones de las baterías convencionales y los investigadores están trabajando en alternativas, como las baterías de litio con electrolito sólido. Estas baterías podrían ser la solución a algunos de los problemas actuales de las baterías de litio en estado líquido ya que tienen mayor capacidad y densidad. Su vida útil también es bastante mayor y se cargan mucho más rápido. Luego, también podría ser interesante llevar a cabo el análisis financiero utilizando las recientes baterías en estado sólido.

# ANEXO A

En este anexo se añaden todas las tablas detalladas con los resultados obtenidos del primer análisis financiero para cada inversor utilizado. Aunque no es imprescindible para la comprensión del trabajo, es importante incorporarlo para justificar los resultados y las conclusiones obtenidos en el subapartado 7.2 *Resultados del análisis financiero*.

**Tabla Anexo A-1. Resultados para 1MW**

1MW	AÑOS											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Inversión inicial batería	-990.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-30.000,00 €											
Valor residual convertidor												8.000,00 €
Ingresos venta electricidad	135.941,57 €	133.895,98 €	131.036,28 €	128.050,64 €	123.229,56 €	116.057,91 €	106.668,34 €	94.281,47 €	79.284,46 €	60.156,77 €	41.218,30 €	
Costes compra electricidad	-109.913,80 €	-108.455,95 €	-106.233,24 €	-103.949,71 €	-99.990,99 €	-93.928,23 €	-86.011,28 €	-75.628,60 €	-63.259,35 €	-47.384,39 €	-32.033,74 €	
Amortización batería	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	
Amortización convertidor	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	
Beneficios	-65.972,24 €	-66.559,96 €	-67.196,96 €	-67.899,07 €	-68.761,43 €	-69.870,31 €	-71.342,94 €	-73.347,14 €	-75.974,88 €	-79.227,61 €	-82.815,44 €	
Impuesto sobre beneficios (25%)	16.493,06 €	16.639,99 €	16.799,24 €	16.974,77 €	17.190,36 €	17.467,58 €	17.835,74 €	18.336,78 €	18.993,72 €	19.806,90 €	20.703,86 €	
Beneficios después de impuestos	-49.479,18 €	-49.919,97 €	-50.397,72 €	-50.924,30 €	-51.571,07 €	-52.402,74 €	-53.507,21 €	-55.010,35 €	-56.981,16 €	-59.420,71 €	-62.111,58 €	
Beneficio acumulado	-49.479,18 €	-99.399,15 €	-149.796,87 €	-200.721,17 €	-252.292,25 €	-304.694,98 €	-358.202,19 €	-413.212,54 €	-470.193,70 €	-529.614,41 €	-591.725,99 €	
CASH FLOW	-1.020.000,00 €	42.520,82 €	42.080,03 €	41.602,28 €	41.075,70 €	40.428,93 €	39.597,26 €	38.492,79 €	36.989,65 €	35.018,84 €	32.579,29 €	37.888,42 €
PAY BACK	-1.020.000,00 €	-977.479,18 €	-935.399,15 €	-893.796,87 €	-852.721,17 €	-812.292,25 €	-772.694,98 €	-734.202,19 €	-697.212,54 €	-662.193,70 €	-629.614,41 €	-591.725,99 €

TIR	-13%
VAN (5,58%)	-702.629,00 €

**Tabla Anexo A-2. Resultados para 2MW**

2MW	AÑOS											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Inversión inicial batería	-990.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-60.000,00 €											
Valor residual convertidor												16.000,00 €
Ingresos venta electricidad	216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €	
Costes compra electricidad	-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €	
Amortización batería	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	
Amortización convertidor	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	-4.000,00 €	
Beneficios	-52.580,68 €	-54.457,18 €	-56.750,60 €	-59.283,72 €	-62.323,97 €	-65.581,50 €	-69.242,01 €	-73.061,46 €	-77.347,81 €	-81.766,10 €	-86.317,93 €	
Impuesto sobre beneficios (25%)	13.145,17 €	13.614,29 €	14.187,65 €	14.820,93 €	15.580,99 €	16.395,38 €	17.310,50 €	18.265,37 €	19.336,95 €	20.441,53 €	21.579,48 €	
Beneficios después de impuestos	-39.435,51 €	-40.842,88 €	-42.562,95 €	-44.462,79 €	-46.742,98 €	-49.186,13 €	-51.931,50 €	-54.796,10 €	-58.010,86 €	-61.324,58 €	-64.738,45 €	
Beneficio acumulado	-39.435,51 €	-80.278,40 €	-122.841,35 €	-167.304,14 €	-214.047,12 €	-263.233,24 €	-315.164,75 €	-369.960,84 €	-427.971,70 €	-489.296,28 €	-554.034,73 €	
CASH FLOW	-1.050.000,00 €	54.564,49 €	53.157,12 €	51.437,05 €	49.537,21 €	47.257,02 €	44.813,87 €	42.068,50 €	39.203,90 €	35.989,14 €	32.675,42 €	45.261,55 €
PAY BACK	-1.050.000,00 €	-995.435,51 €	-942.278,40 €	-890.841,35 €	-841.304,14 €	-794.047,12 €	-749.233,24 €	-707.164,75 €	-667.960,84 €	-631.971,70 €	-599.296,28 €	-554.034,73 €

TIR	-11%
VAN (5,58%)	-678.560,22 €

**Tabla Anexo A-3. Resultados para 3MW**

3MW	AÑOS											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-990.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-90.000,00 €											
Valor residual convertidor												24.000,00 €
Ingresos venta electricidad		248.749,24 €	231.948,09 €	213.127,65 €	193.552,06 €	173.729,00 €	150.767,54 €	126.990,71 €	102.801,83 €	79.803,04 €	54.837,86 €	30.216,10 €
Costes compra electricidad		-200.300,44 €	-186.644,45 €	-171.241,09 €	-155.389,60 €	-139.365,72 €	-120.459,11 €	-101.093,15 €	-81.439,91 €	-62.939,59 €	-42.917,99 €	-23.113,99 €
Amortización batería		-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €
Amortización convertidor		-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €	-6.000,00 €
Beneficios		-47.551,20 €	-50.696,36 €	-54.113,44 €	-57.837,54 €	-61.636,71 €	-65.691,57 €	-70.102,43 €	-74.638,08 €	-79.136,55 €	-84.080,14 €	-88.897,89 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		11.887,80 €	12.674,09 €	13.528,36 €	14.459,38 €	15.409,18 €	16.422,89 €	17.525,61 €	18.659,52 €	19.784,14 €	21.020,03 €	22.224,47 €
Beneficios después de impuestos		-35.663,40 €	-38.022,27 €	-40.585,08 €	-43.378,15 €	-46.227,54 €	-49.268,68 €	-52.576,83 €	-55.978,56 €	-59.352,42 €	-63.060,10 €	-66.673,42 €
Beneficio acumulado		-35.663,40 €	-73.685,67 €	-114.270,75 €	-157.648,90 €	-203.876,44 €	-253.145,12 €	-305.721,94 €	-361.700,50 €	-421.052,92 €	-484.113,02 €	-550.786,44 €
CASH FLOW	-1.080.000,00 €	60.336,60 €	57.977,73 €	55.414,92 €	52.621,85 €	49.772,46 €	46.731,32 €	43.423,17 €	40.021,44 €	36.647,58 €	32.939,90 €	53.326,58 €
PAY BACK	-1.080.000,00 €	-1.019.663,40 €	-961.685,67 €	-906.270,75 €	-853.648,90 €	-803.876,44 €	-757.145,12 €	-713.721,94 €	-673.700,50 €	-637.052,92 €	-604.113,02 €	-550.786,44 €

TIR	-11%
VAN (5,58%)	-683.153,02 €

**Tabla Anexo A-4. Resultado para 4MW**

4MW	AÑOS											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-990.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-120.000,00 €											
Valor residual convertidor												32.000,00 €
Ingresos venta electricidad		265.642,01 €	245.637,14 €	225.121,04 €	201.562,95 €	177.848,93 €	152.860,33 €	128.726,41 €	104.688,29 €	78.036,83 €	51.015,08 €	27.178,09 €
Costes compra electricidad		-213.775,03 €	-197.602,24 €	-180.948,96 €	-161.575,69 €	-142.405,97 €	-122.092,96 €	-102.479,16 €	-83.192,52 €	-61.739,73 €	-39.831,13 €	-20.758,40 €
Amortización batería		-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €
Amortización convertidor		-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €	-8.000,00 €
Beneficios		-46.133,02 €	-49.965,10 €	-53.827,92 €	-58.012,74 €	-62.557,04 €	-67.232,63 €	-71.752,74 €	-76.504,23 €	-81.702,90 €	-86.816,05 €	-91.580,31 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		11.533,25 €	12.491,28 €	13.456,98 €	14.503,19 €	15.639,26 €	16.808,16 €	17.938,19 €	19.126,06 €	20.425,72 €	21.704,01 €	22.895,08 €
Beneficios después de impuestos		-34.599,76 €	-37.473,83 €	-40.370,94 €	-43.509,56 €	-46.917,78 €	-50.424,47 €	-53.814,56 €	-57.378,17 €	-61.277,17 €	-65.112,04 €	-68.685,23 €
Beneficio acumulado		-34.599,76 €	-72.073,59 €	-112.444,53 €	-155.954,09 €	-202.871,87 €	-253.296,34 €	-307.110,90 €	-364.489,07 €	-425.766,25 €	-490.878,28 €	-559.563,51 €
CASH FLOW	-1.110.000,00 €	63.400,24 €	60.526,17 €	57.629,06 €	54.490,44 €	51.082,22 €	47.575,53 €	44.185,44 €	40.621,83 €	36.722,83 €	32.887,96 €	61.314,77 €
PAY BACK	-1.110.000,00 €	-1.046.599,76 €	-986.073,59 €	-928.444,53 €	-873.954,09 €	-822.871,87 €	-775.296,34 €	-731.110,90 €	-690.489,07 €	-653.766,25 €	-620.878,28 €	-559.563,51 €

TIR	-11%
VAN (5,58%)	-697.650,20 €

**Tabla Anexo A-5. Resultado para 5MW**

5MW	AÑOS											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-990.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-150.000,00 €											
Valor residual convertidor												40.000,00 €
Ingresos venta electricidad		277.682,12 €	253.775,33 €	229.397,65 €	202.602,95 €	178.274,14 €	155.158,25 €	130.014,45 €	100.120,64 €	75.165,49 €	49.191,74 €	26.409,63 €
Costes compra electricidad		-223.446,12 €	-203.888,38 €	-184.174,16 €	-162.083,13 €	-142.412,72 €	-123.886,59 €	-103.659,24 €	-79.047,01 €	-59.183,18 €	-38.253,91 €	-20.106,68 €
Amortización batería		-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €
Amortización convertidor		-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €	-10.000,00 €
Beneficios		-45.763,99 €	-50.113,05 €	-54.776,51 €	-59.480,18 €	-64.138,57 €	-68.728,34 €	-73.644,79 €	-78.926,37 €	-84.017,69 €	-89.062,17 €	-93.697,05 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		11.441,00 €	12.528,26 €	13.694,13 €	14.870,04 €	16.034,64 €	17.182,08 €	18.411,20 €	19.731,59 €	21.004,42 €	22.265,54 €	23.424,26 €
Beneficios después de impuestos		-34.323,00 €	-37.584,79 €	-41.082,38 €	-44.610,13 €	-48.103,93 €	-51.546,25 €	-55.233,60 €	-59.194,78 €	-63.013,26 €	-66.796,63 €	-70.272,78 €
Beneficio acumulado		-34.323,00 €	-71.907,78 €	-112.990,16 €	-157.600,30 €	-205.704,23 €	-257.250,48 €	-312.484,08 €	-371.678,85 €	-434.692,12 €	-501.488,75 €	-571.761,53 €
CASH FLOW	-1.140.000,00 €	65.677,00 €	62.415,21 €	58.917,62 €	55.389,87 €	51.896,07 €	48.453,75 €	44.766,40 €	40.805,22 €	36.986,74 €	33.203,37 €	69.727,22 €
PAY BACK	-1.140.000,00 €	-1.074.323,00 €	-1.011.907,78 €	-952.990,16 €	-897.600,30 €	-845.704,23 €	-797.250,48 €	-752.484,08 €	-711.678,85 €	-674.692,12 €	-641.488,75 €	-571.761,53 €

TIR	-11%
VAN (5,58%)	-715.235,46 €



**Tabla Anexo A-9. Resultados para 9 MW**

9MW	AÑOS											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Inversión inicial batería	-990.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-270.000,00 €											
Valor residual convertidor												72.000,00 €
Ingresos venta electricidad	293.566,17 €	266.920,42 €	239.719,48 €	211.206,89 €	183.458,51 €	154.630,97 €	126.986,28 €	99.896,75 €	74.676,34 €	48.414,10 €		26.898,66 €
Costes compra electricidad	-235.776,67 €	-213.975,62 €	-191.916,39 €	-168.869,40 €	-146.536,98 €	-123.125,18 €	-100.778,34 €	-78.911,47 €	-58.777,80 €	-37.554,44 €		-20.545,57 €
Amortización batería	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €		-90.000,00 €
Amortización convertidor	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €		-18.000,00 €
Beneficios	-50.210,50 €	-55.055,20 €	-60.196,91 €	-65.662,51 €	-71.078,46 €	-76.494,21 €	-81.792,06 €	-87.014,73 €	-92.101,47 €	-97.140,33 €		-101.646,91 €
Impuesto sobre beneficios (25%)	2.801,75 €	3.072,08 €	3.358,99 €	3.663,97 €	3.966,18 €	4.268,38 €	4.564,00 €	4.855,42 €	5.139,26 €	5.420,43 €		5.671,90 €
Beneficios después de impuestos	-47.408,75 €	-51.983,12 €	-56.837,92 €	-61.998,54 €	-67.112,28 €	-72.225,83 €	-77.228,06 €	-82.159,30 €	-86.962,20 €	-91.719,90 €		-95.975,01 €
Beneficio acumulado	-47.408,75 €	-99.391,87 €	-156.229,79 €	-218.228,34 €	-285.340,62 €	-357.566,45 €	-434.794,51 €	-516.953,82 €	-603.916,02 €	-695.635,92 €		-791.610,93 €
CASH FLOW	-1.260.000,00 €	60.591,25 €	56.016,88 €	51.162,08 €	46.001,46 €	40.887,72 €	35.774,17 €	30.771,94 €	25.840,70 €	21.037,80 €	16.280,10 €	84.024,99 €
PAY BACK	-1.260.000,00 €	-1.199.408,75 €	-1.143.391,87 €	-1.092.229,79 €	-1.046.228,34 €	-1.005.340,62 €	-969.566,45 €	-938.794,51 €	-912.953,82 €	-891.916,02 €	-875.635,92 €	-791.610,93 €
TIR												-14%
VAN (5,58%)												-908.492,03 €

**Tabla Anexo A-10. Resultados para 10 MW**

10MW	AÑOS											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Inversión inicial batería	-990.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-300.000,00 €											
Valor residual convertidor												80.000,00 €
Ingresos venta electricidad	296.489,31 €	269.356,68 €	240.735,12 €	211.109,96 €	182.056,98 €	153.943,65 €	126.414,85 €	99.754,74 €	75.606,18 €	49.338,02 €		24.573,62 €
Costes compra electricidad	-237.973,85 €	-216.100,74 €	-192.965,68 €	-168.844,20 €	-145.245,33 €	-122.532,34 €	-100.282,63 €	-78.837,90 €	-59.811,94 €	-38.662,54 €		-18.702,42 €
Amortización batería	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €	-90.000,00 €		-90.000,00 €
Amortización convertidor	-20.000,00 €	-20.000,00 €	-20.000,00 €	-20.000,00 €	-20.000,00 €	-20.000,00 €	-20.000,00 €	-20.000,00 €	-20.000,00 €	-20.000,00 €		-20.000,00 €
Beneficios	-51.484,54 €	-56.744,06 €	-62.230,56 €	-67.734,24 €	-73.188,35 €	-78.588,69 €	-83.867,78 €	-89.083,15 €	-94.205,75 €	-99.324,52 €		-104.128,80 €
Impuesto sobre beneficios (25%)	12.871,13 €	14.186,01 €	15.557,64 €	16.933,56 €	18.297,09 €	19.647,17 €	20.966,95 €	22.270,79 €	23.551,44 €	24.831,13 €		26.032,20 €
Beneficios después de impuestos	-38.613,40 €	-42.558,04 €	-46.672,92 €	-50.800,68 €	-54.891,26 €	-58.941,52 €	-62.900,84 €	-66.812,37 €	-70.654,32 €	-74.493,39 €		-78.096,60 €
Beneficio acumulado	-38.613,40 €	-81.171,45 €	-127.844,37 €	-178.645,05 €	-233.536,31 €	-292.477,83 €	-355.378,67 €	-422.191,03 €	-492.845,35 €	-567.338,73 €		-645.435,33 €
CASH FLOW	-1.290.000,00 €	71.386,60 €	67.441,96 €	63.327,08 €	59.199,32 €	55.108,74 €	51.058,48 €	47.099,16 €	43.187,63 €	39.345,68 €	35.506,61 €	111.903,40 €
PAY BACK	-1.290.000,00 €	-1.218.613,40 €	-1.151.171,45 €	-1.087.844,37 €	-1.028.645,05 €	-973.536,31 €	-922.477,83 €	-875.378,67 €	-832.191,03 €	-792.845,35 €	-757.338,73 €	-645.435,33 €
TIR												-10%
VAN (5,58%)												-815.043,42 €

Fuente: elaboración propia



**Tabla Anexo B-3. Resultados con 2MW y 30% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS										
2MW REDUCCIÓN 30%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-693.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-42.000,00 €											
Valor residual convertidor												11.200,00 €
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €
Amortización batería		-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €	-63.000,00 €
Amortización convertidor		-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €	-2.800,00 €
Beneficios		-24.380,68 €	-26.257,18 €	-28.550,60 €	-31.083,72 €	-34.123,97 €	-37.381,50 €	-41.042,01 €	-44.861,46 €	-49.147,81 €	-53.566,10 €	-58.117,93 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		6.095,17 €	6.564,29 €	7.137,65 €	7.770,93 €	8.530,99 €	9.345,38 €	10.260,50 €	11.215,37 €	12.286,95 €	13.391,53 €	14.529,48 €
Beneficios después de impuestos		-18.285,51 €	-19.692,88 €	-21.412,95 €	-23.312,79 €	-25.592,98 €	-28.036,13 €	-30.781,50 €	-33.646,10 €	-36.860,86 €	-40.174,58 €	-43.588,45 €
Beneficio acumulado		-18.285,51 €	-37.978,40 €	-59.391,35 €	-82.704,14 €	-108.297,12 €	-136.333,24 €	-167.114,75 €	-200.760,84 €	-237.621,70 €	-277.796,28 €	-321.384,73 €
CASH FLOW	-735.000,00 €	47.514,49 €	46.107,12 €	44.387,05 €	42.487,21 €	40.207,02 €	37.763,87 €	35.018,50 €	32.153,90 €	28.939,14 €	25.625,42 €	33.411,55 €
PAY BACK	-735.000,00 €	-687.485,51 €	-641.378,40 €	-596.991,35 €	-554.504,14 €	-514.297,12 €	-476.533,24 €	-441.514,75 €	-409.360,84 €	-380.421,70 €	-354.796,28 €	-321.384,73 €
TIR												-9,22%
VAN (5,58%)												-423.018,25 €

**Tabla Anexo B-4. Resultados con 2MW y 40% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS										
2MW REDUCCIÓN 40%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-594.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-36.000,00 €											
Valor residual convertidor												9.600,00 €
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €
Amortización batería		-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €	-54.000,00 €
Amortización convertidor		-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €	-2.400,00 €
Beneficios		-14.980,68 €	-16.857,18 €	-19.150,60 €	-21.683,72 €	-24.723,97 €	-27.981,50 €	-31.642,01 €	-35.461,46 €	-39.747,81 €	-44.166,10 €	-48.717,93 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		3.745,17 €	4.214,29 €	4.787,65 €	5.420,93 €	6.180,99 €	6.995,38 €	7.910,50 €	8.865,37 €	9.936,95 €	11.041,53 €	12.179,48 €
Beneficios después de impuestos		-11.235,51 €	-12.642,88 €	-14.362,95 €	-16.262,79 €	-18.542,98 €	-20.986,13 €	-23.731,50 €	-26.596,10 €	-29.810,86 €	-33.124,58 €	-36.538,45 €
Beneficio acumulado		-11.235,51 €	-23.878,40 €	-38.241,35 €	-54.504,14 €	-73.047,12 €	-94.033,24 €	-117.764,75 €	-144.360,84 €	-174.171,70 €	-207.296,28 €	-243.834,73 €
CASH FLOW	-630.000,00 €	45.164,49 €	43.757,12 €	42.037,05 €	40.137,21 €	37.857,02 €	35.413,87 €	32.668,50 €	29.803,90 €	26.589,14 €	23.275,42 €	29.461,55 €
PAY BACK	-630.000,00 €	-584.835,51 €	-541.078,40 €	-499.041,35 €	-458.904,14 €	-421.047,12 €	-385.633,24 €	-352.964,75 €	-323.160,84 €	-296.571,70 €	-273.296,28 €	-243.834,73 €
TIR												-8,07%
VAN (5,58%)												-337.837,60 €

**Tabla Anexo B-5. Resultados con 2MW y 50% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS										
2MW REDUCCIÓN 50%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-495.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-30.000,00 €											
Valor residual convertidor												8.000,00 €
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €
Amortización batería		-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €	-45.000,00 €
Amortización convertidor		-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €	-2.000,00 €
Beneficios		-5.580,68 €	-7.457,18 €	-9.750,60 €	-12.283,72 €	-15.323,97 €	-18.581,50 €	-22.242,01 €	-26.061,46 €	-30.347,81 €	-34.766,10 €	-39.317,93 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		1.395,17 €	1.864,29 €	2.437,65 €	3.070,93 €	3.830,99 €	4.645,38 €	5.560,50 €	6.515,37 €	7.586,95 €	8.691,53 €	9.829,48 €
Beneficios después de impuestos		-4.185,51 €	-5.592,88 €	-7.312,95 €	-9.212,79 €	-11.492,98 €	-13.936,13 €	-16.681,50 €	-19.546,10 €	-22.760,86 €	-26.074,58 €	-29.488,45 €
Beneficio acumulado		-4.185,51 €	-9.778,40 €	-17.091,35 €	-26.304,14 €	-37.797,12 €	-51.733,24 €	-68.414,75 €	-87.960,84 €	-110.721,70 €	-136.796,28 €	-166.284,73 €
CASH FLOW	-525.000,00 €	42.814,49 €	41.407,12 €	39.687,05 €	37.787,21 €	35.507,02 €	33.063,87 €	30.318,50 €	27.453,90 €	24.239,14 €	20.925,42 €	25.511,55 €
PAY BACK	-525.000,00 €	-482.185,51 €	-440.778,40 €	-401.091,35 €	-363.304,14 €	-327.797,12 €	-294.733,24 €	-264.414,75 €	-236.960,84 €	-212.721,70 €	-191.796,28 €	-166.284,73 €
TIR												-6,51%
VAN (5,58%)												-252.656,94 €

**Tabla Anexo B-6. Resultados con 2MW y 55% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS										
2MW REDUCCIÓN 55%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-445.500,00 €											
Inversión inicial convertidor	-27.000,00 €											
Valor residual convertidor												7.200,00 €
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €
Amortización batería		-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €	-40.500,00 €
Amortización convertidor		-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €	-1.800,00 €
Beneficios		-880,68 €	-2.757,18 €	-5.050,60 €	-7.583,72 €	-10.623,97 €	-13.881,50 €	-17.542,01 €	-21.361,46 €	-25.647,81 €	-30.066,10 €	-34.617,93 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		220,17 €	689,29 €	1.262,65 €	1.895,93 €	2.655,99 €	3.470,38 €	4.385,50 €	5.340,37 €	6.411,95 €	7.516,53 €	8.654,48 €
Beneficios después de impuestos		-660,51 €	-2.067,88 €	-3.787,95 €	-5.687,79 €	-7.967,98 €	-10.411,13 €	-13.156,50 €	-16.021,10 €	-19.235,86 €	-22.549,58 €	-25.963,45 €
Beneficio acumulado		-660,51 €	-2.728,40 €	-6.516,35 €	-12.204,14 €	-20.172,12 €	-30.583,24 €	-43.739,75 €	-59.760,84 €	-78.996,70 €	-101.546,28 €	-127.509,73 €
CASH FLOW	-472.500,00 €	41.639,49 €	40.232,12 €	38.512,05 €	36.612,21 €	34.332,02 €	31.888,87 €	29.143,50 €	26.278,90 €	23.064,14 €	19.750,42 €	23.536,55 €
PAY BACK	-472.500,00 €	-430.860,51 €	-390.628,40 €	-352.116,35 €	-315.504,14 €	-281.172,12 €	-249.283,24 €	-220.139,75 €	-193.860,84 €	-170.796,70 €	-151.046,28 €	-127.509,73 €
		TIR		-5,50%								
		VAN (5,58%)		-210.066,61 €								

**Tabla Anexo B-7. Resultados con 2MW y 60% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS										
2MW REDUCCIÓN 60%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-396.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-24.000,00 €											
Valor residual convertidor												6.400,00 €
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €
Amortización batería		-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €	-36.000,00 €
Amortización convertidor		-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €	-1.600,00 €
Beneficios		3.819,32 €	1.942,82 €	-350,60 €	-2.883,72 €	-5.923,97 €	-9.181,50 €	-12.842,01 €	-16.661,46 €	-20.947,81 €	-25.366,10 €	-29.917,93 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		-954,83 €	-485,71 €	87,65 €	720,93 €	1.480,99 €	2.295,38 €	3.210,50 €	4.165,37 €	5.236,95 €	6.341,53 €	7.479,48 €
Beneficios después de impuestos		2.864,49 €	1.457,12 €	-262,95 €	-2.162,79 €	-4.442,98 €	-6.886,13 €	-9.631,50 €	-12.496,10 €	-15.710,86 €	-19.024,58 €	-22.438,45 €
Beneficio acumulado		2.864,49 €	4.321,60 €	4.058,65 €	1.895,86 €	-2.547,12 €	-9.433,24 €	-19.064,75 €	-31.560,84 €	-47.271,70 €	-66.296,28 €	-88.734,73 €
CASH FLOW	-420.000,00 €	40.464,49 €	39.057,12 €	37.337,05 €	35.437,21 €	33.157,02 €	30.713,87 €	27.968,50 €	25.103,90 €	21.889,14 €	18.575,42 €	21.561,55 €
PAY BACK	-420.000,00 €	-379.535,51 €	-340.478,40 €	-303.141,35 €	-267.704,14 €	-234.547,12 €	-203.833,24 €	-175.864,75 €	-150.760,84 €	-128.871,70 €	-110.296,28 €	-88.734,73 €
		TIR		-4,26%								
		VAN (5,58%)		-167.476,28 €								

**Tabla Anexo B-8. Resultados con 2MW y 70% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS										
2MW REDUCCIÓN 70%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Inversión inicial batería	-297.000,00 €											
Inversión inicial convertidor	-18.000,00 €											
Valor residual convertidor												4.800,00 €
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €
Amortización batería		-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €	-27.000,00 €
Amortización convertidor		-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €	-1.200,00 €
Beneficios		13.219,32 €	11.342,82 €	9.049,40 €	6.516,28 €	3.476,03 €	218,50 €	-3.442,01 €	-7.261,46 €	-11.547,81 €	-15.966,10 €	-20.517,93 €
Impuesto sobre beneficios (25%)		-3.304,83 €	-2.835,71 €	-2.262,35 €	-1.629,07 €	-869,01 €	-54,62 €	860,50 €	1.815,37 €	2.886,95 €	3.991,53 €	5.129,48 €
Beneficios después de impuestos		9.914,49 €	8.507,12 €	6.787,05 €	4.887,21 €	2.607,02 €	163,87 €	-2.581,50 €	-5.446,10 €	-8.660,86 €	-11.974,58 €	-15.388,45 €
Beneficio acumulado		9.914,49 €	18.421,60 €	25.208,65 €	30.095,86 €	32.702,88 €	32.866,76 €	30.285,25 €	24.839,16 €	16.178,30 €	4.203,72 €	-11.184,73 €
CASH FLOW	-315.000,00 €	38.114,49 €	36.707,12 €	34.987,05 €	33.087,21 €	30.807,02 €	28.363,87 €	25.618,50 €	22.753,90 €	19.539,14 €	16.225,42 €	17.611,55 €
PAY BACK	-315.000,00 €	-276.885,51 €	-240.178,40 €	-205.191,35 €	-172.104,14 €	-141.297,12 €	-112.933,24 €	-87.314,75 €	-64.560,84 €	-45.021,70 €	-28.796,28 €	-11.184,73 €
		TIR		-0,69%								
		VAN (5,58%)		-82.295,62 €								

**Tabla Anexo B-9. Resultados con 2MW y 75% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS														
2MW REDUCCIÓN 75%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
Inversión inicial batería	-247.500,00 €															
Inversión inicial convertidor	-15.000,00 €															
Valor residual convertidor												4.000,00 €				
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €				
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €				
Amortización batería		-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €	-22.500,00 €				
Amortización convertidor		-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €	-1.000,00 €				
Beneficios		17.919,32 €	16.042,82 €	13.749,40 €	11.216,28 €	8.176,03 €	4.918,50 €	1.257,99 €	-2.561,46 €	-6.847,81 €	-11.266,10 €	-15.817,93 €				
Impuesto sobre beneficios (25%)		-4.479,83 €	-4.010,71 €	-3.437,35 €	-2.804,07 €	-2.044,01 €	-1.229,62 €	-314,50 €	640,37 €	1.711,95 €	2.816,53 €	3.954,48 €				
Beneficios después de impuestos		13.439,49 €	12.032,12 €	10.312,05 €	8.412,21 €	6.132,02 €	3.688,87 €	943,50 €	-1.921,10 €	-5.135,86 €	-8.449,58 €	-11.863,45 €				
Beneficio acumulado		13.439,49 €	25.471,60 €	35.783,65 €	44.195,86 €	50.327,88 €	54.016,76 €	54.960,25 €	53.039,16 €	47.903,30 €	39.453,72 €	27.590,27 €				
CASH FLOW	-262.500,00 €	36.939,49 €	35.532,12 €	33.812,05 €	31.912,21 €	29.632,02 €	27.188,87 €	24.443,50 €	21.578,90 €	18.364,14 €	15.050,42 €	15.636,55 €				
PAY BACK	-262.500,00 €	-225.560,51 €	-190.028,40 €	-156.216,35 €	-124.304,14 €	-94.672,12 €	-67.483,24 €	-43.039,75 €	-21.460,84 €	-3.096,70 €	11.953,72 €	27.590,27 €				
		<table border="1"> <tr> <td>TIR</td> <td>2,01%</td> </tr> <tr> <td>VAN (5,58%)</td> <td>-39.705,30 €</td> </tr> </table>											TIR	2,01%	VAN (5,58%)	-39.705,30 €
TIR	2,01%															
VAN (5,58%)	-39.705,30 €															

**Tabla Anexo B-10. Resultados con 2MW y 80% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS														
2MW REDUCCIÓN 80%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
Inversión inicial batería	-198.000,00 €															
Inversión inicial convertidor	-12.000,00 €															
Valor residual convertidor												3.200,00 €				
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €				
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €				
Amortización batería		-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €	-18.000,00 €				
Amortización convertidor		-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €	-800,00 €				
Beneficios		22.619,32 €	20.742,82 €	18.449,40 €	15.916,28 €	12.876,03 €	9.618,50 €	5.957,99 €	2.138,54 €	-2.147,81 €	-6.566,10 €	-11.117,93 €				
Impuesto sobre beneficios (25%)		-5.654,83 €	-5.185,71 €	-4.612,35 €	-3.979,07 €	-3.219,01 €	-2.404,62 €	-1.489,50 €	-534,63 €	536,95 €	1.641,53 €	2.779,48 €				
Beneficios después de impuestos		16.964,49 €	15.557,12 €	13.837,05 €	11.937,21 €	9.657,02 €	7.213,87 €	4.468,50 €	1.603,90 €	-1.610,86 €	-4.924,58 €	-8.338,45 €				
Beneficio acumulado		16.964,49 €	32.521,60 €	46.358,65 €	58.295,86 €	67.952,88 €	75.166,76 €	79.635,25 €	81.239,16 €	79.628,30 €	74.703,72 €	66.365,27 €				
CASH FLOW	-210.000,00 €	35.764,49 €	34.357,12 €	32.637,05 €	30.737,21 €	28.457,02 €	26.013,87 €	23.268,50 €	20.403,90 €	17.189,14 €	13.875,42 €	13.661,55 €				
PAY BACK	-210.000,00 €	-174.235,51 €	-139.878,40 €	-107.241,35 €	-76.504,14 €	-48.047,12 €	-22.033,24 €	1.235,25 €	21.639,16 €	38.828,30 €	52.703,72 €	66.365,27 €				
		<table border="1"> <tr> <td>TIR</td> <td>5,90%</td> </tr> <tr> <td>VAN (5,58%)</td> <td>2.885,03 €</td> </tr> </table>											TIR	5,90%	VAN (5,58%)	2.885,03 €
TIR	5,90%															
VAN (5,58%)	2.885,03 €															

**Tabla Anexo B-11. Resultados con 2MW y 90% reducción**

TAMAÑO CONVERTIDOR ELEGIDO		AÑOS														
2MW REDUCCIÓN 90%		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
Inversión inicial batería	-99.000,00 €															
Inversión inicial convertidor	-6.000,00 €															
Valor residual convertidor												1.600,00 €				
Ingresos venta electricidad		216.809,88 €	204.862,50 €	191.782,58 €	177.405,32 €	160.670,82 €	143.089,77 €	123.852,39 €	103.267,25 €	79.679,23 €	56.157,02 €	33.316,56 €				
Costes compra electricidad		-175.390,56 €	-165.319,68 €	-154.533,18 €	-142.689,04 €	-128.994,79 €	-114.671,27 €	-99.094,40 €	-82.328,71 €	-63.027,04 €	-43.923,12 €	-25.634,49 €				
Amortización batería		-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €	-9.000,00 €				
Amortización convertidor		-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €	-400,00 €				
Beneficios		32.019,32 €	30.142,82 €	27.849,40 €	25.316,28 €	22.276,03 €	19.018,50 €	15.357,99 €	11.538,54 €	7.252,19 €	2.833,90 €	-1.717,93 €				
Impuesto sobre beneficios (25%)		-8.004,83 €	-7.535,71 €	-6.962,35 €	-6.329,07 €	-5.569,01 €	-4.754,62 €	-3.839,50 €	-2.884,63 €	-1.813,05 €	-708,47 €	429,48 €				
Beneficios después de impuestos		24.014,49 €	22.607,12 €	20.887,05 €	18.987,21 €	16.707,02 €	14.263,87 €	11.518,50 €	8.653,90 €	5.439,14 €	2.125,42 €	-1.288,45 €				
Beneficio acumulado		24.014,49 €	46.621,60 €	67.508,65 €	86.495,86 €	103.202,88 €	117.466,76 €	128.985,25 €	137.639,16 €	143.078,30 €	145.203,72 €	143.915,27 €				
CASH FLOW	-105.000,00 €	33.414,49 €	32.007,12 €	30.287,05 €	28.387,21 €	26.107,02 €	23.663,87 €	20.918,50 €	18.053,90 €	14.839,14 €	11.525,42 €	9.711,55 €				
PAY BACK	-105.000,00 €	-71.585,51 €	-39.578,40 €	-9.291,35 €	19.095,86 €	45.202,88 €	68.866,76 €	89.785,25 €	107.839,16 €	122.678,30 €	134.203,72 €	143.915,27 €				
		<table border="1"> <tr> <td>TIR</td> <td>23,42%</td> </tr> <tr> <td>VAN (5,58%)</td> <td>88.065,69 €</td> </tr> </table>											TIR	23,42%	VAN (5,58%)	88.065,69 €
TIR	23,42%															
VAN (5,58%)	88.065,69 €															

## BIBLIOGRAFÍA

---

Adebayo A. I., Zamani-Dehkordi P., Zareipour H. y Knight A. M. (2018). Impacts of transmission tariff on price arbitrage operation of energy storage system in Alberta electricity market. *Utility Policy*, 52, 1-12.

Bardo Cáceres, S (2010). *Almacenamiento distribuido en viviendas para alisar la curva de demanda de energía eléctrica*. (trabajo final de carrera). Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)

Barrio La Pinada. (2019). Todo sobre baterías y almacenamiento de energía. Recuperado de: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>

Battery University. (2019) Learn about batteries. Recuperado de: <https://batteryuniversity.com/learn/>

Beaudin M., Zareipour H., Schellenberglobe A. y Rosehart W. (2010). Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review. *Energy for sustainable development*, 14, 302-314.

Berrada A. y Loudiyi K. (2016). Operation, sizing and economic evaluation of storage for solar and wind power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 1117-1129.

Berrada A., Loudiyi K. y Zorkani I. (2016). Valuation of energy storage in energy and regulation markets. *Energy*, 1109-1118.

Bloomberg. (2017). The latest bull case for electric cars: the cheapest batteries ever. Recuperado de: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-12-05/latest-bull-case-for-electric-cars-the-cheapest-batteries-ever>

Bradbury K., Pratson L. y Patiño-Echeverri D. (2014). Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets. *Applied Energy*, 114, 512-519.

Buiskikh D., Zakeri B., Syri S. y Kauranen P. (2018). Economic feasibility of flow batteries in grid-scale applications. *IEE*.

Canca D., Arcos-Vargas A. y Núñez F. (2018). Blackout risk mitigation by using medium gas turbines. *Energy*, 148, 32-48.

- Chen H., Ngoc Cong T., Yang W., Tan C., Li Y. y Ding Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19, 291-312.
- Cheng B. y Powell W. B. (2018). Co-optimizing battery storage for the frequency regulation and energy arbitrage using multi-scale dynamic programming. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9, 1997-2005.
- Clean Technica. (2017). Batteries keep on getting cheaper. Recuperado de: <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/>
- Connolly D., Lund H., Finn P., Mathiesen B.V. y Leahy M. (2011). Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage. *Energy Policy*, 39, 4189-4196.
- Daggett A., Qadrdan M. y Jenkins N. (2017). Feasibility of a battery storage system for a renewable energy park operating with price arbitrage. *IEE*.
- Das T., Krishnan V. y McCalley J.D. (2015). Assessing the benefits and economics of bulk energy storage technologies in the power grid. *Applied Energy*, 139, 104-118.
- Díaz Andrade C. A. y Hernández J. C. (2011). Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. *Sistemas & Telemática*, 18, 53-81.
- Drury E., Denholm P. y Sioshansi R. (2011). The value of compressed air energy storage in energy and reserve markets. *Energy*, 36, 4959-4973.
- Energía y Sociedad (2019). Manual de la energía. Recuperado de: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/manual-de-la-energia/>
- Energy Storage Association (2019). Recuperado de: <http://energystorage.org/>
- Escobar Mejía A. y Holguín Londoño M. (2011). Sistemas de almacenamiento de energía y su aplicación en energías renovables. *Scenia et Technica*, 47, 12-16.
- Gómez A., Sudrià A., Álvarez E., Díaz J.L., Pérez J.I., Arcos Á. y Pérez de Vargas J. (2017). *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*. Madrid: Real Academia de la Ingeniería.
- Hernández Romero, A (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. (trabajo final de máster). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla (US)
- He X., Delarue E., D'haeseleer W. y Glachant J.M. (2011). A novel business model for aggregating the values of electricity storage. *Energy Policy*, 39, 1575-1585.
- Hessami M. y Bowly D.R. (2011). Economic feasibility and optimisation of an energy storage system for Portland Wind Farm (Victoria, Australia). *Applied Energy*, 88, 2755-2763.
- Hou P., Enevoldsen P., Eichman J., Hu W., Jacobson M. Z. y Chen Z. (2017). Optimizing investments in coupled offshore wind-electrolytic hydrogen storage systems in Denmark. *Journal of Power Sources*, 359, 186-197.

- Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo. (1984). Baterías de Ni-Cd. Uso y mantenimiento. Recuperado de: [http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/101a200/ntp\\_104.pdf](http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/101a200/ntp_104.pdf)
- IRENA. (2019). Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. Recuperado de: <https://irena.org/>
- Jalal Kazempour S., Parsa Moghaddam M., Haghifam M.R. y Yousefi G.R. (2009). Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies. *Renewable Energy*, 34, 2630-2639.
- JOFEMAR. (2016) Almacenamiento electroquímico con baterías de flujo. Recuperado de: [http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e\\_jofemar.pdf](http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e_jofemar.pdf)
- Kouchachvili L. Yaici W. y Entchev E. (2018). Hybrid battery/supercapacitor energy storage system for the electric vehicles. *Journal of power sources*, 374, 237-248.
- Krishnamurthy D., Zhou Z., Thimmapuram P.R. y Botterud A. (2018). Energy storage arbitrage under day ahead and real time price uncertainty. *IEEE Transactions on power systems*, 33, 84-93.
- Manchester S. y Swan L. (2013). Compressed air storage and wind energy for time-of-day electricity markets. *Procedia Computer Science*, 19, 720-727.
- McConnell D., Forcey T. y Sandiford M. (2015). Estimating the value of electricity storage in an energy-only wholesale market. *Applied Energy*, 159, 422-432.
- McKenna E., McManus M., Cooper S. y Thomson M. (2013). Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems. *Applied Energy*, 104, 239-249.
- Metz D. y Tomé Saraiva J. (2018). Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets. *Electric Power Systems Research*, 160, 27-36.
- Nasrolahpour E., Kazempour S.J., Zareipour H. y Rosehart W.D. (2016). Strategic sizing of energy storage facilities in electricity markets. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 7, 1462-1472.
- OMIE. (2019). Conoce nuestro mercado. Recuperado de: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>
- Rasol Jannesar M., Sedeghi A., Savaghebi M. y Guerrero J. M. (2018). Optimal placement, sizing and daily charge/discharge of battery energy storage in low voltage distribution network with high photovoltaic penetration. *Applied Energy*, 226, 957-966.
- Red Eléctrica de España. Recuperado de: <https://www.ree.es/es/>

Sevket Guney M. y Tepe Y. (2017). Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 75, 1187-1197.

Sioshansi R., Denholm P. y Jenkin T. (2011). A comparative analysis of the value of pure and hybrid electricity storage. *Energy Economics*, 33, 56-66.

Sioshansi R., Denholm P., Jenkin T. y Weiss J. (2009). Estimating the value of electricity storage in PJM: Arbitrage and some welfare effects. *Energy Economics*, 31, 269-277.

The Conversation. (2014). Affordable batteries for green energy are closer than we think.. Recuperado de: <https://theconversation.com/affordable-batteries-for-green-energy-are-closer-than-we-think-28772>

Tribunal de Cuentas Europeo. (2019). El apoyo de la UE al almacenamiento de energía. Recuperado de: [https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/BRP\\_ENERGY/BRP\\_ENERGY\\_ES.pdf](https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/BRP_ENERGY/BRP_ENERGY_ES.pdf)

Universidad del País Vasco. (2019). Proyecto Optibat. Ubicación óptima de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica basado en baterías. Recuperado de: <https://www.ehu.es/documents/6621474/8854442/Presentacion+OPTIBAT/4a04f5fa-731c-20c0-0ced-9ee83b47e314>

Vélez Moreno, S. (2012). *Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías*. (trabajo final de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Universidad Politécnica de Madrid (UPM)

Venkataramani G., Parankusam P., Remalingam V. y Wang J. (2016). A review on compressed air energy storage-a pathway for smart grid and polygeneration. *Renewable and sustainable energy reviews*, 62, 895-907.

Visintin A., Thomas J.E., Castro B., Milocco R., Real S., Sacco J., Garaventa G. y Triaca W. (2011). Presente y futuro de las tecnologías de baterías de ion litio: el proyecto de investigación y desarrollo de prototipos de baterías para automóviles eléctricos en la UNLP. *Hyfusen*.

Wade N.S., Taylor P.C., Lang P.D. y Jones P.R. (2010). Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid. *Energy Policy*, 38, 7180-7188.

Walawalkar R., Apt J. y Mancini R. (2007). Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York. *Energy Policy*, 35,2558-2568.

Wu W. y Lin B. (2018). Application value of energy storage in power grid: a special case of China electricity market. *Energy*, 165, 1191-1199.

Yang C. y Jackson R.B. (2011). Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 839-844.

Yucekaya A. (2013). The operational economics of compressed air energy storage systems under uncertainty. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 298-305.

Zakeri B. y Syri S. (2014). Economy of Electricity Storage in the Nordic Electricity Market: The Case for Finland. *IEE*.

Zhang C., Wei Y. Cao P. y Lin M. (2018). Energy storage system: current studies on batteries and power condition system. *Renewable and Sustainable energy reviews*, 82, 3091-3106

