



**Escuela de Doctorado
y Estudios de Posgrado**
Universidad de La Laguna

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Gestión de un parque eólico mediante baterías de
Ion-Litio

Titulación

Máster Universitario en Ingeniería
Industrial

Autor

Alejandro González González

Profesor

Juan Fernando Figueras Torres

Julio 2019

La publicación de este Trabajo Fin de Máster solo implica que el estudiante ha obtenido al menos la nota mínima exigida para superar la asignatura correspondiente, no presupone que su contenido sea correcto, aunque si aplicable. En este sentido, la ULL no posee ningún tipo de responsabilidad hacia terceros por la aplicación total o parcial de los resultados obtenidos en este trabajo. También pone en conocimiento del lector que, según la ley de protección intelectual, los resultados son propiedad intelectual del alumno, siempre y cuando se haya procedido a los registros de propiedad intelectual o solicitud de patentes correspondientes con fecha anterior a su publicación.



**Escuela de Doctorado
y Estudios de Posgrado**
Universidad de La Laguna

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Gestión de un parque eólico mediante baterías de
Ion-Litio

ÍNDICE GENERAL

Titulación

Máster Universitario en Ingeniería
Industrial

Autor

Alejandro González González

Profesor

Juan Fernando Figueras Torres

Julio 2019

ÍNDICE GENERAL

I.- Memoria

II.- Anexo I: Desarrollo del estudio de viabilidad mediante interfaz de usuario

III.- Anexo II: Código de elaboración de interfaz de usuario mediante herramienta GUIDE



**Escuela de Doctorado
y Estudios de Posgrado**
Universidad de La Laguna

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Gestión de un parque eólico mediante baterías de
Ion-Litio

MEMORIA

Titulación

Máster Universitario en Ingeniería
Industrial

Autor

Alejandro González González

Profesor

Juan Fernando Figueras Torres

Julio 2019

ÍNDICE

1. Objeto del estudio.....	1
1.1. Abstract.....	1
2. Alcance.....	1
3. Antecedentes.....	2
3.1. La energía eólica.....	2
3.1.1. Situación actual.....	7
3.1.2. Marco normativo.....	13
3.2. Sistemas de almacenamiento energético.....	16
3.2.1. Tipos de almacenamiento.....	16
3.2.2. Almacenamiento electroquímico.....	27
3.2.3. Baterías de ion-litio.....	33
3.2.4. Comparativa de los tipos de almacenamiento energético.....	37
3.2.5. Papel de las baterías en el sector eléctrico.....	41
3.2.6. Regulación de los sistemas de almacenamiento energético.....	41
4. El sector eléctrico.....	42
4.1. Actividades destinadas al suministro eléctrico.....	43
4.2. Sujetos.....	43
4.3. El mercado eléctrico.....	45
4.3.1. El mercado diario.....	45

4.3.2. El mercado intradiario.....	49
4.3.3. El mercado de servicios de ajuste	50
5. Estudio de viabilidad.....	51
5.1. Descripción del estudio.....	52
5.1.1. Modelo físico	54
5.1.2. Modelo económico.....	56
5.2. Análisis de los resultados.....	57
5.2.1. Datos de partida	57
5.2.2. Interfaz de usuario (GUI).....	59
5.2.3. Optimización de los períodos.....	61
5.2.4. Optimización de la capacidad de almacenamiento	63
5.3. Conclusiones	72
5.3.1. Conclusions.....	74
6. Bibliografía	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema general de parque de generación eólico (Cabañes, 2016)	3
Figura 2: Montaje de aerogenerador GAMESA G-114, con tres hélices, disposición onshore, para el parque eólico Chimiche II (IBERDROLA, 2018)	5
Figura 3: Evolución de la potencia instalada en eólica a nivel europeo desde 2010 a 2019 (IRENA, 2020)	7
Figura 4: Capacidad instalada y generación de energía eléctrica en función de la tecnología empleada (IRENA, 2020)	8
Figura 5: Evolución de la potencia eólica instalada en España desde 1998 a 2019 (Asociación Empresarial Eólica, 2020)	9
Figura 6: Reparto de potencia instalada en España a 31 de diciembre de 2017 (Ministerio Para La Transición Ecológica, 2019).....	10
Figura 7: Reparto de energía eléctrica generada en España a 31 de diciembre de 2017 (Ministerio Para La Transición Ecológica, 2019)	10
Figura 8: Evolución de la potencia de origen renovable instalada en Canarias (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019) .	11
Figura 9: Evolución de la potencia eólica instalada en Canarias (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019).....	12
Figura 10: Distribución de cobertura de la demanda según fuente y tecnología en Canarias (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019)	12
Figura 11: Definición de los sistemas eléctricos no peninsulares (Real Decreto 738/2015) ...	15
Figura 12: Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica según la forma de la energía almacenada (Xing Luo, 2014).....	17

Figura 13: Distribución típica de una planta de bombeo hidráulico (Xing Luo, 2014).....	18
Figura 14: Esquema general de un sistema CAES (Xing Luo, 2014).....	20
Figura 15: Evolución esperada de diferentes características del almacenamiento energético mediante aire comprimido (IRENA, 2017).....	20
Figura 16: Componentes de un volante de un sistema FES de almacenamiento energético (Xing Luo, 2014).....	21
Figura 17: Esquema general de funcionamiento del almacenamiento mediante pilas de combustible (Xing Luo, 2014).....	23
Figura 18: Planta de biogás con implementación de pilas de combustible con una capacidad de 2,8 MW (Chino, 2012).....	24
Figura 19: Sistema TES de calor sensible para generación eólica (Xing Luo, 2014).....	24
Figura 20: Configuración de un supercondensador (Xing Luo, 2014)	25
Figura 21: Esquema general de funcionamiento del almacenamiento mediante superconductores (Xing Luo, 2014).....	26
Figura 22: Principio de funcionamiento de almacenamiento mediante baterías (Xing Luo, 2014).....	27
Figura 23: Esquema de las baterías de plomo ácido inundadas (flooded) (IRENA, 2017)	28
Figura 24: Esquema de funcionamiento de batería de flujo redox de vanadio (Xing Luo, 2014).....	31
Figura 25: Esquema de funcionamiento de batería de flujo de bromuro de zinc (IRENA, 2017).....	31
Figura 26: Esquema de funcionamiento de las baterías de NaS (IRENA, 2017)	32

Figura 27: Proyecto Almacena. Iniciativa creada por Red Eléctrica de España para la promoción del almacenamiento mediante baterías de Ion-Litio (Red Eléctrica de España, 2013)	33
Figura 28: Componentes principales y estructura general de las baterías de iones de litio (IRENA, 2017)	34
Figura 29: Tabla representativa para comparar las variantes de las baterías de iones de litio (IRENA, 2017)	35
Figura 30: Valores para las principales características de las baterías de iones de litio (IRENA, 2017).....	36
Figura 31: Evolución de las principales características de las baterías de iones de litio (IRENA, 2017).....	36
Figura 32: Potencial de reducción de los costes para una batería de iones de litio con cátodo de LiFePO ₄ en función de sus diferentes componentes (IRENA, 2017).....	37
Figura 33: Comparativa de sistemas de almacenamiento según la potencia instalada y el tiempo de descarga (IRENA, 2017).....	38
Figura 34: Comparativa en función de la densidad energética y de potencia (IRENA, 2017)	39
Figura 35: Desempeño de las distintas tecnologías en función de su disposición en el sistema eléctrico (IRENA, 2017).....	40
Figura 36: Representación de los diferentes flujos del sector eléctrico, así como los principales sujetos encuadrados en la actividad que desempeñan (Energía y Sociedad, 2014)	45
Figura 37: Composición de la curva de oferta (Energía y Sociedad, 2014).....	47
Figura 38: Composición de la curva de demanda (Energía y Sociedad, 2014).....	48
Figura 39: Resultado de la casación de las curvas de oferta y demanda (Energía y Sociedad, 2014).....	49
Figura 40: Horarios para las seis sesiones del mercado intradiario (OMIE, 2020).....	49

Figura 41: Esquema considerado para el estudio.....	53
Figura 42: Ubicación del parque eólico (Visor Grafcan).....	53
Figura 43: Curva de demanda media y de precios medios anuales	55
Figura 44: Distribución orientativa de los intervalos.....	55
Figura 45: Zona definida para los inputs	60
Figura 46: Zona de la interfaz destinada a los outputs.....	61
Figura 47: Combinación considerada óptima para los períodos del día	62
Figura 48: Distribución de la generación y las fuentes de ingreso para 2,5 MWh en los dos primeros días del año	64
Figura 49: Evolución del SOC para los dos primeros días y 2,5 MWh.....	65
Figura 50: VAN e ingresos percibidos para 2,5 MWh de almacenamiento	65
Figura 51: Distribución de la generación y los flujos de ingreso para 5 MWh y los dos primeros días	67
Figura 52: Evolución del estado de carga durante los dos primeros días para 5 MWh	67
Figura 53: VAN e ingresos obtenidos para una capacidad nominal de 5 MWh.....	68
Figura 54: Distribución de la generación y flujos de ingreso para 10 MWh en los primeros dos días	69
Figura 55: Evolución del estado de carga durante los dos primeros días para 10 MWh	69
Figura 56: VAN e ingresos obtenidos con una capacidad de 10 MWh	70
Figura 57: Evolución del VAN con la capacidad de almacenamiento	71
Figura 58: Estado de carga del sistema de almacenamiento según su capacidad nominal	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico (IRENA, 2017)	19
Tabla 2: Ventajas y desventajas principales de un sistema FES (IRENA, 2017)	22
Tabla 3: Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido "flooded" (IRENA, 2017)....	29
Tabla 4: Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido selladas (IRENA, 2017).....	30
Tabla 5: Ventajas y desventajas de baterías de flujo (IRENA, 2017)	32
Tabla 6: Ubicación del parque y potencia de los aerogeneradores.....	54
Tabla 7: Datos de partida para la realización del estudio	58
Tabla 8: Características utilizadas como inputs del módulo Intensium 20 Max High Energy (Hoja técnica)	59
Tabla 9: Optimización de los valores de los límites de cada período.....	62
Tabla 10: Evolución del rendimiento de la inversión según la capacidad nominal de almacenamiento	70

1. Objeto del estudio

Las fuentes empleadas en la generación de electricidad mediante energías renovables destacan por su poca capacidad de gestión, provocando que se desaprovechen determinadas cantidades de energía en los momentos en los que el sistema no es capaz de absorber la generación.

En este sentido, se hace prioritario buscar una fórmula que permita amortiguar y estabilizar las variaciones en la generación debido a la variabilidad que viene intrínseca en estas fuentes. Por este motivo, el objeto de este estudio reside en la realización de un análisis que permita determinar la viabilidad, especialmente económica, de la implementación de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de Ion-Litio como solución para estabilizar la generación de un parque eólico y reducir al máximo posible los vertidos de energía eléctrica.

1.1. Abstract

The sources used in the generation of electricity through renewable energies stand out for their low manageability, causing certain amounts of energy to be wasted when the system is unable to absorb the generation.

In this sense, it is a priority to find a formula that allows to dampen and stabilize variations in generation due to the variability that is intrinsic in these resources. For this reason, the purpose of this study lies in the conduct of an analysis to determine the feasibility, especially economical, of the implementation of an energy storage system (ESS) based on Li-Ion batteries as a solution to stabilize the generation of a wind farm and reduce as much as possible the spills of electricity.

2. Alcance

A partir del objeto antes planteado, se marcan en este apartado las líneas de trabajo que seguirá el estudio. En este sentido, se abarcarán los siguientes aspectos:

- Estudio del mercado eléctrico: funcionamiento y regulación.
- La integración de la energía eólica: situación actual y perspectivas de futuro.

- Sistemas de almacenamiento energético, haciendo especial hincapié en los basados en baterías de Ion-Litio.
- Planteamiento de un modelo que permita la simulación y estimación de la viabilidad o rentabilidad de la implementación de las baterías.
- Definición de los criterios que evalúan dicha rentabilidad.
- Determinación de la capacidad nominal de las baterías de Ion-Litio adecuada para el sistema que se plantea en este trabajo.

Así mismo, este proyecto no abarcará el diseño y dimensionamiento del parque eólico y sus respectivas conexiones. Se definen las características principales de un parque tipo y, a partir de estas, se realiza el resto del estudio.

3. Antecedentes

A lo largo de este apartado se tratarán en mayor profundidad tanto la producción de electricidad mediante energía eólica como los sistemas de almacenamiento energético de los que se disponen actualmente.

3.1. La energía eólica

Cuando hablamos de energía eólica nos referimos a la energía que surge a partir del aprovechamiento de la energía cinética que contiene el aire en movimiento (corrientes) y que será posteriormente transformada en algún tipo de energía aprovechable, es decir, en electricidad, generalmente.

La transformación de la energía o, dicho de otro modo, su aprovechamiento, se lleva a cabo mediante los denominados aerogeneradores. El proceso que se ejecuta, de manera sintetizada, consiste en la transformación previa de la energía cinética del aire en rotación mediante sus hélices para, a su vez, llevar ese movimiento rotacional a un generador que lo transformará en energía eléctrica.

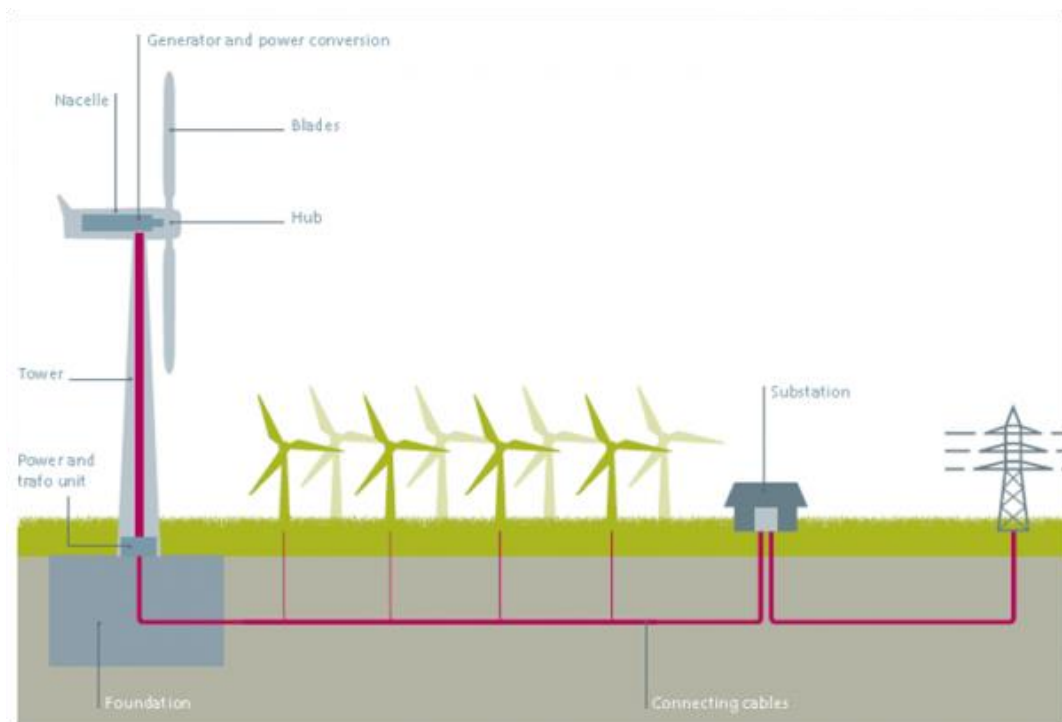


Figura 1: Esquema general de parque de generación eólico (Cabañes, 2016)

Dentro de esta tecnología, podemos realizar una clasificación de los tipos de aerogeneradores que se encuentran en el mercado en función de diversos parámetros (López, 2012): disposición del eje de giro, número de palas, velocidad del rotor de la turbina eólica, control y regulación, el tipo de generador eléctrico, el emplazamiento, la interconexión con la red eléctrica y la potencia nominal.

1. Según la disposición del eje de giro:
 - a) Eje horizontal: disposición que se ha impuesto en el mercado.
 - b) Eje vertical: con aplicaciones prácticas muy escasas.
2. Según número de palas:
 - a) Monopalas y bipalas: número muy pequeño de este tipo de aerogeneradores.
 - b) Tripala: la mayoría de las turbinas dedicadas a la producción eléctrica.
 - c) Multipala: empleadas para bombeo de agua.
3. Según la velocidad del rotor de la turbina eólica:
 - a) Velocidad constante.
 - b) Velocidad variable.
 - c) Velocidad semivariable.
 - d) Dos velocidades.

4. Según su control y regulación:

- a) Control por pérdida aerodinámica (*stall control*) o de palas de paso fijo.
- b) Control por pérdida activa aerodinámica (*active stall control*).
- c) Control por variación del ángulo del paso de pala (*pitch control*).

5. Según el generador eléctrico:

- a) Generador síncrono.
- b) Generador asíncrono.

6. Según el emplazamiento:

- a) Emplazamientos terrestres (*onshore*).
- b) Emplazamientos marinos (*offshore*).

7. Según la interconexión a la red eléctrica:

- a) Sistemas eólicos aislados, sin o con energía auxiliar (híbridos).
- b) Sistemas eólicos interconectados con la red eléctrica.

8. Según su potencia nominal:

- a) Microturbinas eólicas, con menos de 5 kW.
- b) Miniturbinas eólicas, de 5 a 100 kW.
- c) Turbinas de media y gran potencia, de 100 a 1000 kW.
- d) Turbinas multimegavatio, de 1000 a 5000 kW.



Figura 2: Montaje de aerogenerador GAMESA G-114, con tres hélices, disposición onshore, para el parque eólico Chimiche II (IBERDROLA, 2018)

Podemos destacar también, con respecto a la energía eólica, las principales ventajas que esta presenta:

- Su funcionamiento se basa en la disposición del recurso eólico, por tanto, se considera como un recurso inagotable (energía renovable).
- Al no requerir de combustión para su proceso, no necesita un combustible propiamente dicho, como el resto de los procesos de generación convencionales, por lo que reduce notablemente la contaminación que conllevan dichos procesos en su operación.
- Presenta un papel muy importante, al igual que el resto de renovables, en la reducción del precio de la electricidad en el mercado eléctrico, desplazando las tecnologías de combustión, pues al disponer de un recurso considerado como inagotable, su coste de oportunidad puede considerarse prácticamente nulo.
- Constituye un sector emergente que influye de manera directa en la generación de empleo, creando actualmente a un ritmo más elevado que las tecnologías convencionales. Dichos puestos de trabajo son de calidad y gran estabilidad.

- Se trata de una tecnología por la que se ha apostado y se sigue haciendo con grandes incentivos en las instalaciones de generación de electricidad, provocando así el aumento en la integración de las renovables para su aportación en el mix energético.

Además de esta serie de ventajas señaladas anteriormente desde una visión global, las energías renovables y más concretamente la eólica también incluyen varios aspectos negativos que vale la pena señalar en este documento, tomando uno de ellos como principal fundamento para la realización de este estudio:

- La implementación de los parques eólicos lleva consigo un impacto visual inevitable, provocando la interferencia de los aerogeneradores en los paisajes donde se encuentra una gran cantidad de recurso eólico. Además, es necesario destacar que suponen un peligro para la fauna de la zona.
- La propia naturaleza del viento provoca que esta tecnología necesite el respaldo de otras que sí sean controlables, como las convencionales. Esto se debe a que cuando no hay viento, no hay generación, y esta debe ajustarse a la demanda de la red eléctrica a la que se esté suministrando.
- En esta misma línea, debido a lo poco gestionable que es el viento, la producción de energía eléctrica a partir de los parques eólicos conlleva muchas veces la aparición de vertidos, esto es, se deja de generar energía eléctrica porque la que es capaz de soportar el sistema en ese momento (demanda eléctrica) es inferior a la que puede aportar al mismo el parque de generación eólica.

En este sentido, basándonos en el último de estos inconvenientes que hemos citado, aparece como alternativa la disposición de un sistema de almacenamiento energético que permita guardar la energía que puede producirse en momentos de bajo consumo para luego inyectarla en la red en los momentos de mayor consumo. Como hemos comentado anteriormente, esta es la línea que sigue este estudio.

La disposición de los sistemas de almacenamiento (las baterías de iones de litio, en nuestro caso) se imponen como una alternativa seria y firme en lo que se refiere a conseguir los objetivos de inclusión de renovables en el sistema eléctrico, tanto a nivel nacional como europeo. Al aumentar estas tecnologías, la frecuencia de los vertidos también lo hará, y las baterías son capaces de amortiguar este efecto, guardando la energía excedentaria del

sistema. Además, con su inclusión, los parques de generación eólicos y fotovoltaicos pueden participar en los servicios de ajuste del sistema, en los diferentes tipos de regulación de los que se debe disponer.

3.1.1. Situación actual

No es nada nuevo que la energía eólica representa una tecnología ampliamente utilizada en todo el planeta, ampliando cada vez más la potencia instalada. La también creciente regulación que fomenta este tipo de instalaciones, además del compromiso de muchas empresas con el medio ambiente, han provocado dicho crecimiento.

Si nos centramos en Europa, queda reflejada la clara apuesta por la energía eólica para la generación de electricidad (Figura 3). La evolución histórica de la potencia instalada a nivel europeo nos muestra que para 2019 se ha alcanzado 2 veces el valor que se tenía en 2010, aproximadamente. Esto se espera que siga aumentando, especialmente gracias a los objetivos fijados a nivel europeo para la integración de las renovables y la descarbonización de la generación de la electricidad. En este sentido, según IRENA, se registran para 2019 un total de 195 908 MW de eólica instalados en Europa, incluyendo las modalidades *on-shore* y *off-shore*.

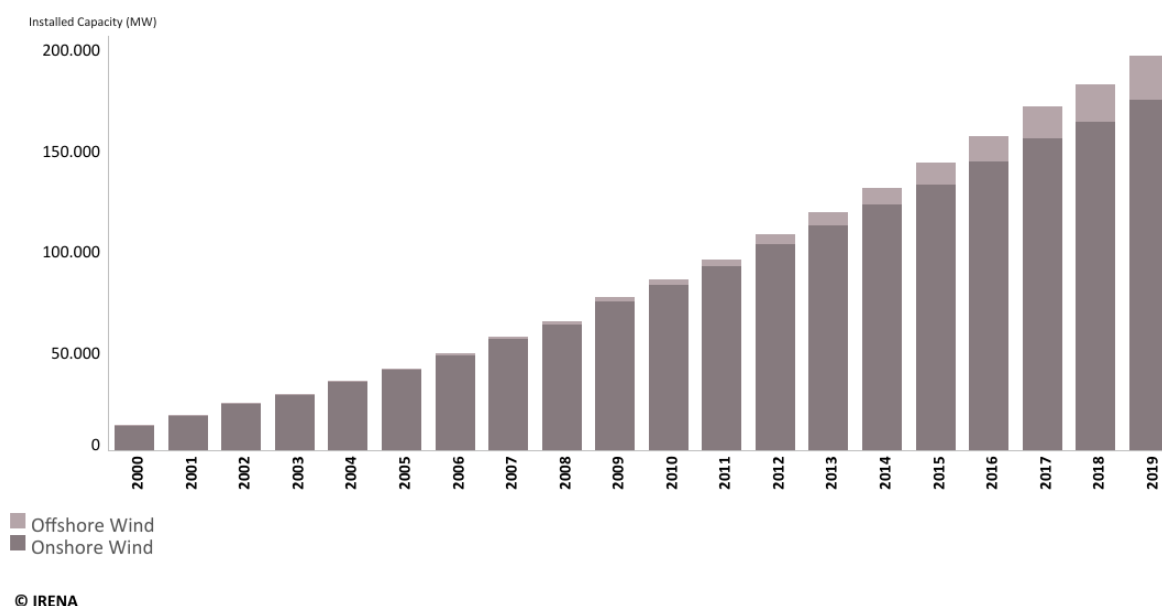


Figura 3: Evolución de la potencia instalada en eólica a nivel europeo desde 2010 a 2019 (IRENA, 2020)

Siguiendo con esta dinámica, resulta interesante evaluar la cantidad de energía eléctrica que se produce en este mismo ámbito a partir de este tipo de tecnología. Para ello, se muestran dos

gráficas extraídas de la base de datos interactiva de IRENA, que muestran, por una parte, el reparto de la potencia instalada en el sector eléctrico y, por otra, el mix de generación en función de cada tecnología.

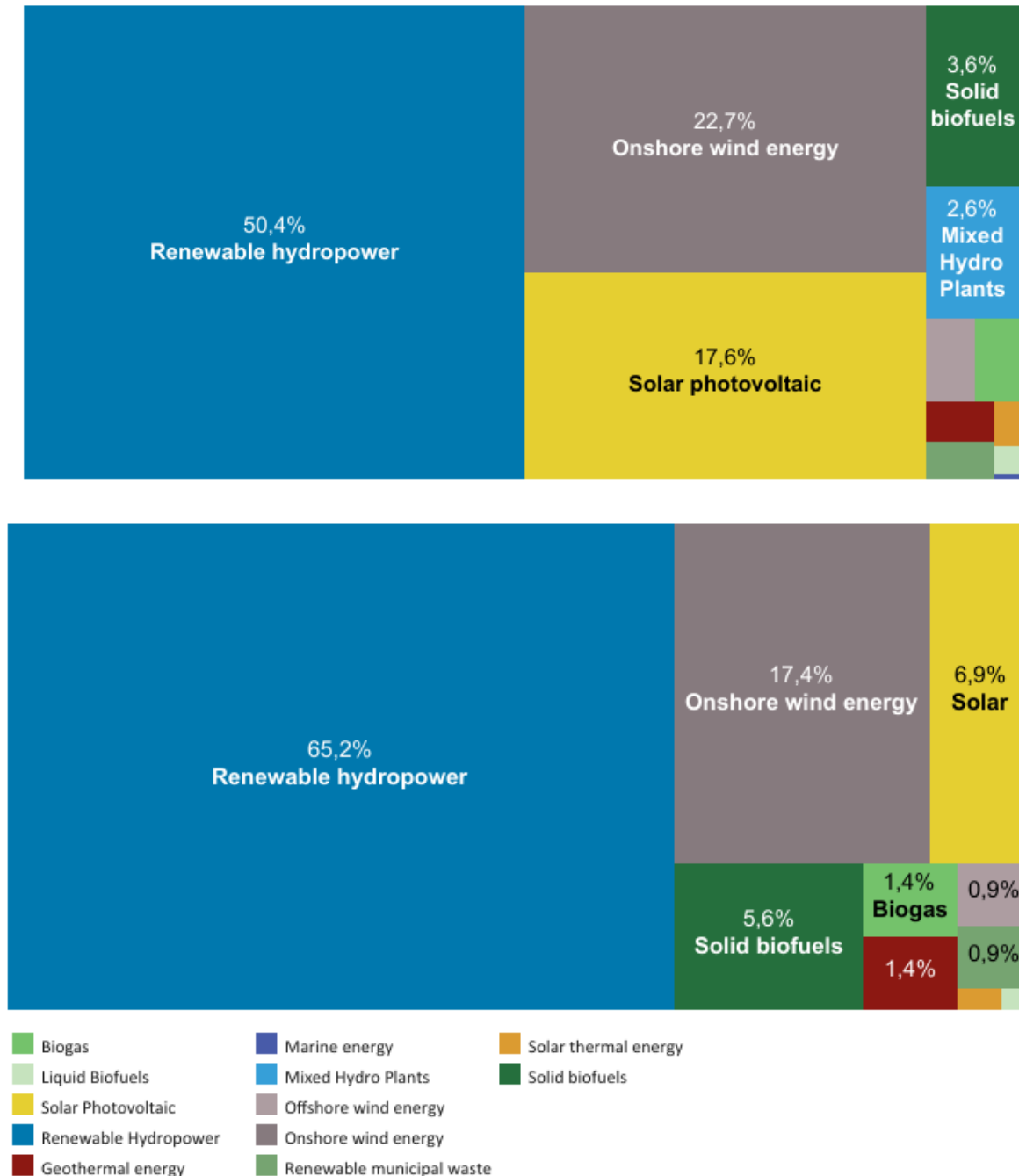


Figura 4: Capacidad instalada y generación de energía eléctrica en función de la tecnología empleada (IRENA, 2020)

Al analizar y comparar ambos repartos, podemos deducir que una mayor potencia instalada no indica necesariamente una mayor inclusión en la generación de electricidad en

la misma medida. Esto se debe al carácter no gestionable que presentan las renovables, provocando que en ciertas ocasiones no puedan acoplarse al sistema eléctrico y aportar al mix de generación toda la capacidad de la que dispone.

En esta misma línea, centrándonos a nivel nacional, podemos también realizar una breve evaluación acerca de la situación actual de la energía eólica. Con respecto a su evolución, el crecimiento ha aparecido a un nivel muy semejante al europeo, obteniendo su mayor tasa de crecimiento durante la década anterior. Para 2019 se ha registrado un total de 25.704 MW instalados en el territorio nacional (Asociación Empresarial Eólica, 2020).



Figura 5: Evolución de la potencia eólica instalada en España desde 1998 a 2019 (Asociación Empresarial Eólica, 2020)

Según publicó el Ministerio para la Transición Ecológica en el informe “La Energía en España 2017”, la producción de electricidad a partir de la energía eólica alcanzó los 47,929 GWh, lo que representó el 18,1% de la producción total. También se refleja el reparto de la potencia instalada, donde la eólica entra con 22,2% para este mismo año (Figura 6). La potencia total instalada en España alcanzó los 103.840 MW; la energía eléctrica producida, los 264.918 GWh.

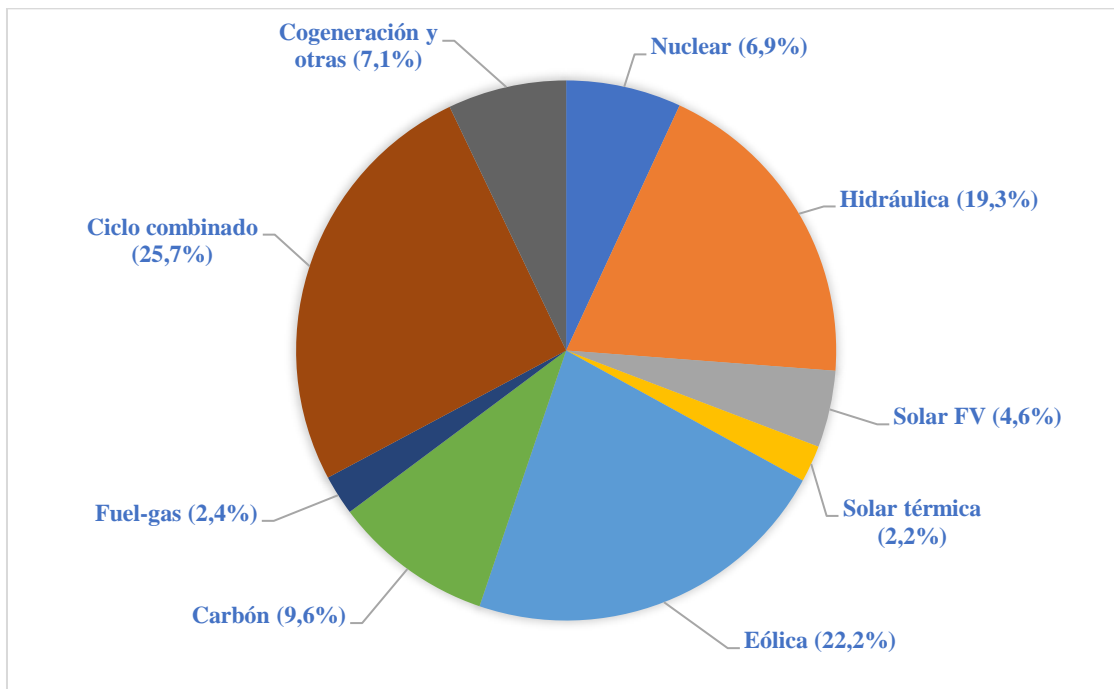


Figura 6: Reparto de potencia instalada en España a 31 de diciembre de 2017 (Ministerio Para La Transición Ecológica, 2019)

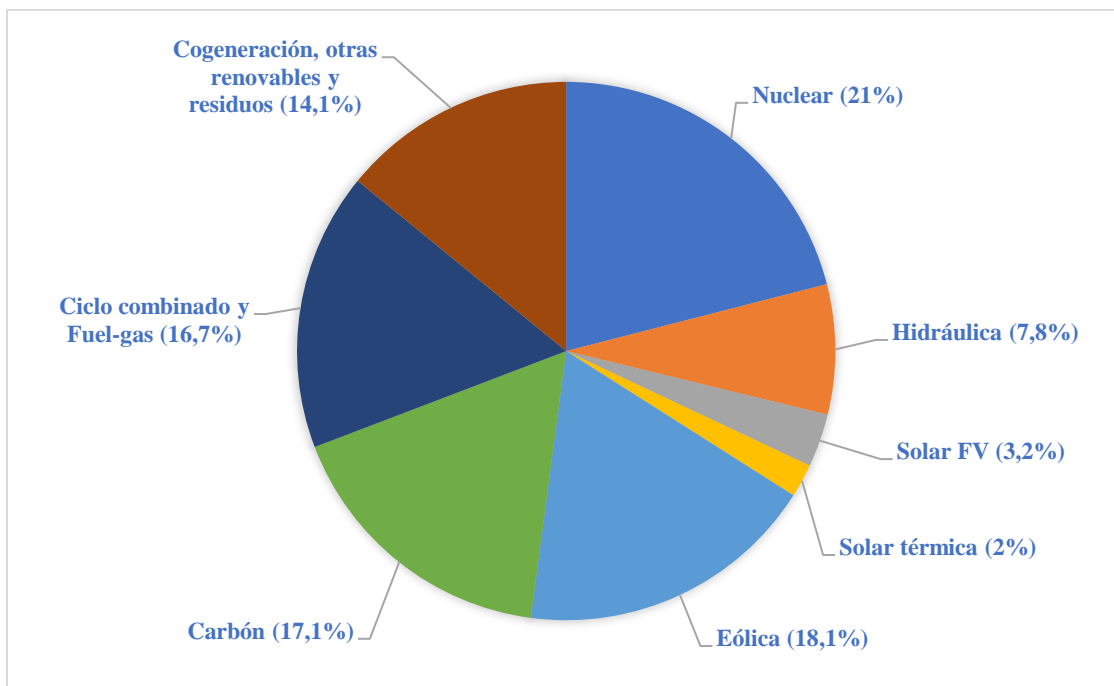


Figura 7: Reparto de energía eléctrica generada en España a 31 de diciembre de 2017 (Ministerio Para La Transición Ecológica, 2019)

Para terminar con esta revisión del estado actual para la generación a partir de energía eólica, es interesante también destacar los datos e indicadores más relevantes que encontramos actualmente a nivel autonómico. Para ello, hacemos uso del documento

“Anuario Energético de Canarias 2018”, publicado por la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, del Gobierno de Canarias, donde se lleva a cabo un análisis exhaustivo de la evolución y el estado de la generación y el consumo de energía en esta Comunidad Autónoma. Es la publicación más reciente que se encuentra disponible.

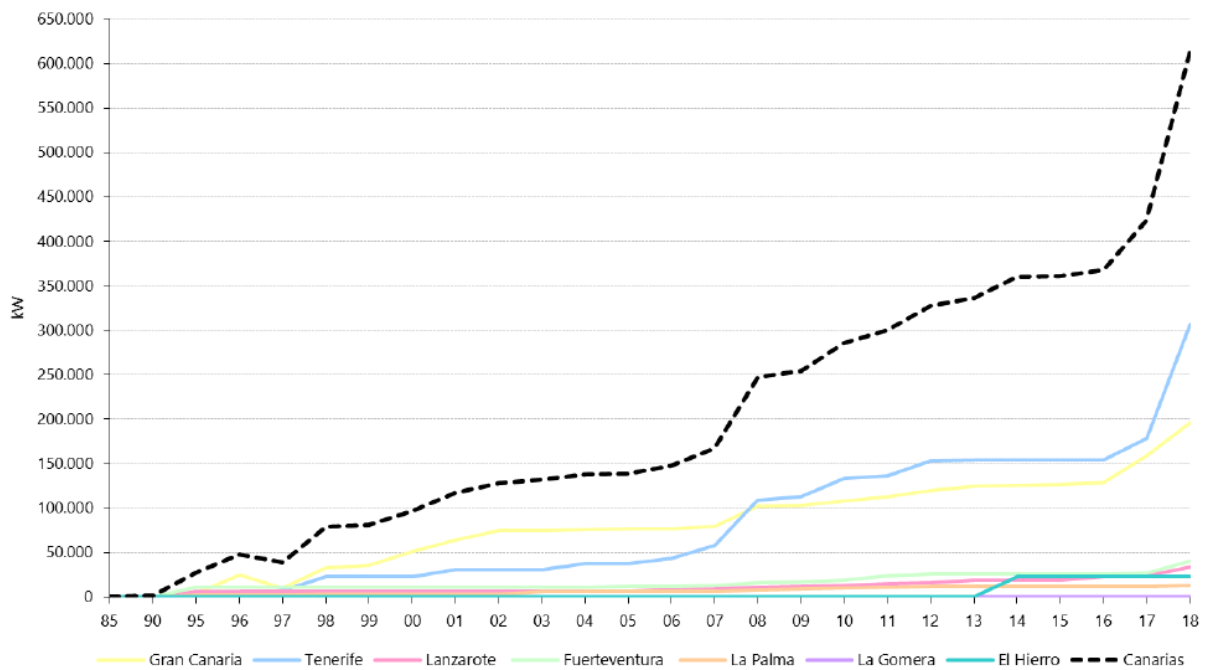


Figura 8: Evolución de la potencia de origen renovable instalada en Canarias (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019)

Como podemos ver, el último año registrado en este informe presenta una apreciable subida con respecto a los años anteriores, alcanzando un total a nivel autonómico de 612.284 kW instalados. De esta cantidad, 397.269 kW pertenecen a potencia eólica. Así, podemos ver en la Figura 9 el salto también para esta tecnología, representando un aumento del 86,7% con respecto al año anterior.

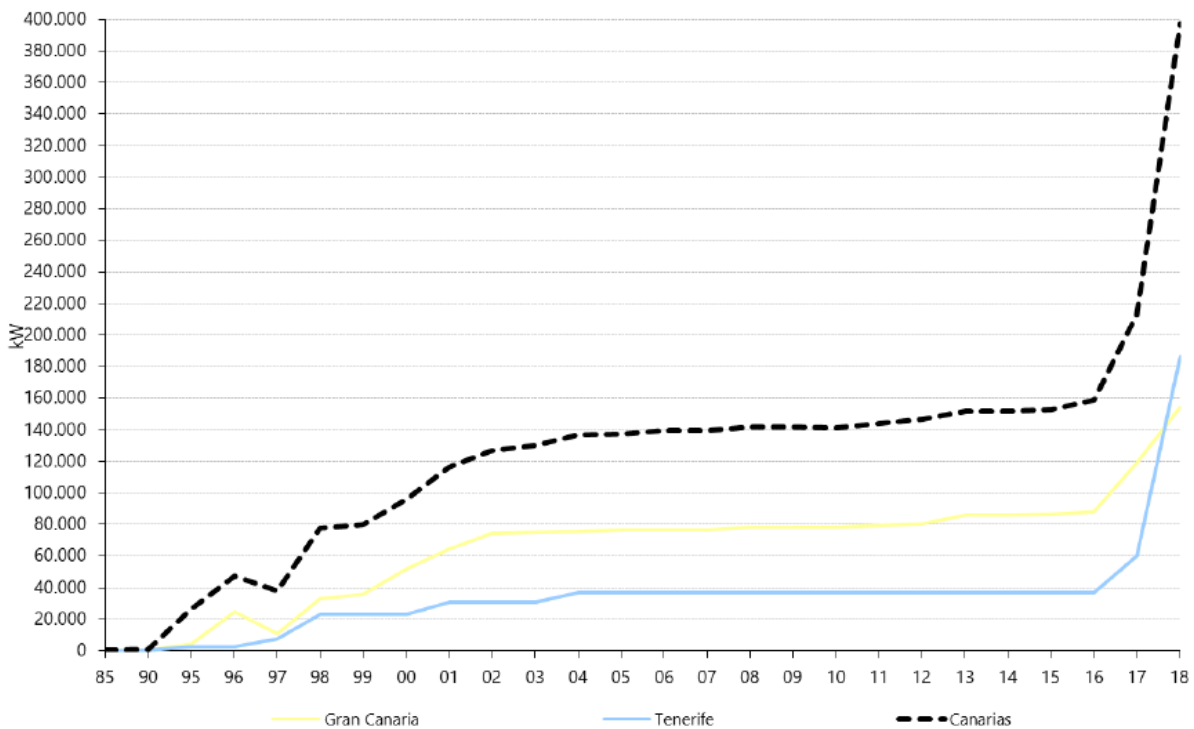


Figura 9: Evolución de la potencia eólica instalada en Canarias (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019)

Evaluando ahora el porcentaje de la energía eléctrica producida según las distintas fuentes y tecnologías, veremos que las energías renovables cubren el 10% de la demanda energética en Canarias, del cual el 67% es de origen eólico y el 29,2% de origen fotovoltaico, que son las dos tecnologías más ampliamente usadas en renovables en esta región.

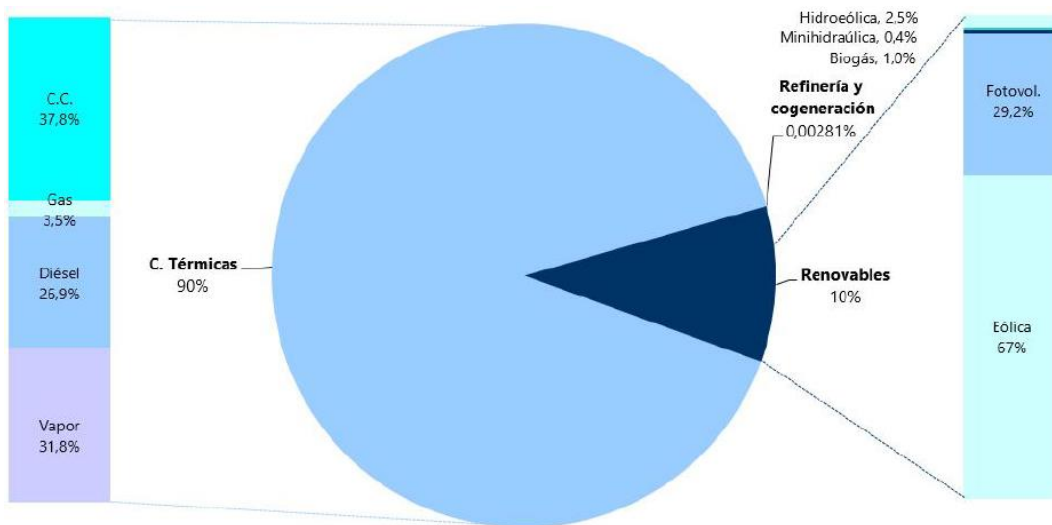


Figura 10: Distribución de cobertura de la demanda según fuente y tecnología en Canarias (Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, 2019)

Ante esta situación y, especialmente evidenciando el considerable aumento que se ha tenido en el último año en Canarias, es esencial buscar alternativas que propicien la adecuada integración de las energías renovables en el mix de generación eléctrica. En este sentido, se presentan una serie de variantes relativas al almacenamiento energético que desarrollamos más adelante en el documento, que nos permitirán ir adaptando cada vez más el modelo convencional a uno que sea capaz de adaptarse en mayor medida a la variabilidad intrínseca en las renovables. Sin embargo, este trabajo se centra en evaluar el comportamiento con el uso de baterías de Ion-Litio.

3.1.2. Marco normativo

En esta parte del documento se pasará por el marco normativo que se encuentra en torno a la producción de energía eléctrica mediante renovables, concretamente mediante energía eólica, debido a que es la tecnología de generación objeto de este trabajo. Así, se realizará una descripción partiendo desde lo más amplio (a nivel europeo) a lo más concreto (a nivel autonómico). De esta forma, se pretende que al acabar la lectura se tenga una idea general de toda esta regulación que rodea la producción mediante eólica.

Comenzando desde un punto de vista global, en 2015 se lleva a cabo el conocido como Acuerdo de París, donde 195 países toman una postura clara con respecto al cambio climático acordando la limitación del incremento de la temperatura global por debajo de los 2°C con respecto a niveles preindustriales, además de proseguir los esfuerzos para conseguir reducirlo a menos de 1,5°C.

En esta misma línea, la Comisión Europea publica en 2016 el paquete “Clean Energy for all europeans”, para ser desarrollado más adelante mediante la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios (Directiva 2018/844), la Directiva de Eficiencia Energética (Directiva 2018/2002), la Directiva 2018/2001, de fomento del uso de fuentes de energías renovables, y el Reglamento sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima (2018/1999).

Todas estas líneas de acción se centran, en definitiva, en la consecución de una serie de objetivos concretos (Fundación Energías Renovables (FER), 2019). Cada uno de ellos podrá ser revisado en 2023, siempre y cuando sea para alcanzar una mayor ambición climática:

- 40% de reducción de las emisiones ocasionadas debido a los gases de efecto invernadero con respecto a 1990.
- 32% de contribución de las renovables sobre el consumo total de la energía final, para toda la Unión Europea.
- 26% de reducción del consumo de energía primaria respecto a 2005 de la Unión Europea.
- 20% de reducción del consumo de energía final con respecto a 2005 de la Unión Europea.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética de la Unión Europea con respecto también a 2005.
- 15% de interconexión eléctrica entre los Estados miembros.

Estas directivas están pendientes de transposición, sometidas a consulta pública según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Actualmente se encuentra vigente el Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER), que aparece a raíz de la Directiva 2009/28, relativa al fomento de renovables, que quedó derogada por la Directiva 2018/2001. Aquí se fija para alcanzar en 2020 al menos el 20% de consumo de energía final a partir de fuentes de energías renovables, además de conseguir una cuota mínima del 10% de energía procedente también de fuentes renovables en el sector del transporte (empleo de biocarburantes, por ejemplo, y en el consumo eléctrico en este sector).

En este mismo sentido, ahora nos centramos en la regulación a nivel nacional que rodea la producción de electricidad a partir de energía eólica. Así, debemos hacer alusión en primer lugar a la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, donde se regulan los aspectos relativos al sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro y adecuarlo a las necesidades de los consumidores.

Aquí se definen los diferentes agentes que intervienen en el sector eléctrico y la función que desempeñará cada uno para el correcto funcionamiento del mismo. Así, se indica cómo se llevará a cabo la planificación eléctrica. Se definen también otros aspectos como la garantía del suministro, las actividades reguladas y de libre competencia, y la retribución de dichas actividades. En esta línea, aparece el régimen retributivo adicional para los territorios

no peninsulares, regulado por el Real Decreto 738/2015, que afecta a Canarias. También se habla de un régimen retributivo específico para la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, regulado por el Real Decreto 413/2014, afectando también a las plantas de generación mediante eólica, como es nuestro caso.

Por su parte, el Real Decreto 738/2015, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, presenta como principal objetivo la regulación de dicha actividad, definiendo los territorios que se considera que entran en el ámbito de aplicación (Figura 11).

Canarias	Las Illes Balears	Ceuta	Melilla
Gran Canaria. Tenerife. Lanzarote-Fuerteventura. La Palma. La Gomera. El Hierro.	Mallorca-Menorca. Ibiza-Formentera.	Ceuta.	Melilla.

Figura 11: Definición de los sistemas eléctricos no peninsulares (Real Decreto 738/2015)

Se define, por tanto, cómo será el régimen retributivo adicional previsto para estos sistemas aislados realizando una clasificación en dos grupos, A y B. Las instalaciones de energías renovables con una potencia neta instalada inferior a los 15 MW se sitúan en el grupo B, que percibe una retribución adicional en función de la ponderación del precio del mercado diario e intradiario.

Por otra parte, el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establece el régimen jurídico y económico en el que incurre la actividad de producción de electricidad mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos. El régimen retributivo específico para estas tecnologías está compuesto por un término relativo a la potencia instalada y otro a la operación de la instalación. También se podrá optar de manera excepcional a un incentivo a la inversión para instalaciones de determinadas tecnologías.

Finalmente, para alcanzar el marco normativo a nivel autonómico, nos topamos con el Decreto 6/2015, por el que se aprueba el Reglamento que regula la instalación y explotación de

los Parques Eólicos en Canarias. En este documento se regulan las actividades de instalación y explotación de los parques eólicos en Canarias, definiendo aspectos para fijar los requisitos de dichas actividades, como la puesta en servicio del parque o las condiciones de conexión a la red, además de centrarse también en un ámbito más administrativo para su regulación.

3.2. Sistemas de almacenamiento energético

Cuando se habla de sistemas de almacenamiento de energía, se hace referencia a diferentes métodos o procesos basados en la conversión de una forma de energía (normalmente eléctrica) a otra forma de energía, que se diferencia de la anterior en que es almacenable. A su vez, esta energía almacenable es capaz de volverse a convertir nuevamente a energía eléctrica o a la forma inicial que antes se ha comentado.

En este sentido, el almacenamiento energético es capaz de desempeñar una serie de funciones con alto valor para el sistema eléctrico, entre las que se encuentran las siguientes (Xing Luo, 2014):

- Son capaces de aliviar o mitigar el efecto intermitente de las energías renovables, facilitando su integración en el sistema.
- Ayudan a mejorar la calidad y fiabilidad del suministro de energía eléctrica, por su capacidad de participación en los servicios de ajuste.
- Colaboran en alcanzar el pico de demanda si se almacena la energía en las horas de menor consumo.

3.2.1. Tipos de almacenamiento

Existen diversas formas de realizar una clasificación con respecto a los sistemas de almacenamiento, como dependiendo de los tiempos de respuesta, la función que desempeñen o el tiempo que pueden almacenar la energía. Sin embargo, la forma con un uso más extendido es la clasificación a partir de la forma que presenta la energía almacenada (Xing Luo, 2014). En este sentido, podremos encontrar las siguientes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica (*Electrical Energy Storage (EES) Technologies*):

- Almacenamiento mecánico:
 - Bombeo hidráulico (*Pumped Hydro, PHS*).

- Aire comprimido (*Compressed Air, CAES*).
- Volante de inercia (*Flywheel, FES*).
- Almacenamiento electroquímico:
 - Baterías de plomo ácido (*Lead-acid*).
 - Baterías de sulfuro sódico, NaS.
 - Baterías de ión-litio (*Li-ion*).
 - Baterías de NiCd.
 - Baterías de flujo (*Flow batteries*).
- Almacenamiento químico:
 - Hidrógeno (*fuel cell*).
- Almacenamiento térmico:
 - Mediante calor sensible (*Sensible heat*).
 - Mediante calor latente (*Latent heat*).
- Almacenamiento eléctrico:
 - Condensadores y supercondensadores.
 - Superconductores (*Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES*).

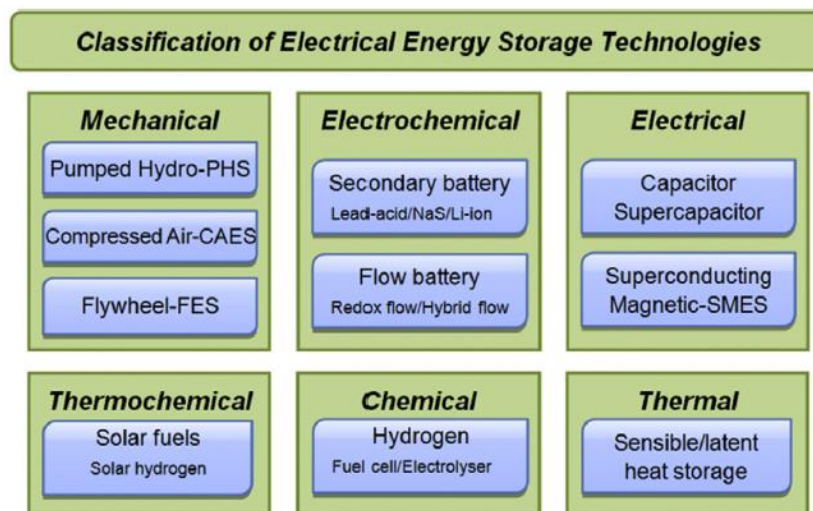


Figura 12: Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica según la forma de la energía almacenada (Xing Luo, 2014)

A continuación, se lleva a cabo la descripción de los distintos sistemas de almacenamiento descritos. El almacenamiento electroquímico, al constituir la tecnología seleccionada para este estudio, tendrá un tratamiento diferenciado en apartados posteriores.

3.2.1.1. Bombeo hidráulico (Pumped Hydroelectric Storage, PHS)

Este sistema de almacenamiento es el más extendido a nivel mundial, y su principio de funcionamiento consiste en el almacenamiento de la energía eléctrica en forma de energía potencial gravitatoria de una determinada masa de agua. Se puede distinguir en la FIG # el funcionamiento de una central típica de bombeo hidráulico.

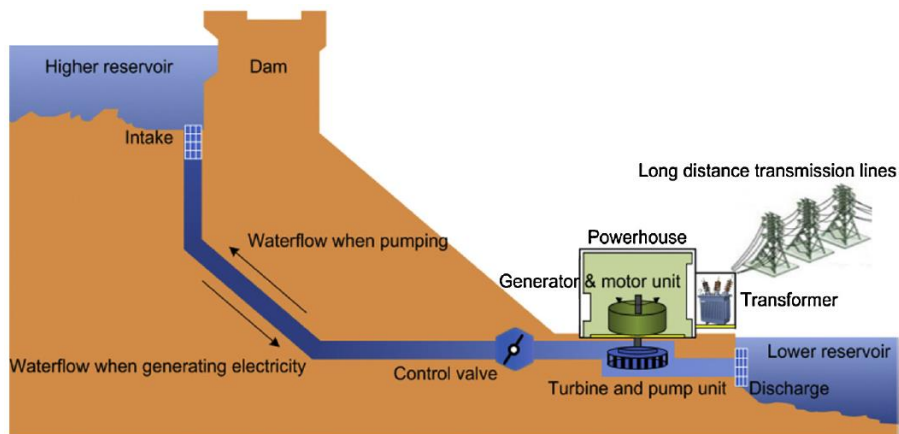


Figura 13: Distribución típica de una planta de bombeo hidráulico (Xing Luo, 2014)

Como podemos distinguir, se emplean dos depósitos de agua: uno superior y otro inferior (*higher and lower reservoir*). Durante los valles de demanda, el agua se bombea hacia el depósito superior y, durante las horas de mayor demanda, esta se puede devolver al depósito inferior, pasando por una turbina que llevará a cabo la generación de energía eléctrica. Así, la cantidad de energía almacenada dependerá de la diferencia de altura entre ambos depósitos y, además, de la cantidad de agua almacenada (la energía potencial gravitatoria depende de la masa y su altura).

Este tipo de plantas suelen usarse a medio y largo plazo (entre los 40 y 60 años), con unos tiempos de descarga que rondan desde las horas a los pocos días. Las eficiencias típicas están entre el 70% y el 84% (IRENA, 2017). Asimismo, podemos elaborar la Tabla 1, que refleja las principales ventajas y desventajas de esta tecnología.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Tecnología establecida en el sistema con una alta madurez técnica y extensa experiencia en operación	Restricciones geográficas
Nivel bajo de autodescarga	Baja densidad energética
Nivel de eficiencia razonable	Inversión inicial elevada, con largo período de construcción
Gran volumen y tiempo de almacenamiento	Tiempo elevado de recuperación de la inversión
Bajos costes de operación	Impacto ambiental considerable
Buena flexibilidad encendido/apagado	
Elevada vida útil y bajo coste de almacenamiento	

Tabla 1: Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico (IRENA, 2017)

Como podemos ver, se trata de una tecnología que se ha madurado mediante su funcionamiento a lo largo de varias décadas, por lo que no se esperan variaciones con respecto a la tecnología implementada, la estructura, eficiencia y los costes en los que incurre su operación e inversión.

3.2.1.2. Aire comprimido (Compressed Air, CAES)

Además del bombeo hidráulico, el almacenamiento energético mediante aire comprimido es una tecnología que también puede llegar a suministrar un valor de potencia elevado (más de 100 MW con una unidad). El principio de funcionamiento se basa la compresión de aire que se almacena normalmente en una caverna bajo tierra (Xing Luo, 2014) (Figura 14).

En este sentido, cuando aparece energía sobrante en las horas valle, se ponen a funcionar los compresores haciendo que se almacene el aire a presión en el depósito o caverna que está bajo

tierra. Cuando se necesita suministrar energía al sistema, se precalienta el aire y se hace pasar por unas turbinas, recuperando así parte de la energía almacenada en el aire comprimido.

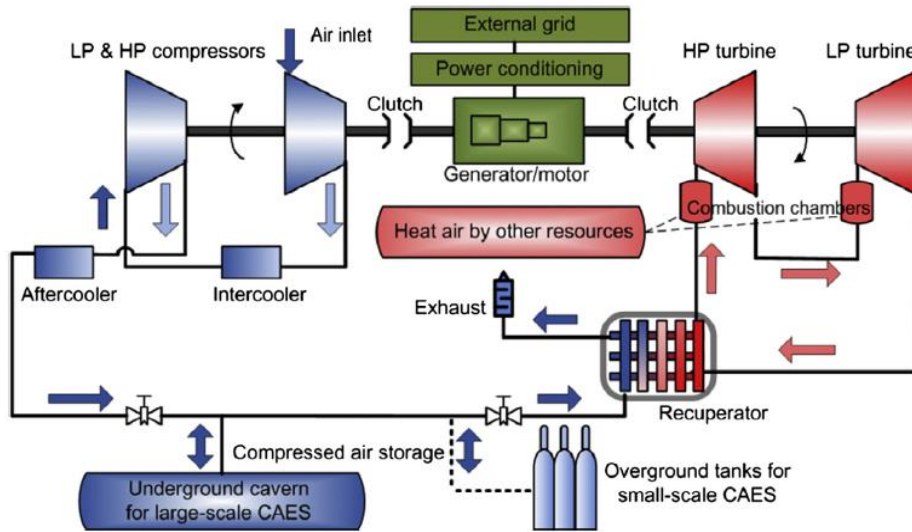


Figura 14: Esquema general de un sistema CAES (Xing Luo, 2014)

Estos sistemas de almacenamiento trabajan bajo principios similares a las turbinas de gas, diferenciándose en que los ejes de compresor y turbina están desacoplados en este caso. Las cuevas utilizadas como recipientes en esta tecnología suelen ser cuevas de sal, almacenándose el aire a unos valores entre los 4 MPa y los 8 MPa (IRENA, 2017). Estos pueden alcanzar una vida útil de 100 000 ciclos.

Al igual que para el bombeo comentado anteriormente, las variaciones en densidad energética, vida útil o profundidad de descarga medidas en esta tecnología no se esperan que sean significativas en el horizonte de los próximos 10 años. Sin embargo, sí se espera una reducción de los costes y un aumento en la eficiencia del sistema (IRENA, 2017) (Figura 15).

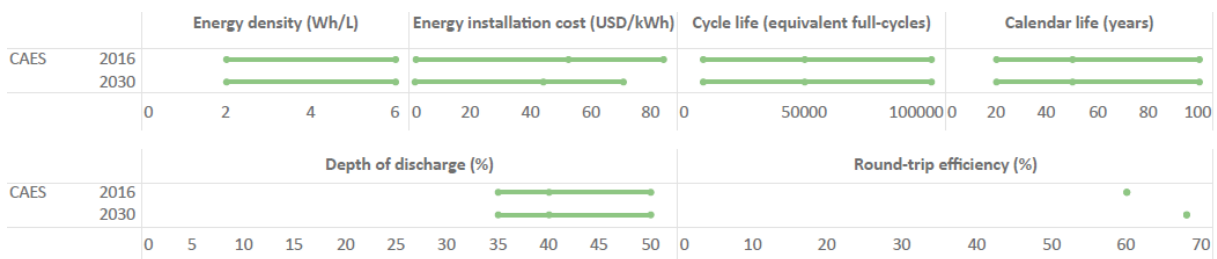


Figura 15: Evolución esperada de diferentes características del almacenamiento energético mediante aire comprimido (IRENA, 2017)

Los costes asociados a esta tecnología pueden ser muy variables, pues son especialmente sensibles a la ingeniería civil que conlleven, siendo el factor más determinante el recipiente donde se almacenará el aire a presión. Dependiendo del proyecto concreto y la zona en la que se encuentre, las labores de construcción e instalación pueden variar considerablemente. Si se dispone de una cueva que pueda tomarse como recipiente con fácil acceso, los costes pueden ser relativamente bajos.

3.2.1.3. Volante de inercia (Flywheel, FES)

Un sistema de almacenamiento energético presenta cinco componentes principales, entre los que se encuentran el propio volante de inercia, un conjunto de cojinetes o rodamientos, una máquina eléctrica reversible que pueda ser empleada como motor y como generador, una unidad electrónica de potencia y una cámara de vacío (IRENA, 2017). En este sistema, la electricidad es la encargada de acelerar o desacelerar el volante de inercia. En este sentido, dichas variaciones son recibidas por el motor/generador, transfiriendo así dicha energía a la red, o bien consumiéndola.

Podemos realizar una diferenciación entre dos tipos de sistemas FES. En primer lugar, aparece el volante de baja velocidad (*low speed FES*), que emplea acero como material y gira a velocidades inferiores a las 6000 revoluciones. En segundo lugar, el volante de alta velocidad (*high speed FES*) se fabrica de fibra de carbono y oscilan a velocidades superiores a las 10^5 revoluciones.

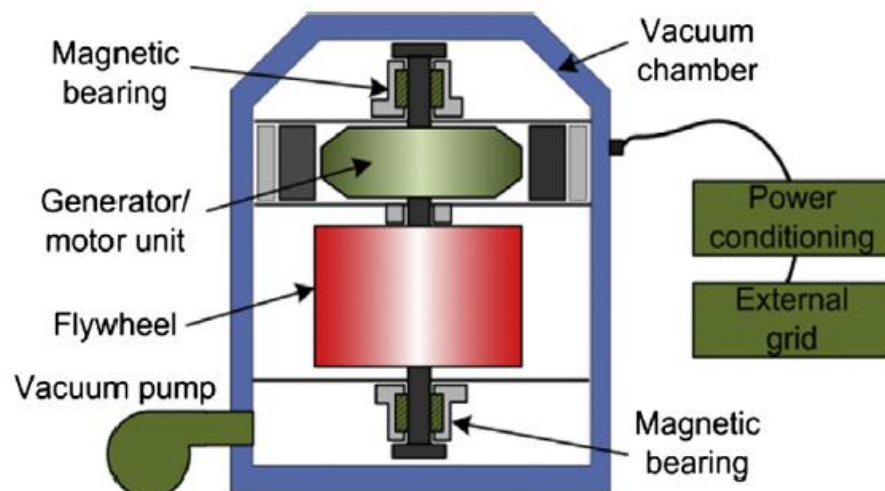


Figura 16: Componentes de un volante de un sistema FES de almacenamiento energético (Xing Luo, 2014)

El volante de inercia suele colocarse en una cámara de vacío para reducir las pérdidas que puedan aparecer debidas al viento, en caso de colocarse al ambiente. A su vez, la cantidad de energía que sea capaz de almacenar el volante de inercia va a depender directamente de la velocidad de rotación que este presente y de su inercia.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Capacidad de carga rápida	Baja densidad energética comparada con las baterías
Larga vida útil (esta no se afecta en gran medida por la cantidad de ciclos de carga/descarga)	Tasas de autodescarga elevadas
Alta densidad de potencia, independiente en gran parte del nivel de energía almacenada	Necesidad de mantenimiento de los rodamientos
Bajo nivel de mantenimiento	Cargas dinámicas inesperadas pueden derivar en fallo
Estado de carga fácilmente determinable (a través de la velocidad de rotación)	
Amplia experiencia en operación	

Tabla 2: Ventajas y desventajas principales de un sistema FES (IRENA, 2017)

Debido a los elevados costes que conllevan la instalación de estos sistemas (ronda entre los \$1500/kWh y los \$6000/kWh) y la alta tasa de autodescarga, no son viables para aplicaciones a medio plazo. Además, los estudios más recientes indican que sus costes se verán reducidos en los próximos 10 años, alcanzando valores entre los \$1000/kWh y los \$3900/kWh, dependiendo de la tecnología empleada (alta o baja velocidad, rodamientos o cojinetes magnéticos, etc.).

3.2.1.4. Almacenamiento de hidrógeno y la pila de combustible

El almacenamiento energético basado en el hidrógeno emplea dos procesos diferentes para el almacenamiento y para la producción de electricidad. En este sentido, mediante la

electrólisis del agua se lleva a cabo la producción de hidrógeno, que puede almacenarse en recipientes a presión o transmitido a través de tuberías para un uso posterior.

Cuando nos posicionamos en la reconversión del hidrógeno a electricidad, hablamos de la pila de combustible (*fuel cell*). Estas son capaces de convertir la energía química contenida en el hidrógeno y el oxígeno (tomado del aire) en electricidad y calor.

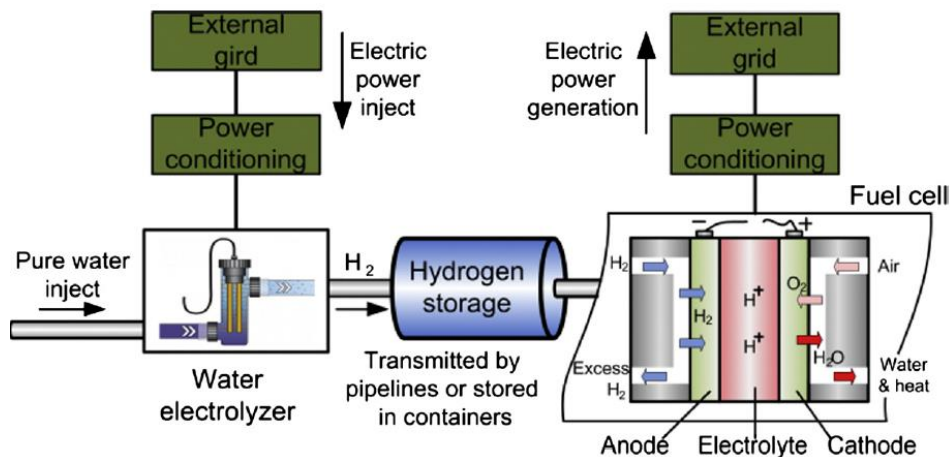


Figura 17: Esquema general de funcionamiento del almacenamiento mediante pilas de combustible (Xing Luo, 2014)

Generalmente, la producción de electricidad a partir de las pilas de combustible es un proceso más silencioso, produce menos contaminación y es más eficiente que la producción típicamente empleada a partir de combustibles fósiles. Esta tecnología se encuentra aún en fase de desarrollo, principalmente para que traiga consigo una reducción de costes que le permita ser competitivo y pueda empezar a ser considerado de aplicación real como sistema de almacenamiento de energía eléctrica.



Figura 18: Planta de biogás con implementación de pilas de combustible con una capacidad de 2,8 MW (Chino, 2012)

3.2.1.5. Sistemas de almacenamiento térmico (Thermal Energy Storage, TES)

Los sistemas de almacenamiento térmico, en general, consisten en un medio de almacenamiento en un depósito, un sistema de refrigeración, tuberías, bombas y el sistema de control. En función de la temperatura en la que operen, podemos encontrar dos grandes grupos: sistemas de baja temperatura y sistemas de alta temperatura. Los primeros se basan en sistemas que utilizan agua como refrigerante o en sistemas criogénicos, donde se sitúa la tecnología de almacenamiento mediante aire líquido (*Liquid Air Energy Storage, LAES*). Los sistemas de alta temperatura engloban los de calor latente y sensible.

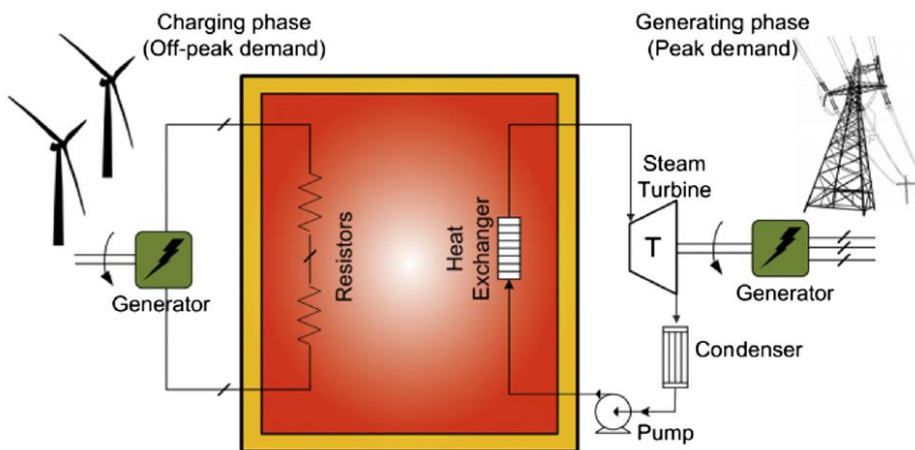


Figura 19: Sistema TES de calor sensible para generación eólica (Xing Luo, 2014)

Estos sistemas pueden almacenar grandes cantidades de energía con unos riesgos bajos, su tasa de autodescarga también es pequeña, ofreciendo una buena densidad energética y, además, el sistema parece económicamente viable con una inversión relativamente baja (\$3/kWh - \$60/kWh). Sin embargo, a pesar de estas características que lo hacen atractivo, la eficiencia del ciclo es normalmente baja, situándose entre el 30% y 60% como valores típicos.

3.2.1.6. Condensadores y supercondensadores

Los condensadores se componen por al menos dos conductores separados por un medio aislante, que suele ser cerámica, vidrio o plástico. Esta tecnología se basa en el principio de funcionamiento de los condensadores, pues cuando estos se cargan, la energía se almacena en el material dieléctrico mediante un campo electrostático. Estos son aplicables para almacenamientos de pequeñas cantidades, tienen una alta densidad de potencia y tiempo de carga corto comparado con las baterías convencionales. Sin embargo, presentan alta disipación de energía debido a las pérdidas por autodescarga.

Por su parte, los supercondensadores contienen dos electrodos, un electrolito y una membrana porosa que actúa de separador. Su esquema general se muestra en la Figura 20. Dicha disposición hace que el supercondensador pueda adquirir las características de un condensador a la vez que las de una batería. La energía se almacena en forma de carga estática en las superficies de separación de los electrodos con el electrolito.

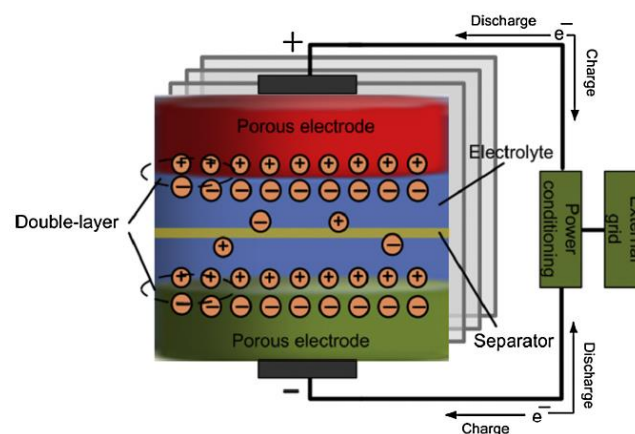


Figura 20: Configuración de un supercondensador (Xing Luo, 2014)

Los aspectos más importantes a destacar en esta tecnología es la elevada vida útil que presenta (más de 10^5 ciclos), además de la eficiencia (entre el 84% y el 97%). A pesar de esto,

presenta dos grandes inconvenientes como son la elevada tasa de autodescarga y el coste de adquisición que se precisa (en torno a los \$6000/kWh).

3.2.1.7. Superconductores (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES)

Este sistema se basa en el almacenamiento de energía eléctrica en el campo magnético generado por la corriente continua en la bobina superconductora que ha sido enfriada a temperaturas criogénicas, que son inferiores a la temperatura crítica de superconducción. Por tanto, consta de tres componentes principales: una unidad de bobinado superconductor, un sistema de acondicionamiento de potencia y uno de vacío.

Al estar la bobina a una temperatura inferior a la crítica (en estado de superconducción), las pérdidas en forma de calor que se tienen normalmente prácticamente se ven anuladas, haciendo así que la energía eléctrica pueda ser almacenada sin casi ninguna pérdida.

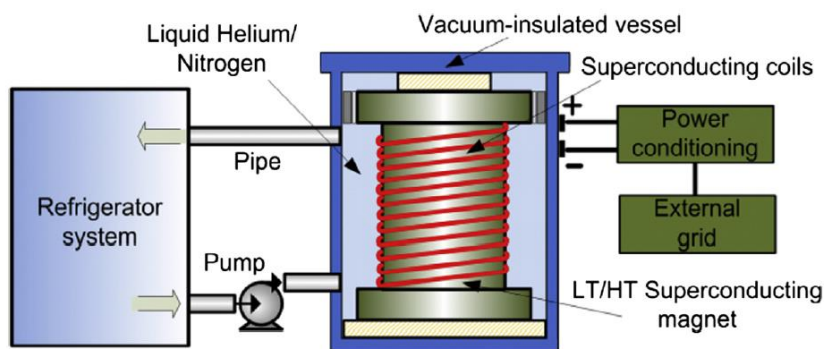


Figura 21: Esquema general de funcionamiento del almacenamiento mediante superconductores (Xing Luo, 2014)

Se pueden clasificar estos superconductores en dos grupos: de baja temperatura (*Low Temperature Superconductors, LTS*) y de alta temperatura (*High Temperature Superconductor, HTS*). Los primeros trabajan a unos 5 K; los segundos, a unos 70 K.

Este tipo de tecnología incluye una densidad de potencia relativamente alta, rápida respuesta, un rendimiento elevado por ciclo y larga vida útil. Sin embargo, presentan un elevado coste de inversión actualmente, llegando a los \$7200/kWh y una tasa de autodescarga diaria que ronda el 10% y 15%.

3.2.2. Almacenamiento electroquímico

El almacenamiento electroquímico se basa en la transformación de energía eléctrica a energía química, que luego puede ser reconvertida a energía eléctrica. Este tipo de almacenamiento es lo que se conoce comúnmente como baterías (*Battery Energy Storage, BES*) (Xing Luo, 2014).

Las baterías constituyen una gran parte de las aplicaciones de almacenamiento energético a nivel global. Este sistema consiste básicamente en un grupo de celdas electroquímicas conectadas entre sí en serie o paralelo, que son capaces de producir energía eléctrica con un voltaje concreto a partir de una reacción química. Estas celdas estarán compuestas por dos electrodos y un electrolito, que puede ser sólido, líquido o aceitoso.

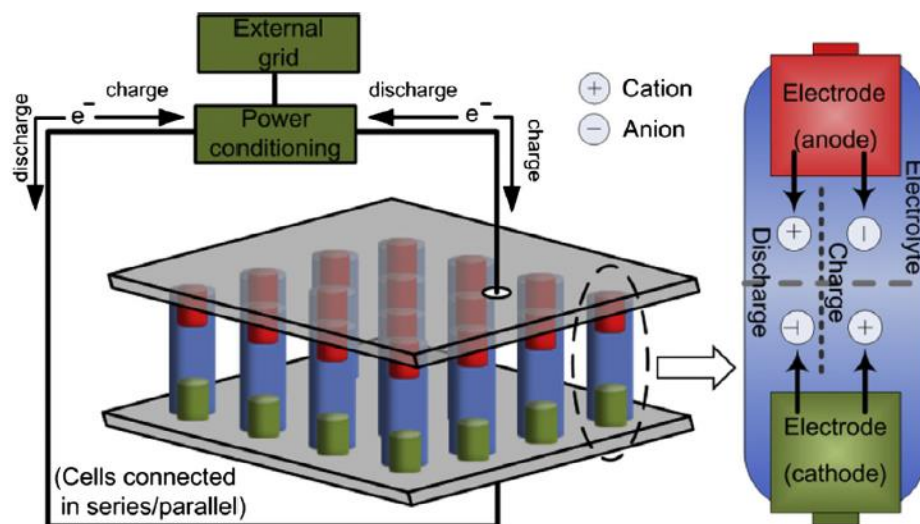


Figura 22: Principio de funcionamiento de almacenamiento mediante baterías (Xing Luo, 2014)

Durante la descarga de la batería, las reacciones comentadas con anterioridad aparecen tanto en el ánodo como en el cátodo. Los electrones fluyen desde los ánodos hasta los cátodos mediante la conexión de la red externa. El proceso inverso ocurrirá cuando la batería se esté recargando, aplicándosele un voltaje determinado entre ambos electrodos.

En este sentido, existen diversas tecnologías que se enfocan en los electrodos, electrolitos y reacciones que incurren en una celda concreta, llegando así a diferentes disposiciones de baterías que comparten el principio de funcionamiento general, pero lo consiguen por diferentes

métodos. A continuación, se realiza una distinción de los diferentes tipos de baterías más empleados actualmente en el mundo del almacenamiento energético.

3.2.2.1. Baterías de plomo ácido (Lead-acid)

Las baterías de plomo ácido son las más antiguas y desarrolladas de todas las baterías empleadas en almacenamiento, pues se trata de la tecnología que cuenta con mayor número de instalaciones y capacidad instalada. Suelen ser viables en un amplio rango de aplicaciones con una relación razonable de precio y eficiencia.

A pesar de esto, cuentan con una densidad energética baja, no suelen responder bien a descargas profundas y, además, emplean plomo, que es tóxico y debería ser restringido en diversos usos. Sin embargo, son fácilmente reciclables y hay una variedad muy grande de estas. Constituyen las primeras baterías empleadas en automovilismo. Han sido ampliamente aplicadas en el desarrollo de las energías renovables, especialmente en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Podemos diferenciar dos diseños principales para esta tecnología: las baterías inundadas (*flooded*) y las selladas (*valve-regulated*) (IRENA, 2017). Las primeras emplean ácido sulfúrico líquido como electrolito. Sus principales beneficios son el bajo coste que tienen y la experiencia que hay detrás de esta tecnología.

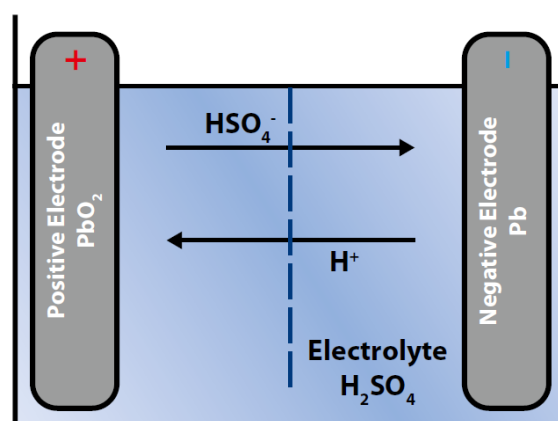


Figura 23: Esquema de las baterías de plomo ácido inundadas (flooded) (IRENA, 2017)

Debido al propio funcionamiento y a las reacciones que se tienen en este tipo de batería, se perderá agua de manera constante, por lo que es necesario que ésta sea repuesta. La

operación de la batería con electrolito insuficiente influye directamente en la reducción de la vida útil de la batería. Este problema buscará solucionarlo las selladas.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Bajo coste en comparación con otras baterías	Tiempos bajos de ciclo
Alta fiabilidad y eficiencia	Baja densidad energética
Gran experiencia en fabricación y uso	Operación deficiente en ambientes de altas o bajas temperaturas
Puede ser implementada en almacenamiento a gran escala	Necesita reemplazo de agua periódico
Buena temperatura de operación	Puede aparecer sulfatación
Reciclaje reglado y alta tasa de recuperación de materiales	Capacidades de carga y descarga asimétricas

Tabla 3: Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido "flooded" (IRENA, 2017)

Si nos referimos ahora a las baterías selladas, estas muestran un avance tecnológico a partir de las anteriores, pues están diseñadas para prevenir la pérdida de electrolito característica de las otras. De esta forma, estas presentan una válvula que regula la sobrepresión máxima de la celda, evitando así el escape de oxígeno e hidrógeno. Esta tecnología es más cara que la anterior, pero es capaz de durar más de 10 años sin mantenimiento debido a su propio diseño y principio de funcionamiento.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Nivel de mantenimiento muy bajo y no lleva adición de agua	Más sensible a entornos de más temperatura
Permite el funcionamiento en zonas sin necesidad de ventilación especial	Menor vida útil
Reciclaje reglado y alta tasa de recuperación de materiales	Más sensible a sobrecargas
Reducción del riesgo de derrame	

Tabla 4: Ventajas y desventajas de las baterías de plomo ácido selladas (IRENA, 2017)

3.2.2.2. Baterías de flujo (Flow batteries)

Las baterías de flujo difieren de las convencionales en que el elemento electroactivo lo contiene el electrolito, y no el electrodo. Estos están almacenados en depósitos (uno para el ánodo y otro para el cátodo). El intercambio de iones se lleva a cabo a través de la membrana que separa ambos depósitos de electrolitos. Vamos a distinguir dos tipos principales de esta tecnología de baterías recargables: baterías redox de vanadio (*Vanadium redox flow batteries*) y baterías de bromuro de zinc (*Zinc bromine flow batteries*).

Las primeras funcionan a base de una serie de reacciones en la celda que se alimentan mediante materiales iónicos de vanadio almacenado en los depósitos, resultando en una transferencia de electrones en el circuito. Al ser recargable, las reacciones son, por tanto, reversibles en función de si se está cargando o descargando.

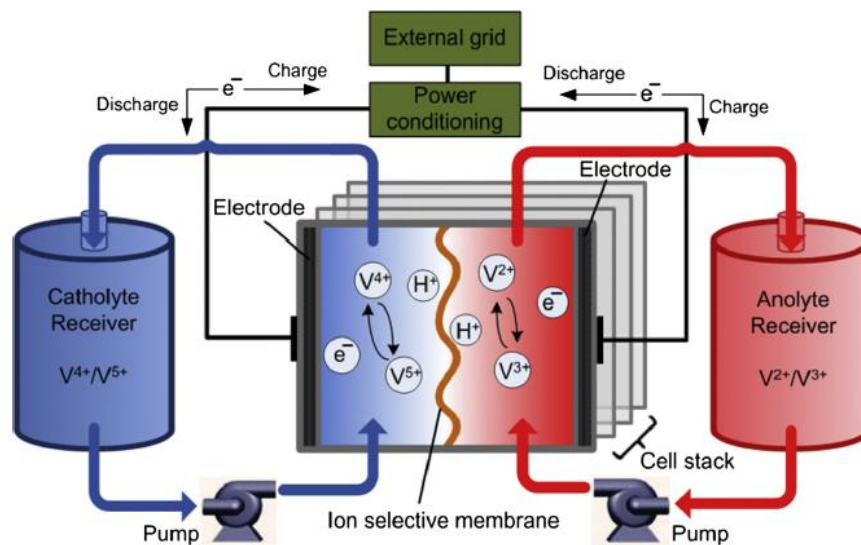


Figura 24: Esquema de funcionamiento de batería de flujo redox de vanadio (Xing Luo, 2014)

Durante el ciclo de funcionamiento de este tipo de batería, el vanadio no sufre apenas degradación mientras es disuelto en ácido sulfúrico por el propio principio de funcionamiento. Sin embargo, sigue presentando los problemas de sellado y posibles fugas. Debemos destacar también que esta es la única batería de flujo redox (las de vanadio) que se ha empleado en aplicaciones a gran escala durante largos períodos de tiempo.

Por otra parte, debemos destacar las baterías de flujo de bromuro de zinc. Se trata de un sistema híbrido de batería de flujo que consiste en dos compartimentos separados mediante una membrana con microporos. Los electrodos se sitúan a cada lado de la celda (uno para el zinc y otro para el bromo), y están fabricados mediante carbono plástico, pues un electrodo metálico se vería afectado por la corrosión en presencia del bromo.

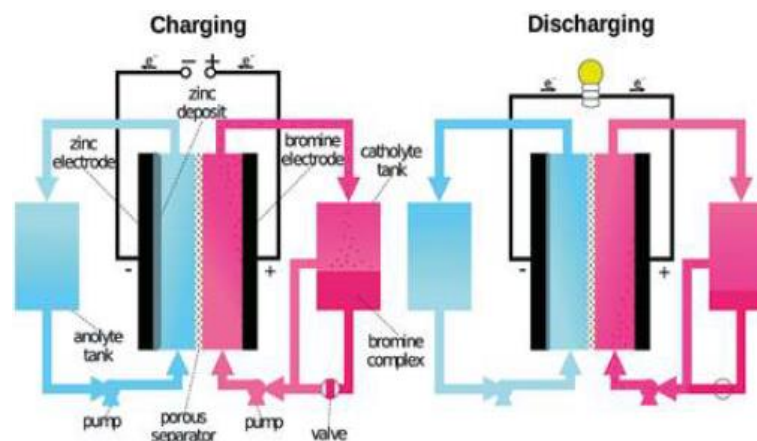


Figura 25: Esquema de funcionamiento de batería de flujo de bromuro de zinc (IRENA, 2017)

En definitiva, mostramos una tabla que expone las principales ventajas y desventajas de las baterías de flujo anteriormente comentadas, de donde podemos extraer también sus principales características.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
El almacenamiento externo del electrolito permite un ajuste de potencia y energía independiente en aplicaciones específicas	Riesgos de fuga de las soluciones ácidas
Elevada eficiencia de conversión	Necesidad de sensores, bombeo y mecanismos de gestión del flujo, que subirán el coste de mantenimiento
Vida útil elevada	Membrana y recipiente de almacenamiento del electrolito con coste elevado

Tabla 5: Ventajas y desventajas de baterías de flujo (IRENA, 2017)

3.2.2.3. Baterías de sulfuro sódico, NaS

Pertenece al grupo de las llamadas baterías de alta temperatura, que emplean dos compuestos líquidos activos y uno cerámico sólido. En este caso concreto, las baterías de sulfuro sódico han sido ampliamente empleadas en países como Japón, que cuenta con más de 300 MW instalados. En este sentido, esta tecnología presenta una alta densidad energética comparada con las redox y las de plomo ácido, lo que conlleva a disponer de sistemas compactos, incluyendo su uso a gran escala. Presentan el beneficio añadido de soportar descargas de largas duraciones.

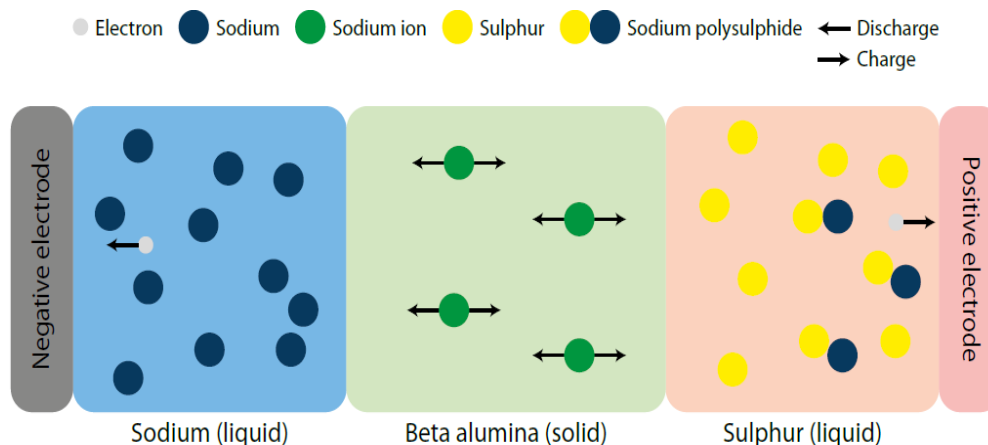


Figura 26: Esquema de funcionamiento de las baterías de NaS (IRENA, 2017)

Esos sistemas pueden alcanzar los 5000 ciclos, aunque se han desarrollado algunos que son capaces de llegar a los 10 000. Además, no emplean componentes tóxicos, por lo que son reciclables a casi el 99%.

3.2.2.4. Batería de níquel cadmio, NiCd

Este tipo de batería emplea hidróxido de níquel y cadmio metálico como electrodos, y una solución acuosa alcalina como electrolito. Esta tecnología suele disponer de una fiabilidad elevada y, por tanto, un nivel de mantenimiento relativamente bajo. Sin embargo, el cadmio y el níquel son metales tóxicos que, por tanto, conllevan un riesgo intrínseco para el medio ambiente. Además, tiene un elevado efecto memoria, esto es, su capacidad de carga puede verse afectada en gran medida si la batería se recarga continuamente después de que haya sido parcialmente descargada.

3.2.3. Baterías de ion-litio

Estas baterías fueron implementadas en primer lugar por Sony en 1991 y desde ese momento se ha seguido investigando y mejorando esta tecnología. Se basa en la elevada reactividad del litio puro, pues tiende a separarse su electrón formando un ion de litio Li^+ . Sin embargo, al encontrarse en un óxido metálico es bastante estable.

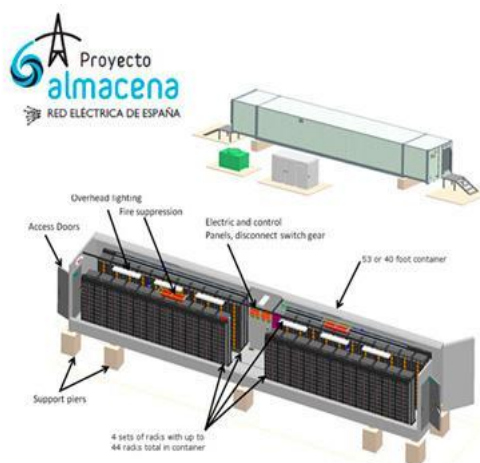


Figura 27: Proyecto Almacena. Iniciativa creada por Red Eléctrica de España para la promoción del almacenamiento mediante baterías de Ion-Litio (Red Eléctrica de España, 2013)

En este sentido, lo que se busca en este tipo de baterías es separar el átomo de litio del óxido donde se encuentra su posición estable y guiar al electrón a través de un circuito externo. Así,

el cátodo se conforma por un óxido de litio y el ánodo normalmente es grafito. Estos dos electrodos se separan mediante un electrolito, de forma que a través de este solamente pueden pasar los iones de litio, forzando así que los electrones los alcancen mediante otro camino, que será el circuito externo.

Por tanto, cuando aplicamos tensión a una batería de iones de litio, los electrones se verán atraídos por el terminal positivo desplazándose hacia el ánodo mediante un circuito externo, mientras que los iones lo harán a través del electrolito. Así, la batería estará cargándose. Al contrario, cuando se retira la fuente de tensión, al encontrarnos en un estado inestable como hemos comentado anteriormente, los iones volverán al óxido de metal a través del electrolito y, por su parte, los electrones a través del circuito externo.

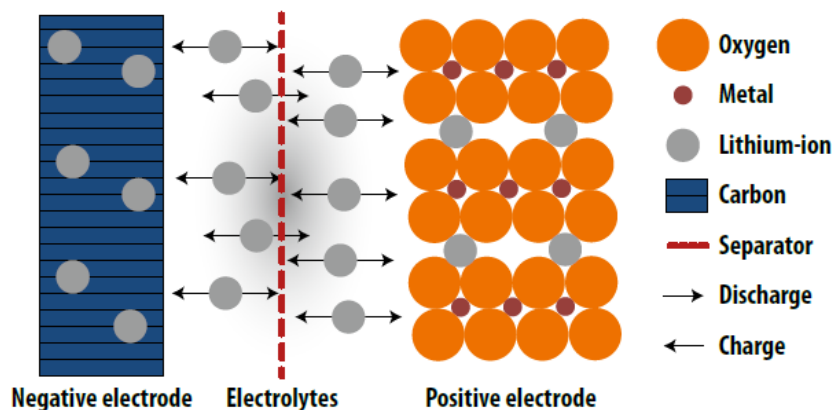


Figura 28: Componentes principales y estructura general de las baterías de iones de litio (IRENA, 2017)

Las baterías de iones de litio presentan una elevada energía específica, además de alta densidad energética y de potencia, en relación con el resto de tecnologías de baterías recargables. También destacan por su alta capacidad de descarga y elevada eficiencia, larga vida útil y baja tasa de autodescarga. Existen numerosas disposiciones y variedades de estas baterías, en función del óxido de litio que contengan en el cátodo. En la Figura 29, se muestra una clasificación de las diferentes variantes actuales para estas baterías, señalando sus principales ventajas y desventajas, además de su desempeño en diferentes aspectos señalados para los sistemas de almacenamiento energético (densidad energética, vida útil, entre otros).

Un problema que puede darse en esta tecnología parte de la posibilidad de liberar oxígeno a partir del calentamiento del óxido de litio que está en el cátodo. Esto puede derivar en fugas y, más adelante, en la autoinflamación de la batería. Además, a pesar de ser un efecto

intrínseco del funcionamiento de esta tecnología, puede aparecer también debido a factores externos como las condiciones climáticas de la instalación, sobrecargas, entre otros. Sin embargo, estos sistemas suelen tener elementos de control de temperatura y, en definitiva, de operación del almacenamiento.

Es evidente que su elevada densidad energética y alta energía específica han provocado que sea un elemento esencial en los elementos electrónicos móviles, como los smartphones, los ordenadores portátiles, y ahora altamente desarrollado en automoción de la mano de Tesla. Sin embargo, la tendencia a la baja de los costes de las baterías de iones de litio la hacen una alternativa cada vez más económica para los usos estáticos y de mayor escala, como el de nuestro caso.

Key active material	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminium	lithium iron phosphate	lithium titanate
Technology short name	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cathode	$\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_{1-x-y}\text{O}_2$	LiMn_2O_4 (spinel)	LiNiCoAlO_2	LiFePO_4	variable
Anode	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$
Safety					
Power density					
Energy density					
Cell costs advantage					
Lifetime					
BES system performance					
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> -good properties combination -can be tailored for high power or high energy -stable thermal profile -can operate at high voltages 	<ul style="list-style-type: none"> -low cost due to manganese abundance -very good thermal stability -very good power capability 	<ul style="list-style-type: none"> -very good energy and good power capability -good cycle life in newer systems -long storage calendar life 	<ul style="list-style-type: none"> -very good thermal stability -very good cycle life -very good power capability -low costs 	<ul style="list-style-type: none"> -very good thermal stability -long cycle lifetime -high rate discharge capability -no solid electrolyte interphase issues
Disadvantages	<ul style="list-style-type: none"> -patent issues in some countries 	<ul style="list-style-type: none"> -moderate cycle life insufficient for some applications -low energy performance 	<ul style="list-style-type: none"> -moderate charged state thermal stability which can reduce safety -capacity can fade at temperature 40-70°C 	<ul style="list-style-type: none"> -lower energy density due to lower cell voltage 	<ul style="list-style-type: none"> -high cost of titanium -reduced cell voltage -low energy density

Figura 29: Tabla representativa para comparar las variantes de las baterías de iones de litio (IRENA, 2017)

Con respecto a los costes para esta tecnología, también variarán en función del cátodo empleado. Actualmente, las de titanio presentan un mayor rango de precios. En la Figura 30, se distinguen los intervalos en los que se mueven las diferentes características para las baterías de iones de litio.

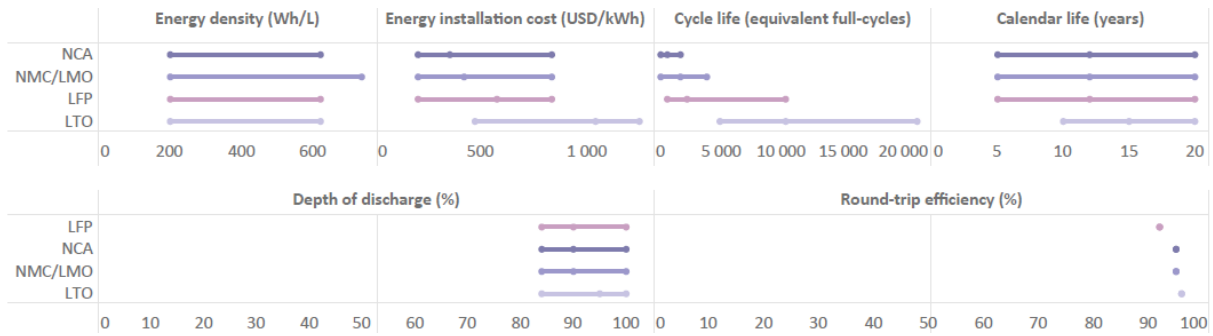


Figura 30: Valores para las principales características de las baterías de iones de litio (IRENA, 2017)

En este mismo estudio elaborado por IRENA en 2017, se hace una previsión de la evolución para estas mismas características de las baterías de iones de litio, evaluando y mostrando también la evolución esperada para el coste de las mismas. En este sentido, en la Figura 31 se muestra dicha evolución para las distintas tecnologías de batería de iones de litio para el horizonte de los próximos 10 años, esto es, hasta 2030.

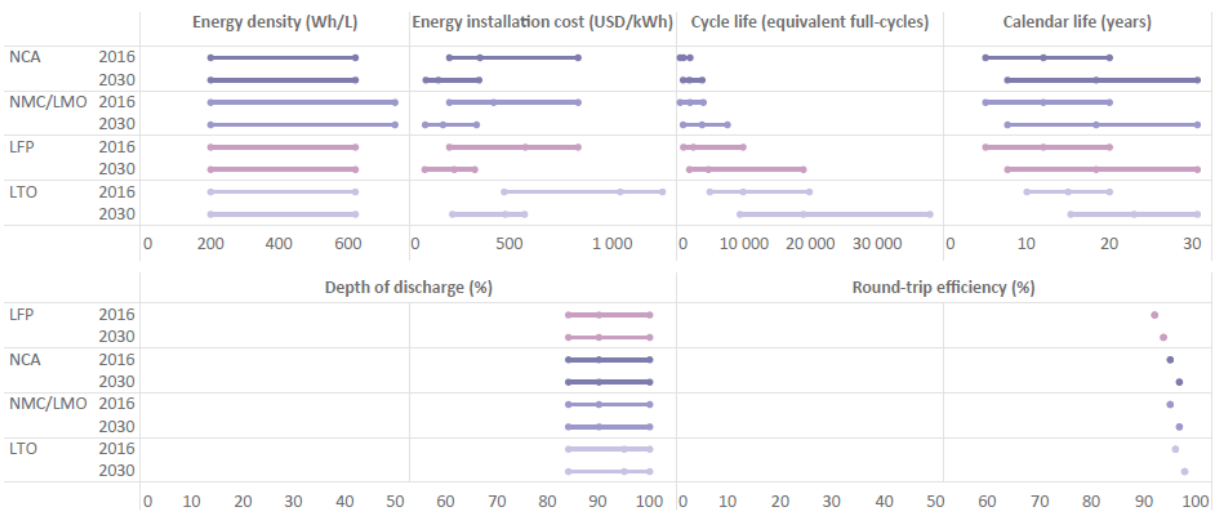


Figura 31: Evolución de las principales características de las baterías de iones de litio (IRENA, 2017)

Con respecto a la tendencia de los costes, también se elabora una representación que muestra el potencial de reducción del mismo en función del que presenta cada componente de la batería, esto es, la mejora en el proceso de fabricación, el material empleado, entre otros. Se realiza concretamente para la tecnología que emplea como cátodo el LiFePO_4 (litio hierro-fosfato). Esta tendencia es generalmente extrapolable para el resto de variantes.

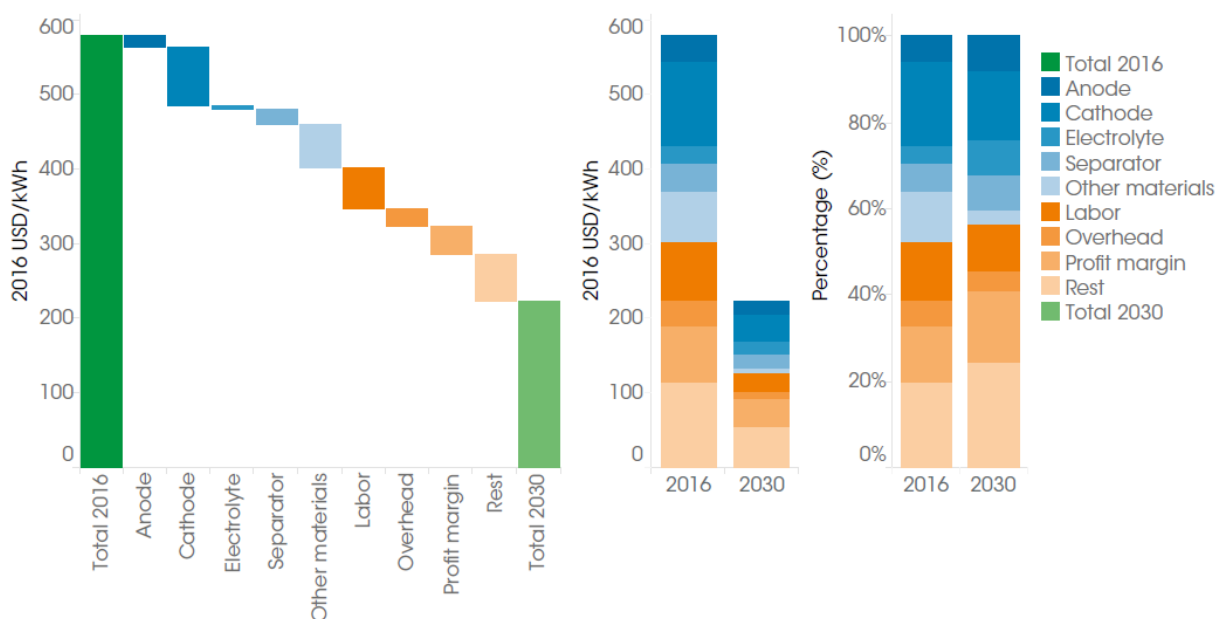


Figura 32: Potencial de reducción de los costes para una batería de iones de litio con cátodo de LiFePO₄ en función de sus diferentes componentes (IRENA, 2017)

La elección de las baterías de iones de litio como sistema de almacenamiento para este proyecto está fundamentada en gran medida por su evolución de mercado, esto es, el gran potencial de reducción de precios que presenta, además de todas las características que hemos comentado en las que destaca y se presenta como una tecnología altamente competitiva en el futuro.

3.2.4. Comparativa de los tipos de almacenamiento energético

En este apartado vamos a ser capaces de ver de manera global las principales características de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento energético, enfrentados unos con otros, sirviendo este proceso como base para la selección final de la tecnología de almacenamiento energético que va a emplearse en este trabajo.

La primera comparativa que se hace es en función del tiempo de descarga de cada tecnología frente al tamaño de la planta o, dicho de otra forma, la potencia del sistema en cuestión. Aquí, aparecen tres grandes grupos que dependerán de este último factor (Figura 33), dividiendo la aplicación de las tecnologías en aquellas que se disponen para garantizar la calidad de suministro de energía eléctrica (*Uninterruptible power supply, power quality*), otras que se emplean para el apoyo a las redes de transporte y distribución (*Transmission & distribution*

grid support, load shifting) y, finalmente, las que se disponen para la gestión de grandes cantidades de energía (*Bulk power management*).

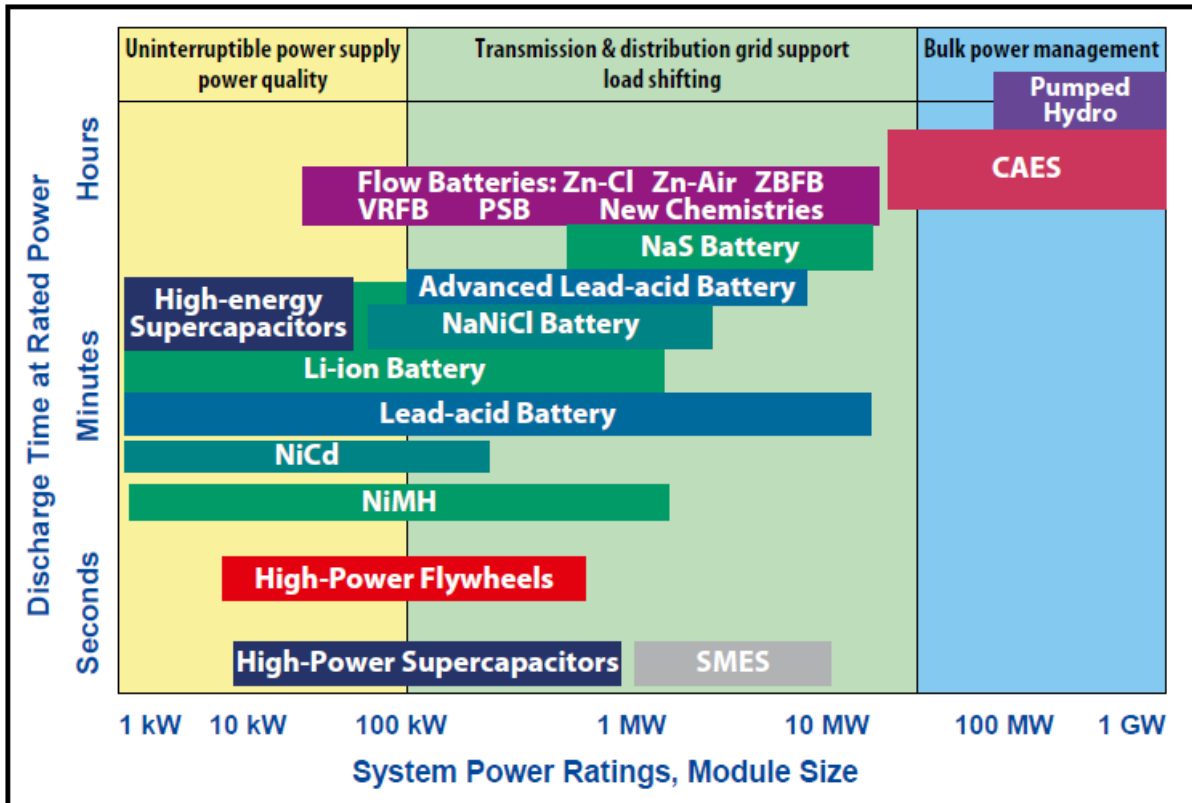


Figura 33: Comparativa de sistemas de almacenamiento según la potencia instalada y el tiempo de descarga (IRENA, 2017)

También podemos hacer otra nueva distinción basándonos en la densidad energética y de potencia de cada tecnología. Aquí podemos ver por qué las baterías de iones de litio se venían usando hasta ahora para la mayoría de los dispositivos electrónicos. Veremos también como pierden notablemente el bombeo hidráulico y el almacenamiento mediante aire comprimido.

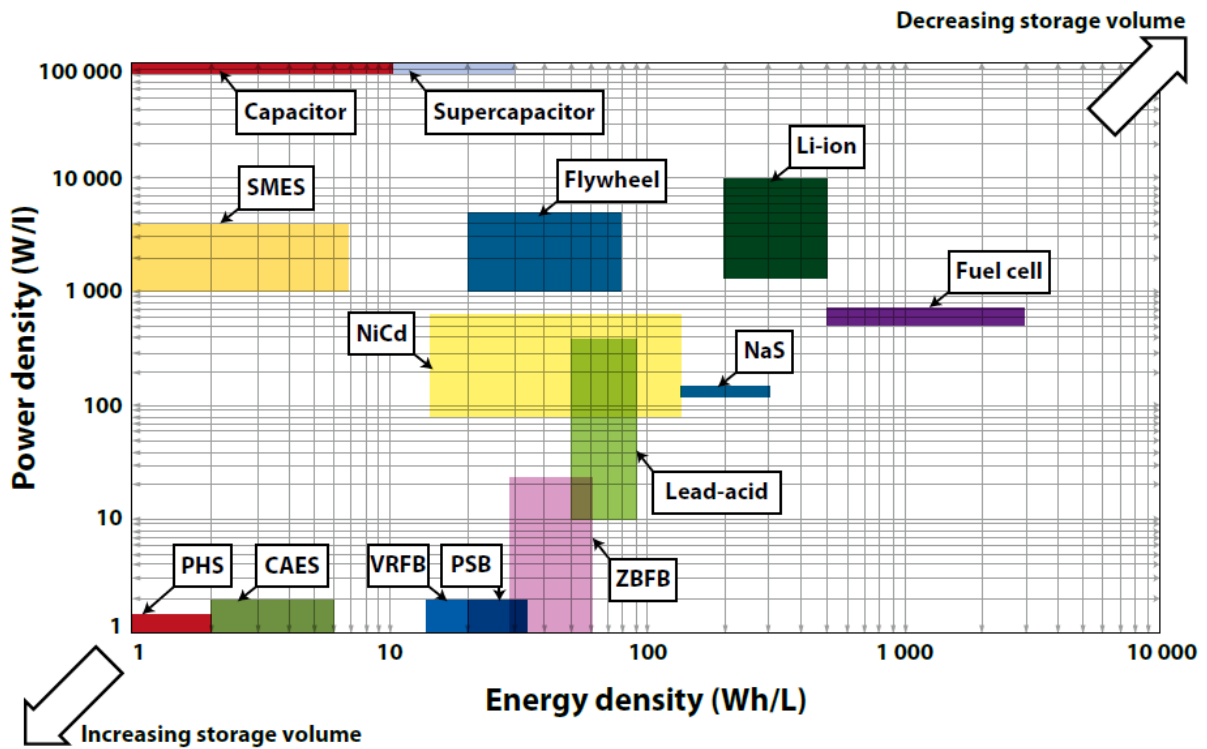


Figura 34: Comparativa en función de la densidad energética y de potencia (IRENA, 2017)

Como hemos comentado con anterioridad, los sistemas de almacenamiento energético presentan un abanico de posibilidades, tanto de integración a la red, como de posibles zonas de acceso a la misma. En este sentido, se muestra a continuación una tabla comparativa para las distintas tecnologías que hemos tratado hasta ahora, mostrando su desempeño en función del nivel en el que se conecten a la red.

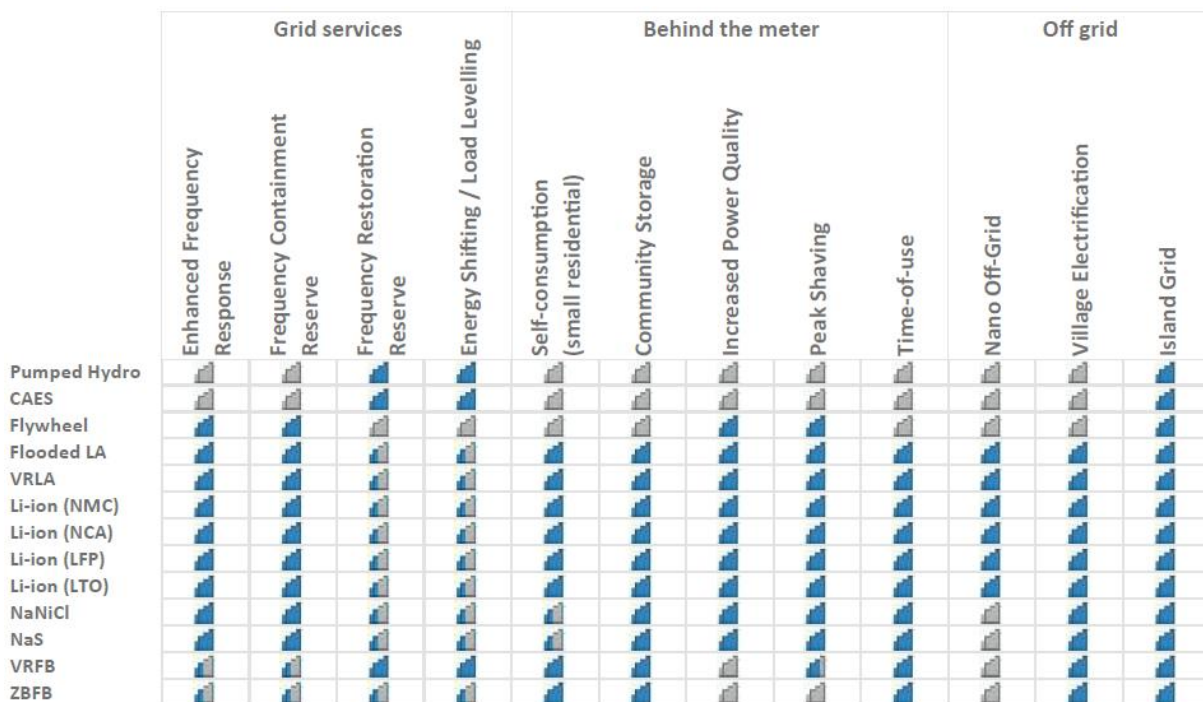


Figura 35: Desempeño de las distintas tecnologías en función de su disposición en el sistema eléctrico (IRENA, 2017)

Podemos ver en esta tabla comparativa que las baterías de iones de litio presentan un desempeño excelente para las diferentes funciones que se representan, excepto para dos que se encuentran esencialmente dominadas por el bombeo hidráulico y el almacenamiento mediante aire comprimido, que son las funciones de restauración de la frecuencia (*Frequency Restoration Reserve*) y el seguimiento de la curva de carga (*Energy shifting / Load Levelling*). Estas aplicaciones se engloban en lo referido a los servicios de ajuste del sistema (control y regulación), donde la implementación de baterías presenta diversos beneficios potenciales en dichos ejercicios de regulación.

En este sentido, a partir de la comparativa realizada en este apartado y las diferentes descripciones planteadas en los apartados anteriores, podemos concluir en que la tecnología de almacenamiento energético basada en baterías de iones de litio presenta un gran potencial de desarrollo y, en consecuencia, reducción de costes. Por esto, vale la pena considerar su inclusión en el sistema eléctrico y la realización de este análisis de viabilidad económica de su desempeño.

En nuestro caso, y a partir de lo anterior, la función más interesante es la posibilidad de aumentar en cierto grado el control de la generación a partir de un recurso tan impredecible como es el viento en la generación eólica.

3.2.5. Papel de las baterías en el sector eléctrico

A partir de lo que hemos comentado en la comparativa anterior, queda claro el hecho de que la mejor tecnología, tanto desde un punto de vista económico, como de desempeño en las funciones que se necesitan, son las baterías de iones de litio. Por este motivo, también es importante aclarar el papel fundamental de las baterías en el sector eléctrico y, lo que es lo mismo, el motivo principal de la realización de este estudio.

Como se ha visto en la evolución de la capacidad instalada y la generación a partir de energía eólica, además de lo que está marcado por los acuerdos a nivel Comunidad Europea y nacionales, la aparición de nuevos parques eólicos en un futuro cercano es algo que va y tiene que suceder. Este hecho provocará, por la propia naturaleza de esta tecnología, un mayor nivel de desacople entre la generación y la demanda, apareciendo así un aumento de los vertidos de energía eléctrica en los parques eólicos y en el sistema en general.

Los sistemas de almacenamiento y, concretamente, las baterías, representan una alternativa con una perspectiva muy elevada de futuro, pues son capaces de reducir considerablemente, sino anular, los vertidos de la red eléctrica ocasionados por la variabilidad del recurso renovable, en general. Por tanto, el motivo principal de su uso y de este estudio reside precisamente en la capacidad de las baterías para aumentar la eficiencia global del sistema con la reducción de los vertidos, y de colaborar de manera activa en el aumento de la cuota de renovables en el mix energético.

3.2.6. Regulación de los sistemas de almacenamiento energético

El almacenamiento de energía no presenta actualmente una regulación específica, como sí lo hacen, por ejemplo, las instalaciones de energías renovables. Sin embargo, este aspecto resulta imprescindible si queremos incentivar su instalación.

La aparición de ciertas primas por la implementación de almacenamiento, un régimen de retribución específico para este tipo de instalaciones y otra serie de incentivos se plantean como

alternativa para promover la instalación de almacenamiento, al igual que se hizo para las energías renovables.

Como se ha dicho con anterioridad, a mayor cuota de renovables en el mercado, mayor frecuencia de los vertidos de energía eléctrica. Esta mayor cuota tiene que llegar por los compromisos marcados a nivel nacional y europeo. Si analizamos un entorno sin almacenamiento energético y con las cuotas que se quieren alcanzar, sería preciso un nivel de potencia instalada renovable mucho mayor al que se necesitaría con el uso de, por ejemplo, baterías. Esto permite aprovechar en mejor medida el recurso renovable, eliminando o reduciendo en gran medida los vertidos.

Por esto, la aparición de incentivos parece necesaria, además de que está justificada por el sobredimensionamiento que habría que llevar a cabo para conseguir la cuota en el mix de generación a partir de fuentes renovables.

4. El sector eléctrico

En este apartado se realiza una descripción de manera general sobre el sector eléctrico español, comentando los aspectos más relevantes del mismo, hasta alcanzar el funcionamiento del mercado eléctrico, que constituye una pieza clave para el entendimiento del estudio posteriormente planteado en este trabajo.

El sector eléctrico está conformado de forma que su objetivo principal es el de garantizar el suministro eléctrico y adecuarlo a las necesidades de los consumidores que intervienen en él, en términos de eficiencia, seguridad, calidad, objetividad, transparencia y al mínimo coste.

Como hemos comentado anteriormente, está regulado por la Ley 24/2013, donde se especifican una serie de características del sector, entre las que se encuentran las actividades y los sujetos que intervienen, así como el funcionamiento y la sostenibilidad del sistema. Estos aspectos se comentan más adelante a lo largo de esta sección del documento.

4.1. Actividades destinadas al suministro eléctrico

Antes de realizar la clasificación de las diferentes actividades que podemos encontrar, es necesario destacar que algunas de ellas serán reguladas y otras están liberalizadas dentro del sector. Esto surge debido a que la explotación de las redes está sujeta a diversas economías de escala, haciendo que mantengan un carácter de monopolio natural y, por tanto, resulta ineficiente la introducción de otras compañías a modo de competencia.

En este sentido, podemos diferenciar como actividades reguladas aquellas que se encuentran bajo un marco económico y jurídico regulado, como su nombre indica (transporte y distribución). Por otra parte, las actividades liberalizadas serán desempeñadas por empresas que actúen bajo libre competencia (generación y comercialización).

A partir del artículo 1.2 de la Ley 24/2013, podemos distinguir las siguientes actividades dentro del sector como aquellas que están destinadas al suministro de energía eléctrica:

- Generación.
- Transporte.
- Distribución.
- Servicios de recarga energética.
- Comercialización.
- Intercambios intracomunitarios e internacionales.
- Gestión económica del sistema.
- Gestión técnica del sistema.

4.2. Sujetos

Para llevar a cabo las actividades comentadas en el apartado anterior, el artículo 6 de la Ley 24/2013 realiza la distinción de los sujetos mediante los cuales éstas serán desarrolladas (Energía y Sociedad, 2014):

- a) Productores: personas físicas o jurídicas encargadas de generar energía eléctrica, de la misma manera que de construir, operar y mantener dichas instalaciones de producción.

- b) Operador del mercado: se trata de la sociedad mercantil encargada de las funciones relativas a la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de electricidad en el mercado eléctrico. El operador designado para el Mercado Ibérico diario y los intradiarios es OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.).
- c) Operador del sistema: sociedad mercantil encargada de garantizar el suministro de energía eléctrica mediante la coordinación del sistema de producción y transporte. En España está designada la empresa Red Eléctrica de España.
- d) Transportista: es la sociedad mercantil cuya función es la de transportar la electricidad, en la misma línea que la de construir, mantener y maniobrar dichas instalaciones de transporte. Se fijará la misma sociedad que actúe como operador del sistema para estas funciones.
- e) Distribuidores: consisten en las sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios cuya función es la de distribuir la energía eléctrica, construyendo, manteniendo y operando dichas instalaciones de distribución, cuya finalidad no es otra que la de colocar la energía en los puntos de consumo. Además, los distribuidores serán los propios gestores de las redes de distribución que estos operen.
- f) Comercializadores: serán las sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios que se encarguen de adquirir una cantidad de energía para su posterior venta de cara a los consumidores, en definitiva.
- g) Consumidores: las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo y para desempeñar la actividad de servicios de recarga energética a vehículos.

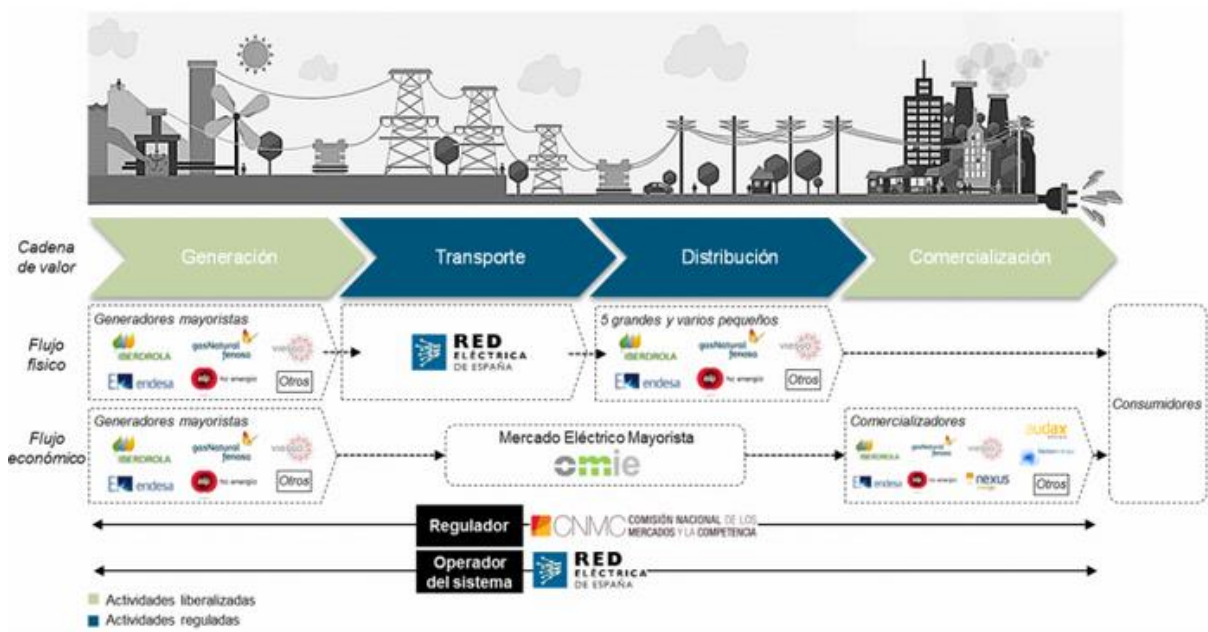


Figura 36: Representación de los diferentes flujos del sector eléctrico, así como los principales sujetos encuadrados en la actividad que desempeñan (Energía y Sociedad, 2014)

4.3. El mercado eléctrico

El Mercado de Producción de energía eléctrica está conformado a su vez por el Mercado diario, Mercado intradiario, Mercados a plazo y Mercado de servicios de ajuste, incluyendo también los contratos bilaterales (OMIE, 2020). Los dos primeros son gestionados por OMIE, y deberán seguir las Reglas de Funcionamiento del Mercado, donde se fijan los procedimientos y condiciones de carácter general que deberán llevarse a cabo para el desarrollo eficaz de los mismos, regulándose su gestión económica y la participación de los sujetos que ejecutan las actividades de suministro eléctrico.

4.3.1. El mercado diario

El objeto principal de este mercado es el de ejecutar las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente de su celebración mediante la gestión de las ofertas de venta y compra de energía eléctrica efectuadas por parte de los agentes que intervienen en el mercado. Para poder adquirir las condiciones de vendedores y compradores, los agentes deberán adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado a través de un Contrato de Adhesión (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A., 2020).

Este mercado se celebra todos los días a las 12:00 CET, fijándose un precio y una cantidad de energía para las 24 horas del día siguiente, a través del cruce de la curva de oferta y la de demanda. En este sentido, cada tramo del mercado será asignado a una hora natural del día, dentro de los cuales se tendrán una serie de ofertas de compra y de venta. De esta manera, se consigue conformar una curva de oferta y otra de demanda, mediante las cuales se ejecutará el proceso de casación, que se detalla más adelante. Dichas ofertas serán presentadas al OMIE, que es el único NEMO asignado en España.

Ahora vamos a centrarnos en las ofertas de venta, mediante las cuales se conforma la curva de oferta para cada sesión del mercado diario. Es necesario entender que, para el correcto funcionamiento de este sistema, los vendedores deben ofertar en función de sus costes de oportunidad, y no de sus costes variables. En este sentido, si evaluamos con más detalle dicha curva, veremos que aquellas tecnologías con un coste de oportunidad casi despreciable se encuentran al precio más bajo posible. Aquí suelen ubicarse tecnologías como la eólica, pues el coste en el que incurriría si quisiera producir en otro momento determinado es prácticamente nulo, dado que el recurso empleado es gratuito. Podemos entender este coste de oportunidad como los ingresos a los que se renuncian por el hecho de producir en ese instante determinado.

De la misma manera, las ofertas situadas en la parte más alta de la curva serán aquellas propuestas por tecnologías como hidráulicas regulables, por el mismo principio del coste de oportunidad (renuncia a la opción de generar en otro instante futuro en el que el precio del mercado sea mayor).

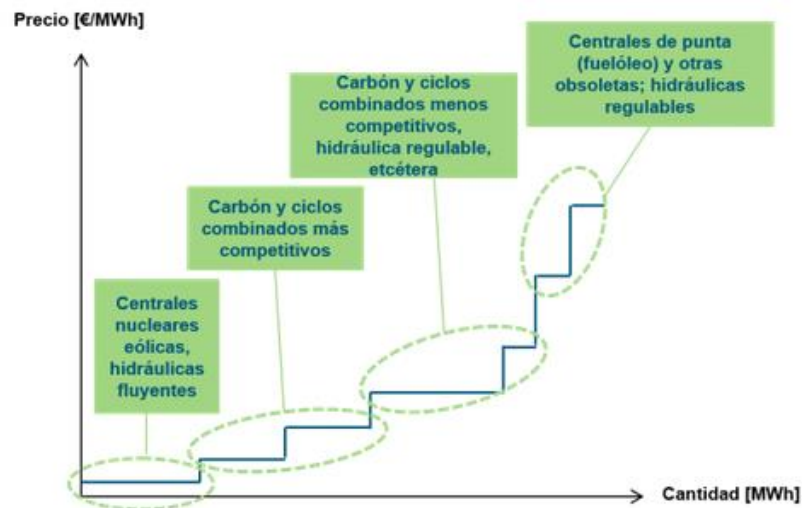


Figura 37: Composición de la curva de oferta (Energía y Sociedad, 2014)

Las ofertas de venta que realizan los productores de energía eléctrica podrán ser simples o incorporar ciertas condiciones complejas, en función de su contenido. Las ofertas simples se refieren a aquellas que representan un precio y una cantidad de energía para una sesión concreta del mercado. Sin embargo, las ofertas con condiciones complejas hacen referencia a aquellas que cumplen con las características de las simples, añadiendo una o varias condiciones técnicas o económicas. Estas condiciones son las que se muestran a continuación (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A., 2020):

- Condición de indivisibilidad: permite fijar para el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento, pudiendo ser únicamente dividido mediante la aplicación de reglas de reparto en el caso de que el precio sea distinto de cero.
- Gradiente de carga: permite limitar la diferencia máxima de energía en una hora y la de la siguiente de la unidad de producción en cuestión, lo que sirve para evitar cambios bruscos en dichas unidades cuando técnicamente no pueden seguirlos.
- Condición de ingresos mínimos: la unidad de producción no entrará en la casación si no se supera un valor mínimo fijado.
- Condición de parada programada: esta condición permite que la unidad de producción realice una parada programada de un tiempo máximo de tres horas si ha sido retirada de la casación debido a la condición de ingresos mínimos anterior.

Si nos centramos ahora en la curva de demanda, conformada por las ofertas de compra, se distingue cómo una parte de los compradores, especialmente las comercializadoras de Gestión de un parque eólico mediante baterías de Ion-Litio

referencia y otras comercializadoras, ofertan su compra al precio máximo permitido de 180 €/MWh (Energía y Sociedad, 2014). Esta práctica tiene su fundamento en asegurar que los consumidores a los que venden la energía vayan a percibirla, pues estas acabarán pagando el precio resultante de la casación, y no el máximo que han ofertado.

Luego aparecerán otra parte de consumidores que estarán dispuestos a comprarla solamente si su precio está por debajo de un determinado valor, como, por ejemplo, algunas centrales de bombeo, que solamente realizarán la compra en los períodos de precios bajos.

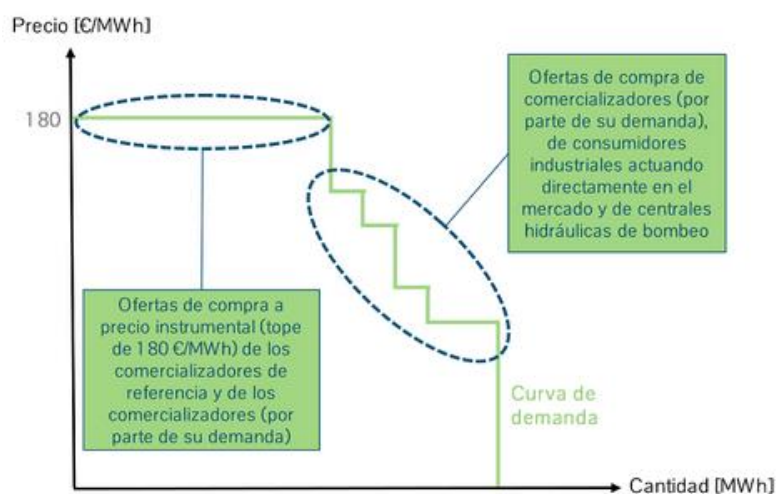


Figura 38: Composición de la curva de demanda (Energía y Sociedad, 2014)

Una vez se tienen ambas curvas, el OMIE procede a la determinación del precio y de la cantidad de energía que será comprada y vendida en la sesión correspondiente del día en cuestión. De esta manera, aparece lo que se denomina como casación. Este proceso consiste en el cruce de la curva de oferta y de demanda agregadas que han sido previamente montadas. De esta forma, cuando se lleva a cabo dicho cruce, el punto relacionará un precio con una cantidad de energía, que será la que se comercializará en esa sesión. Este proceso se lleva a cabo mediante un algoritmo denominado EUPHEMIA.

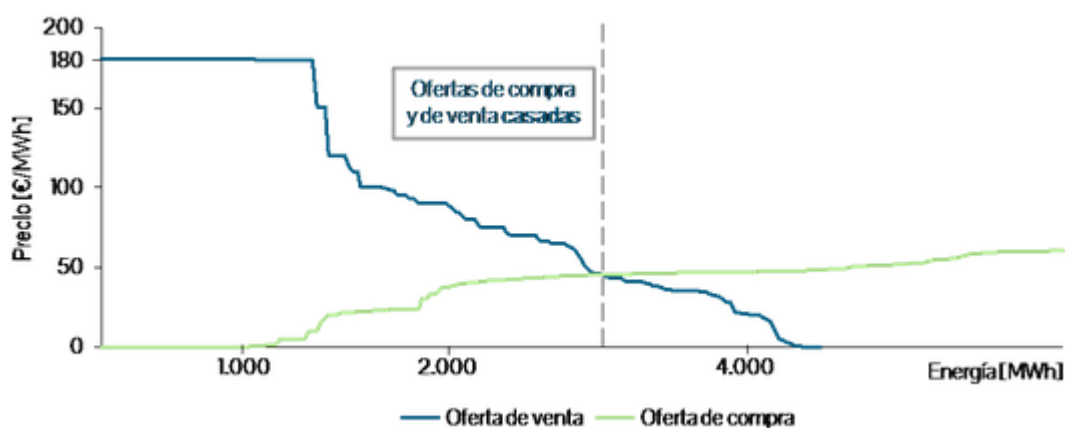


Figura 39: Resultado de la casación de las curvas de oferta y demanda (Energía y Sociedad, 2014)

4.3.2. El mercado intradiario

Una vez concluido el mercado diario, aparece el mercado intradiario, donde los agentes que intervienen podrán volver a realizar las transacciones de compra y venta con la energía eléctrica. Este proceso puede llevarse a cabo de manera continua o en diferentes sesiones, que se celebran ciertas horas antes de la hora real a la que estará asignada el precio y la cantidad (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S. A., 2020).

Estos constituyen una gran herramienta para la realización del ajuste de la casación a las necesidades reales. De esta forma, se compone mediante seis sesiones de subastas llevadas a cabo en el MIBEL y un mercado continuo europeo. Las subastas suelen presentar precios similares a los que han resultado de la casación en el mercado diario, y se permite el reajuste de los compromisos hasta cuatro horas antes de la hora real en cuestión.

	SESIÓN 1ª	SESIÓN 2ª	SESIÓN 3ª	SESIÓN 4ª	SESIÓN 5ª	SESIÓN 6ª
Apertura de Sesión	14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	9:00
Cierre de Sesión	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Casación	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Publicación del programa acumulado (PIBCA)	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Publicación PHF de los OSs	16:20	18:20	22:20	2:20	5:20	10:20
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	24 horas (1-24 D+1)	28 horas (21-24 y 1-24 D+1)	24 horas (1-24 D+1)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	12 horas (13-24)

Figura 40: Horarios para las seis sesiones del mercado intradiario (OMIE, 2020)

4.3.3. El mercado de servicios de ajuste

Cuando hablamos del mercado de servicios de ajuste, nos referimos a aquel que es organizado por el operador del sistema (Red Eléctrica de España), que aparece en el muy corto plazo, esto es, desde unas pocas horas hasta pocos minutos antes del despacho. Aquí, los generadores ofrecen una serie de servicios que resultan necesarios para mantener el equilibrio del sistema eléctrico.

Aparecen diferentes conceptos dentro de este mercado, que son los que se muestran a continuación (Energía y Sociedad, 2014):

- **Gestión de restricciones técnicas:** se resuelven posibles congestiones ocasionadas por las limitaciones que plantea la red de transporte y distribución, en función de la programación de despacho que se haya realizado para el día siguiente. El operador del sistema analiza dicho programa mediante modelos de flujo de red y determinados algoritmos que simulan el estado del sistema, y resuelve las posibles congestiones, de forma que modifica el programa pactado en el mercado diario.
- **Gestión de servicios complementarios:** estos presentan un enfoque más a tiempo real. Son ofrecidos por los generadores del sistema eléctrico. Estos servicios se fundamentan en la fiabilidad del suministro eléctrico, pues se encargan de resolver los desequilibrios de generación y demanda en tiempo real. Podemos distinguir tres servicios principales, a partir de lo definido en el PO 1.5 “Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia – potencia”:
 - **Regulación primaria:** margen de potencia en que los generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia. Este tipo de regulación está pensada para un período de tiempo muy corto (debe alcanzar la respuesta en un máximo de 30 segundos). Este servicio es de prestación obligatoria y no está retribuido.
 - **Regulación secundaria:** se refiere al margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema eléctrico puede actuar de manera automática y en ambos sentidos. Se determina por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los generadores sometidos a esta regulación. Este margen de potencia, para cada sentido, se conoce como

banda de regulación secundaria a subir o a bajar. Este servicio se presta por las zonas de regulación (gestionadas por un AGC, es decir, un sistema de Control Automático de Generación) en respuesta a los requerimientos del RCP (Regulación Compartida Peninsular, conocido como regulador maestro). Este servicio se retribuye a través de la oferta de la banda de cada productor, constituyendo uno de los principales costes de los servicios de ajuste.

- Regulación terciaria: tal y como indica su nombre, constituye el tercer nivel de regulación y aparece después de la secundaria, que termina a los 15 minutos desde que comienza el desequilibrio entre generación y demanda. Se entiende como aquella variación máxima de potencia a subir o bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizadada en un tiempo inferior a 15 minutos y mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con el objetivo de reconstituir la reserva de regulación secundaria.
- Gestión de desvíos: se trata del mecanismo empleado por Red Eléctrica de España para resolver los desequilibrios que aparezcan entre oferta y demanda que se identifiquen unas horas antes del despacho, una vez celebradas las sesiones del mercado intradiario.

No debemos olvidar que los sistemas de almacenamiento (las baterías de Ion-Litio en nuestro caso) representan un gran activo con respecto a los servicios de ajuste del sistema eléctrico. De esta forma, esta puede valorarse como una alternativa de fuente de ingresos a partir de las baterías, además de la venta de energía convencional en el mercado eléctrico (como se plantea en este estudio). El margen de variación de potencia dependerá de cada planta, de su capacidad de generación y almacenamiento, y de cómo se plantee la distribución de los flujos de energía eléctrica que allí se generan.

5. Estudio de viabilidad

A lo largo de este punto del trabajo se desarrollan las consideraciones empleadas para la realización de la simulación mediante la cual obtendremos resultados sobre la implementación del sistema de almacenamiento que consiste en baterías de iones de litio, tal y como se concluye en el Anexo I.

A partir de dichos parámetros, seremos capaces de obtener conclusiones sobre la viabilidad de su disposición. Esta alternativa se está viendo ya ejecutada por grandes empresas, tanto a nivel nacional como mundial. Por ejemplo, IBERDROLA planea la disposición de baterías de Ion-Litio, con una potencia nominal de 12 MW, en el sur de Tenerife, que compartirá la generación de tres parques eólicos (propiedad de esta misma compañía): Ifara (21 MW), El Vallito (13,125 MW) y Tarajales (13,5 MW).

En el estudio se realiza una evaluación del desempeño del sistema de baterías, tanto desde un punto de vista económico como energético. Se desarrollan dos modelos que simulan el comportamiento del parque de generación con el sistema de almacenamiento, para luego dar como outputs indicadores económicos que permiten analizar la rentabilidad del proyecto. Este estudio, por tanto, servirá de base o de guía para otras empresas que estén interesadas en emplear la alternativa de las baterías de Ion-Litio en un parque de generación eólica, pues mostrará la rentabilidad que se puede obtener según las características del parque y del almacenamiento.

El desarrollo más detallado del estudio se puede consultar en el Anexo I de este trabajo. Aquí se realiza la explicación y el fundamento de las consideraciones tomadas para los cálculos, así como las expresiones que simulan el sistema. Nos centraremos en comentar las características principales y, especialmente, evaluar los resultados que se obtienen con las expresiones del estudio planteadas en dicho Anexo I.

5.1. Descripción del estudio

Para el desarrollo del estudio se plantean dos modelos: uno que simula los flujos de electricidad (modelo físico) y otro los ingresos que este reporta, así como los costes en los que se incurren (modelo económico). Para ello, partimos del esquema que se muestra a continuación, donde la generación parte del parque eólico y toma dos posibles caminos: hacia el sistema de almacenamiento (baterías) o directamente hacia la red eléctrica.

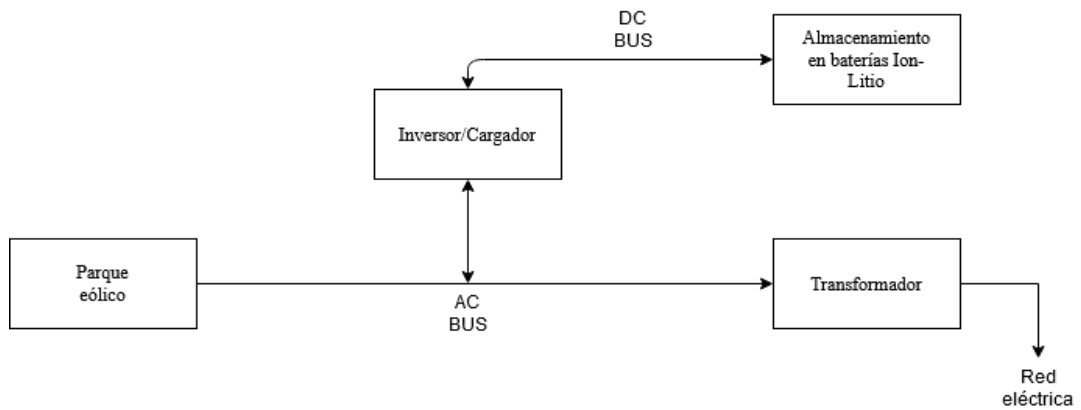


Figura 41: Esquema considerado para el estudio

El camino que va a tomar el flujo de electricidad se distingue en función de 4 períodos o intervalos propuestos a lo largo del día (habrá 4 divisiones de las 24 horas que dura un día), limitados por unas horas concretas. Dichos límites se definen a partir de una evaluación realizada a la curva de consumo media diaria y la de precios del mercado diario, como se detalla en la explicación del modelo físico más adelante.



Figura 42: Ubicación del parque eólico (Visor Grafcan)

Antes que nada, debe definirse el parque de generación eólica (Figura 42). Se toma como referencia un parque situado en las coordenadas que se muestran en la Tabla 6, con una potencia nominal de 10 MW. Se conforma por 4 aerogeneradores GAMESA G114/2500, de 2500 kW cada uno. Mediante la definición de los generadores, podemos emplear su curva de potencia para obtener la generación con frecuencia horaria, a partir de los datos de viento sacados de un TMY (*Typical Meteorological Year*) con intervalo 2007-2016.

Latitud (°)	28,12
Longitud (°)	-16,5
Rugosidad del terreno (m)	0,1
Aerogenerador	GAMESA G114/2500
Potencia nominal aerogenerador (kW)	2500
Potencia nominal del parque (MW)	10

Tabla 6: Ubicación del parque y potencia de los aerogeneradores

5.1.1. Modelo físico

El modelo físico del estudio define la circulación de la electricidad en el sistema, esto es, define la prioridad de los caminos que tomará la energía (hacia las baterías, desde las baterías y hacia la red eléctrica). Esta decisión se basa en la determinación de los períodos que conforman la curva de demanda del sistema eléctrico y los precios del mercado diario (Rodolfo Dufo-López, 2008).

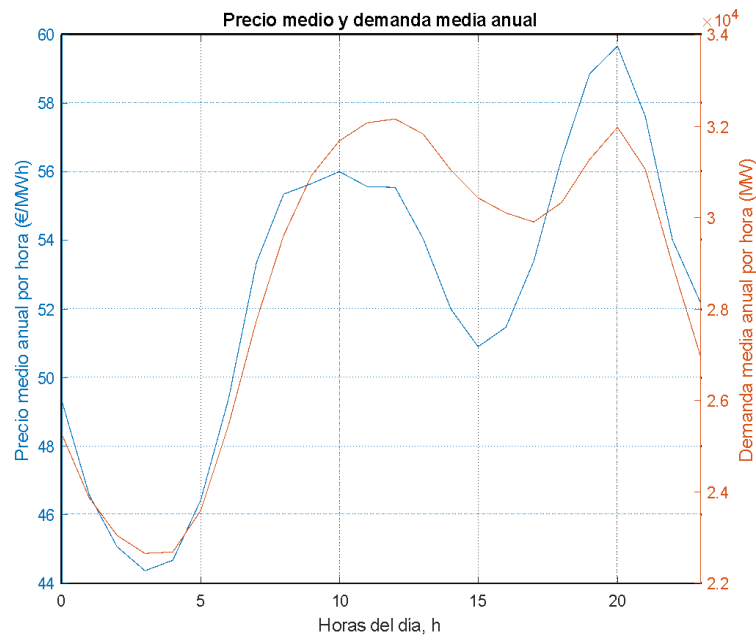


Figura 43: Curva de demanda media y de precios medios anuales

Si nos centramos en la curva de demanda (derecha), podemos ver dos zonas de valle claramente distinguidas. Estas corresponderán a los períodos A y C. A su vez, las otras dos zonas de pico conformarán los períodos B y D. En la siguiente imagen se distingue su distribución orientativa.

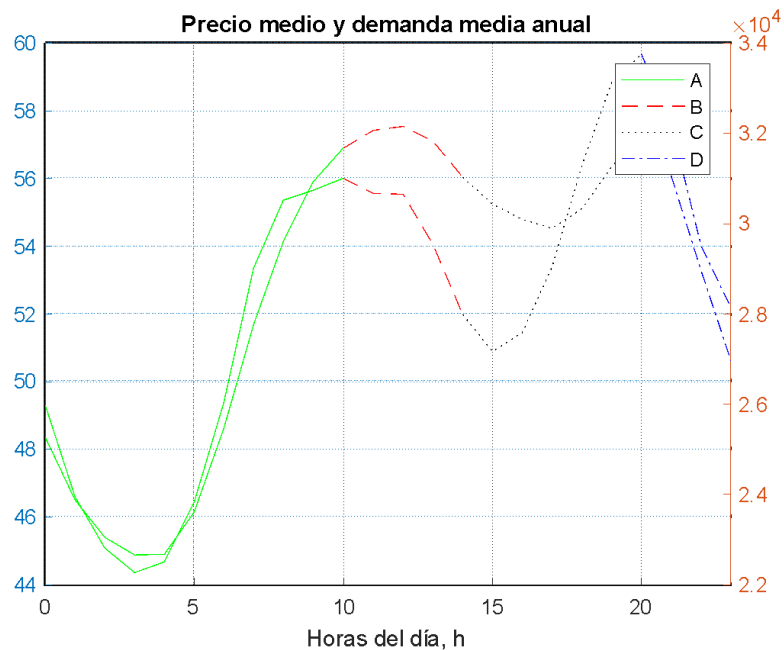


Figura 44: Distribución orientativa de los intervalos

Debemos destacar que los picos y los valles representados por cada período para la demanda coinciden con los de precio de venta de la energía. Al ser uno de los objetivos del estudio la evaluación de la rentabilidad, esta coincidencia será la base de la definición de los límites de cada período.

De esta forma, los períodos A y C priorizarán el flujo hacia el sistema de almacenamiento, pues coinciden con las horas en las que el precio de venta es inferior, además de que la demanda también lo es. De esta forma, nos aseguramos de que los vertidos se reduzcan en la mayor medida posible, pues si el sistema no es capaz de soportar la generación del parque, se estará almacenando esta energía para luego inyectarla en otro momento que sí la soporte (los períodos de pico).

En esta misma línea, los períodos B y D priorizarán el flujo directo hacia la red eléctrica, tanto desde la energía que se ha almacenado en las baterías, como de los aerogeneradores. De esta forma, y sabiendo que el sistema será capaz de aceptar la energía, inyectamos cuando mayor precio de venta hay en el mercado, aumentando así los beneficios en este sentido (Rodolgo Dufo-López, 2008).

5.1.2. Modelo económico

Una vez se define el modelo físico, este nos dará los resultados de los flujos de electricidad que se tienen en el sistema, en función de la potencia que se ha generado a lo largo del año, así como de la distinción realizada para cada período priorizando el flujo hacia las baterías o directamente a la red eléctrica. En el modelo económico, se da un paso más asignando al sistema una serie de parámetros que se dividen esencialmente entre ingresos y costes.

Ahora se busca evaluar la rentabilidad de la inversión realizada con el sistema de almacenamiento. Para ello, el criterio que se emplea es la realización de una comparativa del VAN (Valor Actual Neto) para el sistema sin las baterías con el que se obtendría si finalmente se implementan. Esto nos dirá si la alternativa es competitiva, pues el retorno de la inversión es uno de los parámetros más importantes que la define.

En este sentido, se asignarán una serie de costes a ambos planteamientos (con y sin almacenamiento). Los costes contemplados serán los de adquisición de los componentes

necesarios en la instalación (aerogeneradores, baterías, sistema inversor/cargador) y los costes derivados de la operación y mantenimiento.

De la misma forma, será necesario definir los ingresos que se obtienen en el modelo. Estos ingresos residen básicamente en la retribución obtenida por la venta de energía. Aquí influirá la distribución de los períodos para un mayor aprovechamiento de las horas en las que el precio es más elevado. También se incluye un término referido a la retribución por los servicios de ajuste del sistema, que se incluirían dentro de los ingresos asociados al sistema que presenta las baterías, al ser capaz de ofertar una determinada banda de regulación.

Sin embargo, este término derivado de los servicios de ajuste se dispone como algo complementario, pues el estudio está más centrado en los ingresos obtenidos mediante la venta en el mercado eléctrico, que es de dónde se disponen datos de mayor firmeza. Ante una posible estimación de ingresos anuales por servicios de ajuste, este puede darse también como input del estudio.

5.2. Análisis de los resultados

Una vez alcanzado este punto del estudio, en este apartado se realiza la descripción y el análisis de los resultados obtenidos a partir del mismo. Aquí veremos la influencia que tienen las consideraciones que hemos tomado tanto para el modelo físico como económico.

5.2.1. Datos de partida

Para llevar a cabo el estudio necesitamos una serie de datos de inicio o variables de entrada. Cada uno de los modelos lleva sus inputs característicos, incluyendo desde los costes considerados de adquisición y O&M, hasta las características de los aerogeneradores empleados, pues es necesario utilizar su curva de potencia.

En este sentido, se muestra a continuación una tabla que refleja los datos de partida para comenzar con la realización del estudio. Algunos de estos datos, como veremos más adelante, pueden ser modificados para ver su influencia dentro de la rentabilidad y el desempeño del sistema.

Concepto		Valor
Viento	Rugosidad del terreno, z_0	0,1 m
	Altura toma de datos, z_1	10 m
Aerogeneradores	Potencia nominal	2500 kW
	Potencia nominal total	10 MW
	Nº Aerogeneradores	4
	Altura góndola	110 m
Parámetros económicos	Coste aerogeneradores	810 €/kW
	O&M aerogeneradores	5% de inversión
	Coste baterías	260 €/kWh
	O&M baterías	3 €/kWh
	Coste inversor	250 €/kW
	Instalación y montaje	5% de inversión
	Tipo de interés, i	5%
	Tasa de inflación, g	2%
	Período del estudio, Y	20 años

Tabla 7: Datos de partida para la realización del estudio

También debemos definir las características del sistema de almacenamiento que vamos a emplear en el estudio. Para ello, haremos uso de un módulo de la empresa SAFT, que cuenta con las características que se muestran en la Tabla 8. Se trata del Intensium 20 Max High Energy, que está diseñado precisamente para su aplicación en integración de renovables, ayuda en el suministro en picos de demanda, entre otras cosas.

La selección de este fabricante (SAFT) se realiza porque se trata de una empresa experimentada en el sector, desarrollando la actividad de almacenamiento mediante baterías durante mucho tiempo (unos 100 años). Esto lo hace un referente a nivel mundial, con una serie de productos ampliamente empleados como el que hemos seleccionado para el estudio, que son capaces de disponerse en entornos hostiles, como el Círculo Polar Ártico o el desierto de Sahara. Además, este fabricante fue el que nos facilitó el precio que se toma en este estudio de adquisición de las baterías.

Propiedades	Valor
Capacidad nominal (SOC_{max})	2,5 MWh
Potencia de carga máxima ($P_{carga,max}$)	1,2 MW
Potencia de descarga máxima ($P_{descarga,max}$)	1,2 MW
Roundtrip efficiency (η_{round})	96%
Eficiencia de carga (η_{carga})	98%
Eficiencia de descarga ($\eta_{descarga}$)	98%
Tasa autodescarga (δ)	6%/mes

Tabla 8: Características utilizadas como inputs del módulo Intensium 20 Max High Energy (Hoja técnica)

5.2.2. Interfaz de usuario (GUI)

Un aspecto muy importante de este estudio es la realización de una interfaz de usuario (GUI, por sus siglas en inglés) para la ejecución de los cálculos integrados en los modelos. Para ello, se ha utilizado la herramienta proporcionada por el software Matlab, conocida como GUIDE. Esta herramienta permite programar una interfaz a través de la elaboración de un código que interacciona con el usuario mediante botones, zonas de introducción de texto, entre otros.

Esta interfaz se ha estructurado en dos zonas principales: una para la introducción de los valores solicitados por el estudio (inputs) y otra destinada a mostrar los resultados que este alcanza (outputs). Así, podremos realizar varios análisis de una manera sencilla y rápida, simplemente cambiando los valores de interés y pulsando un botón.

Baterías de Li-ion: Viabilidad económica - GUI

MODELO FÍSICO		MODELO ECONÓMICO	
Baterías		Parámetros económicos	
Capacidad nominal (SOCmáx):	<input type="text"/> MWh	Tipo de interés (i):	<input type="text"/> %
Potencia máxima de carga:	<input type="text"/> MW	Tasa de inflación (g):	<input type="text"/> %
Potencia máxima de descarga:	<input type="text"/> MW	Período estudio (Y):	<input type="text"/> años
Round-trip efficiency:	<input type="text"/> %	Ingeniería e instalación (% de inversión):	<input type="text"/> %
Eficiencia de carga:	<input type="text"/> %	Inversión parque eólico:	<input type="text"/> €/kW
Eficiencia de descarga:	<input type="text"/> %	O&M parque eólico (% de inversión):	<input type="text"/> %
Coefficiente autodescarga:	<input type="text"/> %/mes	Inversión baterías:	<input type="text"/> €/kWh
Número de módulos:	<input type="text"/>	O&M baterías:	<input type="text"/> €/kWh
Resto de componentes		Retribución por servicios de ajuste:	<input type="text"/> €
Rendimiento del inversor:	<input type="text"/> %	Inversión inversor/convertidor:	<input type="text"/> €/kW
Rendimiento del rectificador:	<input type="text"/> %	Inicio:	<input type="text"/>
Rendimiento del transformador:	<input type="text"/> %	Final:	<input type="text"/>
Periodos de estudio		<input type="button" value="Calcular"/>	
h1	<input type="text"/>		
h2	<input type="text"/>		
h3	<input type="text"/>		
h4	<input type="text"/>		

Figura 45: Zona definida para los inputs

En el apartado de los inputs debemos definir todos aquellos datos dispuestos en la Tabla 7 para poder iniciar el estudio. Aquí también introducimos las características del módulo que vamos a utilizar (Tabla 8). Los datos que se piden vienen definidos por el propio planteamiento del estudio, es decir, debemos decirle al programa las características del almacenamiento, así como otra serie de datos como algunos parámetros económicos, o los límites de los intervalos con los que definimos los días.

Es necesario destacar la aparición de un término relativo a la retribución por servicios de ajuste en el sistema como input. Como comentamos con anterioridad, esto aparece como un término adicional que puede contribuir en el aumento de la rentabilidad al implementar las baterías, pues la planta de generación sería capaz de ofrecer una cierta banda de regulación, lo que está retribuido en el mercado organizado por el operador del sistema (Red Eléctrica de España).

El análisis se ha llevado a cabo planteando distintas capacidades nominales de almacenamiento y evaluando la influencia de esto en la rentabilidad y el desempeño del sistema. De esta forma, podemos evaluar cuáles son las ventajas y desventajas principales que presenta cada disposición.

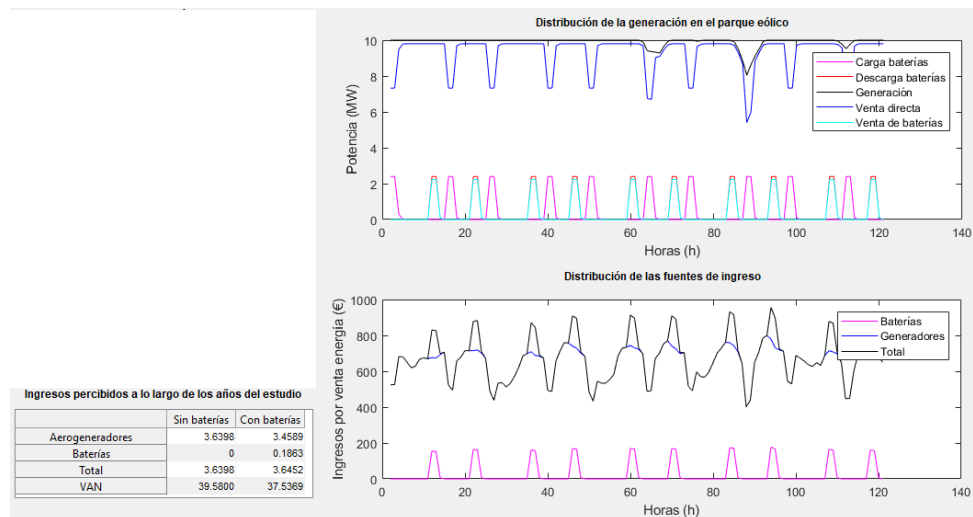


Figura 46: Zona de la interfaz destinada a los outputs

Cuando se rellenan todos los inputs, se presiona el botón “Calcular” y se ejecuta el programa que lleva detrás esta interfaz, desarrollado empleando las ecuaciones que definen tanto el modelo físico como económico (Anexo I). Así, vemos como en la Figura 46 se muestran los outputs del programa: dos gráficas y una tabla comparativa para el sistema con baterías y sin baterías.

Debemos destacar la flexibilidad que presenta esta herramienta de cara a la realización del estudio de viabilidad en la implementación de las baterías. Con cambiar los ficheros desde los que se leen la curva de potencia del aerogenerador, los valores de los precios del mercado y los de viento, se puede adaptar a cualquier entorno y disposición que se desee plantear. Y con ella, el usuario será capaz de tomar una decisión razonada en función del desempeño del almacenamiento.

5.2.3. Optimización de los períodos

El primer análisis que se realiza está referido a determinar el valor de los límites más óptimos para cada período. Como sabemos, estamos intentando alcanzar la mayor rentabilidad posible y, por tanto, la definición de estos períodos influirá en gran medida, pues nos definen si inyectamos o no energía eléctrica a la red.

Por todo esto, esta primera fase del estudio consiste en evaluar diferentes valores para los límites de los períodos y comprobar que el VAN del sistema que tiene las baterías aumenta en

la mayor medida posible, siempre manteniendo también el criterio de la reducción al máximo de los vertidos de energía eléctrica.

Límites (h_1, h_2, h_3, h_4)	VAN (M€)
0, 8, 12, 20	38,5
0, 9, 13, 21	38,504
0, 10, 14, 22	38,494
0, 10, 14, 21	38,53
0, 10, 14, 20	38,56

Tabla 9: Optimización de los valores de los límites de cada período

De esta forma, en la Tabla 9 aparecen una serie de combinaciones que se han probado con la interfaz de usuario, resultando la última como la más óptima de cara al retorno de la inversión. Si evaluamos los valores seleccionados y la representación de la curva de precios y de demanda (Figura 43), podemos distinguir que los períodos que se plantean en el modelo como de inyección directa desde generación y desde el sistema de almacenamiento a la red coinciden con aquellos en los que se tiene un precio de venta mayor. A su vez, y de manera contraria a esto, en los períodos que se destina la energía al almacenamiento este precio resulta ser menor (pues se trata de valles). También, al coincidir el almacenamiento con los valles, estamos garantizando en la mayor medida posible (determinada por la capacidad de almacenamiento) que se van a reducir los posibles vertidos con el futuro aumento de la cuota de renovables en el mix de generación de energía eléctrica.

Esta disposición es la que provoca el ligero aumento en el VAN del sistema con baterías, por lo que, a partir de este punto, vamos a considerar estos límites como los óptimos para realizar el análisis que prosigue de la capacidad nominal de almacenamiento de las baterías.

Períodos de estudio

h1	<input type="text" value="0"/>
h2	<input type="text" value="10"/>
h3	<input type="text" value="14"/>
h4	<input type="text" value="20"/>

Figura 47: Combinación considerada óptima para los períodos del día

5.2.4. Optimización de la capacidad de almacenamiento

Ya tenemos los límites definidos y, por tanto, ahora debemos evaluar una capacidad de almacenamiento adecuada para el sistema que estamos planteando, basándonos siempre en el criterio de viabilidad económica y la reducción al máximo de los posibles vertidos. Para nuestro caso, el objetivo principal reside en obtener la mayor rentabilidad económica de la inversión, pero está fundamentado en gran parte por los vertidos de energía eléctrica.

Se evaluarán en adelante una serie de combinaciones con distintas capacidades de almacenamiento, mirando los flujos en los que se incurren y los resultados de los ingresos finales, así como el indicador de rentabilidad que hemos elegido para realizar la comparativa (VAN).

5.2.4.1. Un módulo de 2,5 MWh (1x2,5 MWh)

La primera propuesta será la de colocar un módulo del sistema de almacenamiento energético Intensium Max 20 High Energy, de SAFT. De esta forma, introducimos los valores necesarios como inputs en la interfaz de usuario creada (Tabla 8), así como todo el resto de parámetros necesarios que definen el estudio económico y el modelo físico (Tabla 7).

Con el uso de la interfaz es simplemente darle a un botón y obtenemos las gráficas que definen el comportamiento del sistema, representando su modelo físico y económico. En la Figura 48, vemos cómo se desarrollan estos flujos. La evolución de la carga y la descarga de las baterías viene representada en la gráfica superior, a la vez que la generación a partir del parque eólico.

Podemos ver como el nivel de carga aumenta, alcanza un pico y luego desciende. Esto se debe a que se va llegando al estado de carga máximo (SOCmax) y las baterías no son capaces de cargar más (Figura 49). De hecho, si lo evaluamos de manera más detenido, se distingue que se deja de cargar algunas horas antes de que el período de valle (A y C) alcance su valor límite. Por tanto, toda esa fracción que no puede ser almacenada es directamente vendida a la red en las horas que tienen un precio más bajo.

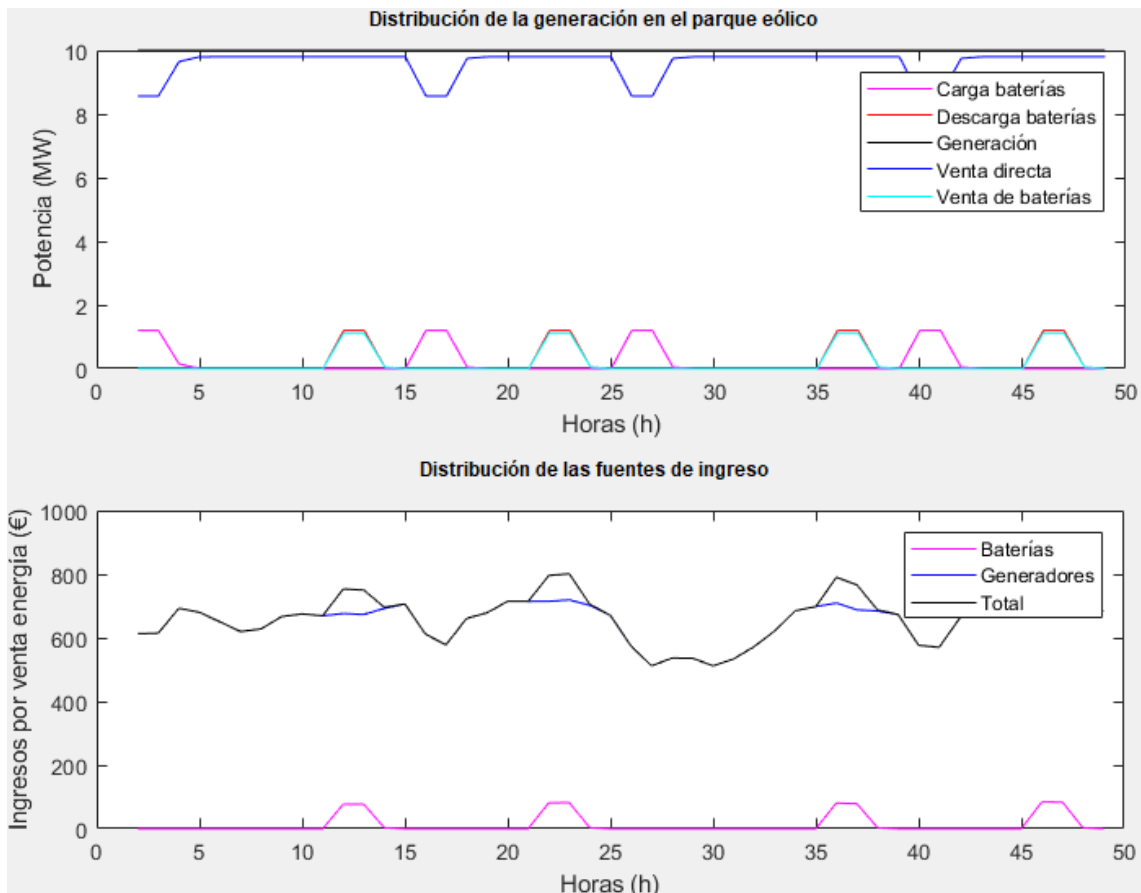


Figura 48: Distribución de la generación y las fuentes de ingreso para 2,5 MWh en los dos primeros días del año

Si elaboramos una gráfica que represente el estado de carga del sistema de almacenamiento durante el mismo intervalo de tiempo (los dos primeros días del año), veremos en la Figura 49 cómo los períodos de valle son aquellos que coinciden con el máximo valor del SOC. Además, podemos también apreciar que esto se mantiene durante un largo período de tiempo.

Antes de sacar conclusiones con respecto a esta situación, debemos también evaluar el rendimiento económico al implementar una inversión para esta capacidad nominal de almacenamiento. Por eso, ahora nos centramos en la gráfica inferior de los outputs de la interfaz, donde vemos el origen de los flujos monetarios. Los ingresos a partir de las baterías no reportan gran peso en el total, pues para la generación de la que disponemos se tiene un sistema de almacenamiento aparentemente insuficiente en este sentido.

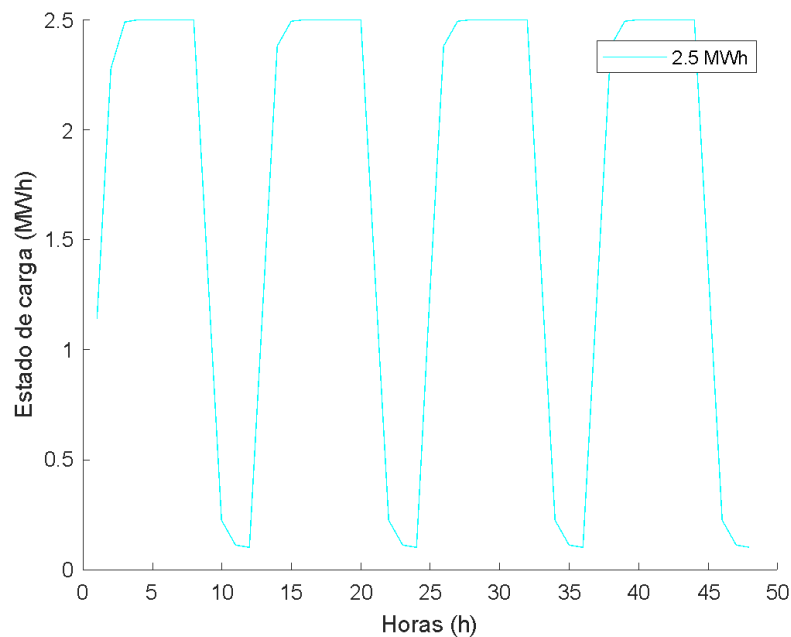


Figura 49: Evolución del SOC para los dos primeros días y 2,5 MWh

Vemos en la Figura 50 que los ingresos demuestran lo comentado anteriormente, pues el total de ingresos del sistema con baterías está determinado en su mayoría por lo que se inyecta directamente desde los aerogeneradores. Esto también es lo esperado, ya que la potencia de carga del sistema de baterías está limitada por estos módulos, mientras que la red es capaz de aguantar 10 MW de generación directa desde los aerogeneradores.

Ingresos percibidos a lo largo de los años del estudio		
	Sin baterías	Con baterías
Aerogeneradores	3.6398	3.5487
Baterías	0	0.0938
Total	3.6398	3.6426
VAN	39.5800	38.5595

Figura 50: VAN e ingresos percibidos para 2,5 MWh de almacenamiento

Con respecto al VAN, vemos que la mayor rentabilidad la presenta el caso de un parque de generación eólica convencional, esto es, sin sistema de almacenamiento. Este factor está altamente condicionado por la inversión inicial que se requiere para las baterías. Nos indica que, al menos actualmente y con las consideraciones que hemos tomado, no es rentable introducir baterías en un parque eólico. Debemos esperar a que los costes de inversión en esta

tecnología se reduzcan y que aparezcan otras fuentes de ingreso (como la contribución en los servicios de ajuste).

De esta forma, ya partimos con la primera conclusión de que no es rentable la implementación del almacenamiento y, por tanto, debemos ahora centrarnos con mayor atención en la capacidad que este presenta para la posible reducción de vertidos en el futuro. En esto se centran los otros dos casos planteados con mayor capacidad nominal de almacenamiento, en buscar el mejor punto de equilibrio entre rentabilidad (la mayor posible sabiendo que no es competitivo con el sistema convencional) y reducción de pérdidas por vertidos.

5.2.4.2. Dos módulos de 2,5 MWh (2x2,5 MWh)

Para este caso, empleamos el mismo modelo e incluimos otro módulo, lo que duplica la capacidad nominal de almacenamiento. De esta forma, cambiamos el input referido al número de módulos en la interfaz, y el programa se encarga de ajustar los valores de estados de carga, potencias de carga y descarga, rendimientos, entre otros.

La Figura 51 muestra, de la misma manera que para el caso anterior, cómo se distribuyen los flujos de electricidad en el sistema planteado y, a partir de aquí, de dónde provienen los ingresos por la venta de energía eléctrica. Podemos observar también que los períodos de carga cuando el sistema trabaja a máxima potencia se terminan antes que los propios intervalos en los que se prioriza este flujo. Esto nos indica que las baterías alcanzan su capacidad nominal. (Figura 52).

También debemos indicar que este fenómeno aparece en nuestro modelo porque llevamos al sistema a los dos límites posibles en función del intervalo en que se encuentre: o todo el flujo se dirige a las baterías o todo directamente hacia la red. De esta forma, al imponer la carga con la potencia máxima, al igual que la descarga, vemos que el sistema de almacenamiento alcanza su valor nominal de capacidad en un menor tiempo que el fijado para los intervalos de valle (que es donde se prioriza la carga), que además coinciden con ser los de mayor amplitud.

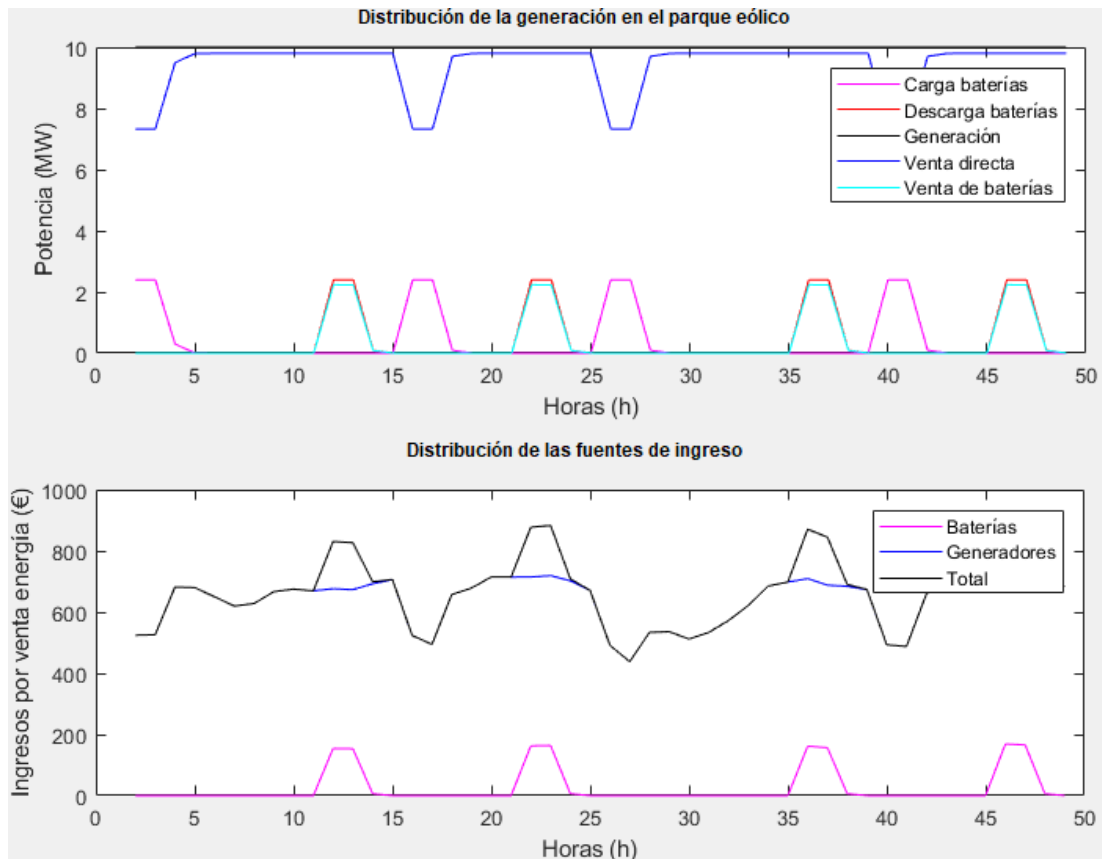


Figura 51: Distribución de la generación y los flujos de ingreso para 5 MWh y los dos primeros días

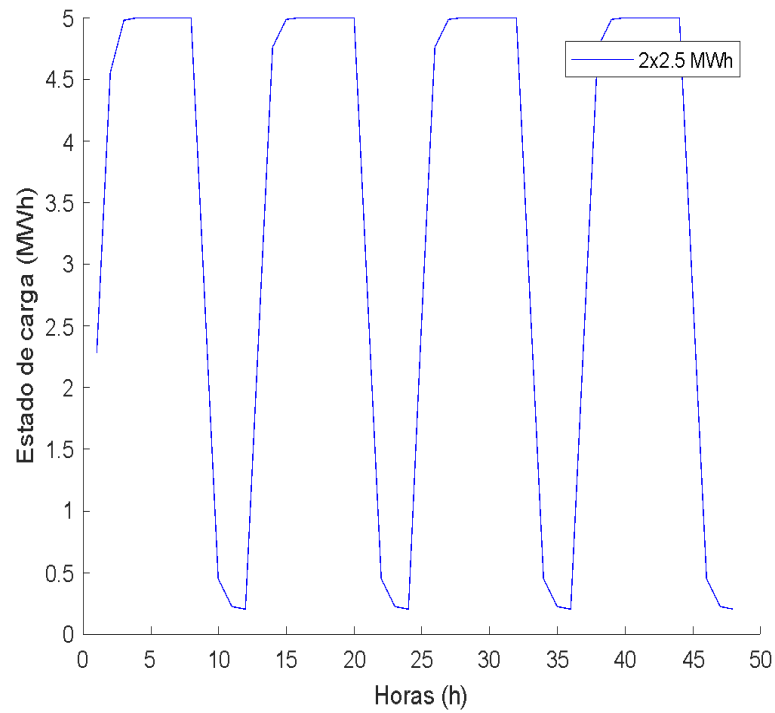


Figura 52: Evolución del estado de carga durante los dos primeros días para 5 MWh

Si nos centramos ahora en los flujos de ingreso a partir de esta capacidad de almacenamiento, vemos que el perfil que se sigue es fiel al del primer caso, conformando la minoría de los ingresos a partir de las baterías, pero con un mayor peso que para únicamente 2,5 MWh. Sin embargo, el VAN se ve reducido con respecto al caso anterior, y esto se debe al aumento en el coste de adquisición de los componentes y en la operación y mantenimiento de las baterías, reportando un incremento en el factor de resta del VAN.

Ingresos percibidos a lo largo de los años del estudio		
	Sin baterías	Con baterías
Aerogeneradores	3.6398	3.4589
Baterías	0	0.1863
Total	3.6398	3.6452
VAN	39.5800	37.5369

Figura 53: VAN e ingresos obtenidos para una capacidad nominal de 5 MWh

5.2.4.3. Cuatro módulos de 2,5 MWh (4x2,5 MWh)

En este último caso vamos a ver cómo se comporta el sistema cuando incluimos 4 módulos de 2,5 MWh de capacidad nominal, reportando 10 MWh de capacidad máxima total. Aquí, el nivel de energía que se destina al almacenamiento es el doble que para el caso anterior, como era de esperar. También vemos que sucede el mismo proceso de carga del almacenamiento completándose antes de que terminen los períodos de valle, resultando un sobrante de electricidad que se inyecta directamente a la red. Esto se debe a que la potencia de carga también aumenta al incluir más módulos.

El comportamiento del estado de carga, por tanto, para este mismo intervalo de dos días, será muy parecido a los dos casos anteriores, pues la potencia de carga aumenta en la misma proporción que la capacidad del almacenamiento (Figura 55).

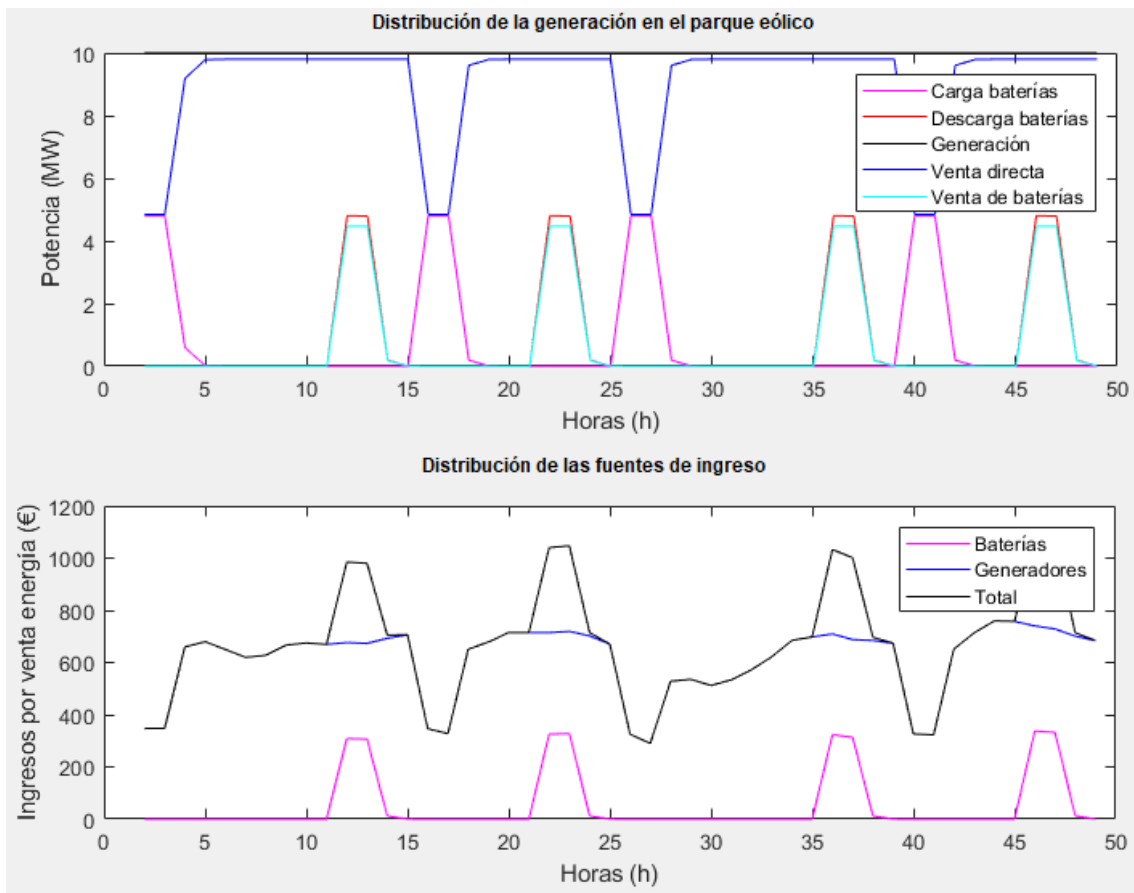


Figura 54: Distribución de la generación y flujos de ingreso para 10 MWh en los primeros dos días

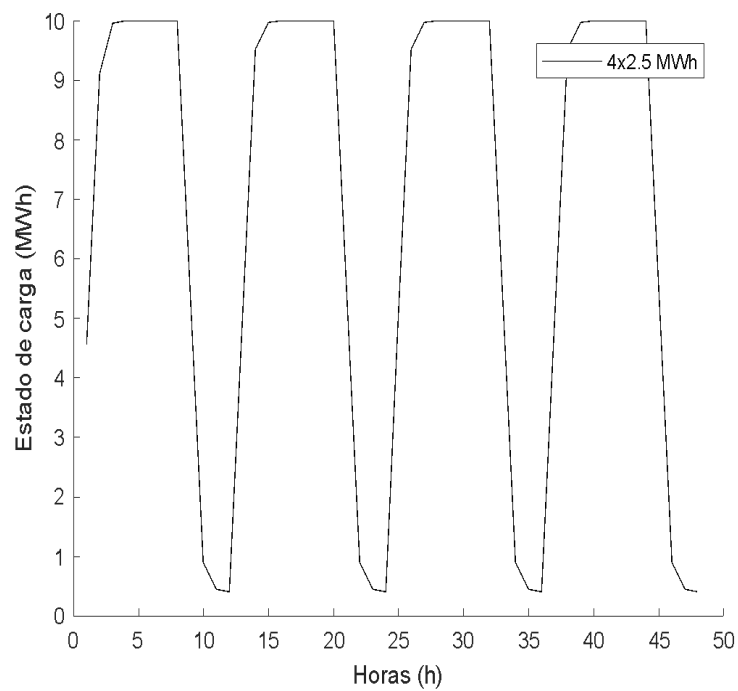


Figura 55: Evolución del estado de carga durante los dos primeros días para 10 MWh

Al aumentar la capacidad nominal de almacenamiento, los ingresos provenientes de las baterías también aumentan, como puede verse en las fuentes de ingreso mostradas en la gráfica inferior de los outputs de la interfaz. Sin embargo, el VAN se ve perjudicado por el mismo motivo, el coste de adquisición aumenta considerablemente al poner 4 módulos.

	Sin baterías	Con baterías
Aerogeneradores	3.6398	3.2816
Baterías	0	0.3675
Total	3.6398	3.6491
VAN	39.5800	35.4713

Figura 56: VAN e ingresos obtenidos con una capacidad de 10 MWh

5.2.4.4. Evaluación de la capacidad nominal de almacenamiento

Tras introducir los tres casos considerados en la interfaz de usuario proporcionada para este estudio, toca realizar una evaluación del comportamiento del sistema en cada caso y, en base a esa comparativa, determinar cuál puede ser la capacidad de almacenamiento nominal más adecuada para este caso.

De esta forma, en la Tabla 10 se distinguen los distintos VAN obtenidos en cada caso. También se incluye la distribución de los costes para cada sistema. El sistema de almacenamiento engloba al inversor/cargador.

Conceptos (M€)	Tipo de sistema			
	0 MWh	2,5 MWh	5 MWh	10 MWh
Inversión parque eólico	8,505	8,505	8,505	8,505
Inversión almacenamiento	0	0,95	1,9	3,8
VAN	39,58	38,56	37,54	35,47

Tabla 10: Evolución del rendimiento de la inversión según la capacidad nominal de almacenamiento

Como podemos ver, la variación del VAN con la capacidad de almacenamiento es lineal, y esto se debe a que depende en gran medida de la inversión en las baterías, pues el resto de factores se mantiene siempre constante (operación y mantenimiento, inversión parque eólico, etc.). Esta misma evolución la muestra la Figura 57, que denota dicha dependencia

lineal y de pendiente negativa entre la capacidad de almacenamiento y el VAN de la inversión.

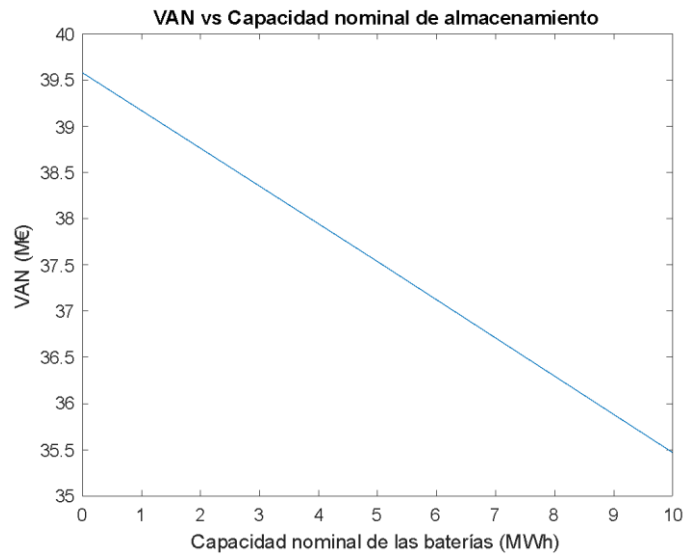


Figura 57: Evolución del VAN con la capacidad de almacenamiento

De la misma forma, podemos también evaluar el comportamiento de cada capacidad de almacenamiento en función de su estado de carga. Si presentamos su evolución a lo largo de los dos primeros días (como hemos venido haciendo desde que comenzamos el estudio), veremos que la cantidad de energía que se almacena, como es lógico, es mayor en el que mayor capacidad presente.

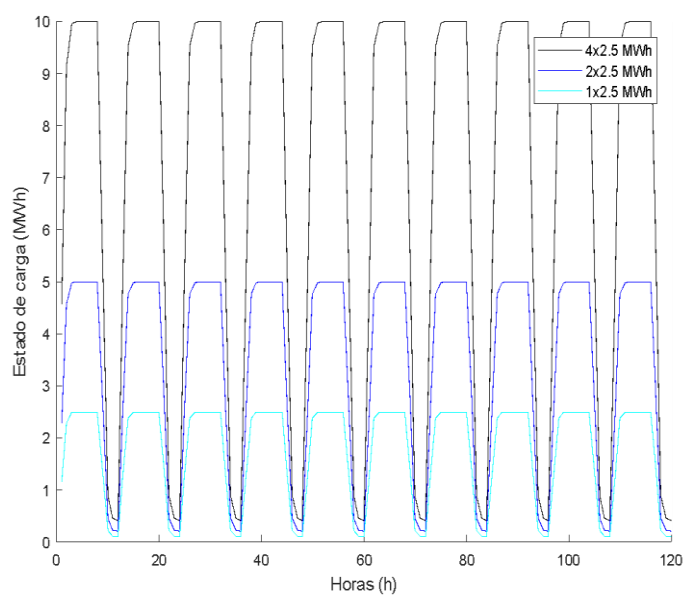


Figura 58: Estado de carga del sistema de almacenamiento según su capacidad nominal

A mayor energía almacenada, mayor será el ingreso a partir de la venta desde las baterías. El modelo inyecta desde las baterías cuando más elevado es el precio del mercado, pues el objetivo es alcanzar la mayor rentabilidad posible. Sin embargo, como hemos visto antes, la implementación de las baterías parte con desventaja sea cual sea su capacidad nominal, pues la inversión necesaria para su instalación provoca la pérdida de competitividad con respecto al sistema convencional.

Este será uno de los factores principales que determinen la futura introducción de más capacidad de almacenamiento en el sistema eléctrico, además de contar con una regulación adecuada que favorezca este aspecto a base de retribuciones específicas, como se hace con las energías renovables.

Si evaluamos, por otra parte, la influencia de la capacidad de almacenamiento en la reducción de los vertidos, no podemos determinar con certeza cuál es la alternativa más acertada, pues no disponemos de datos de vertidos. Lo que sí se conoce es el hecho de que aumentarán, porque la cuota de renovables que quiere alcanzarse va a traer consigo este efecto secundario sin lugar a dudas.

En este sentido, podríamos elegir la combinación de 5 MWh de capacidad de almacenamiento como la más adecuada. Para ello, nos basamos en el hecho de que, si disponemos de 2,5 MWh, la influencia del sistema de almacenamiento en los ingresos reportados desde esta vía es muy baja. Si miramos el de 10 MWh, el VAN ya nos indica que la inversión puede considerarse como demasiado elevada, pues se despega bastante del sistema convencional.

Además, si nos centramos en los vertidos, al no disponer de datos, podemos pensar que el sistema de 2,5 MWh puede ser capaz de absorberlos. Sin embargo, pueden aparecer situaciones en las que esta capacidad límite el amortiguamiento del efecto de los vertidos para la planta. Por este motivo, si avanzamos al siguiente caso, con una capacidad de 5 MWh estamos cubriendo este aspecto en mayor medida.

5.3. Conclusiones

La realización de este estudio para analizar la viabilidad económica de la implementación de las baterías en función de la simulación del comportamiento del sistema ha provocado

que se extraigan una serie de conclusiones sobre esta alternativa, que resultan de especial interés a la hora de decidir si acudir o no a los sistemas de almacenamiento energético.

En primer lugar, debemos dejar claro que, actualmente y según las consideraciones de cuándo vender y cuándo almacenar energía que hemos tomado, la implementación de las baterías de iones de litio en un parque de generación eólica no es rentable. El motivo principal es el coste de adquisición de sus componentes. Esta tecnología ha reducido considerablemente sus costes y, por las características que presenta, se prevé que siga esta tendencia (IRENA, 2017). Por esta razón, la realización de un estudio más concreto y preciso que tenga en cuenta esta reducción de los precios de las baterías podría obtener unos resultados diferentes de cara a la viabilidad del proyecto.

En segundo lugar, las decisiones relativas a cuándo inyectar o no a la red influyen notablemente sobre los ingresos obtenidos y, por tanto, sobre la rentabilidad final de esta inversión. Los precios del mercado diario suelen mantener una tendencia más o menos estable, pero la realización de un control más preciso y en tiempo real podría incrementar notablemente los ingresos a partir de las baterías, aunque también dependería, como es lógico, del recurso eólico del que se disponga en la zona del proyecto. Un ajuste de los períodos que hemos definido en el estudio de manera más frecuente, sin mantenerlos estáticos durante los meses, las estaciones o incluso los años considerados, podría conllevar una variación significativa en el VAN de la inversión.

En tercer lugar, sin atender a la capacidad nominal de almacenamiento, la disposición de baterías (o cualquier otro sistema de almacenamiento equivalente) va a conllevar una reducción de los posibles vertidos que aparezcan actualmente y en el futuro, con el aumento de la cuota de renovables. No está claro cuánto va a ayudar a reducirlos, o incluso si serán capaces de suprimirlos, pero desde luego traen consigo un mejor aprovechamiento del recurso, lo que implica un aumento de la eficiencia global del sistema eléctrico.

Finalmente, podemos decir que las baterías de iones de litio (y los sistemas de almacenamiento, en general) son un camino que deberá tomarse en los próximos años para lograr alcanzar los objetivos de integración de renovables. Los vertidos provenientes de este hecho se verán mermados en gran medida. Además, el aumento en la rentabilidad de esta alternativa es cuestión de tiempo, pues la reducción de la inversión y la posibilidad de entrar en

el mercado de los servicios de ajuste del sistema eléctrico terminarán por hacer a las plantas con sistema de almacenamiento como una vía competitiva frente a los sistemas de generación convencional.

5.3.1. Conclusions

The conduct of this study to analyze the economic feasibility of the implementation of batteries based on the simulation of the system's behaviour has led to a series of conclusions on this alternative, which are of particular interest in deciding whether or not to acquire energy storage systems.

First, we must make it clear that, currently and based on the considerations of when to sell and when to store energy that we have taken, the implementation of Li-Ion batteries in a wind farm is not profitable. The main reason is the cost of acquiring its components. This technology has significantly reduced its costs and, because of its features, it is expected to follow this trend (IRENA, 2017). For this reason, carrying out a more concrete and accurate study that takes into account this reduction in battery prices could achieve different results for the viability of the project.

Second, decisions on when to inject or not into the network have a significant impact on the income earned and, therefore, on the final return on this investment. Daily market prices tend to maintain a more or less stable trend, but more precise and real-time monitoring could significantly increase revenue from batteries, although it would also, of course, depends on the wind resource available in the project area. A more frequently adjustment of the periods we have defined in the study, without keeping them static during months, seasons or even the years under consideration, could lead to a significant variation of the NPV (Net Present Value).

Thirdly, without regard to the nominal capacity, the arrangement of batteries (or any other equivalent storage system) will lead to a reduction in the possible spills that currently, and especially in the future, will appear with the increase in the share of renewables. It is unclear how much will help to reduce them, or even whether they will be able to suppress them, but they certainly bring with them a better use of the resource, which implies an increase in the overall efficiency of the electrical system.

Finally, we can say that Li-Ion batteries (and ESS, in general) are a path that will have to be taken in the coming years to achieve renewables integration goals. The spills from this fact will be greatly reduced. In addition, the increase in the profitability of this alternative is a matter of time, since the reduction of investment and the possibility of entering the market of adjustment services of the electrical system will eventually make plants with storage system as a competitive route against conventional generation systems.

6. Bibliografía

Asociación Empresarial Eólica. (2020). *Asociación Empresarial Eólica (AEE)*. Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>

Asociación Empresarial Eólica. (2020). *Asociación Empresarial Eólica (AEE)*. Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/potencia-instalada-y-generacion>

Cabañes, J. L. (11 de abril de 2016). *Comunidad ISM*. Obtenido de <http://www.comunidadism.es/blogs/la-huella-de-carbono-de-las-energias-renovables-2-eolica>

Chino, M. (2012). *Inhabitat*. Retrieved from <https://inhabitat.com/worlds-largest-biogas-fuel-cell-power-plant-launches-at-california-sewage-treatment-facility/>

Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. (2019). *Anuario Energético de Canarias 2018*. Gobierno de Canarias.

Energía y Sociedad. (2014). *Energía y Sociedad*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/2-3-actividades-reguladas-y-actividades-en-libre-competencia/>

Energía y Sociedad. (2014). *Energía y Sociedad*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>

Energía y Sociedad. (2014). *Energía y Sociedad*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>

Fundación Energías Renovables (FER). (2019). *Escenario, políticas y directrices para la transición energética*.

- IBERDROLA. (2018). *IBERDROLA*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-completa-montaje-aerogeneradores-primer-parque-eolico-canarias>
- IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de Base de datos: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- López, M. V. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona: MARCOMBO, S. A.
- Ministerio Para La Transición Ecológica. (2019). *La Energía en España 2017*. Gobierno de España.
- OMIE. (2020). *OMIE*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S. A. (2020). *OMIE*. Obtenido de https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf
- Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A. (2020). *OMIE*. Obtenido de https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf
- Red Eléctrica de España. (2013). *Red Eléctrica de España*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/sostenibilidad/proyectos-destacados/proyectos-de-idi-de-contribucion-al-negocio/proyecto-almacena>
- Rodolgo Dufo-López, J. L.-A.-N. (2008). Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain. *Energy Policy*, 126 - 139.
- Xing Luo, J. W. (2014). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potencial in power system operation. *Applied Energy*, 511 - 536.



**Escuela de Doctorado
y Estudios de Posgrado**
Universidad de La Laguna

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Gestión de un parque eólico mediante baterías de
Ion-Litio

ANEXO I: “Desarrollo del estudio de viabilidad mediante interfaz de usuario”

Titulación

Máster Universitario en Ingeniería
Industrial

Autor

Alejandro González González

Profesor

Juan Fernando Figueras Torres

Julio 2019

ÍNDICE

1. Introducción.....	1
2. Descripción del estudio	1
2.1. Modelo físico o energético	3
2.1.1. Períodos de valle: A y C	6
2.1.2. Períodos de pico: B y D.....	7
2.2. Modelo económico	8
2.2.1. Definición de los costes	9
2.2.2. Definición de los ingresos	10
3. Desarrollo de los cálculos.....	12
3.1. Datos de partida	12
3.1.1. Velocidad del viento.....	12
3.1.2. Parque de generación eólica	12
3.1.3. Precio de venta de la electricidad	14
3.1.4. Sistema de baterías de Ion-Litio	15
3.1.5. Operación y mantenimiento	15
3.1.6. Listado final de datos de partida.....	16
3.2. Interfaz de usuario (GUI)	16
4. Discusión de los resultados.....	19
4.1. Optimización de los períodos	20

4.2. Optimización de la capacidad de almacenamiento	22
5. Bibliografía	29

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema considerado para el estudio de implementación del sistema de baterías.....	1
Figura 2: Perfil de cizalladura vertical del viento (International Renewable Energy Agency, 2014).....	2
Figura 3: Valores medios para cada hora de consumo y precio de venta en mercado mayorista	4
Figura 4: Curva de potencia GAMESA G114/2500 (The Wind Power, 2018).....	13
Figura 5: Coste de adquisición de aerogeneradores para 2017 (IRENA, 2020).....	14
Figura 6: Comportamiento de los precios a lo largo de octubre de 2019 (Red Eléctrica de España, 2020)	15
Figura 7: Inputs de la GUI.....	17
Figura 8: Resultados obtenidos mediante la GUI.....	18
Figura 9: Datos de entrada de la GUI para optimización de los períodos	21
Figura 10: Distribución de la generación y de las fuentes de ingreso para 2.5 MWh (1x2.5 MWh)	23
Figura 11: VAN resultante para 1 módulo de baterías	23
Figura 12: Distribución de la generación y flujos de ingreso para 5 MWh (2x2.5 MWh)	24
Figura 13: VAN e ingresos anuales obtenidos para 2 módulos.....	25
Figura 14: Ingresos obtenidos y VAN para 4 módulos	25
Figura 15: Distribución de la generación y fuentes de ingreso para 10 MWh (4x2.5 MWh) ..	26
Figura 16: Estado de carga del sistema de almacenamiento según se coloquen 1, 2 o 4 módulos	27
Gestión de un parque eólico mediante baterías de Ion-Litio	

Figura 17: Evolución del VAN según se varía la capacidad de almacenamiento..... 28

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Definición de los límites de los períodos considerados para el estudio	5
Tabla 2: Definición de los períodos del día	5
Tabla 3: Ubicación y potencia nominal del parque eólico	13
Tabla 4: Resumen de los valores considerados de inicio	16
Tabla 5: Características del módulo Intensium Max 20 High Energy (Hoja técnica).....	20
Tabla 6: Valores de rendimiento para inversor/cargador y transformador.....	20
Tabla 7: Optimización de los valores de los límites para cada período	21

1. Introducción

A lo largo de este documento se lleva a cabo el desarrollo del estudio de viabilidad económica para la implementación del sistema de almacenamiento energético basado en baterías de Ion-Litio a un parque de generación eólica.

El estudio se encarga de realizar una evaluación del desempeño del sistema de baterías, teniendo en cuenta conceptos como el coste de generación o el precio de venta de la energía eléctrica. Se irán desarrollando las consideraciones tomadas en cuenta para modelar el estudio y para simular el sistema.

2. Descripción del estudio

El estudio se conforma por el desarrollo de un modelo físico (o energético) y otro económico, que tomará los valores obtenidos en el primero. El esquema que se emplea se muestra en la Figura 1, donde vemos que se acoplan las baterías a la línea que une el parque de generación con el transformador encargado de subir la tensión para inyectar a red.

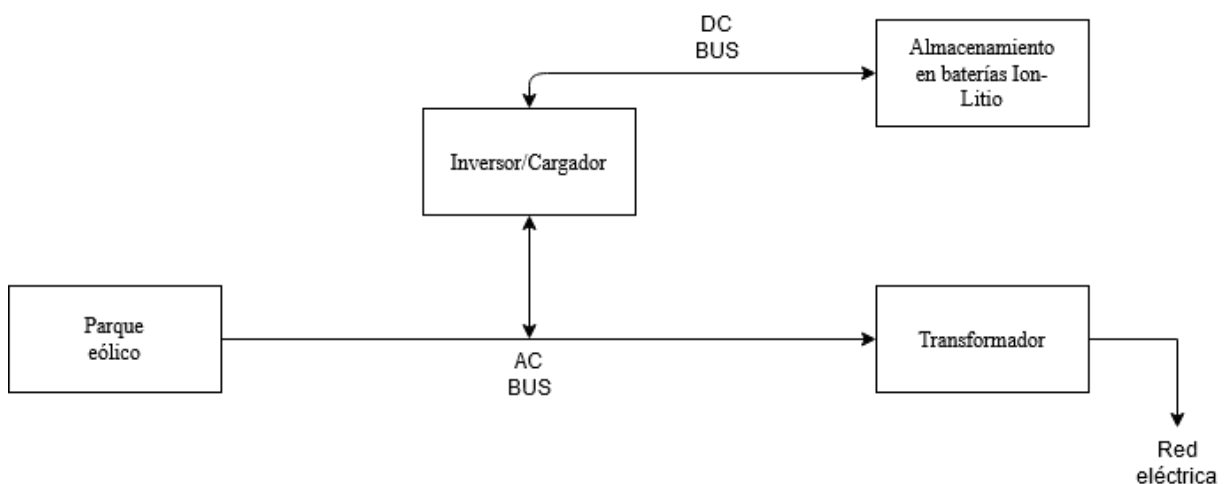


Figura 1: Esquema considerado para el estudio de implementación del sistema de baterías

El acople de dichas baterías se lleva a cabo mediante un inversor / cargador (*Inverter / Rectifier*), quien se encargará de transformar la señal desde una línea a otra, y viceversa (AC a DC en modo cargador; DC a AC en modo inversor). El transformador pondrá la tensión de la corriente que llega desde AC BUS a la que requiere la línea de transporte.

La simulación de los flujos tomará este esquema como referencia y, a partir de dichos flujos energéticos, y realizando un estudio de mercado de las baterías y las instalaciones de generación eólica, el modelo económico se encargará de exponer una comparativa que nos permita evaluar la rentabilidad de esta variante.

Para conocer la energía generada en cada momento mediante los aerogeneradores, debemos definir un parque eólico, en una localización específica, con unos modelos concretos. Estos parámetros nos van a definir el recurso eólico y su aprovechamiento, lo que se traduce en el flujo eléctrico desde los aerogeneradores. Estos parámetros quedan definidos en los apartados posteriores, cuando se desarrolla el cálculo del modelo.

A partir de los valores de velocidad de viento, y conociendo la curva de potencia de los aerogeneradores, se puede determinar la potencia que producen en cada momento. Por tanto, hemos considerado utilizar los valores contenidos en el TMY, puesto que son valores horarios, lo que nos va a permitir estudiar el comportamiento del sistema a lo largo de días, meses e incluso un año entero.

Para calcular el valor de la velocidad del viento que recibe el aerogenerador, haremos uso de la siguiente expresión, que representa el comportamiento del perfil de velocidades del viento en función de la altura.

$$v_2 = v_1 \cdot \frac{\ln(z_2 / z_0)}{\ln(z_1 / z_0)} \quad (1)$$

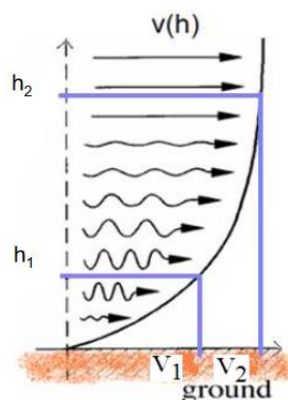


Figura 2: Perfil de cizalladura vertical del viento (International Renewable Energy Agency, 2014)

Donde:

- v_1 es el valor del viento para la altura a la que se toma en el TMY, definida por z_1 (a 10 metros)
- v_2 es el valor del viento para la altura determinada por la góndola, definida por z_2
- z_0 es la variable que define la rugosidad del terreno, determinada por la zona en la que se ubique el parque eólico.

2.1. Modelo físico o energético

Debemos definir la forma en la que se va a comportar el sistema con respecto a los flujos de energía eléctrica. En un sistema donde solamente se tiene el parque de generación, el flujo va directamente desde los aerogeneradores hacia la red eléctrica. Si embargo, para nuestro caso, es necesario decidir cuándo se va a inyectar a la red y cuándo se va a almacenar esta energía en las baterías. Para todo esto, debemos también tener en cuenta las propias restricciones técnicas que plantea el sistema, como la capacidad nominal máxima que presenta la batería, o el estado de carga mínimo al que puede llegar, entre otros.

Para poder determinar las direcciones y sentidos de dichos flujos de energía, hacemos uso del perfil que presenta la curva de demanda y de precios de venta en el mercado diario a lo largo de un año en el territorio español (Rodolgo Dufo-López, 2008). Aquí se distingue los momentos del día que más y menos se consumen, además de cuándo es mayor o menor el precio determinado por casación en el mercado eléctrico. Para ello, se toman los datos para todo el año 2019 tanto de consumo de electricidad, como del precio de venta de esta electricidad por parte de los generadores, y luego se realiza la media diaria y se sacan las curvas, contempladas en la Figura 3.

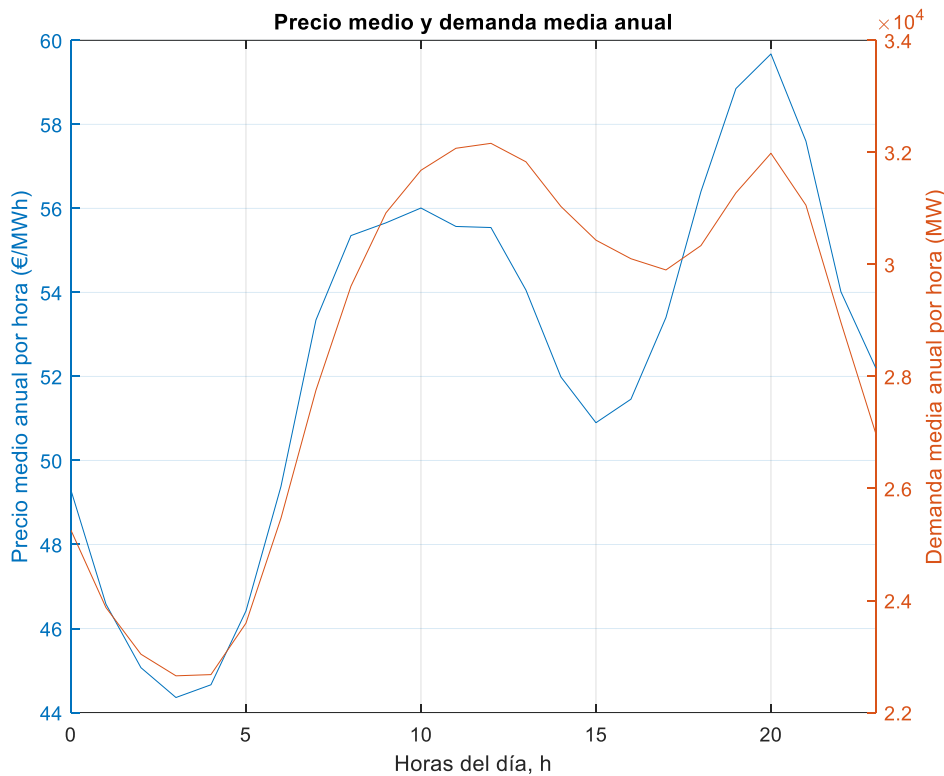


Figura 3: Valores medios para cada hora de consumo y precio de venta en mercado mayorista

Si observamos, en primer lugar, la curva de consumo, vemos que aparecen dos valles a lo largo del día: uno durante la madrugada hasta el amanecer, y otro desde después del mediodía hasta aproximadamente el anochecer. También distinguimos dos picos, que serán los períodos que no hemos incluido como valles (a lo largo de la mañana hasta después del mediodía y desde el anochecer hasta medianoche).

Si ahora nos fijamos en la curva de precio, en segundo lugar, se distingue que sigue un perfil muy similar a la de consumo, por tanto, se deduce que el precio aumenta conforme la demanda de energía eléctrica lo hace, y viceversa.

De esta forma, debemos definir cuatro variables que nos permitan limitar 4 períodos a lo largo del día (Rodolgo Dufo-López, 2008), para introducirlo en el estudio como input, lo que nos permitirá evaluar cómo evolucionan los ingresos por venta de energía dependiendo de los períodos en los que queramos inyectar o almacenar.

Períodos	Intervalos
A (valle)	$h_1 - h_2$
B (pico)	$h_2 - h_3$
C (valle)	$h_3 - h_4$
D (pico)	$h_4 - h_1$

Tabla 1: Definición de los límites de los períodos considerados para el estudio

También podemos incluir estos límites en la gráfica de consumo medio y precios medios diarios, para ver con mayor claridad y de manera orientativa cómo están distribuidos estos límites. Así, veremos los dos valles y los dos picos. Los límites numéricos que están marcados en la siguiente gráfica no son los definitivos, si no que han sido elegidos para que se distingan los períodos que queremos mostrar para el desarrollo del modelo.

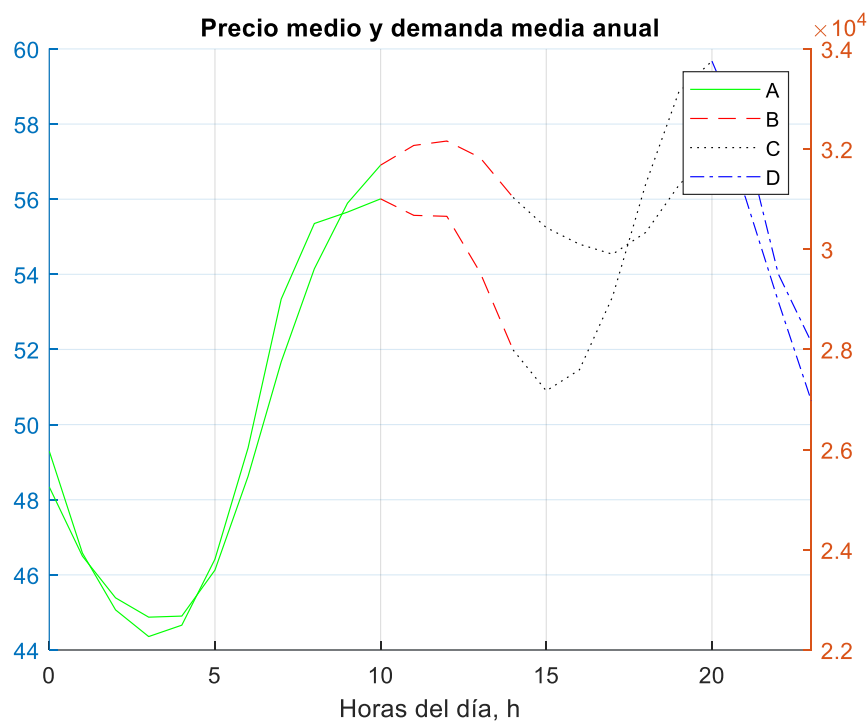


Tabla 2: Definición de los períodos del día

Una vez hemos definido claramente los límites para cada período, nos vamos a centrar en describir el comportamiento del sistema dentro de cada uno, mostrando las ecuaciones que lo simulan.

2.1.1. Períodos de valle: A y C

Como hemos visto anteriormente, los intervalos A y C se corresponden con los valles tanto de la curva de consumo como de precio de venta. A partir de esta observación, el comportamiento del sistema en estos casos será dar prioridad a la carga de las baterías, con el objetivo de almacenarla para inyectarla posteriormente en otros períodos donde el precio sea mayor (Rodolgo Dufo-López, 2008). Además, al también ser el consumo mayor en estos otros intervalos de pico, nos aseguramos en mayor medida de que el sistema sea capaz de soportar toda esa que estamos produciendo y que hemos almacenado.

$$P_{carga,h} = \min (P_{wind,h}\eta_{rect}, P_{maxima,h}) \quad (2)$$

Donde:

- η_{rect} es el rendimiento del en la carga del inversor cargador (función de rectificador).
- $P_{maxima,h}$ se refiere a la potencia máxima de carga de la batería (W), que se define más adelante en función del fabricante y del estado de carga que presente (Ecuación 4).
- $P_{carga,h}$ es la potencia que es destinada a almacenarse en las baterías (W) desde la generación.
- $P_{wind,h}$ energía generada en las turbinas (W), calculadas mediante la curva de potencia del aerogenerador y los datos de viento para cada hora.

Para definir la potencia máxima que se asimila en cada hora, empleamos la siguiente expresión.

$$P_{maxima,h} = \min (P_{carga,max}, SOC_{max} - SOC_{h-1}) \quad (3)$$

Donde:

- $P_{carga,max}$ es el valor de potencia de carga máxima (W) del sistema de almacenamiento de baterías de iones de litio, que vendrá definido por el fabricante.
- SOC_{max} representa el estado de carga máximo del que dispone el almacenamiento, en unidades de energía (Wh).

- SOC_{h-1} es el estado de carga del almacenamiento para la hora anterior a la que se está evaluando, es decir, el estado de carga con el que parte en el momento considerado para el cálculo, también dado en unidades de energía (Wh).

El estado de carga (SOC_h) al final de la hora considerada se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$SOC_h = SOC_{h-1}(1 - \delta) + P_{carga,h}\eta_{carga} \quad (4)$$

Donde:

- δ representa el coeficiente de autodescarga de la batería.
- η_{carga} es el rendimiento de carga de la batería.

Para finalizar con la simulación de estos períodos, debemos contemplar también los momentos en los que se supere la capacidad máxima de almacenamiento de las baterías (Rodolgo Dufo-López, 2008). En estos casos, el flujo de energía se redireccionará hacia la red, vendiéndolo directamente en mercado.

$$P_{wind,venta,h} = \left(P_{wind,h} - \frac{P_{carga,h}}{\eta_{rect}} \right) \eta_{trafo} \quad (5)$$

Donde:

- η_{trafo} es la eficiencia en la conexión del transformador con la red eléctrica.

2.1.2. Períodos de pico: B y D

Una vez hemos definido los valles, ahora debemos tratar los picos, representados por los períodos B y D. En estos casos, tendremos el sistema de almacenamiento cargado con la energía que se ha generado en los períodos A y C. De esta forma, consideramos que toda la energía, tanto la producida como la almacenada, será inyectada a la red eléctrica (Rodolgo Dufo-López, 2008).

Los períodos que representan picos de consumo, también lo hacen con los picos del precio. Por tanto, tiene sentido guardar la energía en las horas de menor precio para inyectarla en las

que me van a reportar un mayor ingreso. Este es el fundamento de cómo funciona el sistema en los intervalos B y D. Así, definimos las variables que intervienen en esta parte del modelo.

$$P_{descarga,h} = \min ((SOC_{h-1} - SOC_{min})\eta_{descarga}, P_{descarga,max}) \quad (6)$$

Donde:

- SOC_{min} define el estado de carga mínimo (Wh) permitido por la batería, que viene definido por el fabricante.
- $\eta_{descarga}$ es el rendimiento de descarga de la batería.
- $P_{descarga,max}$ es el valor de potencia de descarga máxima (W) del sistema de almacenamiento, definido también por el fabricante.
- $P_{descarga,h}$ es la potencia inyectada en la red que estaba almacenada en las baterías (W).

A diferencia que para los períodos A y C, la potencia inyectada directamente desde las turbinas se define de la siguiente manera.

$$P_{wind,venta,h} = P_{wind,h}\eta_{trafo} \quad (7)$$

De la misma manera, la potencia que se destina desde las baterías hacia la red (W), se calcula como sigue:

$$P_{bat,venta,h} = P_{descarga,h}\eta_{inv}\eta_{trafo} \quad (8)$$

Donde:

- η_{inv} representa la eficiencia del inversor / cargador en la conversión a la señal de la red desde las baterías (función de inversor).

2.2. Modelo económico

La segunda parte del estudio se basa en la definición de un modelo económico que, partiendo de los valores obtenidos en el modelo físico, nos permita evaluar la rentabilidad de la inversión en el sistema de almacenamiento basado en baterías de iones de litio. De esta

manera, lo primero que debemos aclarar es lo que busca calcular este modelo: el valor actual neto (VAN) de la inversión.

Si realizamos el estudio comparando un sistema convencional de generación eólica (lo que se genera se inyecta constantemente) con el que nosotros planteamos, donde se almacena en los valles y se inyecta en los picos, podremos sacar conclusiones sobre si es competitivo actualmente. Para esto, nuestra herramienta va a ser el VAN, tomando los mismos parámetros que definen este modelo para ambos sistemas.

2.2.1. Definición de los costes

Lo primero que debemos hacer es definir los costes en los que vamos a incurrir al realizar la inversión para los dos sistemas: con y sin baterías. Para nuestro estudio, los costes a considerar serán la inversión inicial de los componentes necesarios para ejecutar cada instalación y aquellos que son derivados de la operación y mantenimiento (O&M en adelante).

2.2.1.1. Coste de adquisición de los componentes

Los componentes que vamos a considerar en el estudio serán: aerogeneradores, sistema de almacenamiento de baterías de iones de litio y el inversor / cargador. Este último se asume dentro del coste de adquisición de las baterías. Este coste se obtiene sumando los de cada equipo, y se define como C_{adq} .

De esta manera, para saber el valor de nuestra inversión, asumimos un incremento en concepto de costes derivados de la instalación y el montaje de cada equipo. Este incremento se toma como un 5% del coste de adquisición total.

$$C_{inv} = C_{adq} \left(1 + \frac{inc}{100} \right) \quad (9)$$

Donde:

- inc representa el aumento porcentual debido a los costes derivados de instalación y montaje.
- C_{adq} coste de adquisición total del sistema (€), obtenido del sumatorio del coste de adquisición individual de cada componente.

- C_{inv} es la inversión total (€) para cada sistema considerado.

2.2.1.2. Coste actualizado de operación y mantenimiento

De cara a facilitar los cálculos en el estudio, se determina el coste actualizado al año considerado de la inversión, tomando en cuenta el tipo de interés (i) y la tasa de inflación (g). Al analizar el sistema que incluye las baterías, debemos incluir también el término correspondiente al O&M del sistema de almacenamiento. Así, el cálculo de este coste para cada k componente se realiza de la siguiente manera.

$$C_{O\&M,act,k} = \sum_{j=1}^Y C_{O\&M,k} \frac{(1+g)^j}{(1+i)^j} \quad (10)$$

Donde:

- k representa el componente en cuestión (aerogeneradores, baterías).
- $C_{O\&M,k}$ son los costes de O&M definidos para cada equipo.
- i será el tipo de interés.
- g representa la tasa de inflación anual prevista.
- Y es el número de años para los que se realiza el estudio.
- $C_{O\&M,act,k}$ es el coste actualizado de O&M al año del estudio.

2.2.2. Definición de los ingresos

Una vez se han definido los costes que van a considerarse en el sistema, necesitamos incluir los ingresos que se percibirán por la venta de la energía que se va a producir en el parque de generación eólica. Vamos a distinguir aquellos ingresos provenientes de la venta directa de los aerogeneradores y los que aparecen como consecuencia de la energía que se ha almacenado en las baterías y luego se ha inyectado.

2.2.2.1. Ingreso actualizado por venta desde aerogeneradores

Como hemos definido anteriormente, los ingresos de venta directa desde los aerogeneradores aparecen en los períodos B y D, además de cuando el sistema de almacenamiento llega a su estado de carga máximo en los períodos valle (A y C). De esta

forma, teniendo en cuenta la actualización de dichos ingresos a los años del estudio, su valor se calcula de la siguiente manera.

$$ING_{act,wind} = \sum_{j=1}^Y PR_{mercado,h} E_{wind,venta,h} \frac{(1+g)^j}{(1+i)^j} \quad (11)$$

Donde:

- $PR_{mercado,h}$ es el precio del mercado para cada hora obtenido mediante casación (€/MWh) para todo el año 2019, por el que se vende la energía eléctrica.
- $E_{wind,venta,h}$ es la energía inyectada a red directamente desde los aerogeneradores para cada hora, que coincide con el valor de potencia calculado en el modelo físico ($P_{wind,venta,h}$), pero en este caso se da en MWh, pues estamos considerando períodos de una hora.
- $ING_{act,wind}$ será el valor actualizado de los ingresos (€) obtenidos mediante la venta directa desde el parque de generación eólica.

2.2.2.2. Ingreso actualizado por venta desde baterías

De la misma manera que para el caso anterior, en los períodos de pico se inyecta toda la energía que se ha almacenado en los valles y, por tanto, se percibe también un ingreso por este concepto, que hemos decidido tratar de forma diferenciada de los obtenidos mediante venta directa del parque de generación.

$$ING_{act,bat} = \sum_{j=1}^Y PR_{mercado,h} E_{bat,venta,h} \frac{(1+g)^j}{(1+i)^j} \quad (12)$$

Donde:

- $E_{bat,venta,h}$ es la energía que se vierte desde el sistema de almacenamiento, que coincide también con el valor de la potencia vertida desde las baterías ($P_{bat,venta,h}$), en MWh.
- $ING_{act,bat}$ hace referencia al valor actualizado de los ingresos (€) percibidos a partir de esta energía vertida desde el sistema de almacenamiento de baterías.

3. Desarrollo de los cálculos

A lo largo de esta parte del documento se explicará la forma en la que se han desarrollado las ecuaciones anteriormente expuestas para realizar el análisis económico de la implementación de las baterías en el parque de generación eólica. Así, se mostrarán los datos que se han tomado como referencia y la forma en la que se han tratado.

3.1. Datos de partida

Para comenzar los cálculos del estudio, es imprescindible contar con datos que nos permitan obtener unos resultados relativamente fiables y lógicos. Por este motivo, nos iremos centrando en los valores de referencia de manera individual, comenzando por los datos de velocidad del viento, la curva de potencia de los aerogeneradores, hasta los costes que hemos considerado para la inversión y la operación y mantenimiento.

3.1.1. Velocidad del viento

Para determinar la potencia que se genera a cada hora en el parque eólico, necesitamos disponer de valores de velocidad del viento, que nos permitan entrar en la curva de potencia de los aerogeneradores y, así, obtener una determinada producción de energía eléctrica. Por este motivo, hemos recurrido a tomar estos datos a partir de un TMY (*Typical Meteorological Year*), basado en el intervalo comprendido entre 2007 y 2016, extraído mediante la herramienta PVGIS.

Estos datos vienen tomados a 10 metros de altura, por lo que es necesario extrapolarlos hasta la altura de la góndola del aerogenerador. Para ello, empleamos la Ecuación 1. Así, para cada hora tendremos una velocidad y, por tanto, una potencia generada. La localización del parque eólico es imprescindible para estos valores (Tabla 3).

3.1.2. Parque de generación eólica

Para el parque eólico tomaremos 4 aerogeneradores del mismo modelo. Los datos de viento se extraen mediante la ubicación indicada en la Tabla 3, para introducirlos en la curva de potencia. Tomaremos los mismos valores para los 4 aerogeneradores, sin tener en cuenta las variaciones por las ubicaciones concretas de cada aerogenerador.

Latitud (°)	28,12
Longitud (°)	-16,5
Rugosidad del terreno (m)	0,1
Aerogenerador	GAMESA G114/2500
Potencia nominal aerogenerador (kW)	2500
Potencia nominal del parque (MW)	10

Tabla 3: Ubicación y potencia nominal del parque eólico

La curva de potencia del aerogenerador nos permite conocer cuánto generará a partir de una determinada velocidad de viento. Por este motivo, tomamos dicha curva para obtener los valores horarios de generación del parque eólico, y los escalamos al número de generadores que tengamos implementados.

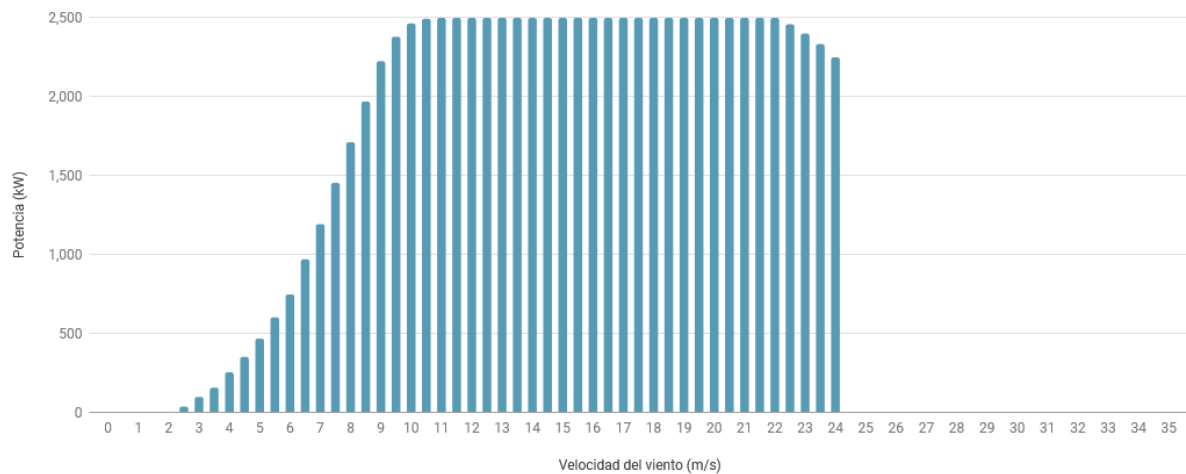


Figura 4: Curva de potencia GAMESA G114/2500 (The Wind Power, 2018)

Ahora, debemos también fijar el coste de adquisición de los aerogeneradores. Para ello, hemos acudido a la web de IRENA, donde disponen de estos valores y su evolución a lo largo de los últimos años. En la Figura 5 aparece esta tendencia, de donde tomaremos el coste que hace referencia a la media de ventas de la compañía VESTAS.

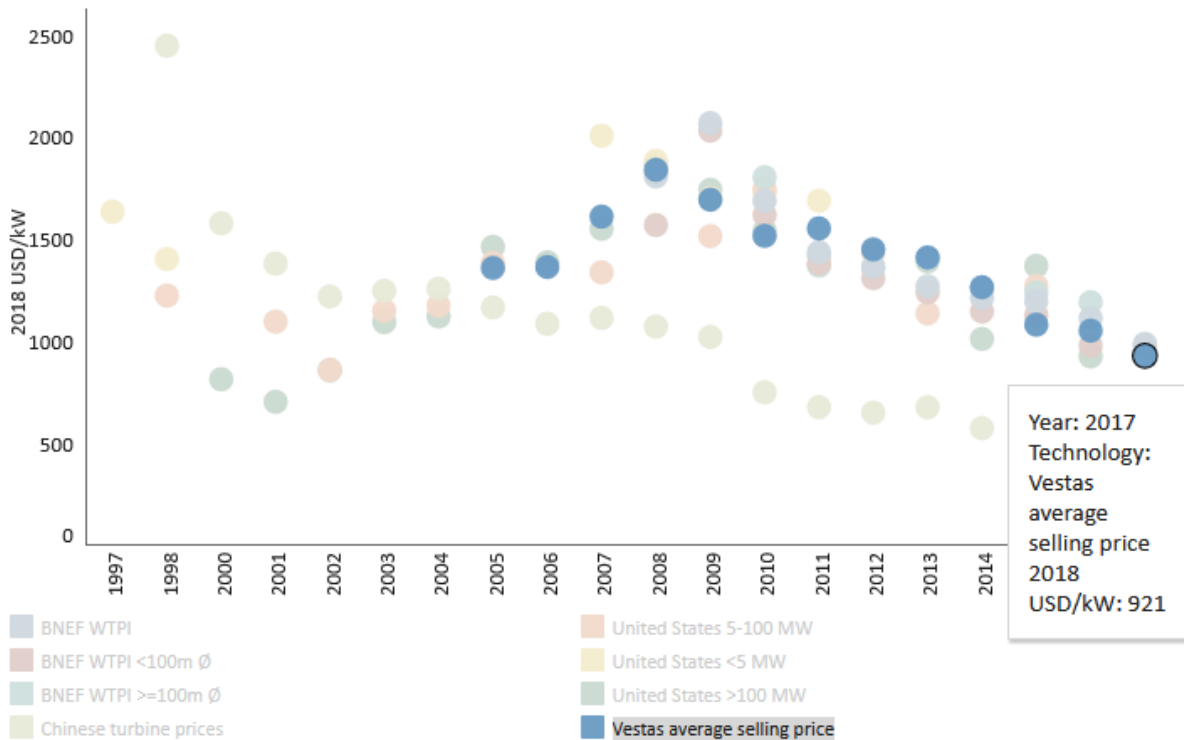


Figura 5: Coste de adquisición de aerogeneradores para 2017 (IRENA, 2020)

Como se puede distinguir, se dispone para 2017, el último año en esta base de datos, un coste de adquisición de 921 USD 2018/kW, que resultan en aproximadamente 810 €/kW, que será el valor que tomaremos para nuestro estudio.

3.1.3. Precio de venta de la electricidad

Para calcular los ingresos percibidos por la venta de energía a la red, debemos disponer de los precios del mercado eléctrico. Para ello, y tal y como está pensado el estudio, tenemos que incluir una fuente de datos que disponga de los valores del precio para cada hora. Solamente así podemos distinguir los períodos de venta directa o de almacenamiento en las baterías.

Por este motivo, empleando el Sistema de Información del Operador del Sistema (ESIOS), de Red Eléctrica de España, se han obtenido los valores del precio del mercado eléctrico para todo el año 2019.

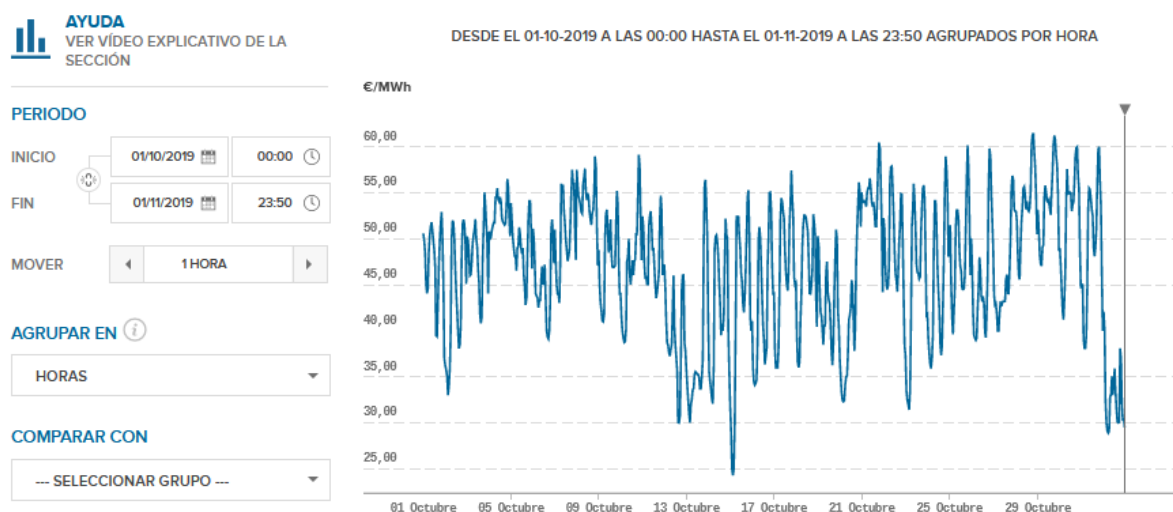


Figura 6: Comportamiento de los precios a lo largo de octubre de 2019 (Red Eléctrica de España, 2020)

3.1.4. Sistema de baterías de Ion-Litio

La elección del sistema de almacenamiento se lleva a cabo fundamentalmente tras un análisis de mercado, una vez conocidos los costes de adquisición de las mismas, así como su operación y mantenimiento. Las baterías de litio son la opción escogida para este estudio, pues son las más adecuadas según la potencial evolución de la que disponen, tal y como se comenta en la Memoria.

Tras haber consultado varias fuentes, la compañía dedicada al almacenamiento energético mediante baterías SAFT, nos ha facilitado un precio orientativo de sus módulos, resultando en 260 €/kWh.

Además, en la inversión de las baterías, debemos añadir también el componente de inversor / cargador, empleado para la conversión de la corriente de continua a alterna y viceversa. El precio de este componente se sitúa alrededor de los 250€/kW, definido por la potencia máxima de carga y descarga del módulo de baterías. Las eficiencias del inversor y del rectificador tendrán el mismo valor y se toman como 95%.

3.1.5. Operación y mantenimiento

Para evaluar la inversión que vamos a realizar, es necesario también incluir los costes derivados de la operación y mantenimiento de los diferentes componentes. Para el caso de los

aerogeneradores, se contempla una cantidad relativa al 5% de los costes de inversión; para las baterías, se estima como 3 €/kWh (Romero, 2016).

3.1.6. Listado final de datos de partida

Tras haber comentado el origen y la justificación de los costes que vamos a incluir de inicio, así como las características de los componentes, se exponen a continuación todos los datos y consideraciones que se toman de inicio para poder desarrollar el estudio.

Concepto		Valor
Viento	Rugosidad del terreno, z_0	0,1 m
	Altura toma de datos, z_1	10 m
Aerogeneradores	Potencia nominal	2500 kW
	Potencia nominal total	10 MW
	Nº Aerogeneradores	4
	Altura góndola	110 m
Parámetros económicos	Coste aerogeneradores	810 €/kW
	O&M aerogeneradores	5% de inversión
	Coste baterías	260 €/kWh
	O&M baterías	3 €/kWh
	Coste inversor	250 €/kW
	Instalación y montaje	5% de inversión
	Tipo de interés, i	5%
	Tasa de inflación, g	2%
	Período del estudio, Y	20 años

Tabla 4: Resumen de los valores considerados de inicio

Podemos distinguir que no aparecen parámetros como las características de las baterías. Esto se deba a que tomaremos estas variables como inputs en nuestro estudio, gracias a la interfaz de usuario que se ha creado (GUI) mediante la herramienta GUIDE de Matlab, que se trata en el apartado siguiente.

3.2. Interfaz de usuario (GUI)

Para el desarrollo del estudio se elabora un programa en Matlab, con la idea de que permita realizar la variación de una serie de parámetros de entrada (inputs) y así obtener

Aparece un término también referido a las retribuciones por los servicios de ajuste al sistema, que no está contemplado inicialmente en el estudio, pero que se ha incluido como una posible opción de futuro. Actualmente, los sistemas de almacenamientos, al no tener una regulación específica, no disponen de una retribución concreta como si lo hacen las energías renovables, por ejemplo. Por este motivo, otra posible fuente de ingresos para el almacenamiento, así como una alternativa de subvención puede ser la intervención de las mismas en los servicios de ajuste. Con este input, el usuario puede introducir una cantidad anual de ingresos en este concepto y ver cómo cambia el panorama del estudio.

Una vez se han rellenado todos los campos de texto, se dispone de un botón (“Calcular”) que se encarga de realizar la ejecución del programa que permite sacar los resultados, que se distinguen en la tabla que está en la esquina inferior izquierda, mostrando los ingresos según los dos tipos de sistema y el VAN para cada caso.

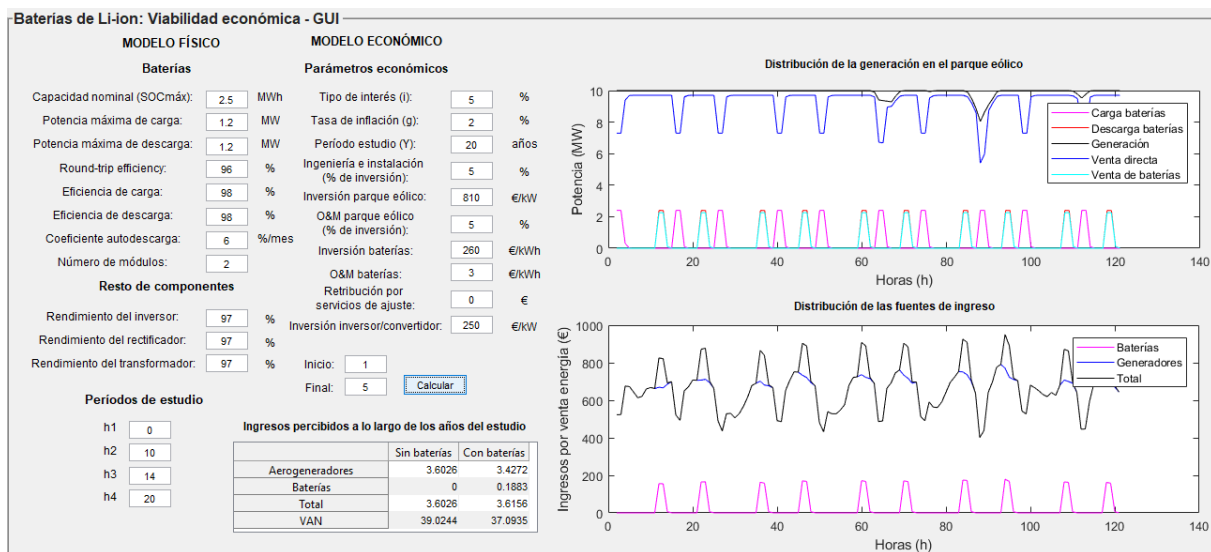


Figura 8: Resultados obtenidos mediante la GUI

Una vez pulsado el botón, se elabora la tabla con los resultados más relevantes, así como dos gráficos: la primera representa la distribución de la generación en el parque; la segunda, el flujo de los ingresos obtenidos de la venta de energía y la fuente de los mismos. El programa permite definir los límites en días de esta evolución en la gráfica.

La utilidad principal de la interfaz reside en la facilidad que tiene el usuario para interactuar con el programa que se ha elaborado para seguir los modelos que hemos planteado en este estudio. Al introducir los datos requeridos en la misma, se obtiene de

manera inmediata una comparativa de los ingresos y los VAN en cada sistema, así como la distribución de los flujos de energía y los ingresos obtenidos a partir de los mismos.

Por estos motivos, la interfaz que hemos elaborado será la herramienta que se emplee para determinar un sistema de almacenamiento energético de baterías de iones de litio adecuado para el parque de generación eólica que se propone. Además, analizaremos diferentes alternativas y veremos cómo influyen en el estudio económico.

4. Discusión de los resultados

Antes de comenzar a mostrar los resultados que iremos obteniendo de la interfaz, debemos dejar claro que el indicador para evaluar la rentabilidad de la implementación de las baterías será el VAN. Por este motivo, planteamos una tabla que contiene su valor para el caso de un sistema sin sistema de almacenamiento y otro que sí lo tiene.

Las propiedades requeridas como inputs para las baterías serán extraídas de la hoja de características de las mismas. Los resultados que se obtengan serán analizados en función del comportamiento que se observe para cada escenario y de la rentabilidad que éste presente.

Para realizar el análisis, tomaremos el módulo de baterías de iones de litio Intensium Max 20 High Energy, de SAFT. Se trata de baterías de Ion-Litio con tecnología NMC (*Niquel manganese cobalt oxide*), pensada para su aplicación en la integración de renovables en el sistema eléctrico y el suministro en los picos de demanda, entre otros aspectos. Así, vamos a definir a continuación las características necesarias de este módulo que debemos introducir en la interfaz.

Propiedades	Valor
Capacidad nominal (SOC_{max})	2,5 MWh
Potencia de carga máxima ($P_{carga,max}$)	1,2 MW
Potencia de descarga máxima ($P_{descarga,max}$)	1,2 MW
Roundtrip efficiency (η_{round})	96%
Eficiencia de carga (η_{carga})	98%
Eficiencia de descarga ($\eta_{descarga}$)	98%
Tasa autodescarga (δ)	6%/mes

Tabla 5: Características del módulo Intensium Max 20 High Energy (Hoja técnica)

Una vez disponemos de las características de las baterías, el resto será rellenar los inputs requeridos en la interfaz. Debemos destacar que se toma una eficiencia del transformador del 98%.

Propiedades	Valor
Eficiencia inversor (η_{inv})	95%
Eficiencia rectificador (η_{rect})	95%
Eficiencia transformador (η_{trafo})	98%

Tabla 6: Valores de rendimiento para inversor/cargador y transformador

4.1. Optimización de los períodos

La primera línea de acción que se toma en este estudio es la determinación de los límites para cada período considerado (A, B, C y D) de forma que se maximice el VAN de la inversión en el sistema con baterías. Por esto, se toma un módulo del sistema de almacenamiento y se alcanzan aquellos valores más óptimos.

Baterías de Li-ion: Viabilidad económica - GUI

MODELO FÍSICO			MODELO ECONÓMICO		
Baterías			Parámetros económicos		
Capacidad nominal (SOCmáx):	<input type="text" value="2.5"/>	MWh	Tipo de interés (i):	<input type="text" value="5"/>	%
Potencia máxima de carga:	<input type="text" value="1.2"/>	MW	Tasa de inflación (g):	<input type="text" value="2"/>	%
Potencia máxima de descarga:	<input type="text" value="1.2"/>	MW	Período estudio (Y):	<input type="text" value="20"/>	años
Round-trip efficiency:	<input type="text" value="96"/>	%	Ingeniería e instalación (% de inversión):	<input type="text" value="5"/>	%
Eficiencia de carga:	<input type="text" value="98"/>	%	Inversión parque eólico:	<input type="text" value="810"/>	€/kW
Eficiencia de descarga:	<input type="text" value="98"/>	%	O&M parque eólico (% de inversión):	<input type="text" value="5"/>	%
Coefficiente autodescarga:	<input type="text" value="6"/>	%/mes	Inversión baterías:	<input type="text" value="260"/>	€/kWh
Número de módulos:	<input type="text" value="1"/>		O&M baterías:	<input type="text" value="3"/>	€/kWh
Resto de componentes			Retribución por servicios de ajuste:	<input type="text" value="0"/>	€
Rendimiento del inversor:	<input type="text" value="95"/>	%	Inversión inversor/convertidor:	<input type="text" value="250"/>	€/kW
Rendimiento del rectificador:	<input type="text" value="95"/>	%	Inicio:	<input type="text" value="1"/>	
Rendimiento del transformador:	<input type="text" value="98"/>	%	Final:	<input type="text" value="5"/>	
			<input type="button" value="Calcular"/>		
Períodos de estudio			Ingresos percibidos a lo largo de los años del estudio		
h1	<input type="text" value="0"/>			Sin baterías	Con baterías
h2	<input type="text" value="10"/>		Aerogeneradores	3.6398	3.5487
h3	<input type="text" value="14"/>		Baterías	0	0.0938
h4	<input type="text" value="20"/>		Total	3.6398	3.6426
			VAN	39.5800	38.5595

Figura 9: Datos de entrada de la GUI para optimización de los períodos

Si definimos los límites como se distinguen en la Figura 9, el VAN que alcanzamos en el sistema con baterías es el mayor posible. Por tanto, estos son los valores que tomaremos para seguir hacia el siguiente punto de optimización del sistema, que será definir el número de módulos a implementar. En la Tabla 7 se distingue el VAN obtenido para distintas combinaciones de límites de períodos.

Límites (h_1, h_2, h_3, h_4)	VAN (M€)
0, 8, 12, 20	38,5
0, 9, 13, 21	38,504
0, 10, 14, 22	38,494
0, 10, 14, 21	38,53
0, 10, 14, 20	38,56

Tabla 7: Optimización de los valores de los límites para cada período

Podemos distinguir cómo el desplazamiento del período B (de h_2 a h_3) favorece el aumento del rendimiento de la inversión, pues los picos de precios aparecen entre las 10 y las 14 horas. También vemos que el último límite (h_4), si pasa de las 20 horas pierde un pico de precio y el sistema simula que la energía vaya en primer lugar a las baterías. Mantener esta franja en un período de pico es muy importante para la rentabilidad del proyecto.

4.2. Optimización de la capacidad de almacenamiento

Una vez tenemos definidos los límites más adecuados para los períodos, según la curva de precios del mercado diario que hemos tomado para todo 2019, es el momento de determinar la capacidad nominal de almacenamiento que provoca el mejor desempeño y rendimiento en el sistema que hemos planteado.

Por tanto, existen dos vías o puntos de vista que pueden adquirirse aquí: buscar la mayor rentabilidad para la inversión o determinar el mejor punto en cuanto al desempeño del parque eólico con las baterías en el sistema eléctrico. Para este estudio, el objetivo es buscar la mayor rentabilidad. Sin embargo, debemos también mirar y evaluar las ventajas que puede ofrecer al sistema eléctrico. En adelante, iremos evaluando la evolución con diferentes capacidades de almacenamiento y, mediante conclusiones basadas en estos dos puntos de vista, se logra alcanzar una capacidad óptima.

Si se plantea la instalación de un módulo, podemos ver que, considerando un intervalo de 5 días, el sistema de almacenamiento va a alcanzar su capacidad nominal prácticamente en todas las ocasiones. Esto nos indica que, en los períodos valle (especialmente el A, que es el más largo), a pesar de priorizar el almacenamiento, gran parte de la energía generada se inyecta a la red.

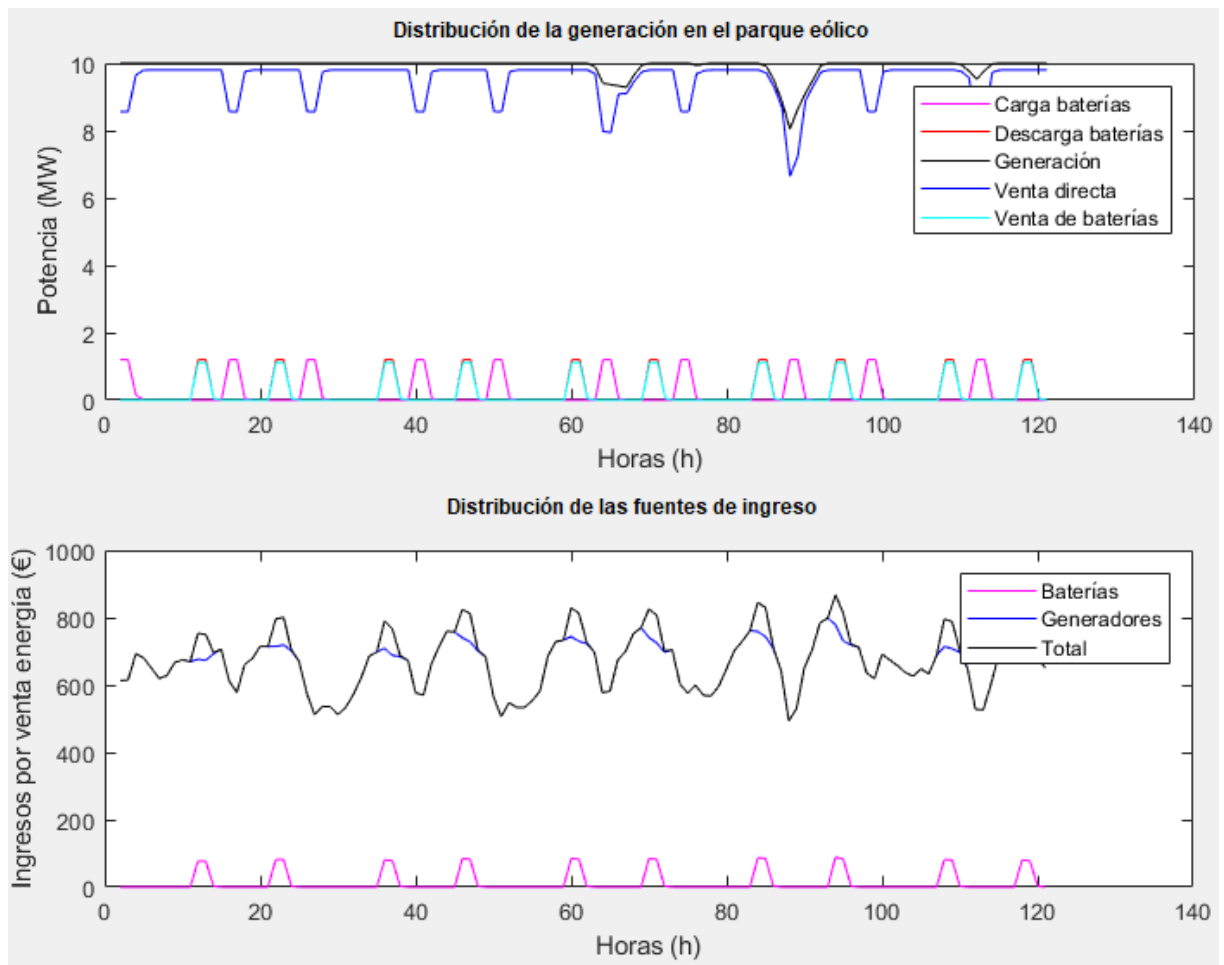


Figura 10: Distribución de la generación y de las fuentes de ingreso para 2.5 MWh (1x2.5 MWh)

De la misma forma, los flujos monetarios referidos al sistema de almacenamiento serán pequeños, por lo que las baterías no aportarían gran parte en la rentabilidad del sistema. De esta primera prueba, podemos concluir que con los costes que tenemos actualmente para este tipo de sistema de almacenamiento energético, no resulta rentable su implementación, pues la influencia en este caso es mínima y, además, es cuando resulta el mayor VAN de la inversión.

Ingresos percibidos a lo largo de los años del estudio		
	Sin baterías	Con baterías
Aerogeneradores	3.6398	3.5487
Baterías	0	0.0938
Total	3.6398	3.6426
VAN	39.5800	38.5595

Figura 11: VAN resultante para 1 módulo de baterías

En este sentido, el criterio o punto de vista que habíamos asumido en un principio como objetivo principal de la optimización deberá pasar a segundo plano, pues ya sabemos que, actualmente y con el entorno del que se dispone (regulación, precios de mercado, etc.), esta vía no resulta más rentable que un parque eólico convencional.

A pesar de todo esto, apostar por este tipo de sistemas es apostar por el aumento de la penetración de renovables. Este va a ser nuestro nuevo objetivo principal en el proceso de optimización, sin perder de vista la rentabilidad del sistema, pues, aunque esté en segundo plano, no deja de ser determinante a la hora de realizar una inversión.

Podemos ver en la Figura 12 el aumento de la capacidad nominal cómo influye en los flujos de electricidad. Mayor cantidad de energía es almacenada, como era de esperar y, por consiguiente, rellenamos más espacio de los intervalos valle, lo que nos da una mayor garantía de la reducción de los posibles vertidos.

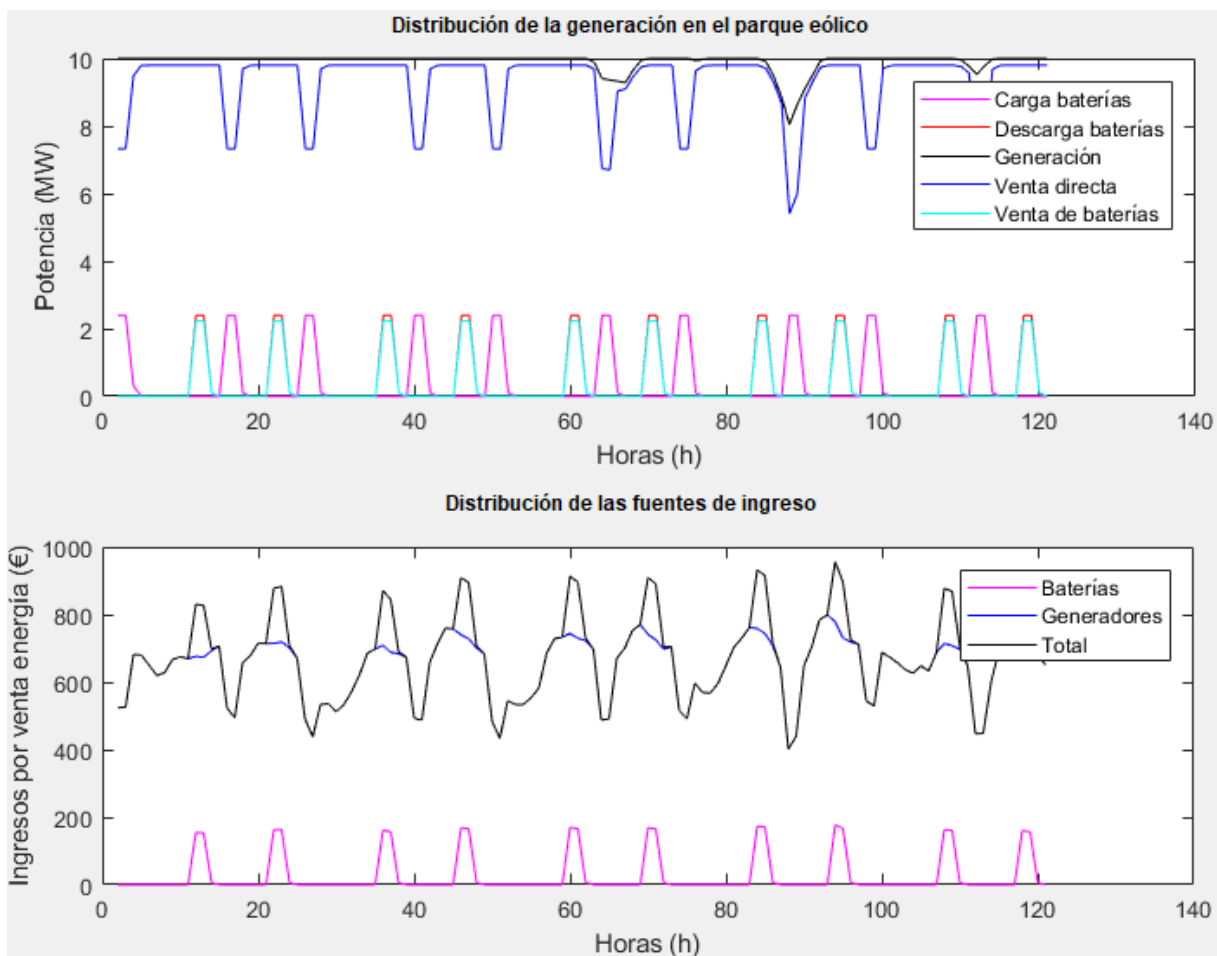


Figura 12: Distribución de la generación y flujos de ingreso para 5 MWh (2x2.5 MWh)

Los ingresos relativos a la descarga del sistema de almacenamiento también se ven favorecidos, aunque, como era de esperar, el VAN se verá afectado por el aumento del coste de la inversión (el doble para todo el sistema de almacenamiento e inversor/cargador). Esto demuestra lo que hemos comentado anteriormente, pero vemos una mejora significativa en la cantidad de energía almacenada en las baterías.

Ingresos percibidos a lo largo de los años del estudio		
	Sin baterías	Con baterías
Aerogeneradores	3.6398	3.4589
Baterías	0	0.1863
Total	3.6398	3.6452
VAN	39.5800	37.5369

Figura 13: VAN e ingresos anuales obtenidos para 2 módulos

Los ingresos para el primer año aumentan con respecto a los observado para 1 módulo, lo que demuestra que las consideraciones de almacenamiento y vertido según diferentes períodos es válida. El problema de la reducción de la rentabilidad de la inversión está en el coste de adquisición, lo que se refleja en la reducción del VAN, resultando más competitivo el sistema sin almacenamiento.

En esta misma línea, si aumentamos la capacidad de almacenamiento a la de 4 módulos (constituyendo 10 MWh), más cantidad de energía podrá ser almacenada y, por tanto, mejor aprovecharemos la distribución de los intervalos. Así, los ingresos provenientes de la inyección de energía desde el sistema de almacenamiento serán también superiores al caso anterior.

Ingresos percibidos a lo largo de los años del estudio		
	Sin baterías	Con baterías
Aerogeneradores	3.6398	3.2816
Baterías	0	0.3675
Total	3.6398	3.6491
VAN	39.5800	35.4713

Figura 14: Ingresos obtenidos y VAN para 4 módulos

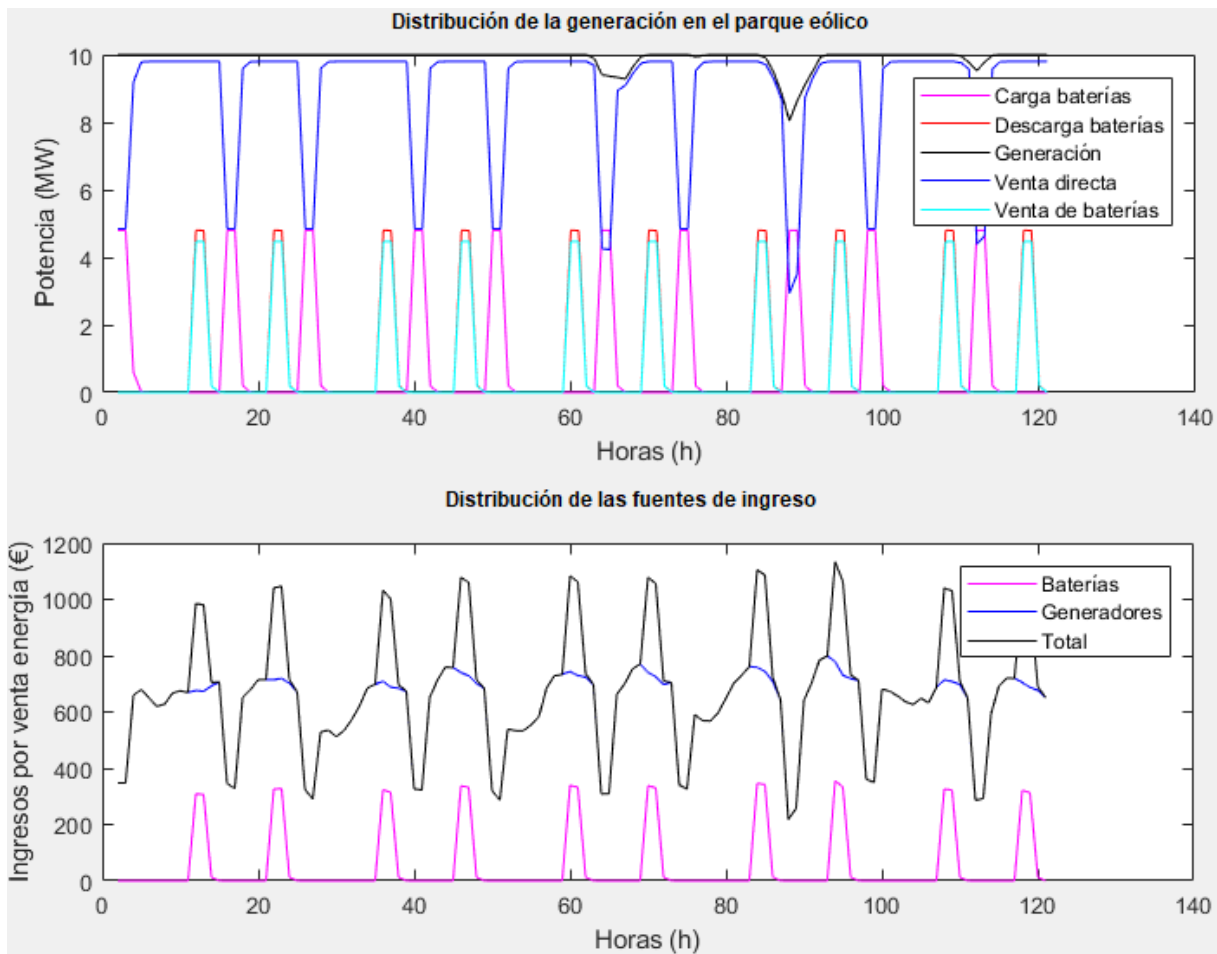


Figura 15: Distribución de la generación y fuentes de ingreso para 10 MWh (4x2.5 MWh)

Sin embargo, el VAN mantiene su tendencia descendente por el aumento de la inversión inicial. También afectan, aunque en menor medida, los costes de operación y mantenimiento en los que se incurren con la implementación de las baterías de iones de litio. En la siguiente gráfica podemos ver con mayor claridad la capacidad de almacenamiento de las 3 disposiciones consideradas.

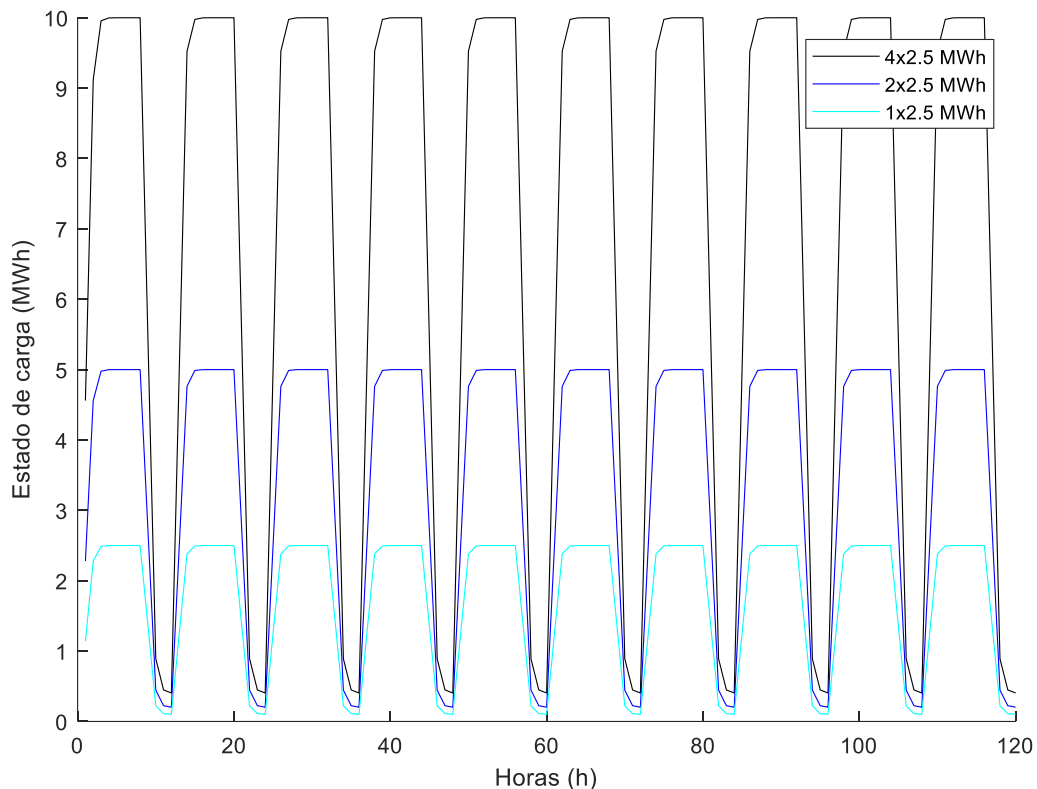


Figura 16: Estado de carga del sistema de almacenamiento según se coloquen 1, 2 o 4 módulos

Como comentamos anteriormente, la cantidad de energía que se guarda en un sistema con 4 módulos es muy superior al resto, pues la capacidad nominal del sistema aumenta considerablemente. Por tanto, desde un punto de vista más práctico, disponer de un sistema de almacenamiento con una mayor capacidad nos permitirá prácticamente eliminar los posibles vertidos en el parque eólico, por lo que resultaría como una opción interesante de cara a un sistema que no sea capaz de absorber de manera frecuente la variabilidad en la generación de los aerogeneradores.

Por otra parte, si se dispone de un sistema más grande y estable, que presente vertidos bajos o nulos, una capacidad de almacenamiento de 10 MWh para un parque eólico de 10 MW resulta algo excesiva. Sin embargo, no debemos olvidar que este planteamiento busca la integración de un mayor número de parques de renovables, lo que va a provocar necesariamente el aumento de los vertidos, así que irnos a la opción contraria (1 módulo de 2.5 MWh) podría resultar insuficiente.

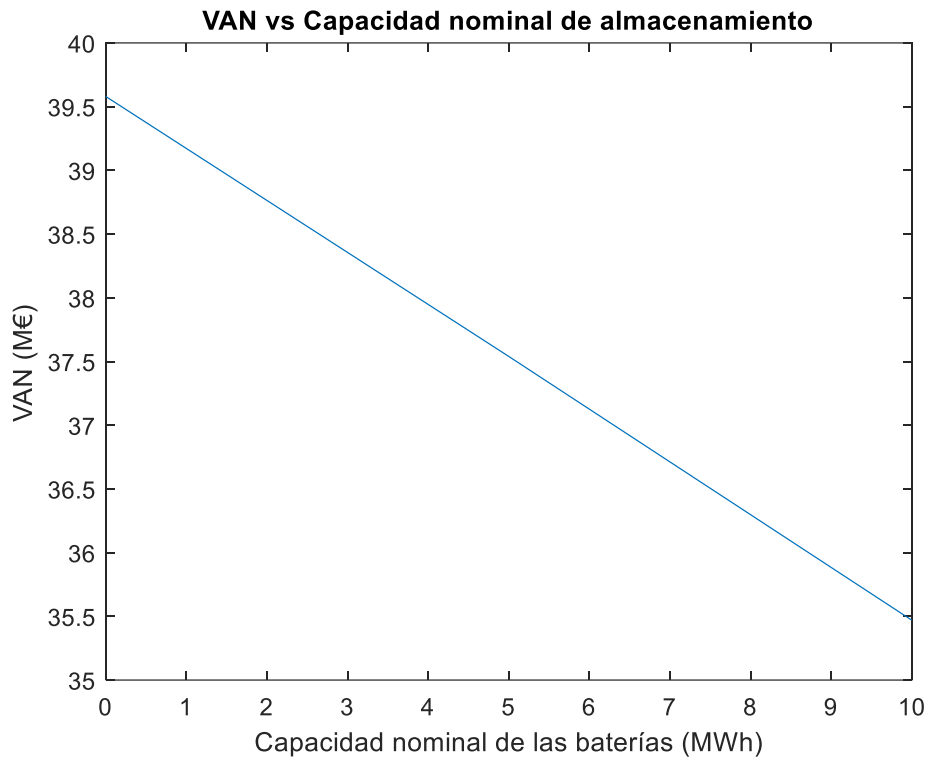


Figura 17: Evolución del VAN según se varía la capacidad de almacenamiento

Ante estas dos situaciones, podemos concluir en que la colocación de 2 módulos (2x2.5 MWh) resulta como la opción más asequible de cara a la inversión y al futuro aumento de los vertidos en el sistema. De igual forma, tampoco debemos olvidar que existen varias consideraciones en este estudio que pueden variar en la ejecución real de una instalación de este tipo, como el recurso eólico, los costes de adquisición considerados, entre otros.

Además, resulta difícil predecir una capacidad de almacenamiento cuando pensamos en reducir vertidos, pero lo que sí sabemos con seguridad es que el almacenamiento energético es una alternativa que debe tomar mucha fuerza en los próximos años, pues el aumento de renovables es algo imprescindible en la disminución del cambio climático y, tal y como está planteado el sistema eléctrico, las baterías en nuestro caso serán las encargadas de amortiguar el efecto provocado por el desacople de la demanda y la generación.

5. Bibliografía

- Asociación Empresarial Eólica. (2020). *Asociación Empresarial Eólica (AEE)*. Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana/potencia-instalada-y-generacion>
- Asociación Empresarial Eólica. (2020). *Asociación Empresarial Eólica (AEE)*. Obtenido de <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>
- Cabañes, J. L. (11 de abril de 2016). *Comunidad ISM*. Obtenido de <http://www.comunidadism.es/blogs/la-huella-de-carbono-de-las-energias-renovables-2-eolica>
- Chino, M. (2012). *Inhabitat*. Retrieved from <https://inhabitat.com/worlds-largest-biogas-fuel-cell-power-plant-launches-at-california-sewage-treatment-facility/>
- Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. (2019). *Anuario Energético de Canarias 2018*. Gobierno de Canarias.
- Energía y Sociedad. (2014). *Energía y Sociedad*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion/>
- Energía y Sociedad. (2014). *Energía y Sociedad*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- Energía y Sociedad. (2014). *Energía y Sociedad*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/2-3-actividades-reguladas-y-actividades-en-libre-competencia/>
- Fundación Energías Renovables (FER). (2019). *Escenario, políticas y directrices para la transición energética*.

- IBERDROLA. (2018). *IBERDROLA*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-completa-montaje-aerogeneradores-primer-parque-eolico-canarias>
- International Renewable Energy Agency. (2014). *IRENA*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2014/Jul/15/14_Wind_power_spatial_planning_techniques_Lima_Peru_ES.pdf?la=en&hash=FA3337F776583CF1944E6C46202A6A0038937395
- IRENA. (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and markets to 2030*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2020). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de Base de datos: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- López, M. V. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona: MARCOMBO, S. A.
- Martínez Jiménez, A. (2013). *Dimensionado de instalaciones solares*. Madrid: Ediciones Paraninfo, S.A.
- Ministerio Para La Transición Ecológica. (2019). *La Energía en España 2017*. Gobierno de España.
- OMIE. (2020). *OMIE*. Obtenido de <https://www.omie.es/es/mercado-de-electricidad>
- Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S. A. (2020). *OMIE*. Obtenido de https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf
- Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A. (2020). *OMIE*. Obtenido de https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf
- Red Eléctrica de España. (2013). *Red Eléctrica de España*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/sostenibilidad/proyectos-destacados/proyectos-de-idi-de-contribucion-al-negocio/proyecto-almacena>

Red Eléctrica de España. (2020). *ESIOS*. Obtenido de Base de datos:
<https://www.esios.ree.es/es>

Rodolgo Dufo-López, J. L.-A.-N. (2008). Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain. *Energy Policy*, 126 - 139.

Romero, A. H. (Junio de 2016). TFM: Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. Universidad de Sevilla.

The Wind Power. (2018). *The Wind Power*. Obtenido de
https://www.thewindpower.net/turbine_es_599_gamesa_g114-2500.php

Xing Luo, J. W. (2014). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potencial in power system operation. *Applied Energy*, 511 - 536.

Zabalza Bribián, I. (2009). *Energía solar térmica*. Zaragoza: Prensas de la Universidad de Zaragoza.



**Escuela de Doctorado
y Estudios de Posgrado**
Universidad de La Laguna

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Gestión de un parque eólico mediante baterías de
Ion-Litio

ANEXO II: “Código de elaboración de interfaz de usuario mediante herramienta GUIDE”

Titulación

Máster Universitario en Ingeniería
Industrial

Autor

Alejandro González González

Profesor

Juan Fernando Figueras Torres

Julio 2019

ÍNDICE

1. Introducción.....	1
2. Código de interfaz de Matlab	1

1. Introducción

Este documento se elabora para exponer el código mediante el cual se ha generado la interfaz de usuario empleada para realizar el estudio de viabilidad objeto de este proyecto. En este sentido, siguiendo la descripción expuesta en el Anexo I, se muestra a continuación el extracto obtenido del Matlab con dicho programa. Incorpora comentarios que ayudan a seguirlo y mantener el contacto constante con los modelos planteados para la simulación.

2. Código de interfaz de Matlab

A lo largo de este apartado se desarrolla el código extraído directamente con las herramientas de impresión de Matlab.

```

function varargout = TFM_interfaz(varargin)
% TFM_INTERFAZ MATLAB code for TFM_interfaz.fig
% TFM_INTERFAZ, by itself, creates a new TFM_INTERFAZ or raises the existing
% singleton*.
%
% H = TFM_INTERFAZ returns the handle to a new TFM_INTERFAZ or the handle to
% the existing singleton*.
%
% TFM_INTERFAZ('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local
% function named CALLBACK in TFM_INTERFAZ.M with the given input arguments.
%
% TFM_INTERFAZ('Property','Value',...) creates a new TFM_INTERFAZ or raises the
% existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
% applied to the GUI before TFM_interfaz_OpeningFcn gets called. An
% unrecognized property name or invalid value makes property application
% stop. All inputs are passed to TFM_interfaz_OpeningFcn via varargin.
%
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one
% instance to run (singleton)".
%
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES

% Edit the above text to modify the response to help TFM_interfaz

% Last Modified by GUIDE v2.5 09-Jun-2020 14:22:08

% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',   gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @TFM_interfaz_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @TFM_interfaz_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [], ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before TFM_interfaz is made visible.
function TFM_interfaz_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to TFM_interfaz (see VARARGIN)

% Choose default command line output for TFM_interfaz
handles.output = hObject;

% Update handles structure
guidata(hObject, handles);

% UIWAIT makes TFM_interfaz wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);

% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = TFM_interfaz_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;

function edit1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit1 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit1 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit1 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.

```

```

if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit2_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit2 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit2 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit2 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit3_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit3 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit3 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit3_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit3 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit4_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit4 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit4 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit4_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit4 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit5_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit5 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit5 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit5_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit5 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))

```

```

set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit6_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit6 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit6 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit6 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit6_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit6 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit7_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit7 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit7 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit7 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit7_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit7 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit8_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit8 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit8 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit8 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit8_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit8 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit9_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit9 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit9 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit9 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit9_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit9 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

```

```

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit10_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit10 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit10 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit10 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit10_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit10 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit11_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit11 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit11 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit11 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit11_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit11 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes on button press in pushbutton1.
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to pushbutton1 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Las variables de entrada se definen por completo dentro del botón, que es
% el que me va a ejecutar el evento cuando las lea de lo que me introduce
% el usuario por los 'Edit Text'.

SOCm=str2double(get(handles.edit1,'String'))*10^6;
Pmax_c=str2double(get(handles.edit2,'String'))*10^6;
Pmax_D=str2double(get(handles.edit3,'String'))*10^6;
nRound=str2double(get(handles.edit4,'String'))/100;
nC_bat=str2double(get(handles.edit5,'String'))/100;
nD_bat=str2double(get(handles.edit6,'String'))/100;
delta=str2double(get(handles.edit7,'String'))*(12/(365*24))/100;
nINV=str2double(get(handles.edit8,'String'))/100;
nR=str2double(get(handles.edit9,'String'))/100;
nTR=str2double(get(handles.edit10,'String'))/100;
n_mod=str2double(get(handles.edit11,'String'));
h1=str2double(get(handles.edit12,'String'));
h2=str2double(get(handles.edit13,'String'));
h3=str2double(get(handles.edit14,'String'));
h4=str2double(get(handles.edit15,'String'));
I=str2double(get(handles.edit16,'String'))/100;
g=str2double(get(handles.edit17,'String'))/100;
Y=str2double(get(handles.edit18,'String'));
c_inst=str2double(get(handles.edit19,'String'))/100;
C1_kw=str2double(get(handles.edit20,'String'));
C1_om_pc=str2double(get(handles.edit21,'String'))/100;
C2_kwh=str2double(get(handles.edit22,'String'));
C2_om_kwh=str2double(get(handles.edit23,'String'));
ING_ajuste=str2double(get(handles.edit24,'String'));
dinicio=str2double(get(handles.edit25,'String'));
dfinal=str2double(get(handles.edit26,'String'));
C3_INV=str2double(get(handles.edit31,'String'));

```

```

set(handles.text61,'Visible','On')
set(handles.text62,'Visible','On')

% Aquí va a introducirse prácticamente todo el programa, para sacar los
% resultados y luego más adelante los plots

% Para el parque eólico

z1=110; % metros
Pnom=2500; % kW de potencia nominal
z0=0.1;
z=10;
ngen=4;

% Elaboramos curva de potencia

k=0;
for i=1:49
    vGAM(i,1)=0+k;
    k=k+0.5;
end

PotGAM=[0 0 0 0 0 40 102 160 257 355 471 605 750 972 1194 1455 1713 1970 ...
        2227 2380 2465 2495 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 ...
        2460 2400 2335 2250]';

for i=23:45
    PotGAM(i,1)=2500;
end

% Ajustamos curva a función polinómica de 5° grado para leer directamente
% desde la curva

p=polyfit(vGAM,PotGAM,5)';

for i=1:49
    PotGAMc(i,1)=p(1)*vGAM(i,1)^5+p(2)*vGAM(i,1)^4+p(3)*vGAM(i,1)^3 ...
        +p(4)*vGAM(i,1)^2+p(5)*vGAM(i,1)+p(6);
    % if PotGAMc(i,1)<=0
    %     PotGAMc(i,1)=0;
    % end
    % if PotGAMc(i,1)>=2500
    %     PotGAMc(i,1)=2500
    % end

end

MATRIX=load('Datos.txt');

for i=1:8760
    vREAL(i,1)=MATRIX(i,1);
    vREAL(i,1)=vREAL(i,1)*(log(z1/z0)/log(z/z0));
end

for i=1:8760
    Pw_h(i,1)=p(1)*vREAL(i,1)^5+p(2)*vREAL(i,1)^4+p(3)*vREAL(i,1)^3 ...
        +p(4)*vREAL(i,1)^2+p(5)*vREAL(i,1)+p(6);
    if Pw_h(i,1)<=0
        Pw_h(i,1)=0;
    end
    if Pw_h(i,1)>=2500
        Pw_h(i,1)=2500;
    end
end

ngen=4;
Pw_h=1000*Pw_h*ngen;

GENTot=sum(Pw_h)/1000;

% Ahora viene todo el cálculo correspondiente a los flujos energéticos en
% la instalación con las baterías

SOCmax=n_mod*SOCm;
Pmax_c_bat=Pmax_c*n_mod;
Pmax_D_bat=Pmax_D*n_mod;
SOCmin=SOCmax*(1-nRound);

% Vamos a definir las matrices con ceros, y luego las vamos rellenando:

Pmax_bat_h=zeros(8760,1);
Pc_bat_h=zeros(8760,1);
SOCh=zeros(8760,1);
Pw_sale_h=zeros(8760,1);
Pd_bat_h=zeros(8760,1);
Pw_bat_sale_h=zeros(8760,1);

k=0; % Indicador para montar el for

for i=1:365
    for j=1+k:24+k
        if j>=h1+k && j<=h2+k
            % Aquí meto las ecuaciones de intervalo A

```



```

    if j-1==0
        Pmax_bat_h(j,1)=min(Pmax_c_bat,SOCmax);
        Pc_bat_h(j,1)=min(Pw_h(j,1)*nR,Pmax_bat_h(j,1));
        SOCh(j,1)=max(Pc_bat_h(j,1)*nC_bat,SOCmin);
        Pw_sale_h(j,1)=(Pw_h(j,1)-Pc_bat_h(j,1)/nR)*nTR;
    else
        Pmax_bat_h(j,1)=min(Pmax_c_bat,SOCmax-SOCh(j-1,1));
        Pc_bat_h(j,1)=min(Pw_h(j,1)*nR,Pmax_bat_h(j,1));
        SOCh(j,1)=SOCh(j-1,1)*(1-delta)+Pc_bat_h(j,1)*nC_bat;
        Pw_sale_h(j,1)=(Pw_h(j,1)-Pc_bat_h(j,1)/nR)*nTR;
    end
end
if j>=h2+k+1 && j<=h3+k
    % Ahora estamos en el intervalo B
    Pd_bat_h(j,1)=min((SOCh(j-1,1)-SOCmin)*nD_bat,Pmax_D_bat);
    SOCh(j,1)=SOCh(j-1,1)*(1-delta)-Pd_bat_h(j,1)*nD_bat;
    if SOCh(j,1)<=SOCmin
        SOCh(j,1)=SOCmin;
        Pd_bat_h(j,1)=0;
    else
        Pw_sale_h(j,1)=Pw_h(j,1)*nTR;
        Pw_bat_sale_h(j,1)=Pd_bat_h(j,1)*nINV*nTR;
    end
end
if j>=h3+k+1 && j<=h4+k
    % El intervalo C va a ser igual que el A
    Pmax_bat_h(j,1)=min(Pmax_c_bat,SOCmax-SOCh(j-1,1));
    Pc_bat_h(j,1)=min(Pw_h(j,1)*nR,Pmax_bat_h(j,1));
    SOCh(j,1)=SOCh(j-1,1)*(1-delta)+Pc_bat_h(j,1)*nC_bat;
    Pw_sale_h(j,1)=(Pw_h(j,1)-Pc_bat_h(j,1)/nR)*nTR;
end
if j>=h4+k+1 && j<=h1+k+24
    % Este es para el periodo D, igual al B
    Pd_bat_h(j,1)=min((SOCh(j-1,1)-SOCmin)*nD_bat,Pmax_D_bat);
    SOCh(j,1)=SOCh(j-1,1)*(1-delta)-Pd_bat_h(j,1)*nD_bat;
    if SOCh(j,1)<=SOCmin
        SOCh(j,1)=SOCmin;
        Pd_bat_h(j,1)=0;
    else
        Pw_sale_h(j,1)=Pw_h(j,1)*nTR;
        Pw_bat_sale_h(j,1)=Pd_bat_h(j,1)*nINV*nTR;
    end
end
Pwonly_sale_h(j,1)=Pw_h(j,1)*nTR;
end

k=k+24;

end

axes(handles.axes1)

% Aquí mostramos la generación, y cómo se distribuye

h=1;
for i=1:8760
    horas(i,1)=1+h;
    h=h+1;
end

hest=horas((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24);

title('Distribución de la generación en el parque eólico (MW)')
plot(hest,Pc_bat_h((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24)/10^6,'m')
hold on
plot(hest,Pd_bat_h((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24)/10^6,'r')
plot(hest,Pw_h((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24)/10^6,'k')
plot(hest,Pw_sale_h((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24)/10^6,'b')
plot(hest,Pw_bat_sale_h((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24)/10^6,'c')
ylabel('Potencia (MW)')
hold off
xlabel('Horas (h)')
legend('Carga baterías','Descarga baterías','Generación','Venta directa', ...
    'Venta de baterías')

% Comenzamos a meter los componentes del modelo económico:

PRICE=load('Precio.txt');

% Ingresos anuales en millones de euros

for i=1:8760
    INGbat(i,1)=PRICE(i,1)*Pw_bat_sale_h(i,1)/10^6;
    INGwind(i,1)=PRICE(i,1)*Pw_sale_h(i,1)/10^6;
    INGtot(i,1)=INGbat(i,1)+INGwind(i,1);
    INGwonly(i,1)=PRICE(i,1)*Pwonly_sale_h(i,1)/10^6;
end

INGbat_yr=sum(INGbat)+ING_ajuste;
INGwind_yr=sum(INGwind);
INGtot_yr=sum(INGtot)+ING_ajuste;
INGwonly_yr=sum(INGwonly);

axes(handles.axes2)

% Aquí representamos la evolución de los ingresos para los dos tipos de

```

```

% sistema:

title('Ingresos según fuente (Millones de euros)')
plot(hest,INGbat((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24),'m');
hold on
plot(hest,INGwind((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24),'b');
plot(hest,INGtot((dinicio-1)*24+1:(dfinal-1)*24+24),'k');
ylabel('Ingresos por venta energía (C)')
xlabel('Horas (h)')
legend('Baterías','Generadores','Total')
hold off

% Actualización de los valores al año del estudio

for i=1:Y
    ACT(i,1)=(1+g)^i/((1+I)^i);
end

ACT_tot=sum(ACT);

% Resolvemos primero el caso sin baterías:

C1_inv=ngen*C1_kw*Pnom*(1+c_inst)/10^6;
C1_om=C1_om_pc*C1_inv;
C1_act_om=C1_om*ACT_tot;

VANwonly_sale=INGwonly_yr*ACT_tot/10^6;
VAN1=VANwonly_sale-C1_act_om-C1_inv;

% Ahora lo hacemos incluyendo las baterías

C2_inv=((C2_kwh*SOCmax/10^3)+(C3_INV*Pmax_c_bat/10^3))/10^6;
C2_om=(C2_om_kwh*SOCmax/10^3)/10^6;
C2_act_om=C2_om*ACT_tot;

VANw_sale=INGwind_yr*ACT_tot/10^6;
VANbat_sale=INGbat_yr*ACT_tot/10^6;
VAN2=VANw_sale+VANbat_sale-C1_act_om-C2_act_om-C1_inv-C2_inv;

VAN=[VAN1 VAN2];

DATOS=[INGwonly_yr/10^6 INGwind_yr/10^6;
       0 INGbat_yr/10^6;
       INGwonly_yr/10^6 INGtot_yr/10^6;
       VAN];

set(handles.uitable1,'data',DATOS);

function edit12_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit12 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit12 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit12 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit12_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit12 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit13_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit13 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit13 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit13 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit13_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit13 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%        See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit14_Callback(hObject, eventdata, handles)

```

```

% hObject    handle to edit14 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit14 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit14 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit14_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit14 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit15_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit15 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit15 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit15 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit15_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit15 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit16_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit16 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit16 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit16 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit16_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit16 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit17_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit17 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit17 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit17 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit17_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit17 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit18_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit18 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit18 as text

```

```

%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit18 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit18_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit18 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit19_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit19 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit19 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit19 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit19_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit19 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit20_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit20 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit20 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit20 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit20_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit20 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit21_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit21 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit21 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit21 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit21_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit21 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit22_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit22 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit22 as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit22 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit22_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)

```

```

% hObject    handle to edit22 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit23_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit23 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit23 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit23 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit23_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit23 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit24_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit24 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit24 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit24 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit24_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit24 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit25_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit25 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit25 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit25 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit25_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit25 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit26_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit26 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit26 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit26 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit26_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit26 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.

```

```

% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit27_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit27 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit27 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit27 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit27_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit27 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit28_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit28 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit28 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit28 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit28_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit28 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit29_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit29 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit29 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit29 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit29_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit29 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

% --- Executes when entered data in editable cell(s) in uitable1.
function uitable1_CellEditCallback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to uitable1 (see GCBO)
% eventdata structure with the following fields (see MATLAB.UI.CONTROL.TABLE)
% Indices: row and column indices of the cell(s) edited
% PreviousData: previous data for the cell(s) edited
% EditData: string(s) entered by the user
% NewData: EditData or its converted form set on the Data property. Empty if Data was not changed
% Error: error string when failed to convert EditData to appropriate value for Data
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

function edit30_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to edit30 (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit30 as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit30 as a double

```

```

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit30_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit30 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function edit31_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit31 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of edit31 as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of edit31 as a double

% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function edit31_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to edit31 (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called

% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'), get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

```

TFM_interfaz

Baterías de Li-ion: Viabilidad económica - GUI

MODELO FÍSICO

Baterías

Capacidad nominal (SOCmáx): MWh

Potencia máxima de carga: MW

Potencia máxima de descarga: MW

Round-trip efficiency: %

Eficiencia de carga: %

Eficiencia de descarga: %

Coefficiente autodescarga: %/mes

Número de módulos:

Resto de componentes

Rendimiento del inversor: %

Rendimiento del rectificador: %

Rendimiento del transformador: %

Períodos de estudio

h1

h2

h3

h4

MODELO ECONÓMICO

Parámetros económicos

Tipo de interés (i): %

Tasa de inflación (g): %

Período estudio (Y): años

Ingeniería e instalación (% de inversión): %

Inversión parque eólico: €/kW

O&M parque eólico (% de inversión): %

Inversión baterías: €/kWh

O&M baterías: €/kWh

Retribución por servicios de ajuste: €

Inversión inversor/convertidor: €/kW

Inicio:

Final:

Ingresos percibidos a lo largo de los años del estudio

	Sin baterías	Con baterías
Aerogeneradores		
Baterías		
Total		
VAN		