

Trabajo Fin de Máster Máster en Ingeniería Industrial

Estimación de la vida útil de baterías en Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión

Autor: Manuel Jiménez Cañizares

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

**Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Estimación de la vida útil de baterías en Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión

Autor:

Manuel Jiménez Cañizares

Tutor:

Alejandro Marano Marcolini

Profesor Contratado Doctor

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Trabajo Fin de Máster: Estimación de la vida útil de baterías en
Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión

Autor: Manuel Jiménez Cañizares
Tutor: Alejandro Marano Marcolini

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

A mi familia, por todo el apoyo dado a lo largo de mi etapa universitaria, sin ellos nada habría sido posible.

También quiero agradecerle a mi tutor, *Alejandro Marano Marcolini*, toda la ayuda prestada para la realización de este proyecto que pone punto final a mi formación como Ingeniero Industrial.

Manuel Jiménez Cañizares
Escuela Superior de Ingeniería

Sevilla, 2018

Resumen

En el presente proyecto se realizará un estudio de los distintos sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (ESS), ampliando el estudio concretamente sobre uno de ellos: Las baterías de litio.

El objetivo es realizar una estimación de la vida útil de las baterías de Litio que conforman el ESS de un sistema eléctrico de pequeña dimensión. Para ello, se ha desarrollado un algoritmo en el entorno de programación Python, que a partir de los datos del estado de carga de una batería, *SoC* (State of Charge), es capaz de conocer los ciclos de carga y descarga totales así como la profundidad de los mismos, *DoD* (Depth of Discharge).

El fin de este estudio es conseguir ahorro económico, gracias al uso de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (en este caso baterías de litio), en generación en sistemas eléctricos de pequeña dimensión. Dichos sistemas pueden estar aislados de la red eléctrica o no, y se denominan *MicroGrids* (Microrredes).

El *SoC* estudiado provendrá de una microrred que conforma un campus universitario, conectada a la red eléctrica, la cual está compuesta de distintas fuentes de generación (convencional y renovable) y de un sistema de almacenamiento de energía compuesto por baterías de litio. Como alternativa a la generación dentro de la propia microrred, existe la posibilidad de adquirir energía desde el exterior (a través de la red eléctrica convencional).

La minimización del coste de generación se llevará a cabo con la resolución del problema de flujo de potencia óptimo, *OPF* por sus siglas en inglés.

Tras la resolución de dicho problema, se obtendrán los valores de generación de cada una de las fuentes que componen el sistema y de compra y venta de energía a través de la red eléctrica convencional dependiendo del coste de la energía y la capacidad que tenga el sistema eléctrico para almacenarla. También se obtendrá el *SoC* objeto de estudio que nos permitirá estimar la vida útil de baterías de distintas características operando en el citado sistema.

Abstract

This dissertation is dedicated to the study of the application of energy storage systems to small power systems. Special attention is paid to the case of lithium batteries.

The principal aim is carrying out an estimation of the lithium batteries lifetime that form the ESS of a small size electrical system. In order to estimate it, an algorithm has been developed in Python's programming environment, that basing on the battery's charge data, SoC, (State of Charge), is able to compute the charging and discharging cycles, just as the depth of them, DoD (Depth of Discharge).

The purpose of this study is getting economical saving, thanks to the use of energy storage systems (lithium batteries in this case), in the creation of small size electrical systems. These systems can be isolated of the electricity network, or not, and they are called MicroGrids.

The SoC studied come from a micro system that forms an university campus, conected to the electricity network, which includes different generation sources (conventional and renewable) and an energy storage system made up of lithium batteries. An alternative way of generation in the own micro system is the possibility of acquire external energy (with the convencional electricity network).

The cost will be minimised through the resolution of an Optimal Power Flow (OPF) problem.

After this resolution, it will be obtained the values of each sources that form the system and the value of the energy's purchase and sale throught the conventional energicity network, that depends on the cost of the energy and the storage capacity of the energy system. Also, the SoC from the microgrid will be obtained. SoC let us estimate the battery's lifetime of different characteristics taking place in the same system.

Índice Abreviado

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Notación</i>	XIII
1 Introducción y Objetivos del Proyecto	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	5
1.3 Justificación y Alcance del proyecto	5
2 Antecedentes	9
2.1 Historia del uso de las baterías de Litio	9
2.2 Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica	10
2.3 Otras tecnologías de almacenamiento	34
3 Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión	41
3.1 Introducción	41
3.2 Funcionamiento de una Microrred	43
3.3 Fuentes de generación en Microrredes	45
3.4 Sistemas de Acumulación en Microrredes	54
4 Integración de Sistemas de Almacenamiento en Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión	57
4.1 Simulación y Generación de Resultados	57
4.2 Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión Objeto de Estudio	67
5 Análisis de Resultados	71
5.1 Sistema eléctrico Insular	71
5.2 Microrred en Campus Universitario	74
6 Conclusiones	103
Apéndice A Algoritmo de contaje de Ciclos	107

<i>Índice de Figuras</i>	115
<i>Índice de Tablas</i>	117
<i>Índice de Códigos</i>	119
<i>Bibliografía</i>	121
<i>Glosario</i>	123

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Índice Abreviado</i>	VII
<i>Notación</i>	XIII
1 Introducción y Objetivos del Proyecto	1
1.1 Introducción	1
1.1.1 Microrredes (MicroGrids)	3
1.1.2 Vehículos eléctricos	4
1.2 Objetivos	5
1.3 Justificación y Alcance del proyecto	5
2 Antecedentes	9
2.1 Historia del uso de las baterías de Litio	9
2.2 Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica	10
2.2.1 Introducción al Almacenamiento de Energía Eléctrica	10
2.2.2 Campos de Aplicación	11
2.2.3 Aplicaciones del almacenamiento de energía	11
Aplanamiento de la curva de demanda	11
Peak Shaving	11
Arbitraje de energía	13
2.2.4 Baterías	13
2.2.4.1 Parámetros característicos en baterías	14
2.2.4.2 Características típicas de los sistemas de almacenamiento más adecuados para la provisión de diversos servicios en las redes eléctricas	16
2.2.5 Envejecimiento en baterías de Litio	20
2.2.5.1 Depth of Discharge	20
2.2.5.2 Temperatura y tiempo	22
2.2.5.3 Ratio C	22
2.2.6 Causas de envejecimiento en baterías	23
2.2.6.1 Modelo de estudio	24
2.2.7 Tipos de baterías	26
2.2.7.1 Plomo-Ácido (Pb-Ácido)	26
2.2.7.2 Níquel (Ni)	27
2.2.7.3 Litio	28

2.2.7.4	Sulfuro de Sodio (S-Na)	30
2.2.7.5	Baterías de Flujo	32
2.3	Otras tecnologías de almacenamiento	34
2.3.1	Supercondensadores	34
2.3.2	Almacenamiento neumático	35
2.3.3	Almacenamiento por bombeo de agua	36
2.3.4	Superconductores magnéticos	37
2.3.5	Almacenamiento mediante hidrógeno	38
2.3.6	Volantes de inercia	38
3	Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión	41
3.1	Introducción	41
3.2	Funcionamiento de una Microrred	43
3.3	Fuentes de generación en Microrredes	45
3.3.1	Fotovoltaica	45
3.3.2	Eólica	48
3.3.3	Grupos electrógenos	50
3.3.3.1	Funcionamiento e integración del GE en un Sistema eléctrico Aislado	51
3.3.4	Microhidráulica	53
3.3.5	Biomasa y Biocombustibles	54
3.4	Sistemas de Acumulación en Microrredes	54
4	Integración de Sistemas de Almacenamiento en Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión	57
4.1	Simulación y Generación de Resultados	57
4.1.1	Resolución de problemas OPF	57
4.1.1.1	Modelado del problema	58
4.1.1.2	Modelo matemático de un problema OPF	58
4.1.1.3	Función objetivo	59
4.1.1.4	Restricciones del problema	59
4.1.2	Tratamiento de datos	61
4.1.3	Análisis de datos. Contador de Ciclos de Carga/Descarga	61
4.2	Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión Objeto de Estudio	67
4.2.1	Sistema Eléctrico Insular	67
4.2.2	Microrred de Campus Universitario	68
5	Análisis de Resultados	71
5.1	Sistema eléctrico Insular	71
5.2	Microrred en Campus Universitario	74
5.2.1	Capacidad de la batería 1,2 MWh / Potencia 0,4 MW	75
5.2.1.1	Simulación 1. PS1.	75
5.2.1.2	Simulación 2. PS1.	77
5.2.1.3	Simulación 3. PS1.	77
5.2.1.4	Simulación 4. PS1.	79
5.2.1.5	Simulación 5. PS2.	80
5.2.1.6	Simulación 6. PS2.	81
5.2.1.7	Simulación 7. PS3.	82
5.2.1.8	Simulación 8. PS3.	84

5.2.1.9 Simulación 9. PS4.	85
5.2.1.10 Simulación 10. PS4.	86
5.2.1.11 Simulación 11. 1,30 PS1.	87
5.2.2 Capacidad de la batería 1,2 MWh / Potencia 2,5 MW	90
5.2.2.1 Simulación 12. PS1.	90
5.2.2.2 Simulación 13. PS2.	91
5.2.2.3 Simulación 14. PS3.	92
5.2.2.4 Simulación 15. PS4.	93
5.2.2.5 Simulación 16. 1,30 PS1.	94
5.2.3 Capacidad de la batería 2,4 MWh / Potencia 2,5 MW	97
5.2.3.1 Simulación 17. PS1.	97
5.2.3.2 Simulación 18. PS2.	98
5.2.3.3 Simulación 19. PS3.	99
5.2.3.4 Simulación 20. PS4.	99
5.2.3.5 Simulación 21. 1,30 PS1.	100
6 Conclusiones	103
Apéndice A Algoritmo de contaje de Ciclos	107
<i>Índice de Figuras</i>	115
<i>Índice de Tablas</i>	117
<i>Índice de Códigos</i>	119
<i>Bibliografía</i>	121
<i>Glosario</i>	123

Notación

OPF	Optimal Power Flow
DMPC	Decentralized Model Predictive Control
ESS	Energy Storage System
SoC	State of Charge
DoD	Depth of Discharge
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
CAES	Compressed Air Energy Storage
GE	Grupo Electrónico
GLP	Gases Licuados del Petróleo
SAI	Sistema de Alimentación Ininterrumpida
SoH	State of Health
ESS	Energy Storage System
GAMS	General Algebraic Modeling System

1 Introducción y Objetivos del Proyecto

1.1 Introducción

En la actualidad, y desde ya hace muchísimo tiempo, la manera en que se lleva la electricidad desde los orígenes de generación hasta los lugares de su consumo ha permanecido prácticamente invariable (desde el punto de vista de modelo), a esto hay que añadirle el actual modelo centralizado y muy dependiente de ciertos parámetros que pueden producir en un momento determinado la desestabilización de todo el sistema. A modo de resumen, se puede indicar que el actual sistema eléctrico, se compone por la generación, el transporte, la distribución y el consumo. En la Figura 1.1 podremos ver el modelo del sistema eléctrico actual existente.

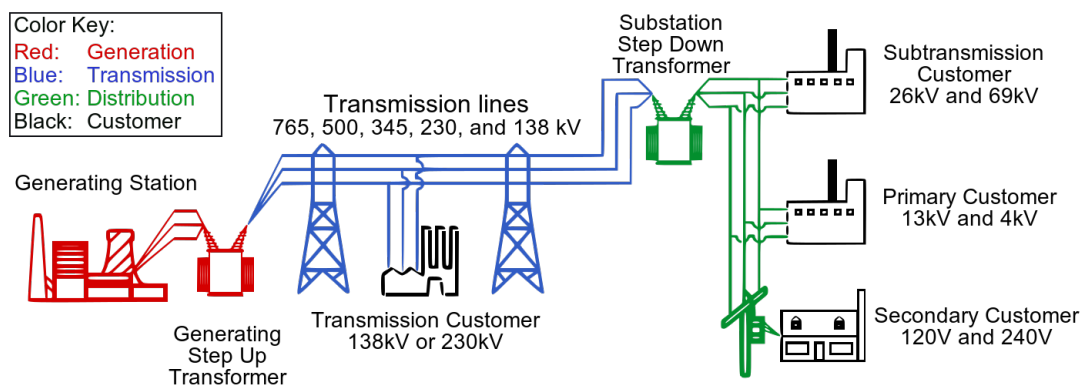


Figura 1.1 Sistema Eléctrico de España [15].

Cada vez, este esquema del Sistema Eléctrico (Figura 1.1) está más anticuado. Dicho sistema presenta poca flexibilidad y por lo tanto necesita una renovación inminente, naciendo así, nuevas formas de ver el sistema como pueden ser las *SmartGrids* o las *MicroGrids* que integran inteligencia para la evolución del sistema de energía eléctrica.

Esto se ha hecho aún más sencillo de conseguir gracias a la instalación de contadores eléctricos inteligentes en uno de los agentes, el de más relevancia, el consumidor. El consumidor actúa como carga del sistema e, involucrándolo en el sistema al cien por cien, podremos predecir la demanda instantánea con tal certeza que se desarrollarán tecnología que podrán aprovechar esta ventaja para optimizarlo, tanto para evitar perturbaciones como para minimizar el coste de producción de la energía.

El nuevo modelo energético pretende transformar el sistema actual en un sistema distribuido, en el cual cualquier agente que esté conectado a la red tiene la posibilidad de aportar energía, posibilitando

la creación de microgeneradores, de forma que no existe una dependencia tan directa como con la generación energética actual.

Hasta el momento los pequeños clientes, como pueden ser los hogares no se tenían en cuenta. Esto cambió con la instalación de los *Contadores Inteligentes* con los que, se ha conseguido estabilizar la producción y distribución de energía eléctrica con el fin de realizar un equilibrio entre la oferta y la demanda entre generadores y cargas. También se contribuye con esto a la optimización del flujo de carga en la red y a la mejora en la detección de faltas en el sistema. Los *CI* han permitido las telemedidas de la curva de carga de forma *online* y la facturación en función de la hora del día (con discriminación horaria) pudiendo producirse un ahorro por parte del consumidor entre otros factores.

Con la integración de energías renovables, el flujo eléctrico ha cambiado de ser unidireccional a bidireccional, ya que los pequeños generadores también inyectan energía en la red eléctrica, siendo esto una característica fundamental tanto para las *SmartGrids* como para las *MicroGrids*.

La red eléctrica del futuro deberá de tener las siguientes características:

- Debe de permitir la autogestión de incidencias, para así permitir el tratamiento de errores que se produzcan en la red y garantizando el flujo eléctrico en todos los puntos.
- La red ha de estar dotada de una resistencia ante ataques y desestabilizaciones producidas por perturbaciones.
- Potenciar la participación activa de los consumidores, incentivando la generación local de energía y la entrega del exceso energético a la red en horas punta.
- Acomodarse a una amplia variedad de modalidades de generación y almacenamiento, gracias a las microrredes y a la generación energética distribuida.
- Facilitar el nacimiento de mercados, debido a la inclusión de nuevos elementos en la red como el vehículo eléctrico, un mayor número de energías renovables, etc.
- Tener capacidad de suministro de energía de calidad adecuada a la era digital, gracias a un mayor número de puntos de generación que permitirá la entrega de diferentes calidades energéticas para cada tipo de aplicación.
- Realizar una optimización más eficiente de sus activos y operación, gracias a la automatización de todos los elementos implicados.

También cabe decir, que uno de los principales factores de necesidad de renovación de la red es el medioambiente. El auge de las energías renovables nos permite generar energía eléctrica de forma limpia e inagotable suponiendo un nulo o escaso impacto ambiental. Para favorecer esto, la Comisión Europea elaboró el conocido Plan 20-20-20. Dicho plan tiene un objetivo conciso:

- Reducir las emisiones por *GEI* un 20%.
- Ahorrar un 20% de energía.
- Proveer al sistema energético con al menos un 20% de energías renovables.

En la sociedad en la que vivimos, cada vez más dependemos de la energía eléctrica para casi cualquier actividad, y ninguna de esas aplicaciones son posibles sin una fuente de tensión o una batería. Uno de los ejemplos más claros del incremento de la importancia de las baterías en la actualidad es la introducción de las microrredes.

Además, la gran importancia que tiene saber el estado de carga de las baterías en cualquier punto de su curva de descarga es que, así, se puede preservar y proteger tanto las mismas baterías como los circuitos y equipos que los usan.

1.1.1 Microrredes (MicroGrids)

Una micro-red es una red centralizada de energía con capacidad de control, lo cual se traduce en que se puede desconectar de la red eléctrica tradicional y operar de forma autónoma. El mayor desafío que tienen que afrontar los fabricantes está relacionado con la alimentación de las mismas por medio de baterías.

Los generadores que compongan dichas redes, serán de pequeña potencia y estarán interconectados con la red mediante convertidores de potencia, lo que proporcionará al sistema fiabilidad, seguridad y flexibilidad. Este tipo de redes tampoco tienen fijado un régimen de trabajo, si la conexión ha de ser de baja o media tensión ni tampoco hay límites en cuanto a su potencia. Esto dependerá de la aplicación que se le dé, de la cantidad de demanda a satisfacer y de su ubicación física. Puede tener pequeños tamaños, por ejemplo si se encuentra constituida por elementos de un edificio, o grandes tamaños como sería su aplicación en una ciudad. En la Figura 1.2 podemos ver un esquema de cómo estaría constituida una micro-red.

La planificación de una micro-red para su gestión es uno de los puntos más importantes que hay que estudiar, debido a que tanto la generación como la demanda en este tipo de redes son mucho menores respecto a las potencias de trabajo en generadores renovables, que pueden ser del orden de MW. Por estos motivos, es crucial el uso de un método de predicción minucioso y preciso. Respecto a la citada gestión existe una gran ventaja ya que la micro-red es una red controlada en cuanto a demanda, con lo cual, la curva de carga tendrá un perfil muy suave.

El uso de este tipo de tecnología, nos puede aportar bastantes ventajas, entre ellas:

- Con la correcta gestión de la energía de este sistema, se obtendrá un aumento del rendimiento energético y, por tanto, eficiencia energética.
- Las microrredes aceleran la integración de energías renovables, al permitir la inyección de energía eléctrica en la red desde diferentes fuentes de manera controlada.
- Con el punto anterior también se disminuirán la emisión de *Gases de Efecto Invernadero*.
- Se reducirá el coste de la energía, ya que dichas redes podrán participar en el mercado eléctrico.
- Aumento de la fiabilidad y seguridad debido a que, en caso de perturbación en la red eléctrica, la micro-red se podrá desconectar no viéndose afectada por dicha perturbación. Cuando se produzca esta desconexión entrarán en funcionamiento un grupo de Servicios Auxiliares como viene siendo habitual en otros sistemas similares.
- Al disponer de almacenamiento próximo a la micro-red, se disminuirán las pérdidas que supone el transporte y distribución de la energía.

Estas redes integran de manera inteligente varios sistemas: Generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas simultáneamente, con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible. Utilizan equipos innovadores que, poco a poco, contribuirán a mejorar la integración de la generación mediante energías renovables y nuevas tecnologías de almacenamiento de la energía generada. Así, se solucionarán problemas como hibridación adecuada al carácter fluctuante de la generación renovable como son la fotovoltaica y la eólica. El uso de estas energías intermitentes de origen renovable busca soluciones tecnológicas que permitan obtener mayores rendimientos energéticos que solventen las barreras que se encuentran con las actuales tecnologías comerciales de generación y almacenamiento.

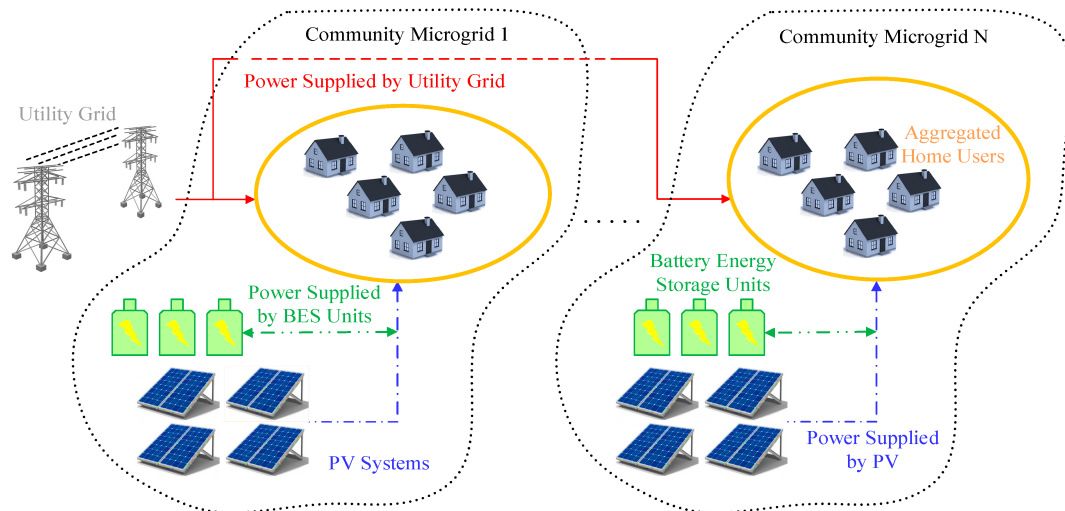


Figura 1.2 Modelo de una Microgrid [14].

El problema de almacenamiento se pretende solucionar optimizando el funcionamiento de baterías de cualquier tipo.

También hay que destacar las ventajas que las redes inteligentes proporcionan para la integración del vehículo eléctrico como veremos en la Sección 1.1.2.

1.1.2 Vehículos eléctricos

Otro factor importante a tener en cuenta a la hora del estudio de la optimización en cuanto a baterías se refiere, es el auge de los vehículos eléctricos.

En multitud de sectores de gran importancia como el transporte, los combustibles fósiles trajeron innumerables posibilidades relacionadas con cualquier tipo de vehículo.

Todas estas ventajas han desencadenado en el planeta un gran aumento de la quema de combustibles fósiles. Esta quema de combustibles provoca en la atmósfera grandes emisiones de CO_2 y otras variedades de los llamados *GEI* (Gases de Efecto Invernadero), que son responsables del incremento de la temperatura global.

Por esto como principal razón, se han buscado modelos alternativos basados en la sostenibilidad, y en aislarnos de la dependencia de los combustibles fósiles existente hoy en día. En esta lucha, las energías renovables juegan en papel principal, pues gracias a ellas, se puede reducir la dependencia de los combustibles fósiles, además de no emitir contaminantes durante la producción de energía.

Este modelo energético hace obligatorio el uso de la electricidad como combustible y como consecuencia, su almacenamiento para no depender de un punto fijo de conexión a la red eléctrica.

Los vehículos eléctricos de batería son propulsados por uno o más motores eléctricos o de tracción. Lógicamente, la energía con la que se alimenta el sistema de propulsión se encuentra almacenada en una batería que debe de ser cargada a través de la red, aunque también existen otros mecanismos de almacenamiento como los supercondensadores. Adicionalmente, se incorporan otros sistemas de carga eventual como el frenado regenerativo.

■ EV system configuration

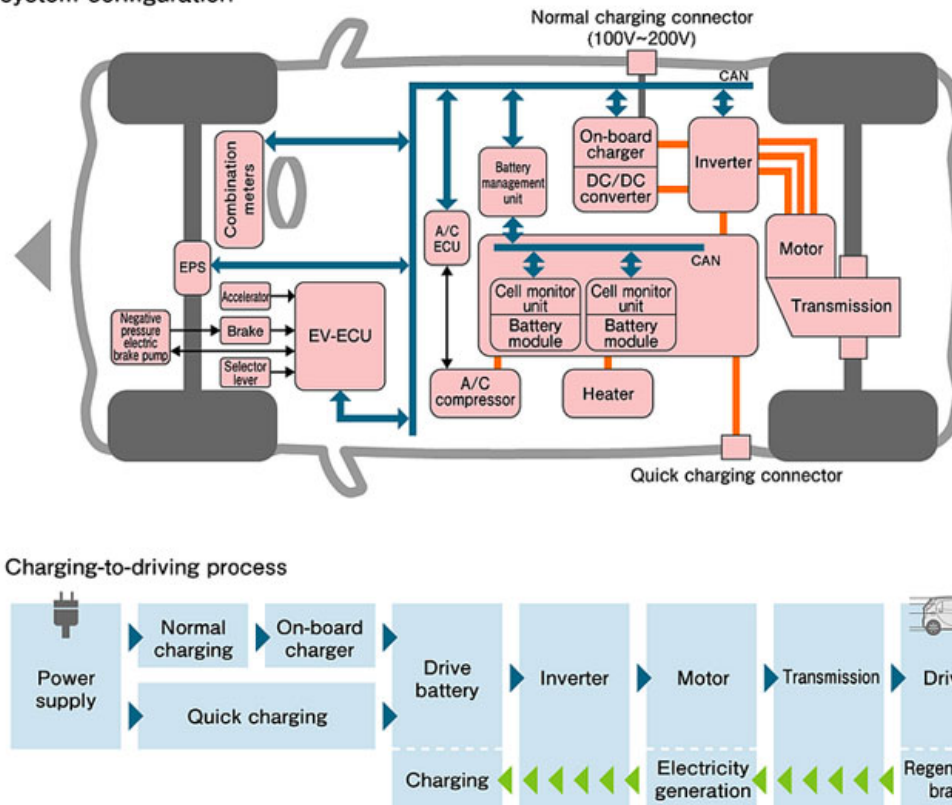


Figura 1.3 Constitución de un vehículo eléctrico [20].

1.2 Objetivos

El objeto del presente proyecto es realizar una estimación de la vida útil de las baterías de Litio. Para ello se ha desarrollado un algoritmo en el entorno de programación Python.

Este algoritmo, constituye un sistema capaz de conocer los ciclos de carga y descarga totales mediante datos del *SoC* (State of Charge) de la batería en estudio así como el *DoD* (Depth of Discharge) en cada uno de los períodos de descarga.

El fin del estudio es conseguir ahorro económico, gracias al uso de baterías, en el consumo eléctrico convencional. Para esto, hay que potenciar sistemas eléctricos inteligentes como las *SmartGrids* o *MicroGrids*.

Se va a estimar el beneficio obtenido con diferentes tamaños de baterías de litio en un sistema eléctrico aislado y el beneficio que se va a obtener con la utilización de estos equipos.

1.3 Justificación y Alcance del proyecto

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos que obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo sostenible.

Este desarrollo sostenible se define como el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades y sin comprometer, igualmente, el acceso a la energía de determinados colectivos, grupos de población o, a nivel agregado, de los países en desarrollo. Es evidente que el nivel de consumo actual de los países desarrollados no permite asegurar el abastecimiento futuro de energía ni facilita el acceso a la energía de los países en desarrollo. Las energías renovables contribuyen decisivamente a la garantía del suministro energético a largo plazo de fuentes energéticas autóctonas.

El crecimiento económico es condición necesaria, aunque no suficiente, para asegurar el progreso social. El acceso a la energía en condiciones adecuadas de calidad y precio para toda la población es un requisito necesario para la garantía del bienestar social. No obstante, el acceso a la energía en condiciones de precio adecuadas no resulta posible a largo plazo en un modelo energético poco diversificado y excesivamente dependiente del petróleo. De nuevo, las energías renovables constituyen una opción eficiente de garantía de la oferta energética en el largo plazo.

El uso creciente de energías renovables en las ciudades también mejora la calidad de vida por reducción de las emisiones derivadas de la combustión de fuentes fósiles. Especialmente, debido a la utilización de colectores solares térmicos en los edificios o biocarburantes en el sector del transporte. El aumento del ozono troposférico es factor desencadenante, en los grandes núcleos de población, de graves enfermedades respiratorias que afectan a la población; la mejora de la calidad de vida por mejora de la calidad del aire en los núcleos urbanos contribuye al incremento del bienestar social.

Por estas razones se convierte en una necesidad la implementación de sistemas de almacenamiento para poder disponer de la energía cuando se requiera, y, posteriormente, inyectarla en algún sistema distribuidor o receptor de manera controlada, estudiando los instantes de tiempo en los que esto se debe hacer.

Dichos sistemas de inyección requieren control y regulación, que puede ser implementada mediante modelos matemáticos que posteriormente se materializarán, con el fin de optimizar el flujo de energía. Este control puede verse limitado por el modelo de la batería puesto que se deben gestionar simultáneamente y de manera precisa las variables que constituyen el sistema.

Así, se podrían estudiar las variables mencionadas y realizar un modelo, centrado en el lado del sistema de almacenamiento (batería de Litio en este caso), que investigue la debilitación de la batería a lo largo del tiempo, en función de las inyecciones de energía que le sean suministradas, o que genere hacia algún tipo de receptor o consumidor, que en este caso, será un sistema eléctrico aislado. Gracias a este estudio se podría optimizar la vida útil de las baterías y garantizar el modo de fallo del sistema, ya que se puede predecir con alta fiabilidad el periodo de tiempo en el que la batería va a dejar de realizar su función, y por lo tanto, no entrará en funcionamiento cuando el sistema lo requiera, lo cuál puede ser un gran problema.

También se ha estudiado otro uso de las microrredes como el propuesto en un paper de Kumar y Doolla [18] en el que se propone la interacción entre microrredes mediante un uso cooperativo realizado por múltiples agentes para participar en el mercado eléctrico utilizando baterías como ESS. En el caso de existir un desajuste entre la oferta y la demanda, los agentes tienen la capacidad de tomar la decisión de que el sistema sea generador o consumidor, optimizando así el consumo eléctrico entre microrredes aisladas. Pues bien, basándose en esto y en otras teorías se podría gestionar el uso de las baterías mediante un algoritmo basado en DMPC con el fin de encontrar el punto óptimo de trabajo entre varias microrredes [10], para que cada una trabaje cuando sea imprescindible como un sistema único.

Gracias a esto se conseguiría minimizar el coste de la energía eléctrica y alargar la vida útil del ESS utilizado debido a que la cooperación entre microrredes minimizaría el número de ciclos de carga y descarga a los que son sometidos las baterías.

2 Antecedentes

En este capítulo se hará un repaso por los antecedentes que han llevado a la realización del presente proyecto.

La evolución de la tecnología y del estilo de vida, sobretodo orientada al sector eléctrico hacen necesaria la realización de proyectos de este carácter. Desde la introducción del coche eléctrico a las distintas aplicaciones de redes inteligentes, se hace necesaria la utilización de sistemas de almacenamiento de energía para un correcto funcionamiento de los sistemas.

En los sistemas eléctricos aislados, los sistemas de almacenamiento de energía cobran una gran importancia debido a que son la fuente de sustentación tanto auxiliar como de optimización de dicho sistemas.

Cuando ocurre un fallo en un generador de un sistema aislado y no se puede permitir que esté fuera de servicio que producirá el arranque de un grupo electrógeno existente para abastecimiento de la red, el cual será apoyado, a veces en segunda instancia, otras en primera por un sistema de almacenamiento de energía compuesto por baterías de gran calibre en función del sistema eléctrico que se esté alimentando.

En este proyecto se va a estudiar el envejecimiento de las baterías de litio, con lo cual se hará un recorrido por la historia de las mismas, el porqué de su importancia hoy en día y se compararán con las tecnologías de almacenamiento existentes en la actualidad.

Además, este capítulo se centrará en el estudio de los distintos tipos de baterías existentes explicándose sus causas de envejecimiento en general y cómo se produce el envejecimiento en las baterías de litio concretamente.

2.1 Historia del uso de las baterías de Litio

El litio es el metal con menor densidad y tiene el mayor potencial electroquímico lo que se traduce en una mayor densidad de energía, razones que han motivado su uso en la fabricación de baterías.

Las investigaciones para obtener baterías basadas en litio se inician a partir del año 1950, con el objetivo de desarrollar baterías primarias que puedan competir con las tecnologías existentes. Unas de las primeras baterías basadas en litio que se comercializaron fueron las baterías de litio-dióxido sulfúrico $LiSO_2$ en el año 1972. Sin embargo, a finales de los años setenta esta tecnología fue

mejorada con el desarrollo de baterías de litio-cloruro de tionilo $LiSOCl_2$.

La aparición de dispositivos electrónicos en los años 1980 aumentó la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías de baterías. Gracias a que las baterías de litio ya se habían introducido en el mercado con buenos resultados, atrajeron la atención de investigadores para el desarrollo de baterías recargables para su uso en dispositivos portátiles.

Aunque los desarrollos iniciales presentaban los problemas de suministrar energía durante pocos ciclos de funcionamiento, además de un largo periodo de carga y eran muy inestables, finalmente en 1985 Sony desarrolló baterías con ánodo de litio metálico y en 1986 se introdujo el uso de carbono. A partir de 1991 Sony empezó a comercializar la tecnología de baterías de iones de litio.

2.2 Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica

En esta sección se hará una revisión las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica existentes en la actualidad con objeto de establecer una comparación de las mismas con el almacenamiento en baterías.

Se hará un estudio de las baterías de litio concretamente, de sus causas de envejecimiento y de cómo se produce el mismo.

2.2.1 Introducción al Almacenamiento de Energía Eléctrica

Las tecnologías de almacenamiento de energía consisten en métodos utilizados para conservar la energía en cualquier forma y poder liberarla cuando ésta sea requerida.

Dichas tecnologías se pueden clasificar en almacenamiento de forma directa e indirecta. Las tecnologías de almacenamiento directo de energía son, entre otras:

- Bobinas magnéticas superconductoras
- Condensadores eléctricos

Mientras que el almacenamiento indirecto se puede realizar mediante:

- Bombeo reversible
- Baterías
- Aire comprimido
- Volantes de inercia

Otro tipo de tecnología de almacenamiento es el térmico, el cuál se puede clasificar en:

- Calor sensible
- Calor latente
- Calor de reacción química

Este trabajo se centrará en el almacenamiento directo e indirecto de energía. Este tipo de tecnología a su vez nos permite hacer una clasificación más exhaustiva para la aplicación a la que se vaya a destinar, teniendo en cuenta la capacidad:

- Fuentes de almacenamiento que tienen la capacidad de hacer frente a **grandes picos de demanda** pero, a su vez, tienen una **capacidad de almacenamiento baja**. En este grupo estarían:
 - Supercondensadores
 - Superconductores magnéticos
 - Baterías
 - Volantes de inercia
- Fuentes de almacenamiento con **gran capacidad de almacenamiento** pero con **escasa capacidad para hacer frente a grandes picos de potencia**.

2.2.2 Campos de Aplicación

En función del rango de potencia que puedan afrontar cada una de estas tecnologías y su tiempo de descarga, se pueden diferenciar cuatro grupos que se enumeran a continuación:

1. **Baja Potencia:** Transductores y terminales de emergencia.
2. **Media Potencia:** Sistemas Eléctricos individuales y suministro de ciudades y poblaciones.
3. Conexiones a la red eléctrica.
4. Control de calidad de suministro desde la red.

Las dos últimas están relacionadas con el almacenamiento a gran escala y la energía podría ser almacenada en forma de energía potencial (bombeo reversible), energía térmica (sensible y latente), energía química (baterías y baterías de flujo) y energía de compresión (aire comprimido). Para obtener una mejor ilustración de esta clasificación podemos observar la figura 2.1.

2.2.3 Aplicaciones del almacenamiento de energía

Aplanamiento de la curva de demanda

Consiste en la acumulación de la energía cuando la demanda es menor para posteriormente liberarlo cuando ésta es mayor. En las figuras 2.2 y 2.4 podemos observar gráficamente éste modo de funcionamiento.

En centrales hidráulicas, el aprovechamiento se realizado haciendo funcionar el generador como motor (bomba de agua) que bombeará el agua a la zona alta de la central en las horas valle.

En los sistemas eléctricos con almacenamiento, esta energía excedente se almacenaría en baterías.

Peak Shaving

En función de la topología del sistema de energía eléctrico y de la curva de demanda, el almacenamiento puede utilizarse para retrasar o reducir la necesidad de una nueva central de generación o de adquisición de energía en el mercado.

Cuando se demande una mayor cantidad de energía, ésta se extraerá a través del sistema de almacenamiento, lo cuál reduciría el coste de generación pudiendo hacer frente a picos de demanda imprevisibles o evitando la compra en el mercado eléctrico.

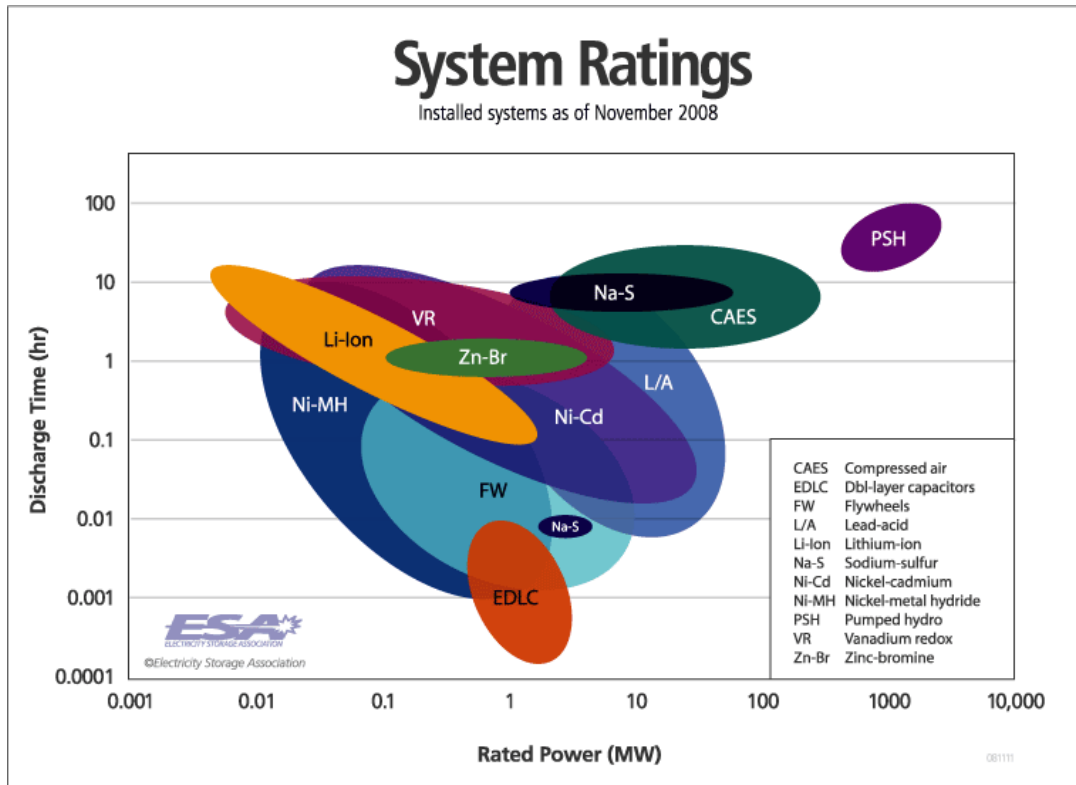


Figura 2.1 Tecnologías de Almacenamiento en función de su rango de potencia y tiempo de descarga [3].

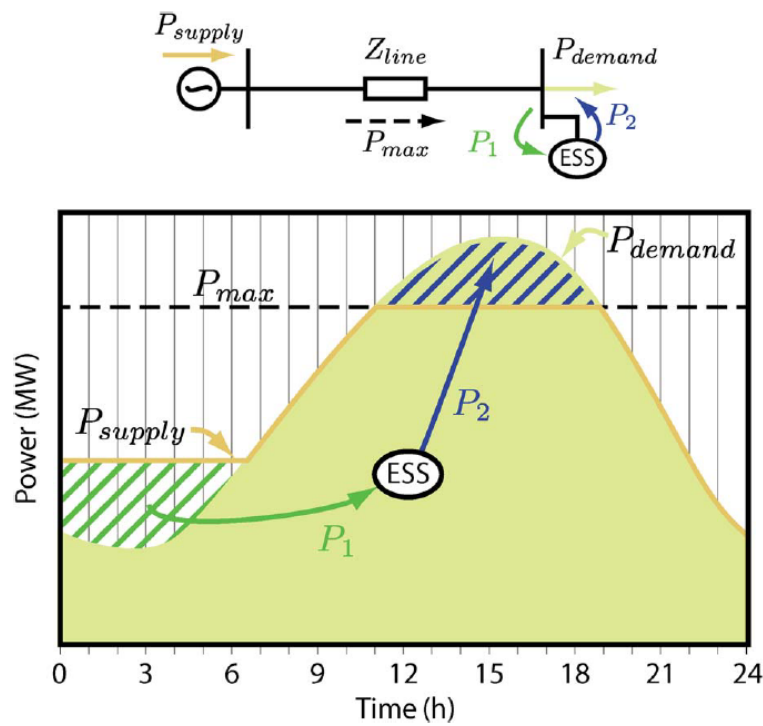


Figura 2.2 Aplanamiento de la curva de demanda 1 [26].

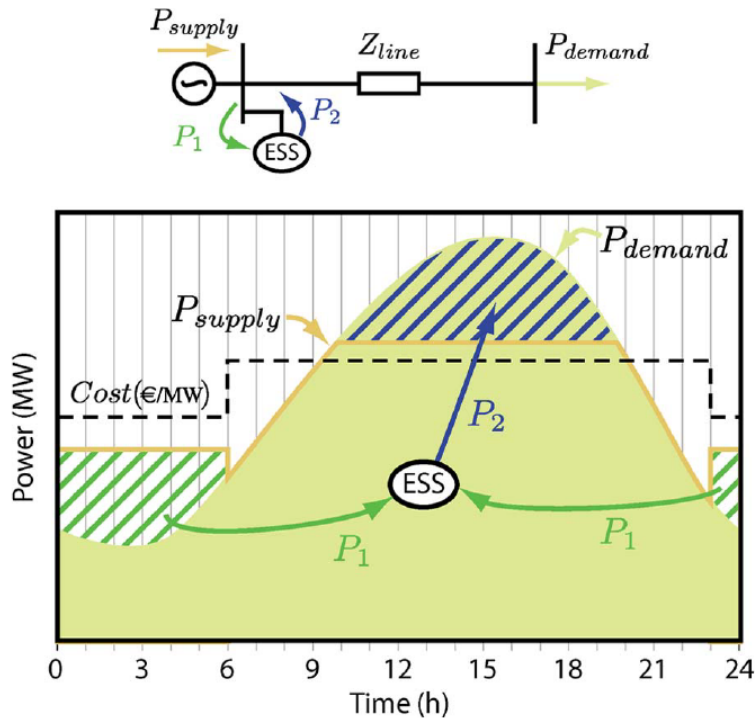


Figura 2.3 Aplanamiento de la curva de demanda 2 [26].

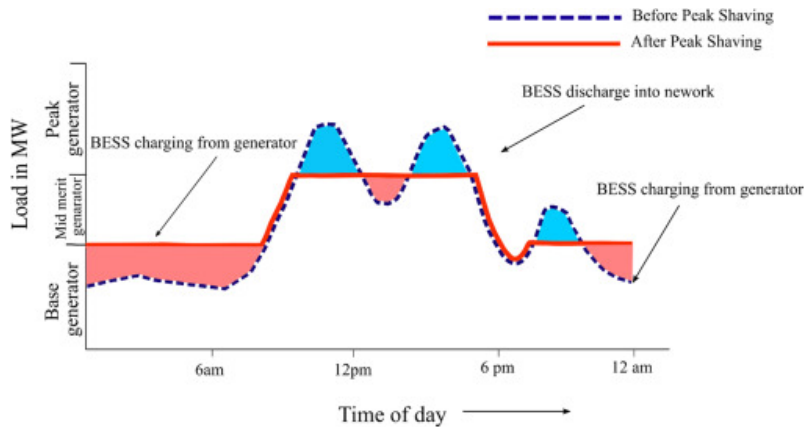


Figura 2.4 Peak Shaving [24].

Arbitraje de energía

El arbitraje de energía consiste en comprar energía cuando los precios están bajos y venderla cuando los precios están altos.

Los sistemas de almacenamiento permiten realizar esta función cargando energía durante periodos de baja demanda y descargando en los periodos de punta.

2.2.4 Baterías

Las baterías recargables son los sistemas mas antiguos de almacenamiento de energía. Su principio de funcionamiento es el almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía química en una o varias celdas con características electroquímicas. Cada una de estas celdas está compuesta por un

electrolito (el cuál puede ser sólido o líquido) complementado por un electrodo positivo, llamado ánodo y un electrodo negativo, el cátodo. Cuando se demanda energía de la batería, se produce la descarga de la misma teniendo lugar reacciones electroquímicas en el interior de los electrodos. La reacción producida es reversible, con lo cuál la batería podrá recargarse si se le proporciona energía desde el exterior.

Tienen una velocidad de respuesta que se puede considerar bastante rápida a la variación de carga, relacionada con otros sistemas de almacenamiento de energía. Además, sus pérdidas cuando se encuentran en modo de espera (stand-by) son bastante bajas, en cortos periodos de tiempo casi despreciables. Teniendo en cuenta su alta velocidad de respuesta su aplicación como apoyo a la red eléctrica es bastante acertada.

Otra característica a destacar de las baterías es la gran eficiencia que presentan con valores típicos en torno el 70 % y 95 % de eficiencia.

Por otro lado, también hay que tener en cuenta que las baterías a gran escala presentan algunos inconvenientes, como pueden ser las bajas densidades energéticas que estas son capaces de acumular, bajas potencias y altos costes de mantenimiento ya que este ha de ser muy frecuente.

Existen varios criterios para la clasificación de baterías [9]:

- **Posibilidad de carga: Primaria y Secundaria.** Las baterías primarias no son susceptibles a recibir carga eléctrica, esto quiere decir que una vez que se descargan, no se pueden volver a recargar, con lo cual han de ser desechadas.

Por otro lado, las secundarias sí que pueden recargarse cuantas veces se pueda y las realmente útiles para el almacenamiento de energía.

- **Tipo de electrodo utilizado**

- Plomo-Ácido
- Litio
- Níquel

Se desarrollarán más adelante.

- Formas de uso: Portátiles y Estacionarias.
- Tamaño en función la energía capaces de suministrar.
- Aplicaciones

2.2.4.1 Parámetros característicos en baterías

Para la caracterización de una batería y el estudio de su funcionamiento se usan una serie de conceptos técnicos que se van a presentar a continuación.

- **Celda.** Es el menor elemento que forma una batería y puede ser asociada en serie o en paralelo con otras celdas con el objetivo de conseguir los valores de corriente y de tensión deseados.
- **State Of Charge (SoC).** Parámetro que muestra el estado de carga de la batería en valores energéticos o porcentuales. El estado de carga es el 100 % (o el total de la capacidad de la misma) cuando la batería tiene almacenada la máxima energía posible. Este parámetro es uno de los más relevantes, puesto nos da una importante información sobre nuestro sistema de almacenamiento.

- **Depth Of Discharge (DOD).** Se define como la profundidad de los ciclos de carga/descarga. Es la relación entre la capacidad en amperios-hora (Ah) entregada por una batería durante su descarga y la capacidad nominal de la misma. Es un parámetro alternativo al SoC para conocer el estado de carga de una batería. Cuando el SoC disminuye, el DoD aumenta y viceversa.
- **Tensión de vacío (E_0).** Es la tensión que una batería tiene entre sus terminales cuando no hay ningún elemento conectado a ellos.
Su valor queda determinado por las características intrínsecas de la batería.
- **Tensión en circuito cerrado (E).** Es la tensión que aparece en los terminales de una batería cuando se demanda energía en sus bornas (se conecta una carga a ellas). La tensión en circuito cerrado de una batería disminuye al conectarla a una carga dependiendo de la corriente que le ceda.
- **Resistencia interna.** Consiste en un concepto que ayuda a modelar en forma de resistencia todas las consecuencias eléctricas de las complejas relaciones químicas que se producen dentro de una batería. Ayuda a la realización de un modelo eléctrico equivalente como se verá más adelante en este documento.
- **Capacidad.** La capacidad de una batería es la cantidad de electricidad que se puede almacenar para luego descargar medida en amperios-hora (Ah).
- **Capacidad nominal.** Es la capacidad que puede entregar una batería desde plena carga hasta alcanzar una tensión en descarga determinada. Se mide a una temperatura ambiente fijada y utilizando una razón de descarga específica. Por ejemplo, una batería de una celda tiene una capacidad nominal de 100 Ah cuando descargándola desde plena carga, con una corriente constante de 20 A y a temperatura de 20 °C, es capaz de mantener la tensión por encima de 1 V durante al menos 5 horas.
- **Capacidad real.** Capacidad que puede entregar una batería desde su estado de plena carga y en condiciones de funcionamiento diferentes a las establecidas para definir la capacidad nominal (exceptuando la tensión de finalización de descarga). La capacidad real puede ser mayor o menor que la capacidad nominal, dependiendo de la razón de descarga utilizada y de la temperatura de trabajo.
- **Capacidad retenida.** Capacidad conservada por la batería después de un periodo de reposo o inactividad.
- **Máxima corriente de descarga continua.** Es la máxima corriente que la batería puede descargar de forma continuada. Este límite viene definido por el fabricante para evitar daños o reducción de su capacidad.
- **Máxima corriente en intervalos.** Corriente máxima a la que la batería puede ser descargada en intervalos de tiempo (suelen ser alrededor de 10 ms). El límite viene fijado por el fabricante con el fin de evitar daños y pérdida de prestaciones. La máxima corriente por intervalos suele ser sensiblemente más alta que la máxima corriente continua.
- **Coulomb.** Es la unidad del sistema internacional para la medida de la magnitud física cantidad de energía (carga eléctrica). Para esta magnitud, se suelen usar múltiplos y submúltiplos para definir la corriente en cada uno de los ciclos de una batería. Un Coulomb es la cantidad de carga transportada en un segundo por una corriente de un amperio de intensidad.
- **Autodescarga.** Pérdida de capacidad de una batería, cuando se mantiene en circuito abierto o esta está en *Stand – by*. Generalmente, la autodescarga se expresa en términos de porcentaje de pérdida de capacidad respecto la capacidad nominal en un periodo de tiempo de un mes.

- **Sobrecarga.** Proceso que tiene lugar cuando se continúa cargando una batería, después de que se pierda la eficiencia de reacciones electroquímicas al cargar.
- **Densidad de Energía.** Energía que puede almacenar una batería por unidad de volumen (Wh/l).
- **Densidad de Potencia.** Potencia que puede entregar una batería por unidad de volumen (W/l).
- **Energía Específica.** Energía que puede almacenar una batería por unidad de peso (Wh/kg).
- **Potencia Específica.** Potencia que puede entregar una batería por unidad de peso (W/kg).
- **Vida útil.** Tiempo que la batería puede mantener sus prestaciones por encima de unos límites mínimos predeterminados. Definido también como el número de veces que la batería puede ser recargada, para recobrar su capacidad completa después de su uso.
- **Eficacia (%)**. Es la fracción de energía eléctrica que devuelve la batería en relación a la que ha sido necesaria para cargarla.
- **Tiempo de recarga normal (h)**. Es el tiempo necesario para realizar una recarga completa de la batería.
- **Tiempo de recarga rápida (h)**. Son los tiempos necesarios para recargar la batería a la mitad o al 99% de su capacidad. Este tipo de carga no está enfocado a las actuales baterías de litio, en las que su tiempo de recarga ronda los 60 minutos.
- **Curvas de carga y descarga (SoC)**. Gráficas utilizadas para definir el funcionamiento y prestaciones de una batería. Definen gráficamente cuando se ha demandado energía a la batería y cuando se le ha aportado.
- **Descargas anormales.** Son aquellas descargas que están separadas al menos un 10% de la curva de descarga estimada.
- **Potencia máxima de un elemento (Litio)**. Es aquella potencia en la que el elemento es capaz de entregar al menos un 80% de su capacidad nominal, antes de bajar de 3 V y no superar los 50 °C en su superficie, en el menor tiempo posible.
- **Coste (€/MWh)**. El coste de la batería por unidad de energía almacenada es esencial para aplicaciones económicas. Se define por una ecuación cuadrática de la siguiente forma:

$$c(P_g) = a_c P_g^2 + b_c P_g + c \quad (2.1)$$

donde $c(P_g)$ denota el coste de generación (de energía generada en €) para un determinado generador, a , b y c son coeficientes del sistema y P_g es la potencia que se genera en cada instante en MWh.

2.2.4.2 Características típicas de los sistemas de almacenamiento más adecuados para la provisión de diversos servicios en las redes eléctricas

Para hacer una visión general de la duración de una batería en función de las aplicaciones a la que esté sometida, se muestra a continuación un resumen [1]:

- Servicios para el balance a gran escala del sistema eléctrico

En función de sus aplicaciones:

– **Capacidad de generación y almacenamiento estacional.**

Se requieren hasta centenares de MW (entre 100 y 500 MW). El tiempo de descarga suele estar entre 2 y 10 horas (varios días para almacenamiento estacional).

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en minutos.

Al año se realizarán entre 5 y 100 ciclos.

Las tecnologías adecuadas en estos casos son principalmente PHS y CAES. También hidrógeno y baterías (especialmente aquellas con mayor potencial escalabilidad, como las de flujo).

– **Integración de exceso de renovables en horas valle.**

Se requieren desde 10 MW hasta centenares de MW (<500 MW). Entre 2 y 10 horas.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en minutos.

Al año se realizarán entre 300 y 500 ciclos.

Las tecnologías adecuadas en estos casos son principalmente PHS y CAES. También hidrógeno y baterías (especialmente aquellas con mayor potencial escalabilidad, como las de flujo). Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.

• Servicios para el balance a gran escala del sistema eléctrico

En función de sus aplicaciones:

– **Alivio sobrecargas y necesidades de ampliación. Seguridad de suministro ante contingencias.**

Se requieren centenares de MW (entre 10 MW y 200 MW). Para su descarga entre 1 y 10 horas.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en segundos.

Al año se realizarán entre 300 y 500 ciclos.

Las tecnologías adecuadas para alcanzar centenares de MW son PHS y CAES. Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.

• Servicios auxiliares para la operación de sistemas de transporte y distribución

En función de sus aplicaciones:

– **Seguimiento de carga.**

Se requiere un centenar de MW (entre 1 MW y 100 MW). Para su descarga entre 2 y 6 horas.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en segundos.

Al año se realizarán entre 200 y 400 ciclos.

Para alcanzar centenares de MW, las opciones más adecuadas son PHS y CAES. Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.

– **Reserva rodante.**

Se requiere un centenar de MW (entre 1 MW y 100 MW). Para su descarga entre 30 minutos y 2 horas.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en segundos.

Al año se realizarán entre 200 y 400 ciclos.

Para alcanzar centenares de MW, las opciones más adecuadas son PHS y CAES. Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.

– **Regulación primaria de frecuencia.**

Se requiere un centenar de MW (entre 1 MW y 100 MW). Para su descarga entre pocos segundos y 30 minutos.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en segundos.

Al año se realizarán entre 200 y 400 ciclos.

Para alcanzar centenares de MW, las opciones más adecuadas son PHS y CAES. Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.

– **Respuesta inercial.**

Se requiere un centenar de MW (entre 1 MW y 100 MW). Para su descarga entre pocos 1 y 30 segundos.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en milisegundos.

Al año se realizarán entre 200 y 400 ciclos.

Debido a que se requiere una respuesta casi instantánea, se identifican las baterías secundarias y de flujo como los sistemas más adecuados. Entre las baterías secundarias, destacar que la capacidad de las baterías de litio de proveer elevados picos de potencia

define esta tecnología como especialmente adecuada. También, los volantes de inercia pueden alcanzar fácilmente decenas de MW, y presentan una mayor rapidez de respuesta que la del almacenamiento electroquímico (y una mayor vida útil en términos de ciclabilidad).

– **Arranque en frío.**

Se requiere entre 5 MW y 50 MW. Para su descarga entre pocos 1 y 30 segundos.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en segundos.

Al año se realizarán entre 10 y 20 ciclos.

Debido a que se requiere una respuesta casi instantánea, se identifican las baterías secundarias y de flujo como los sistemas más adecuados. Entre las baterías secundarias, destacar que la capacidad de las baterías de litio de proveer elevados picos de potencia define esta tecnología como especialmente adecuada. También, los volantes de inercia pueden alcanzar fácilmente decenas de MW, y presentan una mayor rapidez de respuesta que la del almacenamiento electroquímico (y una mayor vida útil en términos de ciclabilidad).

– **Limitación de rampas de potencia, control de tensión.**

Se requiere entre menos de 1 MW y 10 MW. Para su descarga de pocos segundos a 1 minuto.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en milisegundos.

Al año se realizarán entre 1000 y 5000 ciclos.

Los elevados requerimientos de ciclabilidad determinan los volantes de inercia y los supercapacitores, como los principales candidatos para la provisión de estos servicios. Entre las baterías secundarias, destacar que la capacidad de las baterías de litio de proveer elevados picos de potencia define esta tecnología como adecuada también para este caso.

• Servicios para el usuario final

En función de sus aplicaciones:

– **Integración vehículo eléctrico / Autoconsumo.**

Se requieren entre pocos kW hasta 10 MW. El tiempo de descarga suele estar entre 1 minuto a 10 horas.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en segundos.

Al año se realizarán entre 300 y 500 ciclos.

Las elevadas capacidades de almacenamiento de energía, determinan las baterías secundarias como los sistemas más adecuados para este caso. En sistemas estacionarios para

instalaciones domésticas, la opción del plomo es una alternativa económica y madura. Sin embargo el litio mejora en mucho las prestaciones del plomo, siendo también un candidato en este caso.

– **Calidad de onda.**

Se requieren entre pocos kW hasta pocos MW. El tiempo de descarga suele estar entre milisegundos hasta menos de 1 minuto.

El tiempo de respuesta se puede cuantificar en milisegundos.

Al año se realizarán entre 1000 y 5000 ciclos.

Los elevados requerimientos de ciclabilidad determinarían los volantes de inercia y los supercapacitores, como los principales candidatos para la provisión de estos servicios. No obstante, el mercado está dominado por numerosas tecnologías de alimentación ininterrumpida (SAIs) y para la mejora de la calidad de onda en sistemas de baja tensión, los cuales están basados en baterías de plomo o litio. Estos sistemas son una solución económicamente competitiva y tecnológicamente madura.

2.2.5 Envejecimiento en baterías de Litio

Para conocer el tiempo de duración de la vida de las baterías hay que estudiar varios parámetros o factores que resultan determinantes en la utilización de las mismas. Siguiendo el método del artículo basado en baterías de litio [28].

Los parámetros a estudiar son los siguiente:

- Depth of Discharge DoD . Profundidad de los ciclos de descarga.
- Tiempo de descarga t .
- Temperatura de la batería T .
- Ratio C_{Rate} .

Por lo tanto, el debilitamiento de las baterías de litio, y su pérdida de vida útil, se producirá principalmente por estos cuatro parámetros.

Si C es la capacidad total de la batería de litio, podríamos decir que:

$$C = f(t, T, DoD, C_{Rate}) \quad (2.2)$$

2.2.5.1 Depth of Discharge

La profundidad de descarga DoD, (Depth of Discharge) se define como la relación entre la capacidad (Ah) entregada por una batería durante un ciclo de descarga de la misma y la capacidad que ésta tiene.

Los ciclos (considerados cuando se realiza una carga y una descarga) son el factor más influyente para el cálculo del envejecimiento de la batería, por esta razón nos centraremos en esta técnica para el estudio realizado en el presente proyecto. Al descargarse una batería de Litio, ésta se oxida liberando energía eléctrica, el óxido de Litio es menos denso que el Litio, por lo cual su volumen es mayor y tiende a separar los componentes laminares de la celda. Por lo tanto, se producirá una disminución en la capacidad de contacto entre las láminas provocando que el electrolito no esté en contacto con cátodo y ánodo.

Además, las expansiones y contracciones físicas del elemento van produciendo micro grietas y micro obturaciones en el cátodo y ánodo lo cual hace que poco a poco, en función del ciclado producido, la batería vaya perdiendo propiedades.

Lo ideal sería suavizar estos ciclos para que la batería vea prolongada su vida.

Suponiendo constantes todos los demás parámetros: Temperatura, tiempo y ratio C y un estado de carga determinado, el debilitamiento de la batería es proporcional a la *DoD*.

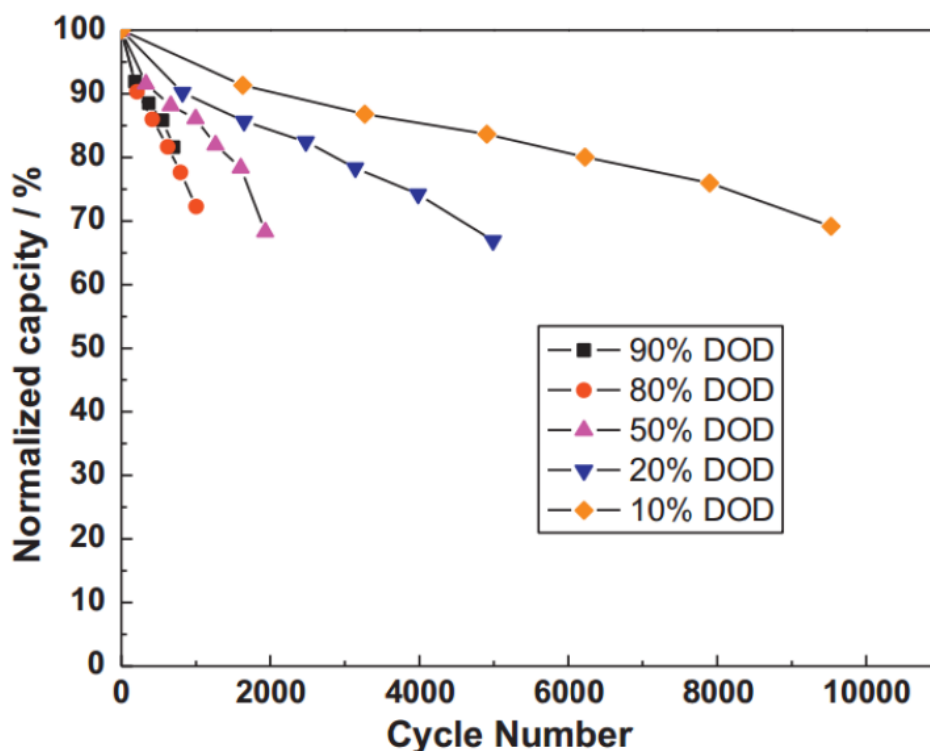


Figura 2.5 Capacidad / Ciclos de descarga en función de la *DoD*[28].

En la figura 2.6 se puede observar cómo varía la cantidad de ciclos de carga y descarga a los que puede ser sometida una batería de litio en función de la profundidad de cada una de éstas. A medida que va aumentando la profundidad *DoD*, disminuye el número de ciclos a los que puede ser sometida la batería y viceversa, con profundidades menores, podremos realizar mayor número de ciclos de carga y descarga.

Por supuesto, esto también dependerá de la capacidad total de las baterías y de otros factores, pero en este estudio se puede observar como se pueden obtener hasta 10.000 ciclos si las profundidades son relativamente pequeñas (10%), mientras que con profundidades del 90%, tan solo podría realizar 2.000 ciclos.

Esta técnica es la que más ventajas presenta, con lo cual, se implementará en este estudio para detectar el envejecimiento de las baterías de litio a lo largo de su vida útil. Como veremos a continuación, los parámetros siguientes son función de la profundidad de los ciclos de carga.

2.2.5.2 Temperatura y tiempo

Otro factor importante en el estudio del envejecimiento en baterías de litio es la temperatura, que condicionará los ciclos totales que ésta puede alcanzar. Cuanta mayor temperatura se alcance, la reacción química producida será más veloz. En ocasiones, esto se puede interpretar como un aumento del rendimiento pero, en contradicción, también produce una disminución de la vida de la batería, lo cual es un importante hándicap. Esta disminución de la vida se debe a que se producen reacciones químicas no deseadas y se va desvaneciendo poco a poco la capacidad de la batería.

Basándonos en la ecuación de Arrhenius y el estudio que describe el artículo [28], la pérdida de capacidad vendría dada por la siguiente ecuación:

$$C_p = B \cdot \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right) \cdot t^z \quad (2.3)$$

La energía dada por la batería (Ah) son proporcionales al tiempo, con lo cuál, se pueden sustituir en la ecuación anterior (2.3):

$$C_p = B \cdot \exp\left(\frac{-E_a}{RT}\right) \cdot A_h^z \quad (2.4)$$

donde:

- C_p Porcentaje de capacidad perdida
- B Factor constante
- E_a Energía de Activación
- R Constante de los gases
- T Temperatura (absoluta)
- A_h Amperios-hora
- z Factor de potencia

La variable A_h se puede calcular como:

$$A_h = Ciclos \cdot DoD \cdot C_{max} \quad (2.5)$$

Como se explicó en el apartado anterior, podemos ver como la DoD vuelve a aparecer (ecuación (2.5)) en el estudio del envejecimiento en función de la temperatura y el tiempo.

2.2.5.3 Ratio C

Para poder calcular los efectos de pérdida de capacidad producidos por este ratio, es necesario añadir el parámetro a la ecuación (2.4). Para ratios C más altos y B bajos, la pérdida es más acentuada que en el caso contrario, con parámetros C bajos y parámetros B altos, por tanto, habrá que tenerlos todos en cuenta para el estudio del envejecimiento.

La ecuación que define al llamado ratio es:

$$C_{Rate} = \frac{Horas\ descarga\ total}{h} \quad (2.6)$$

Dando valores a la ecuación (2.4) tendríamos:

$$C_p = B \cdot \exp\left(\frac{-31,7 + 370,3 \cdot C_{Rate}}{RT}\right) \cdot A_h^{0,55} \quad (2.7)$$

El estudio de estos ratios da como resultado las gráficas de la figura 2.7:

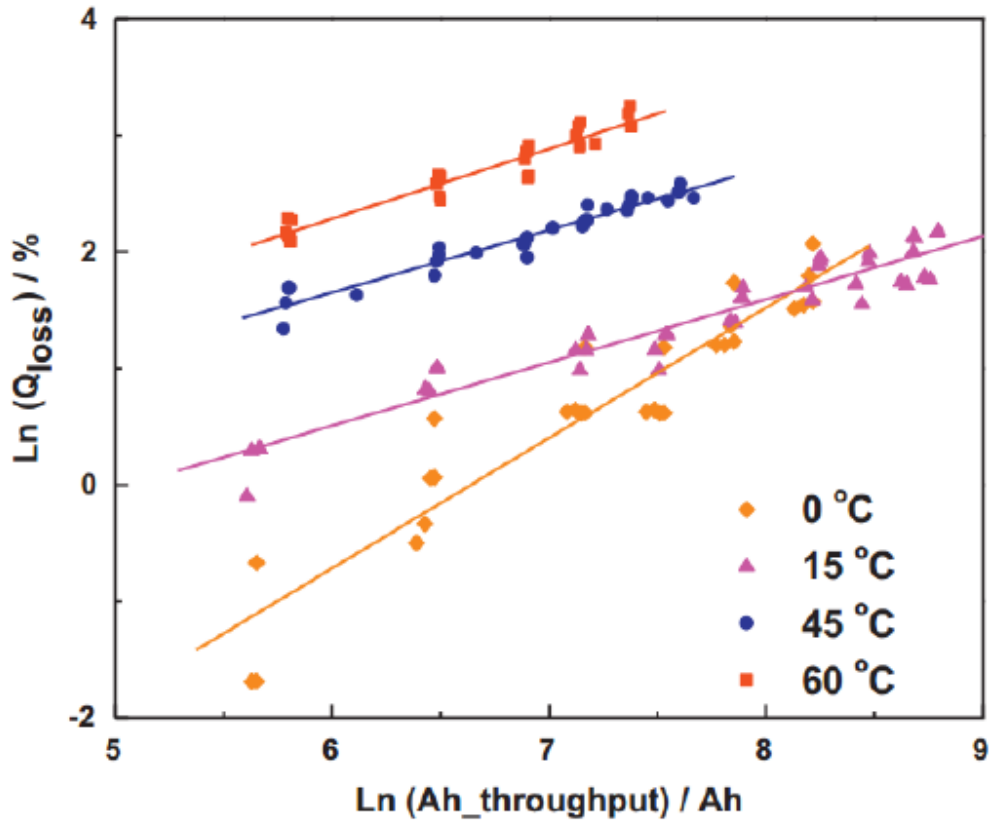


Figura 2.6 Capacidad / Ah en función de la T [28].

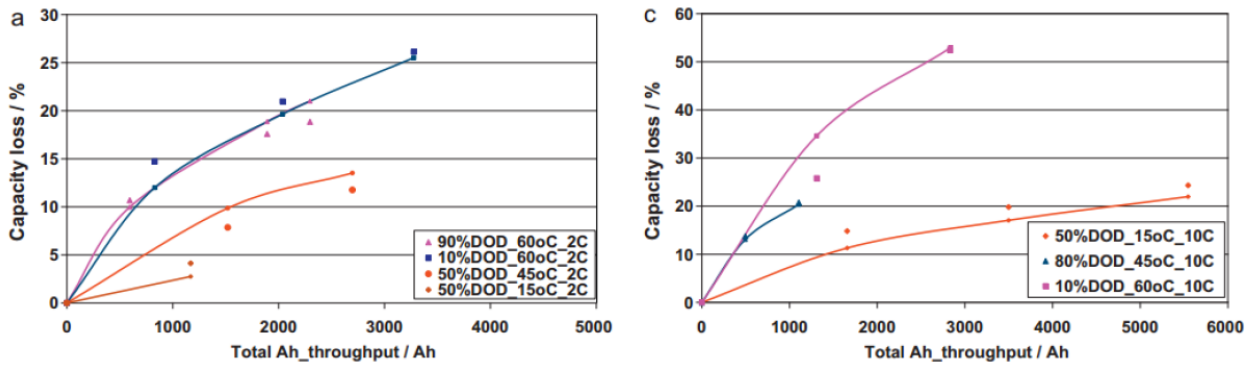


Figura 2.7 Capacidad / Ah en función de diferentes C_{Rate} [28].

2.2.6 Causas de envejecimiento en baterías

A lo largo de los últimos años, se han desarrollado modelos dinámicos de baterías debido a la importancia que están adquiriendo. Existen modelos tan simples como una sola resistencia (R), o una pareja resistencia-condensador (RC), hasta otros donde ya se consideran sistemas compuestos por bobinas (considerando cambios de fase). La base principal de la estructura de estos elementos consiste en disponerlos en serie, añadiendo particularidades a los sistemas.

A estos modelos se les incorporan los efectos producidos por el envejecimiento en baterías, para poder estimar su vida útil. Como se ha explicado en el apartado anterior, los factores que afectan al

envejecimiento de las baterías son: la temperatura T , la profundidad de los ciclos de descarga DoD y la velocidad de descarga C_{Rate} .

Las baterías envejecen cuando están fuera de funcionamiento (en *Stand-by*) y cuando están en funcionamiento (*Cycling Ageing*). Cuando no se encuentran funcionando, a parte del paso del tiempo, hay que considerar el factor de la temperatura a la que está sometida. La temperatura afecta según una relación exponencial (ecuación (2.4)).

El envejecimiento también se produce por los factores DoD y C_{Rate} , el DoD va afectando según una relación logarítmica mientras que el C_{Rate} , lo hace mediante un polinomio de segundo grado.

Estos efectos producen en las baterías un aumento de la resistencia interna y una pérdida de capacidad. También existen otros efectos sobre los elementos resistivos-capacitivos que afectarán a la respuesta de la batería, pero no harán que envejezcan.

La experimentación empírica requiere un alto coste, con lo cuál se va a proceder a la simulación de un modelo eléctrico que se ha elaborado mediante medidas empíricas en laboratorios.

Se va a estudiar el envejecimiento mediante un modelo matemático. Este estudio se hará en distintas aplicaciones que tendrán diferentes requerimientos de energía.

2.2.6.1 Modelo de estudio

La resistencia interna batería R_0 se modelará en serie con cuatro conjuntos RC en paralelo.

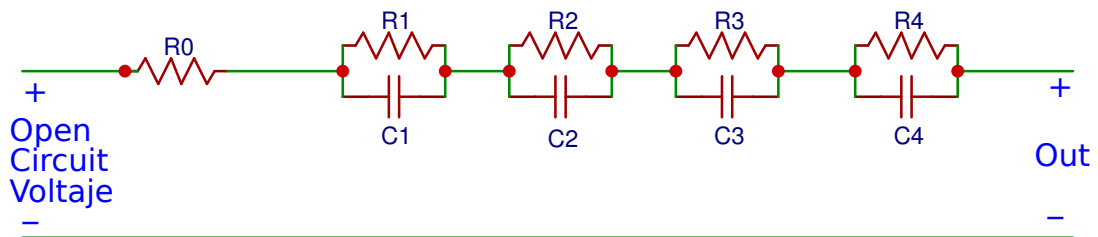


Figura 2.8 Modelo de batería.

Si la batería no se encuentra en funcionamiento, las causas de envejecimiento serán:

$$C_{Stand-by} = f(V, T, t) \quad (2.8)$$

Si la batería está funcionando, habrá más factores que afecten:

$$C_{Func} = f(V, I, DoD, T, t) \quad (2.9)$$

Como se ha visto anteriormente, cada uno de estos parámetros afectan de una forma a la pérdida de capacidad de la batería, que se podrían modelar de la siguiente manera en el caso del desgaste en stand-by:

$$C_{Stand-by} = (\beta_1 + \beta_2 \cdot V) \cdot 10^6 \cdot e^{\frac{\beta_3}{T}} \cdot \sqrt{t} \quad (2.10)$$

En el caso en el que la batería se encuentre en funcionamiento, afectarán factores de intensidad I , DoD y C_{Rate} . Se considerarán ciclados continuos hora por hora (Un ciclo cada hora) en condiciones

normales. El *SoC* medio será del 50% y la profundidad de los ciclos de descarga del 100%. La tensión e intensidad debido a estos ciclos serán:

$$I_{ef} = \theta_1 \cdot I^2 + \theta_2 \cdot I + \theta_3 \tag{2.11}$$

$$V_{ef} = \theta_4 \cdot V + \theta_5 \tag{2.12}$$

La profundidad de los ciclos de descarga tendrá una influencia logarítmica:

$$DoD_{ef} = \frac{\log_{10}(DoD)}{2} \tag{2.13}$$

Y el efecto de la temperatura:

$$T_{ef} = \frac{e^{\frac{\theta_6}{T}}}{e^{\frac{\theta_6}{298K}}} \tag{2.14}$$

Pues bien, el resultado obtenido gráficamente se puede observar en la figura 2.9.

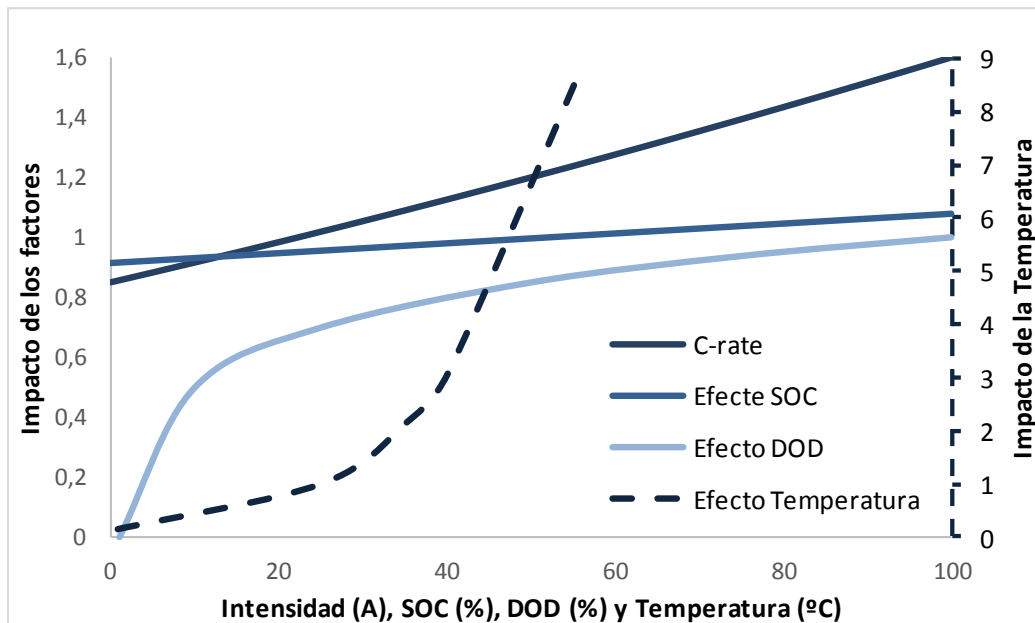


Figura 2.9 Influencia de los factores de envejecimiento.

Los parámetros β y θ varían en función de la batería de estudio.

Para medir el "estado de salud" de la batería se utiliza el indicador *SoH* (State of Health). El *SoH* se define como el cociente de la capacidad de la batería entre la capacidad que tenía inicialmente (2.15).

$$SoH = \frac{Capacidad}{Capacidad_{inicial}} \tag{2.15}$$

En el modelo descrito anteriormente, la resistencia R_0 corresponde a un polinomio de segundo grado que varía con el *SoH* (2.16).

$$R_0 = \alpha_1 + \alpha_2 \cdot SoH + \alpha_3 \cdot SoH^2 \tag{2.16}$$

La R_0 simboliza el deterioro de la batería debido a las pérdidas por el calor (Efecto Joule). Obviamente, cuanto más intensidad atravesando las bornas de la batería, más pérdidas.

$$Q = R_0 I^2 \quad (2.17)$$

A continuación se van a definir las aplicaciones objeto de estudio de este modelo. Dichas aplicaciones se diferencian en la cantidad de energía que demandan cada una de ellas, y en la frecuencia con la que ésta es demandada.

- **Autoconsumo en centros comerciales.** El principio de funcionamiento de estos tipos de sistemas es el "Peak-Shaving". El "Peak-Shaving" consiste en almacenar energía eléctrica en las horas valle del día, para poder consumirlas en las horas que exista mayor demanda. La batería está sometida a cargas y descargas diarias, siendo la cantidad de energía transferida de 10 kWh diariamente.
- **Sistemas aislados.** Estos son los sistemas que se van a estudiar en este trabajo. Tienen la peculiaridad de estar desconectados de la red eléctrica, con lo cuál el sistema de almacenamiento tiene que ofrecer energía en las horas del día en las que no exista generación. Por esto, el sistema de almacenamiento de los sistemas aislados, ha de tener gran capacidad, para abastecer incluso varios días. En estos casos, las cargas y descargas (ciclado) de las baterías equivalen a un tercio de su capacidad.
- **Carga rápida en vehículos eléctricos.** En este tipo de cargas se requieren potencias a gran escala. Para no sobrecargar las redes cuando se cargan vehículos eléctricos, se contempla la posibilidad de ayudar al sistema con baterías que afronten los picos de potencia.
- **Sistemas de alimentación ininterrumpida.** Su misión es abastecer a una red de energía en el caso de que se produzca un cero en la misma. Las baterías suelen encontrarse siempre cargadas y solo se descargan de vez en cuando, se estimará una vez cada 10 días.

Una vez realizada la simulación del modelo, el resultado obtenido indica que la aplicación que más perjudica la salud de la batería es la de autoconsumo, mientras que las otras tres más o menos afectan de igual manera al envejecimiento de la batería.

Tabla 2.1 Resultados de la simulación (Datos expresados en %).

Aplicación	SoH Inicial	SoH Final	DoD Inicial	SoC Medio
Autoconsumo	80	40	85	50
Sist. Aislado	80	60	30	85
Carga rápida	80	60	85	82
SAI	80	60	85	90

2.2.7 Tipos de baterías

A continuación, veamos los distintos tipo de baterías existentes según su composición.

2.2.7.1 Plomo-Ácido (Pb-Ácido)

Son el tipo de baterías más antiguas. Las reacciones químicas que se producen en su funcionamiento involucran dióxido de plomo, plomo y ácido sulfúrico (electrolito).

Cuando la batería está descargada, el plomo Pb se convierte en sulfato de plomo $PbSO_4$ en el ánodo y el óxido de plomo PbO_2 se convierte en sulfato de plomo en sulfato de plomo $PbSO_4$ en el cátodo (absorbiendo dos electrones). El proceso expuesto es reversible pero presenta un

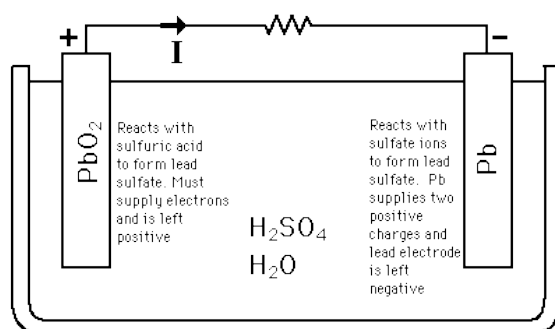


Figura 2.10 Principio funcionamiento de una batería Pb-Ácido [2].

impedimento: una capa de sulfato de plomo no convertible tiende a acumularse en los electrodos durante el ciclo (carga y descarga).

Su rango de voltaje está en torno a 2 V y su densidad típica de energía está en torno a 30 Wh/kg mientras que su densidad de potencia es de 180 W/kg. Presentan una alta eficiencia energética, en torno al 90%.

Entre sus ventajas se puede destacar la facilidad de su instalación y puesta en marcha, así como su bajo mantenimiento y bajo coste de inversión. Además, este tipo de baterías son muy fiables ya que han sido desarrolladas durante más de 140 años y muy robustas.

Presentan inconvenientes como su voluminosidad y su gran peso. También existe un riesgo de sobrecalentamiento durante su carga con lo cuál, no son adecuadas para procesos rápidos de carga.

La vida útil se ve gravemente afectado por la profundidad de los ciclos de descarga y, si se produce una descarga total de estas baterías, se produce un daño por el que la batería queda gravemente dañada (debilitamiento de sus electrodos). Las altas temperaturas también pueden reducir la vida útil de las baterías, aunque niveles de temperatura en torno a 45°C podrían mejorar el funcionamiento de las baterías en lo que se refiere a su capacidad.

En la actualidad, la batería de plomo-ácido ha sufrido variaciones que han dado lugar a otras nuevas, siempre conservando el principio de funcionamiento: batería de plomo de calcio, baterías de plomo y antimonio y la batería de plomo-ácido regulada por válvula, por sus siglas en inglés (VRLA).

Entre las aplicaciones de este tipo de baterías podemos encontrar: aplicaciones domésticas e industriales como equipos de fotografía, aparatos de ensayo y medida, iluminación de emergencia, memoria de ordenadores, sistemas de seguridad de alarmas, sistemas de alimentación ininterrumpida (S.A.I), etc.

Los costes típicos de este tipo de baterías varían según su aplicación. En generación, los costes por unidad de energía pueden estar en torno a 200 € el kWh y su unidad de potencia en torno a 160 € el kW. En un nivel inferior como serían el transporte y distribución de la energía eléctrica los costes serían bastante similares a los de generación. Por otro lado, en la parte de consumo, éstos sufrirían un incremento de hasta 100 € el kWh por unidad de energía y potencia el kW.

2.2.7.2 Níquel (Ni)

Estas baterías están constituidas principalmente por Níquel-Cadmio $NiCd$, Níquel-Hidruro metálico $NiMH$ y Níquel-Zinc $NiZn$. Los tipos citados anteriormente utilizan el mismo material para el



Figura 2.11 Batería Pb-Ácido.

electrodo positivo y el electrolito conformados por hidróxido de níquel y una solución acuosa de hidróxido de potasio con algún hidróxido de litio, respectivamente. El electrodo negativo depende de la batería de la que se hable: las de *NiCd* usan hidróxido de cadmio, las de *NiMH* una aleación de metal y las otras hidróxido de zinc.

Presentan una tensión nominal en torno a los 1,2 V y sus valores de densidad energética son más altos que las baterías *Pb – Acido*. Su energía específica se encuentra en torno a los 50 Wh/kg para las de cadmio, 80 Wh/kg las de *NiMH* y 60 Wh/kg las compuestas por zinc.

Presentan ventajas tales como una larga vida útil, buen comportamiento frente a bajas temperaturas y construcción bastante robusta.

Como inconvenientes decir que presentan una alta toxicidad debido al cadmio y un elevado coste, hasta diez veces más que las baterías de plomo-ácido y presentan una eficiencia menor: en torno al 70% pudiendo llegar las conformadas por Zinc hasta el 80%. También tienen necesidad de un gran control de carga y descarga debido a que se ven afectadas por el efecto memoria. En modo de espera, estas se descargan hasta un 10% más rápido que las baterías de plomo-ácido

De entre todas, las únicas que se encuentran comercializadas hoy en día son las *NiCd* que se utilizan principalmente para aplicaciones industriales de UPS (Uninterruptible Power Supply) o SAI en energías renovables.

En cuanto a su coste, las baterías de *NiCd* producen energía por 600 € el *kWh* aproximadamente.

Su aplicaciones más frecuentes son las relacionadas con la electrónica de consumo portátil.

2.2.7.3 Litio

A pesar de ser una de las más importantes, nunca han sido utilizadas para aplicaciones tales como el almacenamiento de energía en sistemas de alimentación ininterrumpida de gran escala, aunque poco a poco se están introduciendo. Normalmente son más utilizadas en sistemas móviles o portátiles. Su aplicación más destacada hoy en día es su uso en vehículos eléctricos.

La tecnología de este tipo de baterías se divide en dos tipos: ion-litio y células de polímero. Tienen una densidad de energía mayor con respecto a los tipos vistos anteriormente, mayor eficiencia



Figura 2.12 Baterías de Níquel (NiMH).

energética, menor tasa de autodescarga y requieren muy poco mantenimiento, lo que las convierte en fuertes candidatas para aplicaciones industriales.

Estas baterías tienen una tensión nominal de alrededor de 3,7 V por celda, con una densidad de energía comprendida entre 80-150 Wh/kg. Su eficiencia energética está comprendida en torno a valores del 90 al 99 % . La densidad de potencia de las baterías de litio-ion se encuentra comprendida en un rango de 500 a 2000 W/kg, aunque las de litio-polímero solo pueden llegar a 250 W/kg.

Su tasa de autodescarga es tan baja que ésta sólo alcanza un 5 % mensual, pudiendo alcanzar la batería una vida útil de más de 1500 ciclos.

La vida útil de estas baterías también se ve muy influenciada por la temperatura: a medida que va envejeciendo la batería, se hace aún más visible factor. Las descargas de alta profundidad agravarán severamente la vida de la batería.

Existen limitaciones tales como la necesidad de un circuito de protección para mantener una operación de funcionamiento segura. El circuito se encarga de limitar el pico de tensión de cada una de las células y también evita que el voltaje de la célula caiga en gran medida. Es totalmente imprescindible controlar la temperatura de las celdas para evitar temperatura extremas. Además, el nivel de carga máximo y la corriente de descarga en la mayoría de las baterías se encuentran limitados.

Las celdas de iones de litio, al igual que la mayoría de las baterías convencionales, están compuestas de un electrodo positivo (ánodo), uno negativo (cátodo) y un electrolito en el que se encuentran inmersos. En la figura 2.13 podemos ver un esquema.

El electrodo positivo está constituido por una mezcla de litio con óxidos metálicos o fosfatos, siendo los más utilizados:

- Cobalto $LiCoO_2$
- Manganeso $LiMn_2O_4$
- Níquel $LiNiO_2$
- Fosfato de Hierro $LiFePO_4$

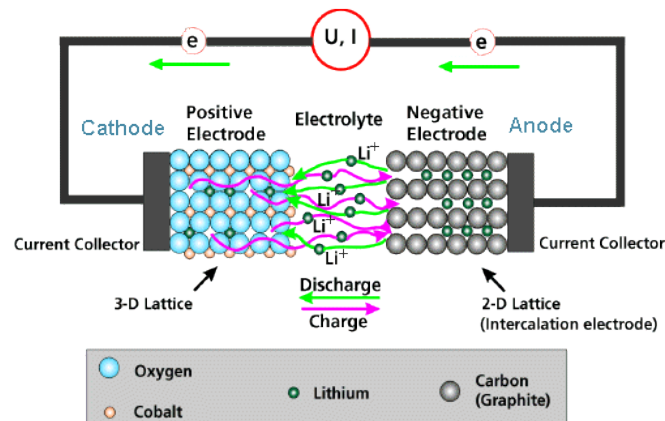


Figura 2.13 Principio de funcionamiento de una batería de ion-Litio (Li-Ion)[27].

El electrodo negativo es una matriz de grafito o coque, permitiendo dopar entre sus capas átomos de litio formando el compuesto LiC_6 . El separador es una membrana que aísla eléctricamente los electrodos de la celda. Los materiales más utilizados como membrana son láminas de polietileno o polipropileno.

El electrolito debe tener una característica esencial: Evitar que se produzca autodescarga de los iones de litio y favorecer el movimiento rápido de los iones entre los electrodos. Debido a las violentas reacciones que produce el litio en contacto con el agua, no se utilizan electrolitos de base acuosa.

El almacenamiento de energía en una celda de iones de litio se basa en el proceso químico denominado intercalación. La intercalación consiste en la inserción de los iones de litio (Li^+) en las estructuras moleculares de los electrodos. Durante la carga, el electrodo negativo de la celda es electroquímicamente reducido, por lo que los Li^+ se insertan (viajan del electrodo positivo al negativo) en las capas individuales de grafito. Debido a que la celda está eléctricamente aislada los electrones deben seguir el camino exterior hacia los colectores de corriente.

El proceso inverso ocurre durante la descarga, es decir, los Li^+ dejan la estructura de grafito para volver al electrodo positivo. El ciclo completo (carga-descarga) no produce cambios en la estructura de los electrodos (solo se mueven los Li^+) por lo que las celdas son menos reactivas, más seguras y presentan más número de ciclos en comparación con las celdas con electrodos de litio metálico.

En la siguiente figura 2.14 se puede observar esquemáticamente este proceso:

Entre sus aplicaciones, se encuentran dispositivos electrónicos tales como la telefonía móvil, cámaras, ordenadores, etc. Actualmente, gracias a la modulación de este tipo de baterías, se ha permitido su utilización en vehículos eléctricos e híbridos, así como en energías renovables (fotovoltaica y eólica).

2.2.7.4 Sulfuro de Sodio (S-Na)

Constan de dos electrodos separados por un electrolito. Lo que la diferencia del resto de baterías vistas hasta ahora es que ambos electrodos (positivo y negativo) son líquidos y el electrolito es sólido. El ánodo está constituido por sodio fundido Na , el cátodo de azufre fundido S y el electrolito de una membrana β -alúmina.

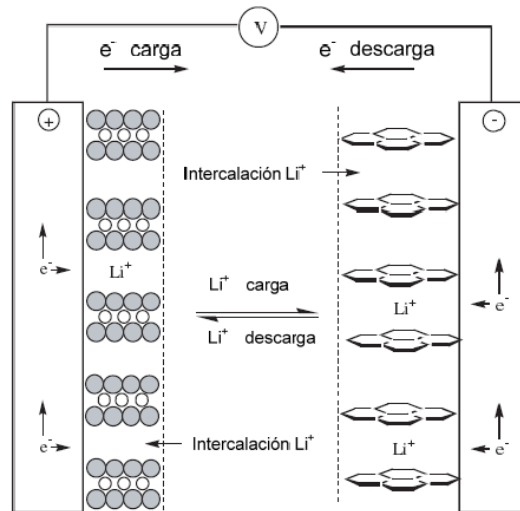


Figura 2.14 Principio de funcionamiento de una batería de ion-Litio (Li-Ion)[27].



Figura 2.15 Batería portátil para dispositivos móviles (Li-Ion).

Cuando se está descargando, los iones de sodio se desplazan hasta el cátodo. Los electrones que no se desplazan, ya que no pueden pasar por el electrolito se envían fuera de la batería, dando como resultado corriente eléctrica.

El proceso de carga se lleva a cabo suministrando energía desde una fuente externa sobre los electrodos, siendo este proceso inverso al de descarga.

Como ventaja cabe destacar la alta eficiencia de estas baterías (en torno al 90%), largo tiempo de vida y bajo coste de fabricación.

Su principal desventaja es su alta temperatura de operación, encontrándose en valores de 300 a



Figura 2.16 Batería para vehículos eléctricos (Li-Ion).

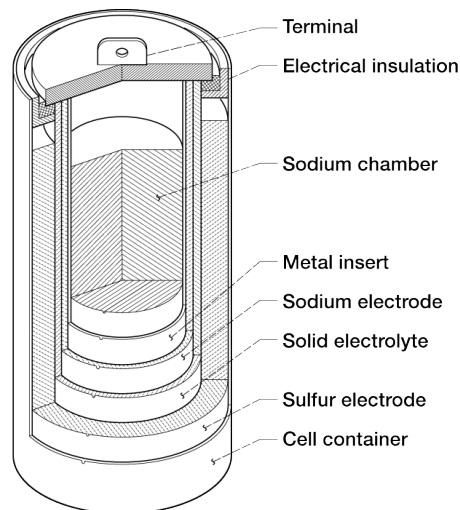


Figura 2.17 Constitución de una batería de Sulfuro de Sodio [7].

350°C. Otra desventaja es la naturaleza corrosiva de uno de sus compuestos (polisulfitos de sodio), esto produce la corrosión de sus componentes y conectores, viendo comprometido el tiempo de vida útil de la batería por razones ajenas a los parámetros que definen la batería.

Se utilizan en generación, teniendo un coste por unidad de energía de unos 270 € el *kWh* y por unidad de potencia de 170 € el *kW*.

2.2.7.5 Baterías de Flujo

Aparte de los tipos de baterías descritos anteriormente, existen otros tipos que han tenido menor popularidad. Estas son las baterías de flujo entre las que podemos encontrar las citadas anteriormente baterías de sulfuro de sodio NaS, baterías de flujo Redox y baterías de metal-aire.



Figura 2.18 Batería de sulfuro de sodio en generación.

Las baterías de flujo están compuestas esencialmente de dos depósitos de electrolito que se redistribuyen por unas bombas a través de una celda electroquímica que comprende un cátodo, un ánodo y un separador de membrana. La densidad de energía de las baterías de flujo depende del volumen del electrolito que se almacene. La densidad de potencia en las baterías de flujo depende básicamente de la velocidad de las reacciones que se producen en el ánodo y el cátodo.

Al contrario que las baterías convencionales, la energía química se almacena en el electrolito. Pueden suministrar energía eléctrica de modo continuo en periodos superiores a las 10 horas.

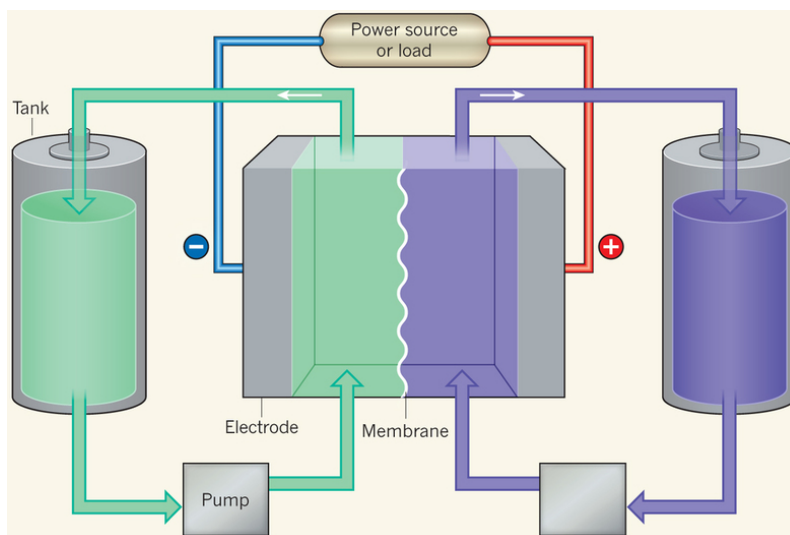


Figura 2.19 Esquema de una batería de flujo convencional [23].

Para aplicaciones a gran escala, se utilizan tres tipos de baterías de flujo:

- Baterías de reducción de Vanadio *VRB*
- Baterías de Bromuro de Zinc *ZBB*
- Baterías de Bromuro de Azufre *PSB*

Tabla 2.2 Comparación baterías de flujo.

Tecnología	Eficiencia del ciclo	Rango de Energía (MWh)	Ciclos	Temperatura (°C)
VRB	78	0.5-100	13000	30
ZBB	68	0.05-1	2500	50
NAS	65-70	0.15-1	3000	350
Pb-Ácido	45	0.001-40	1000	25

2.3 Otras tecnologías de almacenamiento

2.3.1 Supercondensadores

Los supercondensadores son condensadores con una superficie activa muy elevada que ofrecen una capacidad muy alta en relación con su tamaño.

Su principal diferencia con las baterías, es que el almacenamiento de energía se produce por medio de una carga estática y no por un proceso electroquímico. Se pueden clasificar en función del material utilizado para la fabricación de sus electrodos:

- Supercondensadores electroquímicos de doble capa *ECDL*
- Pseudocondensadores
- Condensadores híbridos

La gran ventaja que aguardan, es que al no producirse ningún proceso químico de carga y descarga, no hay limitación en cuanto a la profundidad de la descarga (DoD) o sobrecarga, por tanto su vida útil será más larga que la de las baterías convencionales. Un valor típico de estimación de vida es de 500.000 ciclos con el 100 % de profundidad de descarga.

Además de no verse afectados por la profundidad de la descarga, los supercondensadores pueden completar ciclos completos de carga y descarga en segundos, sin tener que controlar la temperatura ya que no hay riesgo de que desprendan calor o sustancias peligrosas durante su descarga.

La vida útil de estos dispositivos puede alcanzar un máximo de 12 años, siendo esta corta respecto a la vida útil de otros sistemas de almacenamiento. Otra desventaja a citar es el alto valor de autodescarga que presentan, llegando a alcanzarse el 14 % mensual, frente al 5 % que alcanzaban las baterías de Litio.

Su eficiencia energética es muy similar a la de las baterías de litio, consiguiendo valores de hasta el 98 %.

Los supercondensadores almacenan grandes cantidades de energía en minúsculos espesores (moleculares) y por tanto tienen mayor densidad de energía que los condensadores convencionales. Con este tipo de condensadores se pueden obtener capacidades de hasta 5.000 F y densidades de energía de hasta 5 Wh/kg frente a una densidad 10 veces menor en condensadores convencionales. Aún así, esta tecnología sigue estando muy lejos de otros sistemas de almacenamiento.

Los supercondensadores presentan problemas muy similares a los volantes de inercia: Corta duración de la energía almacenada y alta disipación debido a la autodescarga.

2.3.2 Almacenamiento neumático

Este tipo de tecnología utiliza aire o gas comprimido para realizar el almacenamiento de energía.

Su principio de funcionamiento se basa en someter a presión un fluido no compresible junto a un gas comprimido. El volumen de gas se comprime y se expande (generalmente este gas es nitrógeno) en un recipiente de almacenamiento. Las presiones que se obtienen varían de 100 bar a 250 bar. Una bomba se encarga de desplazar el gas para comprimirlo en los depósitos de acumulación con el fluido. Cuando se produce la descarga de energía, el gas comprimido se expande y el fluido es expulsado de los depósitos hasta un grupo motor-bomba, funcionando la bomba como turbina encargada, a su vez, de accionar un grupo motor-generator, con lo que entra en funcionamiento la generación.

Permiten almacenar energía a gran escala. El aire es almacenado bajo tierra en un determinado lugar, y conducido hasta un grupo de turbinas con el fin de producir generación de energía eléctrica. Este sistema es denominado CAES (Compressed Air Energy Storage).

Esta tecnología se encuentra en fase de desarrollo, pero en el futuro se espera que sustituya a las baterías plomo-ácido. Las primeras aplicaciones que tendrá serán en industria.

Entre las ventajas de este tipo de tecnología cabe destacar:

- Bajo coste de mantenimiento
- La capacidad no se ve comprometida por el envejecimiento
- Capacidad ilimitada
- Ciclo de vida independiente de los ciclos de carga y descarga
- La autodescarga se puede considerar nula

Por otro lado, algunas desventajas son:

- Menor densidad de energía (entre 3,2 y 5,55 Wh/kg)
- Necesidad de controlar fugas en el depósito
- Eficiencia relativamente baja: En torno al 70%



Figura 2.20 Válvula de accionamiento neumático.

2.3.3 Almacenamiento por bombeo de agua

Este tipo de almacenamiento es uno de los más populares para la producción de electricidad. Su aplicación es abastecer energía eléctrica cuando se produzcan picos de demanda.

En los periodos de tiempo en el que la demanda de los consumidores es baja, se aprovecha para bombear agua hacia un embalse a gran altura para posteriormente verterlo a un embalse a menor altura, pasando el agua por una turbina encargada de generar electricidad. La propia turbina, también puede funcionar como bomba. Para que el bombeo sea eficiente, el desnivel tiene que ser de al menos 100 metros.

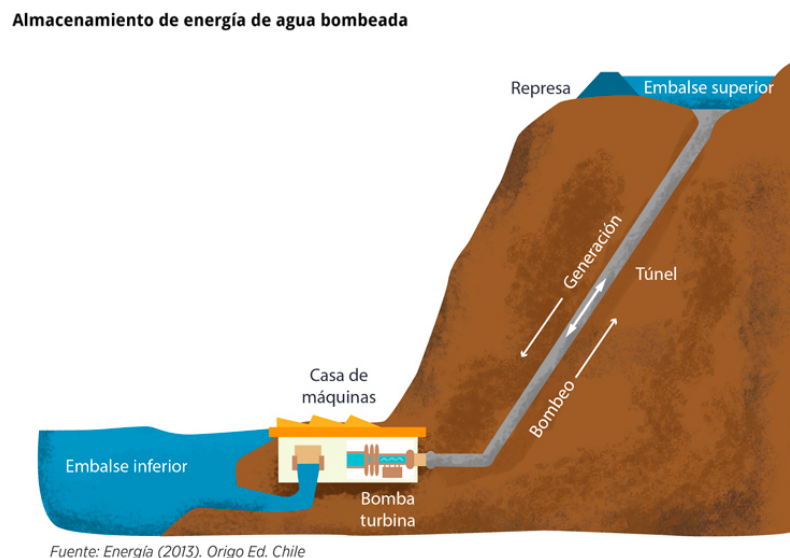


Figura 2.21 Esquema básico del almacenamiento de energía por bombeo de agua [4].

El bombeo del agua del embalse inferior al superior se produce en las horas valle, que son las horas nocturnas en las que no se consume relativamente electricidad, de esta forma se utiliza la energía sobrante para hacer funcionar la turbina y así subir el agua y almacenar la energía. Durante el día, cuando la demanda de electricidad es mayor, la central actúa como una central hidroeléctrica convencional, el agua del embalse superior cae por la galería de conducción, que es una tubería forzada, hasta la central donde se encuentra el grupo generador y los transformadores que pasar la energía mecánica a energía eléctrica que a su vez es transportada hasta el consumidor mediante las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.

La desventaja de este sistema es la evaporación de agua por su exposición directa a la luz solar, suele producir unas pérdidas considerables.

Además, los sistemas de bombeo requieren mover grandes volúmenes de agua para poder generar electricidad y ha de ser el hombre el que construya los embalses superiores e inferiores, ya que pocas veces se puede aprovechar la morfología de la naturaleza para poder llevar a cabo esta acción.

Entre sus ventajas podemos encontrar:

- Alta eficiencia energética
- Bajo coste de mantenimiento

- Larga vida útil

2.3.4 Superconductores magnéticos

Los sistemas de almacenamiento basados en superconductores magnéticos tienen la peculiaridad de que son los únicos que almacenan la energía eléctrica directamente en su forma original. Son conocidos por las siglas SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*).

Su principio de funcionamiento se basa en hacer circular corriente por un circuito en forma de bobina fabricada de un material superconductor para que la corriente pueda circular indefinidamente. La resistencia de estos materiales es prácticamente despreciable, con lo cual no presentan pérdidas. Para que el superconductor pueda trabajar correctamente, la bobina ha de estar sumergida en helio líquido en un depósito aislado por vacío.

El material superconductor normalmente es niobio-titanio, y el refrigerante es helio a 4,2 K aproximadamente. El sistema está constituido por tres componentes: El material superconductor, un sistema de criostato y un sistema de conversión de energía. El sistema de criostato a su vez, está compuesto por un refrigerador criogénico aislado al vacío.

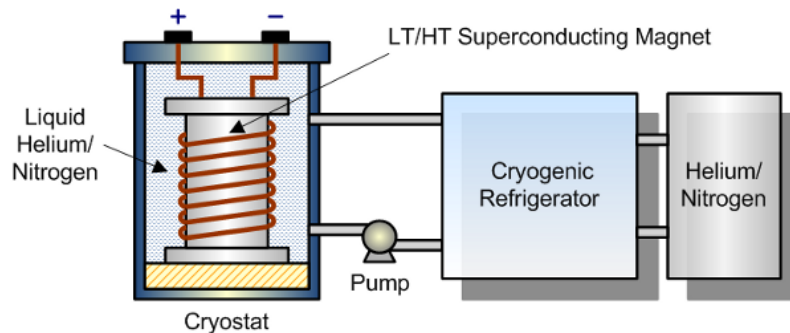


Figura 2.22 Sistema de almacenamiento de energía con superconductores magnéticos [16].

Es fácil calcular la energía almacenada en este sistema ya que se rige mediante la ecuación:

$$E = 0.5LI^2 \quad (2.18)$$

Donde L es la inductancia de la bobina e I es la corriente que circula.

Estos dispositivos tienen una alta velocidad de respuesta, pero de muy corta duración. La cantidad de energía que estos sistemas son capaces de almacenar es mucho menor que la que podría almacenar una batería convencional, pero tiene un buen comportamiento a la hora de suministrar potencia.

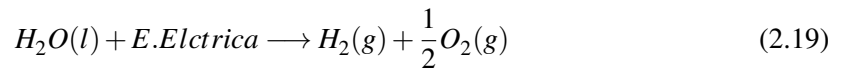
Son muy utilizadas en aplicaciones tales como mantener la estabilidad en el voltaje en aplicaciones industriales y para resolver problemas de calidad de suministro. En sistemas de potencia, donde es crucial el control de la estabilidad del sistema, son muy utilizados por su precisión en la amortiguación. Un correcto control de la amortiguación en los grupos generadores es realmente importante ya que el objetivo es tratar de suprimir las oscilaciones en el sistema. Los SMES han contribuido en gran medida al aumento de la calidad de la red eléctrica.

Tienen un alto coste de fabricación y el potencial del campo magnético que generan los llamados SMES produce impacto ambiental.

2.3.5 Almacenamiento mediante hidrógeno

El almacenamiento de energía eléctrica mediante su transformación en hidrógeno se encuentra actualmente en desarrollo, pero está alcanzando una gran relevancia por la cantidad de ventajas que presenta.

El sistema se basa en el proceso de electrólisis, que se produce en un electrolizador. En este proceso, se produce hidrógeno a partir de agua y energía eléctrica, produciéndose también oxígeno como subproducto. La reacción que se produce es la siguiente:



Un electrolizador está formado por dos electrodos (ánodo y cátodo), electrolito y una membrana. La energía eléctrica se suministra en forma de corriente continua a través de los electrodos. En el electrolito se produce el transporte de los iones entre el ánodo y el cátodo y la membrana se encarga de limitar el paso de compuestos entre el ánodo y el cátodo.

Cuanto más alta sea la presión en el tanque en el que se almacena el hidrógeno, mayor capacidad de almacenamiento tendrá el sistema, pero también se requerirán materiales de conformación más caros y resistentes.

En este contexto cabe destacar el desarrollo de las llamadas pilas de combustible, que son esenciales para el almacenamiento mediante hidrógeno. Las pilas de combustible son dispositivos capaces de realizar la conversión entre energía electroquímica y electricidad mediante un suministro externo de combustible (ánodo) y oxidante (cátodo). La reacción se produce siempre en presencia de un electrolito. Los reactantes de las pilas de combustible requieren un mantenimiento ya que han de ser repuestos cada cierto tiempo.

2.3.6 Volantes de inercia

Consiste en el empleo de un volante de inercia, para conservar la energía en forma de energía cinética. Consta de una masa en rotación sobre un eje. A este eje se le suministra energía (por motor) mediante un motor eléctrico generalmente, acoplado a un sistema de generación de la misma. La energía se rige por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{2}I\omega^2 \quad (2.20)$$

Donde I es el momento de inercia (función de la masa y distancia al eje de giro) y ω es la velocidad angular de dicha masa.

Por tanto, cuanto mayor sea la masa y más alejada esté del eje de giro, mayor energía producida. El término velocidad angular se encuentra elevado al cuadrado, por lo tanto si queremos variar la generación de energía será más rentable incidir sobre la velocidad a la que gira la masa y no sobre la propia masa o su distancia al eje de giro.

Para optimizar la energía almacenada en volantes, hay que tratar de aumentar la velocidad tanto como sea posible, hasta llevarla al límite por la razón que ha sido expuesta en el párrafo anterior. Las velocidades de estos volantes pueden ir desde las 6.000 revoluciones por minuto (rpm) hasta las 50.000 rpm.

La energía específica de almacenamiento está en torno a los 5 Wh/kg, si giran a una baja velocidad.

Los volantes de inercia que giran a gran velocidad utilizan unos cojinetes de muy baja fricción, son de bajo peso (ya que se ve compensado por la velocidad) y pueden alcanzar almacenamientos de energía específicos de hasta 100 Wh/kg. Además, pueden alcanzar su velocidad nominal en cortos periodos de tiempo, gracias a su bajo peso. El recipiente en el que se encuentra como se puede ver en la figura 2.23, en su interior contiene el volante bien al vacío, o bien sumergido en helio con el fin de reducir al máximo las pérdidas.

Este sistema ha de llevar un sistema electrónico convertidor, de velocidad variable y un controlador de potencia. El convertidor generalmente es de tipo PWM. Esto es debido que alcanzan altas velocidades requiriendo un control de potencia de generación por el grupo generador-motor.

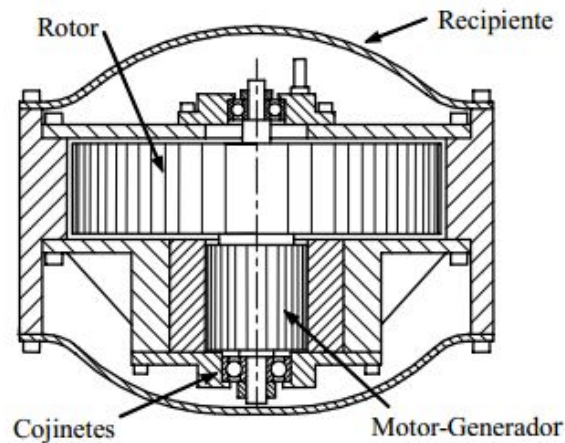


Figura 2.23 Sistema de almacenamiento de energía mediante un volante de inercia [13].

Además, los volantes de inercia tienen una alta velocidad de respuesta (frente a otro tipo de baterías como las de Pb, por ejemplo, que debido a las propiedades químicas de los elementos que están compuestas requieren de un cierto tiempo de carga y descarga), de manera que ha sido utilizado en ciclos mecánicos de requerimiento energético discontinuo muy comunes en la industria.

También se pueden emplear como reguladores para la generación eléctrica en los alternadores de las centrales, ya que permiten suavizar la rotación de un eje.

Hablando a gran escala, la hipótesis es, la posibilidad de emplear volantes de inercia de grandes dimensiones para así conseguir almacenar la energía eléctrica excedente en un momento determinado del día para así disponer de ella cuando sea necesario, al igual que se hace con el sistema de almacenamiento mediante bombeo de agua en horas valle. Cuando exista excedente de generación de energía eléctrica (que vea superado a la demanda en gran medida), entonces la energía de eléctrica que se quiera almacenar se empleará para ejercer par motor sobre el volante de inercia y éste comenzará a girar, y gracias a la inercia del mismo será posible conservar la energía y utilizarla en horas punta. El empleo de almacenes de energía permite una mayor flexibilidad a la hora de ajustarse a la demanda.

Esta forma de almacenamiento es limpia, y no requiere altos costes ni iniciales, ni de mantenimiento, pero para que sea viable hay que tener en cuenta tanto factores constructivos como eléctricos del sistema de generación. Además, tienen una vida útil bastante larga ya que son capaces de aguantar gran cantidad de ciclos de carga y descarga (hasta 10^7 ciclos). Su vida está tasada en torno a los 20 años.

3 Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión

3.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de pequeña dimensión (Microrredes) son sistemas centralizados constituidos por uno o varios generadores de energía, que si se aplican técnicas controladas y gestionadas, pueden abastecer eléctricamente a un grupo de usuarios numeroso con bastante fiabilidad y economía, incluso a industrias y otros servicios.

Inicialmente, esta tecnología comenzó a investigarse en la segunda década de la época de los noventa, como respuesta a la necesidad de alimentación eléctrica de pueblos aislados, islas o consumos puntuales que no se habían dado mucho antes con una demanda considerable. Este tipo de gestión energética y en gran medida debido al abaratamiento e introducción en el mercado tecnologías renovables, se comienza a perfilar como una posible sustitución de los sistemas tradicionales de distribución eléctrica, ya que evitaría el trazado, pérdidas y mantenimiento de los clásicos sistemas de distribución, acercándonos al nuevo modelo de energía distribuida que poco a poco, se irá implantando.

Generalmente usan fuentes energéticas renovables que se adaptan a los recursos disponibles en el lugar de la implantación. Como apoyo auxiliar al sistema de energía eléctrica se utilizan grupos electrógenos o baterías, para abastecer cuando se produzca algún tipo de fallo en el sistema.

Veamos, en función de la potencia de trabajo, cuál es la diferencia entre los distintos sistemas eléctricos.

Tabla 3.1 Denominación de redes en función de su potencia.

POTENCIA	DENOMINACIÓN	CARACTERÍSTICAS
$P < 0,5 \text{ kW}$	Sistemas autónomos individuales	CC y CA en viviendas
$0,5 < P < 10 \text{ kW}$	Sistemas autónomos individuales	CA en viviendas
$10 < P < 100 \text{ kW}$	Sistemas centralizados. MICRORREDES	CA grupo de consumidores
$P > 100 \text{ kW}$	MINIRREDES	CA consumidores. Descentralizada

Como se puede observar en la tabla 3.1, se considerará microrred a aquella instalación con una potencia inferior a 100 kW, que usa normalmente generación eléctrica proveniente de fuentes

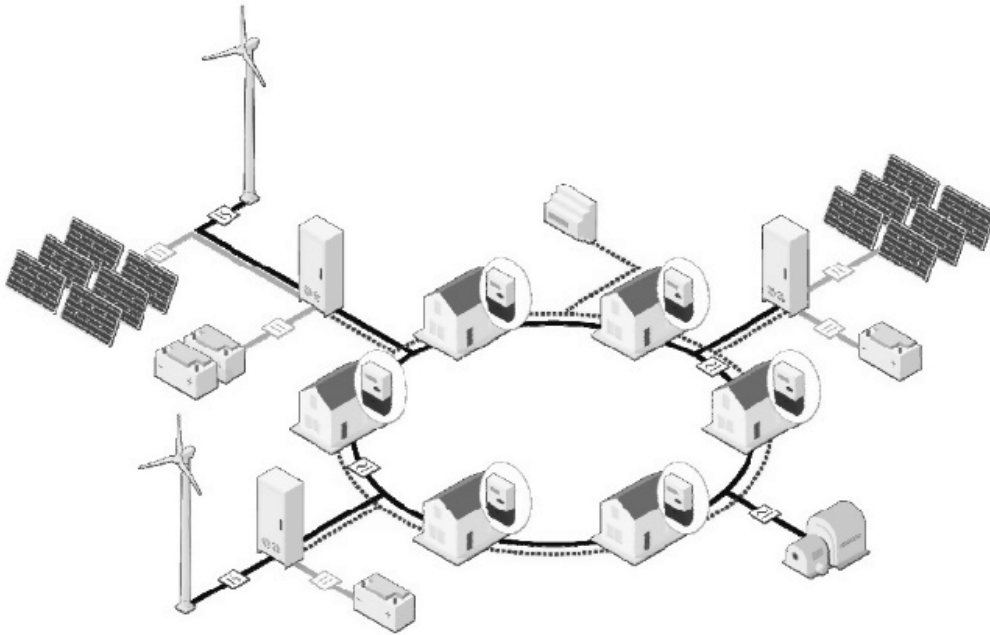


Figura 3.1 Microrred compuesta por generadores de energía renovables [12].

renovables y grupos diésel.

El uso de energía fotovoltaica como fuente generadora en las microrredes es lo más habitual, ya que este tipo de generación es una de las más extendidas respecto a otras fuentes generadoras de energías renovables. La energía fotovoltaica se puede considerar como la base energética, sobre la cual pivotan otro tipo de energías renovables.

La energía fotovoltaica goza de muchas ventajas dentro de las energías renovables, ya que es una energía en la cual su producción es fácilmente regulable, segura y de económico mantenimiento. A lo largo de los años ha ido decreciendo su precio convirtiéndose en un tipo de generación bastante competitiva en el mercado eléctrico.

Un síntoma típico de demanda de una microrred en una determinada localización, es la necesidad de aportación de energía extra donde anteriormente sólo existía un grupo electrógeno para el abastecimiento. La razón del requerimiento de la necesidad del aumento de generación puede darse debido al aumento de demanda, por la logística del combustible que alimenta al grupo electrógeno y por otras diversas razones. Hay que destacar que los grupos electrógenos tienen la gran desventaja de que requieren alimentación de un combustible, debiéndose considerar el transporte de este hasta la zona donde se encuentra el grupo. Si se requiere gran cantidad de combustible muy frecuentemente, esta tarea puede llegar a ser bastante tediosa, tanto económicamente como productivamente.

Para la integración de energías renovables, se vuelve necesaria la utilización de sistemas de almacenamiento, en baterías en este caso, para resolver picos de consumo principalmente. Otras razones son, por ejemplo, los transitorios producidos en la generación de renovables. Esto se ha convertido en una solución bastante viable para zonas aisladas, o bien de núcleo urbano (zonas rurales) o zonas que quieran ser "independientes" del sistema eléctrico. Hay que enfatizar esa independencia ya que se obtendrá mayor fiabilidad si esas zonas, aunque consuman propia energía que generan, estuvieran conectadas a la red eléctrica para resolver emergencias de fluctuaciones o ceros en la microrred. Además, también se conseguirán resolver problemas de picos de demanda

que no pueda afrontar la propia red ni los sistemas de almacenamiento existentes.

Como se ha comentado, si se da el caso de que las líneas eléctricas llegan al sistema independiente, las minirredes y microrredes podrían además conectarse sin grandes problemas técnicos a los circuitos tradicionales ya que gozan de una gran versatilidad, pudiendo además inyectar esta energía al sistema o ser autoconsumido. La inyección de energía al sistema conlleva varios procesos legales que habría que gestionar, pero técnicamente esto no sería un problema. Este tipo de sistemas se denominan microrredes híbridas, en la figura 3.2 se puede ver su estructura básica.

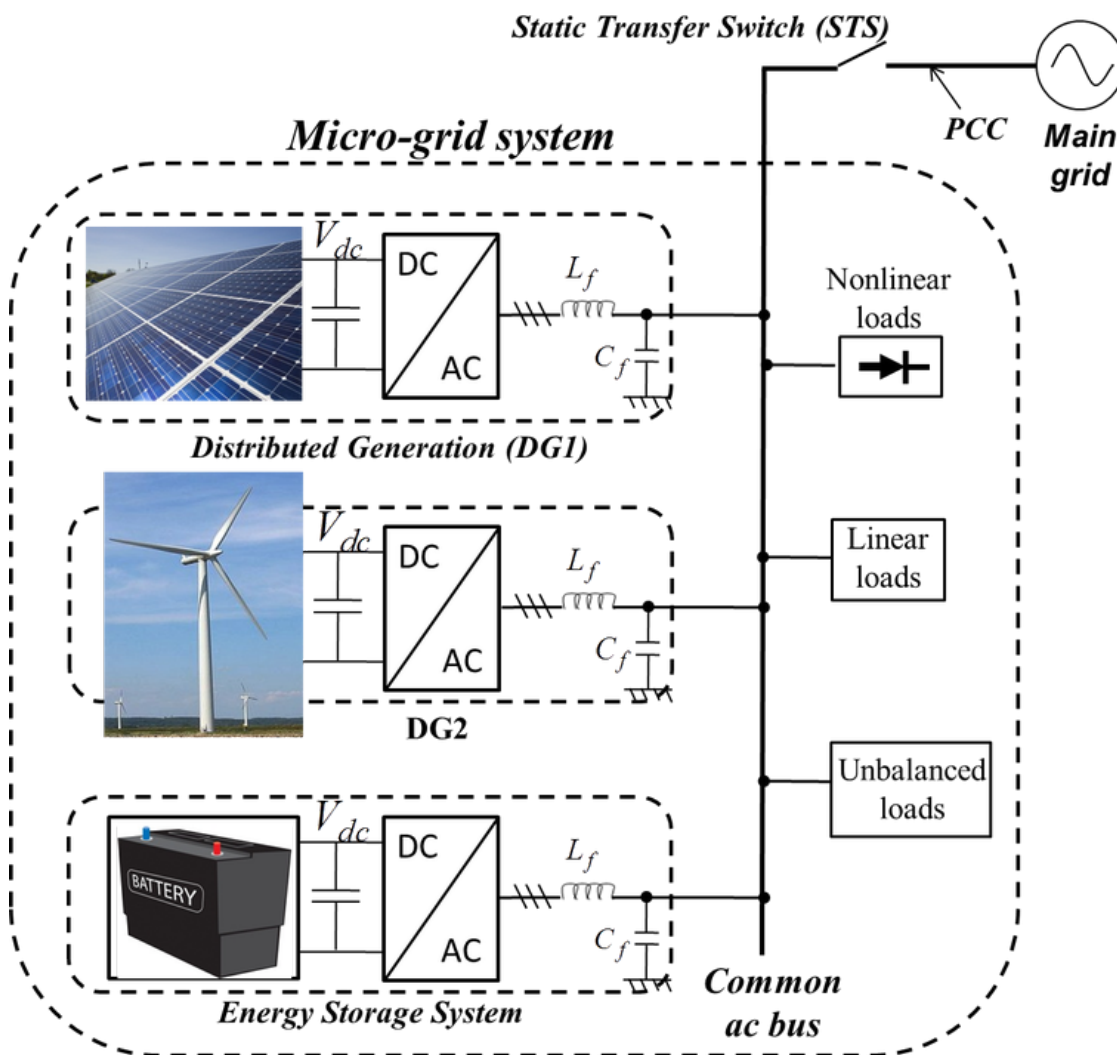


Figura 3.2 Microrred híbrida [25].

3.2 Funcionamiento de una Microrred

Los sistemas eléctricos de pequeña dimensión son sistemas que pueden adquirir diferentes configuraciones en función de diversos factores como pueden ser:

- Calidad de la energía de las fuentes de generación.
- Cantidad de energía generada.

- Tamaño de las fuentes generadoras.
- Distribución eléctrica a los usuarios.
- Forma de la curva de carga.
- Potencia demandada.

Otro dilema es el uso de corriente alterna o corriente continua en estos sistemas. Se suele resolver por la topología de la red. Por un lado, la generación fotovoltaica y las baterías funcionan en continua, mientras que por otro lado, existen tecnología de generación de energía que producen en alterna, generación, como son los grupos electrógenos.

En estos casos, se recurre a la electrónica de potencia para subsanar los problemas entre CC y CA. En los sistemas se instala un inversor bidireccional para controlar el suministro de energía entre las cargas de CA y la batería, que producirá en CC.

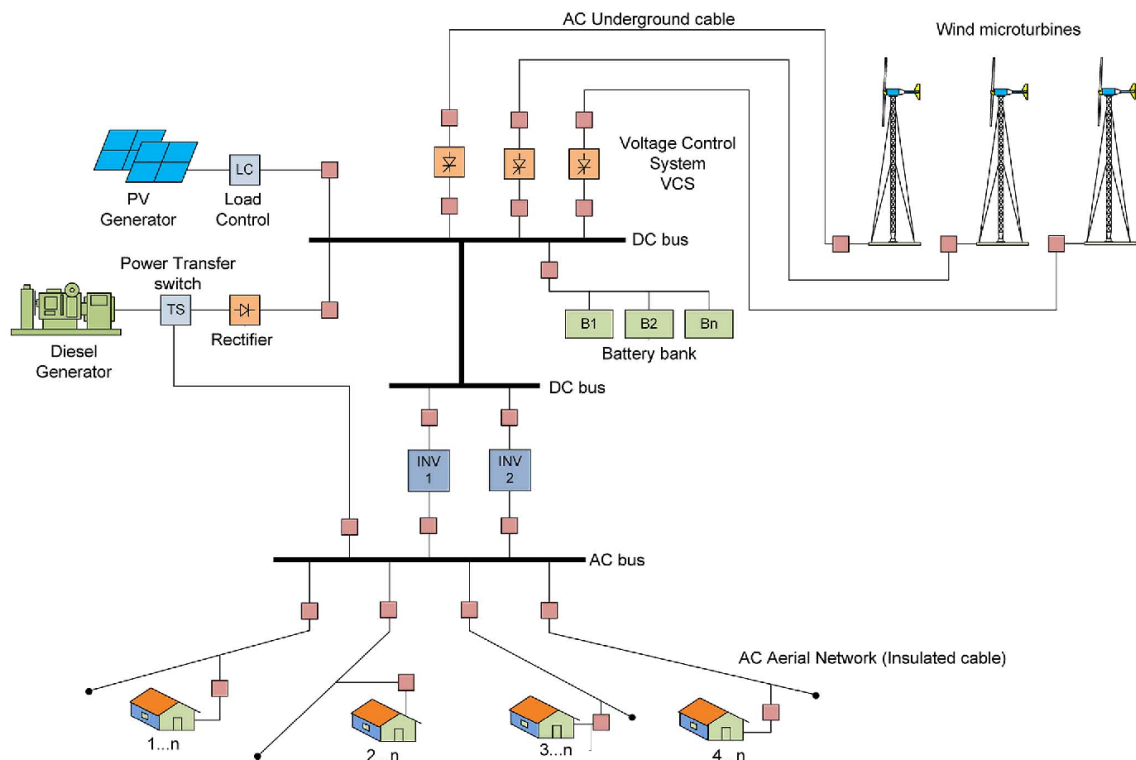


Figura 3.3 Buses CC y CA diferenciados en un Sistema Eléctrico Aislado [5].

Con vistas a un futuro próximo, el estudio de un sistema eléctrico aislado debería comenzar por la elección de la mejor arquitectura y topología que ha de tener la red, ya que va a ser la base de su funcionamiento. Para ello, habrá que tener en cuenta los tipos y características de los generadores que la van a componer, los tipos de consumidores que van a abastecerse de ella y el mantenimiento que conlleva.

Por norma general, los buses de corriente continua suelen ser usados en sistemas pequeños, con distancias cortas y un bajo número de cargas. El bus de corriente alterna se usa para abastecer a una gran cantidad de consumidores, con distintas necesidades y con mayores distancias entre ellos como puede verse en la figura 3.3. Además este tipo de buses son más versátiles, soportando de

mejor manera ampliaciones tanto de consumo como de generación.

En la figura 3.2 se puede ver una configuración más simple, donde cada generador consta de un convertidor CC/CA, ya que el tipo de fuentes que aparecen en la figura generan en CC y los consumidores se abastecen con CA. Además de su configuración, también el control es bastante simple siendo la mayor complejidad existente tener cargadas las baterías para cuando se requieran. Este tipo de sistemas son bastante fiables e irán proliferando cada vez más.

La figura 3.3 representa una configuración algo más compleja, ya que existe un generador diésel que únicamente entrará en funcionamiento cuando se requiera por fallo en la red de generadores (reserva de emergencia). Si se detecta un nivel de carga bajo en las baterías al que no pueden hacer frente los generadores, también habría que establecer un control para que el grupo electrógeno entrara en funcionamiento cargando las baterías en su totalidad.

Todos los equipos deben interactuar entre ellos como un todo: Generadores, convertidores y cargas en general. Esto se realiza mediante complejos sistemas de control capaces de detectar el estado de cada uno de los equipos en cada instante de tiempo. Sería recomendable que todos fueran realizados por el mismo fabricante ya que esto agilizaría la comunicación entre los diferentes equipos.

3.3 Fuentes de generación en Microrredes

Las principales fuentes de generación que vamos a encontrar en sistemas eléctricos aislados van a ser:

- Fotovoltáica
- Eólica
- Grupos electrógenos
- Microhidráulica
- Biomasa

3.3.1 Fotovoltáica

El principio de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos se basa en el efecto fotovoltaico o efecto fotoeléctrico. Consiste en la captación de fotones provenientes de la luz solar, que inciden con una cierta cantidad de energía en la superficie del panel, provocándose el desprendimiento de los electrones de los átomos de silicio, rompiendo y atravesando la barrera de potencial de la capa semiconductor como se puede ver en la figura 3.4.

Posteriormente, se genera una diferencia de potencial en la capa N con respecto a la P. Aprovechando esto, la conexión de una carga producirá un consumo entre los terminales del panel que conllevará el inicio de la circulación de corriente continua.

La energía generada dependerá de varios factores:

- Tipo de panel y área
- Nivel de radiación
- Longitud de onda incidente en el panel

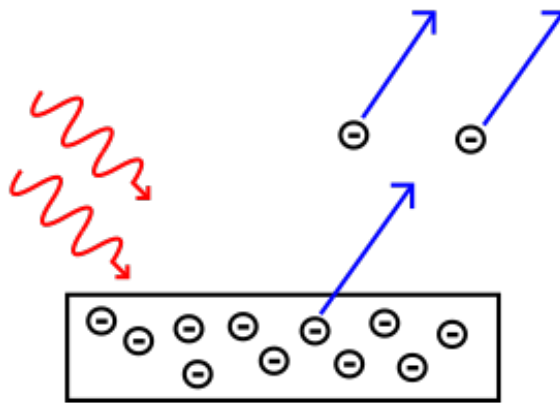


Figura 3.4 Principio del efecto fotoeléctrico [11].

Un aspecto a destacar de los paneles fotovoltaicos es que la tensión que se obtiene a la salida no depende de su tamaño, ya que se la tensión de salida se mantiene constante aunque la radiación incidente en el panel no lo sea. Con la intensidad ocurre lo contrario, es prácticamente proporcional al tamaño del panel y a la radiación solar.

Para aumentar la potencia de los paneles se recurre a la instalación de sistemas de seguimiento de la luz solar, con el fin de que se obtenga siempre el ángulo más perpendicular posible frente al sol. También se puede recurrir a la concentración de la luz solar mediante lentes o espejos.

Los factores que influyen en los rendimientos de los paneles fotovoltaicos son:

- **Energía de la luz incidente.** Es necesario obtener altas energías para que se produzca el efecto fotoeléctrico sobre los paneles solares. La energía debe alcanzar un determinado nivel para que se produzca. En función de la longitud de onda, va a haber parte de la radiación solar incidente desaprovechada, ya que no contiene la suficiente energía como para que se produzca el efecto fotovoltaico (en torno al 50%).
- **Reflexión.** Es un tipo de pérdida que se produce en la superficie del panel por la reflexión de los rayos incidentes. Para subsanar este problema se utilizan capas antirreflejo y superficies rugosas para construir el panel.
- **Efecto de la sombra.** Debido a las sombras, en ocasiones, a los paneles solares no llega suficiente radiación. Por ello, a la hora de situar la planta de generación fotovoltaica habrá que tener en cuenta que no existan objetos que interfieran en el camino de los rayos incidentes.
- **Orientación e inclinación.** Para que la producción de energía sea óptima, la incidencia de los rayos solares sobre los paneles ha de ser perpendicular. Existen instalaciones con sistemas de control de seguimiento de la luz solar, que conseguirán a cada hora del día la orientación óptima para maximizar la generación.
- **Efecto de la temperatura.** La temperatura es un factor que afecta directamente a la generación de un panel fotovoltaico. La temperatura es proporcional a la intensidad generada, es decir, si la temperatura aumenta, la intensidad también lo hará, no ocurriendo lo mismo con la tensión, que se mantendrá constante.

Las aplicaciones de estos sistemas son muy diversas, entre ellas podemos encontrar:

- Estaciones repetidoras de microondas y radio.
- Zonas aisladas de la red eléctrica (Microrredes por ejemplo)

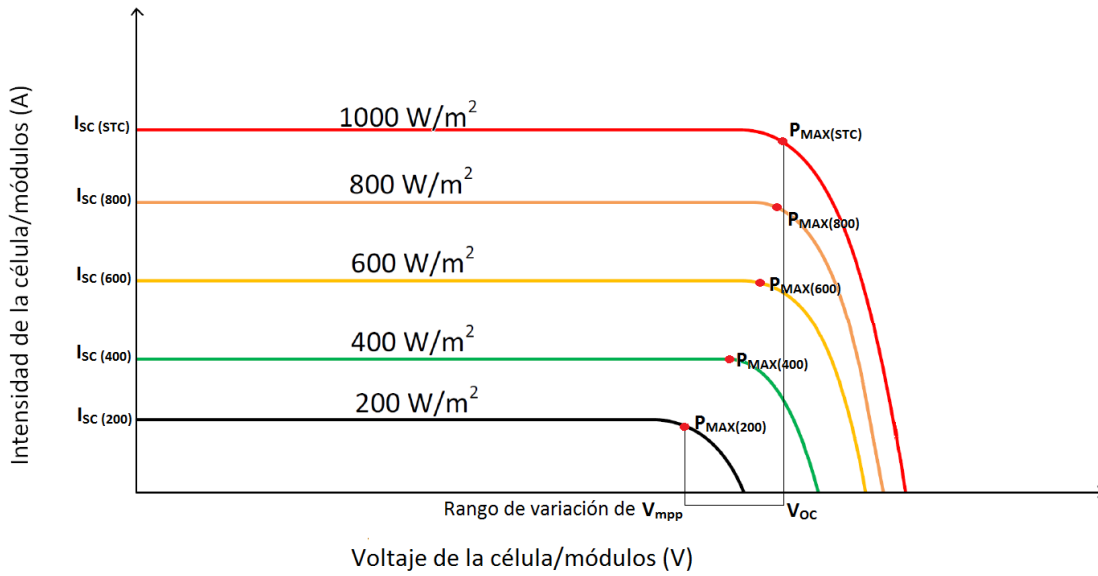


Figura 3.5 Efecto del nivel de radiación sobre la corriente [11].

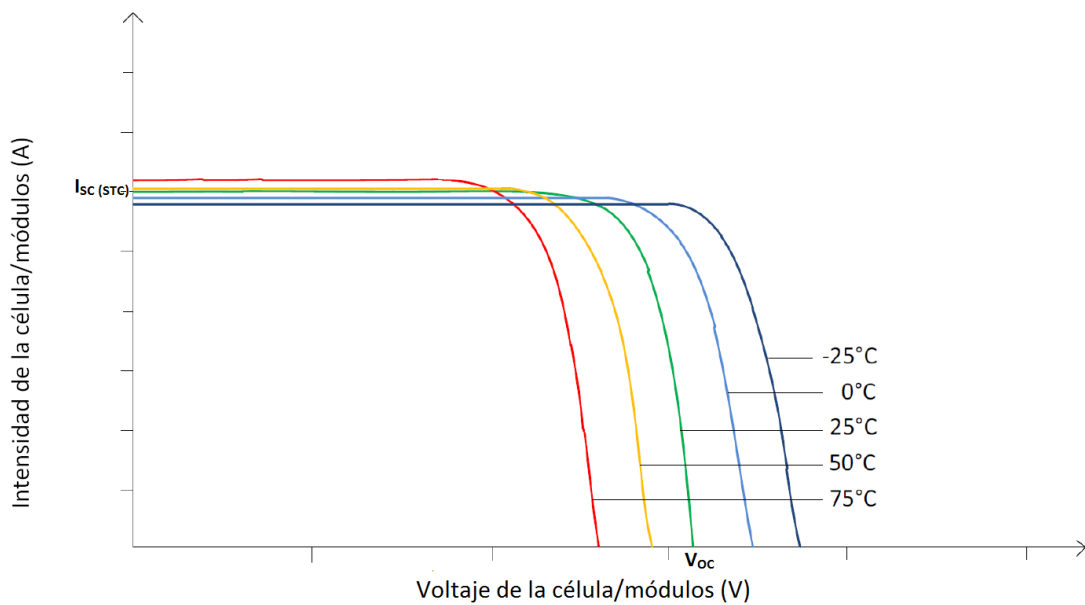


Figura 3.6 Efecto de la temperatura sobre la corriente [11].

- Sistemas de monitorización.
- Bombeo en sistemas de riego.
- Señalización ferroviaria y urbana.
- Fuentes de energía para naves espaciales.
- Sistemas de comunicación de emergencia.
- Autoabastecimiento de ACS en hogares.



Figura 3.7 Parque de generación fotovoltaica.

3.3.2 Eólica

Para la transformación de la energía eólica en energía eléctrica se utilizan en primera instancia, los aerogeneradores. El aerogenerador aprovecha la fuerza del viento que se desplaza de áreas de alta presión a áreas de baja presión.

Estos aerogeneradores están formados por una serie de palas que son giradas por el viento, transformando la energía cinética en energía mecánica de rotación. Esta energía mecánica hace girar un alternador (figura 3.7 que se encuentra en el propio aerogenerador, produciendo energía eléctrica.

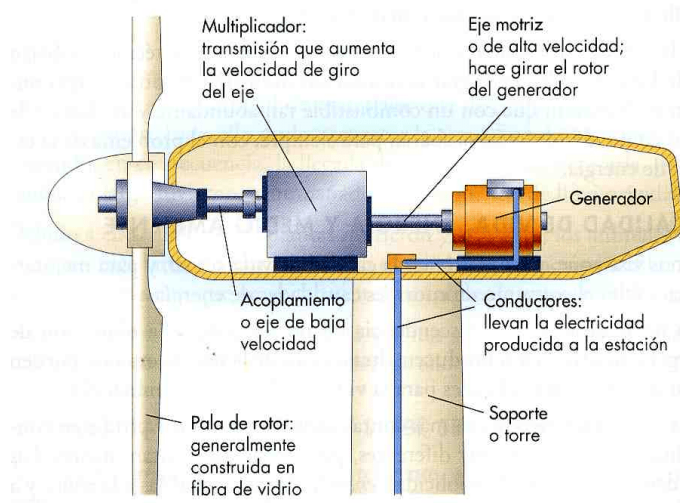


Figura 3.8 Interior de un aerogenerador [17].

Las principales características que tienen los aerogeneradores son:

- **Orientación automática.** De forma similar a los paneles fotovoltaicos, el aerogenerador debe orientarse para aprovechar al máximo la energía cinética del viento y así optimizar la generación. Esta orientación se realiza mediante una veleta y un anemómetro que llevan incorporados en su parte superior.
- **Giro de palas.** Las palas comienzan a moverse cuando el viento tiene una velocidad de 3,5 m/s y la máxima potencia se obtiene con 11 m/s. Cuando existan vientos muy fuerte, de una

velocidad superior a 25 m/s, el aerogenerador se frena para evitar tensiones excesivas. En la figura 3.8 se puede ver la curva de generación de potencia en función de la velocidad del viento.

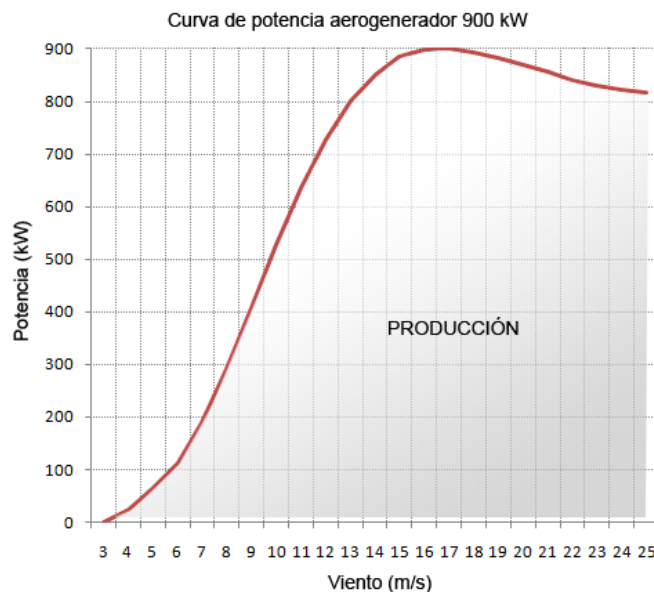


Figura 3.9 Generación en función de la velocidad del viento [17].

- **Multiplicación.** El rotor hace girar un eje lentamente. Éste se encuentra conectado a una multiplicadora que eleva la velocidad de giro de 13 a 1.500 revoluciones por minuto.
- **Generación.** La multiplicadora transfiere la energía rotativa al eje del alternador, produciendo energía eléctrica.
- **Evacuación.** La energía generada es conducida de la parte superior del aerogenerador hasta la base, donde a través de una línea, lleva a una subestación, elevándose su tensión para que sea inyectada en la red eléctrica.
- **Monitorización.** Gran parte de las funciones de los aerogeneradores están monitorizadas, con el fin de resolver cualquier incidencia que se pueda producir en el menor tiempo posible.

A la hora de establecer un parque de generación eólica en un sistema eléctrico aislado, habrá que tener en cuenta que la sistema cumpla determinados requisitos, que influirán en el rendimiento del aerogenerador. Para optimizar la generación el viento deberá tener determinados fenómenos del viento en la zona de emplazamiento del sistema:

- Fenómenos globales. Vientos geostroficados que son los que se producen por la circulación en la atmósfera.
- Fenómenos topográficos de gran escala: Ciertas construcciones topográficas hacen que el viento se acelere en estrechos, montañas o cimas.
- Fenómenos topográficos de pequeña escala: Aceleran también la velocidad del viento. Pueden ser valles o colinas.
- Elevación sobre el suelo: El viento se frena a medida que se va acercando al suelo, a mayor altura, mayores velocidades.
- Brisas marinas.



Figura 3.10 Parque eólico.

3.3.3 Grupos electrógenos

El uso de los grupos electrógenos tanto en minirredes en general y especialmente en las microrredes, es prácticamente obligatorio. Esto es debido a que nos proporciona una fuente de alimentación de emergencia, que además, nos ayudará a reducir en gran medida el uso de baterías y así conseguir decelerar su envejecimiento, objeto de este estudio.

Los grupos electrógenos (GE) son máquinas constituidas principalmente por un motor de combustión interna acoplado a un alternador eléctrico cuyo fin último es producir energía eléctrica. Hasta la actualidad, este tipo de generadores se han utilizado en zonas rurales o sin acceso a la red eléctrica para proveer dicha energía. Se utilizan cuando no existen prácticamente otra posibilidad.

Son capaces de generar un amplio abanico de potencias yendo desde 1 a 100 kW. Los grupos de baja potencia utilizan gasolina como fuel de alimentación, mientras que los de alta potencia se alimentan de diésel. También pueden funcionar con gas natural (GLP) o biocombustibles.

Son equipos fiables debido a que existen hace muchos años. Además, tienen un mantenimiento relativamente fácil de afrontar ya que es muy similar al de los automóviles por estar formados por un motor de combustión interna. Para la potencia que generan, no tienen altos costes, lo cuál es una gran ventaja, ya que es accesible a un amplio nicho de mercado. Estos equipos están pensados para ser transportados fácilmente, dándonos la posibilidad de obtener energía eléctrica prácticamente en cualquier sitio del mundo.

Su suministro goza de una gran disponibilidad, ya que actualmente no es complicado la obtención de gasolina o diésel, con lo cuál es aporte de energía de los GE, está garantizado en todo momento.

Cabe destacar como un gran inconveniente el impacto ambiental que producen estos equipos, ya que generan gases contaminantes (altos niveles de CO_2 por cada litro de combustible consumido). Además, los combustibles varían de precio con mucha frecuencia, y al comprarlo en grandes cantidades, esto se puede convertir en un gran problema de coste. Por último, decir que, aunque el



Figura 3.11 Grupo electrógeno Honda.

mantenimiento sea sencillo, tiene un alto coste.

Estos dispositivos generan corriente alterna, pero tienen grandes restricciones de funcionamiento. Son sistemas mecánicamente complejos y no se puede activar y desactivar constantemente, ya que su vida útil puede verse reducida severamente con estos actos.

Las principales razones por las que los GE son un perfecto complemento para los sistemas eléctricos aislados son:

- Actualmente, en las zonas aisladas existen GE (diésel) que podrían aprovechar en el caso de que se convirtieran en microrredes.
- Permite un aumento del rendimiento del sistema ya que mejoran su eficiencia, permite decelerar el envejecimiento de las baterías que hacen frente a picos en el sistema.
- Aumentan la fiabilidad y seguridad del sistema.
- Su misión fundamental es la carga de baterías y alimentar las cargas en caso de baja generación o elevado consumo.

Los combustibles fósiles no están asegurados en un futuro, por lo que a la hora de instalar estos sistemas, habría que estudiar la disponibilidad de este recurso a largo plazo. Además, en las zonas rurales habrá que tener en cuenta el problema de logística del combustible ya que puede volverse una tarea bastante complicada. El problema se resolverá calculando minuciosamente la cantidad exacta de fuel que habrá que tener almacenada para que no exista excedente.

3.3.3.1 Funcionamiento e integración del GE en un Sistema eléctrico Aislado

Como se ha explicado anteriormente, se prevé la instalación de sistemas eléctricos aislados en todas las zonas en las que antes existía un GE. Éste se integra en la nueva instalación normalmente, disminuyendo sus horas de funcionamiento, en función de las características de diseño del nuevo sistema.

Los GE se pueden accionar manualmente o de forma automática, teniendo cada una de estas formas de funcionamiento sus propias ventajas. Hoy día, eso no es un problema que ya se puede instalar un sistema de control que nos permita permutar entre ambas opciones.

El funcionamiento en modo automático puede proveer el arranque del GE en el momento en el que el SoC de las baterías lo requiera, o cuando exista una alta demanda de mano de los consumidores del sistema.

El funcionamiento en modo manual puede ser interesante a la hora de anticiparse a picos de consumo, o baja generación de las fuentes renovables debidas a las predicción meteorológica o para ceros en la red que se puedan asumir.

Un fallo en el dimensionamiento de la red podría provocar que si el GE está funcionando en modo automático realice frecuentes arranques y paros que lo debilitarán, al igual que debilitarán al conjunto de baterías que también se verá afectado. Por ello, es de vital importancia que el sistema esté bien dimensionado.

Teniendo en cuenta todos estos factores, se requiere una solución mixta que permita permutar entre los dos modos de funcionamiento, para que cuando el SoC de las baterías llegue a niveles inferiores del 25 %, el grupo entre en funcionamiento, pero que en ocasiones, pueda ser arrancado manualmente también.

El GE puede jugar dos papeles en el sistema:

- Grupo electrógeno como Generador Principal. Grupos de gran potencia como el de la figura 3.12 que se espera que funcionen continuamente. En este caso, las fuentes de generación renovable serán un apoyo para disminuir el consumo de fuel.



Figura 3.12 Grupo electrógeno de alta potencia.

- Grupo electrógeno como Generador de Apoyo. Suelen tratarse de grupos de menor potencia, como el de la figura 3.11, que solo funcionan puntualmente. En este caso, la mayor demanda del sistema se encuentra abastecida por las energías renovables (fotovoltaicas principalmente).

En este papel, el grupo se encargará básicamente de cubrir picos de demanda y recargar las baterías en el caso de que se requiera. El ahorro de combustible es mucho más grande que en el otro caso por razones evidentes. Pero por otro lado, la inversión que hay que hacer en los sistemas es mucho mayor, principalmente porque el dimensionamiento de las baterías que se utilizan en este tipo de redes es mucho mayor.

3.3.4 Microhidráulica

Una microcentral hidroeléctrica es aquella cuya potencia es inferior a 300 kW y está aislada de la red eléctrica, ya que no es potencia suficiente para abastecerla.

Para optimizar la producción de energía eléctrica en este tipo de centrales, han de cumplirse una serie de requisitos que tendrán que ver con el caudal de la masa de agua y el desnivel existente. El caudal de la masa de agua es la cantidad de agua que pasa, en un determinado periodo de tiempo, por una sección de un canal o tubería. El desnivel es la distancia vertical que existe entre la cota de la balsa que se encuentra en la parte superior y la cota de la balsa que se encuentra en la parte inferior de la central.

Esta agua, a su paso por los álabes de una turbina, provoca el giro de la misma, convirtiendo energía mecánica en energía eléctrica (ya que el eje de la turbina se encuentra acoplado a un alternador) como se puede observar en la figura 3.13. Para mantener las condiciones de la calidad de generación el generador tiene que rotar a una velocidad prácticamente constante, con lo cual el caudal que lo atraviese también ha de serlo.

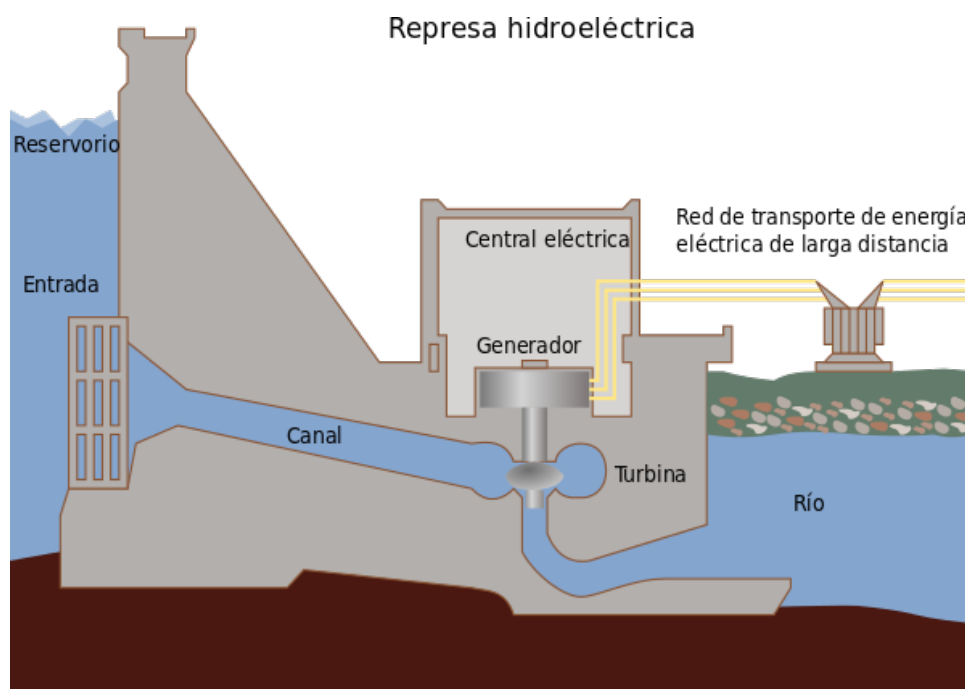


Figura 3.13 Esquema de una central hidroeléctrica [19].

Este tipo de generación es menos frecuente, ya que para producir energía eléctrica, han de darse en el terreno una serie de condiciones que no siempre se dan. Entre estas condiciones, podemos destacar:

- Localización cercana a montañas.

- Existencia de un cierto desnivel.
- Espacio suficiente (y accesible) para la construcción de la microcentral.
- El agua que se utiliza es conveniente adquirirla de un río cercano.
- Selección de los materiales de la instalación hidráulica (terrenos abruptos).
- Protección de la instalación ante las condiciones ambientales.
- Necesidad de permisos por alterar el caudal natural de un río.

Por lo tanto, este tipo de instalaciones son apropiadas para los sistemas eléctricos aislados emplazados en zonas húmedas, con desniveles (zonas de sierra), y poca distancia al centro de consumo.

Entre sus ventajas destacan principalmente su capacidad de respuesta sea cual sea la hora del día (a diferencia de los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores), bajo coste de mantenimiento, alto rendimiento y larga vida útil.

Como principal inconveniente destaca la dificultad de la elección de su emplazamiento, ya que deben cumplirse una serie de requisitos para que pueda ser viable su instalación. También hay que tener en cuenta que el caudal del río puede variar a lo largo del año, por ello se construyen presas.

3.3.5 Biomasa y Biocombustibles

La disponibilidad de biomasa varía en función de la región en la que nos encontremos en función del clima, el suelo, la densidad de población, etc. Por ello, su uso es menos frecuente que el resto.

Entre sus usos cabe destacar la generación de electricidad a partir de biodiésel y aceite vegetal.

Para la utilización de **biodiésel** en un motor no se requiere ninguna modificación del mismo. Sin embargo, este tipo de diésel requiere un proceso de tratamiento mucho más complejo (metanol). El metanol no se encuentra disponible en cualquier zona, hay que tener en cuenta este inconveniente.

Por otro lado, el **aceite vegetal** tiene la ventaja de que se obtiene a través de un proceso mecánico simple, está disponible en muchos lugares y puede producirse en pequeñas cantidades. Sin embargo, la alimentación de motores con este tipo de aceite requiere modificaciones en el motor que vuelven su uso problemático, debidos a las características del aceite: alta viscosidad, poder disolvente, punto de ignición alto, etc.

Actualmente, hay sistemas en el mercado para aceite vegetal que funcionan con diésel mineral, biodiesel, aceite vegetal, y cualquier combinación entre ellos.

3.4 Sistemas de Acumulación en Microrredes

Actualmente, los sistemas de almacenamiento están experimentando avances tecnológicos que industrialmente tendrán grandes repercusiones.

A las tradicionales baterías de Plomo-ácido y Ni-Cd. se les están uniendo nuevas tecnologías en acumulación, como son las de Iones de Litio (Li-Ion), Níquel-Sodio. Estas tienen una particularidad bastante relevante: Su capacidad de soportar altas temperaturas sin deterioro de sus características ni reducción de su vida. En este trabajo se van a tratar las baterías de litio sistema de almacenamiento de una microrred.

Es evidente, que a medida que vaya pasando el tiempo esta tecnología evolucionará aún más, y veremos diferentes acumuladores, ya que este tipo de tecnología está día a día siendo más demandada.

En los esquemas de constitución de una microrred, podemos observar el uso de estos sistemas de almacenamiento que normalmente son baterías, cuya principal misión en el sistema es la de amortiguar las variaciones de generación de las tecnologías renovables.

La batería es el único elemento siempre activo de la instalación ya que es capaz, mediante reacciones químicas, de almacenar electricidad para posteriormente poderla utilizar. Los procesos por los que la batería produce reacciones químicas se denominan ciclos y pueden ser de carga y descarga. Precisamente por las reacciones químicas que tienen lugar dentro del acumulador en los procesos de carga y descarga, sus características y funcionamiento se ven afectadas por determinadas acciones y estímulos que trataremos de explicar, al ser una parte fundamental para el diseño, elección y forma de trabajo del acumulador óptimo dentro de una microrred.

En el dimensionamiento de las microrredes hay que tener en cuenta que el grupo electrógeno no debe entrar casi nunca en funcionamiento, y que si lo hace, sea durante el menor tiempo posible dado que es un elemento que produce un gran impacto ambiental.

El uso de un acumulador en este tipo de redes se hace imprescindible para resolver rápidamente también los transitorios de producción que pueden producir los sistemas eólicos y fotovoltaicos, así como mantener alimentadas las cargas mientras estos sistemas alcanzan su régimen de funcionamiento nominal. Por lo tanto, las baterías necesarias han de poder soportar tiempos desde unos pocos minutos, hasta grandes periodos de tiempo. Los acumuladores que soportan largos periodos de tiempo suelen tener muy altos precios, con lo cuál habría que contemplar su reposición a lo largo de la vida útil del sistema. El reto en la actualidad es encontrar el equilibrio entre las fuentes renovables y el acumulador necesario (hablando de capacidad y potencia), lo cual es el objetivo del presente trabajo. La elección de la batería óptima para un determinado sistema no es una tarea fácil y requiere tener en cuenta gran cantidad de parámetros de la red.

Como regla general a la hora de calcular el sistema de acumulación que se va a implantar en la microrred, habría que prever una descarga menor al 50% del dicho sistema, pase lo que pase. Otro factor a tener en cuenta es el ambiental, habría que emplazar las baterías en el lugar con temperaturas más bajas que conformara la microrred, para obtener un punto de funcionamiento óptimo. La importancia se ha explicado anteriormente, a altas temperaturas se produce un debilitamiento más rápido de la batería.

4 Integración de Sistemas de Almacenamiento en Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión

En este capítulo se detallará cual ha sido el procedimiento de análisis de datos (SoC) y también se detallarán las características de los sistemas que han sido analizados.

Se presentará la información sobre los softwares utilizados para llevar a cabo el análisis en la primera de las secciones, y a continuación, se detallarán las características de los sistemas.

4.1 Simulación y Generación de Resultados

En esta sección se detallarán el software y las herramientas utilizadas para el estudio realizado en el presente proyecto.

Se utilizarán tres tipos distintos de softwares:

- Software de modelado algebraico (GAMS).
- Software de tratamiento de datos (Microsoft Excel).
- Software de análisis de datos (Python).

El primero de ellos, *GAMS*, se ha utilizado para la resolución del problema de optimización de flujo de potencia (OPF) en un determinado sistema eléctrico.

Los datos obtenidos han sido extraídos del anterior en un archivo compatible con el software *Microsoft Excel*. Con éste software, han sido tratados y procesados para poder trabajar con ellos en el software de análisis.

El software de análisis utilizado ha sido *Python*, con el cuál se ha desarrollado un algoritmo que nos permitirá el estudio en profundidad del SoC de las baterías de los sistemas objeto de estudio.

4.1.1 Resolución de problemas OPF

El modelo de un problema de optimización de flujo de potencia (OPF) representa el problema de determinar los mejores niveles de operación para redes de energía eléctrica a fin de satisfacer las demandas que se dan a través de las líneas de transmisión, generalmente con el objetivo de

minimizar el costo de operación.

El modelo con el que la energía eléctrica fluye a través de un determinado sistema eléctrico de potencia está compuesto por funciones no lineales en función de las características físicas de dicho sistema, con lo cual, son difíciles de resolver. Sin embargo, en realidad, estos problemas de distribución han de resolverse en tiempo real (el sistema debe estudiarse en pequeños periodos de tiempo) para garantizar que la demanda se satisfaga con precisión.

Generalmente, el problema se resolverá con aplicando las formulaciones que definen el sistema eléctrico del que se quiere obtener el OPF y permitirá la ejecución del modelo con conjuntos de datos en uno de varios formatos admitidos, que se pueden convertir a un formato GDX y a su vez, a XLS formato suportado por *Microsoft Excel*.

Para resolver el problema de OPF se utilizará el software GAMS (General Algebraic Modeling System). Este software tiene la capacidad de resolver varios tipos de problemas de optimización:

SOLVER	TIPO DE PROBLEMA
LP	Programación lineal
NLP	Programación no lineal
DNLP	Programación no lineal con derivadas discontinuas
MIP	Programación entera mixta
RMIP	Programación entera mixta relajada
MINLP	Programación no lineal entera mixta
RMINLP	Programación no lineal entera mixta relajada
MCP	Problemas complementarios mixtos
MPEC	Problemas matemáticos con restricciones de equilibrio
CNS	Sistemas no lineales con restricciones

4.1.1.1 Modelado del problema

El problema de optimización se encuentra modelado en GAMS, que nos permite resolver este tipo de problemas conformado por un modelo matemático grande y complejo. La estructura de este tipo de programación hace muy visual el problema de optimización, permitiéndonos diferenciar claramente los datos e incógnitas del problema. No sólo se resuelven problemas de OPF sino cualquier tipo de problema de optimización (por ejemplo de minimización del costo en redes de transporte o de planificación del producción) que se formule.

Este tipo de programas no son apropiados para la resolución de problemas de pequeña envergadura, ya que la formulación de este tipo de problemas puede llegar a ser tediosa debido a la cantidad de restricciones que pueden tener.

En GAMS, el proceso de modelado y resolución del problema son totalmente independientes. La resolución se realiza a través de los solvers que lo componen, los cuales elegiremos dependiendo del tipo de problema al que nos estemos enfrentando. Este lenguaje de programación, ofrece mecanismos para la resolución de problemas de optimización estructurados, las llamadas técnicas de descomposición.

4.1.1.2 Modelo matemático de un problema OPF

En el presente trabajo, se pretende estimar la vida útil de una batería que conforma el ESS de un sistema eléctrico aislado en el cual se quiere minimizar el coste de generación de energía.



Figura 4.1 GAMS Software [8].

El sistema puede estar compuesto por fuentes de generación de distinto tipo: Generación convencional y generación renovable.

El sistema de almacenamiento de energía buscará dar apoyo al sistema eléctrico para encontrar el punto óptimo de la curva cuadrática de costes en la que se satisfaga la demanda sin ningún problema.

4.1.1.3 Función objetivo

La función objetivo de el problema planteada vendrá impuesta por la optimización del flujo de carga. El objetivo es minimizar el coste de generación sin dejar de satisfacer la demanda en ningún momento ya que si esto sucede, aunque suponga un ahorro de coste no se estaría resolviendo el problema de OPF.

La función objetivo de minimización del coste diario de operación es la ecuación (4.1).

$$\min \sum_t \left[\sum_n (a_n p_{g_n,t}^2 + b_n p_{g_n,t} + c_n) + des_t c_d \right] \quad (4.1)$$

La función objetivo (4.1) describe la minimización del coste diario de operación teniendo en cuenta cada uno de los términos de la curva de costes por generación convencional. En ella se describen t periodos de tiempo del funcionamiento de n generadores. Los términos $p_{g_n,t}$ describen la potencia generada en tiempo real, por cada uno de los n generadores.

El término $des_t c_d$ indica el coste de deslastre del sistema, que es el coste de la energía que se genera pero no es consumida por los usuarios del sistema (cargas).

El coste de generación viene descrito por la siguiente ecuación cuadrática (4.2).

$$c(P_g) = a_c P_g^2 + b_c P_g + c \quad (4.2)$$

donde $c(P_g)$ denota el coste de generación (de energía generada en €) para un determinado generador, a , b y c son coeficientes del sistema y P_g es la potencia que se genera en cada instante en MWh.

4.1.1.4 Restricciones del problema

El problema de optimización estará sujeto a un grupo de restricciones en función de la composición de la red de estudio y qué parámetros se quieran tener en cuenta en el problema de OPF.

Generalmente, las restricciones impuestas a un problema de OPF con ESS conformados por baterías, son las siguientes.

Ecuación de balance de potencia (4.3).

$$\sum_n p_{g_n,t} + p_{des_t} - p_{car_t} \geq \sum_n p_{l,t} \quad \forall t \quad (4.3)$$

Los términos a la izquierda de la desigualdad expresan la la potencia de generación p_g del generador n en el periodo de tiempo t , así como el coste de deslastre de carga p_{car_t} y descarga de la batería p_{des_t} .

Los términos a la derecha de la desigualdad expresan la potencia de consumo p_l de la carga l en el periodo de tiempo t .

Ecuación característica del SoC del ESS (4.4).

$$SoC_t = SoC_{t-1} + p_{car_t} \eta_{car} - p_{des_t} / \eta_{des} \quad \forall t - \{t = 0\} \quad (4.4)$$

En esta restricción se tiene en cuenta el estado de carga de la batería en el instante anterior al momento de optimización.

Deslastre de carga (4.5).

$$des_t = \sum_l (P_l^{max} - p_{l_t}) \quad \forall t \quad (4.5)$$

En esta restricción se fija el coste de deslastre, que será la diferencia entre la potencia máxima generada y la potencia generada en el determinado instante de tiempo en estudio.

Límite de generación de potencia (4.6).

$$P_{g_n}^{min} \leq p_{g_n,t} \leq P_{g_n}^{max} \quad \forall t \quad (4.6)$$

Cada uno de los generadores tendrá una potencia de generación máxima y mínima.

Límite de SoC de la batería (4.7).

$$SoC_{min} \leq SoC_t \leq E_{max} \quad \forall t \quad (4.7)$$

El estado de carga de la batería estará entre un valor mínimo de protección de la batería y la capacidad máxima de la misma.

Límite de la potencia de carga de la batería (4.8).

$$0 \leq p_{car_t} \leq P_{ESS} \quad \forall t \quad (4.8)$$

La potencia de carga ha de estar entre cero y el valor máximo del sistema de almacenamiento de energía.

Límite de la potencia de descarga de la batería (4.9).

$$0 \leq p_{des_t} \leq P_{ESS} \quad \forall t \quad (4.9)$$

La potencia de descarga ha de estar entre cero y el valor máximo del sistema de almacenamiento de energía.

Límite de demanda (4.10).

$$0 \leq p_{l_t} \leq P_l^{max} \quad \forall t \quad (4.10)$$

Nunca se podrá exceder la potencia máxima de demanda de las cargas.

4.1.2 Tratamiento de datos

Como se ha explicado en la sección anterior, la herramienta GAMS genera un archivo GDX con los datos de la solución óptima o más factible del problema. Pues bien, de este archivo GDX se pueden obtener tablas compatible con otra herramienta, Excel, que actuará de enlace entre la resolución del problema y el análisis de datos.



Figura 4.2 Microsoft Excel [6].

4.1.3 Análisis de datos. Contador de Ciclos de Carga/Descarga

El análisis de datos se ha realizado con el Python, en el cual se ha desarrollado un algoritmo capaz de realizar el contaje de los ciclos de carga y descarga de una batería, en función de su capacidad máxima y la potencia de la misma. El código referente a este algoritmo se puede consultar en el apéndice A.



Figura 4.3 Python [21].

El algoritmo de contaje consta de varias partes, en la primera de ellas, pide al usuario los datos de la batería objeto de estudio, su capacidad total y la potencia de la misma, como se puede ver en la parte de código 4.1.

Código 4.1 Introducción de parámetros de la batería.

```
#----- Parámetros batería -----#

CapacidadTotal=max(soc.Level) #MWh
Potencia=0.4                  #MVA
```

Una vez introducidos dicho datos, hay que indicarle al programa cuál será el SoC objeto de estudio, para ello basta con tener un archivo con los datos requerido en formato *csv*.

Código 4.2 Lectura de datos *archivo.csv*.

```
#----- Importamos datos a estudiar SoC -----#
soc=pd.read_csv('datosSoC.csv')
```

La lectura de este documento csv, convierte los datos del SoC de la batería en un *DataFrame*. Los DataFrames son estructuras de datos similares a las tablas de bases de datos relacionales como SQL, que nos permite un fácil tratamiento de datos en Python, además de intuitivo.

Pues bien, una vez que tenemos el DataFrame, que no será más que una tabla con todos los datos del SoC que se quiere estudiar, procedemos a recorrer dicha tabla para tratar los datos que contiene, lo cual se hace con el fragmento de código 4.3.

Código 4.3 Bucle de SoC.

```
#----- Recorremos valores de SoC -----

numerodatos=len(soc)

while x < numerodatos:

    if VidaActual < 0 and banderavida == 0:
        banderavida = 1
        tiempovida = x

    if x > 1 and aux!=aux1:
        aux2 = soc.Level[x-2]

    aux = soc.Level[x]

    if x > 0 :
        aux1 = soc.Level[x-1]

    x = x + 1
```

Primero se almacena la cantidad de datos del SoC que tenemos en la variable *x*, se intentará que sean alrededor de 8760, que sería el SoC de un año de funcionamiento hora a hora. Estas datos se van almacenando en variables auxiliares que van comparando entre ellas los valores que tienen almacenado en todo momento, aquí se consigue saber cuando la batería está en estado de carga, cuando está en estado de descarga y cuando el SoC se encuentra estático.

El fragmento de código 4.4 realiza la acumulación del número de cargas y descargas que van ocurriendo según el SoC que se esté estudiando.

Código 4.4 Ciclos carga/descarga que experimenta.

```
#Contamos ciclos y almacenamos valores de pico
#Fin descarga -- Comienzo carga (mínimo)

    if aux1 < aux and aux1 < aux2 and x > 1:
        ciclos=ciclos+1
        descargas.append(x)
        valordes.append(aux1)
        bandera=1

#Fin carga -- Comienzo Descarga (máximo)

    if aux1 > aux and aux1 > aux2 and x > 1:
        ciclos=ciclos+1
        cargas.append(x)
        valorcar.append(aux1)
```

Como se puede observar, el número de ciclos se va incrementando cada vez que se cuenta un ciclo en la variable *ciclos*, mientras que en una lista *cargas* se anota la hora del año a la que ha ocurrido dicho ciclo si ha sido de carga y en la tabla *descargas* si ha sido de descarga. Esto servirá para poder calcular el DoD de cada uno de los ciclos de carga y descarga.

Paralelamente, en la lista *valorescar* se van anotando los valores máximos (pico) de carga de la batería y en *valoresdes* los de descarga, con el fin de poder calcular la profundidad del ciclo.

Una vez almacenados todos los valores, se hace una diferencia entre los valores de la lista *valorescar* y *valoresdes*. Esta diferencia se realiza en el fragmento de código 4.5.

Código 4.5 Cálculo de la profundidad de cada ciclo.

```
b=len(valordes)

while a < b:

    diferencia=valorcar[a]-valordes[a]
    dif.append(diferencia)      #Anoto el DoD en la lista dif
    a=a+1

numerodif=len(dif)
```

```
difOrdenada=sorted(dif)
```

Además de ir almacenando los valores del DoD de la batería en la lista *dif*, estos valores se ordenan de manera decreciente, lo cual nos permitirá un análisis más sencillo visualmente, representando esta lista en una gráfica.

Cada vez que se analiza un determinado DoD, la vida de la batería experimenta un pequeñísimo envejecimiento, que poco a poco, irá acabando de la batería. Esta duración suele ser de unos 14 años aproximadamente según los resultados obtenidos en este algoritmo. Pues bien, el algoritmo cada vez que analiza un ciclo y calcula su profundidad, estima la degradación que se ha producido en la batería (fragmento de código 4.6) que será minúscula, pero se repetirá muchas veces a lo largo de su ciclo de vida.

Código 4.6 Debilitación de la salud de la batería.

```
while bucdif < numerodif and banderavida == 0:          #
    Calculamos cuanto ha sido la descarga para cada ciclo (dod)

    if dif[bucdif] <= CapacidadTotal and dif[bucdif] >=
        CapacidadTotal*0.9:

        dod90=dod90+1
            #Clasificación de los ciclos

        vidaaux=VidaTotal/Curvadod90
            #La batería agotará
            su vida útil a los 150 ciclos si el DoD es 90-
            VidaTotal%

        VidaActual=VidaActual-vidaaux
            #Curva de
            desgaste

    elif dif[bucdif] < CapacidadTotal*0.9 and dif[bucdif] >=
        CapacidadTotal*0.8:
        dod80=dod80+1
        vidaaux=VidaTotal/Curvadod80
        VidaActual=VidaActual-vidaaux

    elif dif[bucdif] < CapacidadTotal*0.8 and dif[bucdif] >=
        CapacidadTotal*0.7:
        dod70=dod70+1
        vidaaux=VidaTotal/Curvadod70
        VidaActual=VidaActual-vidaaux
```

```
elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.7 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.6:
    dod60=dod60+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod60
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.6 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.5:
    dod50=dod50+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod50
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.5 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.4:
    dod40=dod40+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod40
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.4 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.3:
    dod30=dod30+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod30
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.3 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.2:
    dod20=dod20+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod20
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.2 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.1:
    dod10=dod10+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod10
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.1 and dif[bucdif]>=0:
    dod0=dod0+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod0
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

bucdif=bucdif+1
```

Si el DoD que se produce es del 90%, restará mucha más vida a la batería (variable *VidaActual*) que si el DoD es del 10%, según la teoría de funcionamiento de las baterías.

Una vez finalizado el estudio de los datos captados en el archivo csv del SoC de la batería, se procede a la estimación de la vida útil de la batería en relación a los valores obtenidos. Ello se muestra en el fragmento de código 4.7 en el que se realiza finalmente la estimación de la vida útil de la batería tanto en tiempo como en porcentaje de vida.

El algoritmo nos devolverá el tiempo de vida estimado y el porcentaje de vida restante.

Código 4.7 Estimación de la vida útil de la batería.

```

DesgasteAnual=VidaTotal-VidaActual
DesgasteMes=DesgasteAnual/12
DesgasteSemanal=DesgasteAnual/52
DesgasteDiario=DesgasteSemanal/7
DesgasteHora=DesgasteDiario/24

EstimacionVidaAnual=VidaTotal/DesgasteAnual #Años
EstimacionVidaMes=VidaTotal/DesgasteMes
EstimacionVidaDia=VidaTotal/DesgasteDiario
EstimacionVidaHora=VidaTotal/DesgasteHora

EVHora=EstimacionVidaHora

if EVHora > 24:
    EVDia = EVHora/24
    EVHora = EVHora % 24

    if EVDia > 7:
        EVSemana = EVDia / 7
        EVDia = EVDia % 7

        if EVSemana > 4:
            EVMes = EVSemana / 4
            EVSemana = EVSemana % 4

            if EVMes > 12:
                EVAno = EVMes / 12
                EVMes = EVMes % 12

print ("La vida de la batería será",int(EVAno),"años", int(EVMes), "
meses", int(EVDia), "días", int (EVHora), "horas")

[...]

print ("Vida restante:",VidaActual, "%")

```

Una vez realizado el objetivo, pasamos a ilustrar gráficamente los resultados más importantes (fragmento de código 4.8, como lo será la clasificación de los DoD en función de su valor de manera ordenada y el SoC estudiado).

Código 4.8 Gráficas de los resultados del problema.

```
plt.figure()
GraficaSoC1=plt.plot(SocSem1)
plt.title("Semana")
plt.xlabel("Hora")
plt.ylabel("SoC (MWh)")
plt.savefig('gen60.pdf')

plt.figure()
GraficaSoC2=plt.plot(SocSem2)
plt.title("Semana 2")
plt.xlabel("Hora")
plt.ylabel("SoC (MWh)")

plt.figure()
GraficaDoD=plt.bar(range(len(difOrdenada)),difOrdenada)
plt.xlabel("Ciclo")
plt.ylabel("DoD (MWh)")
```

4.2 Sistemas Eléctricos de Pequeña Dimensión Objeto de Estudio

En esta sección se describirán los sistemas eléctricos aislados que van a ser estudiados en este sistema.

Dichos sistemas estarán conformados por diferentes nudos, tanto de generación como de consumo y transformación de energía (subestaciones).

Se expresarán las características de cada uno de los nudos que conforman el sistema, de las características físicas de la construcción a la que se encargan de alimentar y de otros aspectos relevantes. El fin de éste detalle, es tener una idea lo más cercana a la realidad de la envergadura del sistema eléctrico que se está estudiando.

También se especificará el tipo de alimentación del sistema, si se alimenta con algún tipo de energía renovable o solo con generadores convencionales. El parámetro que se estudiará concretamente será el SoC de los sistemas de almacenamiento de cada una de ellas.

4.2.1 Sistema Eléctrico Insular

Los sistemas eléctricos insulares tienen una característica esencial en común: El aislamiento.

En términos energéticos, este aislamiento se traduce en un hándicap de importantes consecuencias en el plano económico y para el propio abastecimiento: son territorios al margen de la red eléctrica

peninsular.

En la Península Ibérica, las interconexiones entre los diferentes núcleos de generación de energía abren un abanico de posibilidades para que su población e industria tengan cubiertas sus necesidades eléctricas y se pueda optimizar su coste. Esto no es así en los sistemas insulares, a pesar del cable eléctrico submarino que ya conecta Baleares con la Península y que proporciona una cuarta parte del suministro.

Otro problema que presentan estos territorios es su pequeño tamaño (en España solo conforman el 2,5% de la superficie total del territorio).

En consecuencia, en los sistemas insulares nos encontramos con sistemas eléctricos aislados energéticamente hablando que, al no estar conectados con sistemas mayores ni apenas entre sí, constituyen pequeños subsistemas eléctricos que se ven obligados a generar la electricidad que tienen que consumir.

El aislamiento de estos pequeños sistemas eléctricos exige márgenes de reserva más altos. Esta exigencia implica que las centrales generadoras de energía deben funcionar con un bajo nivel de carga para poder responder ante una mayor demanda en un momento puntual ya que, llegados a ese caso, no hay alternativa: ninguna otra fuente de generación puede auxiliarla.

El objeto del sistema de almacenamiento de este sistema insular es minimizar el coste de operación del mismo. En este sistema se producen picos de demanda de hasta **500 MW**, con lo cual, para satisfacerlos, habrá que recurrir a la generación auxiliar (que tiene muy altos costes).

Esta técnica se denomina arbitraje de energía (apartado 2.2.3) y consiste en la comprar energía cuando ésta tiene un bajo coste y venderla cuando el coste es alto (cuando la demanda sea muy alta por ejemplo).

4.2.2 Microrred de Campus Universitario

El sistema eléctrico se encarga de abastecer eléctricamente un total de cuatro edificios y un parking que conforman el seno de un Campus Universitario. Este campus tiene una superficie total de aproximadamente 40.000 m^2 aproximadamente.

Este campus está conformado por bibliotecas, oficinas, laboratorios, auditorios, aulas y comedores repartidos en cada uno de los cuatro edificios. En este tipo de instalaciones se puede considerar que la máxima demanda se concentrará en la mañana, dado que es cuando el campus será más frecuentado.

El sistema está constituido por dos subestaciones eléctricas, encargadas de la transformar la tensión de la energía de 11 kV a 400 V para que llegue a los consumidores. En la figura 4.4 se puede ver el esquema unifilar de la microrred que compone el campus universitario.

Este sistema eléctrico se encuentra formado por 6 nudos, de los cuáles 3 son nudos de generación. El nudo 1 es el "Slack" por el cual la microrred se conecta al sistema eléctrico. A través de este nudo se venderá energía a la red eléctrica y se comprará en régimen normal de funcionamiento. Los nudos 2, 3 y 4 son nudos de enlaces (transformación de tensión) mientras que los nudos 5 y 6 albergan tanto cargas como generadores.

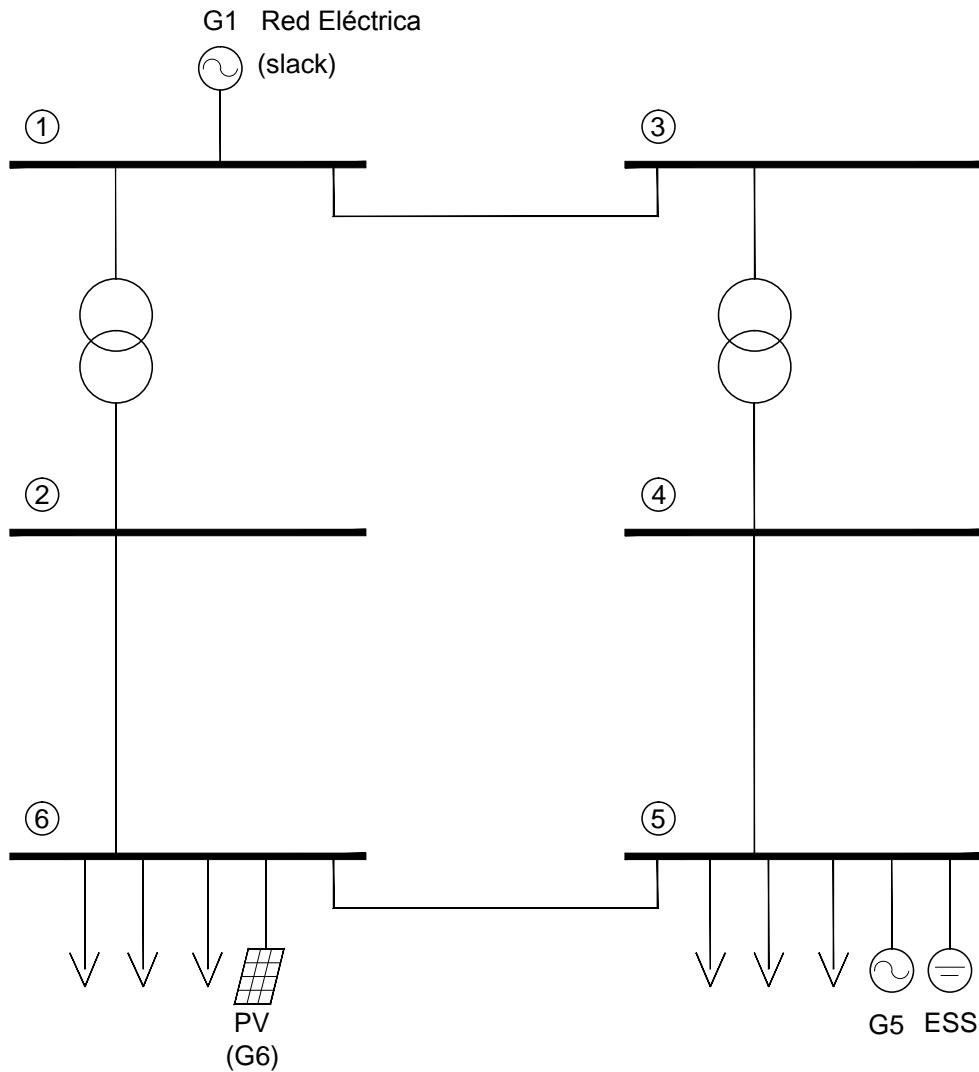


Figura 4.4 Esquema unifilar simplificado de la Microrred del Campus Universitario.

Este sistema es alimentado tanto por generación convencional como de generación fotovoltaica. La totalidad de la generación fotovoltaica se concentra en un solo nudo (nudo 6) mientras que la generación convencional se encuentra tanto en los nudos 1 como 5.

El nudo 1, como se ha explicado anteriormente, es el vínculo con la red eléctrica, mientras que el generador del nudo 5 es de tipo diésel. Este generador diésel supondrá un alto coste de generación, ya que suele ser cara este tipo de generación. Los costes de generación del nudo 1 vendrán impuestos por el mercado eléctrico e irán variando en función del tiempo dependiendo de la oferta y la demanda. Además de generación, el nudo 5 tendrá también una serie de cargas demandantes de energía correspondientes a parte de los edificios que conforman el campus.

Los costes de la energía adquirida a través del nudo 1 (Slack) se considerarán ligeramente más bajos que los costes de generación diésel (energía adquirida al por mayor).

La generación fotovoltaica del nudo 6 también contribuirá a la satisfacción de la demanda del sistema aunque en menor medida que la generación convencional. En el modelo objeto, se supondrá

que el coste de generación en este nudo es nulo ya que no se van a considerar costes fijos en la instalación. Además la generación fotovoltaica también se encarga de abastecer a los edificios de agua caliente.

Tabla 4.2 Resumen de nudos en la microrred Campus Universitario.

Nudo	Generación	ESS	Cargas
1	Slack	No	No
2	No	No	No
3	No	No	No
4	No	No	No
5	Convencional	Sí	Sí
6	Fotovoltaica	No	Sí

5 Análisis de Resultados

En este capítulo se detallarán los resultados obtenidos en la simulación de cada uno de los sistemas eléctricos aislados.

Mediante un algoritmo de minimización de costes en redes eléctricas (OPF), se han calculado cuales serían las condiciones de funcionamiento óptimas para obtener un decremento de los costes de la energía apoyándose en el uso de un sistema de almacenamiento de energía. De este estudio, se ha obtenido la curva del State of Charge (SoC) de las baterías que componen el ESS del sistema eléctrico para distintos costes de la energía que se genera en el sistema.

Se representará el SoC obtenido en función de la variación de los parámetros de la curva de costes de cada uno de los sistemas eléctricos y se calculará la estimación de vida de las baterías (ESS) que forman parte del sistema para cada una de las situaciones planteadas.

El método para la estimación de la vida útil de las baterías será el de la profundidad de los ciclos de descarga de las mismas (DoD). A partir de la profundidad de descarga podemos encontrarnos con descargas superficiales (de menos del 20%) o profundas (hasta 80%). Ambas pueden relacionarse con ciclos diarios y anuales. Es necesario recalcar que cuanto menos profundos sean los ciclos de carga/descarga, mayor será la duración del acumulador. También es importante saber que, para la mayoría de los tipos de baterías, un acumulador que queda totalmente descargado, puede quedar dañado seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga.

Dicho esto, se medirá la profundidad de los ciclos de carga/descarga de las baterías en un periodo de un año, y a partir de ahí, se estimará la duración total de la vida útil de la batería a través de un algoritmo y se establecerán conclusiones.

Se realizará una simulación para el sistema eléctrico insular con el fin de testear el algoritmo de conteo de ciclos y 21 simulaciones con distintas capacidades y potencias de las baterías que conforman el ESS y distintos costes de generación en la microrred del campus universitario, las cuales se detallan en la tabla 5.1.

PS1, PS2, PS3 y PS4 hacen referencia a las curvas de coste de la compra de energía a la red eléctrica y sus valores se muestran en la gráfica 5.1.

5.1 Sistema eléctrico Insular

A modo de testeo del algoritmo, se estimará la vida útil que tendrá este sistema, cuyo SoC a lo largo del año tiene diferentes profundidades en los ciclos de carga/descarga.

Tabla 5.1 Simulaciones realizadas en la Microrred del Campus Universitario.

Simulación	Cap. (MWh)	Pot. (MW)	G_1 (€/MWh)	G_5 (€/MWh)
1	1,2	0,4	PS1	60
2	1,2	0,4	PS1	100
3	1,2	0,4	PS1	200
4	1,2	0,4	PS1	300
5	1,2	0,4	PS2	60
6	1,2	0,4	PS2	100
7	1,2	0,4	PS3	60
8	1,2	0,4	PS3	100
9	1,2	0,4	PS4	60
10	1,2	0,4	PS4	100
11	1,2	0,4	1,3 · PS1	60
12	1,2	2,5	PS1	60
13	1,2	2,5	PS2	60
14	1,2	2,5	PS3	60
15	1,2	2,5	PS4	60
16	1,2	2,5	1,3 · PS1	60
17	2,4	2,5	PS1	60
18	2,4	2,5	PS2	60
19	2,4	2,5	PS3	60
20	2,4	2,5	PS4	60
21	2,4	2,5	1,3 · PS1	60

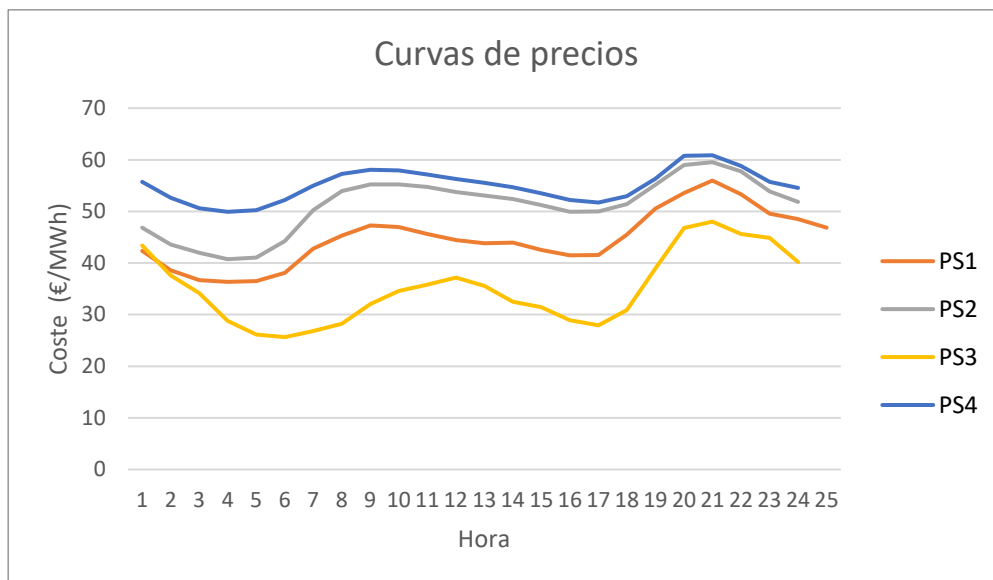


Figura 5.1 Costes de compra de energía a la red eléctrica.

El algoritmo calculará la vida estimada de la batería, así como su porcentaje de vida restante, en función de los ciclos de carga y descarga que se hayan experimentado.

Hay que saber, que el objeto del sistema de almacenamiento de este sistema insular es minimizar el coste de operación del mismo. En este sistema se producen picos de demanda de hasta 500 MW, con lo cual, para satisfacerlos, habrá que recurrir a la generación auxiliar (que tiene muy altos costes).

Esta técnica se denomina arbitraje de energía (apartado 2.2.3) y consiste en la comprar energía cuando ésta tiene un bajo coste y venderla cuando el coste es alto (cuando la demanda sea muy alta por ejemplo).

Los datos de la batería de este sistema son los siguientes:

Tabla 5.2 Características de la batería de la simulación 22. Sistema Insular.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
50 MW	200 MWh	0,05 pu	95 %

La forma del SoC de una semana típica de funcionamiento de este sistema tiene la siguiente forma (figura 5.2).

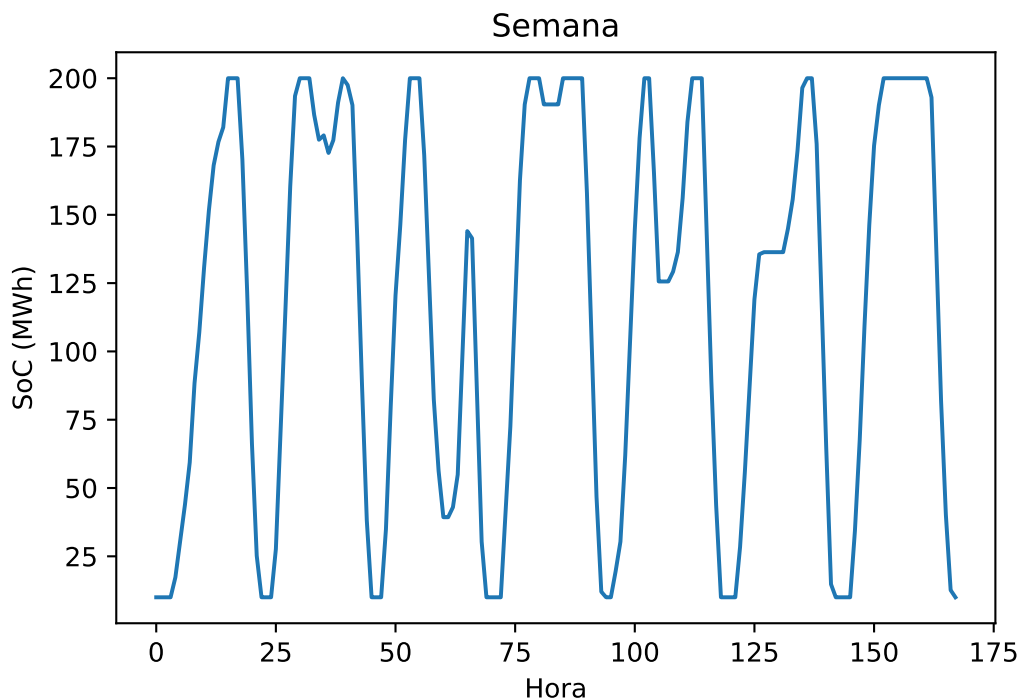


Figura 5.2 Simulación 22. Sistema insular.

Los resultados obtenidos sobre la vida útil del ESS que conforma este sistema será:

- Periodo estudiado: 1 año.
- Ciclos totales: 600 ciclos.

- Vida restante: 93.32 %.
- Tiempo de vida estimado: 16 años y 2 meses.

La profundidad de los ciclos de carga y descarga durante el año que se ha estudiado, ha sido la siguiente (clasificados por profundidad).

Tabla 5.3 Profundidad de los ciclos de carga/descarga. Sistema Insular.

DoD%	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Ciclos	89	47	30	22	26	35	21	36	44	249

La vida útil obtenida es totalmente razonable ya que permitirá amortizar el sistema de almacenamiento y obtener beneficios de él. Se ha comprobado también que la capacidad y la potencia del sistema de almacenamiento son los óptimos para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

5.2 Microrred en Campus Universitario

En primer lugar, se ha realizado una simulación de una microrred de un campus universitario, cuyas características se pueden consultar en la sección 4.2.2.

Esta microrred consta de seis nudos, de los cuales tres contribuirán a la generación en el sistema eléctrico que conforman. El nudo número 1 (Slack bus) actuará como Slack, será el nudo al que se conecta la microrred. Los nudos 5 y 6 serán de generación en la red:

- **Nudo 5.** Generación convencional.
- **Nudo 6.** Generación fotovoltaica.

También, habrá que recordar que el nudo 5 contendrá el ESS, por lo tanto, para modificar la capacidad de la batería siempre se recurrirá a ese nudo.

A través del nudo 1 se comprará y venderá energía al por mayor, que será mucho más económica que la generada a partir del grupo diésel.

A continuación se muestra un resumen de las condiciones en cada nudo.

Tabla 5.4 Resumen de nudos en la microrred del Campus Universitario.

Nudo	Generación	ESS
1	Slack	No
2	No	No
3	No	No
4	No	No
5	Convencional	Sí
6	Fotovoltaica	No

Este sistema está modelado con una curva de costes con la forma de la ecuación cuadrática (5.1).

$$c(P_g) = a_c P_g^2 + b_c P_g + c \quad (5.1)$$

donde $c(P_g)$ denota el coste de generación (de energía generada en €) para un determinado generador, a , b y c son coeficientes del sistema y P_g es la potencia que se genera en cada instante en MWh.

Por la forma de la ecuación resulta evidente que los parámetros a y b dependen de si hay generación en el sistema o no. Si la generación es nula ($P_g = 0$) entonces se anulará sus términos en la ecuación. No ocurre lo mismo con el parámetro c , que simula el coste fijo de los generadores. Estos costes fijos suelen ser consecuencia de:

- Mantenimiento
- Revisiones
- Coste de la potencia

y dependen de los MW instalados.

El algoritmo resuelve un problema de optimización en el que en este caso queremos minimizar el coste de la energía. Para que esto ocurra vamos a centrarnos en variar la capacidad del sistema de almacenamiento de energía (ESS) del nudo 5.

En la siguientes tablas podemos ver los parámetros de costes que se han simulado en la curva de costes de energía de los generador 5 y con qué valores.

Tabla 5.5 Coeficientes de la curva de costes.

Generador	Parámetro a	Parámetro b	Parámetro c
5	0	60	0
5	0	100	0
5	0	200	0
5	0	300	0

Pues bien pasemos a comparar los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones.

5.2.1 Capacidad de la batería 1,2 MWh / Potencia 0,4 MW

5.2.1.1 Simulación 1. PS1.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la siguiente.

En la tabla 5.6 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.6 Características de la batería de la simulación 1.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95%

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.4).

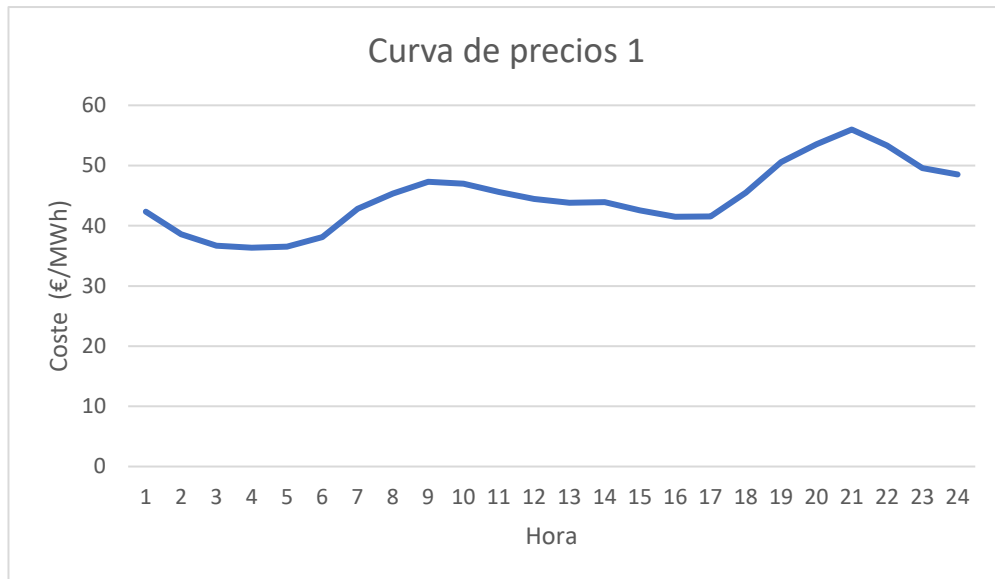


Figura 5.3 Precios Generador 1. PS1.

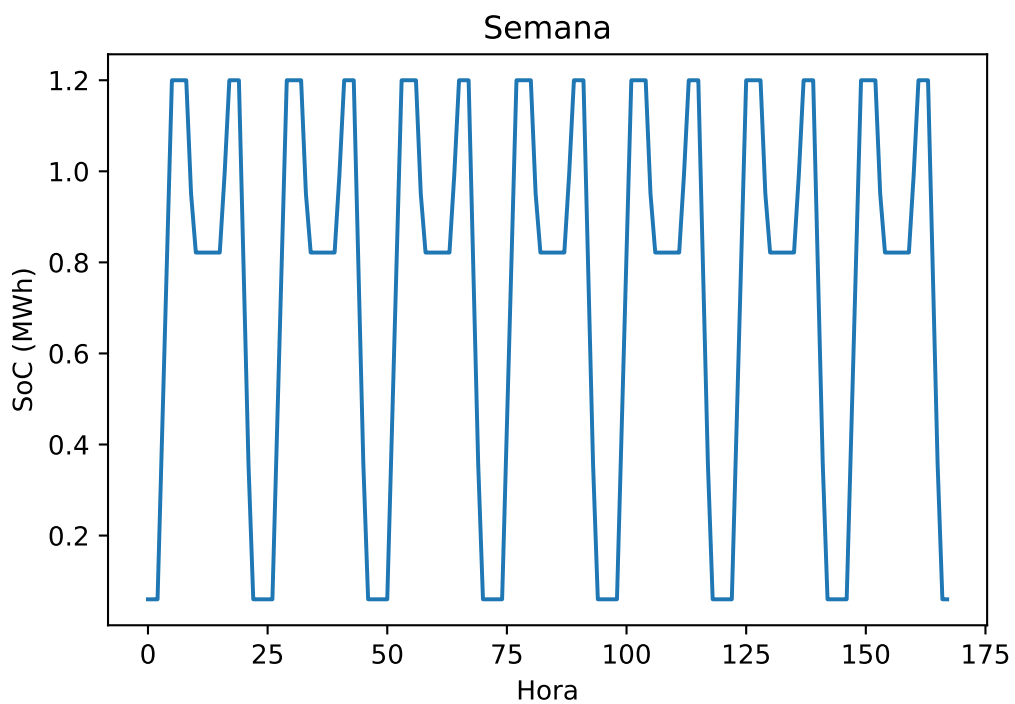


Figura 5.4 Simulación 1.

Como se puede observar en la gráfica 5.4, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,06 MWh y 1,2 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total.

Aplicando el algoritmo detallado en el capítulo 6, sobre cálculo de la vida útil de la batería de litio utilizada, a lo largo de un año se habrá producido 730 ciclos, con lo cual, la vida restante de la batería será **92.12%**.

En un régimen de funcionamiento normal, esta curva vendrá impuesta por los precios de compra al por mayor de la energía a través del generador 1, ya que son inferiores al coste lineal de 60 € el MWh que ofrece el generador convencional.

La profundidad de los ciclos de descarga es en al menos la mitad de los casos superior al 90%, lo cuál quiere decir que la batería se carga y descarga completamente, con lo cuál se acelerará su envejecimiento. El resto de ciclos tienen un valor del 30%.

El algoritmo ha calculado que esta batería, conservando su régimen de funcionamiento en el tiempo, tendría una vida útil de **12 años** aproximadamente.

5.2.1.2 Simulación 2. PS1.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 100 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.3.

En la tabla 5.7 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.7 Características de la batería de la simulación 2.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.5).

Como se puede ver, es la misma que la obtenida en el caso anterior, con lo cual no ha habido ningún cambio en la estimación de la vida de la batería, será la misma.

5.2.1.3 Simulación 3. PS1.

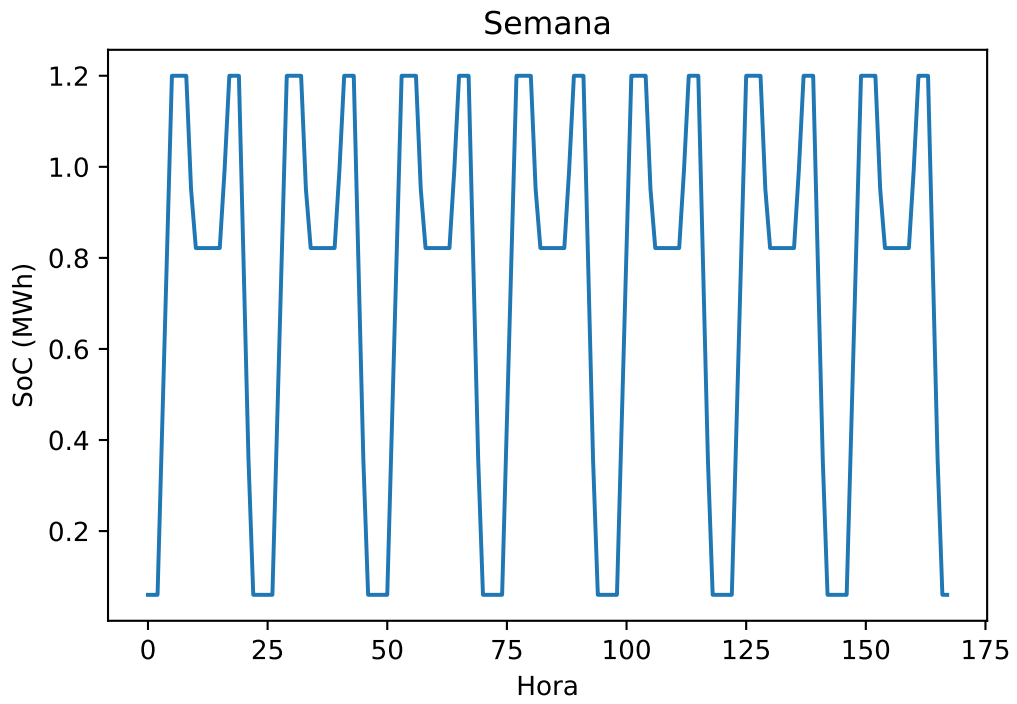
En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 200 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.3.

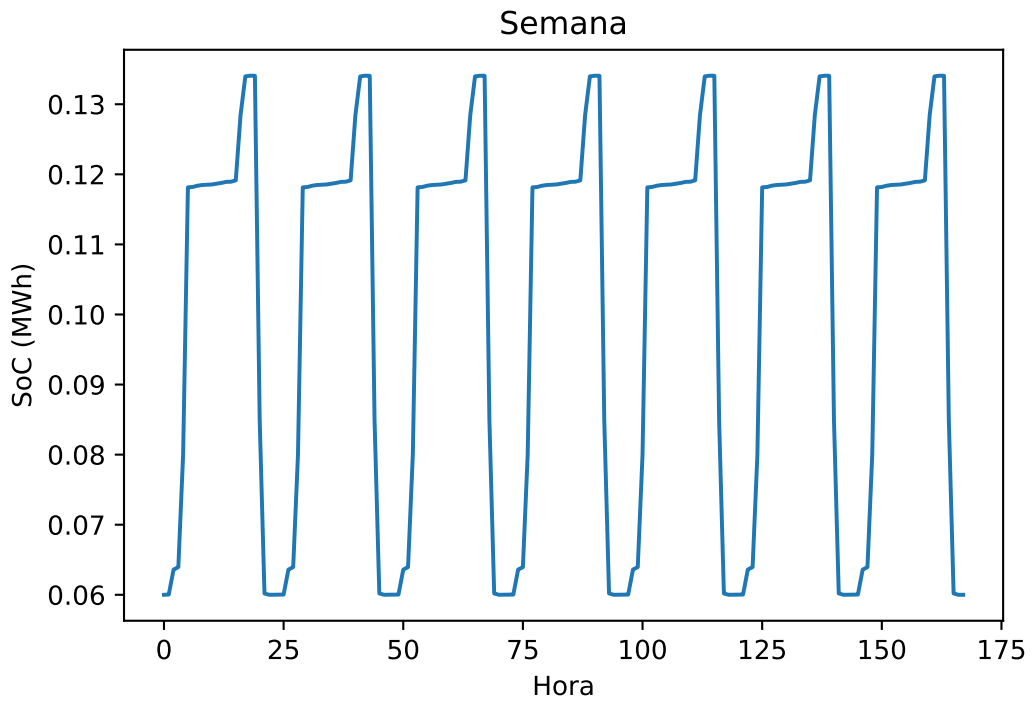
En la tabla 5.8 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.8 Características de la batería de la simulación 3.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95 %

**Figura 5.5** Simulación 2.

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.6).

**Figura 5.6** Simulación 3.

Aquí encontramos un caso diferente a los expuestos anteriormente, la capacidad máxima que llega a tener la batería es muy inferior a su capacidad total, sólo de 0,13 MWh pudiendo alcanzar un valor de 1,2 MWh.

En cuanto al debilitamiento de la batería podríamos decir que la profundidad de los ciclos de carga y descarga no es un factor que vaya a ser determinante en la vida útil de esta batería, es más, no va a influir prácticamente. Su envejecimiento se atribuirá a otros factores expuestos en el presente proyecto como pueden ser el tiempo o la temperatura. El debilitamiento por ciclado ha provocado que la vida restante de la batería, tras un año de funcionamiento, sea superior al **99 %**.

Esta batería se acabará su ciclo de vida con el paso del tiempo pudiendo alcanzar unos **25 años** de media [22].

5.2.1.4 Simulación 4. PS1.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 300 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.3.

En la tabla 5.9 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.9 Características de la batería de la simulación 4.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.5).

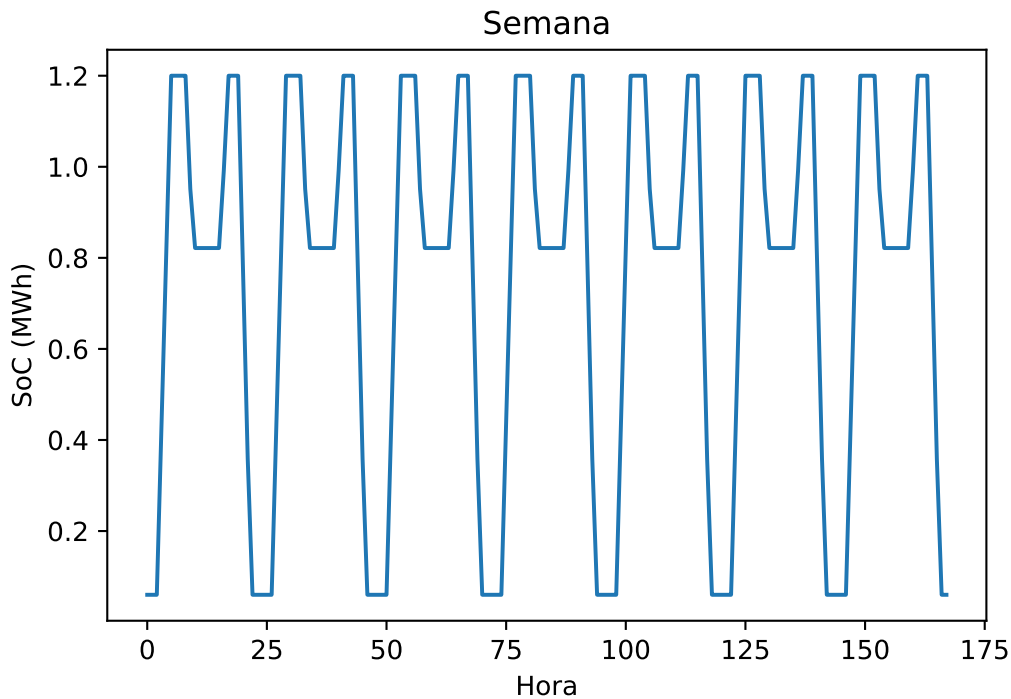


Figura 5.7 Simulación 4.

Como se puede ver, es la misma que la obtenida en los casos 5.2.1.1 y 5.2.1.2, con lo cual no ha habido ningún cambio en la estimación de la vida de la batería, será la misma.

5.2.1.5 Simulación 5. PS2.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la siguiente (figura 5.8).

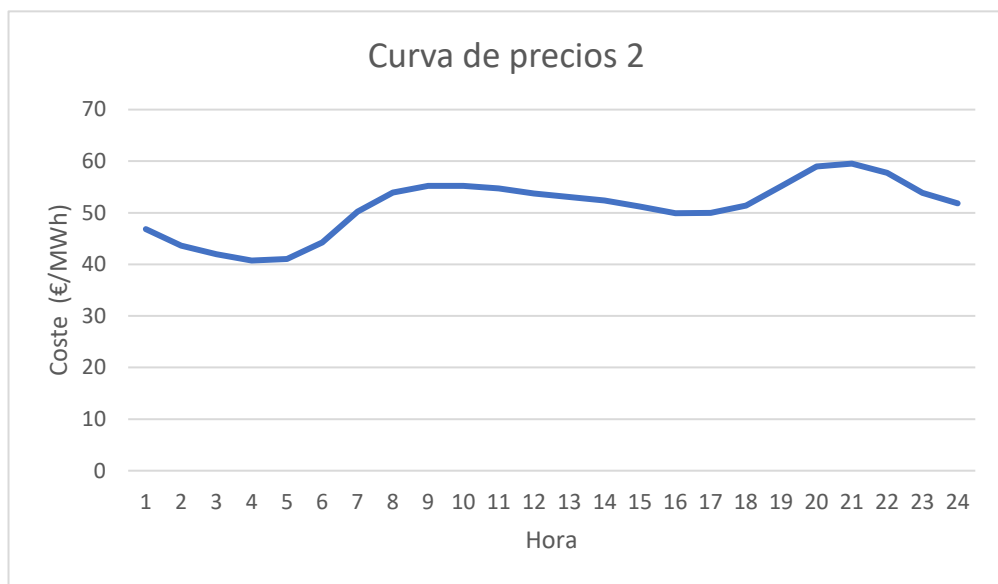


Figura 5.8 Precios Generador 1. PS2.

En la tabla 5.10 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.10 Características de la batería de la simulación 5.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.9).

Como se puede observar en la gráfica 5.9, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,06 MWh y 0,55 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total.

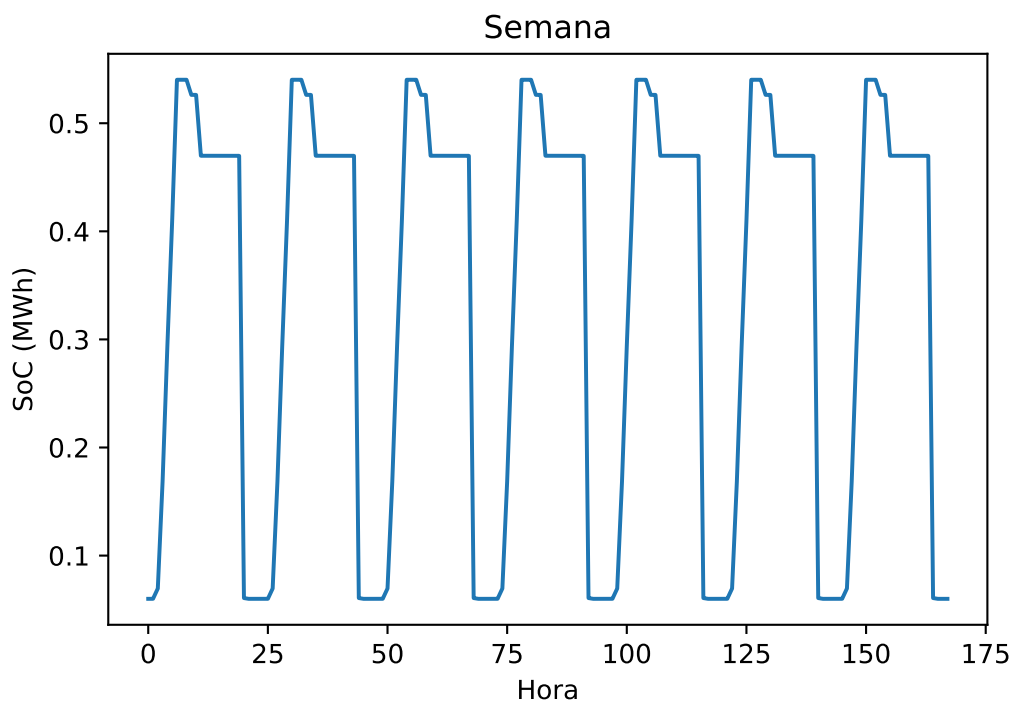


Figura 5.9 Simulación 5.

Aplicando el algoritmo detallado en el capítulo 6, sobre cálculo de la vida útil de la batería de litio utilizada, a lo largo de un año se habrá producido 730 ciclos y la vida restante de la batería será **98.75%**.

En un régimen de funcionamiento normal, esta curva vendrá impuesta por los precios de compra al por mayor de la energía a través del generador 1, ya que son inferiores al coste lineal de 60 € el MWh que ofrece el generador convencional.

La profundidad de los ciclos de descarga es en al menos la mitad de los casos inferior al 10%, lo cuál quiere decir que la batería se carga y descarga muy poco en cada ciclo. El resto de ciclos tienen un profundidad del 30%, lo cual tampoco es un valor demasiado representativo para el debilitamiento de la batería. En este caso tendríamos la misma consecuencia que en la simulación 3 (apartado 5.2.1.3).

5.2.1.6 Simulación 6. PS2.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 100 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.8.

En la tabla 5.11 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.11 Características de la batería de la simulación 6.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95%

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.10).

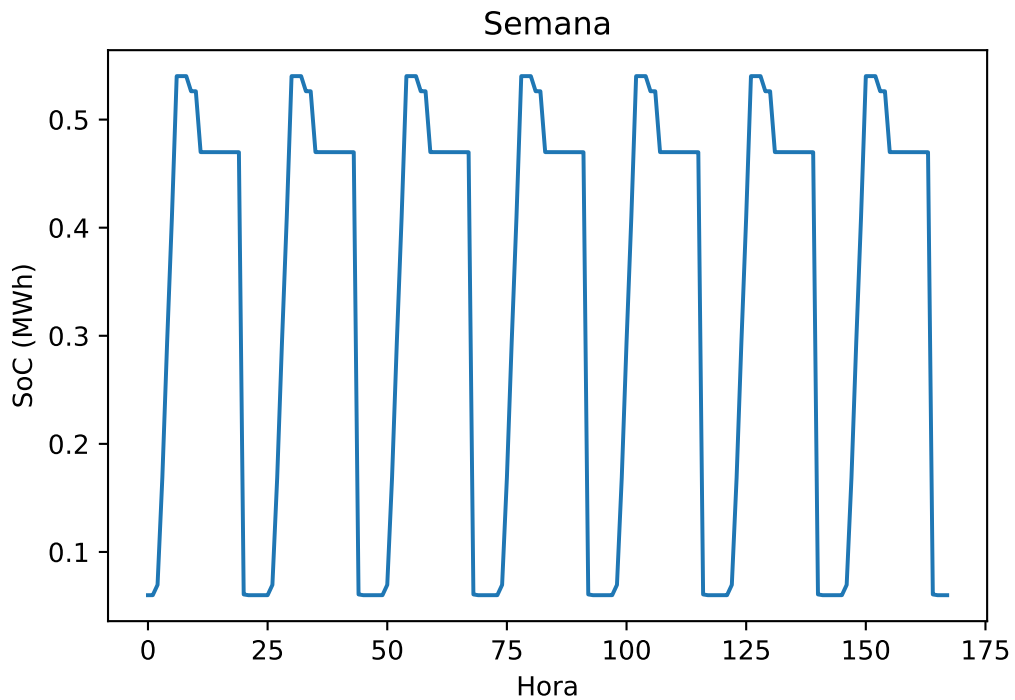


Figura 5.10 Simulación 6.

Como se puede ver, es la misma que la obtenida en el caso anterior, con lo cual no ha habido ningún cambio en la estimación de la vida de la batería, será la misma.

5.2.1.7 Simulación 7. PS3.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la siguiente (figura 5.11).

En la tabla 5.12 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.12 Características de la batería de la simulación 7.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.12).

Como se puede observar en la gráfica 5.12, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,06 MWh y 1,2 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total del sistema.

Aplicando el algoritmo detallado en el capítulo 6, sobre cálculo de la vida útil de la batería de litio utilizada, a lo largo de un año se habrá producido 730 ciclos y la vida restante de la batería será

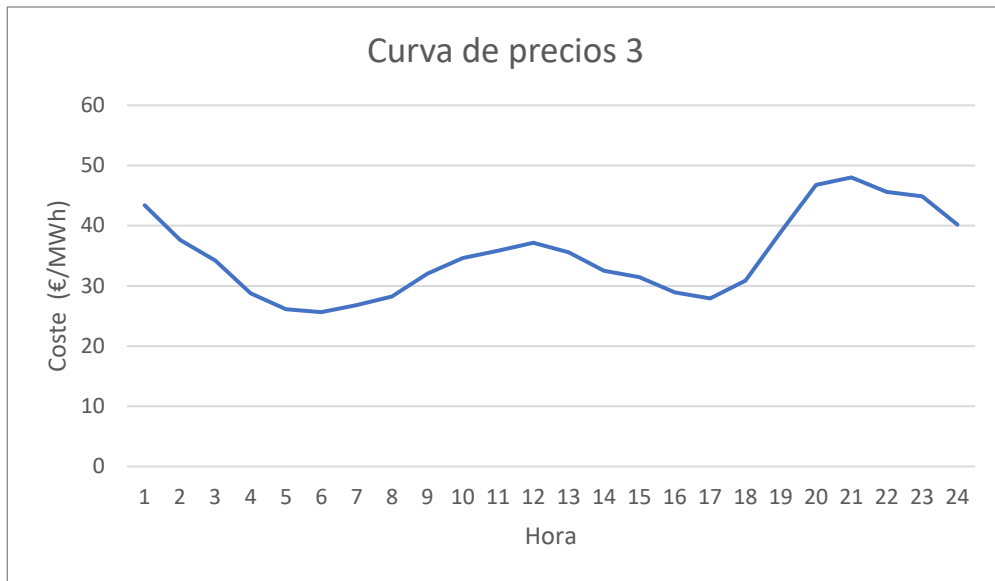


Figura 5.11 Precios Generador 1. PS3..

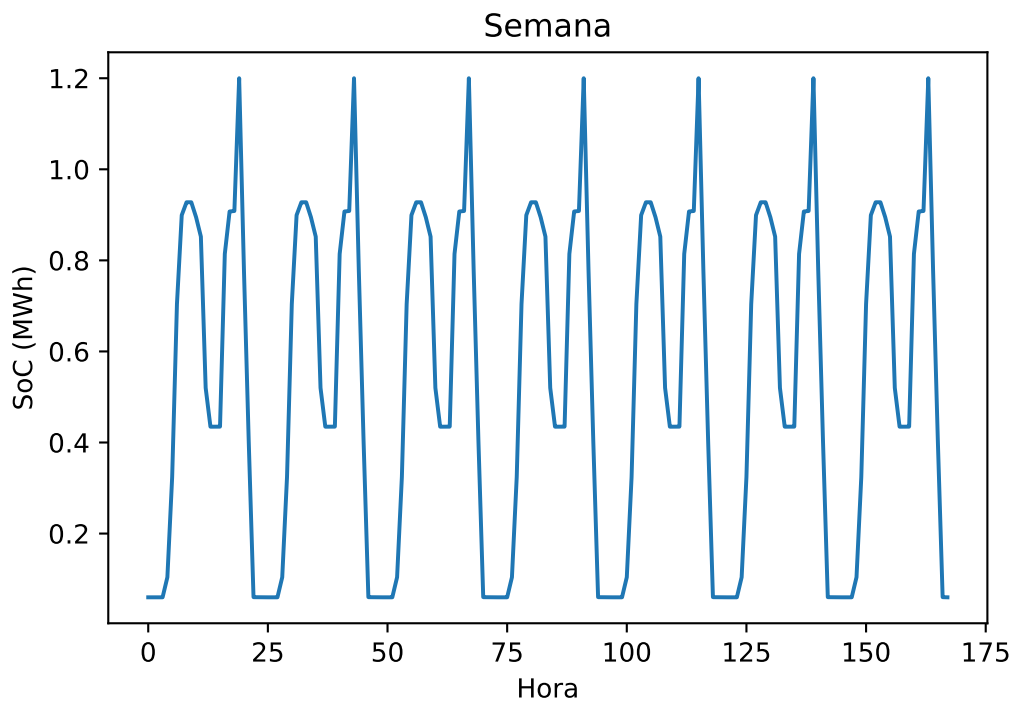


Figura 5.12 Simulación 7.

90.79 %.

Con este perfil de curva de precios de venta de energía, se obtiene un mayor debilitamiento de la batería en relación con los casos estudiados anteriormente. La batería experimenta ciclos más bruscos, llegando a tener un pico acentuado a cierta hora del día.

En este caso, la mitad de los ciclos de la batería a lo largo de un año, tendrán una profundidad superior al 90 %, lo cual dañará la batería en gran medida. El resto de ciclos tienen una profundidad del 50 %, con lo cual, la batería perderá entorno a 0,6 MWh en cada descarga en la mitad de sus ciclos.

Con estos datos, la batería tendría la menor vida de los casos estudiados hasta ahora. Su duración sería de **11 años 9 meses** aproximadamente.

5.2.1.8 Simulación 8. PS3.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 100 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.11.

En la tabla 5.13 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.13 Características de la batería de la simulación 8.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.13).

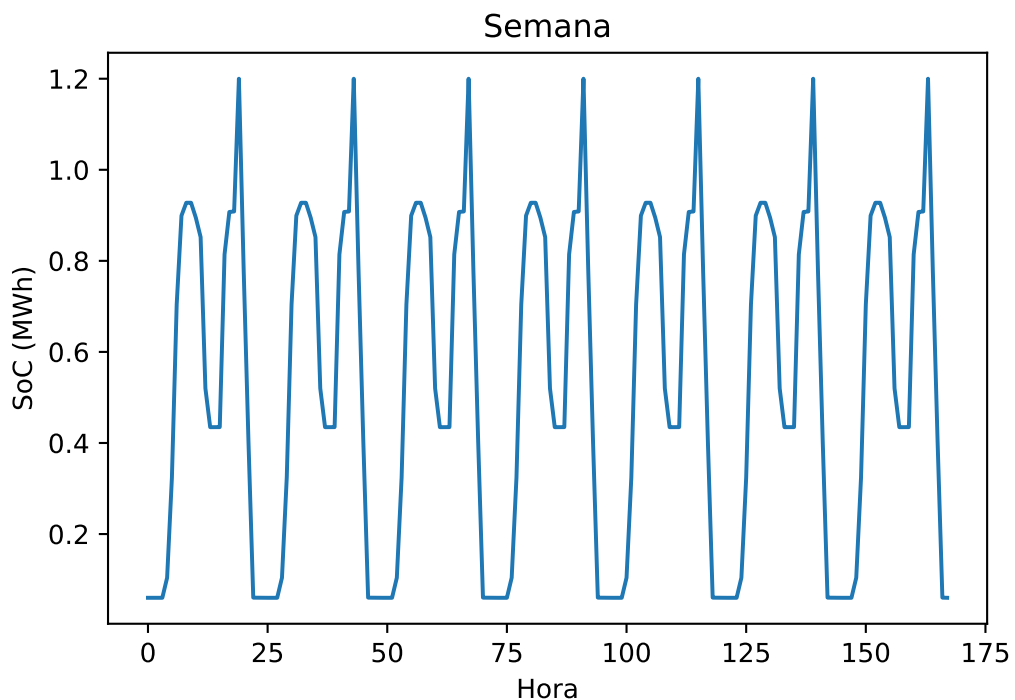


Figura 5.13 Simulación 8.

Como se puede ver, es la misma que la obtenida en el caso anterior, con lo cual no ha habido ningún cambio en la estimación de la vida de la batería, será la misma.

5.2.1.9 Simulación 9. PS4.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la siguiente (figura 5.14).

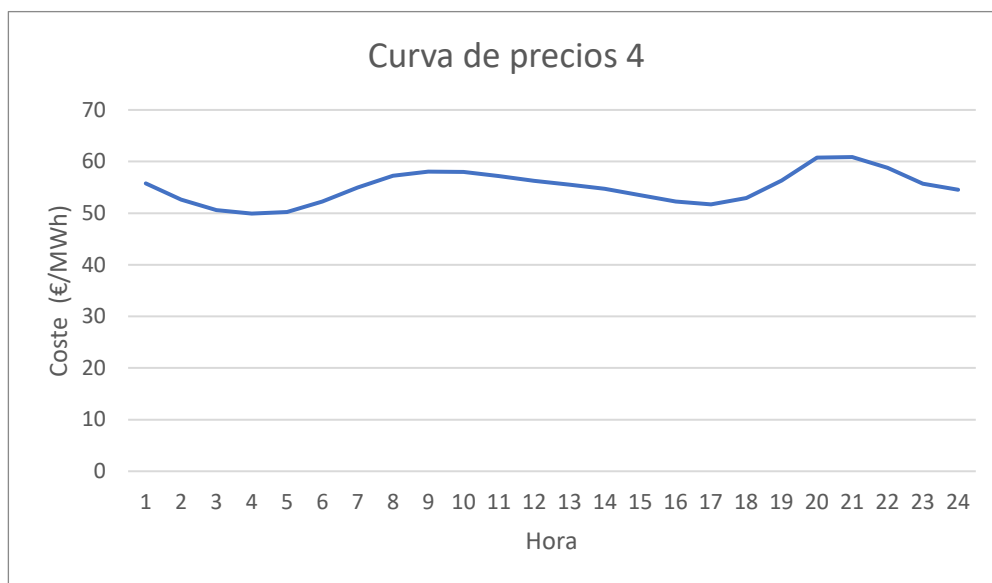


Figura 5.14 Precios Generador 1. PS4.

En la tabla 5.14 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.14 Características de la batería de la simulación 9.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95%

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.15).

Como se puede observar en la gráfica 5.15, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,06 MWh y 1,2 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total del sistema.

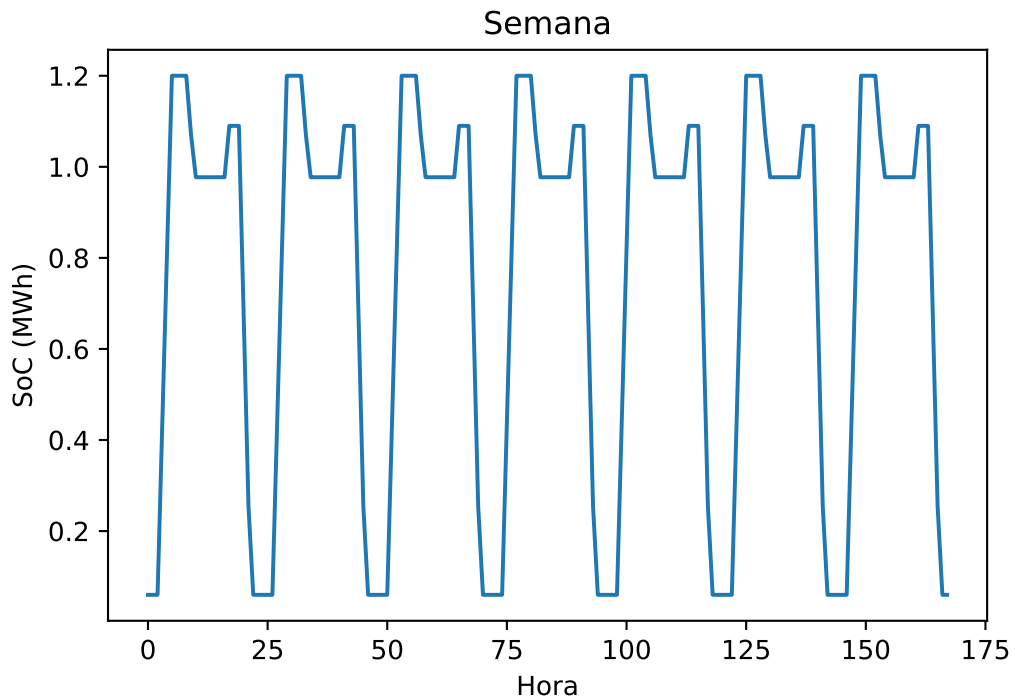


Figura 5.15 Simulación 9.

Aplicando el algoritmo detallado en el capítulo 6, sobre cálculo de la vida útil de la batería de litio utilizada, a lo largo de un año se habrá producido 730 ciclos, diariamente se producen 2 ciclos de carga/descarga, y la vida restante de la batería será **95.17 %**.

Con este perfil de curva de precios de venta de energía, el debilitamiento de la batería por profundidad de ciclos de carga y descarga es algo menor.

La mitad de los ciclos de la batería a lo largo de un año, tendrán una profundidad del 80%, lo cual producirá un envejecimiento severo de la batería. El resto de ciclos tienen una profundidad del 20%, con lo cual, no serán muy influyentes en el envejecimiento. Los ciclos de mayor profundidad son consecuencia de la descarga diaria de la energía remanente en la batería, mientras que los menos profundos ocurren a lo largo del día.

Con estos datos, la batería tendría la menor vida de los casos estudiados hasta ahora. Su duración sería de **22 años y 5 meses** aproximadamente, con lo cual, es probable que la batería dejara de funcionar por la variable tiempo, y no por la profundidad de los ciclos de carga y descarga a los que ha sido sometida.

5.2.1.10 Simulación 10. PS4.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 100 € el MWh.

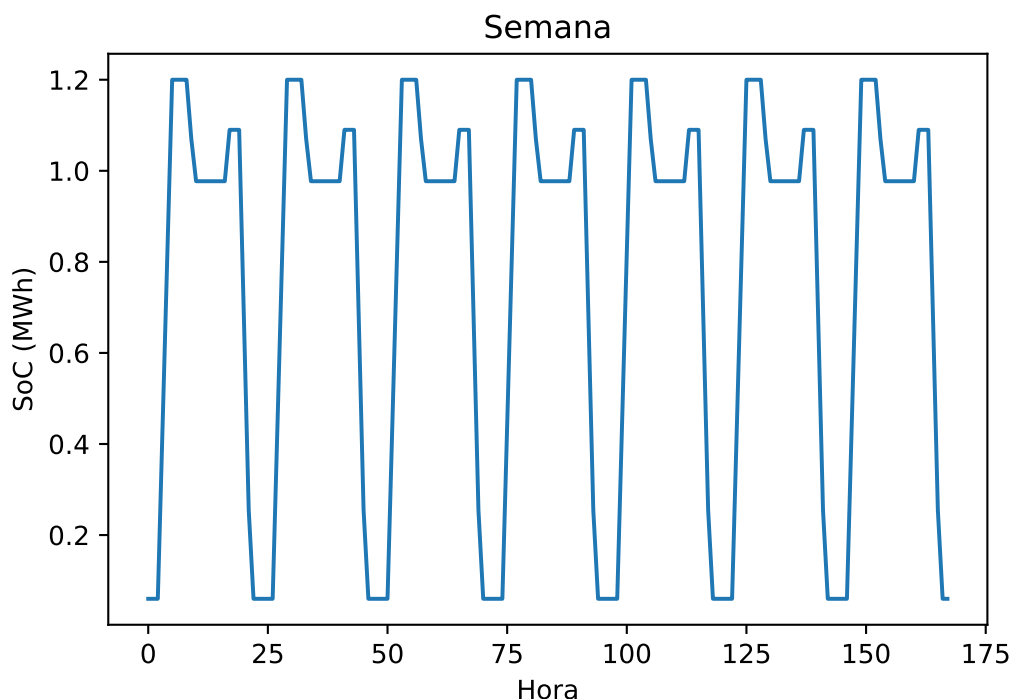
La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.14.

En la tabla 5.15 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.16).

Tabla 5.15 Características de la batería de la simulación 10.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95 %

**Figura 5.16** Simulación 10.

Como se puede ver, es la misma que la obtenida en el caso anterior, con lo cual no ha habido ningún cambio en la estimación de la vida de la batería, será la misma.

5.2.1.11 Simulación 11. 1,30 PS1.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh. Se va a aumentar en un 30% el coste de generación del nudo 1.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la siguiente.

Para ver el objeto de esta simulación vamos a compararla con la simulación del apartado 5.2.1.1 en la gráfica 5.18.

Con el aumento de los precios de la generación del nudo 1, concretamente en un 30%, la curva del SoC en un sólo día sufre una leve atenuación en un ciclo de carga y descarga que a la larga, estudiemos este nuevo caso para ver como influye en la vida de la batería.

En la tabla 5.16 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.19).

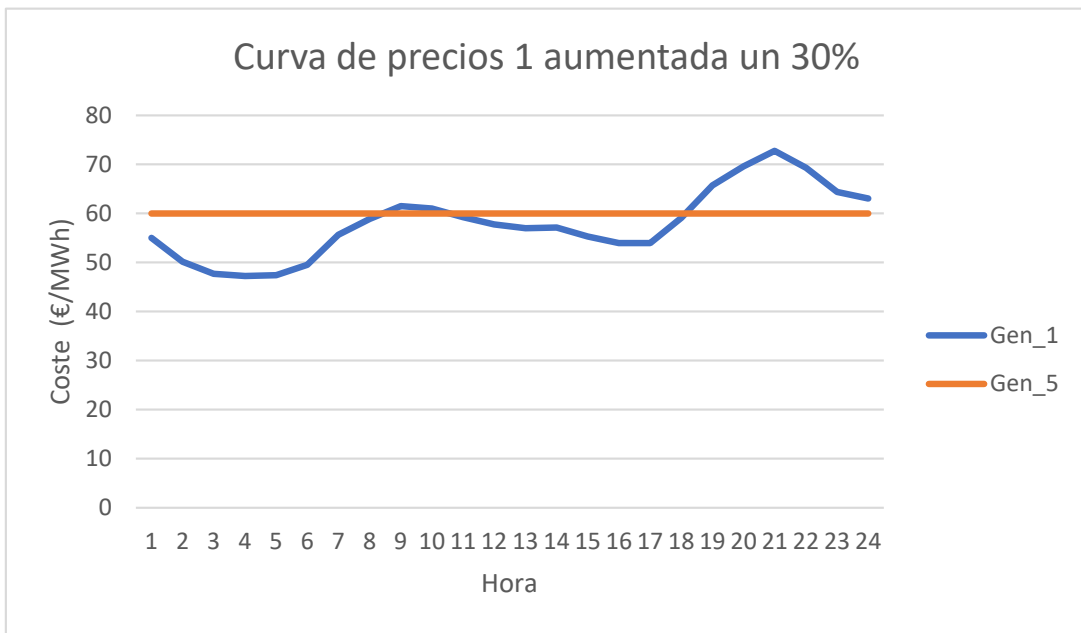


Figura 5.17 Precios Generador 1. 1,30 PS1.

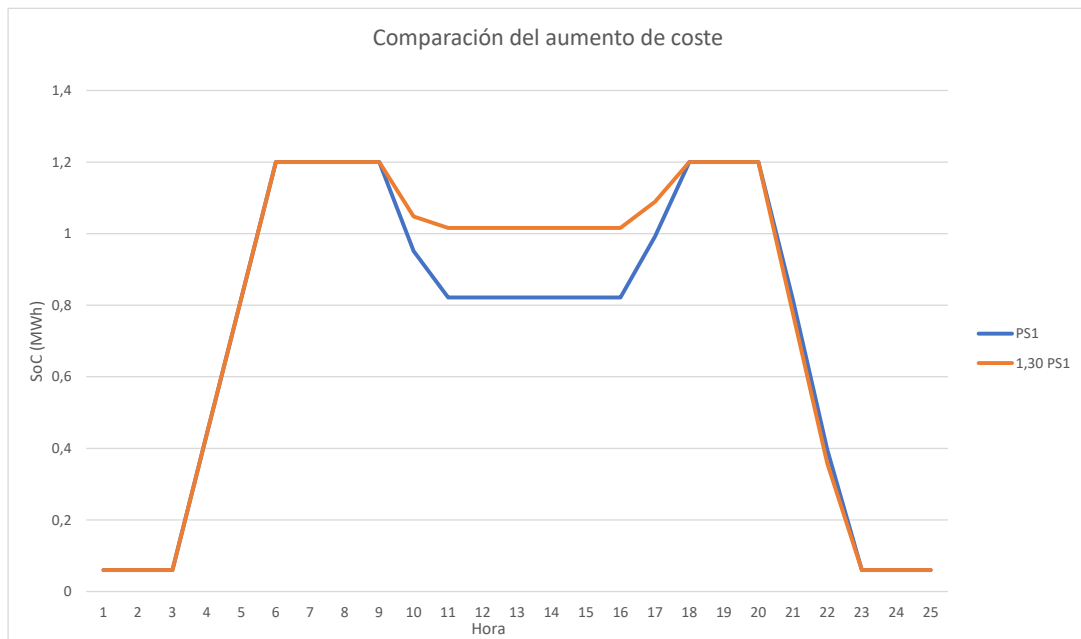


Figura 5.18 Comparación de precios de compra-venta al por mayor. Aumento del 30% en el perfil PS1.

Tabla 5.16 Características de la batería de la simulación 11.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
0,4 MW	1,2 MWh	0,05 pu	95 %

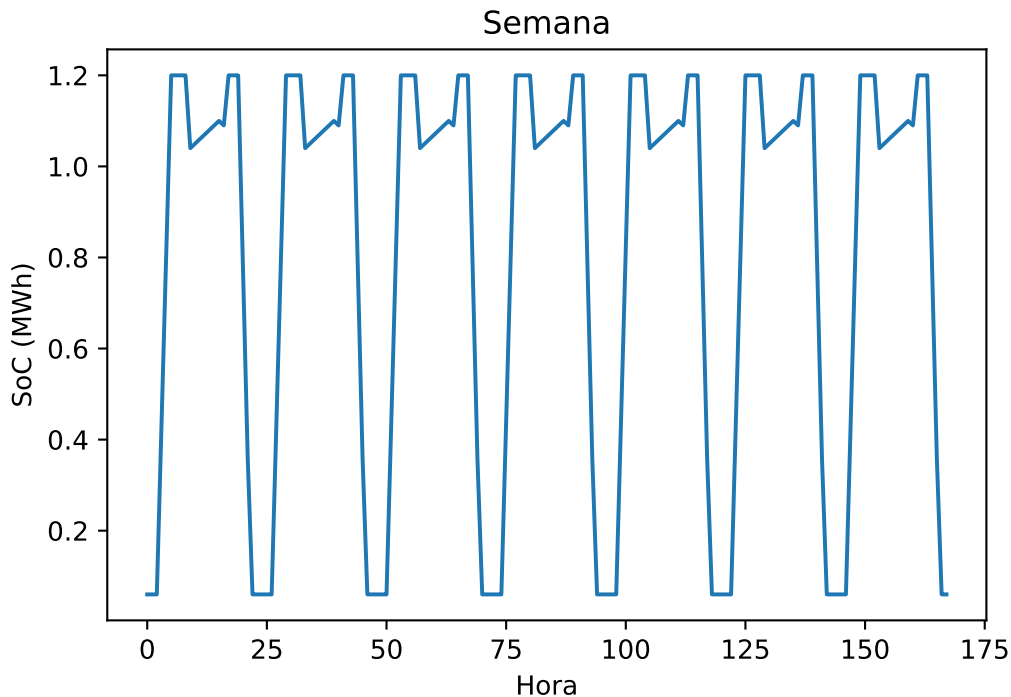


Figura 5.19 Simulación 11.

Como se puede observar en la gráfica 5.19, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,06 MWh y 1,2 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total del sistema.

Aplicando el algoritmo detallado en el capítulo 6, sobre cálculo de la vida útil de la batería de litio utilizada, a lo largo de un año se habrá producido 1094 ciclos, diariamente se producen 3 ciclos de carga/descarga, y la vida restante de la batería será **91.99%**.

Si la comparamos con el caso análogo (apartado 5.2.1.1) podemos ver como esto ha aumentado severamente el número de ciclos que experimenta la batería, pero esto no es concluyente, ya que su vida dependerá de la profundidad de los mismos que varía exponencialmente. Esto puede ser posiblemente porque los nuevos valores de costes hacen que se accione el generador 5. Como se puede ver en la figura 5.31, en los momentos en el que el coste generación del generador 5, supere a los del generador 1, este dejará de generar, pero cuando ocurra lo contrario arrancará.

En cuanto a la profundidad de los ciclos, un tercio de estos, superan el 90%, mientras que el resto no superan el 20% de profundidad. Al producirse más ciclos que en los casos anteriores la vida útil de la batería se verá reducida en comparación con los otros casos.

Pues bien, según el algoritmo, la vida estimada para la batería en este caso es de **13 años y 6 meses** que, teniendo en cuenta el caso análogo, supone un aumento en la vida de la batería.

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) corresponderían los estudiados en los apartados 5.2.1.2, 5.2.1.3 y 5.2.1.4 respectivamente.

5.2.2 Capacidad de la batería 1,2 MWh / Potencia 2,5 MW

Se va a simular el sistema con una batería de la marca Saft [22], concretamente el modelo Intensium ®Max+ 20E

5.2.2.1 Simulación 12. PS1.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la de la figura 5.3.

En la tabla 5.17 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.17 Características de la batería de la simulación 12.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	1,2 MWh	0,05 pu	96 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.20).

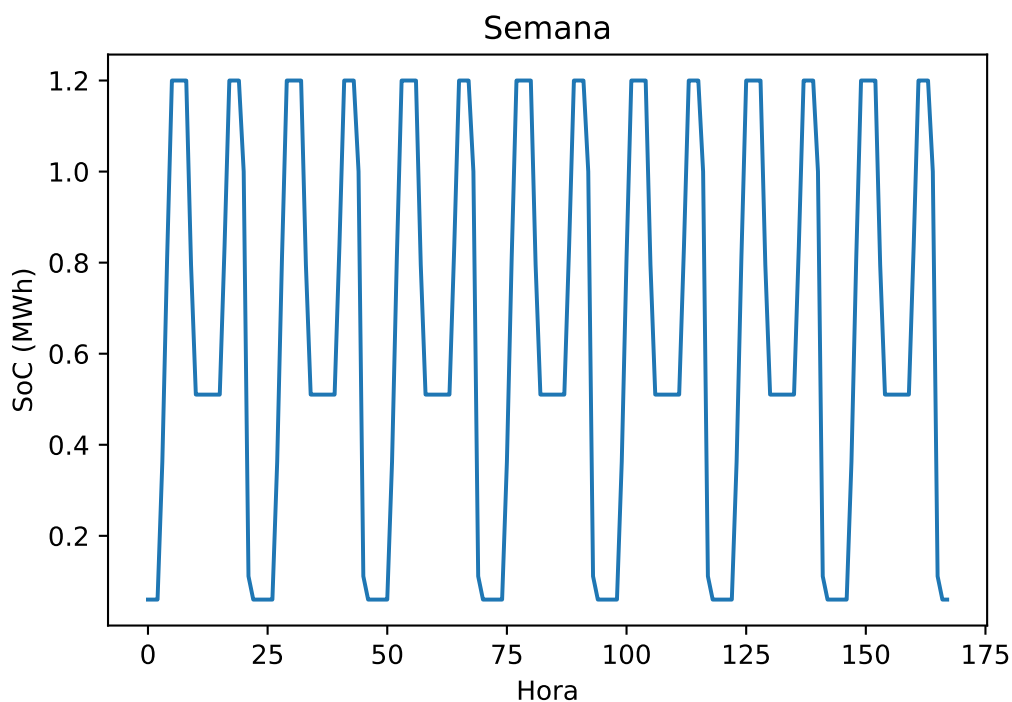


Figura 5.20 Simulación 12.

Como se puede observar en la gráfica 5.20, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,06 MWh y 1,2 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total.

Aplicando el algoritmo detallado en el capítulo 6, sobre cálculo de la vida útil de la batería de litio utilizada, a lo largo de un año se habrá producido 730 ciclos, con lo cual, la vida restante de la batería será **90.63 %**.

Si lo comparamos con el caso del apartado 5.2.1.1, en el que se utilizan exactamente los mismos costes, con la nueva potencia de la batería de 2,5 MW la vida de la misma se ha visto reducida. En la curva del SoC podemos ver como ha aumentado la profundidad de los ciclos de descarga, lo cual es lógico ya que en este caso al existir un sistema de almacenamiento con más potencia, será capaz de responder de manera más efectiva.

Los periodos de carga y descarga que tenían una profundidad del 30% en el caso del apartado 5.2.1.1, ahora tendrán una profundidad del 60%, que en el periodo de un año ha supuesto algo más de un 2% de degradación de la batería con respecto al caso análogo estudiado.

A la larga esto va a producir una disminución de la vida de la batería, que en la otra situación hemos visto que era de 12 años mientras que en esta, será de **11 años**.

Esto nos indica que una mayor potencia en un sistema de almacenamiento no conlleva un incremento en la calidad de vida de la batería que lo conforma, sino al contrario.

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) son muy similares a este, con lo cual se omitirá su estudio.

5.2.2.2 Simulación 13. PS2.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.8.

En la tabla 5.18 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.18 Características de la batería de la simulación 13.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	1,2 MWh	0,05 pu	96 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.21).

En este caso, se ha simulado el modelo con los mismos costes que los de la simulación del apartado 5.2.1.5. La vida restante que tendrá nuestro ESS cuando ha pasado un año será del **91.36%**, como podemos ver, muy inferior a la del anterior caso, que era de en torno al 98%.

Hablando de un día concreto, la profundidad de los ciclos será de 30% los centrales, mientras que los extremos serán de un 90%. El número total de ciclos que se han producido a lo largo de un año serán 730.

Con lo cual se confirma el caso anterior: Para el sistema estudiado, una mayor potencia del sistema de almacenamiento será perjudicial.

La vida estimada en este caso será de **12 años y 6 meses** mientras que en el otro caso (apartado 5.2.1.5) podría alcanzar el doble.

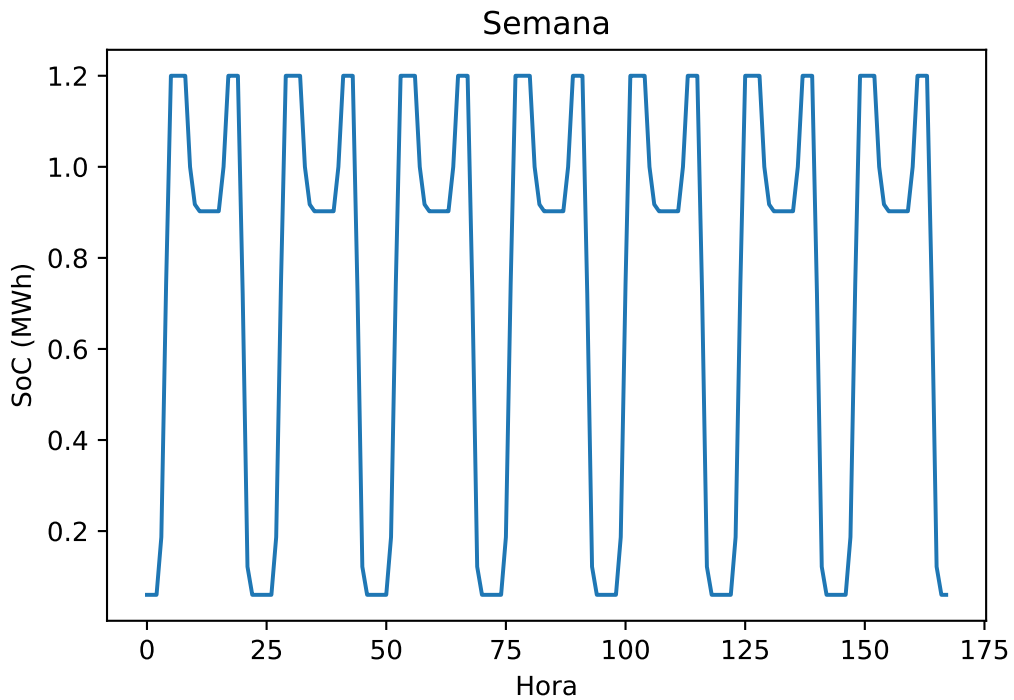


Figura 5.21 Simulación 13.

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) son muy similares a este, con lo cual se omitirá su estudio.

5.2.2.3 Simulación 14. PS3.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.11.

En la tabla 5.19 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.19 Características de la batería de la simulación 14.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	1,2 MWh	0,05 pu	96 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.22).

En este caso, se ha simulado el modelo con los mismos costes que los de la simulación del apartado 5.2.1.7. La vida restante que tendrá nuestro ESS cuando ha pasado un año será del **84.37 %**, como podemos ver, muy inferior a la del anterior caso, que era de en torno al 91 %.

En función de los resultados que se están obteniendo, la vida de la batería en este caso se ha visto anormalmente reducida al cabo de un año.

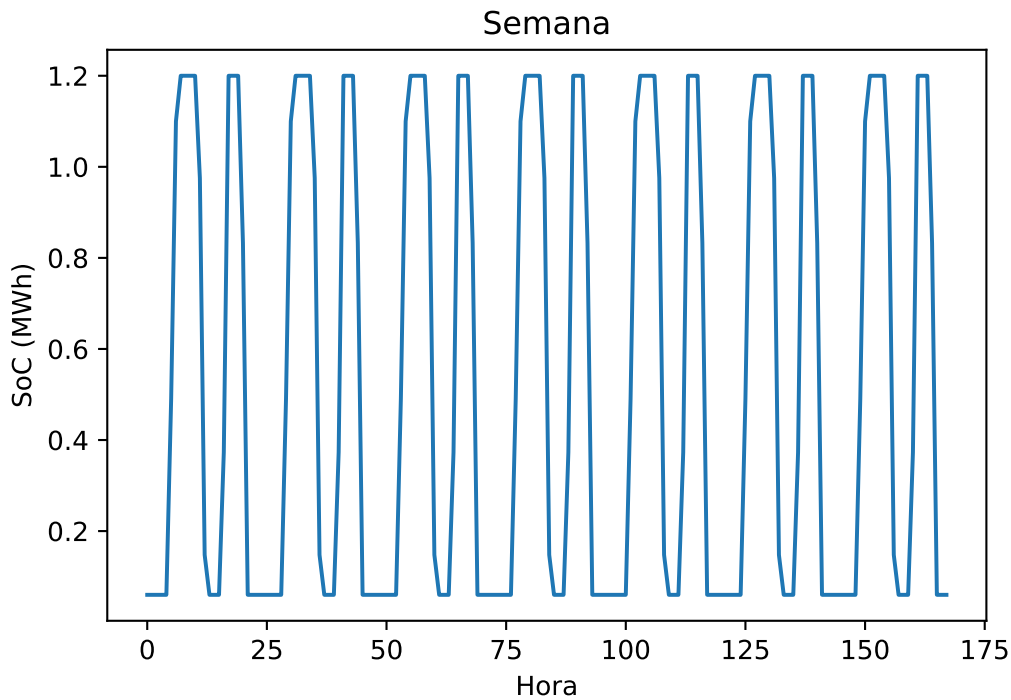


Figura 5.22 Simulación 14.

En la curva del SoC (figura 5.22), se puede ver como todos los ciclos de carga y descarga son casi del 100% de profundidad (nunca podrán llegar a este valor ya que la capacidad de mínima de la batería es un 5% de la total), produciéndose además dos ciclos por día.

La vida estimada en este caso será solamente de **6 años y 11 meses** mientras que en el otro era mucho superior, con lo cual, esta batería no es apropiada para este régimen de funcionamiento.

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) son muy similares a este, con lo cual se omitirá su estudio.

5.2.2.4 Simulación 15. PS4.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.14.

En la tabla 5.20 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.20 Características de la batería de la simulación 15.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	1,2 MWh	0,05 pu	96%

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.23).

En este caso, se ha simulado el modelo con los mismos costes que los de la simulación del apartado 5.2.1.9. La vida restante que tendrá nuestro ESS cuando ha pasado un año será del **91%**,

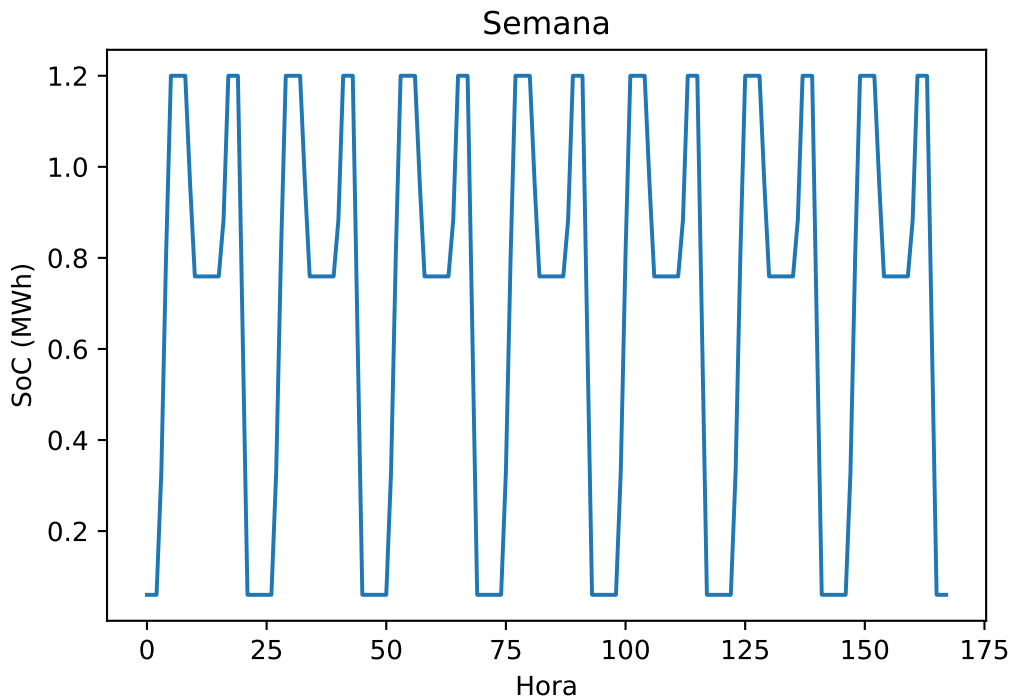


Figura 5.23 Simulación 15.

que continuando con la tendencia anterior, es un 5% inferior a la del caso análogo.

Aun así, no es tan poco factible como la del caso anterior, ya que esta vez la vida estimada de la batería será de **12 años**.

Los ciclos que se producen en las horas centrales del día son del 40% mientras que de un día a otro se producen ciclos del 90% de profundidad. Una vez más se distribuyen en dos ciclos diarios (uno de 40 y otro de 90).

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) son muy similares a este, con lo cual se omitirá su estudio.

5.2.2.5 Simulación 16. 1,30 PS1.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh. Se va a aumentar en un 30% el coste de generación del nudo 1.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la siguiente.

Para ver el objeto de esta simulación vamos a compararla con la simulación del apartado 5.2.2.1 en la gráfica 5.18.

Con el aumento de los precios de la generación del nudo 1, concretamente en un 30%, la curva del SoC en un sólo día sufre una leve atenuación en un ciclo de carga y descarga que a la larga, estudiemos este nuevo caso para ver como influye en la vida de la batería.

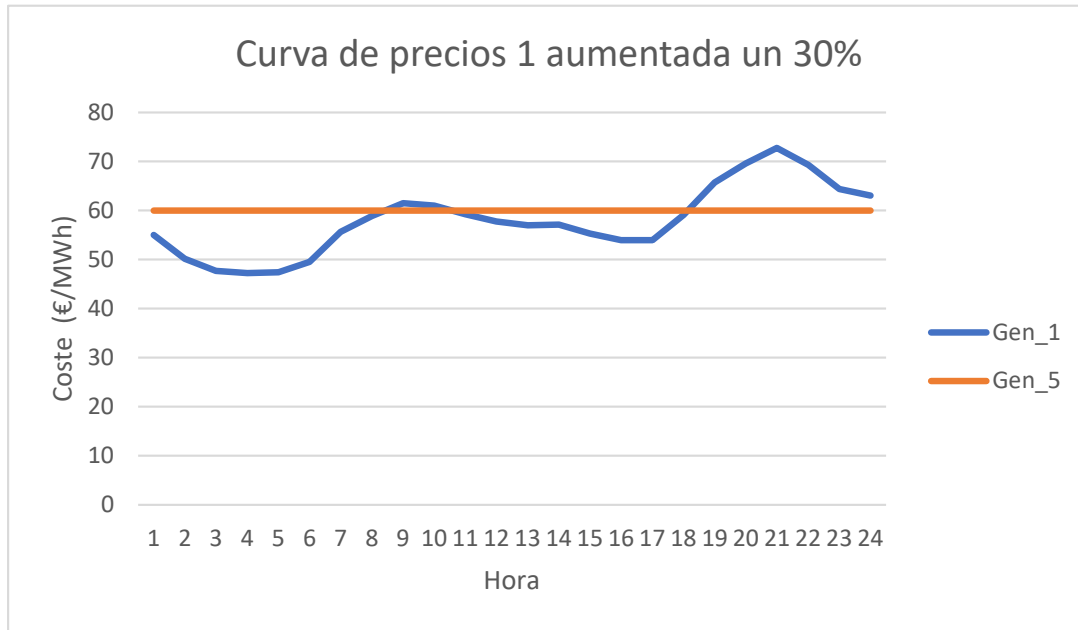


Figura 5.24 Precios Generador 1. 1,30 PS1.

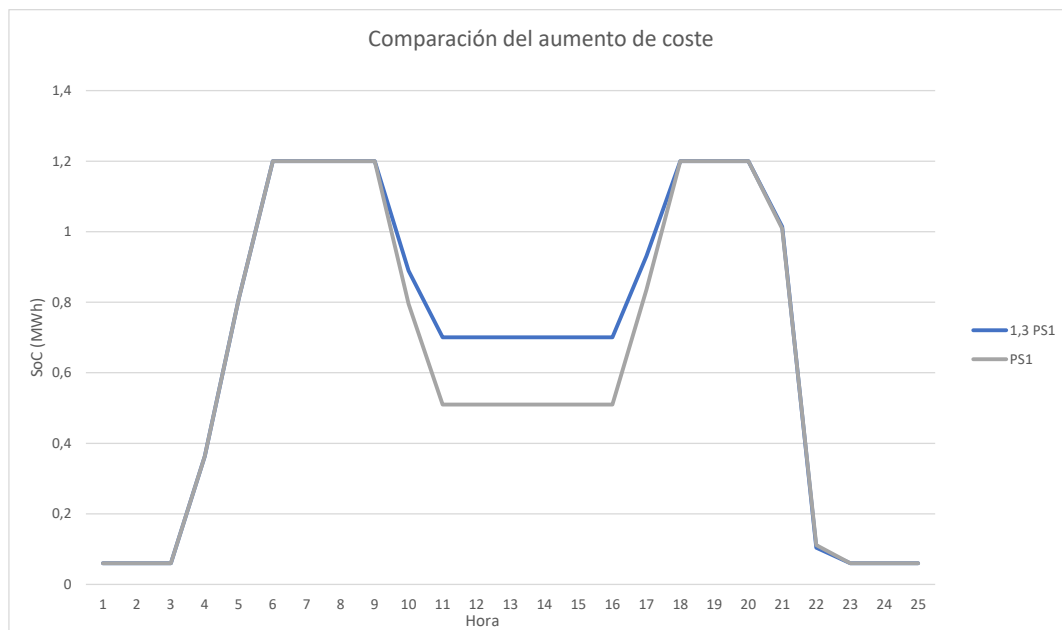


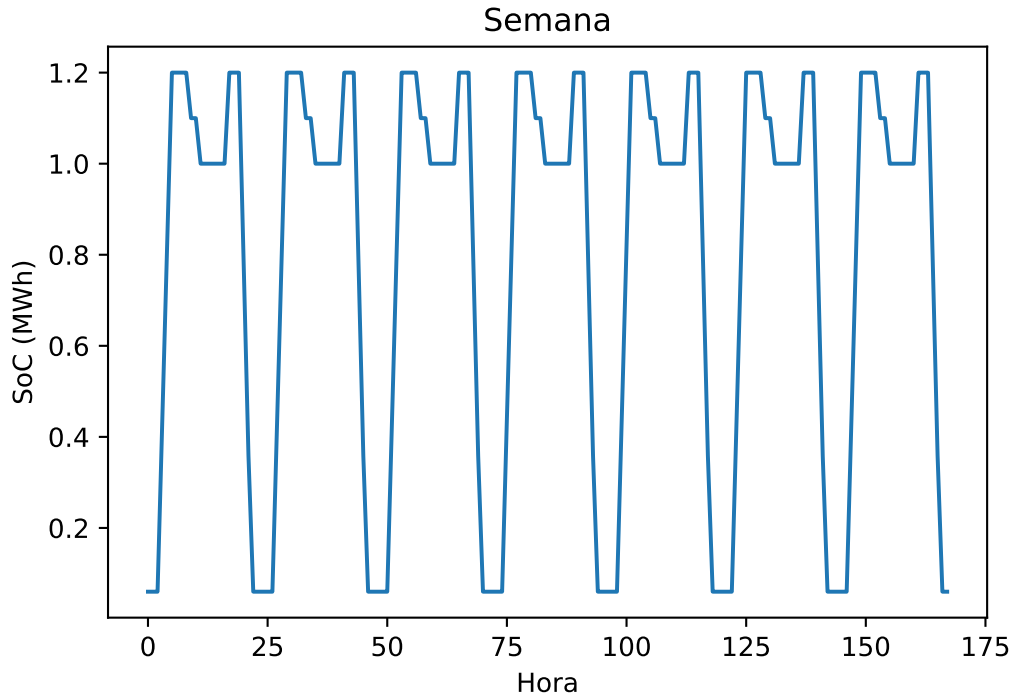
Figura 5.25 Comparación de precios de compra-venta al por mayor. Aumento del 30% en el perfil PS1.

En la tabla 5.21 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.26).

Tabla 5.21 Características de la batería de la simulación 16.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	1,2 MWh	0,05 pu	96%

**Figura 5.26** Simulación 16.

Como se puede observar en la gráfica 5.26, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,06 MWh y 1,2 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total del sistema.

Aplicando el algoritmo detallado en el capítulo 6, sobre cálculo de la vida útil de la batería de litio utilizada, a lo largo de un año se habrá producido 730 ciclos, diariamente se producen 2 ciclos de carga/descarga, y la vida restante de la batería será **92.05 %**.

Si la comparamos con el caso análogo (apartado 5.2.1.11) podemos ver como en este caso, la nueva potencia de la batería resulta menos perjudicial curiosamente que en los casos anteriormente estudiados. Como se puede ver en la figura 5.31, en los momentos en el que el coste generación del generador 5, supere a los del generador 1, este dejará de generar, pero cuando ocurra lo contrario arrancará. Una mayor potencia conllevará enfrentarse mejor a este tipo de situaciones.

En cuanto a la profundidad de los ciclos, un tercio de estos, superan el 90%, mientras que el resto no superan el 20% de profundidad.

Pues bien, según el algoritmo, la vida estimada para la batería en este caso es de **13 años y 7 meses**, muy similar a la del caso análogo (apartado 5.2.1.11).

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) corresponderían los estudiados en los apartados 5.2.2.1, 5.2.2.2 y 5.2.2.3 respectivamente.

5.2.3 Capacidad de la batería 2,4 MWh / Potencia 2,5 MW

Se va a simular el sistema con dos baterías de la marca Saft [22], concretamente el modelo Intensium®Max+ 20E

5.2.3.1 Simulación 17. PS1.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la de la figura 5.3.

En la tabla 5.22 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.22 Características de la batería de la simulación 17.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	2,4 MWh	0,05 pu	96 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.27).

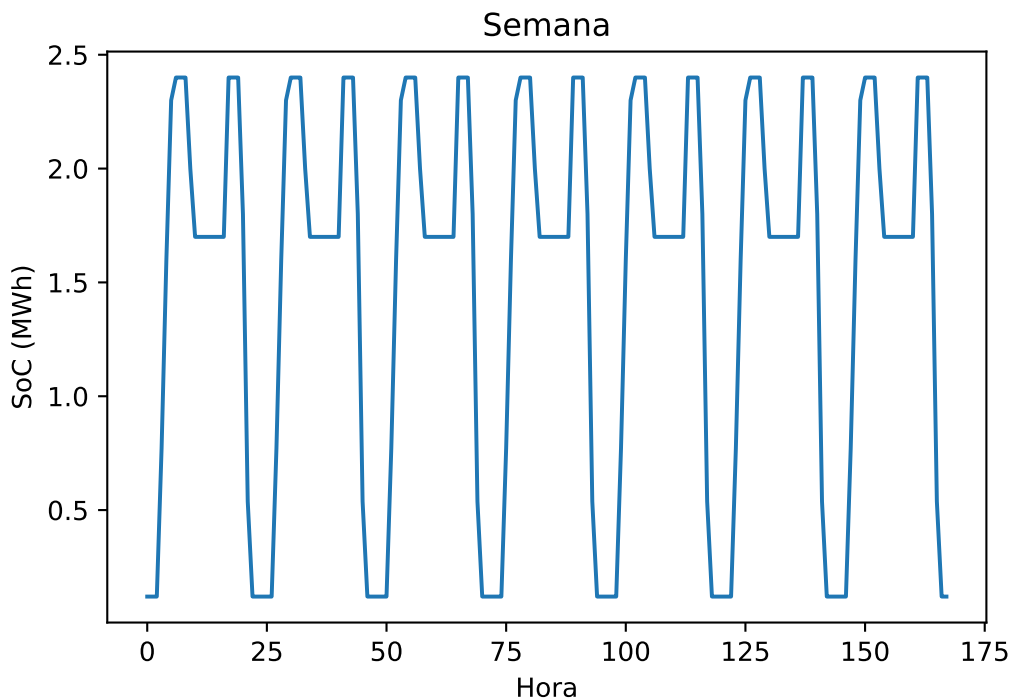


Figura 5.27 Simulación 17.

Como se puede observar en la gráfica 5.27, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,12 MWh y 2,4 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total.

Aplicando el algoritmo detallado en el capítulo 6, sobre cálculo de la vida útil de la batería de litio utilizada, a lo largo de un año se habrá producido 730 ciclos, con lo cual, la vida restante de la batería será **91.37 %**.

Si lo comparamos con el caso del apartado 5.2.2.1, en el que se utilizan exactamente los mismos costes y la potencia de la batería se conserva pero se aumenta al doble su capacidad, observamos que no se ha visto comprometida la vida útil que tendrá la batería por haber aumentado su capacidad el doble, al contrario de lo que se había visto al aumentar su potencia.

La vida útil estimada para esta batería es de **12 años y 6 meses**, pero habrá que tener en cuenta el coste de adquisición de la batería que será mucho mayor al del apartado anterior.

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) son muy similares a este, con lo cual se omitirá su estudio.

5.2.3.2 Simulación 18. PS2.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.8.

En la tabla 6.3 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.23 Características de la batería de la simulación 18.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	2,4 MWh	0,05 pu	96 %

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.21).

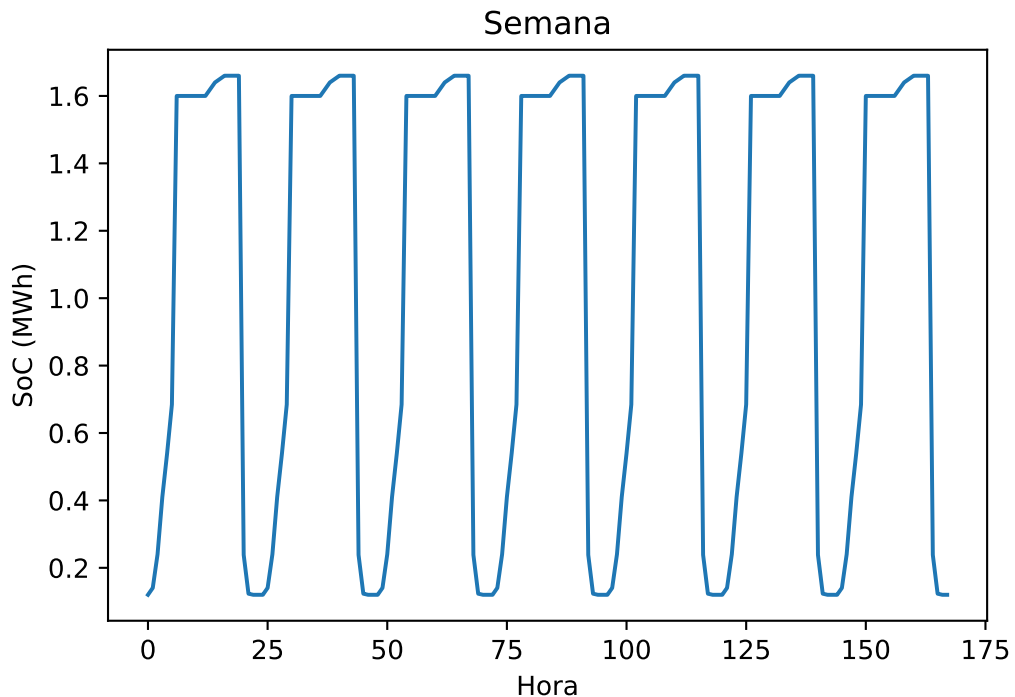


Figura 5.28 Simulación 18.

Si observamos el SoC en la figura 5.28 podemos ver que sólo se produce un ciclo diariamente, con lo cual se producirán 365 al año. Esto afectará positivamente a la vida de la batería, que verá alargada su vida útil.

En este caso la batería tendrá una vida útil aún del **98.18%** del total que tenía, lo cual se traducirá en que acabará perdiendo vida por el paso del tiempo y no por la profundidad de ciclos de carga y descarga a la que ha sido sometida.

Además, la batería no se somete a ciclos de profundidad alta, sino de profundidad media (60%) no alcanzando nunca su capacidad máxima de carga, lo cual sería otro síntoma de que la batería está sobredimensionada para este caso.

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) son muy similares a este, con lo cual se omitirá su estudio.

5.2.3.3 Simulación 19. PS3.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.11.

En la tabla 5.24 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tabla 5.24 Características de la batería de la simulación 19.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	2,4 MWh	0,05 pu	96%

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.29).

Análogamente al caso del apartado 5.2.2.3, tenemos un debilitamiento anormal de la batería que provocará que la vida restante de la misma sea del **84.67%**.

En la curva del SoC (figura 5.29), se observa que la batería sufre dos ciclos de carga y descarga completa durante el día con esta curva de costes, lo cual resulta muy perjudicial para su vida.

La vida útil estimada en este caso será sólo de **7 años**.

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) son muy similares a este, con lo cual se omitirá su estudio.

5.2.3.4 Simulación 20. PS4.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1 está representada en la figura 5.14.

En la tabla 5.25 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.30).

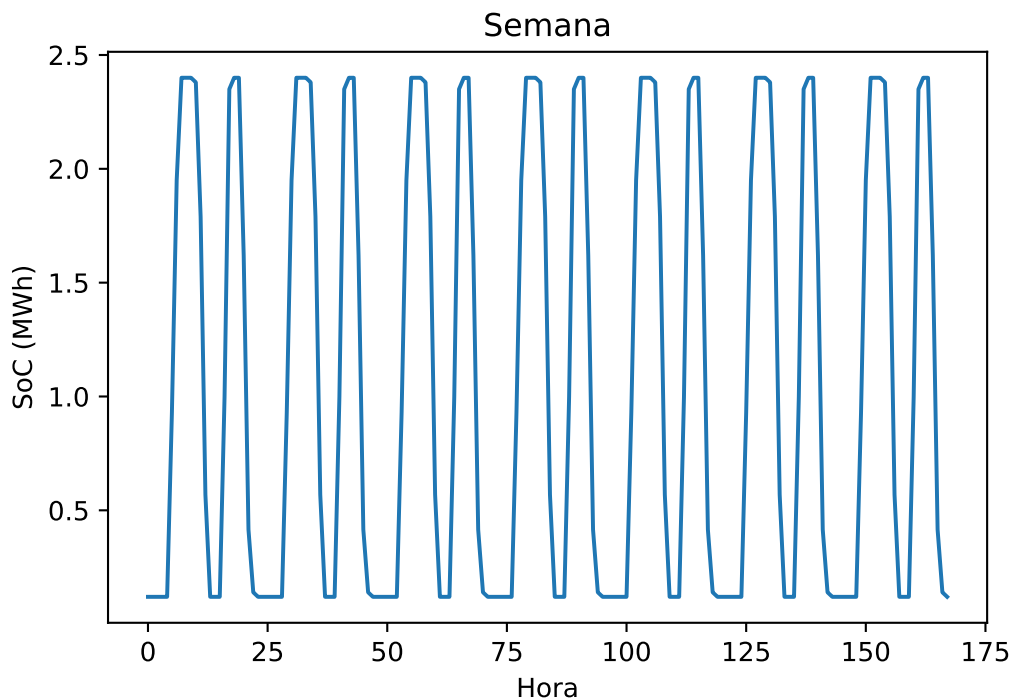


Figura 5.29 Simulación 19.

Tabla 5.25 Características de la batería de la simulación 20.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	1,2 MWh	0,05 pu	96 %

En este caso, se ha simulado el modelo con los mismos costes que los de la simulación del apartado 5.2.2.4. El resultado es muy parecido al citado apartado, con una pequeña variación, aquí se ha obtenido algo menos de degradación de la batería, restándole una vida útil del **91.36 %**.

La profundidad de los ciclos de este SoC se encuentra entre el 30 % los menores ciclos y 90 % los cuales se consideran ciclos de gran profundidad.

Esta batería tendrá una vida útil de 12 años y 10 meses con esta perfil de costes.

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) son muy similares a este, con lo cual se omitirá su estudio.

5.2.3.5 Simulación 21. 1,30 PS1.

En esta simulación se ha supuesto un coste lineal de energía generada de 60 € el MWh. Se va aumentar en un 30 % el coste de generación del nudo 1.

La curva de costes que representa la compra y venta al por mayor de energía a través del nudo 1, es la siguiente.

En la tabla 5.26 se muestran las características de la batería utilizada en la presente simulación.

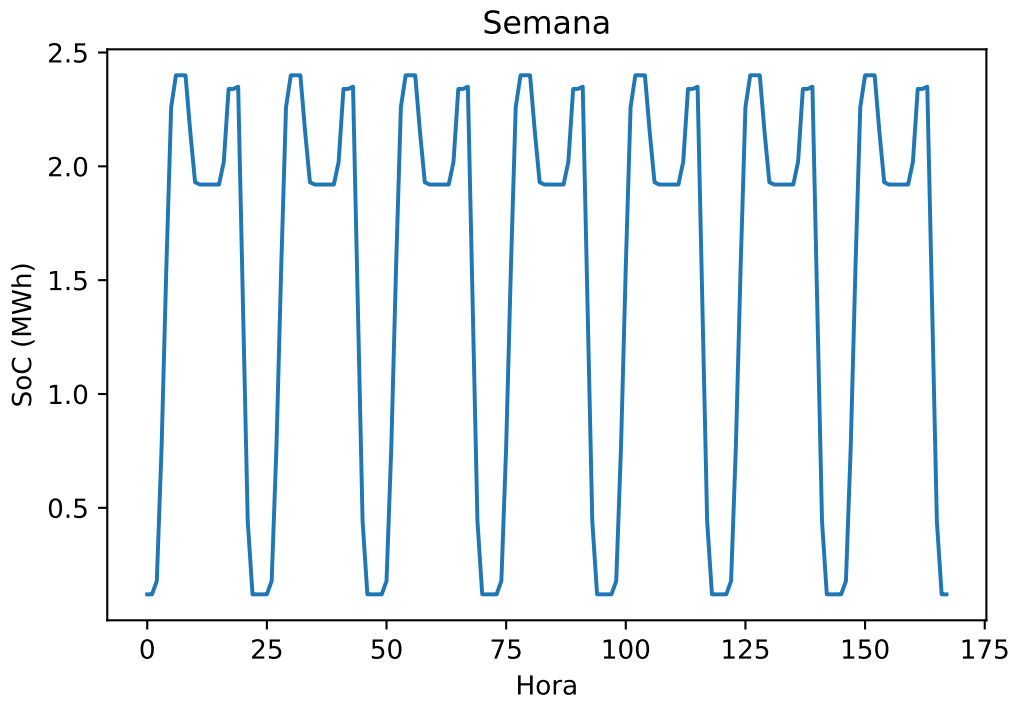


Figura 5.30 Simulación 20.

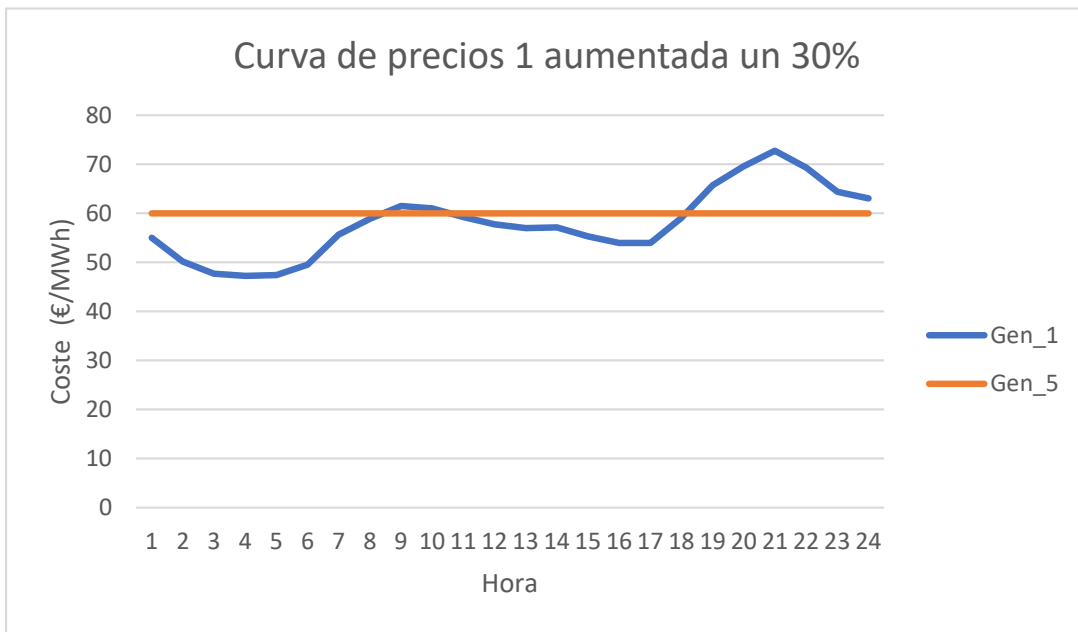


Figura 5.31 Precios Generador 1. 1,30 PS1.

Tabla 5.26 Características de la batería de la simulación 21.

Potencia	Capacidad	Capacidad Mínima	Eficiencia
2,5 MW	2,4 MWh	0,05 pu	96%

Tras simular el sistema con estos datos de costes, se ha obtenido la siguiente gráfica del SoC (figura 5.32).

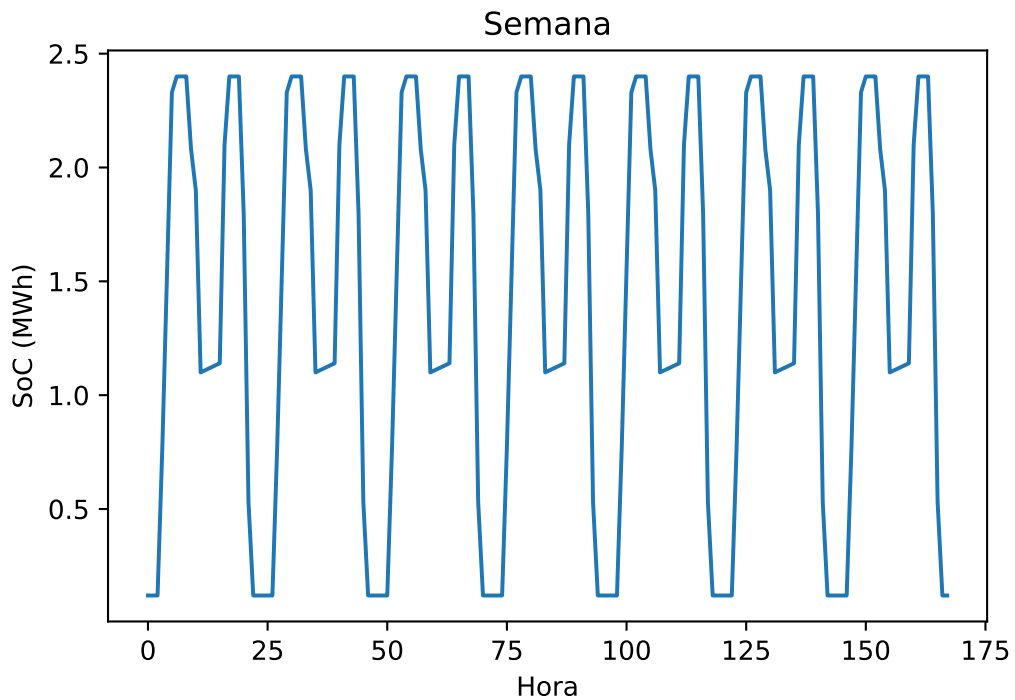


Figura 5.32 Simulación 21.

Como se puede observar en la gráfica 5.32, el SoC de la batería para este régimen de funcionamiento del sistema oscilaría entre 0,12 MWh y 2,4 MWh, su capacidad mínima y su capacidad total del sistema.

Aumentar la capacidad en este caso, también resulta perjudicial. La batería se habrá debilitado en mayor medida que en el caso anteriormente estudiado, en el que la capacidad de la batería era de la mitad. La vida restante de la misma en este caso será del **90.64 %**.

En cuanto a la profundidad de los ciclos, la mitad de estos, superan el 90%, mientras que el resto no superan el 60% de profundidad.

Pues bien, según el algoritmo, la vida estimada para la batería en este caso es de **11 años y 6 meses**, muy similar a la del caso análogo (apartado 5.2.2.5).

Los posteriores costes de generación del generador 5 (100 €, 200 € y 300 € el MWh) corresponderían los estudiados en los apartados 5.2.3.2, 5.2.3.3 y 5.2.3.4 respectivamente.

6 Conclusiones

En el presente proyecto, se ha estudiado la vida útil de las baterías de litio como sistema de almacenamiento en sistemas eléctricos con el fin de minimizar los costes de generación en los mismos. Para ello se han simulado distintas situaciones en una microrred que conforma un campus universitario, cuyas características se pueden ver en el apartado 4.2.2 obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 6.1 Relación de resultados obtenidos.

Sim	Cap. (MWh)	Pot. (MW)	G_1 (€/MWh)	G_5 (€/MWh)	Vida (%)	Vida (años/mes)
1	1,2	0,4	PS1	60	92.12	12
2	1,2	0,4	PS1	100	92.12	12
3	1,2	0,4	PS1	200	99	25
4	1,2	0,4	PS1	300	92.12	12
5	1,2	0,4	PS2	60	98.75	25
6	1,2	0,4	PS2	100	98.75	25
7	1,2	0,4	PS3	60	90.79	11 / 9
8	1,2	0,4	PS3	100	90.79	11 / 9
9	1,2	0,4	PS4	60	95.17	22 / 5
10	1,2	0,4	PS4	100	95.17	22 / 5
11	1,2	0,4	1,3 · PS1	60	91.99	13 / 6
12	1,2	2,5	PS1	60	90.63	11
13	1,2	2,5	PS2	60	91.36	12 / 6
14	1,2	2,5	PS3	60	84.37	6 / 11
15	1,2	2,5	PS4	60	91	12
16	1,2	2,5	1,3 · PS1	60	92.05	13 / 7
17	2,4	2,5	PS1	60	91.37	12 / 6
18	2,4	2,5	PS2	60	98.18	25
19	2,4	2,5	PS3	60	84.67	7
20	2,4	2,5	PS4	60	91.36	12 / 10
21	2,4	2,5	1,3 · PS1	60	90.64	11 / 6

Comparando las curvas de precios citadas PS1, PS2, PS3 y PS4 obtenemos las siguientes diferencias entre las mismas:

Como se puede observar, para la curva de menores costes (PS3), es para la que se ha obtenido una menor vida útil para todas las baterías estudiadas. Como se ha detallado en el apartado 2.2.3, la técnica de arbitraje consiste en la compra de energía eléctrica cuando el mercado eléctrico ofrezca

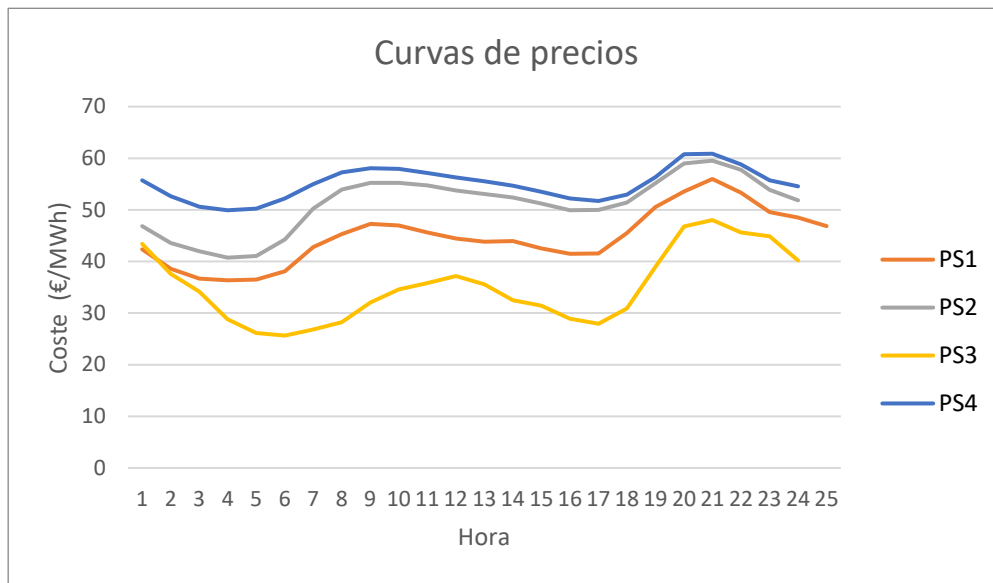


Figura 6.1 Comparación de las distintas curvas de precios.

un precio bajo. Se realizará continuamente compra al mercado eléctrico debido a que la generación en el interior del sistema estudiado tendrá un coste superior a éste.

Pues bien, al ofrecerse menores precios desde el exterior que en los otros casos estudiados, el sistema tenderá a comprar una mayor cantidad de energía que se almacenará en el ESS existente, es decir, en las baterías de litio que existan en nuestro sistema eléctrico aislado.

Esto provocará que la energía sea cedida a lo largo del día tantas veces como se requiera con el fin de minimizar el coste en la operación de generación. Por lo tanto, la energía eléctrica almacenada será cedida en las horas del día en las que se produzcan altas demandas (picos) provocando que el sistema de almacenamiento vuelva a realizar de nuevo una carga, lo que se traducirá en un ciclo de carga/descarga.

Estas continuas cargas/descargas en el sistema de almacenamiento, provocadas por el bajo coste de la energía en el mercado eléctrico harán que se acelere el envejecimiento de la batería, con lo cual, al cabo de un año, su vida útil será inferior a la de los otros casos estudiados.

Otro factor a tener en cuenta es el dimensionamiento de la capacidad del sistema de almacenamiento de energía (ESS) ya que un subdimensionamiento del mismo podría provocar un envejecimiento anormal en las baterías que lo conforman como se puede observar en los resultados obtenidos. Veamos por ejemplo el caso de la simulación 13 y 18, en el que la curva de coste del mercado eléctrico es la misma pero la capacidad del sistema de almacenamiento es el doble, a pesar de que se conserva su potencia. En el primer caso (apartado 5.2.2.2) la vida restante de la batería es de 12 años y 6 meses, mientras que en el segundo caso (apartado 5.2.3.2), la vida útil del sistema podría alcanzar 25 años. Esta diferencia es debida a que los ciclos de carga y descarga que se producen en

el segundo caso son de muy poca profundidad en las horas centrales del día, con lo cual el ESS se verá mucho menos debilitado en este caso por el factor DoD.

Habría que tener en cuenta tanto los distintos parámetros de la red como el coste de la energía en el mercado eléctrico para el dimensionamiento del ESS. Los costes de energía al mercado eléctrico se tendrán en cuenta siempre que se ofrezca la posibilidad de acceder a este y sea más rentable la compra de energía que la propia generación en el sistema eléctrico aislado.

Con respecto al dimensionamiento de la capacidad y la potencia del ESS, también habría que realizar un estudio económico a cerca de la amortización del mismo. A medida que aumenten las prestaciones de nuestro sistema de almacenamiento, también aumentará su coste, pudiendo no ser rentable y provocar pérdidas económicas el sobredimensionamiento de éste. En la tabla 6.2 se muestra un resumen del coste de los tres ESS estudiados en este proyecto y el ahorro económico que producen en su ciclo de vida.

Tabla 6.2 Ahorro anual en función del dimensionamiento.

Potencia	Capacidad	E. Generada/Año	Coste Gen./Año	Ahorro/Año
-	-	1.776,29 MWh	79.915,31 €	0 €
0,4 MW	1,2 MWh	337,75 MWh	9.480,28 €	70.435,03 €
2,5 MW	1,2 MWh	2465,26 MWh	60.045,93 €	19.869,38 €

Como podemos ver, la utilización de un ESS en el sistema eléctrico puede producir un ahorro considerable en el coste de la generación.

Teniendo en cuenta el ciclo de vida de ambas baterías y el coste de las mismas, el ahorro que tendríamos en el sistema sería:

Tabla 6.3 Beneficio obtenido.

Potencia	Capacidad	Duración	Ahorro CV	Coste ESS	Beneficio
-	-	-	79.915,31 €	0 €	0 €
0,4 MW	1,2 MWh	12 años	845.220,36 €	100.000 €	745.220,36 €
2,5 MW	1,2 MWh	11 años	238.432,59 €	220.000 €	18.432,59 €

Sin sistema de almacenamiento de energía obtendríamos un 0% de beneficio, mientras que con un ESS sobredimensionado (2,5 MW de potencia) tendríamos simplemente un 2,4% del beneficio que podríamos obtener si nuestro ESS estuviera correctamente dimensionado (400 kW de potencia).

Por lo tanto, se puede ver como un correcto dimensionamiento del sistema producirá un beneficio mucho mayor respecto a otros sistemas.

Apéndice A

Algoritmo de contaje de Ciclos

Código del algoritmo de contaje de ciclos utilizado en el estudio del SoC de la batería para determinar su vida útil a partir de la profundidad de los ciclos de carga/descarga que experimenta la misma.

Código A.1 Algoritmo de contaje de Ciclos.

```
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Fri May 11 22:46:07 2018

@author: Manuel Jiménez Cañizares
"""

import gdxpds
import pandas as pd
import numpy as np
import xlswriter
import matplotlib.pyplot as plt

#----- Parámetros batería -----
#----- Modificar estos datos en función de la batería -----

CapacidadTotal=max(soc.Level) #MWh
Potencia=0.4                 #MVA

CiclosMax=200000

#-----

#----- Curva de desgaste -----
Curvadod90=CiclosMax/250     #Ciclos duración con una profundidad del
90%
```

```
Curvadod80=CiclosMax/100
Curvadod70=CiclosMax/58
Curvadod60=CiclosMax/40
Curvadod50=CiclosMax/34
Curvadod40=CiclosMax/27
Curvadod30=CiclosMax/23
Curvadod20=CiclosMax/16
Curvadod10=CiclosMax/2.86
Curvadod0=CiclosMax

#-----

#----- Inicialización de variables -----
x=0
ciclos=0
bandera=0
a=0
bucdif=0

aux=0
aux1=0
aux2=0

VidaTotal=100
VidaActual=100
tiempovida=0
banderavida=0

cargas=[]
descargas=[]
valorcar=[]
valordes=[]
dif=[]

dod90=0
dod80=0
dod70=0
dod60=0
dod50=0
dod40=0
dod30=0
dod20=0
dod10=0
dod0=0

EVHora=0
EVDia=0
EVSemana=0
EVMes=0
```



```
EVAno=0

#-----

#----- Importamos datos a estudiar SoC -----
soc=pd.read_csv('gen60.csv')

#----- Recorremos valores de SoC -----

numerodatos=len(soc)

while x < numerodatos:

    if VidaActual < 0 and banderavida == 0:
        banderavida = 1
        tiempovida = x

    if x > 1 and aux!=aux1:
        aux2 = soc.Level[x-2]

    aux = soc.Level[x]

    if x > 0 :
        aux1 = soc.Level[x-1]

    x = x + 1

#Contamos ciclos y almacenamos valores de pico
#Fin descarga -- Comienzo carga (minimo)
    if aux1 < aux and aux1 < aux2 and x > 1:
        ciclos=ciclos+1
        descargas.append(x)
        valordes.append(aux1)
        bandera=1

#Fin carga -- Comienzo Descarga (maximo)
    if aux1 > aux and aux1 > aux2 and x > 1:
        ciclos=ciclos+1
        cargas.append(x)
        valorcar.append(aux1)
```

```

if bandera == 1:
    #Si se ha producido un ciclo, restar vida

    b=len(valordes)

    while a < b:
        #Anoto el DoD en la tabla dif
        diferencia=valorcar[a]-valordes[a]
        dif.append(diferencia)
        a=a+1

    numerodif=len(dif)

    difOrdenada=sorted(dif)

    while bucdif < numerodif and banderavida == 0:
        #Calculamos cuanto ha sido la descarga para cada ciclo (dod)

        if dif[bucdif]<=CapacidadTotal and dif[bucdif]>=
            CapacidadTotal*0.9:
            dod90=dod90+1
            #Clasificación de los ciclos
            vidaaux=VidaTotal/Curvadod90
            #La batería agotará
            su vida útil a los 150 ciclos si el DoD es 90-
            VidaTotal%
            VidaActual=VidaActual-vidaaux
            #Curva de
            desgaste

        elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.9 and dif[bucdif]>=
            CapacidadTotal*0.8:
            dod80=dod80+1
            vidaaux=VidaTotal/Curvadod80
            VidaActual=VidaActual-vidaaux

        elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.8 and dif[bucdif]>=
            CapacidadTotal*0.7:
            dod70=dod70+1
            vidaaux=VidaTotal/Curvadod70
            VidaActual=VidaActual-vidaaux

        elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.7 and dif[bucdif]>=
            CapacidadTotal*0.6:
            dod60=dod60+1
            vidaaux=VidaTotal/Curvadod60
            VidaActual=VidaActual-vidaaux

```

```

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.6 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.5:
    dod50=dod50+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod50
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.5 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.4:
    dod40=dod40+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod40
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.4 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.3:
    dod30=dod30+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod30
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.3 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.2:
    dod20=dod20+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod20
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.2 and dif[bucdif]>=
    CapacidadTotal*0.1:
    dod10=dod10+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod10
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

elif dif[bucdif]<CapacidadTotal*0.1 and dif[bucdif]>=0:
    dod0=dod0+1
    vidaaux=VidaTotal/Curvedod0
    VidaActual=VidaActual-vidaaux

bucdif=bucdif+1

```

```
bandera=0
```

```

dod={'dod': [90,80,70,60,50,40,30,20,10,0],
     'Ciclos': [dod90,dod80,dod70,dod60,dod50,dod40,dod30,dod20,
                dod10,dod0]}

```

```

#dodf es el DataFrame con la información del numero de ciclos para
    cada una de las profundidades
dodf=pd.DataFrame(data=dod)

ciclos=ciclos/2 #Ciclo completo de carga y descarga

if banderavida == 0:
    print ("La batería no se ha agotado en el periodo de tiempo
        estudiado")
    print ("Vida restante:",VidaActual, "%")

#----- SoC Semanal -----

bucSem=0
SocSem1=soc.Level[bucSem:bucSem+24*7]
bucSem = bucSem+24*7
SocSem2=soc.Level[bucSem:bucSem+24*7]
bucSem = bucSem+24*7
SocSem3=soc.Level[bucSem:bucSem+24*7]
bucSem = bucSem+24*7
SocSem4=soc.Level[bucSem:bucSem+24*7]
bucSem = bucSem+24*7
SocSem5=soc.Level[bucSem:bucSem+24*7]
bucSem = bucSem+24*7
SocSem6=soc.Level[bucSem:bucSem+24*7]
bucSem = bucSem+24*7
SocSem7=soc.Level[bucSem:bucSem+24*7]
bucSem = bucSem+24*7
SocSem8=soc.Level[bucSem:bucSem+24*7]

#----- Resultados finales -----

DesgasteAnual=VidaTotal-VidaActual
DesgasteMes=DesgasteAnual/12
DesgasteSemanal=DesgasteAnual/52
DesgasteDiario=DesgasteSemanal/7
DesgasteHora=DesgasteDiario/24

EstimacionVidaAnual=VidaTotal/DesgasteAnual #Años
EstimacionVidaMes=VidaTotal/DesgasteMes

```

```

EstimacionVidaDia=VidaTotal/DesgasteDiario
EstimacionVidaHora=VidaTotal/DesgasteHora

EVHora=EstimacionVidaHora

if EVHora > 24:
    EVDia = EVHora/24
    EVHora = EVHora % 24

    if EVDia > 7:
        EVSemana = EVDia / 7
        EVDia = EVDia % 7

        if EVSemana > 4:
            EVMes = EVSemana / 4
            EVSemana = EVSemana % 4

            if EVMes > 12:
                EVAno = EVMes / 12
                EVMes = EVMes % 12

print ("La vida de la batería será",int(EVAno),"años", int(EVMes), "
      meses", int(EVDia), "días", int (EVHora), "horas")

#----- Gráficas -----

plt.figure()
GraficaSoC1=plt.plot(SocSem1)
plt.title("Semana")
plt.xlabel("Hora")
plt.ylabel("SoC (MWh)")
plt.savefig('gen60.pdf')

plt.figure()
GraficaSoC2=plt.plot(SocSem2)
plt.title("Semana 2")
plt.xlabel("Hora")
plt.ylabel("SoC (MWh)")

plt.figure()
GraficaDoD=plt.bar(range(len(difOrdenada)),difOrdenada)
plt.xlabel("Ciclo")
plt.ylabel("DoD (MWh)")

#-----

```

```
#fuente=tabla.groupby(['*', 'soc']).sum()

#for symbol_name, df in dataframes.items():
#    print("Doing work with {}".format(symbol_name))

#writer = pd.ExcelWriter('output.xlsx')
#df.to_excel(writer, 'Sheet1')
#writer.save()
#
#df.plot()
```

Índice de Figuras

1.1	Sistema Eléctrico de España [15]	1
1.2	Modelo de una Microgrid [14]	4
1.3	Constitución de un vehículo eléctrico [20]	5
2.1	Tecnologías de Almacenamiento en función de su rango de potencia y tiempo de descarga [3]	12
2.2	Aplanamiento de la curva de demanda 1 [26]	12
2.3	Aplanamiento de la curva de demanda 2 [26]	13
2.4	Peak Shaving [24]	13
2.5	Capacidad / Ciclos de descarga en función de la DoD [28]	21
2.6	Capacidad / Ah en función de la T [28]	23
2.7	Capacidad / Ah en función de diferentes C_{Rate} [28]	23
2.8	Modelo de batería	24
2.9	Influencia de los factores de envejecimiento	25
2.10	Principio funcionamiento de una batería Pb-Ácido [2]	27
2.11	Batería Pb-Ácido	28
2.12	Baterías de Níquel (NiMH)	29
2.13	Principio de funcionamiento de una batería de ion-Litio (Li-Ion)[27]	30
2.14	Principio de funcionamiento de una batería de ion-Litio (Li-Ion)[27]	31
2.15	Batería portátil para dispositivos móviles (Li-Ion)	31
2.16	Batería para vehículos eléctricos (Li-Ion)	32
2.17	Constitución de una batería de Sulfuro de Sodio [7]	32
2.18	Batería de sulfuro de sodio en generación	33
2.19	Esquema de una batería de flujo convencional [23]	33
2.20	Válvula de accionamiento neumático	35
2.21	Esquema básico del almacenamiento de energía por bombeo de agua [4]	36
2.22	Sistema de almacenamiento de energía con superconductores magnéticos [16]	37
2.23	Sistema de almacenamiento de energía mediante un volante de inercia [13]	39
3.1	Microrred compuesta por generadores de energía renovables [12]	42
3.2	Microrred híbrida [25]	43
3.3	Buses CC y CA diferenciados en un Sistema Eléctrico Aislado [5]	44
3.4	Principio del efecto fotoeléctrico [11]	46
3.5	Efecto del nivel de radiación sobre la corriente [11]	47
3.6	Efecto de la temperatura sobre la corriente [11]	47
3.7	Parque de generación fotovoltaica	48

3.8	Interior de un aerogenerador [17]	48
3.9	Generación en función de la velocidad del viento [17]	49
3.10	Parque eólico	50
3.11	Grupo electrógeno Honda	51
3.12	Grupo electrógeno de alta potencia	52
3.13	Esquema de una central hidroeléctrica [19]	53
4.1	GAMS Software [8]	59
4.2	Microsoft Excel [6]	61
4.3	Python [21]	61
4.4	Esquema unifilar simplificado de la Microrred del Campus Universitario	69
5.1	Costes de compra de energía a la red eléctrica	72
5.2	Simulación 22. Sistema insular	73
5.3	Precios Generador 1. PS1	76
5.4	Simulación 1	76
5.5	Simulación 2	78
5.6	Simulación 3	78
5.7	Simulación 4	79
5.8	Precios Generador 1. PS2	80
5.9	Simulación 5	81
5.10	Simulación 6	82
5.11	Precios Generador 1. PS3.	83
5.12	Simulación 7	83
5.13	Simulación 8	84
5.14	Precios Generador 1. PS4	85
5.15	Simulación 9	86
5.16	Simulación 10	87
5.17	Precios Generador 1. 1,30 PS1	88
5.18	Comparación de precios de compra-venta al por mayor. Aumento del 30% en el perfil PS1	88
5.19	Simulación 11	89
5.20	Simulación 12	90
5.21	Simulación 13	92
5.22	Simulación 14	93
5.23	Simulación 15	94
5.24	Precios Generador 1. 1,30 PS1	95
5.25	Comparación de precios de compra-venta al por mayor. Aumento del 30% en el perfil PS1	95
5.26	Simulación 16	96
5.27	Simulación 17	97
5.28	Simulación 18	98
5.29	Simulación 19	100
5.30	Simulación 20	101
5.31	Precios Generador 1. 1,30 PS1	101
5.32	Simulación 21	102
6.1	Comparación de las distintas curvas de precios	104

Índice de Tablas

2.1	Resultados de la simulación (Datos expresados en %)	26
2.2	Comparación baterías de flujo	34
3.1	Denominación de redes en función de su potencia	41
4.2	Resumen de nudos en la microrred Campus Universitario	70
5.1	Simulaciones realizadas en la Microrred del Campus Universitario	72
5.2	Características de la batería de la simulación 22. Sistema Insular	73
5.3	Profundidad de los ciclos de carga/descarga. Sistema Insular	74
5.4	Resumen de nudos en la microrred del Campus Universitario	74
5.5	Coefficientes de la curva de costes	75
5.6	Características de la batería de la simulación 1	75
5.7	Características de la batería de la simulación 2	77
5.8	Características de la batería de la simulación 3	77
5.9	Características de la batería de la simulación 4	79
5.10	Características de la batería de la simulación 5	80
5.11	Características de la batería de la simulación 6	81
5.12	Características de la batería de la simulación 7	82
5.13	Características de la batería de la simulación 8	84
5.14	Características de la batería de la simulación 9	85
5.15	Características de la batería de la simulación 10	87
5.16	Características de la batería de la simulación 11	88
5.17	Características de la batería de la simulación 12	90
5.18	Características de la batería de la simulación 13	91
5.19	Características de la batería de la simulación 14	92
5.20	Características de la batería de la simulación 15	93
5.21	Características de la batería de la simulación 16	96
5.22	Características de la batería de la simulación 17	97
5.23	Características de la batería de la simulación 18	98
5.24	Características de la batería de la simulación 19	99
5.25	Características de la batería de la simulación 20	100
5.26	Características de la batería de la simulación 21	101
6.1	Relación de resultados obtenidos	103
6.2	Ahorro anual en función del dimensionamiento	105
6.3	Beneficio obtenido	105

Índice de Códigos

4.1	Introducción de parámetros de la batería	61
4.2	Lectura de datos <i>archivo.csv</i>	62
4.3	Bucle de SoC	62
4.4	Ciclos carga/descarga que experimenta	63
4.5	Cálculo de la profundidad de cada ciclo	63
4.6	Debilitación de la salud de la batería	64
4.7	Estimación de la vida útil de la batería	66
4.8	Gráficas de los resultados del problema	67
A.1	Algoritmo de contaje de Ciclos	107

Bibliografía

- [1] *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, Real Academia de Ingeniería, 2017.
- [2] *Batería plomo-Ácido*, <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/electric/leadacid.html>, 2018.
- [3] Electricity Storage Association et al., *Electricity storage*.
- [4] José Antonio Carta González, Roque Calero Pérez, Antonio Colmenar Santos, and Manuel-Alonso Castro Gil, *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*, no. 620.92, Pearson Prentice Hall:, 2009.
- [5] Luiz Antonio de Souza Ribeiro, Osvaldo Ronald Saavedra, Shigeaki Leite De Lima, and José Gomes De Matos, *Isolated micro-grids with renewable hybrid generation: The case of lençóis island*, IEEE Transactions on sustainable energy **2** (2011), no. 1, 1–11.
- [6] Excel, *Microsoft office*, <https://products.office.com/es-es/excel>, 2018.
- [7] Joshua E Freeh, Anita D Liang, Jeffrey J Berton, and Timothy J Wickenheiser, *Electrical systems analysis at nasa glenn research center: status and prospects*, (2003).
- [8] GAMS, *General algebraic modeling system*, <https://www.gams.com/>, 2018.
- [9] Jose Fullea García, *Acumuladores electroquímicos: Fundamentos, nuevos desarrollos y aplicaciones*, McGraw-Hill, 1994.
- [10] Felix Garcia-Torres and Carlos Bordons, *Optimal economical schedule of hydrogen-based microgrids with hybrid storage using model predictive control*, IEEE Transactions on Industrial Electronics **62** (2015), no. 8, 5195–5207.
- [11] Hector L Gasquet, *Conversión de la luz solar en energía eléctrica: Manual teórico y práctico sobre los sistemas fotovoltaicos*, Gasquet, 1997.
- [12] Jordi Gomis and Carlos Turón, *Implantación de elementos de sostenibilidad aplicados a la modernización de áreas productivas: España, un caso deficitario en la europa del sur*, DYNA **84** (2017), no. 202, 190–198.
- [13] Javier A Guacaneme, David Velasco, and César L Trujillo, *Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes*, Información tecnológica **25** (2014), no. 2, 175–188.

- [14] Yu-Jen Liu, Shang-I Chen, Yung-Ruei Chang, and Yih-Der Lee, *Development of a modeling and simulation method for residential electricity consumption analysis in a community microgrid system*, *Applied Sciences* **7** (2017), no. 7, 733.
- [15] Om P Malik, *Evolution of power systems into smarter networks*, *Journal of Control, Automation and Electrical Systems* **24** (2013), no. 1-2, 139–147.
- [16] Bhagyashree Mishra, *Study of power conditioning system of superconducting magnetic energy storage system*, Ph.D. thesis, 2014.
- [17] Jaime Moragues and Alfredo Rapallini, *Energía eólica*, Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi (2003), 3.
- [18] HSNV Kumar Nunna and Suryanarayana Doolla, *Multiagent-based distributed-energy-resource management for intelligent microgrids*, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60** (2013), no. 4, 1678–1687.
- [19] Ramiro Ortiz Flórez, *Pequeñas centrales hidroeléctricas*, Tech. report, e-libro, Corp., 2011.
- [20] NAMELY WIND POWER and THAT CAN BE SAFELY, *Mobile energy resources in grids of electricity*, (2012).
- [21] Python, <https://www.python.org/>, 2018.
- [22] SAFT, <https://www.saftbatteries.com/>, 2018.
- [23] Grigorii L Soloveichik, *Electrochemistry: Metal-free energy storage*, *Nature* **505** (2014), no. 7482, 163.
- [24] Moslem Uddin, Mohd Fakhizan Romlie, Mohd Faris Abdullah, Syahirah Abd Halim, Tan Chia Kwang, et al., *A review on peak load shaving strategies*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2017).
- [25] Eneko Unamuno and Jon Andoni Barrena, *Hybrid ac/dc microgrids—part i: Review and classification of topologies*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **52** (2015), 1251–1259.
- [26] Sergio Vazquez, Srdjan M Lukic, Eduardo Galvan, Leopoldo G Franquelo, and Juan M Carrasco, *Energy storage systems for transport and grid applications*, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **57** (2010), no. 12, 3881–3895.
- [27] E Ventosa and W Schuhmann, *Scanning electrochemical microscopy of li-ion batteries*, *Physical Chemistry Chemical Physics* **17** (2015), no. 43, 28441–28450.
- [28] John Wang, Ping Liu, Jocelyn Hicks-Garner, Elena Sherman, Souren Soukiazian, Mark Verbrugge, Harshad Tataria, James Musser, and Peter Finamore, *Cycle-life model for graphite-lifepo4 cells*, *Journal of Power Sources* **196** (2011), no. 8, 3942–3948.

