

Universidad de Alcalá
Departamento de Electrónica
Escuela Politécnica Superior

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA



Trabajo Fin de Máster

Integración de almacenamiento de energía
en sistemas fotovoltaicos

Autor: David Molinero Blanco

Director/es: Emilio José Bueno Peña

2021

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ

Escuela Politécnica Superior

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
Especialidad en Sistemas Electrónicos de Potencia y Gestión de Energía



Trabajo Fin de Máster

“Integración de almacenamiento de energía
en sistemas fotovoltaicos”

David Molinero Blanco

2021

UNIVERSIDAD DE ALCALÁ

Escuela Politécnica Superior

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
(MUIE)**

Trabajo Fin de Máster

Integración de almacenamiento de energía
en sistemas fotovoltaicos

Autor: David Molinero Blanco

Tutor: Emilio José Bueno Peña

TRIBUNAL:

Presidente: Javier Macías Guarasa

Vocal 1: José M. Villadangos Carrizo

Vocal 2: Francisco Huerta Sánchez

FECHA: 20/07/2021

*A mis padres por todo lo que me han dado. A
Mihaela por apoyarme en todo lo que he hecho.
A mi tutor Emilio por ofrecerme la oportunidad
de realizar este TFG, y a Daniel por ayudarme en
el desarrollo de este proyecto.*

Tabla de contenido

Resumen.....	15
Palabras clave.....	15
Abstract	17
Key words.....	17
Resumen extendido	19
1. Introducción	21
1.1. Motivación	21
1.2. Objetivos	22
1.3. Estructura	22
2. Base teórica.....	24
2.1. Introducción	24
2.2. Energía solar.....	24
2.2.1. Definición	24
2.2.2. Célula solar	25
2.2.3. Modelo equivalente del panel solar.....	26
2.2.4. Convertidores de potencia para sistemas fotovoltaicos.....	28
2.2.5. MPPT	29
2.2.6. Situación actual en España.....	33
2.3. Almacenamiento energético.....	34
2.3.1. Definición	34
2.3.2. Baterías.....	35
2.3.3. Supercondensadores.....	37
2.3.4. Hidrógeno.....	38
2.3.5. Situación actual en España y en el Mundo.....	39
3. Inversores multinivel: T-NPC.....	42
4. Battery Management System y estimación del estado de carga	49
4.1. Prestaciones del BMS.....	50
4.2. Estimación del estado de carga.....	52
5. Sistemas de almacenamiento participando en el Soporte de Red	60
5.1. Introducción	60
5.1.1. Control.....	61
5.2. Load Leveling.....	65
5.3. Peak Shaving.....	68
5.4. Capacity Firming.....	70
5.5. Frequency Regulation	74

5.6. Power Quality.....	80
5.7. Spinning Reserve.....	83
6. Conclusiones y trabajos futuros.....	85
6.1. Conclusiones.....	85
6.2. Trabajos futuros.....	86
7. Presupuesto.....	87
8. Anexo I: Imágenes del diseño real.....	88
Bibliografía.....	91

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Evolución de la generación renovable/no renovable y emisiones de CO ₂ eq. asociadas a la generación de energía eléctrica. [1].....	21
Figura 1.2: Estructura de potencia instalada a 31.12.2020. Sistema eléctrico nacional (%) [1].	21
Figura 1.3: Evolución de la generación de energía renovable. Sistema eléctrico nacional (GWh) [1]	22
Figura 2.1: Célula solar [4].....	25
Figura 2.2: Evolución de la eficiencia de las células solares [6]	26
Figura 2.3: Circuito equivalente ideal de un panel solar [7]	26
Figura 2.4: Curvas Tensión-Corriente y Tensión-Potencia panel solar [8]	27
Figura 2.5: Circuito equivalente y curva tensión-corriente de un panel solar con el efecto de corriente de fuga [4]	27
Figura 2.6: Circuito equivalente y curva tensión-corriente de un panel solar con el efecto de la resistencia interna [4]	27
Figura 2.7: Circuito equivalente real y curva tensión-corriente de un panel solar [4]	28
Figura 2.8: Sistema fotovoltaico conectado a red con DC/DC e inversor [4].....	28
Figura 2.9: Sistema fotovoltaico conectado a red con inversor [4]	28
Figura 2.10: Efecto de la irradiancia y de la temperatura en un panel fotovoltaico [9]	29
Figura 2.11: Principio de funcionamiento del método Perturb and Observe [10]	30
Figura 2.12: Diagrama de flujo del método Perturb and Observe [10]	30
Figura 2.13: Diagrama de flujo del método Incremental Conductance [9]	32
Figura 2.14: Estrategia Tensión Constante MPPT [4].....	33
Figura 2.15: Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional MW y % [1]	33
Figura 2.16: Generación solar fotovoltaica. Sistema eléctrico nacional GWh [1].....	34
Figura 2.17: Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía [11].....	34
Figura 2.18: Tipos de baterías de Ion Litio [13].....	36
Figura 2.19: Comparación baterías: Densidad energética vs densidad de potencia [14].....	36
Figura 2.20: Densidad energética baterías [15]	37
Figura 2.21: Comparación baterías y supercap: Densidad energética vs densidad de potencia [16]	38
Figura 2.22: Etapas de la cadena de valor del hidrógeno [19].....	39
Figura 2.23: Evolución de las instalaciones de almacenamiento energético en todo el mundo [20]	39
Figura 2.24: Previsión de necesidades de almacenamiento energético [17]	40
Figura 2.25: Batería de ión-litio instalada en la subestación de transporte de Carmona [21] ...	41
Figura 3.1: Celda monofásica de un inversor de (a) dos niveles, (b) tres niveles y (c) n niveles [27]	42
Figura 3.2: Distorsión armónica en convertidores multinivel [28].....	43
Figura 3.3: Clasificación de convertidores de potencia [30]	44
Figura 3.4: Diferentes convertidores multinivel. (a) TNPC. (b) DNPC. (c) ANPC [31].....	44
Figura 3.5: Celda monofásica de TNPC de 3 niveles [29]	45
Figura 3.6: Formas de onda tensiones de fase y de línea TNPC [32]	45
Figura 3.7: Estados de conmutación del TNPC [29]	46
Figura 3.8: Áreas de operación TNPC [29]	46
Figura 3.9: Patrón de conmutación en el área 1 [29].....	47
Figura 3.10: Patrón de conmutación en el área 2 [29].....	47
Figura 3.11: Patrón de conmutación en el área 3 [29].....	48

Figura 3.12: Patrón de conmutación en el área 4 [29].....	48
Figura 4.1. Funcionamiento BMS en Smart Grids y vehículos eléctricos [33].....	49
Figura 4.2: Prestaciones BMS [33].....	50
Figura 4.3: curvas SOC vs OCV. (a) batería LiFePO ₄ . (b) batería LiPo. [33].....	51
Figura 4.4: Carga de batería a corriente constante y a tensión constante [34].....	52
Figura 4.5: Circuito equivalente de una batería [36]	53
Figura 4.6: Ecuaciones de estado del modelo equivalente de una batería [36].....	53
Figura 4.7: Simulación perfil de descarga batería.....	54
Figura 4.8: Resultado simulación perfil de descarga batería	54
Figura 4.9: Modelo de batería de la librería Simscape Electrical	55
Figura 4.10: Simulación estimación de parámetros del modelo de la batería	55
Figura 4.11: resultado inicial simulación estimación de parámetros del modelo de la batería .	56
Figura 4.12: Resultado simulación Parameter Estimation: a) situación inicial, b) situación final, c) evolución de los parámetros	56
Figura 4.13: resultado final simulación estimación de parámetros del modelo de la batería....	57
Figura 4.14: Diseño en Simulink de la ecuación de estados de la batería	58
Figura 4.15: Diseño en Simulink de la ecuación de salida de la batería.....	58
Figura 4.16: Diseño en Simulink del filtro de Kalman extendido	58
Figura 4.17: Diseño en Simulink del método Coulomb Counting	59
Figura 4.18: Resultado simulación estimación del SOC	59
Figura 5.1: Esquemático convertidor	60
Figura 5.2: TNPC funcionando como Buck-Boost bidireccional	60
Figura 5.3: Diseño PV + baterías.....	61
Figura 5.4: Diseño PV + Supercondensadores.....	61
Figura 5.5: Control VSC conectado a red a través de filtro L [37]	61
Figura 5.6: Buck-Boost bidireccional [39].....	63
Figura 5.7: Lazo de control en convertidor DC/DC [40]	63
Figura 5.8: Carga a corriente constante y a tensión constante [34]	64
Figura 5.9: Esquema Simulink PV + Baterías	65
Figura 5.10: Esquema Simulink PV + Supercondensadores	65
Figura 5.11: Load Leveling [42]	66
Figura 5.12: Potencias simulación Load Leveling.....	67
Figura 5.13: Comportamiento batería simulación Load Leveling	68
Figura 5.14: Peak Shaving [42]	68
Figura 5.15: Potencias simulación sin Peak Shaving	69
Figura 5.16: Potencias simulación con Peak Shaving	70
Figura 5.17: Capacity Firming [43]	71
Figura 5.18: Irradiancia Capacity Firming.....	71
Figura 5.19: Potencias simulación sin Capacity Firming.....	72
Figura 5.20: Potencias simulación con Capacity Firming	73
Figura 5.21: Potencias simulación con Capacity Firming II	73
Figura 5.22: Respuesta en la frecuencia ante una perturbación [44].....	75
Figura 5.23: a) Flujo de potencia en una línea, b) diagrama fasorial [45].....	76
Figura 5.24: Droop de frecuencia y de tensión [45].....	77
Figura 5.25: Implementación Droop de frecuencia (FFR) en Simulink.....	77
Figura 5.26: Implementación inercia virtual en Simulink.....	77
Figura 5.27: Simulación Frequency Regulation sin control	78
Figura 5.28: Simulación Frequency Regulation con FFR	78

Figura 5.29: Simulación Frequency Regulation con inercia virtual	79
Figura 5.30: Comparación comportamiento de la frecuencia en las simulaciones de Frequency Regulation	79
Figura 5.31: Clasificación de los tipos de control de la calidad de la energía [46].....	80
Figura 5.32: Filtro activo de armónicos [47]	81
Figura 5.33: Configuración de un STATCOM [49].....	82
Figura 5.34: Sistema de almacenamiento energético ayudando en el control del Power Quality [43]	83
Figura 5.35: Sistemas de almacenamiento energético funcionando como reserva operativa [52]	84

Resumen

Este Trabajo se centra en el estudio de la introducción de sistemas de almacenamiento energético en sistemas fotovoltaicos para dar soporte a la red.

Primero, se realiza un estudio teórico sobre la energía solar y los tipos de sistemas de almacenamiento que resulten más interesantes para esta aplicación. Tras esto, se estudiará teóricamente el convertidor multinivel TNPC que se empleará en las simulaciones. También, se diseñará un BMS en Simulink para estimar el estado de carga de una batería. Por último, se realizarán simulaciones para explicar las posibilidades que ofrecen los sistemas de almacenamiento en el soporte de red.

Palabras clave

Panel fotovoltaico, Batería, supercondensador, Battery Management System (BMS), Convertidor TNPC.

Abstract

This Project is focused on the study of the introduction of energy storage systems in photovoltaic systems to support the grid.

Firstly, a theoretical study about solar energy and different types of energy storage systems is done. Secondly, the multilevel converter TNPC that will be used in the simulations will be studied. Thirdly, a BMS will be designed in Simulink in order to estimate the state of charge of a battery. Finally, simulations will be carried out to explain the possibilities offered by energy storage systems in grid supporting.

Key words

Photovoltaic Panel, Battery, Supercapacitor, Battery Management System (BMS), TNPC Converter.

Resumen extendido

Las fuentes de energía renovables cada vez tienen más peso en la generación de energía mundial. En España, una de las energías renovables que más crecimiento ha protagonizado en los últimos años es la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, este tipo de generación es muy intermitente y dependiente del tiempo. Por ello, puede resultar muy interesante incluir almacenamiento energético en estos sistemas, para almacenar energía en las horas del día en las que la producción sea muy elevada para poder utilizar esta energía por las noches, cuando la generación solar es nula.

Sin embargo, la utilidad de los sistemas de almacenamiento energético va más allá que este ejemplo concreto. En este Trabajo Fin de Máster se van a estudiar diferentes aplicaciones de los sistemas de almacenamiento energético (baterías y supercondensadores) para ayudar en el soporte de la red.

Una parte fundamental a la hora de trabajar con baterías es conocer en todo momento el estado de estas. De esto se encarga un sistema conocido como *Battery Management System* (BMS). Este sistema se encarga de controlar y asegurar en todo momento el correcto funcionamiento de la batería, y monitorizar parámetros como la temperatura y el estado de carga. En este Trabajo, se va a diseñar un BMS que se encargue de estimar el estado de carga (*State of Charge*, SOC) de una batería, ya que no es un parámetro que se pueda medir directamente; sino que se tiene que estimar a partir de otras variables, como la tensión de la batería o su corriente.

Como se ha dicho anteriormente, en este Trabajo se van a realizar una serie de simulaciones acerca de la integración de sistemas de almacenamiento energético en sistemas fotovoltaicos. Para estas simulaciones, se van a utilizar dos convertidores multinivel TNPC, ambos presentes en las instalaciones del grupo de investigación GEISER de la Universidad de Alcalá. Gracias a estos dos convertidores y a un transformador, se pueden integrar los sistemas de generación fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento energético en la red eléctrica. Con este diseño, se realizarán diversas simulaciones que tienen el fin de verificar que estos sistemas de almacenamiento pueden participar en el soporte de red.

Por último, se extraerán unas conclusiones en función de los resultados obtenidos tanto en el diseño del BMS como en estas últimas simulaciones. También, se estudiarán diferentes maneras de mejorar estos diseños, y las posibles nuevas vías de trabajo que pueden aparecer para complementar este estudio.

1. Introducción

1.1. Motivación

El crecimiento que han sufrido las energías renovables en España en la última década ha sido bastante considerable, como se puede ver en la imagen 1.1. Este crecimiento ha sido tal, que actualmente hay más potencia instalada de renovables que de no renovables (figura 1.2):

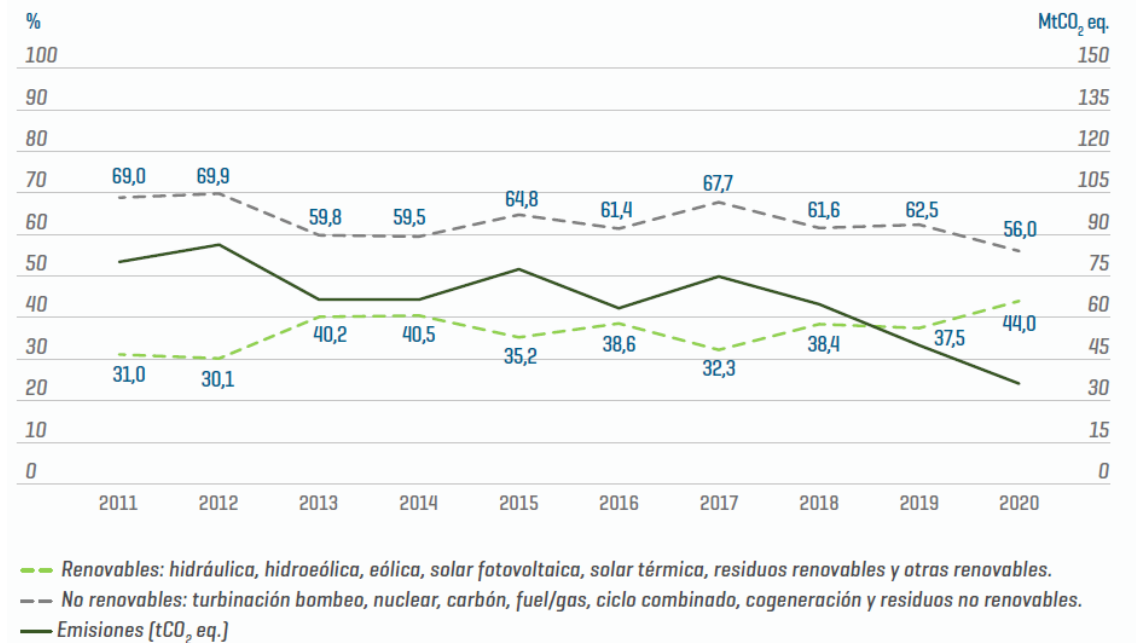


Figura 1.1: Evolución de la generación renovable/no renovable y emisiones de CO2 eq. asociadas a la generación de energía eléctrica. [1]

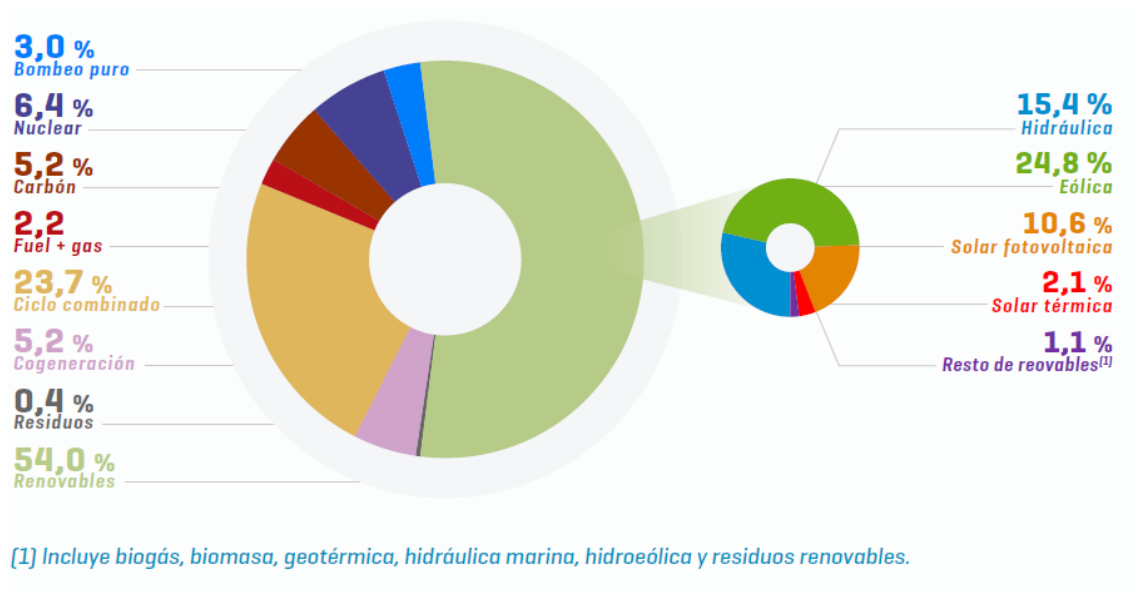


Figura 1.2: Estructura de potencia instalada a 31.12.2020. Sistema eléctrico nacional (%) [1]

De entre todas las renovables, una de las que mayor crecimiento ha sufrido ha sido la solar fotovoltaica, en especial en los últimos dos años (figura 1.3). Este tipo de energía renovable es muy intermitente, por lo que una manera de aprovecharla al máximo es dotarla de sistemas de almacenamiento energético.

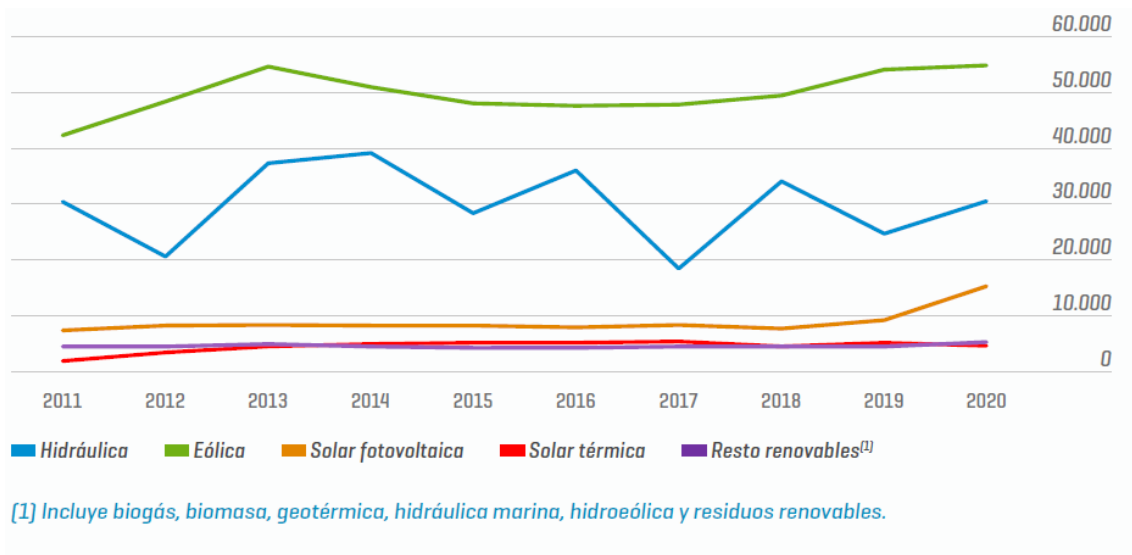


Figura 1.3: Evolución de la generación de energía renovable. Sistema eléctrico nacional (GWh) [1]

La motivación de este Trabajo Fin de Máster surge de la buena sinergia que aparece entre la generación fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento energético. En este Trabajo se explicarán todas las ventajas que aportan los sistemas de almacenamiento energético en la red eléctrica.

1.2. Objetivos

El objetivo de este Trabajo Fin de Máster es estudiar la integración de sistemas de almacenamiento energético en sistemas fotovoltaicos y en la red eléctrica, y analizar todas las ventajas y aplicaciones que pueden tener. Para ello, se distinguen los siguientes objetivos:

- Estudio del estado del arte actual en temas de sistemas fotovoltaicos y almacenamiento energético.
- Estudio teórico de la energía solar fotovoltaica. Producción, aprovechamiento e integración en la red eléctrica.
- Estudio teórico de los sistemas de almacenamiento energético. Comparación entre los distintos tipos de almacenamiento energético, en especial, baterías y supercondensadores.
- Estudio teórico del *Battery Management System* (BMS) y de cómo estimar el *State of Charge* (SOC) de una batería.
- Estudio teórico del convertidor multinivel TNPC, que se utilizará en las simulaciones a realizar.
- Desarrollo de simulaciones en MATLAB/Simulink de las posibles aplicaciones que ofrecen los sistemas de almacenamiento de energía en el soporte de red.
- Extraer las conclusiones pertinentes.

1.3. Estructura

Este Trabajo Fin de Máster va a seguir la siguiente estructura:

- Capítulo 1: introducción al Trabajo Fin de Máster, explicando la motivación y los objetivos de este.
- Capítulo 2: base teórica. Se explicará teóricamente en qué consiste la energía solar y su situación en España, así como con el almacenamiento energético.

- Capítulo 3: explicación teórica de los convertidores multinivel y concretamente del TNPC, que se utilizará en las simulaciones.
- Capítulo 4: explicación teórica del *Battery Management System* y desarrollo de una simulación para estimar el estado de carga de una batería
- Capítulo 5: diseño de simulaciones para explicar cómo los sistemas de almacenamiento energético pueden participar en el soporte de red.
- Capítulo 6: exposición de las conclusiones extraídas a lo largo del trabajo y las posibles líneas de investigación futuras.

2. Base teórica

2.1. Introducción

Desde la década de los ochenta, las fuentes de energía renovable han ido cobrando cada vez más fuerza. Y, ya en el siglo XXI, el crecimiento de estas fuentes de energía se ha visto reforzado por la emergencia climática en la que se encuentra el planeta. Varios acuerdos internacionales, como el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, que tienen como fin reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han impulsado el crecimiento de las fuentes de energía renovables, en detrimento del petróleo y del carbón. Esto ha provocado que, actualmente, las fuentes de energía renovables ya no sean una alternativa a fuentes de energía convencionales, sino que son una fuente de energía más.

Las fuentes de energía renovables más populares son la energía eólica, la geotérmica, la hidroeléctrica, la biomasa, la mareomotriz y la solar. Este Trabajo Fin de Máster estará enfocado principalmente a la energía solar fotovoltaica.

Sin embargo, las fuentes de energía renovables presentan ciertas desventajas, siendo la principal su intermitencia. En el caso de la energía solar, solo funciona en las horas en las que hay sol, y su generación se ve afectada por la situación meteorológica, ya que factores como la temperatura o la presencia de nubes afectan directamente a su generación. Por otro lado, esta desventaja puede ser paliada con la introducción de sistemas de almacenamiento energético al sistema.

Los sistemas de almacenamiento energético permiten almacenar la energía producida por los sistemas de generación renovables en los momentos de mayor generación, para poder utilizar esta energía posteriormente. Por ejemplo, en el caso de una instalación fotovoltaica, se puede almacenar energía en baterías en las horas de mayor producción, cuando no se esté consumiendo toda la energía producida; para poder utilizar estos excedentes por la noche, cuando la generación de los paneles solares es nula.

Pero, además, los sistemas de almacenamiento energético aportan otras ventajas menos intuitivas a la red eléctrica, como por ejemplo participar en la regulación de frecuencia, o mejorar la calidad de la potencia en un sistema. Estas ventajas se van a explorar en profundidad en este Trabajo Fin de Máster.

2.2. Energía solar

2.2.1. Definición

Debido a la limitación de los combustibles fósiles y a su impacto negativo en el medio ambiente, es necesario que se produzca un crecimiento de las energías renovables en el planeta. De entre todas las energías renovables, la energía solar es una de las más prometedoras. El efecto fotovoltaico fue introducido por Edmund Becquerel en 1839. Observó que, al incidir un rayo de luz sobre uno de los electrodos en un proceso electrolítico, aparecía una tensión. El primer uso comercial de la tecnología fotovoltaica fue en 1954. Desde la invención del panel solar, la energía solar es una de las principales fuentes de energía renovables, junto con la energía eólica. [2]

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene al convertir luz solar en electricidad mediante una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico. Es una energía renovable e inagotable, y puede producirse en instalaciones que van desde pequeños generadores para autoconsumo hasta grandes plantas fotovoltaicas. [3]

El fenómeno en el que se basa esta tecnología es el efecto fotoeléctrico, basado en que determinados materiales pueden absorber fotones y liberar electrones, generando corriente eléctrica (corriente continua). Este efecto se lleva a cabo en las conocidas como células fotovoltaicas.

2.2.2. Célula solar

El principio de una célula fotovoltaica es forzar a los electrones y huecos a avanzar hacia lados opuestos del material, en vez de recombinarse entre ellos, dando lugar así a una diferencia de potencial entre las dos partes del material. La capa superior de la celda está formada por silicio dopado tipo n (carga negativa). En esta capa, hay exceso de electrones. Por otro lado, la capa inferior se compone de silicio dopado tipo p (carga positiva). En esta capa, la cantidad de electrones es menor que en una capa de silicio puro. La conducción eléctrica está asegurada por los huecos. Cuando se produce la unión pn, los electrones libres de la capa n se recombinan con los huecos de la capa p. Por tanto, aparece una carga positiva en la zona n (ya que faltan electrones) y una carga negativa en la zona p (ya que los huecos han desaparecido). En ese momento, aparece un campo eléctrico de n hacia p. Este campo eléctrico permite el movimiento de electrones de la zona p a la zona n, generando la corriente eléctrica.

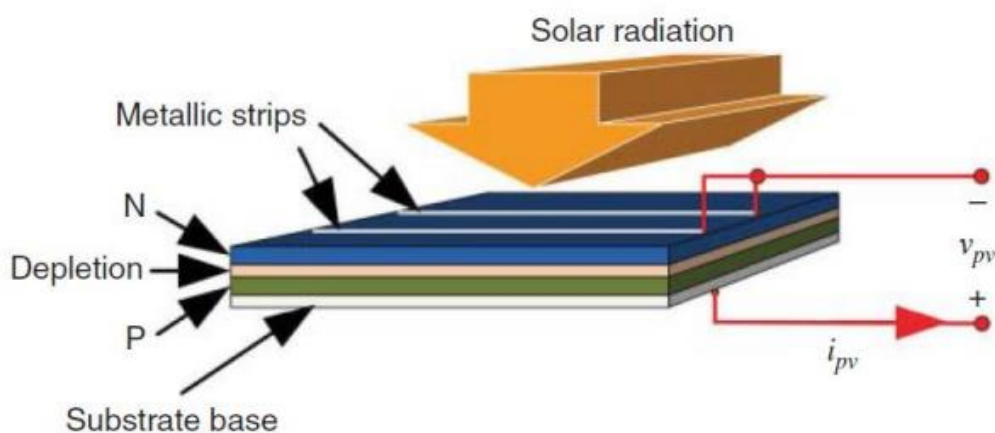


Figura 2.1: Célula solar [4]

Un panel fotovoltaico está formado por un grupo de células fotovoltaicas, que se conectan en serie para aumentar su tensión de salida. A su vez, se conectan varios grupos en paralelo para aumentar la corriente eléctrica que pueda proporcionar el dispositivo. Las células fotovoltaicas generalmente están basadas en una lámina de silicio cristalino de un espesor de 0.3mm. Hay varios tipos de células fotovoltaicas:

- Células de silicio monocristalino: están constituidas por un único cristal de silicio de estructura uniforme. Su rendimiento es superior al resto de tecnologías ya que sus átomos están alineados, lo que facilita la conductividad [5]. Su eficiencia se sitúa en torno al 18-20%. [3]
- Células de silicio policristalino: están formadas por muchos cristales de silicio. Son más económicos [5], pero su rendimiento es menor, del orden del 16-17.5%. [3]
- Células de capa delgada: se obtienen al depositar varias capas de material fotovoltaico sobre una base. Son más fáciles de fabricar [5], pero su rendimiento es menor, en torno al 8-9%. [3]

En la siguiente imagen se puede ver la eficiencia de las células solares con el paso de los años, apreciando claramente una tendencia positiva:

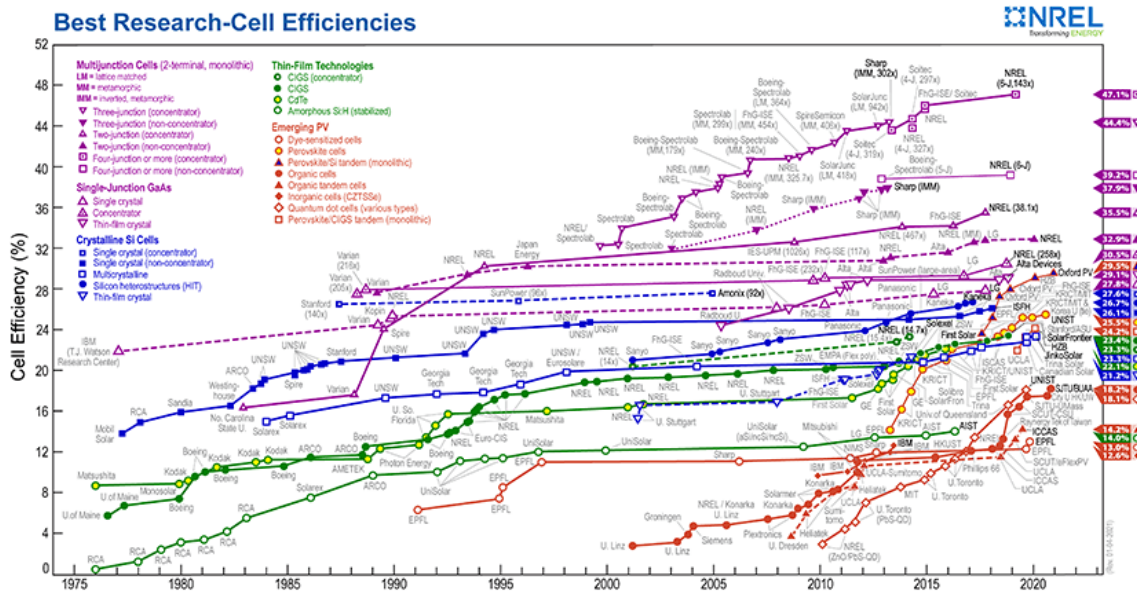


Figura 2.2: Evolución de la eficiencia de las células solares [6]

2.2.3. Modelo equivalente del panel solar

El modelo equivalente de una célula solar es, idealmente, una fuente de corriente que emula la corriente que aparece en el panel solar y un diodo en paralelo que representa la unión pn que tienen todas las células solares:

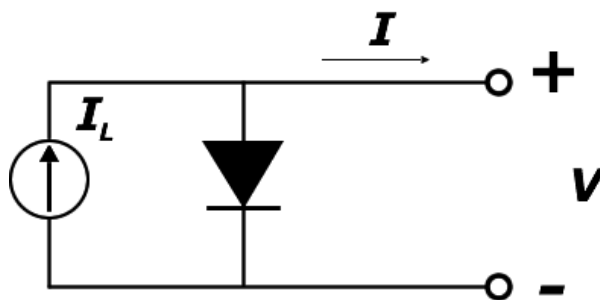


Figura 2.3: Circuito equivalente ideal de un panel solar [7]

Por ello, la corriente de salida de los paneles solares (I en la figura 2.3) será la diferencia entre la corriente generada por la fuente de corriente I_L menos la corriente que pasa por el diodo. Esto da como resultado la siguiente curva tensión-corriente, y por tanto tensión-potencia en los paneles solares.

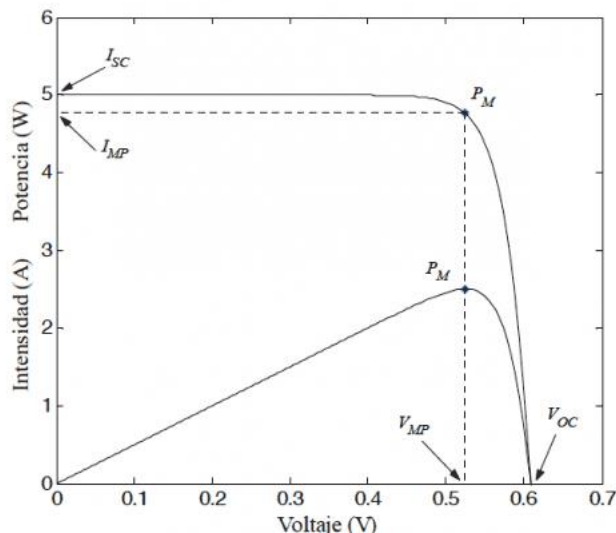


Figura 2.4: Curvas Tensión-Corriente y Tensión-Potencia panel solar [8]

La curva tensión-corriente de la figura 2.4 sería la curva ideal, pero se pueden obtener un modelo algo más complejo añadiendo los siguientes efectos al modelo:

- Efecto de la corriente de fuga:

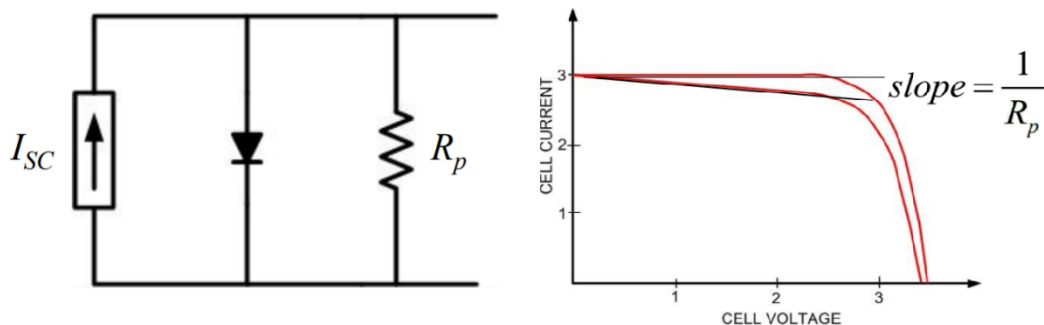


Figura 2.5: Circuito equivalente y curva tensión-corriente de un panel solar con el efecto de corriente de fuga [4]

- Efecto de la resistencia interna:

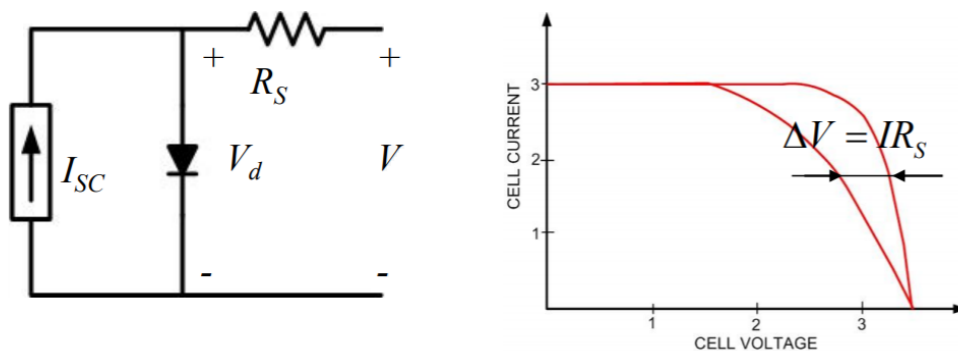


Figura 2.6: Circuito equivalente y curva tensión-corriente de un panel solar con el efecto de la resistencia interna [4]

Estos dos efectos combinados dan lugar a un modelo de panel solar más realista pero más complejo:

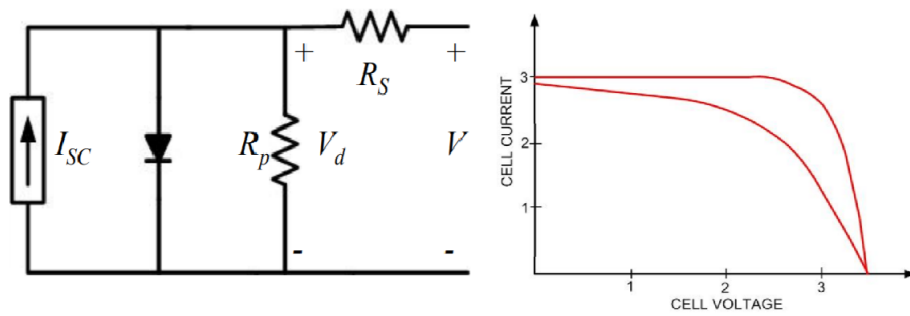


Figura 2.7: Circuito equivalente real y curva tensión-corriente de un panel solar [4]

2.2.4. Convertidores de potencia para sistemas fotovoltaicos

Como los paneles solares entregan la potencia en DC, es necesario introducir un inversor para poder conectar estos sistemas a la red. También es habitual introducir un convertidor DC/DC (figura 2.8) para facilitar el control del sistema.

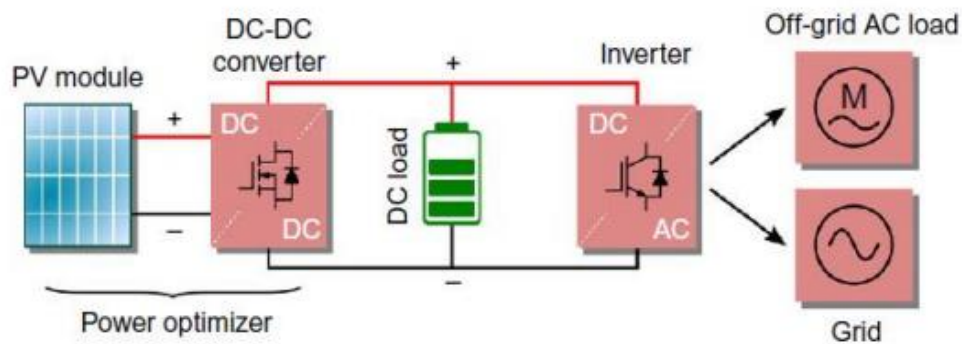


Figura 2.8: Sistema fotovoltaico conectado a red con DC/DC e inversor [4]

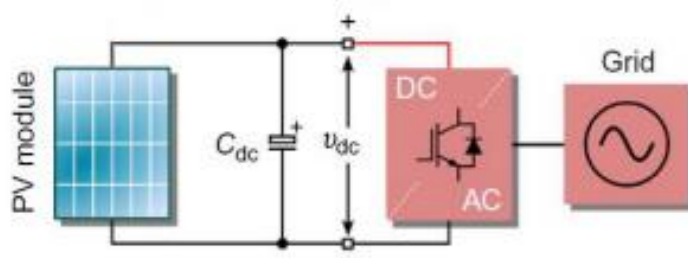


Figura 2.9: Sistema fotovoltaico conectado a red con inversor [4]

Entre los DC/DC utilizados, destacan el elevador, ya que la tensión del bus DC suele ser mayor que la tensión de los paneles, o DC/DCs que aporten aislamiento galvánico al sistema por motivos de seguridad, como el Dual Active Bridge. Al introducir un DC/DC en el diseño, este convertidor se encargará del control de tensión del panel fotovoltaico. Esto facilita el funcionamiento del diseño, ya que es posible que, si la irradiancia no es suficiente, la tensión de los paneles no sea suficiente para que el inversor funcione correctamente. Añadiendo un DC/DC, este se encargará de elevar esta tensión, y el inversor siempre funcionará a una tensión DC constante.

En este Trabajo Fin de Máster, se utilizará únicamente un inversor, que en este caso será un inversor multinivel (más adelante se explicará en detalle) que está presente en las instalaciones del Grupo de Investigación GEISER de la Universidad de Alcalá.

2.2.5. MPPT

La electricidad generada por los sistemas fotovoltaicos no es estable, debido a su directa dependencia de factores externos, como la radiación solar o la temperatura (ver figura 2.10).

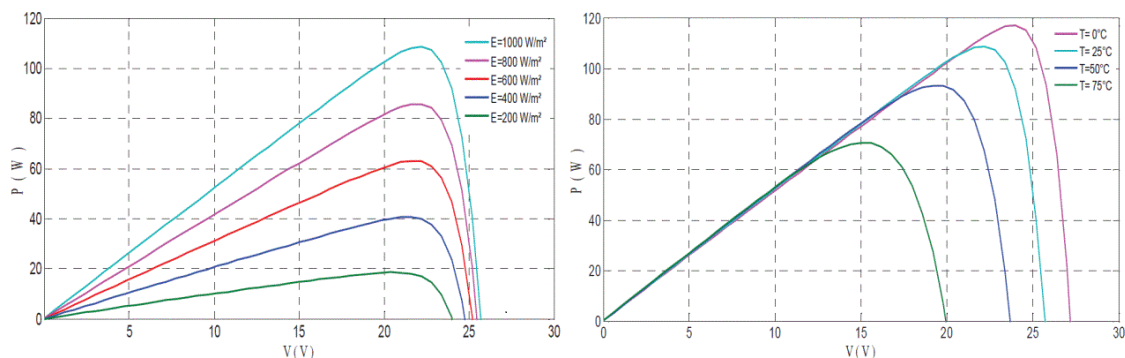


Figura 2.10: Efecto de la irradiancia y de la temperatura en un panel fotovoltaico [9]

Por otro lado, es muy importante que los sistemas fotovoltaicos operen cerca de su punto de máxima potencia, para aumentar la eficiencia del sistema. Por ello, es necesario la implementación de un controlador que se encargue de que el sistema fotovoltaico trabaje siempre en el punto de máxima potencia a pesar de cambios ambientales que afecten al funcionamiento del sistema. Esto se conoce como MPPT (Maximum Power Point Tracking) [10]. Hay diferentes estrategias de MPPT para conseguir que los paneles solares trabajen en su punto de máxima potencia. A continuación, se explicarán alguno de ellos.

Perturb and Observe

El método Perturb and Observe (P&O) es uno de los más utilizados en la práctica. Consiste en modificar periódicamente la tensión (incrementándola o disminuyéndola) del sistema fotovoltaico, y comparar la potencia de salida en ese momento con la potencia de salida en el momento de la perturbación anterior. Si la potencia de salida resulta ser mayor que la anterior, se sigue modificando la tensión en esa dirección. En caso contrario, en la siguiente perturbación, la tensión se modifica en sentido contrario. Este método se entiende mejor viendo la siguiente imagen:

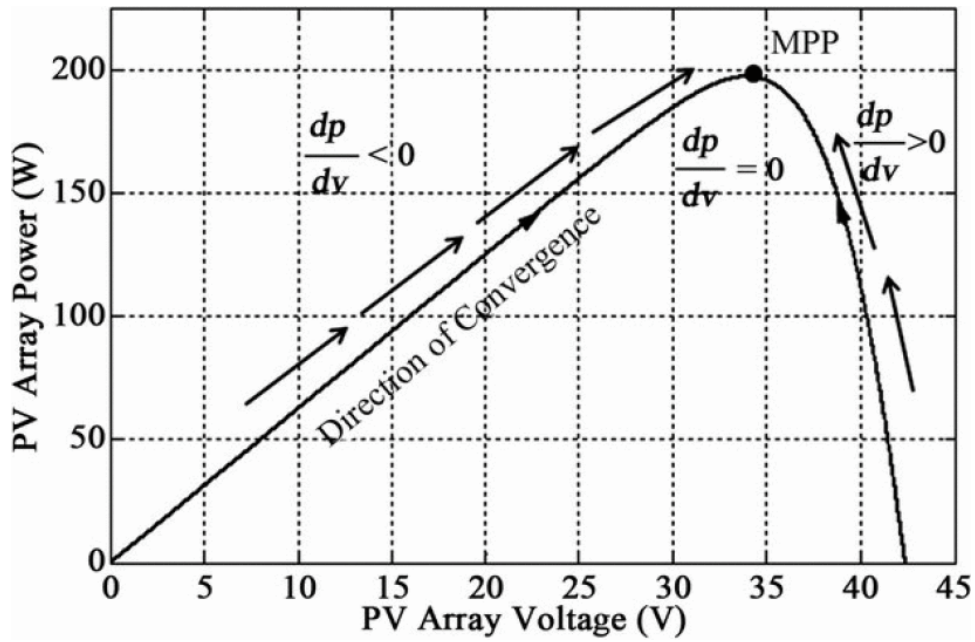


Figura 2.11: Principio de funcionamiento del método Perturb and Observe [10]

El diagrama de flujo a implementar sería el siguiente:

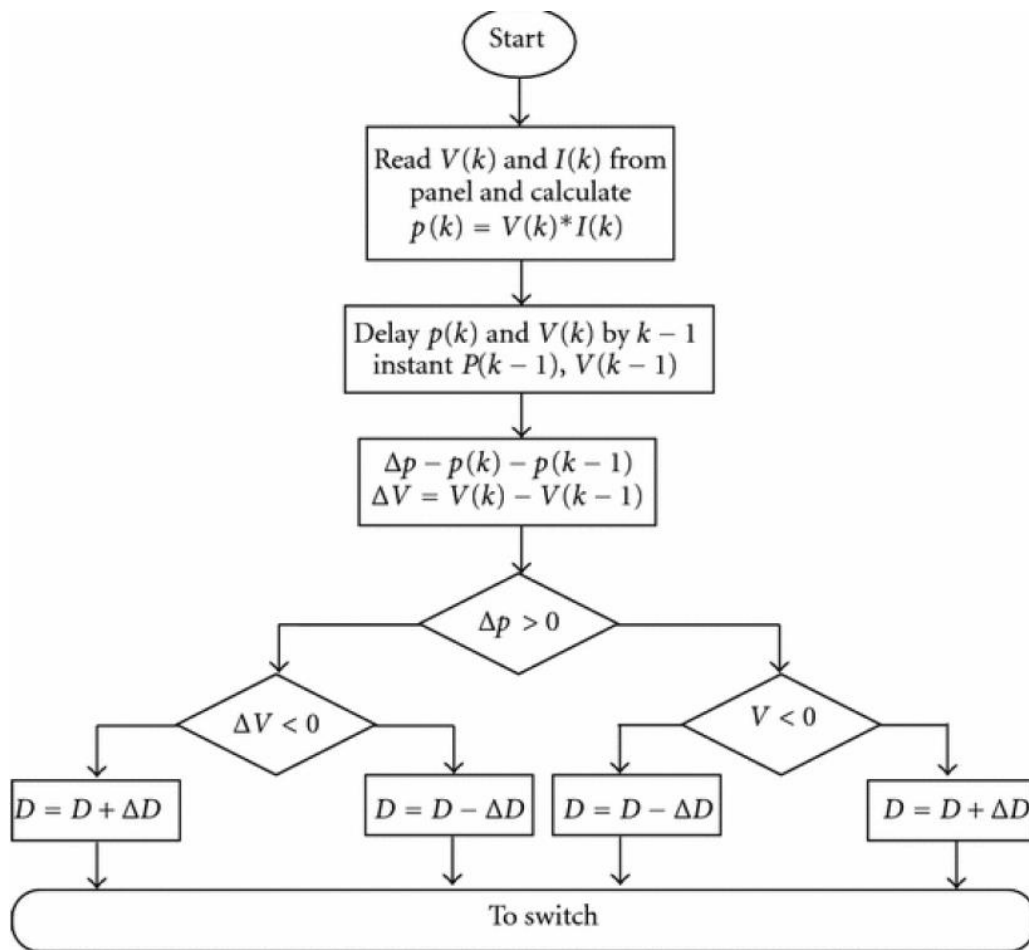


Figura 2.12: Diagrama de flujo del método Perturb and Observe [10]

La estrategia de Perturb and Observe es sencilla de implementar. Sin embargo, presenta la desventaja de que se está oscilando continuamente alrededor del punto de máxima potencia, es decir, en ningún momento se deja de variar el punto de trabajo. Teniendo en cuenta esta desventaja, aparece una segunda estrategia MPPT, conocida como Incremental Conductance.

Incremental Conductance

El método de Incremental Conductance se basa en el hecho de que en el punto de máxima potencia (MPP), la pendiente de la curva Tensión-Potencia es cero (ver figura 2.11), mientras que a la izquierda de este punto es positiva, y a la derecha negativa [9].

$$P = VI = \frac{dP}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (2.1)$$

$$MPP: \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} = 0 \quad (2.2)$$

$$left\ MPP: \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} > 0 \quad (2.3)$$

$$right\ MPP: \frac{dP}{dV} = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} < 0 \quad (2.4)$$

Generalmente, la condición de que la pendiente sea exactamente 0 apenas se dará debido a ruidos en la medida. Por ello, se fija un margen de error:

$$\left| \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV} \right| < \varepsilon \quad (2.5)$$

Teniendo esto en cuenta, el diagrama de flujo de esta estrategia es la siguiente:

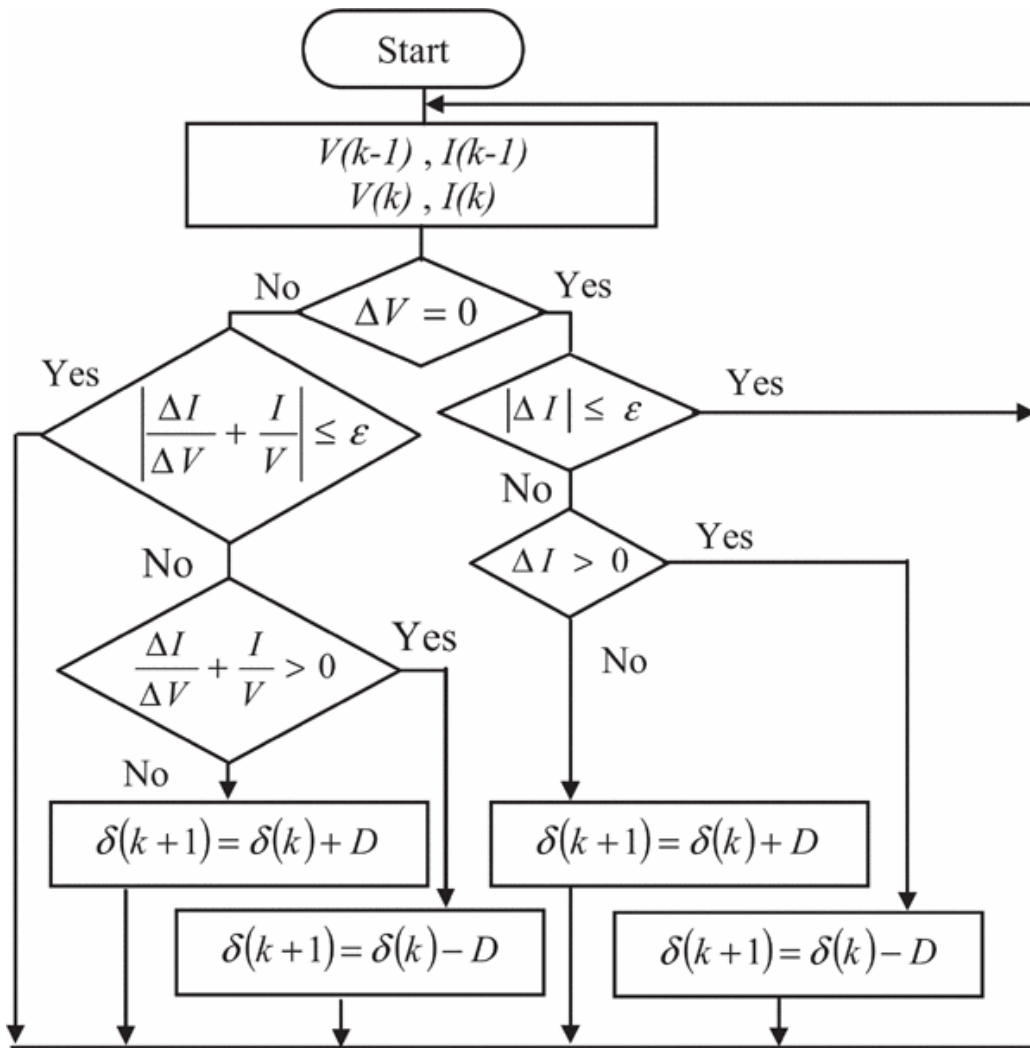


Figura 2.13: Diagrama de flujo del método Incremental Conductance [9]

Esta estrategia tiene la ventaja de que una vez se llega al punto de máxima potencia, ya no hay perturbaciones del punto de trabajo. Sin embargo, es más complejo que el método Perturb and Observe.

Constant Voltage

Una estrategia bastante más simple que las dos anteriores, aunque menos efectiva, es la de simplemente elegir un valor fijo de tensión a la que trabajará el sistema. Este método se basa en que, ante cambios en la radiación, la tensión del punto de máxima potencia varía muy levemente. Por ello, en este método se elige un valor de tensión fijo, que suele ser un valor cercano al 76% de la tensión de circuito abierto de los paneles. Para llevar a cabo esta estrategia, se fija momentáneamente la corriente del sistema a cero, se mide la tensión a circuito abierto de los paneles y se fija la referencia de tensión en el 76% de este valor. [4]

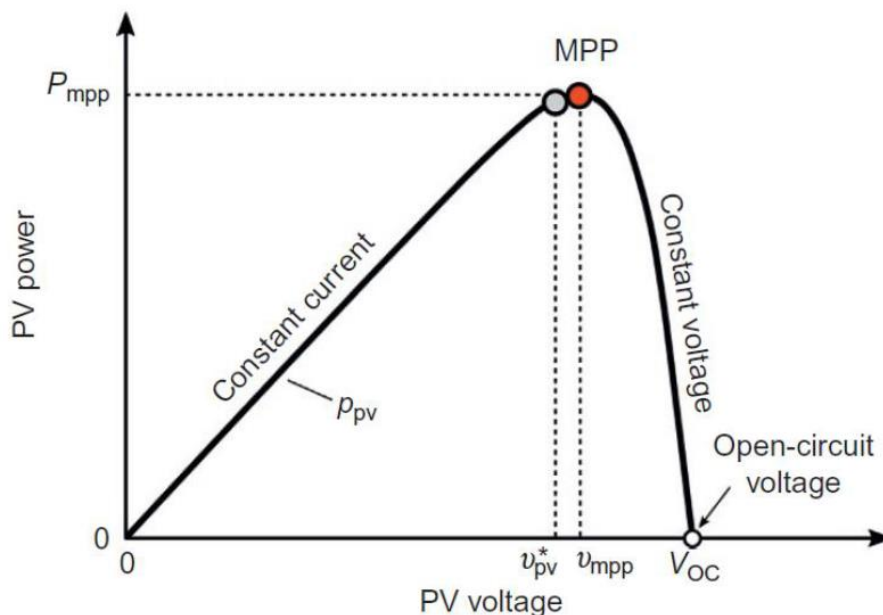


Figura 2.14: Estrategia Tensión Constante MPPT [4]

2.2.6. Situación actual en España

Por las condiciones climáticas de la Península Ibérica, la energía solar es una opción ideal para aumentar el peso de las energías renovables sobre la generación total de energía. Alrededor de los años 2007-2008 se comenzó a instalar generadores fotovoltaicos por la Península, en especial en la zona del Sur.

La energía solar en España sufrió en 2019 el mayor incremento de potencia instalada, aunque la mayoría de estas instalaciones comenzaron a funcionar en 2020. Actualmente, la potencia solar en España representa un 13% del total de potencia instalada [1]. La potencia solar fotovoltaica instalada en España ha seguido la siguiente evolución:

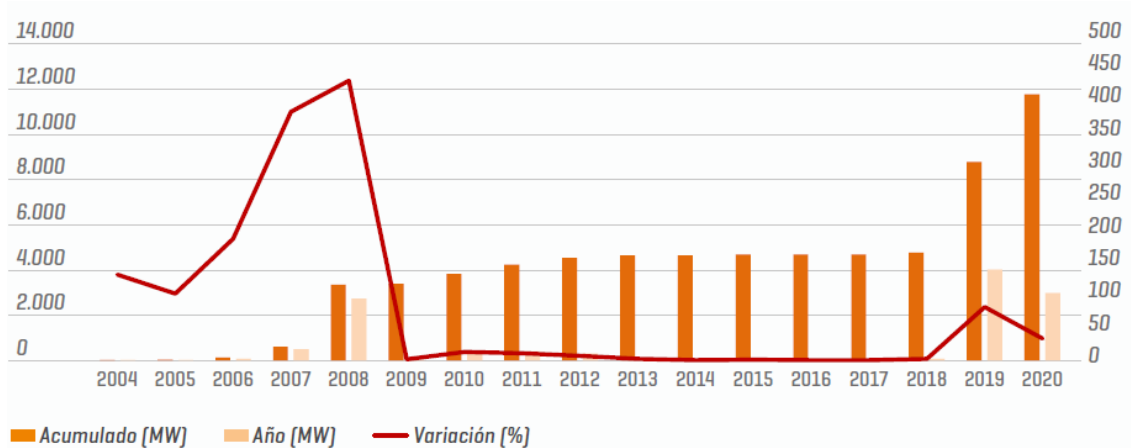


Figura 2.15: Potencia solar fotovoltaica instalada. Sistema eléctrico nacional MW y % [1]

Gracias al considerable incremento en 2019 y 2020, la potencia generada en el año pasado fue bastante importante:

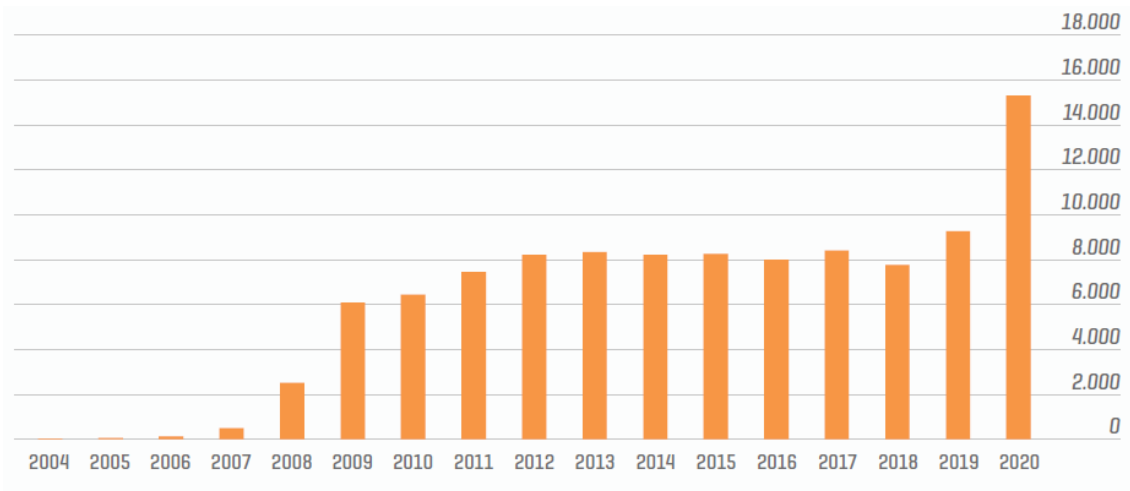


Figura 2.16: Generación solar fotovoltaica. Sistema eléctrico nacional GWh [1]

2.3. Almacenamiento energético

2.3.1. Definición

Las fuentes de energía renovables tienen una serie de limitaciones, y una de ellas es la intermitencia en la generación de la energía. Por ejemplo, la energía solar no aporta energía por las noches y en días nublados, y la energía eólica depende de la velocidad del viento, que no es un factor constante. Por ello, es necesario acompañar a este tipo de energías con sistemas de almacenamiento energético.

Se entiende como almacenamiento energético a los métodos para conservar energía en cualquier forma, para liberarla cuando se requiera, en la misma forma en que se recolectó o en otra diferente. Los sistemas de almacenamiento, en general, pueden ser: mecánicos, eléctricos, químicos, biológicos, nucleares y térmicos:

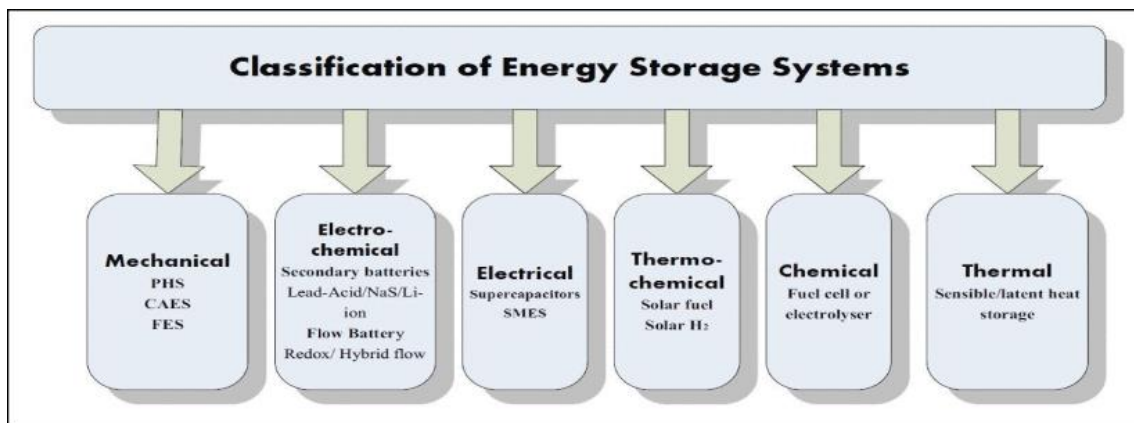


Figura 2.17: Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía [11]

En este Trabajo Final de Máster, el estudio y las simulaciones se centrarán en baterías y supercondensadores.

2.3.2. Baterías

Las baterías son dispositivos formados por celdas electroquímicas que convierten la energía química almacenada en corriente eléctrica, y viceversa. Las baterías tienen un amplio rango de funcionamiento, ya que pueden conectarse varias celdas de baterías en serie y paralelo para conseguir generar la electricidad necesaria con el rango de tensión que se desee. Hay diferentes tecnologías de baterías, en función de la química utilizada en su interior:

Baterías de plomo y ácido: Son las baterías recargables más utilizadas. Están compuestas de dióxido de plomo (PbO_2) en el cátodo y plomo esponjoso en el ánodo. Se usan principalmente en sistemas de almacenamiento ininterrumpido (UPS) y en baterías de arranque de vehículos.

Ventajas: son de las baterías más baratas, ya que, al ser de las más antiguas, su tecnología está muy estudiada. También, presentan una auto-descarga muy baja ($>0.1\%$) y una eficiencia de alrededor del 75-80%.

Desventajas: Son muy pesadas, debido al plomo. Su densidad energética es bastante limitada (30-50 Wh/kg), y su vida es también limitada (de 500 a 1000 ciclos). Además, no permiten la carga rápida. [12]

Baterías de níquel-cadmio: Están compuestas de hidróxido de níquel (Ni(OH)_2) en el cátodo y cadmio en el ánodo. Estas baterías se cargan a corriente constante porque no hay una relación directa entre la tensión y su nivel de carga. Al igual que las baterías de plomo y ácido, se utilizan como UPS, y en aparatos portátiles.

Ventajas: al igual que las de plomo-ácido, están muy estudiadas. Tienen un buen comportamiento a diferentes temperaturas (-40°C a 60°C), tienen una prolongada vida útil (>3500 ciclos) y una densidad de energía de 50 a 75 Wh/kg.

Desventajas: son caras, y el cadmio es contaminante. Además, tienen un nivel de tensión por celda bajo (1.2 V), y tienen efecto memoria. [12]

Baterías de níquel-metalhidruro: Están compuestas de oxihidróxido de níquel (NiOOH) en el cátodo y aleación de hidruro metálico en el ánodo. Se usan también como UPS, y ha tenido alguna aparición en el mercado de vehículos híbridos y eléctricos.

Ventajas: A las ventajas de las de níquel-cadmio, se suma una aún mayor densidad energética (60-120 Wh/kg). Además, no tienen cadmio, por lo que son menos dañinas que las de níquel-cadmio.

Desventajas: Tienen un alto nivel de autodescarga (15%-20% al mes). También, al igual que las baterías de níquel-cadmio, tienen efecto memoria, aunque en menor medida que estas. [12]

Baterías de ion litio: Son las baterías más recientes, y ya son las más habituales en dispositivos portátiles (móviles, cámaras de fotos...), vehículos eléctricos, energías renovables...

En función de la química que alberguen en su interior, hay diferentes tipos:

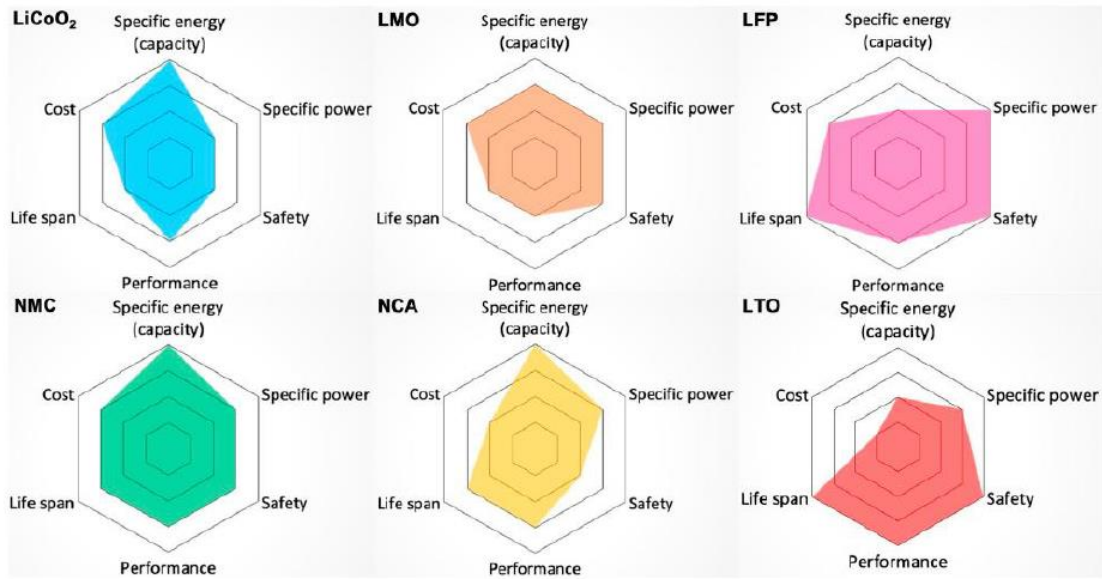


Figura 2.18: Tipos de baterías de Ion Litio [13]

Ventajas: Alta densidad energética (75-200 Wh/kg), no tienen efecto memoria, y tienen un nivel de tensión por celda elevado (3.3V).

Desventajas: Su vida útil se sitúa actualmente entre los 2 y los 5 años, y son bastante más caras que las otras tecnologías, al estar todavía en pleno desarrollo.

En la siguiente imagen se puede ver una comparativa de los distintos tipos de baterías mencionadas anteriormente:

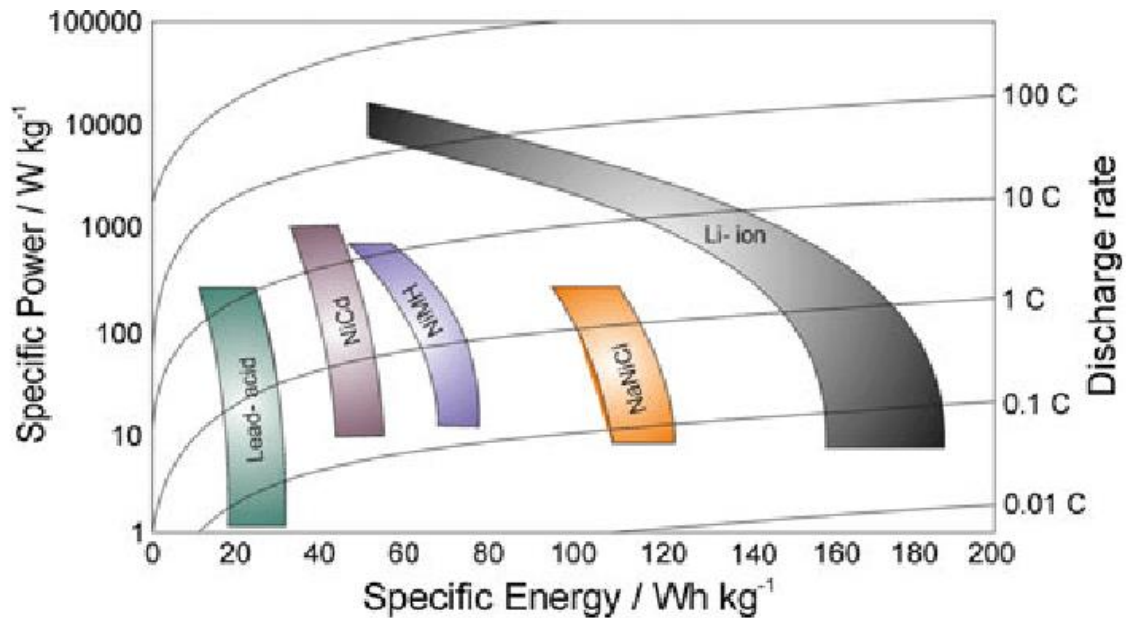


Figura 2.19: Comparación baterías: Densidad energética vs densidad de potencia [14]

Como se puede ver, las baterías más polivalentes son las de Ion Litio, ya que, al tener los mayores niveles de densidad de energía y densidad de potencia, son las que mayor autonomía ofrecen de todas las tecnologías, además de ser capaces de alimentar a cargas más grandes. Además, como se puede ver en la siguiente imagen, esto permite tener baterías más pequeñas y ligeras:

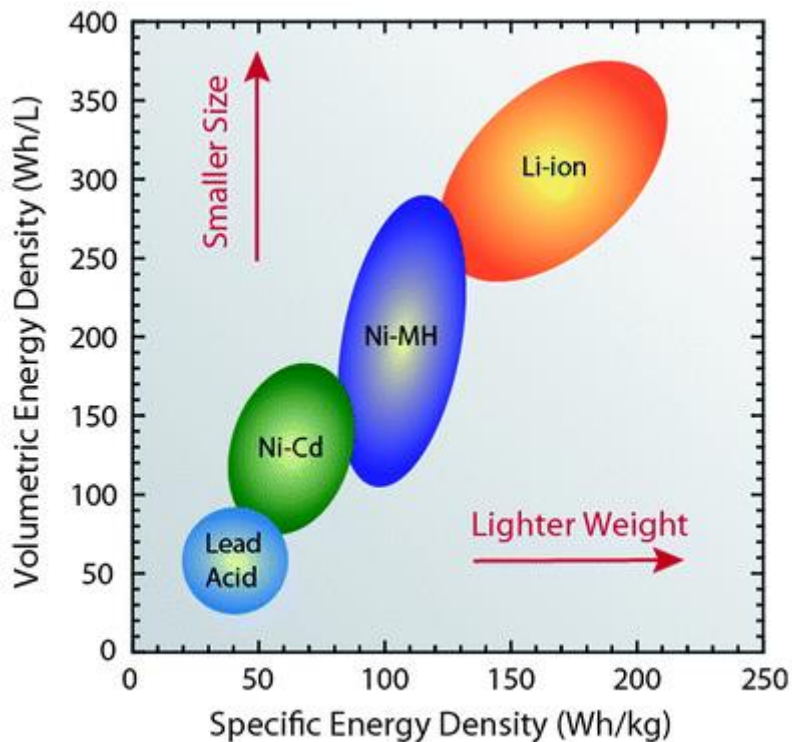


Figura 2.20: Densidad energética baterías [15]

2.3.3. Supercondensadores

Son condensadores electroquímicos que presentan una alta densidad de energía en comparación a los condensadores convencionales. La capacidad de estos condensadores convencionales se sitúa en el orden de microfaradios (μF), mientras que la de los supercondensadores aumenta hasta las centenas o miles de faradios. Esto provoca que un supercondensador pueda suponer una alternativa a las baterías en determinadas aplicaciones. [16]

En un condensador, la capacidad es directamente proporcional al área de los electrodos, e inversamente proporcional a la distancia entre estos:

$$C = \epsilon_0 \epsilon_r \frac{A}{d}$$

Hace unos años, para conseguir capacidades de faradios en un condensador del tamaño típico de un condensador electrolítico de μF (los más habituales), el área de los electrodos debería ser enorme, y era algo impensable. Pero en un supercondensador, los electrodos están hechos de un material conocido como carbono activo. Este material presenta una estructura porosa a escala nanométrica. Esta estructura porosa permite aumentar la superficie específica hasta $2000 \text{ m}^2/\text{g}$, un valor mucho mayor que los condensadores electrolíticos convencionales. Gracias a esto, se pueden conseguir valores de C muy elevadas en un volumen bastante reducido. Sin embargo, los niveles de tensión conseguidos con esta tecnología no son muy elevados. Es necesario recurrir a conexiones en serie para poder trabajar a niveles de tensión mayores, al igual que con las baterías. [16]

Estos dispositivos presentan una densidad de potencia muy elevada en comparación con las baterías, del orden de $500\text{-}2000 \text{ W/kg}$. Sin embargo, la densidad energética es bastante limitada,

alrededor de 1-3 Wh/kg. Esto provoca que su tiempo de back-up sea muy corto en comparación con las baterías, como se puede ver en la siguiente imagen:

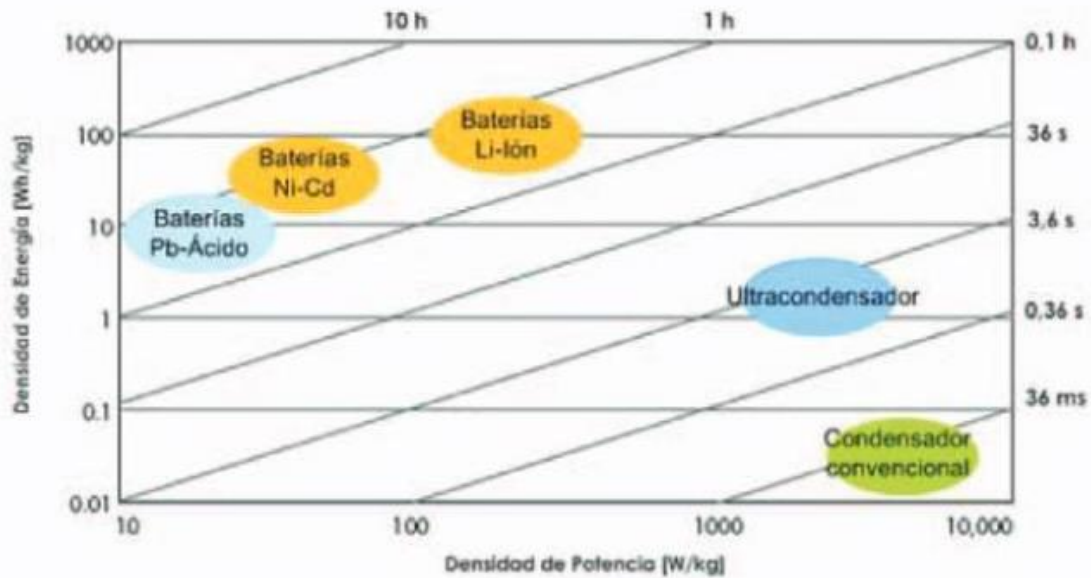


Figura 2.21: Comparación baterías y supercap: Densidad energética vs densidad de potencia [16]

2.3.4. Hidrógeno

El hidrógeno no es una fuente de energía como tal, sino que es un vector energético. Es decir, es un producto que necesita de una aportación externa de energía para ser obtenido, y que puede almacenar energía que posteriormente podrá ser liberada.

El hidrógeno se clasifica a menudo en verde, gris o azul, en función de cómo sea la energía empleada en su obtención. Si la producción de hidrógeno conlleva emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) elevadas, se denomina hidrógeno gris (el método más común es el reformado con gas natural). Si el hidrógeno se obtiene a partir de combustibles fósiles en procesos en los que se incorpore captura de CO₂ (reduciendo sus emisiones hasta un 95%), se denomina hidrógeno azul. Por último, el hidrógeno verde o renovable se obtiene por electrólisis a partir de electricidad producida por fuentes de energía renovables [17]. Esta electrólisis consiste en descomponer moléculas de agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂) por medio de corriente eléctrica. Más tarde, estas moléculas se podrán recombinar de nuevo en H₂O, generando electricidad en el proceso. [18]

El hidrógeno puede considerarse como uno de los vectores energéticos más prometedores, debido a su neutralidad climática y a que no generan emisiones contaminantes. Además, tiene la capacidad de ser almacenado en estado gaseoso o en estado líquido, lo que conlleva una mayor flexibilidad.

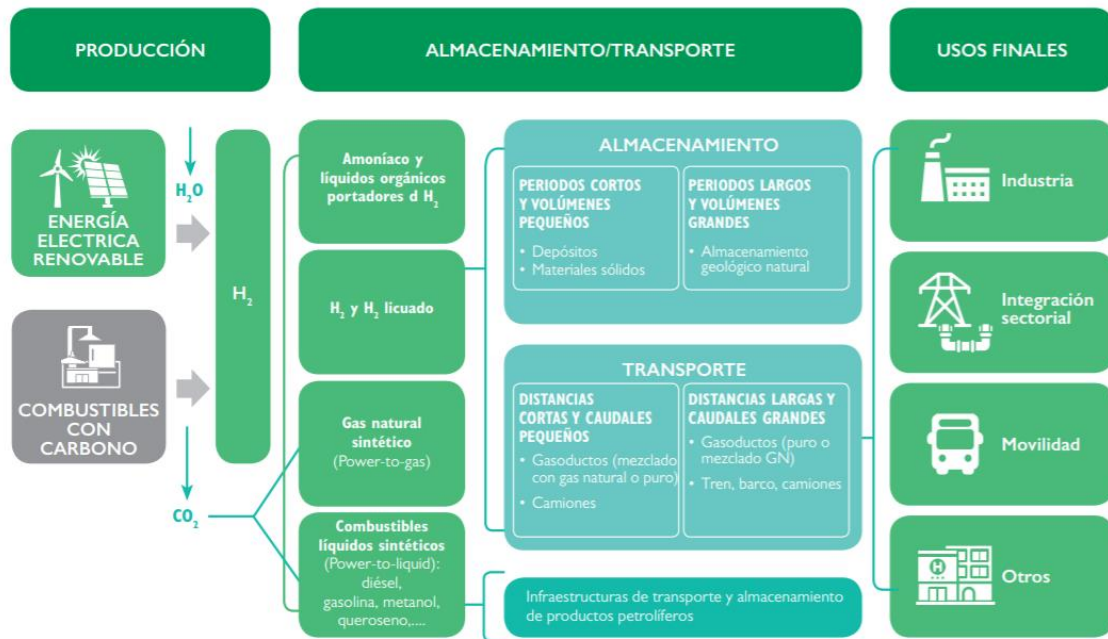


Figura 2.22: Etapas de la cadena de valor del hidrógeno [19]

2.3.5. Situación actual en España y en el Mundo

A diferencia de la energía solar, almacenamiento energético no está tan asentado actualmente. La mayoría del almacenamiento energético instalado en la actualidad, tanto a nivel global como a nivel nacional se basa en sistemas de bombeo hidráulico.

Se prevé un crecimiento de los sistemas de almacenamiento energético muy grande a nivel mundial en los próximos años, como se puede ver en la siguiente imagen:

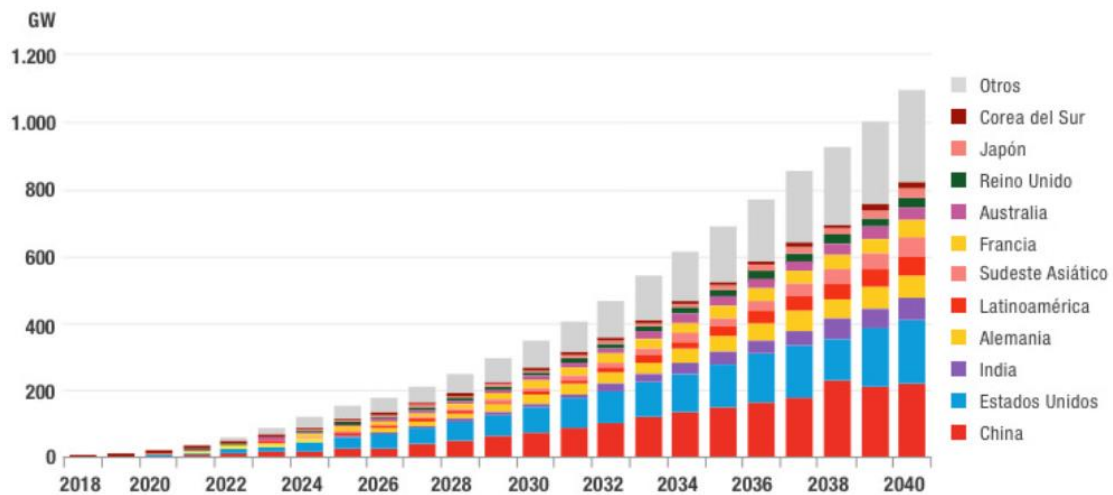


Figura 2.23: Evolución de las instalaciones de almacenamiento energético en todo el mundo [20]

En lo que respecta a España, también se prevé un crecimiento muy importante:

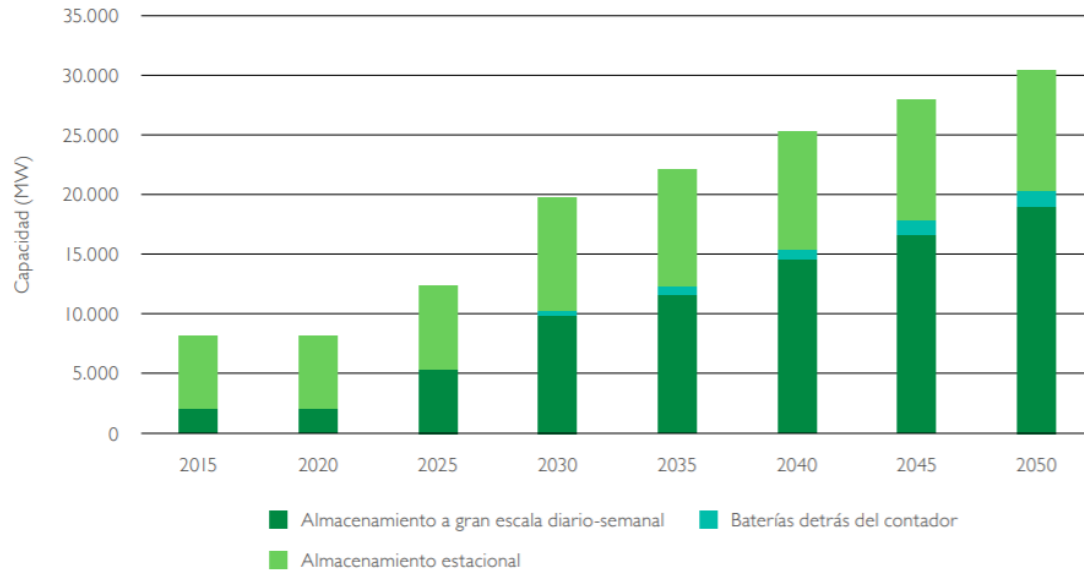


Figura 2.24: Previsión de necesidades de almacenamiento energético [17]

Como se puede ver, la mayoría de almacenamiento energético en España actualmente es estacional, es decir, almacenamiento en forma de bombeo hidroeléctrico. Sin embargo, este método de almacenamiento de energía está pensado principalmente para almacenar energía a largo plazo. Para aplicaciones de apoyo a la red, es preferible utilizar sistemas de almacenamiento de energía más versátiles, como las baterías y supercondensadores. Estos métodos de almacenamiento son los que sufrirán un crecimiento en los próximos años.

En España, hay un antecedente del estudio de los sistemas de almacenamiento energético para dar soporte a la red. En el año 2013, Red Eléctrica Española puso en marcha el Proyecto Almacena [21]. Este proyecto consistió en la instalación de una red de baterías de ion-litio con una capacidad de 3 MWh y una potencia de 1 MW. En total, se instalaron 9.856 celdas agrupadas en 704 módulos y estos, agrupados en 32 racks. El objetivo era evaluar la capacidad de los sistemas de almacenamiento de mejorar la eficiencia de la operación de los sistemas eléctricos. Este proyecto se instaló en Carmona (Sevilla), en una subestación de 400/220kV.



Figura 2.25: Batería de ión-litio instalada en la subestación de transporte de Carmona [21]

Este proyecto tuvo dos fases diferenciadas. En una primera fase, se centró el estudio en favorecer la integración de renovables en la red, mediante aplicaciones como la modulación de la curva de la demanda y la regulación de frecuencia. En la segunda fase, se probaron otras aplicaciones, como otorgar estabilidad a la red o participar en el control de tensión. El proyecto finalizó con éxito, realizando 180 ciclos de carga y descarga al día. A lo largo del año 2014, las baterías almacenaron un total de 540 MWh, que fueron devueltos sin problema a la red. Más del 40% de la electricidad almacenada tuvo origen renovable [22].

Los sistemas de almacenamiento energético en España van más allá del Proyecto Almacena. Existen varias iniciativas para que las baterías de vehículos eléctricos tengan una segunda vida, y se utilicen como almacenamiento para apoyar generadores fotovoltaicos o eólicos [23]. Por otro lado, en 2019, la Comisión Europea aprobó unas ayudas por valor de 3.200 millones de euros para el desarrollo de las baterías en ion-litio en 7 países. Por último, el Gobierno anunció en diciembre del pasado 2020 unas inversiones por valor de 1.500 millones de euros para impulsar la tecnología del hidrógeno como sistema de almacenamiento energético [24].

Actualmente, ya hay empresas que ofrecen al mercado sistemas de almacenamiento energético como una solución para adaptarse a todos los requisitos de la red, como es el caso de ABB. En su página web, mantienen que sus baterías ayudan a sus clientes a aumentar la rentabilidad, reducir el coste de la energía y reducir también las emisiones de CO₂ al maximizar la integración de energías renovables. [25]

3. Inversores multinivel: T-NPC

El inversor trifásico convencional (Voltage Source Inverter, VSI) es un convertidor de dos niveles. Es decir, la tensión de salida solo puede tomar dos valores, comúnmente $\pm V_{dc}$. Para conseguir en la tensión de salida una señal sinusoidal más precisa, con menos rizado y contenido armónico, sería necesario aumentar la frecuencia de conmutación. Sin embargo, esto presenta limitaciones, debido a las pérdidas de conmutación que pueden aparecer en el inversor, y al estrés al que se ven sometidos los interruptores. [26]

Teniendo en cuenta estas limitaciones, ha aparecido un nuevo tipo de inversores, conocidos como inversores multinivel, cuya tensión de salida tiene más de dos niveles de tensión. Como se puede ver en la imagen 3.1, los convertidores multinivel operan como un interruptor de n posiciones.

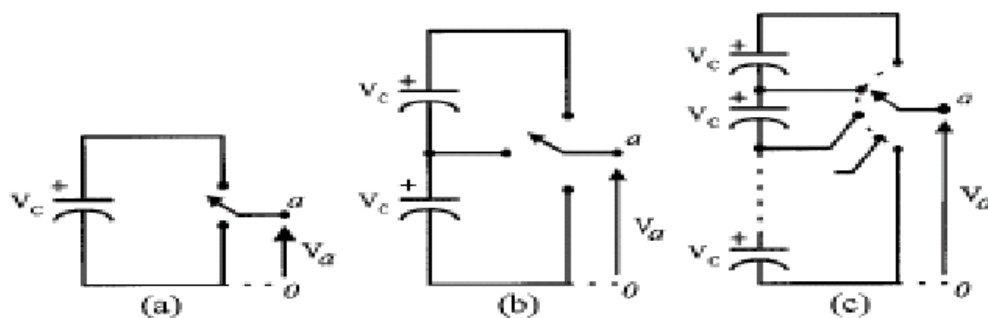


Figura 3.1: Celda monofásica de un inversor de (a) dos niveles, (b) tres niveles y (c) n niveles [27]

Los convertidores multinivel presentan varias ventajas con respecto a los inversores de dos niveles. Entre ellas cabe destacar la reducción del THD (distorsión armónica total) con frecuencias de conmutación bajas (ver figura 3.2), o la capacidad de aumentar los niveles de tensión sin introducir dispositivos en serie. También, las topologías multinivel permiten usar IGBTs y diodos con una tensión de ruptura menor que la tensión en el bus DC. [28] [29]

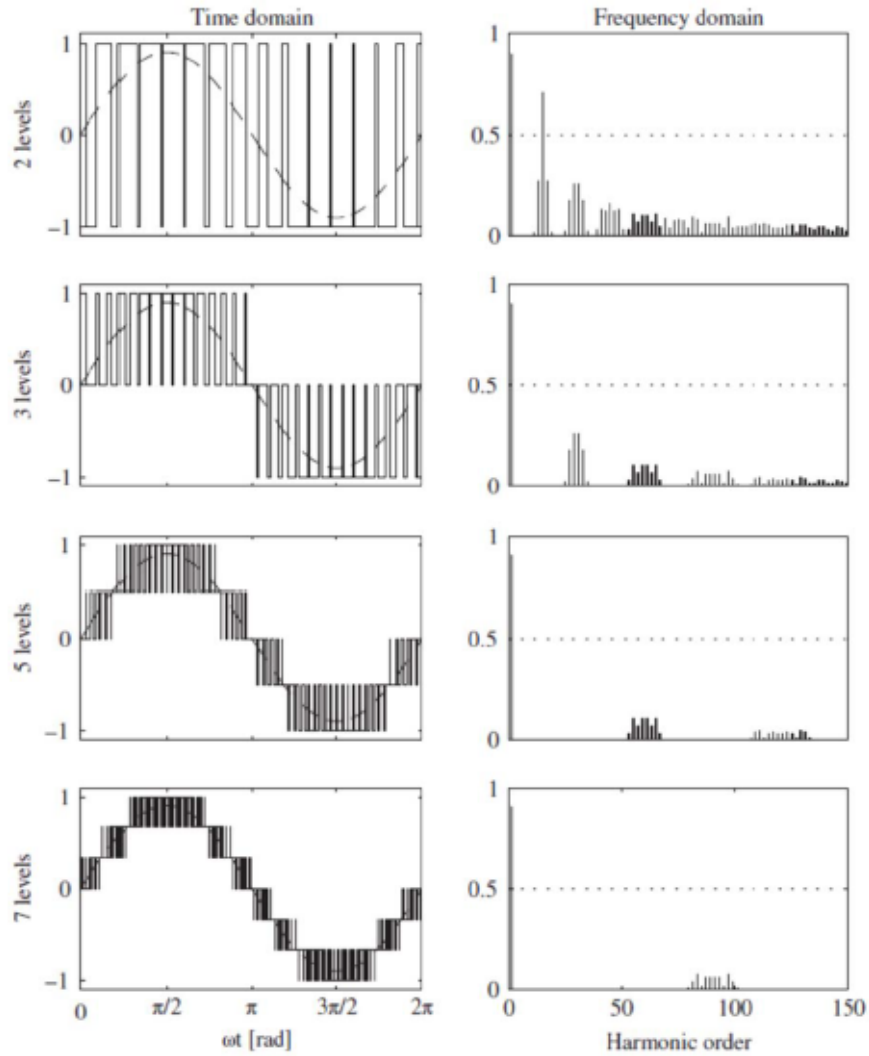


Figura 3.2: Distorsión armónica en convertidores multinivel [28]

A continuación se muestra una clasificación de distintos convertidores de potencia:

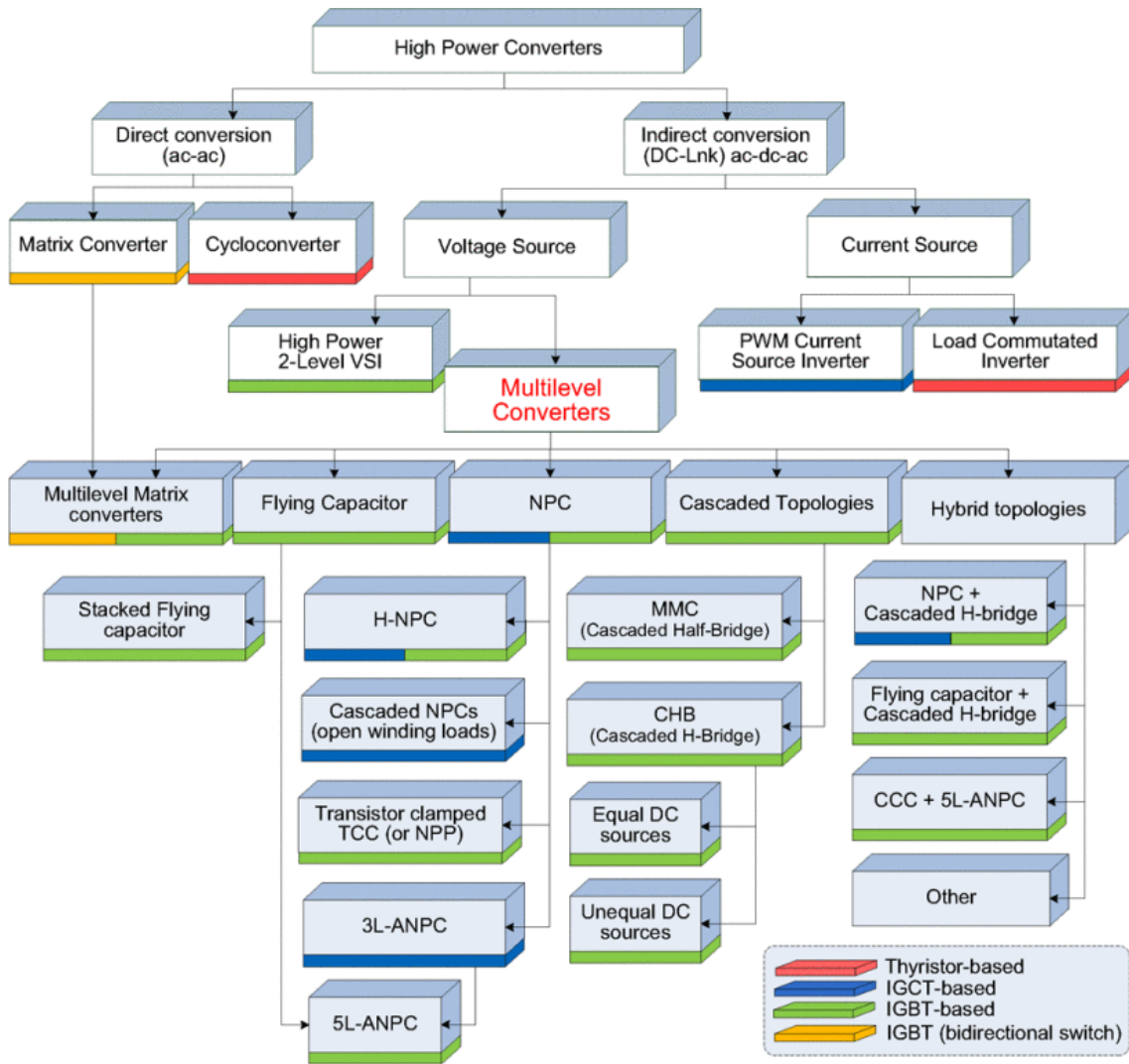


Figura 3.3: Clasificación de convertidores de potencia [30]

De esta clasificación, se va a recurrir a los convertidores NPC (neutral-point-clamped):

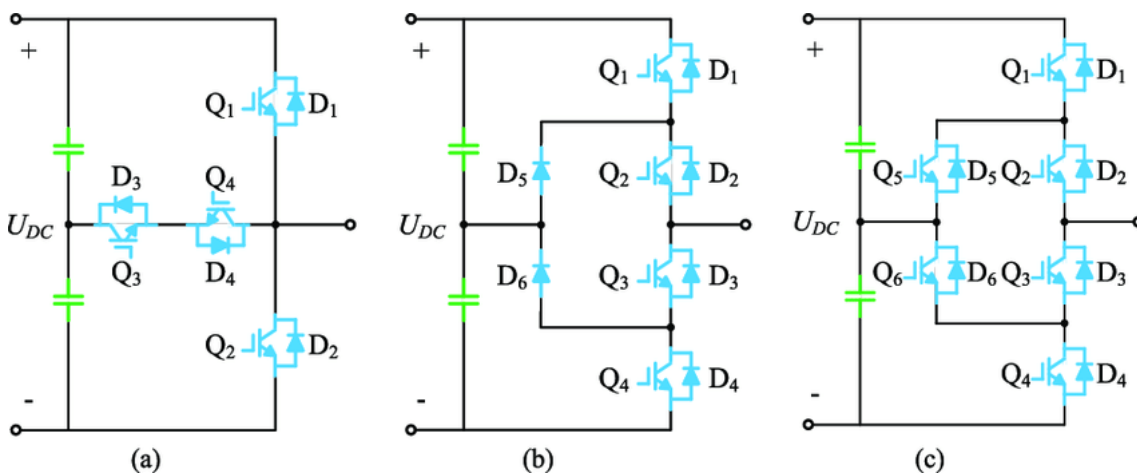


Figura 3.4: Diferentes convertidores multinivel. (a) TNPC. (b) DNPC. (c) ANPC [31]

La topología elegida para este trabajo es la conocida como TNPC (T-type neutral-point-clamped), ya que de la figura 3.4 es la que menos elementos de conmutación incorpora. Se empleará un TNPC de 3 niveles (figura 3.5). Con 3 niveles, el número de niveles de tensión que se pueden conseguir en las tensiones de línea en el lado AC son 5, como se puede ver en la imagen 3.6:

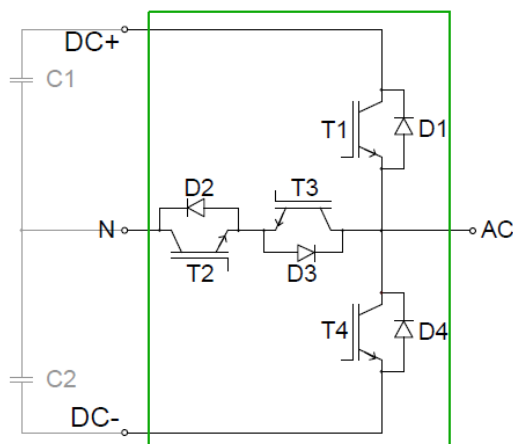


Figura 3.5: Celda monofásica de TNPC de 3 niveles [29]

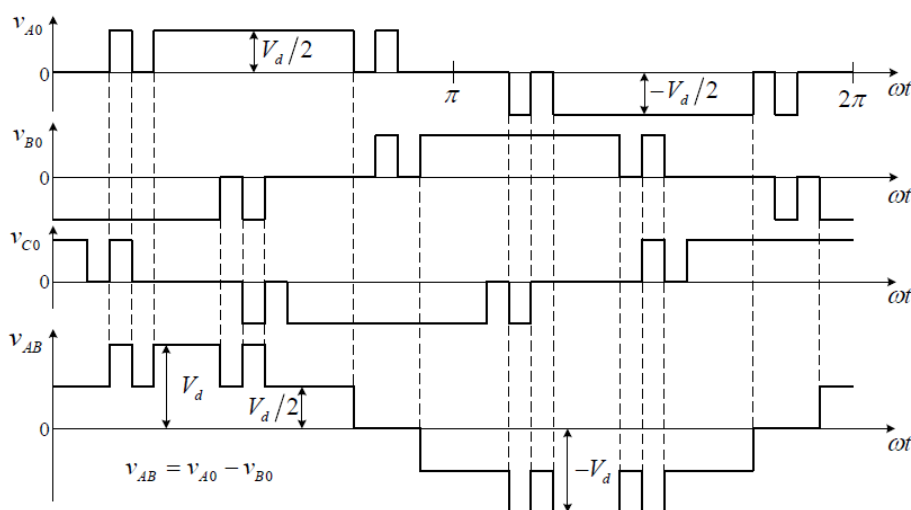


Figura 3.6: Formas de onda tensiones de fase y de línea TNPC [32]

Las tensiones de fase tienen 3 niveles ($V_{DC}/2$, 0 y $-V_{DC}/2$). Por tanto, las tensiones de línea tienen 5 niveles (V_{DC} , $V_{DC}/2$, 0 , $-V_{DC}/2$ y $-V_{DC}$).

Una celda de una fase de un TNPC de 3 niveles está formada por 8 semiconductores: 4 IGBTs y 4 diodos en antiparalelo de libre circulación. En esta topología, los IGBTs T1 y T4 de la figura 3.5 si deben resistir toda la tensión del Bus DC, mientras que los IGBTs T2 y T3 solo deben soportar la mitad de este bus. Los IGBTs T1 y T4 se conocen como interruptores exteriores, y T2 y T3 se conocen como interruptores interiores. [29]

Patrón de conmutación del T-NPC

El control de los convertidores multinivel es más sofisticado que el de un convertidor de 2 niveles. El número de posibles estados de conmutación en una celda monofásica pasa de 4 en un convertidor de 2 niveles (TOP/BOT: 0/0, 0/1, 1/0, 1/1) a 16 en un convertidor 3 niveles. En

un TNPC, los estados de conmutación se clasifican en permitidos y destructivos, de acuerdo con la siguiente imagen:

T1	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	1	0	1	1	1	1
T2	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	1	1
T3	0	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1	1	0	1	1
T4	0	0	0	0	1	0	0	1	0	1	1	1	1	1	0	1
state	allowed								destructive							

Figura 3.7: Estados de conmutación del TNPC [29]

Los estados permitidos son los siguientes [29]:

- Todos los IGBTs en estado de OFF, el convertidor no está funcionando.
- Solo 1 de los 4 IGBTs en estado de ON.
- Cada estado en el que 2 IGBTs adyacentes están en estado de ON: T1/T2, T2/T3, T3/T4.

Los estados destructivos son los siguientes:

- 2 IGBTs no adyacentes en estado de ON: T1/T3 ya que cortocircuita la mitad superior del Bus DC, T2/T4 ya que cortocircuita la mitad inferior del Bus DC y T1/T4 ya que cortocircuita el Bus DC.
- 3 IGBTs no adyacentes en estado de ON.
- Los 4 IGBTs en estado de ON.

Para entender la evolución entre los distintos estados de conmutación hay que acudir a la siguiente imagen, para ver las distintas áreas de operación:

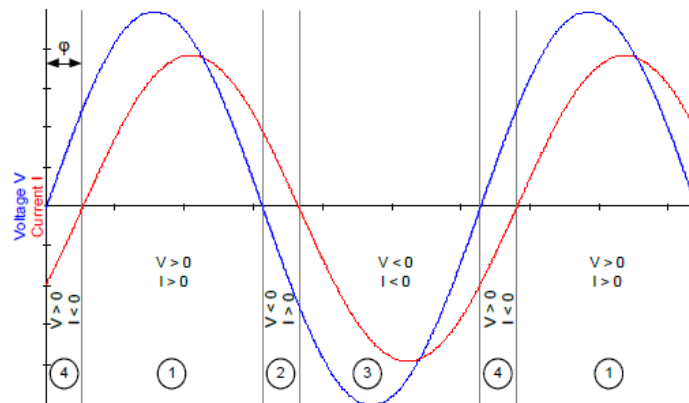


Figura 3.8: Áreas de operación TNPC [29]

En la figura 3.8, aparecen la tensión y la corriente en una carga inductiva. Si $\cos(\phi)=+1$, las únicas áreas de operación son 1 y 3. Si $\cos(\phi)=-1$, las áreas de operación son 2 y 4.

En el área 1, tanto la tensión como la corriente son positivas, es decir la corriente fluye hacia el terminal AC. La conmutación en esta área se realiza entre T1 y T2/D3, como se puede ver en la siguiente imagen:

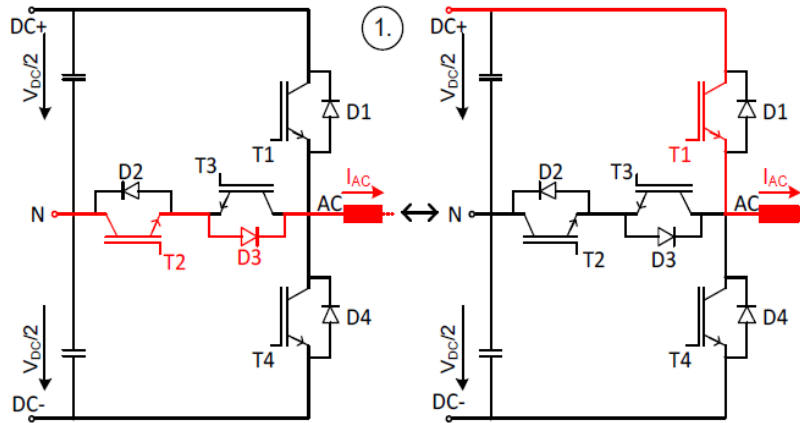


Figura 3.9: Patrón de conmutación en el área 1 [29]

Cuanto el IGBT T1 está en estado de ON, la corriente fluye por él desde el terminal DC+ hasta el terminal AC. Cuando T1 pasa a estado de OFF, la corriente va por los interruptores interiores y fluye desde el terminal N hasta el terminal AC por T2/D3. El IGBT T2 siempre está en estado de ON. El diodo D3 evita el cortocircuito de la mitad superior del Bus DC cuando T1 también está en estado de ON. [29]

En el área 2, la corriente aún es positiva cuando la tensión es negativa. La conmutación en esta área se realiza entre T2/D3 y D4. El patrón de conmutación es el siguiente:

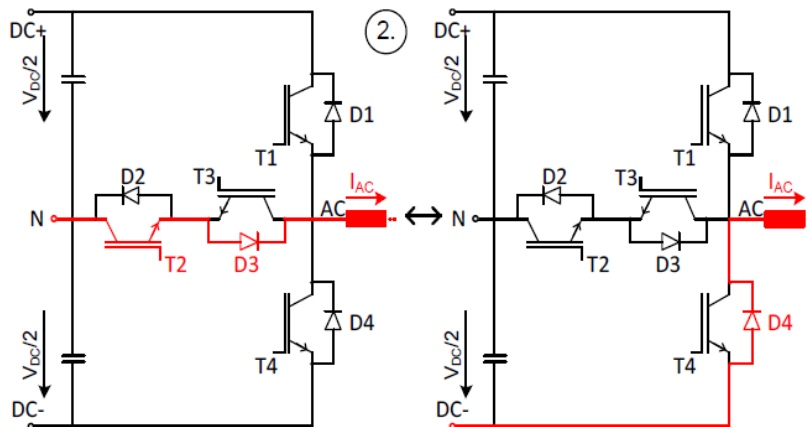


Figura 3.10: Patrón de conmutación en el área 2 [29]

En el área 3, tanto la tensión como la corriente son negativas. La conmutación en esta área se realiza entre T4 y T3/D2, como se puede ver en la siguiente imagen:

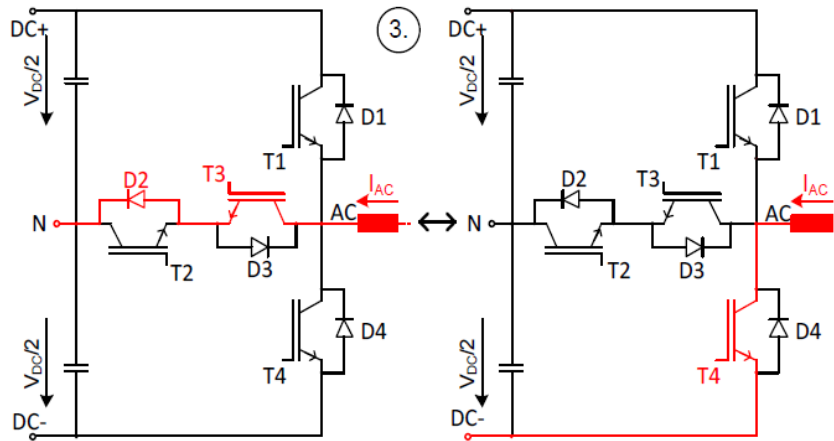


Figura 3.11: Patrón de conmutación en el área 3 [29]

La corriente fluye desde el terminal AC hasta el bus DC. Tanto la tensión como la corriente son negativas. El IGBT T3 siempre está en estado de ON, y el diodo D2 evita el cortocircuito de la parte negativa del Bus DC cuando T4 esté en ON.

Por último, en el área 4, el patrón de conmutación es el siguiente:

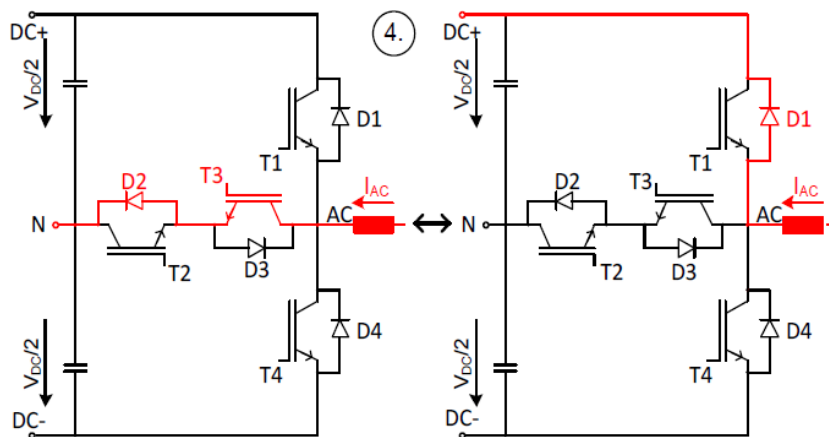


Figura 3.12: Patrón de conmutación en el área 4 [29]

En esta área de operación, la corriente de salida es negativa, pero la tensión es positiva. La conmutación se realiza entre el diodo D1 y los interruptores interiores a través de T3/D2.

4. Battery Management System y estimación del estado de carga

Gracias a la rápida evolución de las Smart grids y de los vehículos eléctricos, las baterías se han impuesto como los sistemas de almacenamiento de energía principales. A medida que la tecnología de las baterías de ion litio se ha ido desarrollando, aumentando su densidad de potencia y energía, ha sido necesario también el desarrollo de los conocidos como sistemas de gestión de baterías (*Battery Management Systems, BMS*). Estos sistemas se encargan de que las baterías sean sistemas de almacenamiento seguros, eficientes y fiables. Los BMS cuentan con precisos algoritmos para medir o estimar parámetros de la batería, además de mecanismos que pueden proteger a la batería de condiciones de funcionamiento peligrosas o ineficientes. [33]

El BMS no solo controla la operativa de las baterías para prolongar su vida útil y garantizar su seguridad, también ofrece una estimación del estado de carga de la batería (*State of Charge, SOC*) y del estado de su salud (*State of Health, SOH*). Para realizar todo esto, el BMS tiene una capacidad de monitoreo y control sobre la operativa de la batería a diferentes niveles: a nivel de celdas, a nivel de módulos y a nivel de packs de baterías.

En la siguiente figura se puede observar un diagrama que explica cómo funciona un BMS:

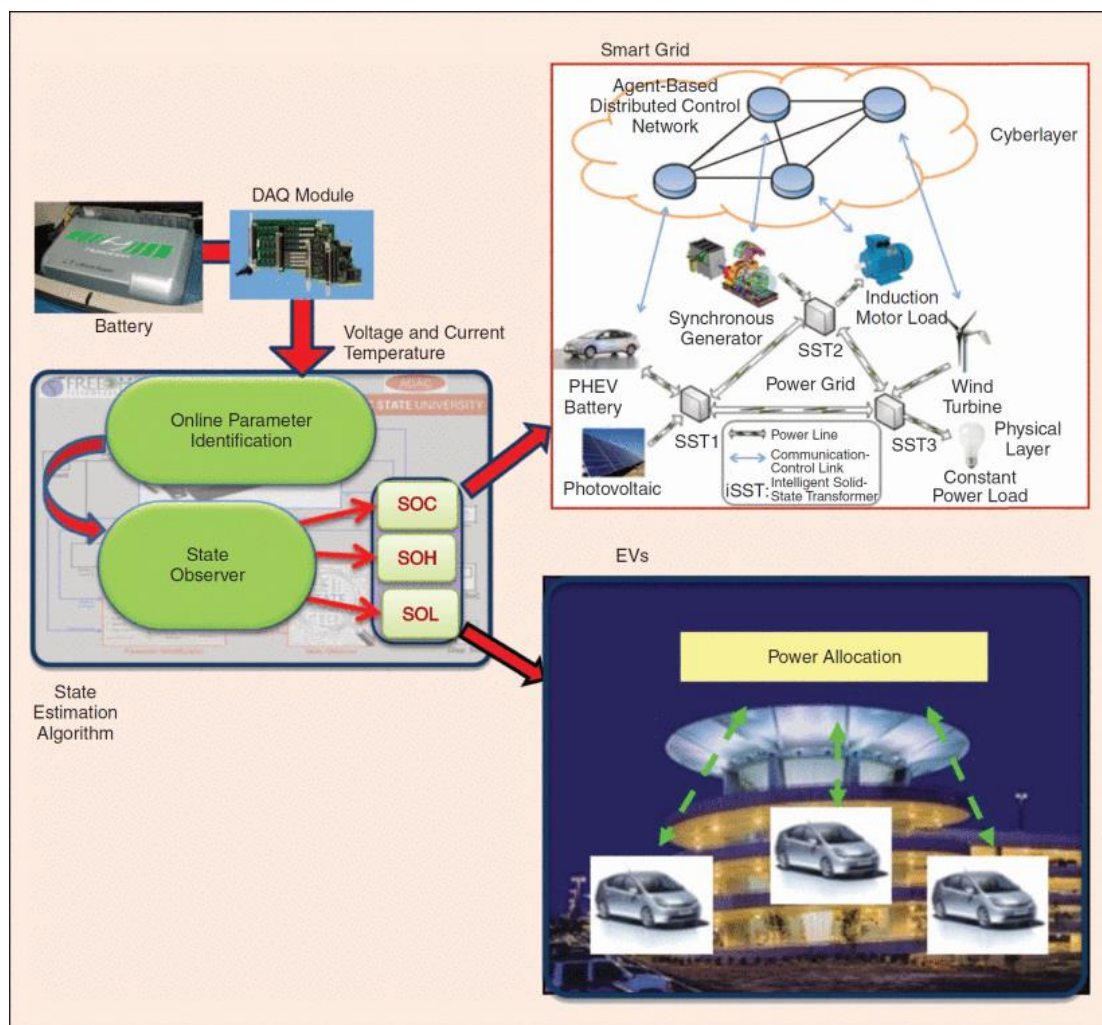


Figura 4.1. Funcionamiento BMS en Smart Grids y vehículos eléctricos [33]

En la figura 4.1, en primer lugar, el módulo de adquisición de datos (DAQ module) sería el encargado de obtener información de la batería, como su tensión, corriente y temperatura, a

una frecuencia de muestreo determinada. Esta información llega al módulo que estima el estado de la batería mediante una serie de algoritmos, teniendo en cuenta un modelo simplificado de la batería (esto se explicará más en detalle más adelante). Gracias a esto, se pueden estimar el SOC y SOH. También, se estima un tercer parámetro conocido como estado de vida de la batería (*State of Life*, SOL). Estos parámetros son los que se necesitan conocer en una Smart grid y en vehículos eléctricos para trabajar correctamente. En la figura se puede ver cómo estas tres estimaciones son recogidas por la Smart grid o por el vehículo eléctrico. En el caso de la Smart grid, esta cuenta con distintas cargas, sistemas de almacenamiento y fuentes de generación. Cada componente de esta red colaborará con el resto para gestionar la energía disponible en función de la información compartida entre estos. En el caso de los vehículos eléctricos, esta información se puede usar tanto en conducción, cambiando el perfil de conducción para prolongar la duración de la batería, como en el momento de la carga del vehículo, ya que esta depende del SOC de la batería en cada momento.

4.1. Prestaciones del BMS

Los BMS suelen ofrecer las prestaciones que se muestran en la siguiente figura:

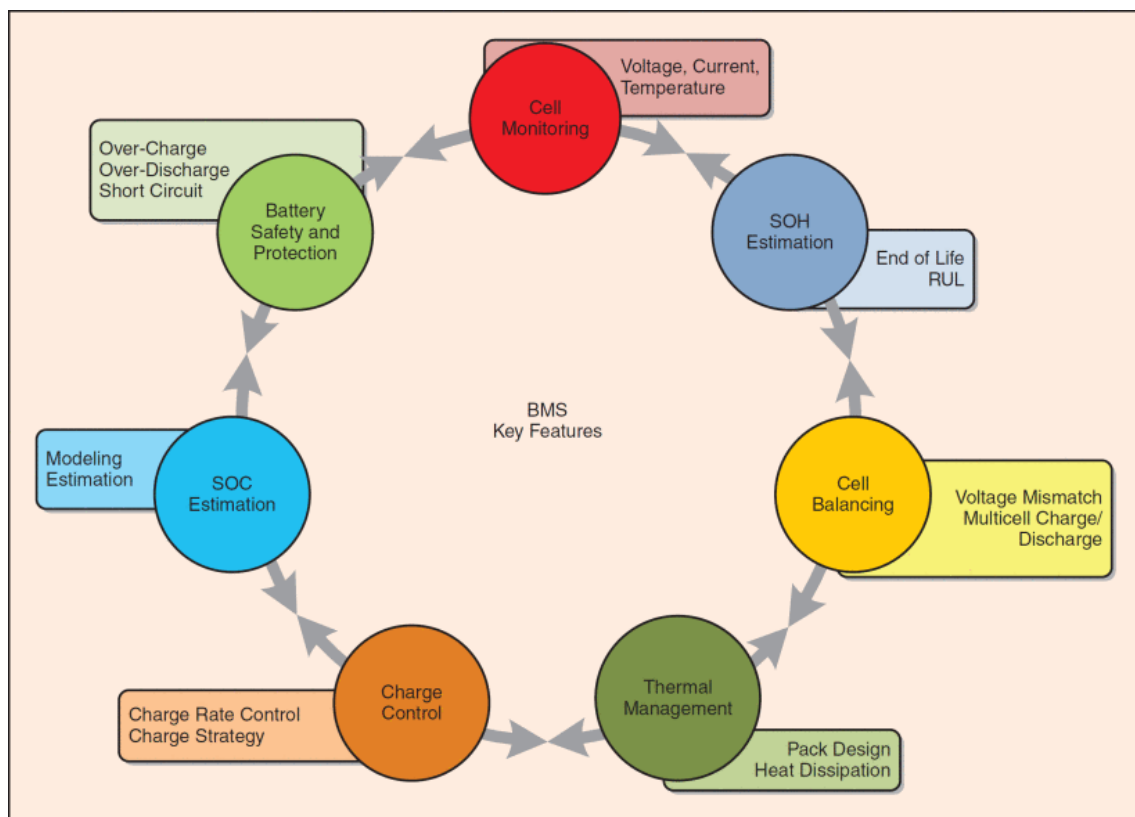


Figura 4.2: Prestaciones BMS [33]

Monitorizar celdas: para realizar todas las tareas, el BMS debe obtener información de la corriente, tensión y temperatura de cada celda. La precisión necesaria en la medida de estos parámetros dependerá de la tecnología de la batería con la que se trabaje. Por ejemplo, en las baterías LiFePO_4 la tensión de la batería a circuito abierto (OCV) cuando su SOC se encuentra entre un 20% y un 80% apenas varía (ver figura 4.3). Esto provoca que se necesite una precisión de 1 o 2 mV en la medida de la tensión de la batería para poder estimar correctamente el SOC. Con otro tipo de baterías, por ejemplo, baterías LiPo, no se necesita tanta precisión en la medida

de la tensión porque esta varía con bastante más proporción en función del SOC (ver figura 4.3). En este caso, una precisión de 5 mV sería suficiente. [33]

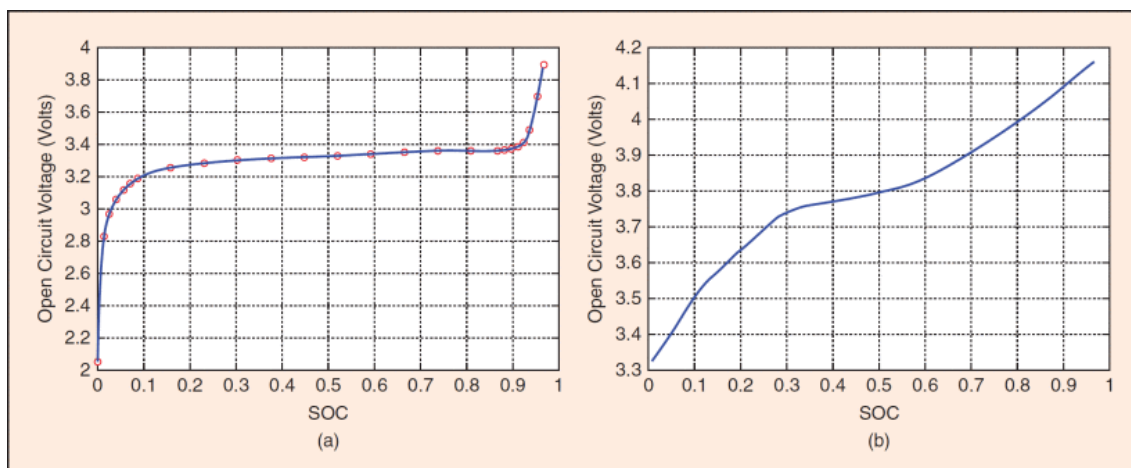


Figura 4.3: curvas SOC vs OCV. (a) batería LiFePO₄. (b) batería LiPo. [33]

En el caso de la medida de la corriente, esta necesita también de mucha precisión. La corriente de la batería es la entrada más importante en el algoritmo que estima el SOC de la batería (se explica más adelante). A menudo, esta corriente simplemente se integra a lo largo del tiempo para estimar la carga de la batería. En otros algoritmos más sofisticados, la corriente es la entrada del modelo dinámico de la batería que se utiliza para estimar el SOC. En ambos casos, la corriente tiene mucha importancia, y por ello es necesario medirla con una precisión del 0.5% o 1%. [33]

Seguridad y protección de la batería: una de las funciones principales del BMS es asegurar la seguridad de la batería y su protegerla en condiciones de trabajo peligrosas. Las condiciones de trabajo peligrosas en las baterías suelen estar relacionadas por las características químicas de estas. Por ejemplo, se podría dar una situación peligrosa para la batería si se descarga la batería más de un valor de SOC dado, o si se supera el parámetro C de seguridad en la carga o la descarga. También, se fijan unos rangos de temperatura en los que la batería puede funcionar de manera segura. [33]

Estimación del estado de carga (SOC): el estado de carga no es un parámetro que se pueda medir directamente de la batería (aunque en portátiles, teléfonos y demás dispositivos indiquen siempre este porcentaje), sino que hay que estimarlo o calcularlo a partir de otros parámetros que sí se pueden medir directamente de la batería, como su tensión o corriente. Hay diferentes métodos para llevar esto a cabo, y se explicarán más adelante.

Estimación del estado de salud (SOH): el estado de salud de la batería predice el número de ciclos de carga y descarga que le quedan a la batería antes de que termine su vida útil. Este parámetro será de vital importancia para el EMS, que decidirá estrategias para prolongar la vida de las baterías, y avisará cuando estas deban ser reemplazadas. Al igual que con el estado de carga, el estado de salud no se puede medir directamente de la batería. [33]

Equilibrado de celdas: habitualmente, las baterías están formadas por una serie de celdas en serie y en paralelo para llegar a los rangos que se necesiten en cada aplicación. En esta situación, es posible que la tensión y la capacidad de todas las celdas no sea la misma, y esto afecta al funcionamiento del sistema total. Por ello, es necesario que todas las celdas estén balanceadas.

Gestión térmica: como se mencionó en la sección de seguridad, la temperatura es un factor muy importante en la operativa de la batería. La temperatura, además de determinar el rango de funcionamiento de la batería, afecta a la eficiencia de la batería, a su degradación y a su impedancia interna. Por tanto, el BMS debe controlar la batería de las baterías y mantenerla en un valor óptimo en función del punto de trabajo. La gestión térmica se basa en analizar la distribución del calor dentro del pack de baterías, y activar algún mecanismo de refrigeración en caso de que sea necesario. [33]

Control de carga: a diferencia de la descarga de la batería, que dependerá principalmente de una carga externa que demanda un valor de corriente determinado, la carga suele depender de un control incorporado. Este control suele depender del tipo de batería. En el caso de las baterías ion litio, se suele utilizar un método de carga conocido como CC-CV (Constant Current – Constant Voltage). Con este método de carga, primero se realiza una carga a corriente constante, y cuando la batería alcanza un valor de tensión determinado, se cambia a una carga a tensión constante. En esta segunda etapa, la corriente cae considerablemente, por lo que la primera etapa carga la batería mucho más rápido, y cuando se llega a cierto valor de SOC (por ejemplo, 80%) se conmuta a carga a tensión constante:

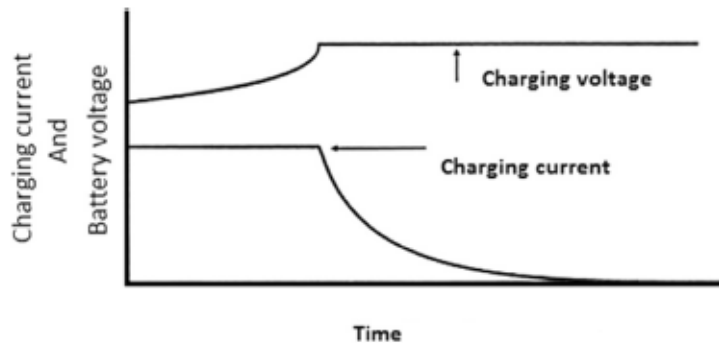


Figura 4.4: Carga de batería a corriente constante y a tensión constante [34]

4.2. Estimación del estado de carga

Un primer método bastante sencillo para estimar el SOC de una batería se conoce como *Coulomb counting*, pero tiene algunas desventajas. Este método se basa en la siguiente ecuación [35]:

$$SOC_k = SOC_{k-1} - \frac{i_k \Delta t}{C_n} \quad (4.1)$$

Donde i , t , y C_n representan la corriente que entrega o recibe la batería, el tiempo y la capacidad de la batería. Sin embargo, las desventajas de este método son las siguientes [35]:

- Lo más seguro es que haya un error de offset, ya que se desconoce el SOC inicial de la batería.
- El error del sensor de corriente introduce un error acumulativo en el SOC.
- No se tiene en cuenta la auto descarga de la batería.

Este método de estimar el SOC es bastante sencillo de implementar, como se verá más adelante en un ejemplo en MATLAB/Simulink.

Para solucionar las desventajas que supone este primer método, se introduce un segundo método para estimar el SOC de una batería. Este segundo método se basa en que el *State of Charge* de una batería es uno de los estados de las ecuaciones de estado del modelo equivalente de la batería. Por ello, es necesario obtener el modelo equivalente de la batería de la que se quiera estimar el SOC. El circuito equivalente de una batería es el siguiente:

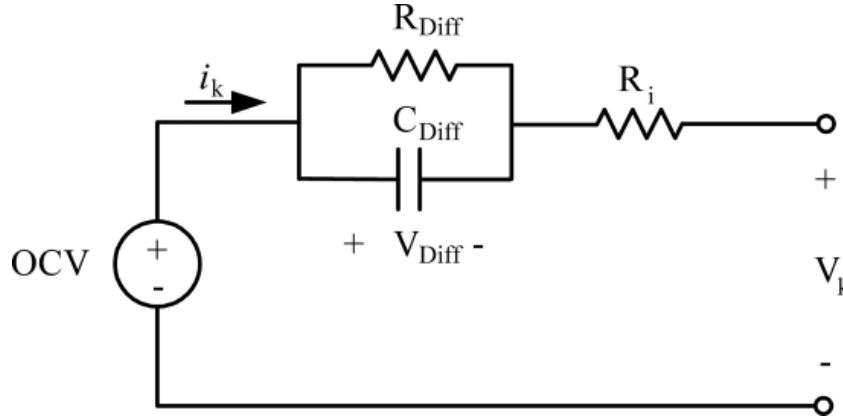


Figura 4.5: Circuito equivalente de una batería [36]

En este modelo equivalente, R_i representa la resistencia interna de la batería, que puede estar provocada por un mal contacto en los bornes de la batería. Por otro lado, V_{diff} representa la respuesta transitoria del modelo. Por último, OCV es la tensión a circuito abierto de la batería (Open Circuit Voltage). Se pueden introducir varios bloques RC para introducir varias constantes de tiempo y conseguir un comportamiento cada vez más parecido a la batería real. Por simplificación, solo se usará una red RC, ya que cada bloque RC introduce un estado al sistema, como se verá a continuación.

Las ecuaciones que modelan este diseño son las siguientes [36]:

$$x_{k+1} = \begin{bmatrix} SOC_{k+1} \\ V_{Diff,k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 - \frac{\Delta t}{R_{Diff}C_{Diff}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} SOC_k \\ V_{Diff,k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{\Delta t}{C_{n,k}} \\ \frac{\Delta t}{C_{Diff}} \end{bmatrix} i_k + w_k^x$$

$$V_k = OCV(SOC_k, C_{n,k}) - V_{Diff,k} - R_i i_k + v_k$$

Figura 4.6: Ecuaciones de estado del modelo equivalente de una batería [36]

Cada red RC introducirá un nuevo estado (V_{diff1} , V_{diff2} ...). C_n es la capacidad de la batería que se supondrá constante en todo momento. Por otro lado, la tensión Open Voltage Circuit (OCV), las resistencias R_i y R_{diff} y el condensador C_{diff} varían según cambie el SOC.

Como se ha dicho anteriormente, este método se basa en que el SOC de la batería es un estado de las ecuaciones de estado de la figura 4.6. Por tanto, diseñando un observador para este estado, ya se puede obtener el SOC de la batería. Como aparecen ciertas no linealidades (hay parámetros que varían con el SOC), se opta por un filtro de Kalman extendido (EKF).

Para realizar este método de estimación del SOC, es necesario obtener cada uno de los parámetros (OCV, R_i , R_{diff} y C_{diff}) de la batería que se quiera calcular el *State of Charge*. En este Trabajo Fin de Máster se va a realizar un ejemplo en MATLAB/Simulink. La idea es, a partir de una batería real, montar su modelo equivalente en MATLAB/Simulink y diseñar el filtro de Kalman. Como se ha dicho anteriormente, todos los parámetros a determinar varían con el SOC, por lo que se obtendrá un array de 11 elementos para cada parámetro, que se corresponden con valores del SOC entre 0 y 100% con saltos del 10%. Para obtener estos 4 arrays, se debe realizar un ensayo con la batería real que se quiera caracterizar. Con la batería cargada al 100%, se descarga con pulsos de corriente, de manera que cada pulso descargue un 10% de la batería. Como no se dispone de una batería real con la que hacer el ensayo, se coge un modelo de batería de Simulink, de la librería *Specialized Power Systems*. El .slx queda de la siguiente manera:

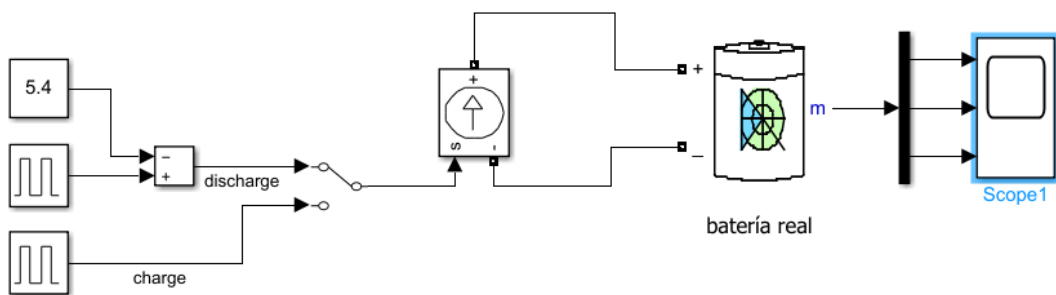


Figura 4.7: Simulación perfil de descarga batería

Se obtiene el siguiente perfil de descarga:

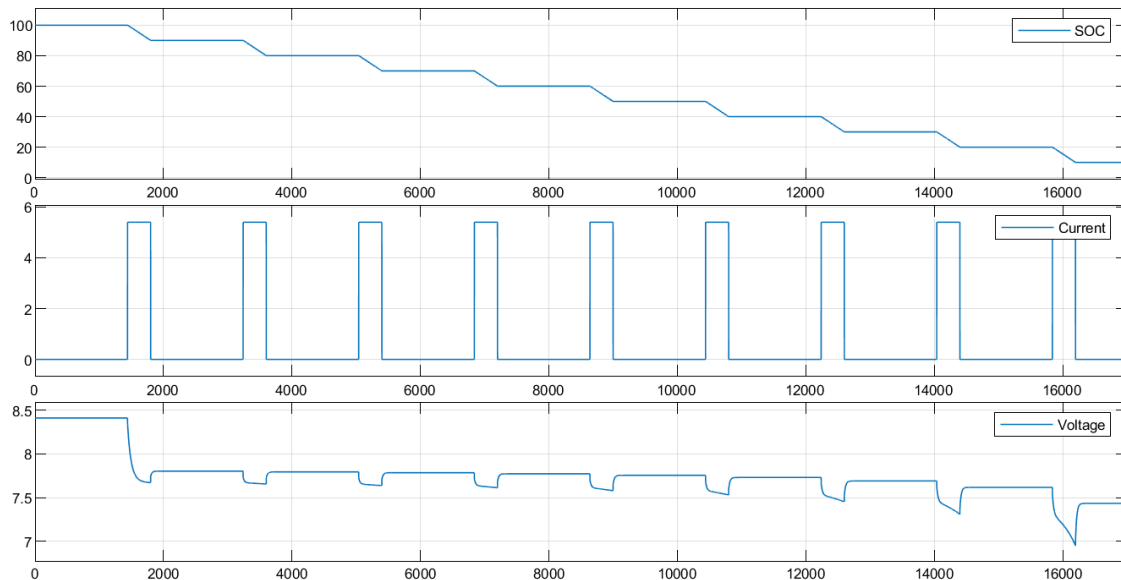


Figura 4.8: Resultado simulación perfil de descarga batería

Con este perfil de tensión, se procede a obtener el modelo de la batería en Simulink. Para ello, se recurre a un bloque de batería de la librería Simscape Electrical:

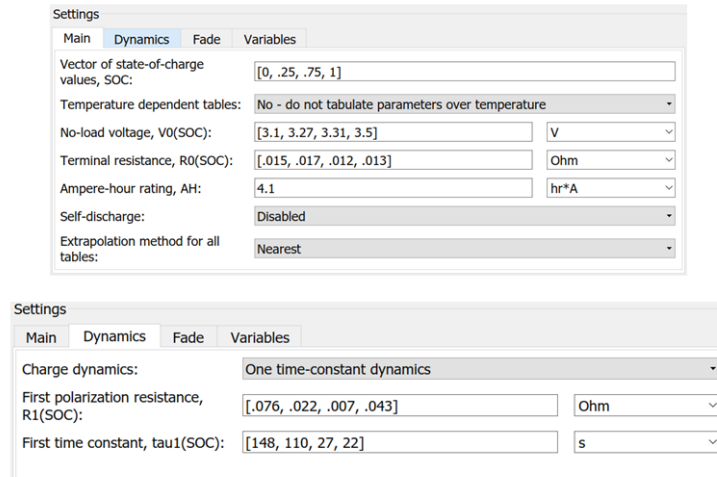


Figura 4.9: Modelo de batería de la librería Simscape Electrical

Como se puede ver, en este bloque de Simulink se pueden introducir arrays para todos los parámetros que se quieren estimar. Para obtener todos estos arrays, se recurre a una herramienta de MATLAB que se conoce como Parameter Estimation. Se realiza de la siguiente manera:

Primero, se diseña un .slx de la siguiente manera, para comparar el modelo de la batería real con el modelo de la batería que se quiere obtener:

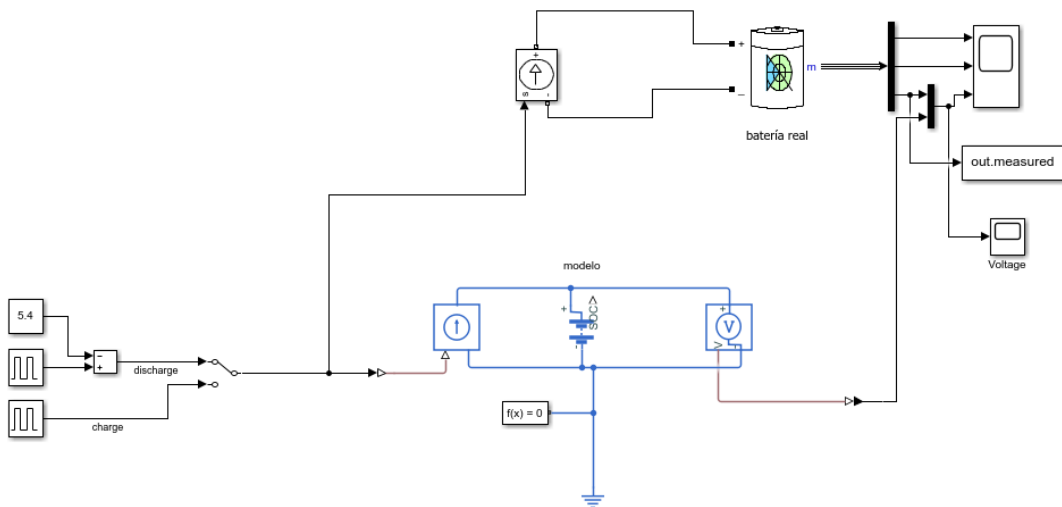


Figura 4.10: Simulación estimación de parámetros del modelo de la batería

El objetivo será que la tensión de salida de la batería modelo sea igual que el perfil de tensión que se ha obtenido en la batería real, ante un mismo perfil de corriente. Se realiza una primera simulación con unos parámetros constantes determinados: $OCV=7.6V$, $\tau=60$ segundos, $R_{diff}=0.002\Omega$ y $R_i=0.01\Omega$. Se obtiene lo siguiente:

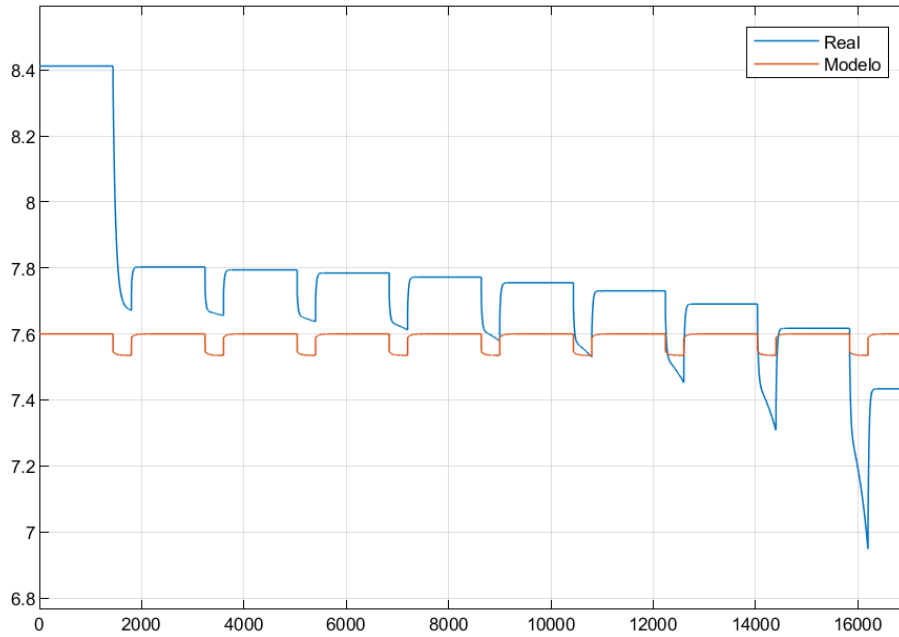


Figura 4.11: resultado inicial simulación estimación de parámetros del modelo de la batería

Como se puede ver, la dinámica del modelo es igual todo el rato, al igual que el valor de tensión. Se va a ejecutar la herramienta de MATLAB Parameter Estimation, que irá calculando todos los parámetros de la batería modelo para que su tensión de salida sea lo más parecido posible a la tensión real. Esta herramienta necesita un tiempo de simulación bastante alto, por lo que solo se van a realizar 10 iteraciones. Se ha obtenido lo siguiente:

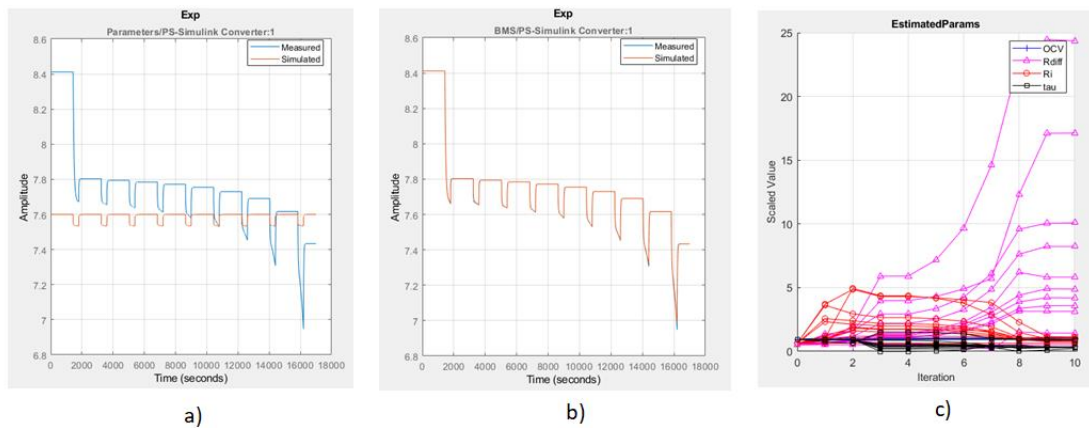


Figura 4.12: Resultado simulación Parameter Estimation: a) situación inicial, b) situación final, c) evolución de los parámetros

Como se puede ver, tras 10 iteraciones, la tensión del modelo de la batería es igual que la tensión de la batería real. Por tanto, se ha obtenido un modelo bastante acertado de la batería real:

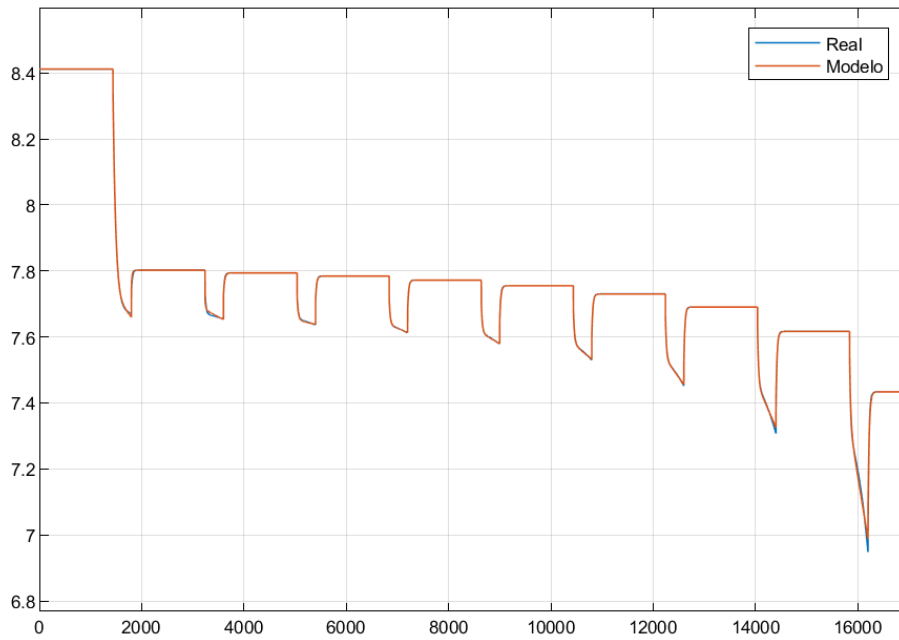


Figura 4.13: resultado final simulación estimación de parámetros del modelo de la batería

Los parámetros que se han obtenido son los siguientes:

OCV = [7.6000, 7.4337, 7.6168, 7.6906, 7.7303, 7.7553, 7.7722, 7.7846, 7.7941, 7.8023, 8.4121]

Rdiff = [0.0020, 0.0669, 0.0394, 0.0321, 0.0227, 0.0191, 0.0164, 0.0140, 0.0123, 0.0056, 0.0951]

Tau = [60.0000, 23.5310, 21.2761, 19.4013, 20.7368, 21.8697, 20.3880, 19.3503, 23.0809, 14.3723, 53.8591]

Ri = [0.0100, 0.0177, 0.0151, 0.0119, 0.0142, 0.0137, 0.0133, 0.0132, 0.0143, 0.0168, 0.0151]

Una vez se ha obtenido el modelo de la batería en Simulink, se puede proceder a diseñar el filtro de Kalman.

En Simulink, hay un bloque para implementar un filtro de Kalman extendido. Para que este bloque funcione, hay que diseñar en Simulink tanto la ecuación de estados como la ecuación de salida de la figura 4.6. Estos diseños quedan de la siguiente manera:

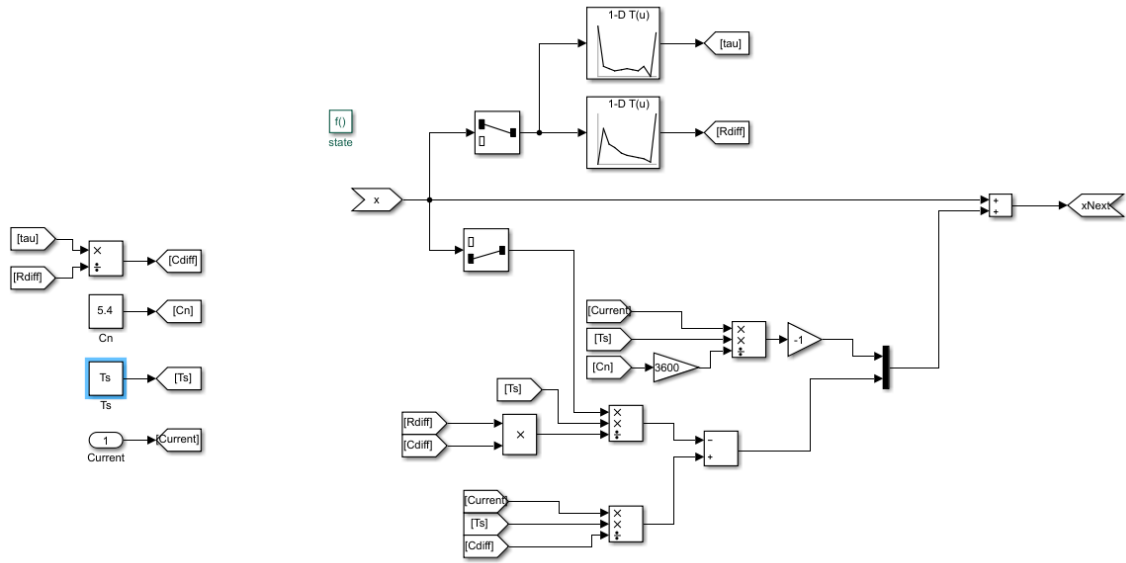


Figura 4.14: Diseño en Simulink de la ecuación de estados de la batería

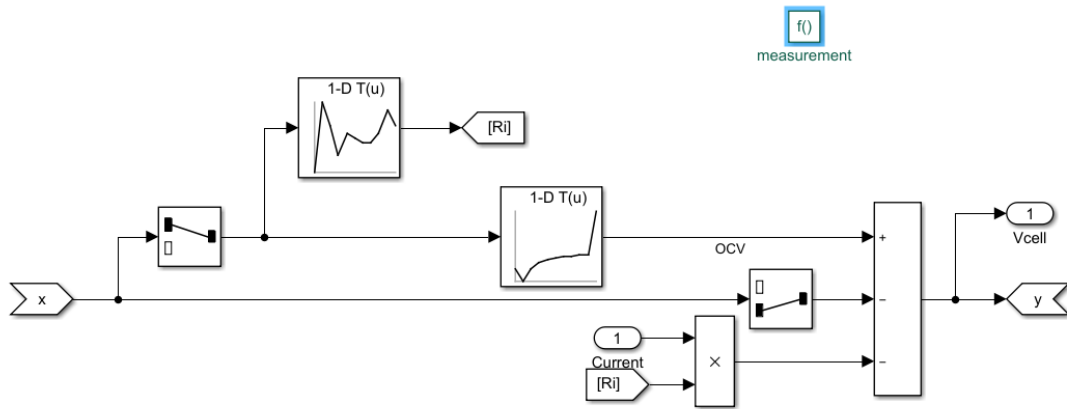


Figura 4.15: Diseño en Simulink de la ecuación de salida de la batería

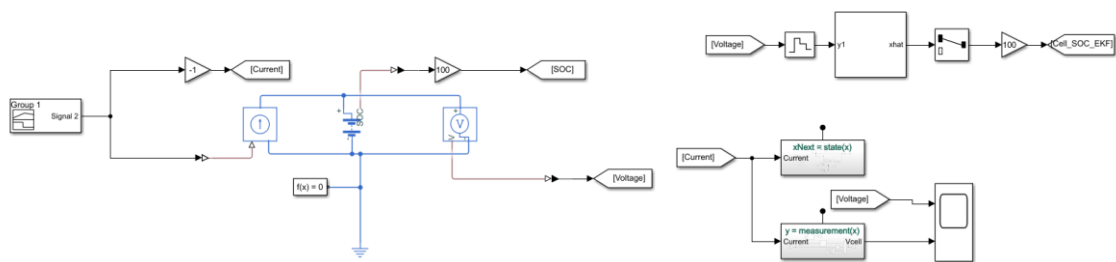


Figura 4.16: Diseño en Simulink del filtro de Kalman extendido

Como se puede ver, de la batería se van a medir tensión y corriente, parámetros que necesita el filtro de Kalman para estimar el SOC. También, se va a medir del bloque de la batería de Simulink el SOC real, para compararlo con el SOC estimado. Por último, se implementa también el método de Coulomb Counting, para comparar ambos métodos. Este método se implementa de la siguiente manera:

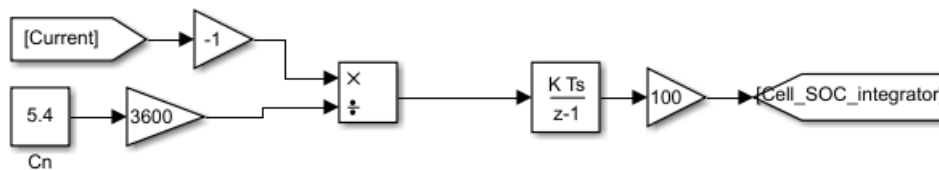


Figura 4.17: Diseño en Simulink del método Coulomb Counting

Como se puede ver, este método es mucho más sencillo, ya que no se necesita de obtener el modelo equivalente de la batería, simplemente hay que medir la corriente que entrega o recibe la batería e integrarla.

Se va a realizar una simulación de prueba para comprobar el funcionamiento de ambos métodos. Se fija como el SOC inicial de la batería en un 20%, mientras que el SOC inicial de los dos métodos de estimación se ha fijado en 25%. Se obtiene lo siguiente:

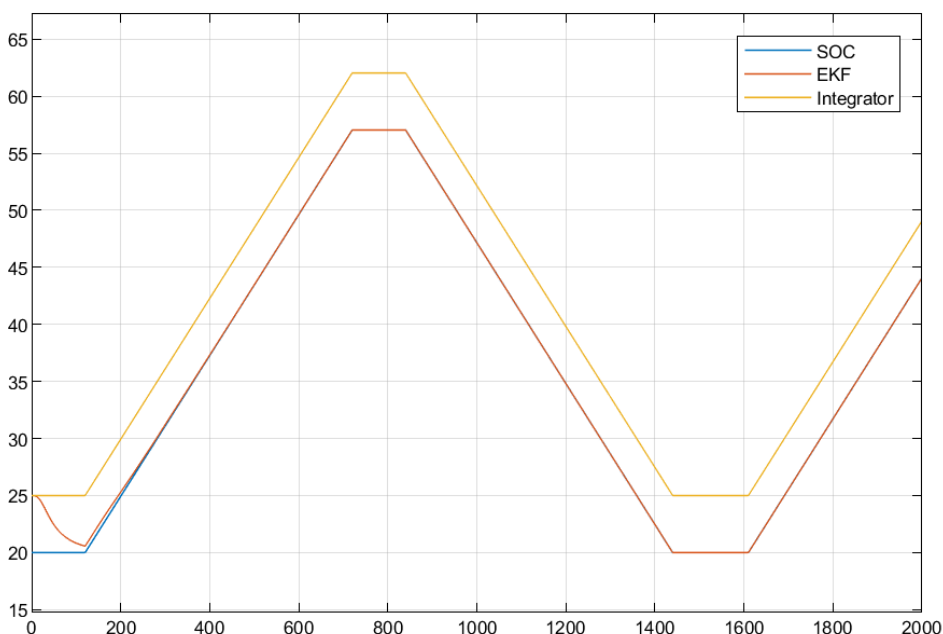


Figura 4.18: Resultado simulación estimación del SOC

Como se puede ver, el método del filtro de Kalman corrige el error inicial y sigue perfectamente el SOC real. Por parte del método de Coulomb Counting, no corrige el error inicial, y solo responde correctamente a los incrementos o decrementos, pero el offset no se arregla en ningún momento.

Como conclusión, el método de Coulomb Counting resulta mucho más sencillo de implementar, pero tiene la desventaja de que hay que fijar correctamente el valor inicial del SOC. Si se consigue fijar correctamente este valor, este método es el mejor para implementar.

5. Sistemas de almacenamiento participando en el Soporte de Red

5.1. Introducción

Como se ha explicado anteriormente, el objetivo de este Trabajo Fin de Máster es estudiar las ventajas que ofrecen los sistemas de almacenamiento en redes donde las fuentes de energía renovables están presentes, especialmente la energía solar fotovoltaica. Actualmente, se están estudiando 6 soluciones que ofrecen los sistemas de almacenamiento renovable en la red: Load Leveling, Peak Shaving, Capacity Firming, Frequency Regulation, Power Quality y Spinning Reserve. En este Trabajo Fin de Máster se explicarán cada una de estas 6 aplicaciones, con una simulación para cada una de ellas.

Para diseñar las simulaciones, se utilizará un convertidor presente en las instalaciones del grupo de investigación GEISER, de la Universidad de Alcalá. Dicho convertidor está formado por dos TNPCs y un transformador, siendo el esquemático el siguiente:

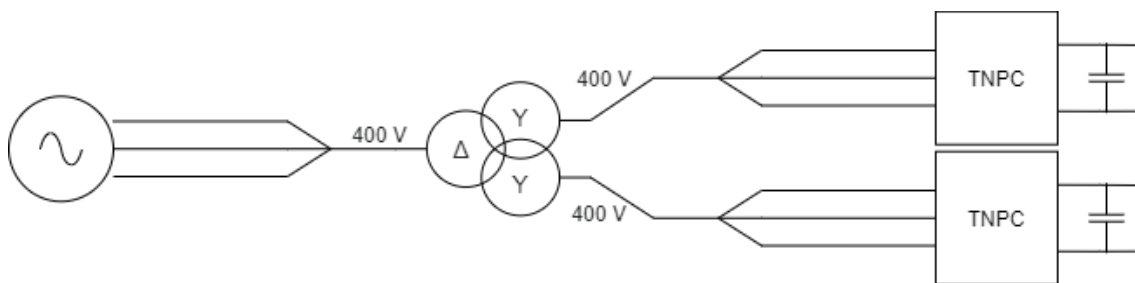


Figura 5.1: Esquemático convertidor

Se usará este diseño para montar en MATLAB/Simulink distintas simulaciones en las que se incorporarán paneles solares, baterías o supercondensadores y cargas. Los paneles solares irán en el bus DC de uno de los dos TNPC, al igual que las baterías, que irán en el bus DC del otro TNPC. Sin embargo, para los supercondensadores hay que modificar ligeramente el diseño, ya que los supercondensadores serán de una tensión inferior a la tensión mínima que debe tener el bus DC para poder funcionar como inversor. Esta modificación se basará en transformar uno de los dos TNPCs en tres Buck-Boost bidireccionales en interleaving, de la siguiente manera:

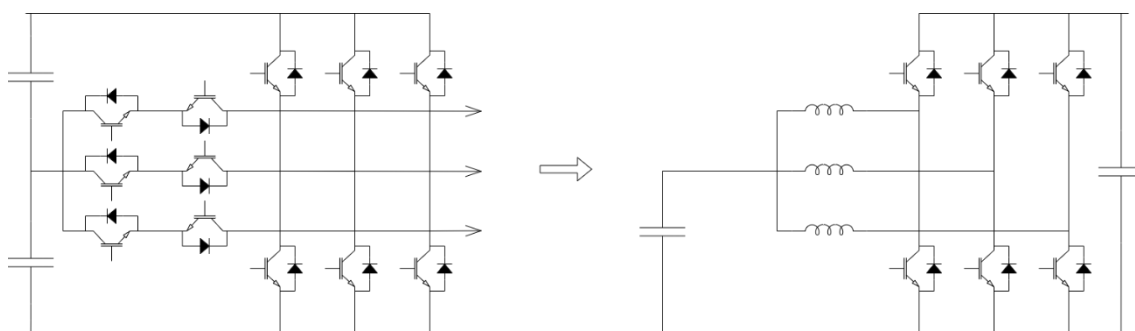


Figura 5.2: TNPC funcionando como Buck-Boost bidireccional

Como se puede ver, forzando la conducción de los IGBTs centrales y añadiendo 3 bobinas, se obtiene fácilmente un DC/DC formado por 3 Buck-Boost bidireccionales en paralelo, que se harán funcionar en interleaving.

Por tanto, los dos diseños que se emplearán para las siguientes simulaciones son los siguientes:

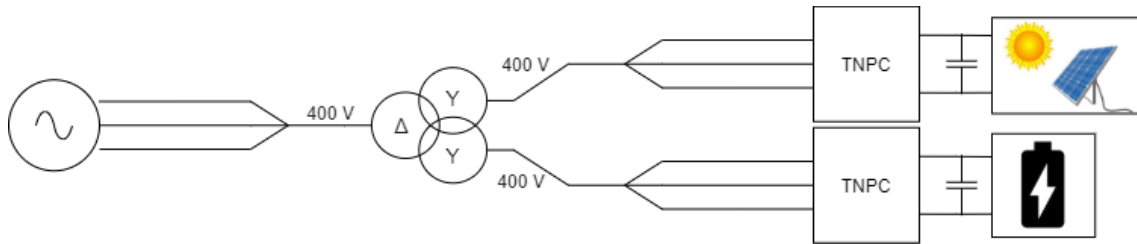


Figura 5.3: Diseño PV + baterías

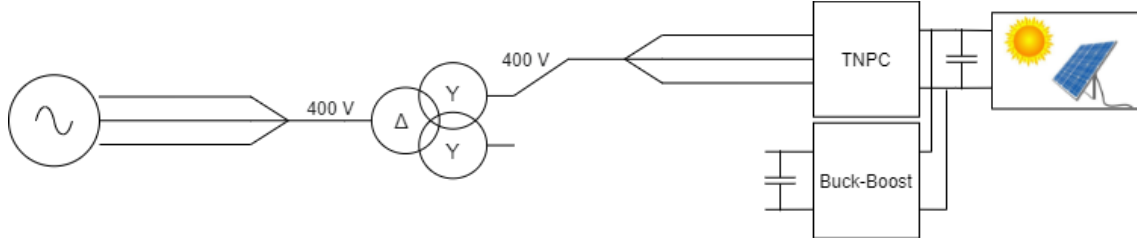


Figura 5.4: Diseño PV + Supercondensadores

5.1.1. Control

En la mayoría de las simulaciones a realizar, los convertidores se controlarán con el siguiente lazo de control:

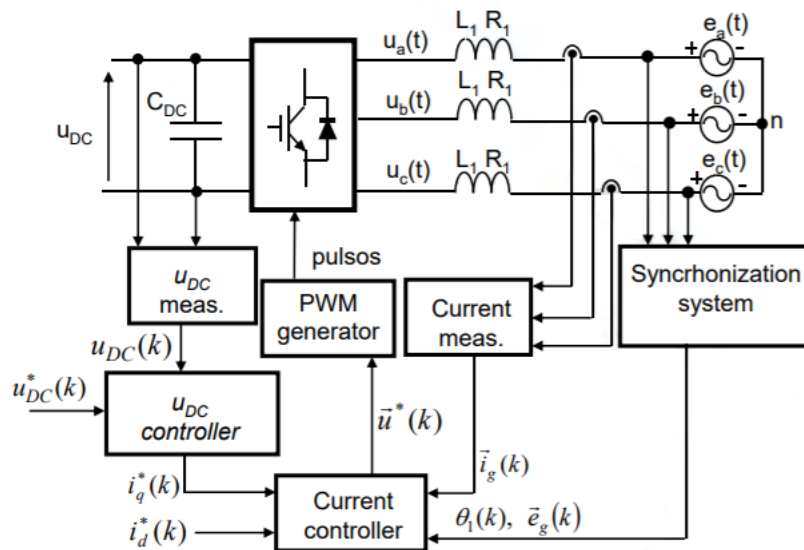


Figura 5.5: Control VSC conectado a red a través de filtro L [37]

Como se puede ver en la imagen, el control consta de un control de corriente interno y un control de la tensión DC más externo, a parte de un sistema de sincronización (un PLL en este caso). En el Trabajo Fin de Grado [38] realizado en 2020 se explica en detalle este método de sincronización y control. Sin embargo, el control se realizó en régimen continuo, por lo que en este Trabajo Fin de Máster se explicará cómo se realiza el control en régimen discreto.

Para el lazo de control de corriente, la planta a controlar viene definida por el tipo de filtro que se emplee para conectar el convertidor a la red. En este caso, al ser un filtro RL, la planta es la siguiente:

$$G(s) = \frac{i_g}{u} = \frac{1}{R_1 + sL_1} \quad (5.1)$$

Discretizando esta planta se obtiene lo siguiente:

$$G(z) = Z \left[\frac{G(s)}{s} \right] = \frac{\frac{1}{R_1} \left(1 - e^{-R_1 T_s / L_1} \right) z^{-1}}{1 - e^{-R_1 T_s / L_1} z^{-1}} = \frac{bz^{-1}}{1 - az^{-1}} = \frac{b}{z - a} \quad (5.2)$$

Por otro lado, el controlador a diseñar presenta la siguiente estructura:

$$C(z) = k_p + k_i \frac{T_s}{z - 1} = k_p \frac{z - \alpha}{z - 1} \quad (5.3)$$

Al operar, el denominador de la función de transferencia en lazo cerrado queda de la siguiente manera:

$$D(z) = z^2 - (2\rho \cos \theta)z + \rho^2 \quad (5.4)$$

Donde:

$$\rho = e^{-(\xi w_n T_s)} \quad (5.5)$$

$$\theta = w_n T_s \sqrt{(1 - \xi^2)} \quad (5.6)$$

De esta manera, se consigue calcular k_p y k_i :

$$k_p = \frac{1 + a - 2\rho \cos \theta}{b} \quad (5.7)$$

$$\alpha = \frac{a - \rho^2}{1 + a - 2\rho \cos \theta} \quad (5.8)$$

$$k_i = \frac{k_p}{T_s} (1 - \alpha) \quad (5.9)$$

Así, se puede diseñar fácilmente controladores a partir de ξ y w_n . Se puede fijar directamente un valor para ξ (0.7 es un valor típico), y w_n se obtiene a partir del tiempo de establecimiento deseado:

$$w_n = \frac{4.6}{\xi t_s} \quad (5.10)$$

Con respecto al control de tensión, la planta a controlar es la siguiente:

$$G(s) = \frac{U}{P_{AC}} = \frac{2}{sC_{DC}} \quad (5.11)$$

$$G(z) = Z \left[\frac{G(s)}{s} \right] = \frac{2T_s z^{-1}}{C_{DC}(1 - z^{-1})} = \frac{bz^{-1}}{1 - az^{-1}} = \frac{b}{z - a} \quad (5.12)$$

Se procede de manera similar al control de corriente (ecuaciones 5.3-5.9) y se obtiene un controlador a partir del tiempo de establecimiento deseado. El control de tensión, al ser un lazo externo al lazo de corriente, debe ser como mínimo 10 veces más lento que el control de corriente. Con respecto al control de corriente (el lazo más interno), debe ser un mínimo de 10 veces más lento que la frecuencia de conmutación.

Con respecto al Buck-Boost bidireccional, su control también se estudió en profundidad en el Trabajo Fin de Grado [38]. Este convertidor funciona como un reductor (Buck) en un sentido y como un elevador (Boost) en el otro sentido:

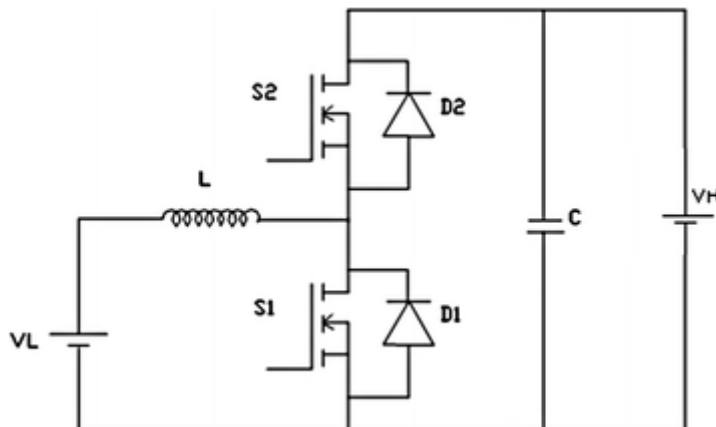


Figura 5.6: Buck-Boost bidireccional [39]

Los lazos de control en los convertidores DC/DC se implementan de la siguiente manera:

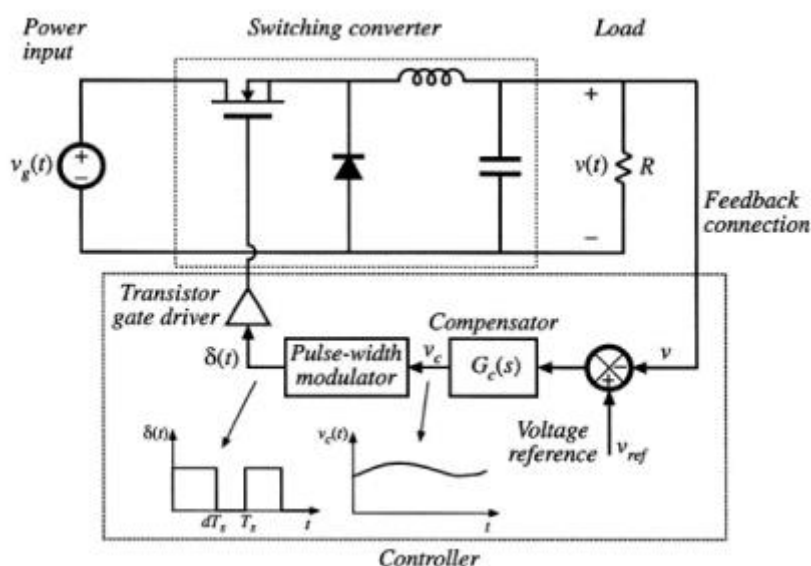


Figura 5.7: Lazo de control en convertidor DC/DC [40]

Donde el regulador $G_c(s)$ se diseña a partir de la planta equivalente del convertidor. En el caso de la figura 5.7, es un control de tensión, ya que se introduce una tensión de referencia v_{ref} . Por ello, se ha de obtener la planta equivalente del convertidor que relacione en pequeña señal la tensión de salida con el ciclo de trabajo introducido ($G_{vd}(s)$). Para diseñar el regulador $G_c(s)$, se buscará trabajar a una frecuencia unas 10 veces menor a la frecuencia de conmutación f_{pwm} para que la respuesta del lazo de control sea lenta comparada con la PWM y así que el promediado a la hora de obtener la planta del convertidor sea correcto.

Los supercondensadores se colocarán en el lado de menor tensión. Cuando los supercondensadores se descarguen, este convertidor funcionará como un Boost. Cuando los supercondensadores se carguen, funcionará como un Buck.

El control del elevador será un control de corriente, para poder controlar la potencia que entregan los supercondensadores. Con respecto al reductor, tendrá un control de corriente y un control de tensión, ya que la carga de los supercondensadores se abordará primero a corriente constante, y cuando se esté cerca de su tensión nominal, a tensión constante, de la siguiente manera:

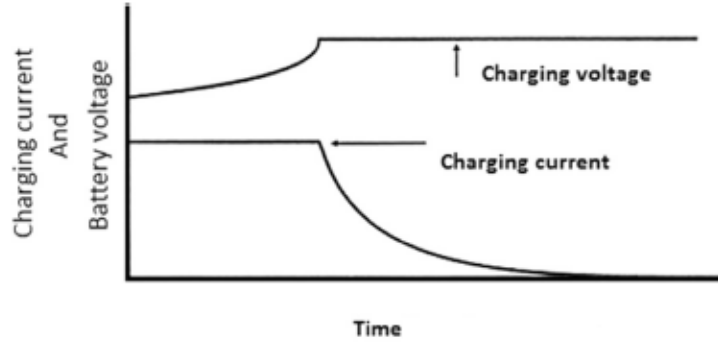


Figura 5.8: Carga a corriente constante y a tensión constante [34]

Con respecto al control del reductor, la planta G_{id} en MCD a controlar que relaciona la suma de las corrientes de las tres bobinas con el ciclo de trabajo se corresponde con la siguiente ecuación:

$$G_{id}(s) = \frac{G_{d0}(1 + sRC)}{R \left(1 + \frac{s}{wp}\right)} \quad (5.13)$$

Donde:

- $G_{d0} = \frac{2V(1-M)}{D(2-M)}$
- $M = \frac{V_{OUT}}{V_{IN}}$
- $D = \frac{V_{OUT}}{V_{IN}} \sqrt{\frac{2L}{R_L T_s \left(1 - \frac{V_{OUT}}{V_{IN}}\right)}}$
- $wp = \frac{2-M}{(1-M)RC}$
- $R = R_L = \frac{V^2}{P}$

Para el lazo de control de tensión constante, la planta G_{vd} que relaciona la tensión de salida con el ciclo de trabajo es la siguiente [40]:

$$G_{vd}(s) = \frac{G_{d0}}{\left(1 + \frac{s}{wp}\right)} \quad (5.14)$$

Con respecto al control del elevador, la planta $G_{id}(s)$ que relaciona la suma de las tres corrientes de las bobinas con el ciclo de trabajo viene dada por la función de transferencia 6.28 [41]:

$$G_{id}(s) = \frac{6MV_{IN} \left(s + \frac{2}{RC}\right)}{L \left(s^2 + \frac{2(M-1)}{DT_s} s + \frac{2(2M-1)}{DT_s RC}\right)} \quad (5.15)$$

Donde:

- $M = \frac{V_{OUT}}{V_{IN}}$
- $D = \frac{V_{OUT}}{V_{IN}} \sqrt{\frac{2L}{R_L T_s} \left(1 - \frac{V_{IN}}{V_{OUT}}\right)}$
- $R = R_L = \frac{V^2}{P}$

Todas estas plantas están en régimen continuo. Para realizar el control en discreto, se discretizarán todas estas plantas en MATLAB, de la siguiente manera:

```
Gidboost_Discrete=c2d(Gidboost, Ts, 'zoh')
```

De esta manera, se obtienen las tres plantas discretizadas con la forma $\frac{b}{z-a}$, lo que permite diseñar los controladores de manera rápida a partir del tiempo de establecimiento deseado.

En Simulink, los diseños quedan de la siguiente manera:

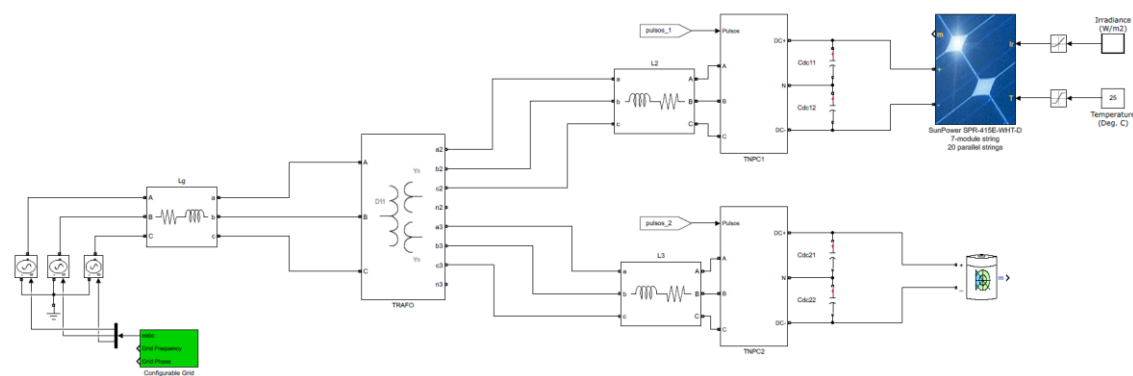


Figura 5.9: Esquema Simulink PV + Baterías

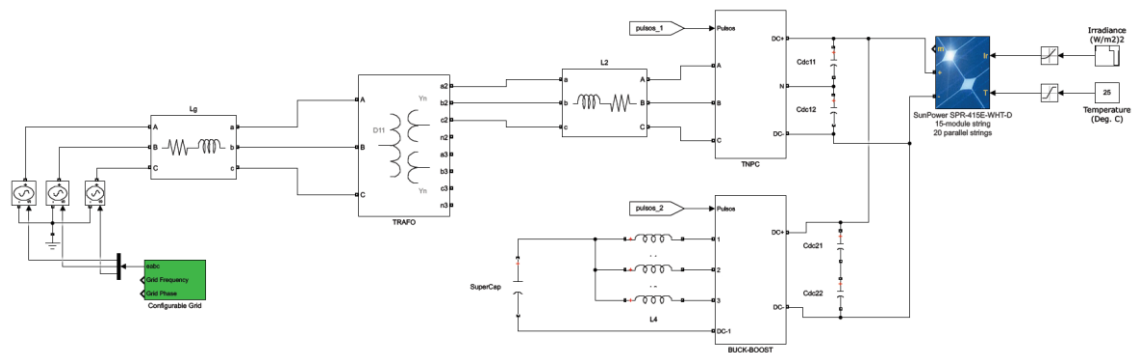


Figura 5.10: Esquema Simulink PV + Supercondensadores

5.2. Load Leveling

Una de las posibles aplicaciones que se pueden llevar a cabo gracias a la integración de almacenamiento energético en la red es la conocida como Load Leveling. El objetivo del Load Leveling es mantener constante el consumo. Esto es bastante demandado por los operadores de red, ya que, para estos, los picos y variaciones frecuentes de la demanda es muy perjudicial. A los operadores de red les interesa tener una demanda fija, ya que esto facilita mucho la operación. Esto se puede ver en la siguiente figura:

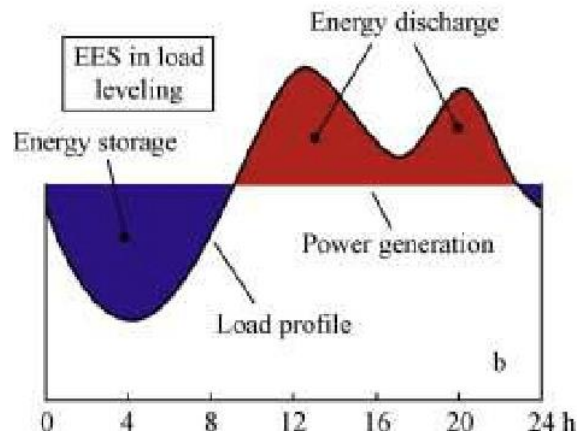


Figura 5.11: Load Leveling [42]

Como se puede ver, cuando la potencia que demanda la carga sea menor que la potencia suministrada por la red se aprovechará para cargar los sistemas de almacenamiento energético; y, por otro lado, cuando la carga demande mayor potencia, la potencia necesaria que falte será entregada por los sistemas de almacenamiento energético.

Esta aplicación se va a simular en MATLAB/Simulink. Para ello, se recurre al esquema explicado anteriormente que integra paneles solares, baterías y la red. Se opta por el esquema que integra baterías en vez de supercondensadores porque se considera que, para esta aplicación, cobra más importancia la densidad de energía que la densidad de potencia. Esta simulación se va a configurar de tal manera para que la red siempre entregue una potencia constante de 60kW. Por otro lado, en la carga se tiene una carga fija de 50 kW, y dos módulos que se pueden conectar y desconectar, de 10 kW y 20 kW. Los paneles solares, por su parte, se han configurado para que entreguen 10 kW cuando tienen una irradiancia de 700 W/m². Como almacenamiento energético se integra un pack de baterías de 75 Ah.

La simulación se realizará de la siguiente manera:

En t=1s, se conecta el control que activa el Load Leveling. Este control se realiza de tal manera que la potencia consumida de la red sea constante y de 60 kW. Entre t=3s y t=5s, la irradiancia de los paneles pasa a ser de 900 W/m², por lo que la potencia entregada por los paneles aumenta. En t=7s se conecta una de las dos cargas variables, y en t=10s se conecta la segunda carga variable. Se obtiene lo siguiente:

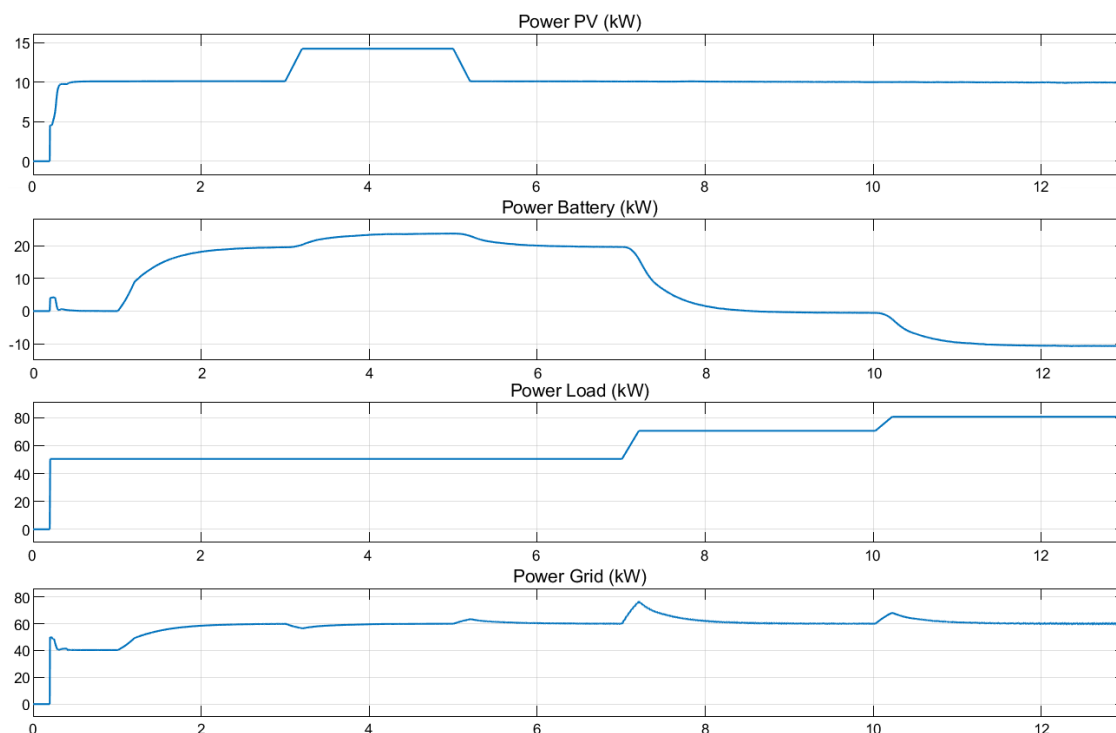


Figura 5.12: Potencias simulación Load Leveling

Como se puede ver, a partir de $t=1s$, la potencia que se consume de la red pasa a ser constante y de 60 kW. Cuando hay cambios en la carga o en la generación de los paneles, la potencia que se entrega o se consume de las baterías también cambia, adaptándose para que en todo momento la potencia que entrega la red sea constante. Gracias a la flexibilidad que nos ofrecen las baterías, esto es posible. El reparto de potencias a lo largo de la simulación es el siguiente:

Tabla 5.1: Potencias simulación Load Leveling

t	0s – 1s	1s – 3s	3s – 5s	5s – 7s	7s -10s	10s – 13s
Potencia generada (kW)						
Red	40	60	60	60	60	60
Paneles Solares	10	10	14	10	10	10
Baterías (descarga)	0	0	0	0	0	10
Potencia consumida (kW)						
Carga	50	50	50	50	70	80
Baterías (carga)	0	20	24	20	0	0

El comportamiento de la batería en esta simulación es el siguiente:

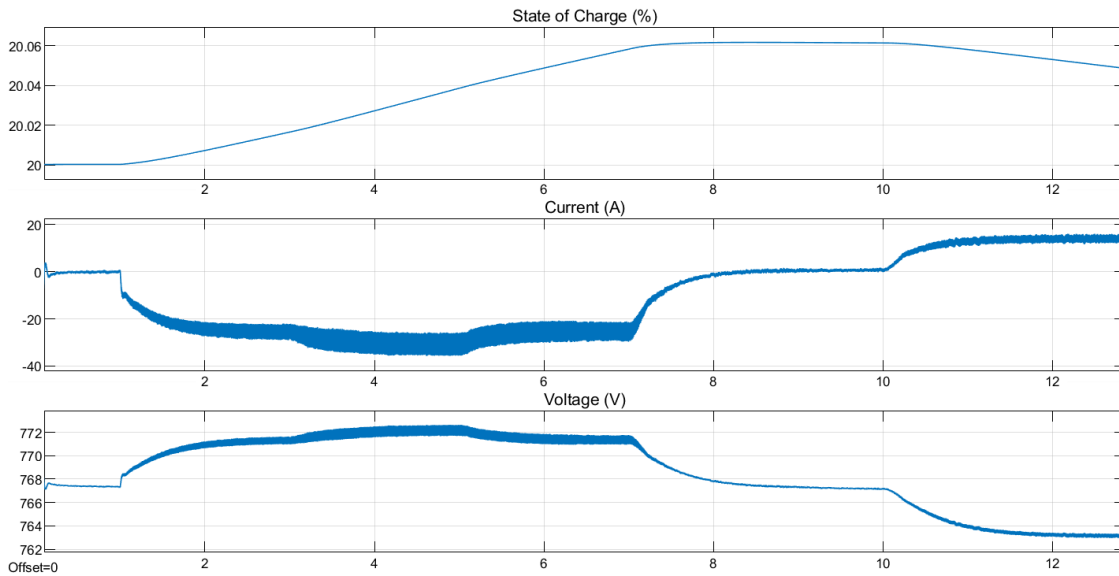


Figura 5.13: Comportamiento batería simulación Load Leveling

Como se puede ver, la batería se carga cuando hay exceso en la potencia que entrega la red, y se descarga cuando la potencia que demanda la carga es mayor que la potencia que entrega la red.

5.3. Peak Shaving

Otra ventaja que ofrecen los sistemas de almacenamiento es la conocida como Peak Shaving. Es un comportamiento similar al Load Leveling, pero en este caso el objetivo es reducir picos en la demanda de la red, como se puede ver en la siguiente figura:

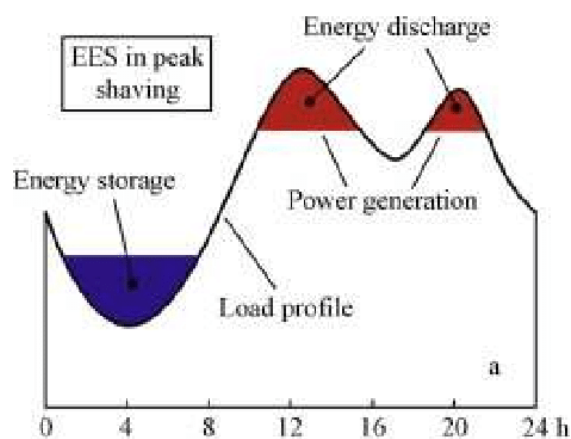


Figura 5.14: Peak Shaving [42]

El objetivo es evitar que la red alimente los picos en una carga muy variable, disminuyendo así el estrés de la red. Además, esto permite también tener contratado un nivel de potencia menor. Los sistemas de almacenamiento ofrecen una respuesta rápida, por lo que son óptimos para esta aplicación.

Esta aplicación se va a simular con la simulación que integra paneles solares, supercondensadores y la red. Se opta por esta opción porque se ha considerado que para esta

aplicación resulta más útil tener una densidad de potencia mayor. Sin embargo, al igual que en Load Leveling, esta aplicación también se podría hacer con baterías.

En la simulación se configurará lo siguiente: los paneles solares generarán alrededor de 15 kW, menos entre $t=2s$ y $t=4s$ que la radiación es mayor y llega a los 20kW. La carga será constante de 50 kW, hasta que en $t=5.5s$ aparece un pico en la demanda de 25 kW, llegando la demanda total a 75 kW. El objetivo será que este pico de demanda lo asuman los supercondensadores, en lugar de la red. Antes de integrar el comportamiento de los supercondensadores, el comportamiento sería el siguiente:

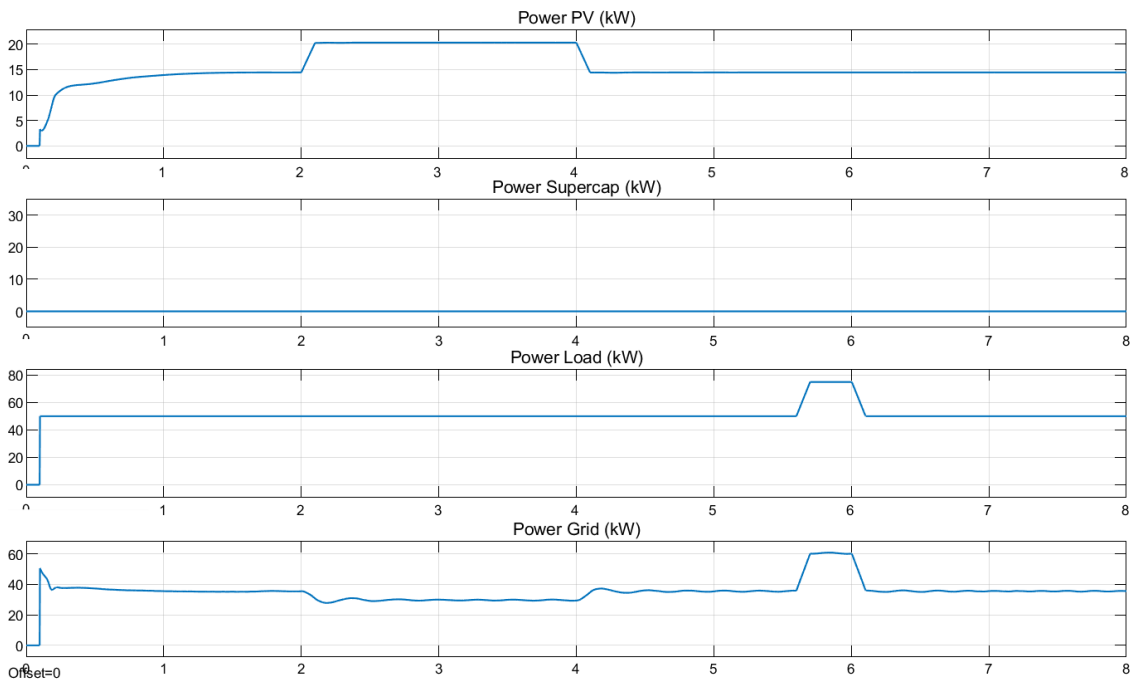


Figura 5.15: Potencias simulación sin Peak Shaving

Como se puede ver, cuando se produce un pico brusco en la carga, se produce de la misma manera en la red. Integrando a este diseño los supercondensadores para que asuman estos picos en la demanda, el comportamiento es el siguiente:

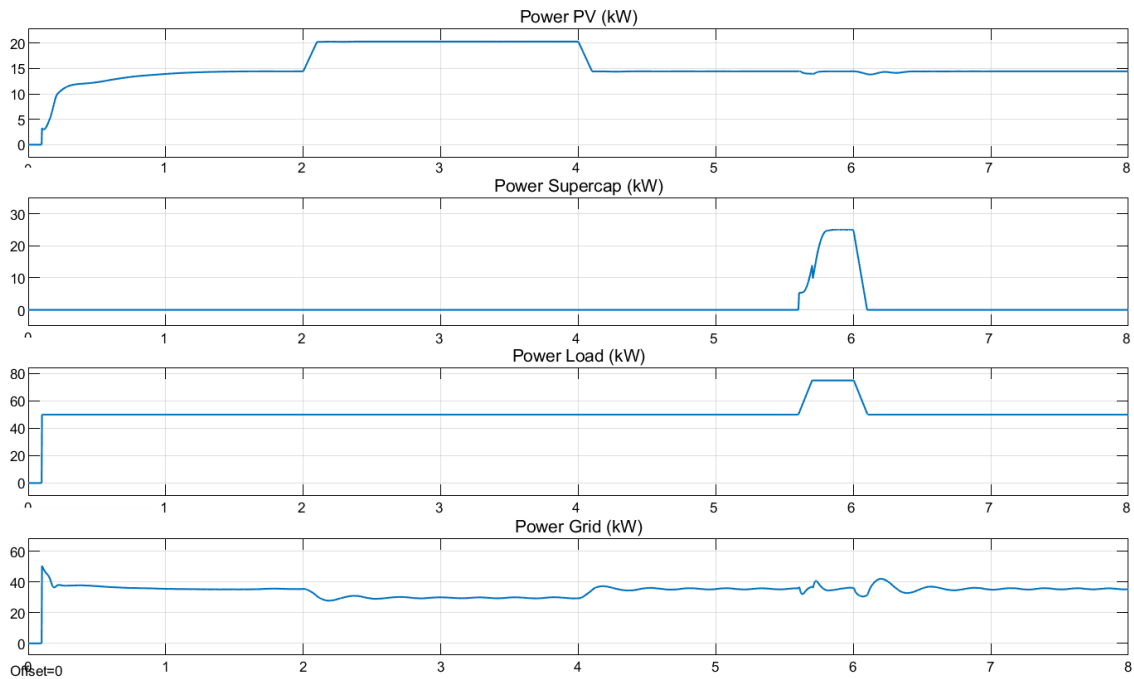


Figura 5.16: Potencias simulación con Peak Shaving

Como se puede ver, ahora en la potencia que entrega la red no aparece el pico. Esto provoca que la potencia que entrega la red en ningún momento supere los 50 kW por ejemplo, a diferencia de la red en la simulación sin integrar el Peak Shaving.

5.4. Capacity Firming

Las fuentes de energía renovables son intermitentes. Esto provoca que su generación sea muy variable a lo largo del tiempo. Gracias a los sistemas de almacenamiento energético, se puede mantener el nivel de generación de las fuentes de energía renovables en un valor determinado. El sistema de almacenamiento energético suaviza la curva de la potencia de salida de la fuente de generación renovable, y también puede controlar la pendiente de la rampa en esta generación para que en la red no se vean cambios bruscos en la potencia. Esto se conoce como Capacity Firming:

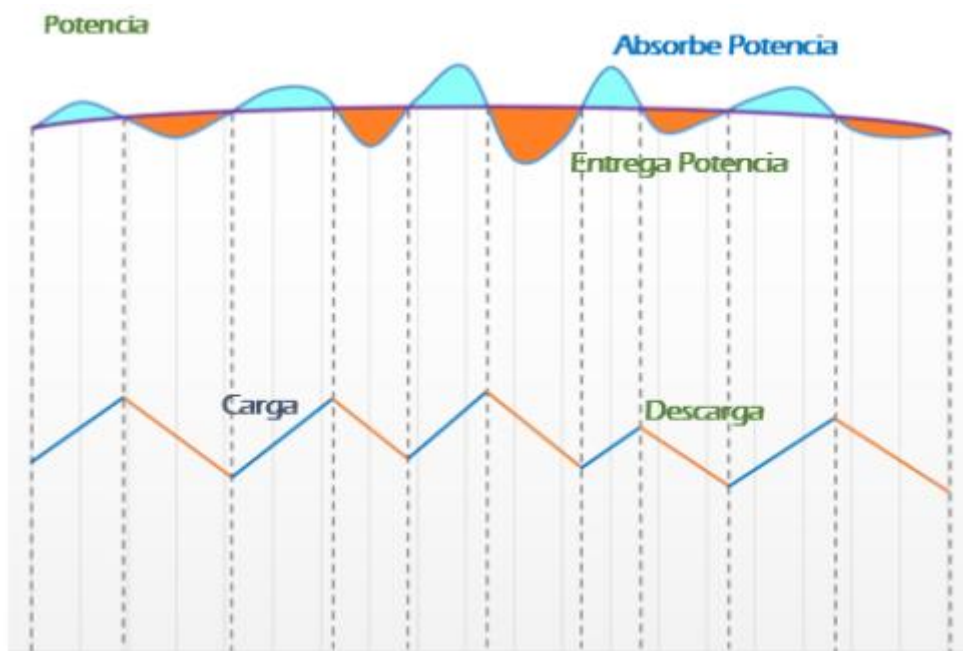


Figura 5.17: Capacity Firing [43]

Como se puede ver en la imagen, el objetivo es que la potencia que llegue a la carga y a la red desde el sistema formado por la fuente de generación renovable y su correspondiente sistema de almacenamiento sea lo más constante posible.

Para probar esta aplicación en MATLAB/Simulink, se recurre a la simulación de paneles solares con baterías, ya que se van a simular cambios no muy bruscos en la generación solar. Si en el sistema se esperan cambios muy bruscos en la generación solar, quizá sería preferible utilizar supercondensadores. Para conseguir que la generación de los paneles sea variable, se implementa el siguiente perfil de irradiancia a los paneles, que es fruto de sumar una señal formada por varias rectas consecutivas y un seno:

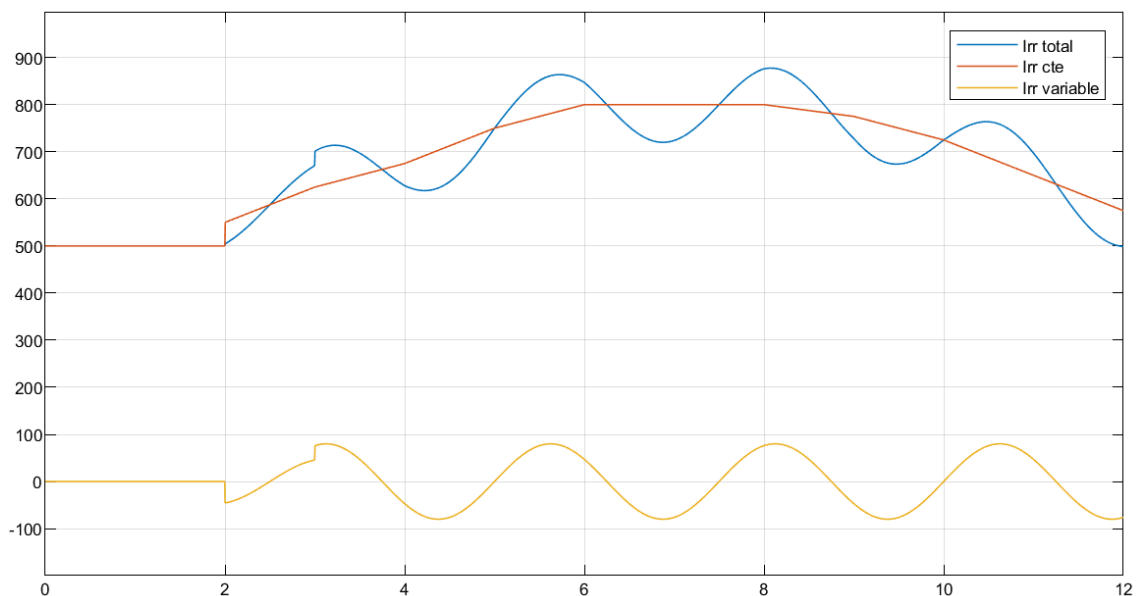


Figura 5.18: Irradiancia Capacity Firing

De esta manera, se consigue que la generación de los paneles solares sea variable a lo largo del tiempo con una forma similar al perfil de irradiancia total.

Si se simula el diseño sin implementar el funcionamiento del Capacity Firing, se obtiene lo siguiente:

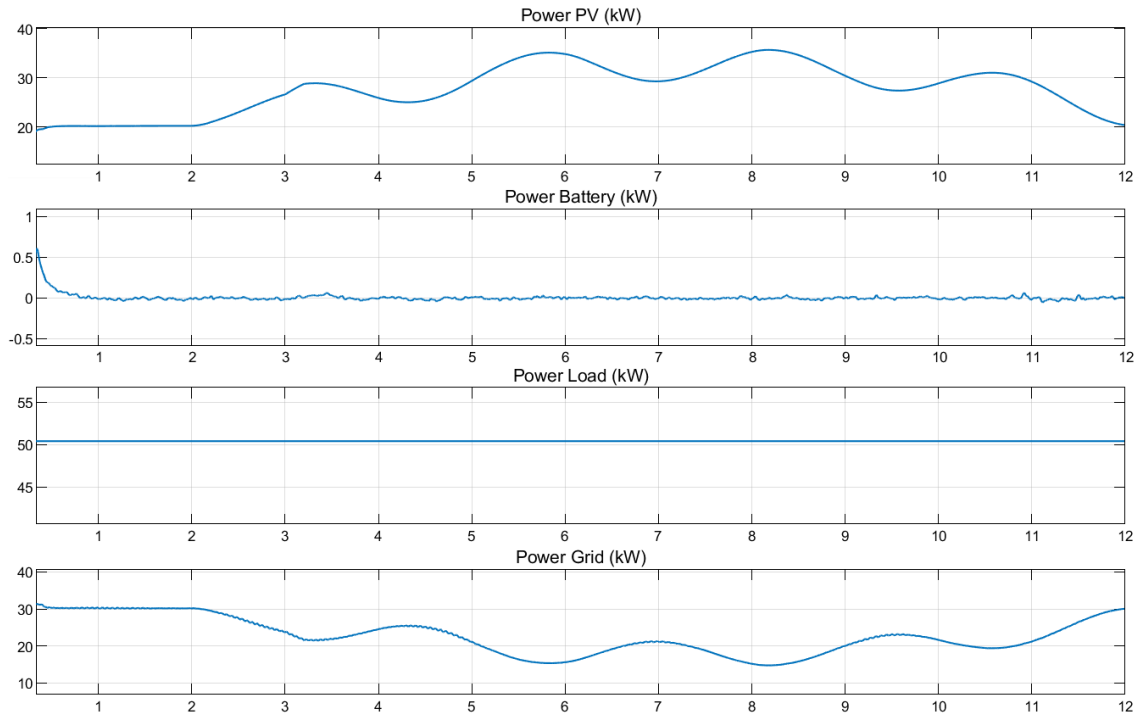


Figura 5.19: Potencias simulación sin Capacity Firing

Como se puede ver, ante una carga constante, todas las variaciones en la potencia generada por los paneles solares se reflejan directamente en la red. Esto tiene los efectos negativos ya mencionados anteriormente. Sin embargo, añadiendo el funcionamiento del Capacity Firing se obtiene lo siguiente:

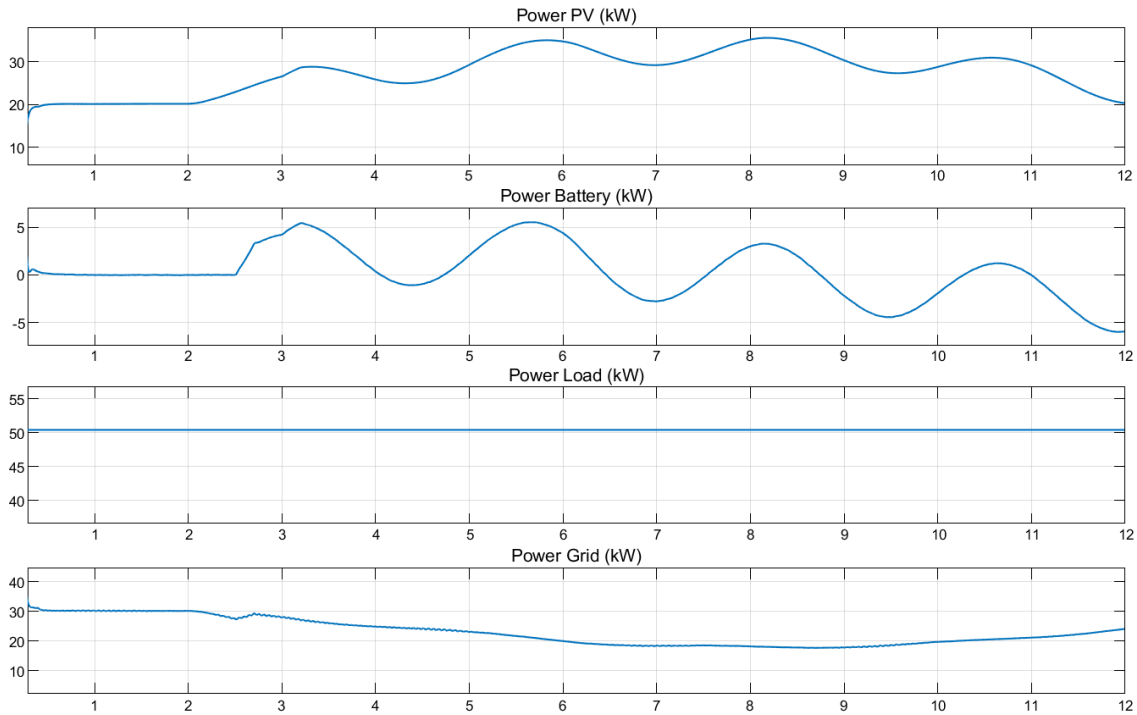


Figura 5.20: Potencias simulación con Capacity Firming

Como se puede ver, gracias al Capacity Firming, se eliminan las variaciones rápidas en la potencia que entrega la red.

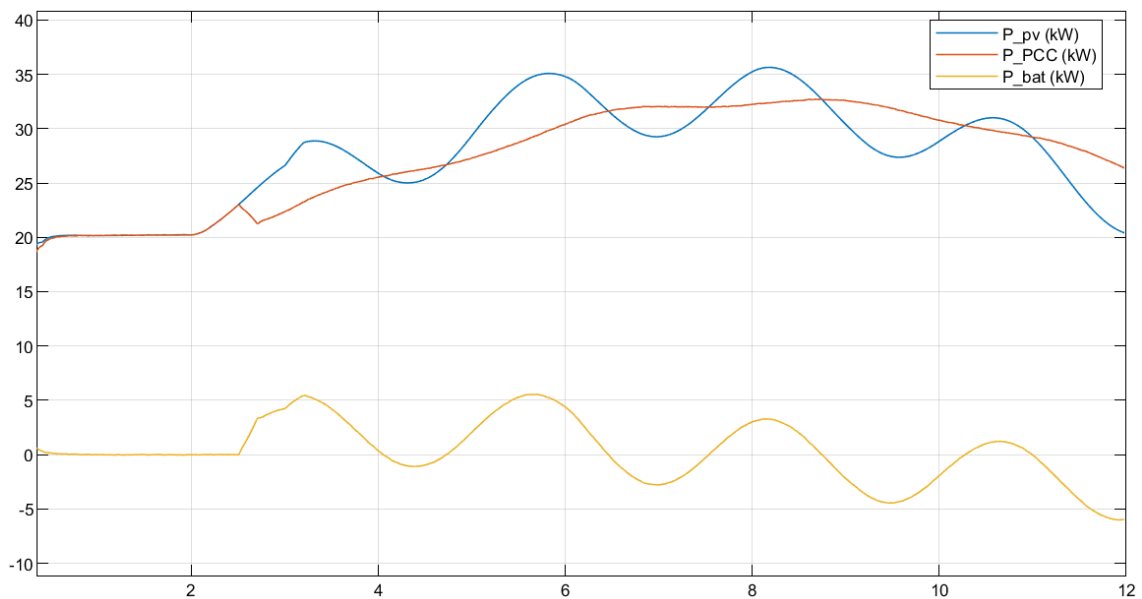


Figura 5.21: Potencias simulación con Capacity Firming II

En la imagen 5.21 se puede ver cómo es la batería la que asume las variaciones rápidas en la generación de los paneles solares. Gracias al almacenamiento energético, la potencia que llega a la red y a las cargas tiene una forma mucho más suave de la que tendría si no se instalasen sistemas de almacenamiento.

5.5. Frequency Regulation

Una aplicación de gran importancia para los sistemas de almacenamiento energético es la de participar en la regulación de frecuencia del sistema. La frecuencia en los sistemas de potencia está cambiando continuamente, debido al balance entre la potencia generada y consumida. Una diferencia entre estas potencias se traduce en un cambio en la energía cinética que se almacena o se libera de las masas rodantes del sistema. La respuesta de la frecuencia ante perturbaciones en la generación o en las cargas depende principalmente de la magnitud de dicha perturbación, de la inercia y de la respuesta del control de frecuencia. La inercia en los sistemas de potencia actuales viene determinada por la masa rodante de los generadores síncronos [44].

La dinámica de un generador síncrono se puede describir de la siguiente manera:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \text{ (Nm)} \quad (5.16)$$

Donde J es el momento de inercia, ω_m es la velocidad angular, y T_m y T_e son los pares mecánico y eléctrico del generador. Esta ecuación se puede expresar en términos de la constante de inercia y potencia:

$$2H \frac{d\omega_i}{dt} \omega_i = P_m - P_e \text{ (p.u)} \quad (5.17)$$

Donde ω_i es la frecuencia de rotación eléctrica, y P_m y P_e son la potencia mecánica y eléctrica del generador.

En un sistema que cuente con varias máquinas síncronas, la dinámica del sistema se puede expresar como la dinámica de una única máquina que incluya el efecto de todas las máquinas síncronas, mediante una suma ponderada:

$$H_{sys} = \frac{\sum_{\forall i} H_i S_i}{\sum_{\forall i} S_i} \text{ (s)} \quad (5.18)$$

La respuesta de la frecuencia ante una perturbación, como se ha explicado anteriormente, viene determinada por la inercia total del sistema. El ratio de cambio de frecuencia (Rate of Change of Frequency, RoCoF) es la derivada de la señal de la frecuencia con respecto al tiempo, y como se puede ver, depende directamente de la inercia total del sistema:

$$RoCoF = \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P f_s}{2H_{sys}} \text{ (Hz/s)} \quad (5.19)$$

Donde f es la frecuencia del sistema, f_s es la frecuencia nominal y

$$\Delta P = P_m - P_e \text{ (p.u)} \quad (5.20)$$

Es el desbalanceo de potencias del sistema.

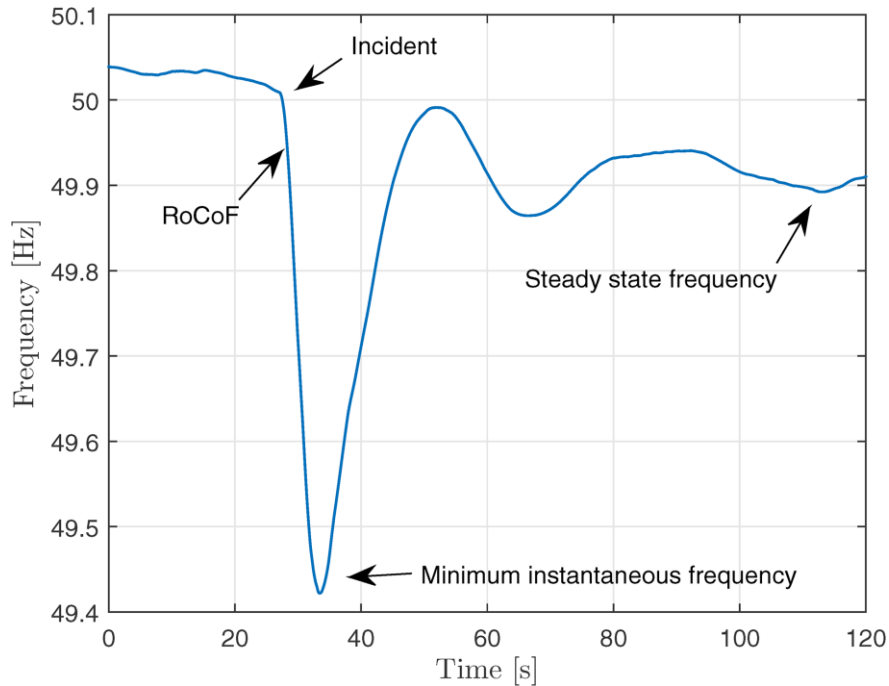


Figura 5.22: Respuesta en la frecuencia ante una perturbación [44]

Sin embargo, con el aumento de fuentes de generación no síncronas, como los paneles solares o aerogeneradores, la inercia del sistema se ve reducida. Por tanto, es necesario dotar a los sistemas con sistemas de regulación de frecuencia para que, en caso de que haya una perturbación, la frecuencia del sistema no se salga de los límites aceptados y que se corrija lo más rápido posible. Aquí, aparecen varias opciones:

- *Fast Frequency Response (ffr)*: este tipo de control se encarga de, ante un cambio en la frecuencia, dar una respuesta rápida (a modo de un control primario de frecuencia) entregando o consumiendo potencia eléctrica según sea necesario, para contrarrestar el efecto de tener una baja respuesta inercial en el sistema.
- Inercia virtual o inercia sintética: este tipo de control se basa en la contribución de potencia eléctrica de una fuente cuya salida no depende inherentemente de la frecuencia del sistema, pero que imita la energía cinética almacenada o liberada por una masa rodante. Por tanto, la respuesta de esta fuente es proporcional al RoCoF

$$\Delta P_e = -2H \frac{d\omega}{dt} \omega \quad (5.21)$$

El suministro de inercia virtual requiere de tener energía almacenada, por lo que las baterías son adecuadas para esta aplicación.

La inercia virtual se puede considerar un subconjunto de *Fast Frequency Response*, en la que la respuesta depende directamente del RoCoF.

El control del *Fast Frequency Response* se va a basar en un control Droop. Este control se basa en lo siguiente: el flujo de potencia activa y reactiva en un circuito representado en la figura 5.23 se corresponde con la siguiente ecuación:

$$P = \frac{U_1^2}{Z} \cos \theta - \frac{U_1 U_2}{Z} \cos(\theta + \delta) \quad (5.22)$$

$$Q = \frac{U_1^2}{Z} \sin \theta - \frac{U_1 U_2}{Z} \sin(\theta + \delta) \quad (5.23)$$

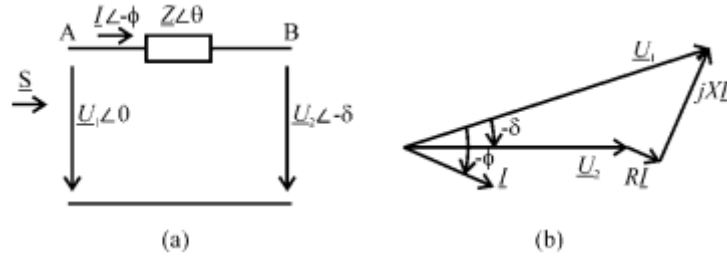


Figura 5.23: a) Flujo de potencia en una línea, b) diagrama fasorial [45]

Operando con la impedancia ($R = Z \cos \theta$ y $X = Z \sin \theta$), se llega a la siguiente expresión:

$$P = \frac{U_1}{R^2 + X^2} [R(U_1 - U_2 \cos \delta) + XU_2 \sin \delta] \quad (5.24)$$

$$Q = \frac{U_1}{R^2 + X^2} [-RU_2 \sin \delta + X(U_1 - U_2 \cos \delta)] \quad (5.25)$$

Operando de nuevo estas dos expresiones se llega a:

$$U_2 \sin \delta = \frac{XP - RQ}{U_1} \quad (5.26)$$

$$U_1 - U_2 \cos \delta = \frac{RP - XQ}{U_1} \quad (5.27)$$

En las líneas con un fuerte valor inductivo ($X \gg R$), el valor de R se puede despreciar. Además, si el desfase δ es pequeño, entonces $\sin \delta = \delta$ y $\cos \delta = 1$. Por tanto, las expresiones se reducen a:

$$\delta \cong \frac{XP}{U_1 U_2} \quad (5.28)$$

$$U_1 - U_2 \cong \frac{XQ}{U_1} \quad (5.29)$$

En estas dos últimas expresiones se puede apreciar que hay una relación directa entre desfase y potencia activa, y entre tensión y potencia reactiva. Por tanto, el desfase (y por ello la frecuencia) se puede controlar modificando la potencia activa, y la tensión se puede controlar a través de la potencia reactiva [45]. En este fenómeno se basa el control droop, cuyas expresiones y gráficas son las siguientes:

$$f - f_0 = k_p(P - P_0) \quad (5.30)$$

$$U_1 - U_0 = k_q(Q - Q_0) \quad (5.31)$$

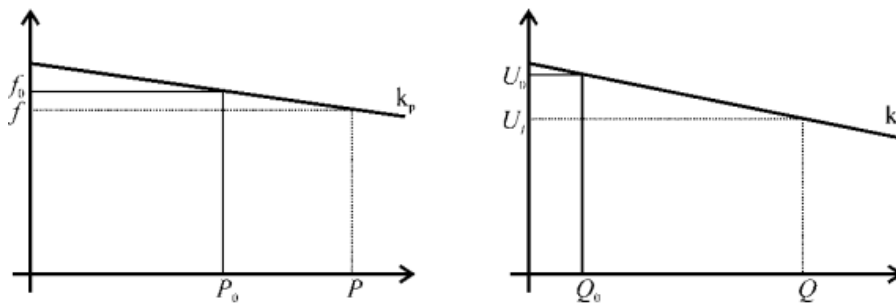


Figura 5.24: Droop de frecuencia y de tensión [45]

Por tanto, en la simulación, la referencia de potencia que se introducirá al control del convertidor de la batería vendrá de un droop de la frecuencia, de la siguiente manera:

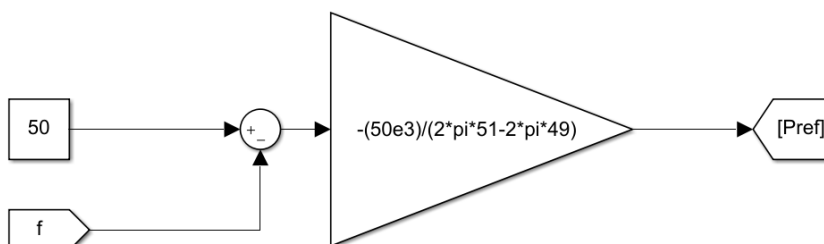


Figura 5.25: Implementación Droop de frecuencia (FFR) en Simulink

Por otro lado, para implementar la inercia virtual, se añade en paralelo al droop un derivador, para comportarse como la ecuación 5.21. El esquema queda de la siguiente manera:

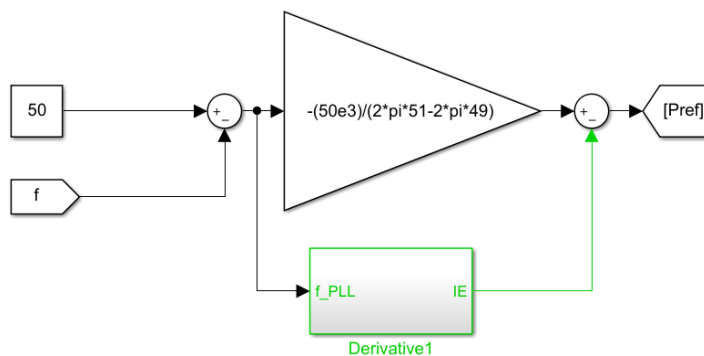


Figura 5.26: Implementación inercia virtual en Simulink

Se va a realizar una simulación para comparar la respuesta del *Fast Frequency Response* y de la inercia virtual. Para ello, se recurre al esquema que incorpora los paneles solares, la batería y la red, aunque para poder ver cambios de frecuencia en el sistema, se cambia el bloque que genera la red en Simulink por un generador síncrono. El generador síncrono incorpora ya un control para ajustar su generación y que el sistema tenga una frecuencia de 50Hz, pero se va a comprobar que, si la batería y su convertidor participan también en la regulación de frecuencia, el funcionamiento del sistema mejora considerablemente.

La simulación se va a realizar de la siguiente manera. Al poner en marcha el sistema, la frecuencia pasará por un transitorio inicial hasta que se estabilice en 50Hz. Tras esto, en t=14s, se va a

simular un incremento en la generación de los paneles solares. Por tanto, momentáneamente la generación será mayor que la carga, y la frecuencia incrementará hasta que el sistema se vuelva a estabilizar.

En la simulación sin FFR ni inercia virtual se obtiene el siguiente comportamiento:

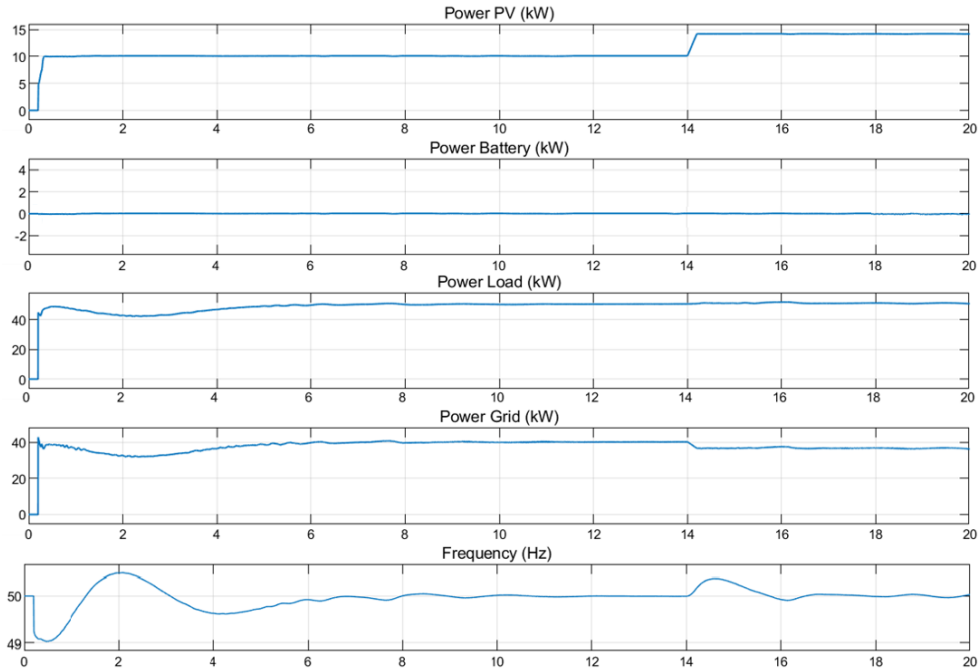


Figura 5.27: Simulación Frequency Regulation sin control

Como se puede ver, la batería no entrega ni absorbe potencia. La frecuencia se acaba corrigiendo gracias al control que incorpora el generador síncrono.

En la simulación implementando FFR se obtiene lo siguiente:

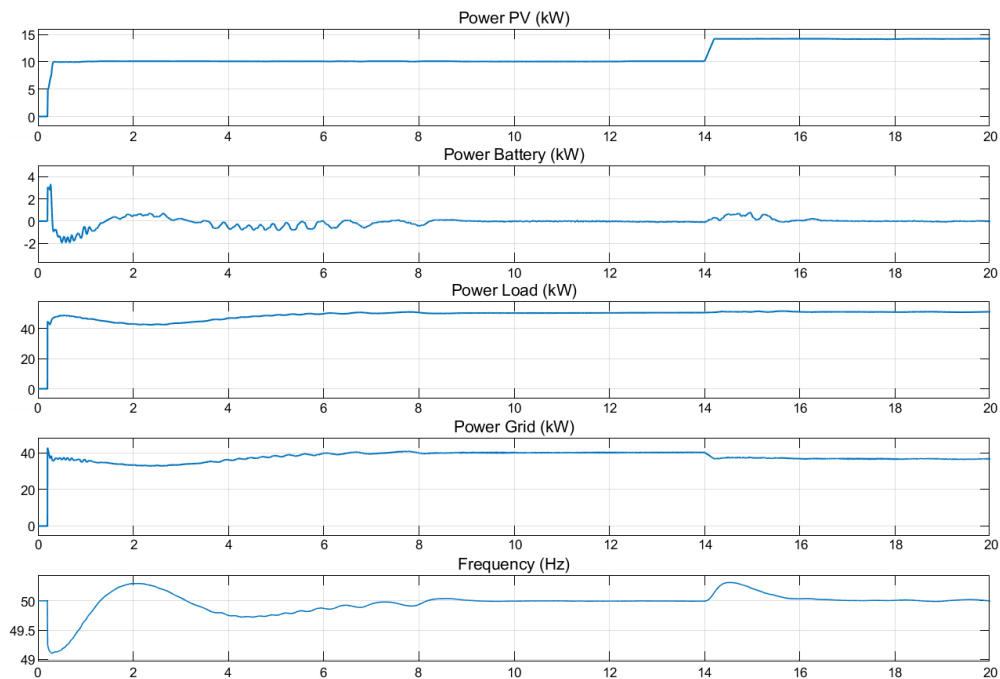


Figura 5.28: Simulación Frequency Regulation con FFR

En este caso, la batería sí participa en la regulación de frecuencia. Más adelante se compararán en una misma gráfica los tres comportamientos de la frecuencia.

Por último, implementando la inercia virtual se obtiene lo siguiente:

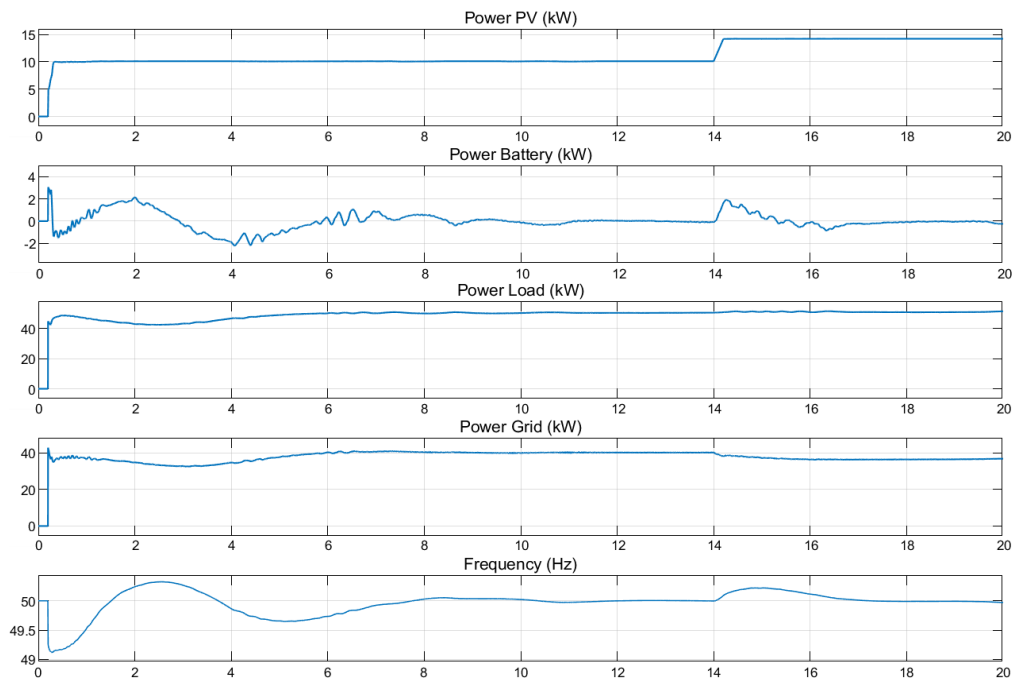


Figura 5.29: Simulación Frequency Regulation con inercia virtual

El comportamiento en la frecuencia en las 3 simulaciones ha sido el siguiente:

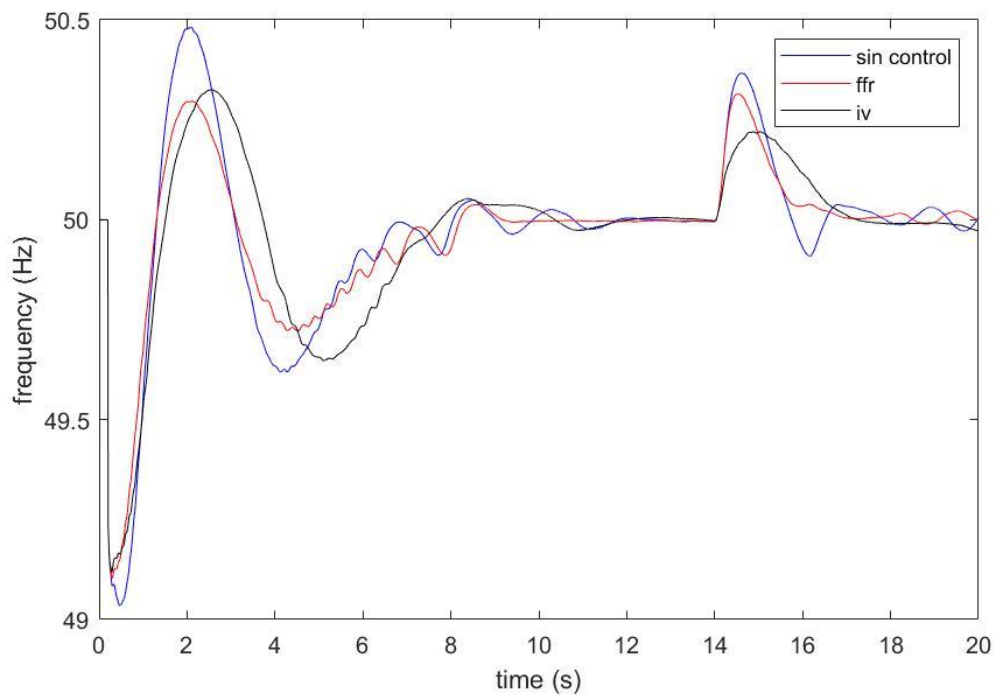


Figura 5.30: Comparación comportamiento de la frecuencia en las simulaciones de Frequency Regulation

Como se puede apreciar, tanto el control FFR como el de inercia virtual mejoran considerablemente el comportamiento de la frecuencia, tanto en la puesta en marcha como

ante una perturbación en el balance de potencias. Con ambos controles, la variación del valor ideal de 50 Hz es mucho menor, como se puede ver en el máximo alcanzado alrededor de $t=2s$. Además, el control de inercia virtual provoca que las variaciones en la frecuencia sean más lentas, lo que se corresponde con la realidad si se tuviese una inercia más grande. Esto se puede ver tanto en el transitorio entre $t=4s$ y $t=10s$ y en la dinámica de $t=14s$ cuando aumenta la generación de los paneles. En esta dinámica, gracias a la inercia virtual se reduce la pendiente (RoCoF) en la curva de la frecuencia y el máximo alcanzado.

5.6. Power Quality

En las redes modernas, la gran diversidad de cargas con un consumo de energía muy elevado, el incremento de las energías renovables, y la presencia de muchos sistemas de electrónica de potencia han provocado muchos problemas para regular la calidad de la red actual. Comparado con las redes eléctricas tradicionales, las microrredes que integran varios tipos de generadores, así como múltiples cargas y conversiones de energía son un sistema no lineal muy complejo. Por lo tanto, el control de la calidad de la energía tendrá un papel muy importante en estas redes, y su objetivo será asegurar la estabilidad y seguridad de la red cuando varias microrredes se conecten a esta [46].

El objetivo principal del control de la calidad de la energía es controlar y convertir la energía eléctrica para cumplir con los requerimientos de calidad exigidos. Esto se consigue gracias a convertidores de potencia y sus correspondientes circuitos de control. Los sistemas de almacenamiento energético encajan muy bien en esta aplicación, ya que pueden entregar o recibir energía de acuerdo a los requerimientos en cada momento. El control de la calidad de la energía se puede clasificar de la siguiente manera:

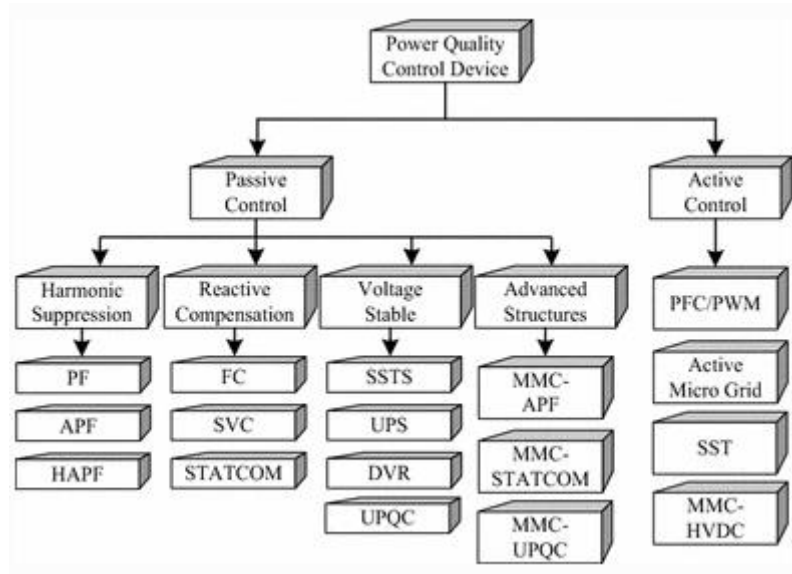


Figura 5.31: Clasificación de los tipos de control de la calidad de la energía [46]

El control pasivo se caracteriza por añadir dispositivos que ayuden a eliminar o aliviar el impacto de los problemas en la calidad de la energía ya existentes. Por otro lado, el control activo se usa para mejorar las características del sistema eléctrico para evitar que aparezcan nuevos problemas en la calidad de la energía. Se van a explicar en detalle la compensación de armónicos

y de potencia reactiva, que son las aplicaciones donde mejor encajan los sistemas de almacenamiento de energía.

Una de las aplicaciones más habituales es el filtro activo de armónicos (*Active Power Filter, APF*). Como se ha explicado anteriormente, el extendido uso de cargas no lineales ha provocado problemas en la calidad de la energía, y entre ellos destaca la contaminación de armónicos en las corrientes del sistema. Para compensar este problema, aparecen los filtros de armónicos. Existen filtros pasivos, pero estos filtros tienen la desventaja de tener una compensación de armónicos fija, y, a veces, pueden introducir resonancias en el sistema [47]. Por ello, los filtros activos se presentan como la mejor opción para compensar armónicos. Los filtros activos de armónicos son dispositivos diseñados concretamente para mejorar la calidad de la energía en las redes de distribución. Gracias a ellos, se reduce la inyección de corrientes no senoidales de las cargas. Su esquema y funcionamiento se puede ver en la siguiente imagen:

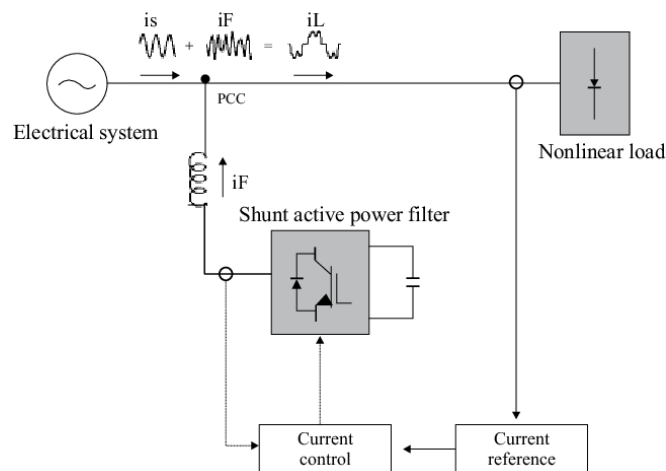


Figura 5.32: Filtro activo de armónicos [47]

Como se puede ver, el filtro activo consta de un inversor en cuyo bus DC se pueden incluir baterías o supercondensadores. Este inversor se conecta al punto de conexión común (PCC) por medio de una bobina o un transformador. El objetivo de este filtro es compensar la distorsión que aparece en la corriente, de manera que solo la componente fundamental de la corriente aparezca en la red. En el control, primero se mide la corriente de la carga, se calcula la referencia de corriente que debe entregar el filtro, y esta referencia se introduce a un control de corriente.

Los principales problemas que aparecen relacionados con la calidad de la energía son los armónicos y la potencia reactiva. Gracias a los filtros de armónicos, el problema con los armónicos se puede solucionar. Para arreglar los problemas relacionados con la potencia reactiva, se recurre a los STATCOM (*Static Synchronous Compensator*).

La mayoría de cargas de la red eléctrica no son cargas resistivas, la mayoría de ellas son cargas inductivas. Por tanto, es inevitable que aparezca un desfase entre la tensión y la corriente del sistema, afectando directamente al factor de potencia, que será menor que 1. Además, al igual que pasaba con los armónicos, como en la actualidad cada vez hay más dispositivos electrónicos conectados a la red, pueden aparecer ciertas fluctuaciones en los niveles de tensión de esta, afectando directamente al comportamiento de muchos equipos. [48]

El STATCOM es, por tanto, un compensador de potencia reactiva usado en las redes de transmisión de corriente alterna. Es capaz tanto de generar como de absorber potencia reactiva y su esquema presenta la siguiente estructura:

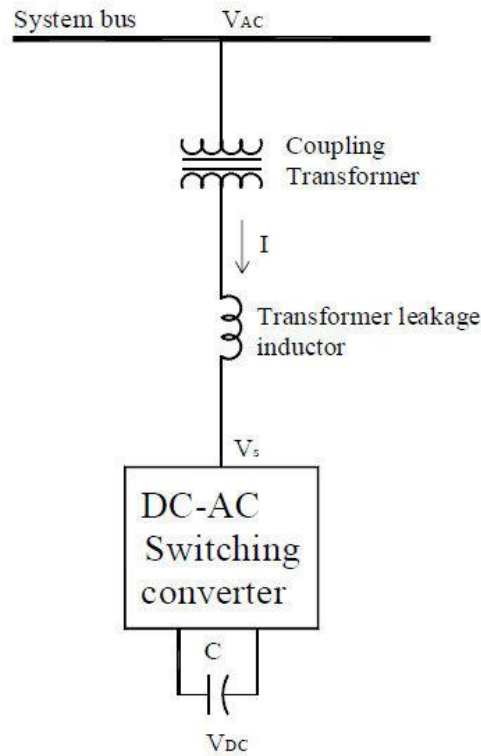


Figura 5.33: Configuración de un STATCOM [49]

El STATCOM forma parte de la familia de los FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission*), que se utilizan para mejorar el perfil de tensión en una red. Como se puede ver en la imagen anterior, un STATCOM está formado por un inversor que se acopla en paralelo al punto de conexión común por medio de una bobina y un transformador, y en el bus DC se pueden incluir baterías o supercondensadores. Como se puede ver, la estructura es similar a la del filtro activo de armónicos. El STATCOM genera tres niveles de tensión senoidales y balanceados a la frecuencia fundamental, con una magnitud y fase necesarias para inyectar o absorber la potencia reactiva solicitada. Además, también se puede utilizar en la regulación de tensión, al poder inyectar o absorber la potencia reactiva deseada, como ya se explicó en el apartado de Frequency Regulation. [49]

Con respecto al control, al igual que con el filtro activo, solo es necesario un control de corriente y un cálculo de la referencia de corriente necesaria. Como ya se comentó en el capítulo correspondiente al control de inversores, se va a trabajar en ejes síncronos dq. En ejes dq, se cumple lo siguiente:

$$p(t) = v_d i_d + v_q i_q \quad (5.32)$$

$$q(t) = v_d i_q - v_q i_d \quad (5.33)$$

En función de con qué eje se realice el sincronismo, las expresiones simplificadas de la potencia activa y reactiva quedarían de una manera u otra. Si por ejemplo se realiza el sincronismo con el eje q, $v_d = 0$, y, por tanto:

$$p(t) = v_q i_q \quad (5.34)$$

$$q(t) = v_q i_d \quad (5.35)$$

Simplemente habría que medir tanto la tensión del sistema, con el fin de calcular v_d y v_q , y la potencia reactiva, para calcular la referencia de potencia i_d^* que habría que introducir al control de corriente del STATCOM.

Por todo esto, combinando convertidores de potencia con sistemas de almacenamiento energético, se puede ayudar al control de calidad de la energía de la red, ya que las baterías y supercondensadores tienen la capacidad de entregar o absorber energía con una capacidad de respuesta muy rápida:

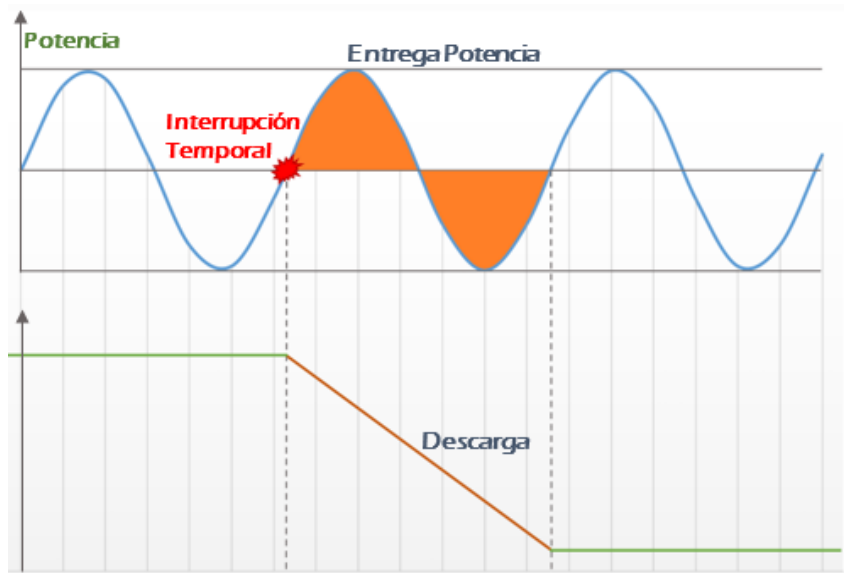


Figura 5.34: Sistema de almacenamiento energético ayudando en el control del Power Quality [43]

5.7. Spinning Reserve

Se define como reserva operativa (*Spinning Reserve* en inglés) a la capacidad de un sistema eléctrico de potencia por encima de su demanda habitual, empleada para regulación y para prevenir errores en la previsión de la demanda, o en caso de que algún generador falle [50]. Como ya se ha mencionado alguna vez en este Trabajo, la demanda de energía es muy variable en el tiempo, por lo que es posible que aparezcan pequeños desbalances entre la generación y la demanda en ciertos momentos. Para afrontar estos desbalances, se debe tener la posibilidad de poder aumentar rápidamente la generación eléctrica en cualquier momento, por tanto, hay que tener disponible una capacidad de generación adicional. Esto es lo que se conoce como reserva operativa. Dentro de la reserva operativa se pueden distinguir varios tipos [51]:

- Reserva rodante: es la capacidad adicional que se puede obtener aumentando la potencia de los generadores ya conectados al sistema. Es decir, los generadores no trabajan a su capacidad máxima, sino un poco por debajo para poder aumentar la generación en caso de ser necesario.
- Reserva no rodante: es la capacidad adicional que no está conectada al sistema, pero que, tras conectarse, puede cubrir el exceso de demanda.

También se puede hacer una división en función del tiempo de respuesta de la reserva operativa [51]:

- Reserva primaria: es capaz de responder a cambios súbitos en la frecuencia en un plazo de 0 a 10 segundos.
- Reserva secundaria: es la reserva que responde a desbalances generación-demanda en un plazo de alrededor de 30 segundos.
- Reserva terciaria: es la reserva que sustituye a la reserva secundaria alrededor de 30 minutos después de que ocurra el evento.

Los sistemas de almacenamiento energético son una solución muy interesante para ayudar en la reserva operativa. Son una opción válida en aquellos sistemas en los que los generadores ya estén funcionando a su máxima capacidad, por lo que no tendrían reserva operativa disponible, al no poder incrementar su potencia de salida. Instalando sistemas de almacenamiento energético en estos sistemas, se consigue incrementar la fiabilidad de la red.

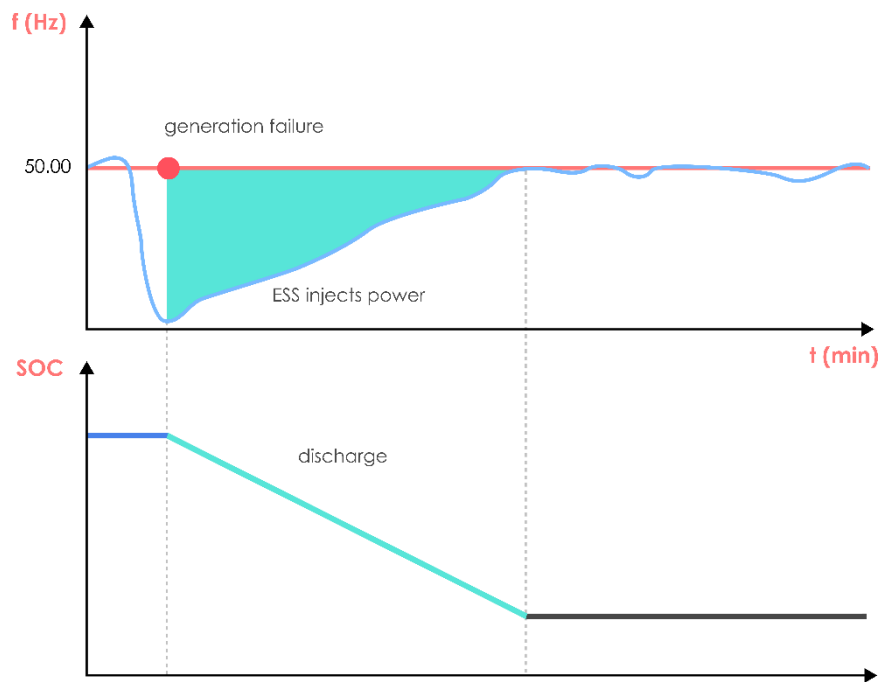


Figura 5.35: Sistemas de almacenamiento energético funcionando como reserva operativa [52]

Además, al añadir sistemas de almacenamiento energético en un sistema permite que los generadores puedan trabajar con una potencia de salida óptima, sin la necesidad de guardar parte de su capacidad como reserva operativa. También, los sistemas de almacenamiento energético pueden sustituir a los generadores de respaldo, como grupos electrógenos, lo cual, aparte de suponer un ahorro económico, también resulta positivo para el medio ambiente.

De esta aplicación no se va a realizar ninguna simulación porque resultaría muy similar a las realizadas anteriormente: intentar que la producción y la demanda sean iguales en todo momento para que no afecte a la frecuencia total del sistema.

6. Conclusiones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

El principal objetivo de este Trabajo Fin de Máster era estudiar las posibilidades que ofrecen los sistemas de almacenamiento energético dentro de instalaciones fotovoltaicas para ayudar en el soporte de red, y diseñar un algoritmo para poder estimar el *State of Charge* de estos.

Primero, se ha realizado un estudio teórico de la energía solar y de los sistemas de almacenamiento energético. Como se ha explicado, la energía solar tiene un papel importante en la generación de energía de la Península Ibérica, y se espera que su importancia siga creciendo en los próximos años. Con respecto a los sistemas de almacenamiento energético, estos se encuentran en pleno crecimiento. En España, el principal sistema de almacenamiento energético es el bombeo hidráulico, pero no tiene la flexibilidad que pueden tener las baterías para participar en el soporte de red. Se espera que, en los próximos años, aumenten su presencia en la red eléctrica. Red Eléctrica Española hace unos años ya realizó un ensayo con baterías para estudiar las posibilidades de integrar baterías en la red. Lo llamaron Proyecto Almacena y fue todo un éxito.

Tras esto, se ha realizado un análisis teórico del convertidor multinivel TNPC, un convertidor multinivel instalado en el laboratorio del grupo de investigación GEISER y que se utilizará para las simulaciones. Como ya se ha explicado, la principal ventaja de los convertidores multinivel es reducir el THD de la parte AC sin necesidad de aumentar la frecuencia de conmutación. Se ha estudiado el funcionamiento y la secuencia de conmutación de este convertidor.

También, se ha realizado un estudio teórico del *Battery Management System*. Estos sistemas se encargan de monitorizar y controlar el correcto funcionamiento de una batería. A parte de explicar teóricamente sus prestaciones, este Trabajo se ha centrado en una de sus prestaciones más interesantes: estimar el estado de carga de una batería. Se han propuesto dos métodos para realizar esta estimación. El primero de ellos se conoce como Coulomb Counting, y se basa en integrar la corriente que entregue o consuma la batería. Este es un método muy sencillo, pero tiene la desventaja de no corregir el error de offset inicial de esta estimación. El segundo método se basa en diseñar un Filtro de Kalman, ya que el SOC es un estado de las ecuaciones de estado del modelo equivalente de la batería. Para este método, primero hay que obtener el modelo equivalente de la batería (tensión a circuito abierto, constante de tiempo, resistencia interna y resistencia de la red r_c), algo que puede resultar algo laborioso. Una vez se han obtenido todos estos parámetros, se puede diseñar el filtro de Kalman. La ventaja de este segundo método es que puede corregir los errores de offset iniciales.

Por último, se han realizado una serie de simulaciones y explicaciones teóricas acerca de las diferentes posibilidades que ofrecen los sistemas de almacenamiento energético en el soporte de red.

- La aplicación de Load Leveling es muy interesante para los operadores de red, ya que les interesa que la demanda siempre sea lo más constante posible.
- Con respecto al Peak Shaving, esta aplicación evita que las variaciones rápidas en la demanda de las cargas las asuma la red, evitando así introducir estrés y ruido en la red.
- Gracias a la aplicación de Capacity Firming, se consigue suavizar la generación de los paneles solares para que a la red y a las cargas llegue una potencia sin cambios muy bruscos, lo cual tiene las mismas ventajas que el Peak Shaving.

- Los sistemas de almacenamiento energético también pueden participar en la regulación de frecuencia de la red eléctrica. Además, en microrredes que presenten baja inercia en la red, los sistemas de almacenamiento energético pueden aportar inercia virtual al sistema.
- La aplicación de Power Quality puede ser de gran ayuda en redes con cargas no lineales y muchos elementos conmutados, ya que permite eliminar del sistema los posibles armónicos en la corriente que puedan aparecer, así como compensar la potencia reactiva que demanden las cargas inductivas.
- Por último, gracias a la aplicación de Spinning Reserve, se puede ayudar a la reserva operativa de un sistema en caso de que sea necesario aumentar la producción momentáneamente.

Como se puede ver, los sistemas de almacenamiento energético pueden ser muy útiles si se integran en la red eléctrica, ya que se pueden utilizar en las 6 aplicaciones mencionadas anteriormente.

6.2. Trabajos futuros

Se han abierto nuevas vías de trabajo a partir de este TFM, que son las siguientes:

- Realizar una simulación del equilibrado de celdas de una batería.
- Incluir el efecto de la temperatura en la estimación del SOC de una batería.
- Realizar un estudio del dimensionamiento de baterías o supercondensadores para cada aplicación de soporte de red.
- Realizar un estudio y diseño de la electrónica de potencia necesaria para integrar el hidrógeno como sistema de almacenamiento.

7. Presupuesto

Recursos Hardware:

Tabla 7.1: Presupuesto recursos Hardware

Material	Precio unidad	Unidades	Precio total
Ordenador HP ProBook	550€	1	550€

Recursos Software:

Tabla 7.2: Presupuesto recursos Software

Material	Precio
Microsoft Word	0€
Microsoft Excel	0€
MATLAB R2020a	0€ (aportado por la UAH)
Simulink	0€ (aportado por la UAH)

Costes del personal:

Tabla 7.3: Presupuesto personal

Material	Horas	Precio/hora	Precio total
Análisis teórico	120	50€/h	6000€
Diseño y simulación	250	50€/h	12500€
Elaboración del documento	80	15€/h	1200€

Costes totales:

Tabla 7.4: Presupuesto total

Material	Coste total
Recursos Hardware	550€
Recursos Software	0€
Costes del personal	19700€
Total	20250€

8. Anexo I: Imágenes del diseño real



Figura 8.1: Baterías y BMS del laboratorio GEISER



Figura 8.2: Supercondensadores del laboratorio GEISER



Figura 8.3: TNPC del laboratorio GEISER

Bibliografía

- [1] www.ree.es, “Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020,” 2020, Accessed: Jul. 08, 2021. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/glosario>.
- [2] H. Allamehzadeh, “Solar energy overview and maximizing power output of a solar array using sun trackers,” in *2016 IEEE Conference on Technologies for Sustainability, SusTech 2016*, Apr. 2017, pp. 14–19, doi: 10.1109/SusTech.2016.7897136.
- [3] “Qué es la energía solar fotovoltaica y sus ventajas - Iberdrola.” <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica> (accessed Mar. 27, 2021).
- [4] F. J. Rodríguez, *Photovoltaic energy*. .
- [5] “Tipos de células fotovoltaicas | Energía solar fotovoltaica.” <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/celula-fotovoltaica/tipos> (accessed Mar. 27, 2021).
- [6] “Best Research-Cell Efficiency Chart | Photovoltaic Research | NREL.” <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html> (accessed Mar. 29, 2021).
- [7] “Curso de Energía Solar Fotovoltaica.” http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm (accessed Jun. 30, 2021).
- [8] “Módulo Fotovoltaico: Parámetros Fundamentales.” <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/modulo-fotovoltaico-parametros-fundamentales/> (accessed Apr. 03, 2021).
- [9] D. Beriber and A. Talha, “MPPT techniques for PV systems,” in *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 2013, pp. 1437–1442, doi: 10.1109/PowerEng.2013.6635826.
- [10] A. Gaga, F. Errahimi, and N. Es-Sbai, “Design and implementation of MPPT solar system based on the enhanced P&O algorithm using Labview,” in *Proceedings of 2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference, IRSEC 2014*, Mar. 2014, pp. 203–208, doi: 10.1109/IRSEC.2014.7059786.
- [11] P. K. Pathak and A. R. Gupta, “Battery Energy Storage System,” Oct. 2018, doi: 10.1109/CIAC.2018.8480377.
- [12] G. Marin-Garcia, G. Vazquez-Guzman, J. M. Sosa, A. R. Lopez, P. R. Martinez-Rodriguez, and D. Langarica, “Battery Types and Electrical Models: A Review,” Nov. 2020, doi: 10.1109/ROPEC50909.2020.9258711.
- [13] R. Collin, Y. Miao, A. Yokochi, P. Enjeti, and A. Von Jouanne, “Advanced electric vehicle fast-charging technologies,” *Energies*, vol. 12, no. 10, 2019, doi: 10.3390/en12101839.
- [14] R. Wagner, N. Preschitschek, S. Passerini, J. Leker, and M. Winter, “Current research trends and prospects among the various materials and designs used in lithium-based batteries,” *Journal of Applied Electrochemistry*, vol. 43, no. 5. Kluwer Academic Publishers, pp. 481–496, May 01, 2013, doi: 10.1007/s10800-013-0533-6.
- [15] “Battery Comparison of Energy Density - Cylindrical and Prismatic Cells.” <https://www.epectec.com/batteries/cell-comparison.html> (accessed Apr. 29, 2021).

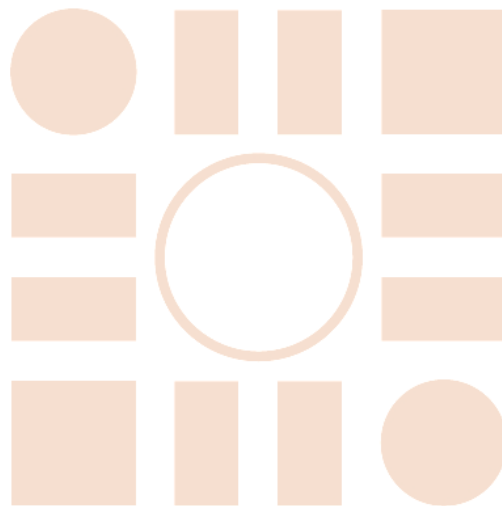
- [16] R. Riazor, J. Rafecas, and S. Antoni, "Ultracondensadores: mayor densidad de energía." .
- [17] S. de E. de Energía, "ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO."
- [18] M. Shatnawi, N. Al Qaydi, N. Aljaberi, and M. Aljaberi, "Hydrogen-Based Energy Storage Systems: A Review," in *7th International IEEE Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2018*, Dec. 2018, pp. 697–700, doi: 10.1109/ICRERA.2018.8566903.
- [19] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), "Hoja de Ruta del Hidrógeno. Una apuesta por el hidrógeno renovable.," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [20] "Almacenamiento de energía eficiente - Iberdrola." <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente> (accessed Jul. 08, 2021).
- [21] "Proyecto Almacena | Red Eléctrica de España." <https://www.ree.es/es/sostenibilidad/proyectos-destacados/proyectos-de-idi-de-contribucion-al-negocio/proyecto-almacena> (accessed Jul. 08, 2021).
- [22] "Finalizado el proyecto Almacena de Red Eléctrica de España • SMARTGRIDSINFO." <https://www.smartgridsinfo.es/2015/03/13/finalizado-el-proyecto-almcena-de-red-electrica-de-espana> (accessed Jul. 08, 2021).
- [23] "El almacenamiento con baterías e hidrógeno será esencial en el proceso de transición energética – pv magazine España." <https://www.pv-magazine.es/2020/02/26/el-almacenamiento-con-baterias-e-hidrogeno-sera-esencial-en-el-proceso-de-transicion-energetica/> (accessed Jul. 08, 2021).
- [24] "Las ayudas europeas catapultan el hidrógeno | Economía | EL PAÍS." <https://elpais.com/economia/2021-03-21/la-ayudas-europeas-catapultan-el-hidrogeno.html> (accessed Jul. 08, 2021).
- [25] "e-mesh™ Solutions for utilities." <https://www.hitachiabb-powergrids.com/es/es/offering/product-and-system/grid-edge-solutions/applications/energy-storage-applications> (accessed Feb. 10, 2021).
- [26] J. H. Yang, T. V. Le, A. Ibadullaev, and S. J. Park, "A study of TNPC type single-phase 5-level inverter for energy storage system," in *2016 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific, ITEC Asia-Pacific 2016*, Jul. 2016, pp. 346–350, doi: 10.1109/ITEC-AP.2016.7512976.
- [27] G. Mohapatra, "Multilevel Inverter; A Review," *ICPCSI, At CHENNAI*, no. April, pp. 2–9, 2018.
- [28] E. Department, "Multilevel converters. Introduction," 2021.
- [29] I. Staudt, "3L NPC & TNPC Topology," *Semikron Appl. Note AN-11001*, no. 5, pp. 1–12, 2015.
- [30] S. Kouro *et al.*, "Recent advances and industrial applications of multilevel converters," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 8, pp. 2553–2580, Aug. 2010, doi: 10.1109/TIE.2010.2049719.
- [31] Q. X. Guan *et al.*, "An Extremely High Efficient Three-Level Active Neutral-Point-Clamped Converter Comprising SiC and Si Hybrid Power Stages," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 33, no. 10, pp. 8341–8352, Oct. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2784821.

- [32] B. Wu and Mehdi Narimani, "High-Power Converters and AC Drives Second Edition."
- [33] H. Rahimi-Eichi, U. Ojha, F. Baronti, and M. Y. Chow, "Battery management system: An overview of its application in the smart grid and electric vehicles," *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 7, no. 2, pp. 4–16, 2013, doi: 10.1109/MIE.2013.2250351.
- [34] Y. E. Abu Eldahab, N. H. Saad, and A. Zekry, "Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58. Elsevier Ltd, pp. 646–655, May 01, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.061.
- [35] Y. Kim, S. Yun, and J. Lee, "SOC estimation and BMS design of Li-ion battery pack for driving," in *2017 14th International Conference on Ubiquitous Robots and Ambient Intelligence, URAI 2017*, Jul. 2017, pp. 216–218, doi: 10.1109/URAI.2017.7992716.
- [36] J. Kim, S. Lee, and B. H. Cho, "Complementary cooperation algorithm based on DEKF combined with pattern recognition for SOC/capacity estimation and SOH prediction," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 1, pp. 436–451, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2011.2158554.
- [37] J. U. Ureña *et al.*, *Electrónica de Potencia*. 1999.
- [38] D. Molinero and E. J. Bueno, "Desarrollo y simulación de cargador ultrarrápido para vehículos eléctricos," Universidad de Alcalá, 2020.
- [39] P. Karthikeyan and V. Siva Chidambaranathan, "Bidirectional buck–boost converter-fed DC drive," in *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 2016, vol. 394, pp. 1195–1203, doi: 10.1007/978-81-322-2656-7_109.
- [40] R. W. Erickson and D. Maksimović, *Fundamentals of Power Electronics*. Springer US, 2001.
- [41] D. G. Holmes, B. P. McGrath, D. Segaran, and W. Y. Kong, "Dynamic control of a 20kW interleaved boost converter for traction applications," 2008, doi: 10.1109/08IAS.2008.297.
- [42] M. A. Arshad, S. Hasnain, and N. Arshad, "A Novel Demand Side Management (DSM) technique for electric grids with high renewable energy mix using hierarchical clustering of loads," in *SMARTGREENS 2019 - Proceedings of the 8th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems*, 2019, pp. 137–142, doi: 10.5220/0007721501370142.
- [43] "Sistemas BESS – Switch Montajes." <http://switch-montajes.cl/sistemas-baes/> (accessed Jun. 05, 2021).
- [44] R. Eriksson, N. Modig, and K. Elkington, "Synthetic inertia versus fast frequency response: A definition," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 5, pp. 507–514, 2018, doi: 10.1049/iet-rpg.2017.0370.
- [45] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, "A voltage and frequency droop control method for parallel inverters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 4, pp. 1107–1115, 2007, doi: 10.1109/TPEL.2007.900456.
- [46] A. LUO, Q. XU, F. MA, and Y. CHEN, "Overview of power quality analysis and control technology for the smart grid," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* 2016 41, vol. 4, no. 1, pp. 1–9, Jan. 2016, doi: 10.1007/S40565-016-0185-8.
- [47] J. P. Suárez, H. Amarís, and G. Robles, "Current control schemes for three-phase four-wire shunt active power filters: A comparative study | Esquemas de control de

corriente para un filtro activo trifásico tetrafilar de conexión en paralelo: Estudio comparativo,” *Rev. Fac. Ing.*, no. 52, pp. 206–214, 2010.

- [48] Y. Ma, A. Huang, and X. Zhou, “A review of STATCOM on the electric power system,” *2015 IEEE Int. Conf. Mechatronics Autom. ICMA 2015*, pp. 162–167, Sep. 2015, doi: 10.1109/ICMA.2015.7237475.
- [49] N. B. Kadandani and Yusuf A. Maiwada, “Simulation of Static Synchronous Compensator (STATCOM) for Voltage Profile Improvement,” *Int. Inst. Sci. Technol. Educ. (IISTE)*, vol. 6, no. 7, pp. 1–9, 2015, [Online]. Available: <http://www.iiste.org/Journals/index.php/ISDE/article/view/23922>.
- [50] “reserva operativa | Real Academia de Ingeniería.” <http://diccionario.raing.es/es/lema/reserva-operativa> (accessed Jul. 09, 2021).
- [51] J. Jaimes Rojas and G. Latorre Bayona, “Establecimiento de la reserva operativa como servicio complementario,” *Rev. UIS Ing.*, vol. 3, no. 2, pp. 117–126, 2004.
- [52] “PEC Technology(Thailand) Co.,LTD.” <https://www.pectecth.co.th/energystoragesolution> (accessed Jul. 10, 2021).

Universidad de Alcalá
Departamento de Electrónica
Escuela Politécnica Superior



ESCUELA POLITECNICA
SUPERIOR



Universidad
de Alcalá