



**PROGRAMA DE DOCTORADO EN INGENIERÍA ENERGÉTICA
Y SOSTENIBLE**

**CONTROL PREDICTIVO DE SISTEMAS HÍBRIDOS
DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ENERGÍAS
RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**

**PREDICTIVE CONTROL OF HYBRID ELECTRICAL
GENERATION SYSTEMS WITH RENEWABLE
ENERGIES AND ENERGY STORAGE**

UNIVERSIDAD DE CÁDIZ

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE ALGECIRAS

OCTUBRE 2022

AUTOR: **ENRIQUE GONZÁLEZ RIVERA**

DIRECTORES: **LUIS M. FERNÁNDEZ RAMÍREZ**

PABLO GARCÍA TRIVIÑO

Agradecimientos

Quiero mostrar mi particular agradecimiento a mis tutores Luis y Pablo, cuya ayuda ha sido fundamental para el desarrollo de esta tesis y, en especial por sus aportaciones y consejos sin los que no habría sido posible culminarla. Gracias Luis, por estar siempre disponible y contestar a mis correos a cualquier hora y gracias Pablo, por guiarme y compartir conmigo tu amplia experiencia.

A mis compañeros del grupo de investigación, por compartir conmigo su conocimiento y dedicación, por los buenos ratos que hemos pasado en el laboratorio y fuera de él. Gracias a Raúl, Paco, Emanuel, Lais y sobretodo a Carlos, por adentrarme en el mundo de la docencia y brindarme tu ayuda con la preparación de las clases.

A mis padres, Enrique y Ana, por vuestro apoyo incondicional, por inculcarme los valores de constancia y sacrificio y por darme la oportunidad de formarme y llegar hasta aquí. A mi hermana Carmen, por estar siempre y por compartir conmigo tu alegría y entusiasmo.

A Alba, mi compañera de este viaje al que llamamos vida, un ejemplo de constancia y dedicación. Gracias por tu compañía y apoyo, por escucharme, aconsejarme y por tu paciencia, por darme esos momentos de alegría en los que tanto nos hemos reído y sobretodo gracias por tu amor y cariño.

A todos, gracias.

Resumen

Debido a la expansión de los sistemas de generación de energía eléctrica de origen renovable, la correcta integración de estos sistemas en la red eléctrica se ha convertido en un interesante campo de estudio. El auge en las últimas décadas de la energía eólica y solar hace necesario prestar especial atención a estas fuentes limpias de energía. Dado el origen natural de estas energías, la intermitencia y fluctuación son características inherentes en ellas, por lo que la posibilidad de combinar ambas en un sistema híbrido renovable aporta ventajas significativas al sistema. Además, el aumento del número de vehículos eléctricos hace que sea necesario plantear nuevas opciones de estaciones de carga rápida que incluyen estos tipos de generación de energías renovables como fuentes primarias de la estación de carga.

La inclusión de sistemas de almacenamiento de energía aumenta de manera significativa la eficiencia y estabilidad de los sistemas híbridos al permitir almacenar la energía renovable o aportar energía al sistema híbrido cuando sea necesario o posible. En la actualidad, existen distintos dispositivos de almacenamiento capaces de prestar apoyo a los sistemas de generación eólico y solar. Gran parte de ellos se encuentran en distintas etapas de investigación y desarrollo, no obstante, algunos ya se han probado en aplicaciones reales y están disponibles comercialmente.

Para una adecuada gestión de la energía entre los sistemas de generación y los sistemas de almacenamiento aparecen los denominados sistemas de gestión de energía. Estos sistemas de control hacen posible el funcionamiento coordinado de todos los elementos del sistema híbrido tratando de incrementar la eficiencia, la fiabilidad, reducir el consumo, reducir costes, etc.

Como objetivo principal de esta tesis se plantea el desarrollo dos sistemas de gestión de energía basados en control predictivo para nuevos sistemas híbridos con fuentes de generación renovables, así como diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía. Estos sistemas de gestión de la energía son capaces de gestionar los flujos de potencia entre los dispositivos que componen el sistema híbrido, en función de distintas variables de control. Se han desarrollado dos configuraciones de sistemas híbridos, incluyendo diversas opciones de conexión mediante el uso de los convertidores electrónicos de potencia. En el sistema de gestión de la energía se han tenido en cuenta las variables de control técnicas utilizadas habitualmente en la literatura científica (potencias, tensiones, estados de carga, etc.), y nuevas variables de control como los costes asociados a los equipos. Además, los nuevos sistemas de gestión de energía y las estrategias de control de los convertidores se han sometido a simulación ante diversas condiciones de funcionamiento.

El primer sistema híbrido propuesto está formado por un aerogenerador doblemente alimentado que actúa como principal fuente de energía. Este aerogenerador opera en el punto de máxima potencia para maximizar la energía capturada del viento. Dos sistemas de almacenamiento de energía acoplados al aerogenerador como fuentes de energías secundarias. En primer lugar, los supercondensadores debido a su alto rendimiento en ciclos rápidos de carga y descarga y en segundo lugar el sistema de hidrógeno debido a la gran cantidad de energía que puede almacenar durante largos periodos de tiempo. Los dispositivos se conectan al bus de corriente continua del aerogenerador a través de convertidores de potencia DC/DC. Por lo tanto, la potencia suministrada por los sistemas de almacenamiento de energía en DC se convierte a AC utilizando el convertidor del lado de la red del aerogenerador, evitando la necesidad de añadir etapas de conversión AC/DC adicionales para inyectar la potencia proporcionada por los sistemas de almacenamiento de energía a la red. El aerogenerador y los ESS deben operar coordinadamente para conseguir intercambios de energía eficientes entre el sistema híbrido y la red. En este sentido, se ha diseñado un sistema de gestión de la energía para proporcionar las referencias de potencia a los sistemas de control de cada convertidor electrónico de potencia. El sistema de gestión de la energía diseñado para esta configuración está basado en control predictivo. La primera premisa del sistema de gestión de la energía desarrollado es que el sistema híbrido sea capaz de satisfacer la potencia demandada por la red. Esta potencia demandada corresponde con el acuerdo previo con los mercados del día anterior y debe ser inyectada por el sistema híbrido a la red, para llevar a cabo una explotación económica de la planta. El sistema híbrido cuenta con dos herramientas principales para complacer este compromiso.

- Las previsiones de potencia generada por el aerogenerador, que pueden ayudar a decidir la potencia que se puede inyectar a la red mediante el sistema híbrido con un día de antelación.
- Los sistemas de almacenamiento de energía, que juegan un papel crucial como fuentes de energía secundarias para ayudar y regular la potencia total inyectada a la red. Estos elementos deben ser considerados en el EMS para desarrollar una eficiente gestión de la energía entre los componentes del sistema híbrido.

El segundo sistema híbrido propuesto es una estación de carga para vehículos eléctricos formada por 6 unidades de carga rápida. Está compuesto por un sistema de paneles fotovoltaicos que trabajan en el régimen de punto de máxima potencia, dos sistemas de almacenamiento de energía y la conexión a la red. Los sistemas de almacenamiento de energía utilizados en esta configuración son un sistema de hidrógeno, y una batería. Todas las fuentes de energía están conectadas a un bus de corriente continua común de media tensión a través de convertidores de impedancia. Los convertidores de impedancia DC/DC se utilizan para conectar los paneles fotovoltaicos y el sistema de hidrógeno al bus de corriente continua. La pila de combustible utiliza el hidrógeno almacenado en el tanque, que es suministrado por el electrolizador. Ambos dispositivos,

pila de combustible y electrolizador, están conectados al mismo convertidor de impedancia DC/DC. Un inversor de impedancia que incluye la batería en la red de impedancia se ha utilizado para conectar el sistema híbrido a la red. La correcta operación de la estación de carga híbrida que se estudia se mide en términos de costes de utilización de sus elementos. La fuente de energía primaria que se utiliza en este estudio es el sistema de paneles fotovoltaicos. El EMS utiliza la potencia neta en intervalos horarios para tomar decisiones y cubrir el balance de potencias en la estación de carga híbrida. Cuando la potencia demandada no puede ser cubierta por los equipos del sistema híbrido, la red contribuye aportando la diferencia. El principal objetivo del sistema de gestión de la energía basado en control predictivo es minimizar los costes de utilización de cada componente considerando su eficiencia. Para alcanzar esta meta, el EMS se ha estructurado en dos subsistemas.

- Un “sistema de cálculo de costes”, que calcula los costes de utilización mínimos para cada dispositivo teniendo en cuenta la potencia neta en cada intervalo de tiempo y la referencia de costes totales del sistema.
- Un “algoritmo de optimización”, que define las condiciones óptimas de operación para cada equipo observando el estado de carga de la batería y el nivel del tanque de hidrógeno, y generando la potencia de salida de cada componente para garantizar los costes óptimos de utilización de cada dispositivo de la estación de carga híbrida.

Según se ha comprobado en los antecedentes y estado del arte, la temática que se aborda en esta tesis es de actualidad, de interés y necesita más investigación. La carencia de artículos en los que se implementa un sistema de gestión de energía basado en control predictivo en configuraciones híbridas con fuentes de generación de energía renovable y diferentes tipos de sistemas del almacenamiento de energía con distinta dinámica de funcionamiento hacen posible que esta tesis aporte nuevos conocimientos y resultados de interés. Otros aspectos a tener en cuenta son los parámetros utilizados para la gestión de energía. En los sistemas de gestión de la energía basados en control predictivo publicados hasta la fecha, se utilizan principalmente variables eléctricas, como pueden ser potencias o estados de carga, por lo que, en esta tesis, además de estas, se propone utilizar nuevas variables como son los costes asociados a los equipos.

En conclusión, con el desarrollo de estos sistemas de gestión de la energía basados en control predictivo en configuraciones híbridas con fuentes de generación de energía renovable, diferentes tipos de sistemas del almacenamiento de energía y distinta dinámica de funcionamiento se han aportado nuevos conocimientos, mejoras significativas en la gestión de fuentes de energías renovables y almacenamiento de energía en sistemas híbridos, y resultados de interés para la comunidad científica.

En ambas configuraciones híbridas el sistema de gestión de la energía basado en control predictivo se ha validado a través de simulaciones. Los resultados muestran una gestión inteligente de los sistemas híbridos. Las configuraciones propuestas consiguen una mejora general con la utilización del sistema de gestión de la energía basado en control predictivo desarrollado en esta tesis. Además, en la segunda configuración híbrida se consigue un buen compromiso entre los costes de utilización de la estación híbrida y la eficiencia de los componentes. Los costes totales de la estación de carga híbrida se han disminuido drásticamente (-25,33%).

Abstract

Due to the expansion of electrical energy generation systems based on renewable sources, the integration of these systems in the electrical network has become an interesting field of study. The rise of wind and solar energy makes necessary to pay special attention to these energy sources. Due to the natural origin of these energies, the intermittency and fluctuation are inherent characteristics in them, so the possibility of combining both in a renewable hybrid system brings significant advantages to the system. In addition, the increase in the number of electric vehicles makes necessary to consider new options for fast charging stations that include these types of renewable energy sources as primary sources of them.

The inclusion of energy storage systems significantly increases the efficiency and stability of hybrid systems by allowing renewable energy to be stored or to provide energy to the hybrid system when necessary or possible. Currently, there are different storage devices capable of supporting wind and solar generation systems. Most of them are in different stages of research and development, however, some of them have already been tested in real applications and are commercially available.

For a proper energy management between the generation systems and the storage systems, appear the energy management systems. These control systems make possible the coordinated operation of all the elements of the hybrid system trying to increase efficiency, reliability, reduce consumption, reduce costs, etc...

The main objective of this thesis is the development of two energy management systems based on predictive control for new hybrid systems with renewable generation sources, as well as different types of energy storage systems. These energy management systems are capable of managing the power flows between the devices of the hybrid system, based on different control variables. Two hybrid system configurations have been developed, including various connection options through the use of power electronic converters. In the energy management system, the technical control variables commonly used in the scientific literature (powers, voltages, load states, etc.) and new control variables such as the costs associated with the equipment have been taken into account. In addition, new energy management systems and drive control strategies have been simulated under various operating conditions.

The first hybrid system proposed is composed by a doubly fed wind turbine that acts as the main energy source. This wind turbine operates at the point of maximum power to maximize the energy captured from the wind. Two energy storage systems coupled to the wind turbine as secondary energy sources. Firstly, the supercapacitors due to their high performance in fast charge and discharge cycles and secondly, the hydrogen system

due to the large amount of energy that it can store for long periods of time. The devices are connected to the direct current bus of the wind turbine through DC/DC power converters. Therefore, the power supplied by the DC energy storage systems is converted to AC using the wind turbine's grid-side converter, avoiding the need to add additional AC/DC conversion stages to inject the power provided by the grid energy storage systems. The wind turbine and the ESS must operate in coordination to achieve efficient energy exchanges between the hybrid system and the grid. In this sense, an energy management system has been designed to provide the power references to the control systems of each electronic power converter. The energy management system designed for this configuration is based on predictive control. The first premise of the developed energy management system is that the hybrid system is capable of satisfying the power demanded by the network. This demanded power corresponds to the prior agreement with the markets the day before and must be injected by the hybrid system into the grid, in order to carry out an economic operation of the plant. The hybrid system has two main tools to accommodate this compromise.

- Forecasts of power generated by the wind turbine, which can help decide the power that can be injected into the grid through the hybrid system one day in advance.
- Energy storage systems, which play a crucial role as secondary energy sources to help and regulate the total power injected into the grid. These elements must be considered in the EMS to develop efficient energy management between the components of the hybrid system.

The second proposed hybrid system is a charging station for electric vehicles made up of 6 fast charging units. It composed of a system of photovoltaic panels that work in the maximum power point system, two energy storage systems and connection to the grid. The energy storage systems used in this configuration are a hydrogen system, and a battery system. All power sources are connected to a common medium voltage DC bus through impedance converters. DC/DC impedance converters are used to connect the photovoltaic panels and the hydrogen system to the DC bus. The fuel cell uses the hydrogen stored in the tank, which is supplied by the electrolyzer. Both devices, fuel cell and electrolyzer, are connected to the same DC/DC impedance converter. An impedance inverter that includes the battery in the impedance network has been used to connect the hybrid system to the network. The correct operation of the hybrid charging station under study is measured in terms of the costs of using its elements. The primary energy source used in this study is the photovoltaic panel system. The EMS uses the net power in hourly intervals to make decisions and cover the power balance in the hybrid charging station. When the demanded power cannot be covered by the hybrid system equipment, the network contributes by providing the difference. The main objective of the energy management system based on predictive control is to minimize the costs of using each

component considering its efficiency. To achieve this goal, the EMS has been structured into two subsystems.

- A “cost calculation system”, which calculates the minimum usage costs for each device, taking into account the net power in each time interval and the total system cost reference.

- An "optimization algorithm", which defines the optimal operating conditions for each piece of equipment by observing the state of charge of the battery and the level of the hydrogen tank, and generating the output power of each component to guarantee optimal costs of use of each device of the hybrid charging station.

As the review of the background and state of the art demonstrates, the topic addressed in this thesis is current, of interest and needs more research. The lack of articles in which an energy management system based on predictive control is implemented in hybrid configurations with renewable energy generation sources and different types of energy storage systems with different operating dynamics make it possible for this thesis to contribute new knowledge and results of interest. Other aspects to take into account are the parameters used for energy management. In energy management systems based on predictive control published to date, mainly electrical variables are used, such as power or load states, so in this thesis, in addition to these, it is proposed to use new variables such as are the costs associated with the equipment.

In conclusion, with the development of these energy management systems based on predictive control in hybrid configurations with renewable energy generation sources, different types of energy storage systems and different operating dynamics, new knowledge has been provided, significant improvements in the management of renewable energy sources and energy storage in hybrid systems, and results of interest to the scientific community.

In both hybrid configurations, the energy management system based on predictive control has been validated through simulations. The results show an intelligent management of hybrid systems. The proposed configurations achieve a general improvement with the use of the energy management system based on predictive control developed in this thesis. In addition, in the second hybrid configuration, a good compromise is achieved between the costs of using the hybrid station and the efficiency of the components. The total costs of the hybrid charging station have decreased drastically (-25.33%)

Índice

Resumen.....	i
Abstract	vi
Lista de figuras	xii
Lista de tablas.....	xv
Capítulo 1: Introducción.....	1
Capítulo 2: Hipótesis y objetivos de la tesis.....	11
1.1. Hipótesis de la tesis	11
2.2. Objetivos de la tesis.....	12
Capítulo 3: Antecedentes y estado del arte.....	16
3.1. Energías renovables	16
3.1.1. Energía solar.....	17
3.1.2. Energía eólica	18
3.1.3. Energía hidroeléctrica	18
3.1.4. Energía de biomasa.....	19
3.1.5. Energía geotérmica	20
3.1.6. Energía mareomotriz.....	21
3.2. Tecnologías renovables.....	21
3.2.1. Paneles fotovoltaicos.....	21
3.2.2. Aerogeneradores	23
3.3. Sistemas de almacenamiento de energía.....	24
3.3.1. Características de los sistemas de almacenamiento de energía.....	25
3.3.2. Tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía.....	28
3.3.3. Operación de los sistemas de almacenamiento de energía para apoyar a la red ..	43
3.4. Sistemas de gestión de la energía (EMS).....	44
3.4.1. Control supervisor centralizado	48
3.4.2. Control supervisor descentralizado	48
3.4.3. Control predictivo (MPC)	49
3.5. Operación del MPC en sistemas híbridos con ESS	52
3.6. Operación de EMS en estaciones de carga de vehículos eléctricos.....	53
Capítulo 4: Descripción y modelado de las configuraciones evaluadas.....	57
4.1. Descripción de la configuración híbrida 1	57
4.2. Descripción de la configuración híbrida 2	59
4.3. Modelado de los elementos de las configuraciones híbridas.....	61

4.3.1.	Aerogenerador doblemente alimentado.....	61
4.3.2.	Sistema de paneles fotovoltaicos	64
4.3.3.	Batería de ácido y plomo.....	65
4.3.4.	Supercondensador	67
4.3.5.	Pila de combustible	68
4.3.6.	Tanque de hidrógeno.....	72
4.3.7.	Electrolizador	72
4.3.8.	Convertidor de tensión trifásico ideal de dos niveles para el DFIG.....	74
4.3.9.	Modelo promediado del convertidor ideal trifásico de dos niveles	76
4.3.10.	Inversor de quasi-impedancia con almacenamiento de energía.....	76
4.3.11.	Modelo simplificado del convertidor qZSI con batería.....	79
4.3.12.	Convertidor DC/DC bidireccional	82
4.3.13.	Convertidor DC/DC bidireccional basado en redes de impedancia	85
4.3.14.	Modelo promediado del convertidor DC/DC ZSC bidireccional	85
4.3.15.	Red de alterna	86
Capítulo 5: Sistemas de control de las configuraciones híbridas.....		88
5.1.	Sistemas de control de los elementos de las configuraciones híbridas	88
5.1.1.	Control del ángulo de las palas del aerogenerador.....	88
5.1.2.	Maximum Power Point Tracking (MPPT)	88
5.1.3.	Estrategias de control de potencia para los VSI.....	89
5.1.4.	Modulación de vectores espaciales para convertidores de impedancia.....	91
5.2.	Sistema de gestión de la energía de la configuración híbrida 1.....	94
5.3.	Sistema de gestión de la energía de la configuración híbrida 2.....	101
5.4.	Sistema de gestión de la energía basado en estados de la configuración híbrida 2 ...	109
Capítulo 6: Resultados.....		115
6.1.	Resultados de la configuración híbrida 1	115
6.1.1.	Caso 1: Referencia constante del SOC_{UC}	116
6.1.2.	Caso 2: Cambios en la referencia de SOC_{UC}	123
Capítulo 7: Conclusiones y trabajos futuros		138
7.1.	Conclusiones configuración híbrida 1	138
7.2.	Conclusiones configuración híbrida 2	138
7.3.	Trabajos futuros.....	139
Capítulo 8: Bibliografía		142
8.1.	Lista de publicaciones.....	151
8.2.	Curriculum Vitae	153

Lista de figuras

Figura 1.1: Previsión del volumen de suministro mundial de energía primaria entre 2019 y 2045 por fuente de energía.....	1
Figura 1.2: Emisiones mundiales de CO ₂ de 1995 a 2021.....	2
Figura 1.3: Emisiones de CO ₂ asociadas al transporte en EU.....	2
Figura 1.4: Nuevos reglamentos UE de emisiones de CO ₂	3
Figura 1.5: Emisiones de dióxido de carbono en EE.UU. según la EPA	4
Figura 1.6: Capacidad de potencia mundial de energía eólica	5
Figura 1.7: Capacidad de potencia mundial prevista de energía solar fotovoltaica.....	5
Figura 3.1: Energía solar	17
Figura 3.2: Central eólica.....	18
Figura 3.3: Central hidroeléctrica	19
Figura 3.4: Central de biomasa.....	20
Figura 3.5: Procesamiento de la energía geotérmica	20
Figura 3.6: Esquema de una central mareomotriz	21
Figura 3.7: Clasificación de los materiales de fabricación de células fotovoltaicas	22
Figura 3.8: Esquema de un aerogenerador doblemente alimentado.....	23
Figura 3.9: Esquema de un aerogenerador de imanes permanentes.....	24
Figura 3.10: Funcionamiento de una batería plomo-ácido	29
Figura 3.11: Funcionamiento de una batería Li-ion.....	30
Figura 3.12: Funcionamiento de una batería de sulfuro de sodio	31
Figura 3.13: Funcionamiento de una batería de flujo redox.....	32
Figura 3.14: Funcionamiento de una batería metal-aire.....	34
Figura 3.15: Esquema de una planta PHS	35
Figura 3.16: Esquema del sistema CAES.....	37
Figura 3.17: Estructura y componentes de un volante de inercia	38
Figura 3.18: Estructura de un supercondensador	39
Figura 3.19: Estructura de un SMES	41
Figura 3.20: Elementos del sistema de hidrógeno	42
Figura 3.21: Aplicación de los diferentes ESS	44
Figura 3.22: Infraestructura de las microrredes	45
Figura 3.23: Estructura general de los sistemas de control de una microrred	46
Figura 3.24: Clasificación de las microrredes	47
Figura 3.25: Diferentes niveles de descentralización de una microrred.....	47

Figura 3.26: Estructura de un control centralizado para microrredes	48
Figura 3.27: Estructura de un control descentralizado para microrredes	49
Figura 3.28: Diagrama de bloques del control clásico PID	50
Figura 3.29: Diagrama de bloques del funcionamiento simplificado del MPC.....	50
Figura 3.30: Representación genérica del MPC	51
Figura 4.1: Esquema de la configuración híbrida 1	58
Figura 4.2: Esquema de la configuración híbrida 2	60
Figura 4.3: (a) Irradiación solar para un año, (b) Potencia demandada por los vehículos eléctricos en una semana	61
Figura 4.4: Curva de tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos	65
Figura 4.5: Curva de descarga de la batería.....	66
Figura 4.6: Curva de polarización de la pila de combustible	71
Figura 4.7: Curva de producción de hidrógeno del electrolizador.....	74
Figura 4.8: Diagrama simplificado de un convertidor de tensión trifásico ideal de dos niveles .	75
Figura 4.9: (a) Estructura general de un convertidor qZSI, (b) Estados de shoot-through (STS) y (c) Estados de no shoot-through (NSTS)	77
Figura 4.10: (a) qZSI con batería en STS y (b) qZSI con batería en NSTS	78
Figura 4.11: Modelo simplificado del qZSI	80
Figura 4.12: Convertidor bidireccional elevador/reductor de dos cuadrantes	84
Figura 4.13: Modelo promediado del convertidor bidireccional DC/DC.....	84
Figura 4.14: Convertidor DC/DC ZSC [112]	85
Figura 4.15: Modelo promediado del convertidor DC/DC ZSC.....	86
Figura 5.1: Control del ángulo de las palas del aerogenerador.....	88
Figura 5.2: Diagrama de flujos del algoritmo MPPT P&O	89
Figura 5.3: Vectores de tensiones para un SVM tradicional	92
Figura 5.4: ZSVM6 para el sector 1.....	94
Figura 5.5: Esquema del EMS de la configuración híbrida 1.....	97
Figura 5.6: Diagrama de flujos del SCS de la configuración híbrida 1.....	98
Figura 5.7: Esquema general del EMS propuesto en la configuración híbrida 2.....	102
Figura 5.8: Diagrama del EMS basado en estados.....	110
Figura 5.9: Ciclos de histéresis del EMS basado en estados	111
Figura 6.1: Viento variable utilizado en la simulación	116
Figura 6.2: Predicción de potencia el DFIG y demandada para el caso 1	117
Figura 6.3: Potencia del sistema de hidrógeno y de apoyo para el caso 1.....	118
Figura 6.4: Potencia del supercondensador y de apoyo para el caso 1	120
Figura 6.5: Estado de carga del supercondensador para el caso 1	121
Figura 6.6: Nivel del tanque de hidrógeno para el caso 1	122

Figura 6.7: Potencia de salida del sistema híbrido y demandada para el caso 1.....	123
Figura 6.8: Estado de carga del supercondensador para el caso 2	124
Figura 6.9: Potencia del supercondensador y de apoyo para el caso 2	125
Figura 6.10: Potencia de salida del sistema híbrido y demandada para el caso 2.....	125
Figura 6.11: Potencia del sistema de hidrógeno y de apoyo para el caso 2.....	127
Figura 6.12: Nivel del tanque de hidrógeno para el caso 2	127
Figura 6.13: Potencia del sistema de hidrógeno en el EMS basado en MPC	129
Figura 6.14: Potencia del supercondensador en el EMS basado en MPC	129
Figura 6.15: Sistema de hidrógeno, batería y paneles fotovoltaicos en un periodo de 10 días .	130
Figura 6.16: Potencia demandada, generada y entregada por la red en un periodo de 10 días..	131
Figura 6.17: SOC de la batería y nivel del tanque de hidrógeno para el EMS basado en MPC	132
Figura 6.18: Costes (€/h) de la batería, sistema de hidrógeno y generación para 25 años	132
Figura 6.20: SOC de la batería y nivel del tanque de hidrógeno para el EMS de estados	133
Figura 6.21: Potencia intercambiada con la red para ambos EMS en 25 años	134
Figura 6.22: Costes totales de la estación de carga para ambos EMS en 25 años	134

Lista de tablas

Tabla 3.1: Características de la batería plomo-ácido	29
Tabla 3.2: Características de la batería Li-ion	30
Tabla 3.3: Características de la batería de sulfuro de sodio	31
Tabla 3.4: Características de la batería de flujo redox	33
Tabla 3.5: Características de la batería metal-aire	34
Tabla 3.6: Características del PHS.....	36
Tabla 3.7: Características del sistema CAES	37
Tabla 3.8: Características del volante de inercia	38
Tabla 3.9: Características del supercondensador	40
Tabla 3.10: Características del SMES.....	41
Tabla 3.11: Características de la pila de combustible	43
Tabla 5.1: Resumen de los parámetros del MPC de la configuración híbrida 1.....	100
Tabla 5.2: Resumen de los parámetros del MPC de la configuración híbrida 2.....	109
Tabla 5.3: Descripción de los 18 estados que componen el EMS basado en estados	113
Tabla 6.1: Resultados del estudio comparativo de ambos EMS.....	136

Capítulo 1: Introducción

La energía, en cualquiera de sus múltiples formas, está presente en casi todas las actividades humanas en la actualidad. La posibilidad de acceder a fuentes de energía suficientes, confiables y económicas es un factor clave para el desarrollo y prosperidad de cualquier comunidad. Nos guste o no, la necesidad de medios de transporte seguros y rápidos, un uso creciente de las tecnologías de la comunicación, altos estándares de confort o una gran producción de bienes de poblaciones urbanas en aumento, son algunas de las sociedades modernas, y todas ellas demandan un suministro de energía. En este escenario, el suministro mundial total de energía primaria superó los 280 millones de barriles diarios equivalentes de petróleo en 2019 [1]. Este parámetro ha crecido más de un 250% en las últimas cuatro décadas. Además, los combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural, cubrieron alrededor del 80% de este suministro, emitiendo aproximadamente 40.000 Mt de CO₂ a la atmósfera, el 55% de ellas correspondientes a países de la OCDE [2]. La figura 1.1 muestra la previsión del volumen de suministro mundial de energía primaria entre 2019 y 2045 por fuente y la figura 1.2 muestra las emisiones de dióxido de carbono mundiales desde 1995-2021[3].

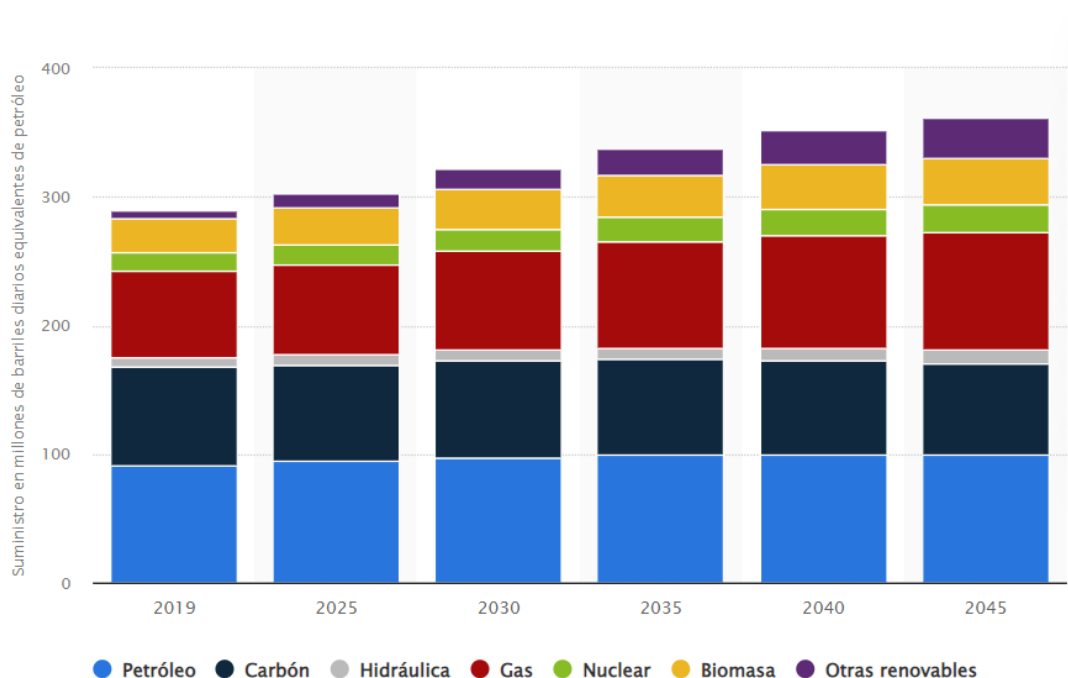


Figura 1.1: Previsión del volumen de suministro mundial de energía primaria entre 2019 y 2045 por fuente de energía

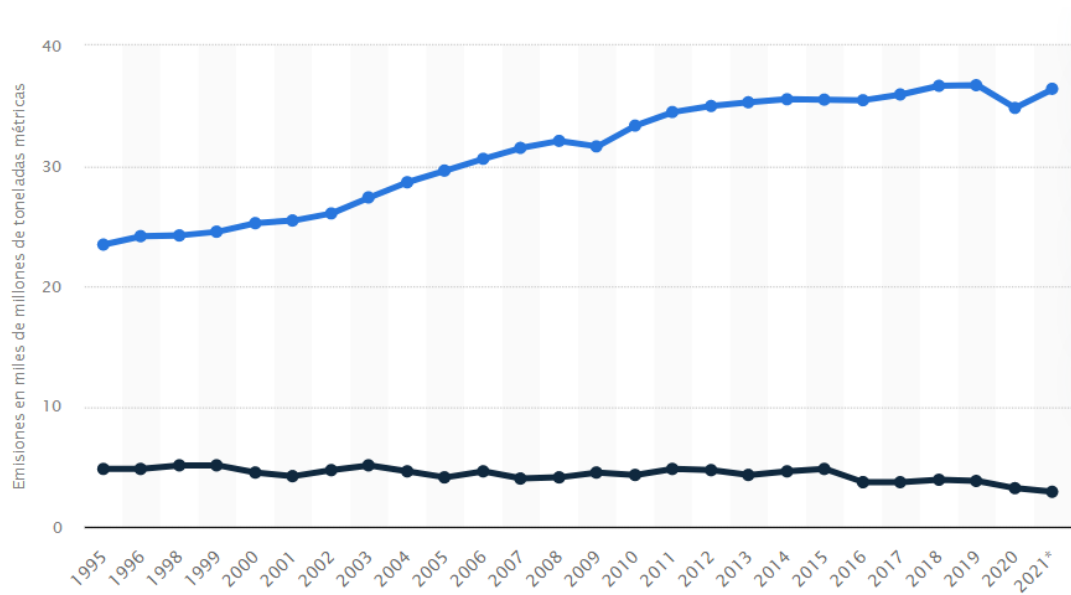


Figura 1.2: Emisiones mundiales de CO2 de 1995 a 2021

Además de esto, la reducción de las emisiones relacionadas con el transporte de carretera es un desafío al que nos estamos enfrentando alrededor de todo el mundo. En Europa, los turismos y furgonetas (vehículos comerciales ligeros) son responsables de alrededor del 15% del total de las emisiones de dióxido de carbono (CO2) de Europa, los principales productores de gases de invernadero [4] y del 60,6% del total de las emisiones de dióxido de carbono del transporte como se muestra en la figura 1.3.

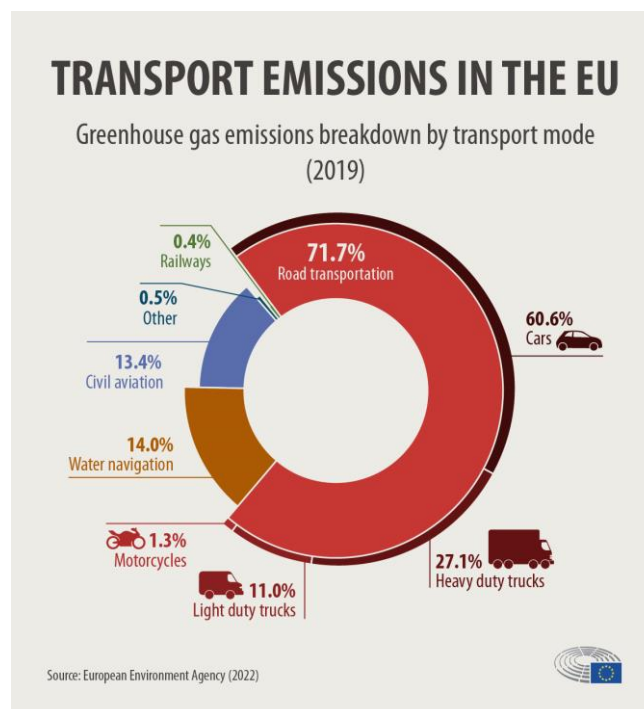


Figura 1.3: Emisiones de CO2 asociadas al transporte en EU

El 21 de Enero de 2020, el Parlamento Europeo y el Consejo modificó de Regulación (EU) 2019/631 (adoptado el 17 de abril de 2019) por el que se establecen las normas de comportamiento en materia de emisiones de CO₂ para turismos y furgonetas nuevas en Europa[5]. Establece nuevos objetivos de emisiones de CO₂ para toda la flota de la UE para los años 2025 y 2030, tanto para turismos y furgonetas de nueva matriculación. Estos objetivos se definen como una reducción porcentual desde los puntos de partida de 2021. Para los automóviles, se espera una reducción del 15% a partir de 2025 y del 37,5% a partir de 2030 como se muestra en la figura 1.4.

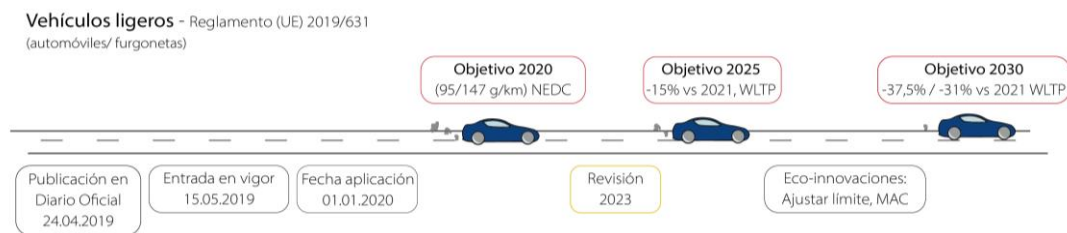


Figura 1.4: Nuevos reglamentos UE de emisiones de CO₂

En el caso de Estados Unidos, según la agencia de Protección Ambiental (EPA), el sector del transporte representó la mayor parte (34%) de las emisiones totales de gases de efecto invernadero de Estados Unidos en 2018 [6] como se muestra en la figura 1.5. La EPA está abordando el cambio climático mediante la adopción de medidas y programas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del sector del transporte. La EPA y el Departamento de Transporte de los Estados Unidos, emitieron una normativa conjunta que establece las emisiones de gases de efecto invernadero y los estándares de economía de combustible para las mayores fuentes de gases de efecto invernadero del transporte, incluidos automóviles, camiones ligeros y camiones pesados. Por ejemplo, se proyecta que los vehículos de pasajeros y los camiones reduzcan 6 mil millones de toneladas métricas de emisiones de gases de efecto invernadero durante la vida útil de los vendidos desde el 2015 hasta 2025.

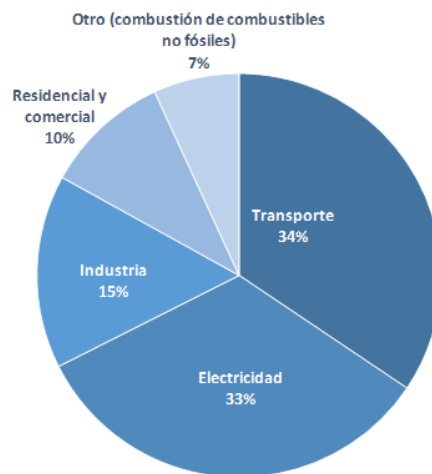


Figura 1.5: Emisiones de dióxido de carbono en EE.UU. según la EPA

Existe una gran cantidad de propuestas en investigaciones previas [7] sobre medidas y políticas para reducir las emisiones de CO₂ del sector del transporte. Hay una medida que comparten: sustituir los turismos de combustibles fósiles por coches eléctricos. Sin embargo, en términos de emisión de CO₂, el impacto positivo de la integración de los coches eléctricos en el sector del transporte depende de la forma en que se produce la electricidad, es decir, el factor de emisión de la producción de electricidad. Los coches eléctricos tienen un impacto menor en los países que más electricidad producen en centrales térmicas de carbón [8]. Según [7], la sustitución de coches de gasolina y diésel por coches eléctricos está ambientalmente justificada en países donde el factor de emisión de la producción de electricidad es inferior a 727 y 459 gCO₂ por kWh, respectivamente. Por lo tanto, es obvio que el origen de la electricidad juega un papel clave en la transición a una flota eléctrica de vehículos eléctricos.

Otro problema es que el aumento de la demanda de electricidad por vehículo eléctrico tendría un impacto negativo en la red en términos de sobrecapacidad. En ese contexto, el uso de energías renovables, en concreto la energía fotovoltaica, para abastecer la demanda eléctrica de los vehículos eléctricos se analiza como solución en diferentes trabajos recientes [9], [10]. La gestión óptima de las estaciones de carga de vehículos eléctricos integradas con paneles fotovoltaicos se convierte en un desafío debido a la diferencia entre la producción de electricidad fotovoltaica y la carga demandada por los vehículos eléctricos. Para que estas instalaciones sean económicamente interesantes, es importante maximizar el autoconsumo (es decir, distribuir la recarga de vehículos eléctricos durante periodos de máxima producción de energía fotovoltaica) [11].

Las fuentes de energía renovables son un área fundamental de desarrollo, ya que se alzan como la principal alternativa a los métodos tradicionales de generación de energía basados en combustibles fósiles. En este sentido, la energía eólica y la solar fotovoltaica se han convertido en una de las fuentes más prometedoras ya que la capacidad de potencia mundial (total de GW mundiales instalados) ha ido incrementando cada año como se muestra en la figura 1.6 y la figura 1.7 y se espera que sigan en esa tendencia. No obstante, los problemas asociados a la variabilidad inherente y la imprevisibilidad de la misma pueden afectar el sistema eléctrico [12], [13].

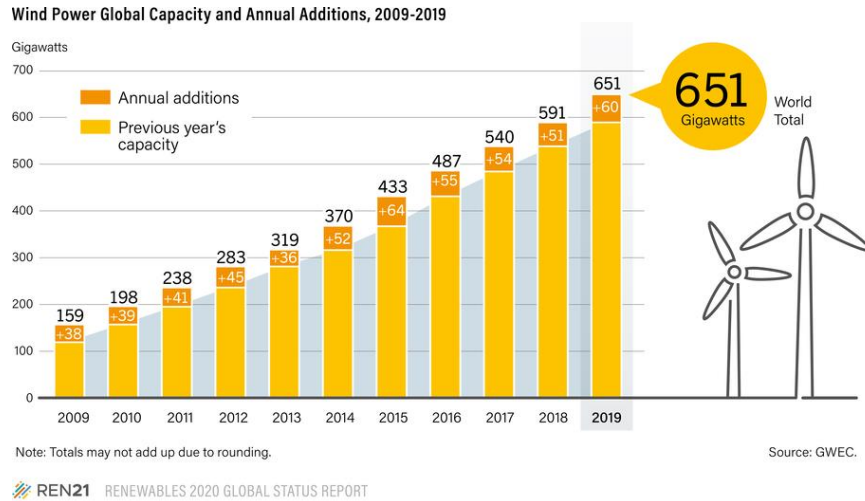


Figura 1.6: Capacidad de potencia mundial de energía eólica

GLOBAL TOTAL SOLAR PV MARKET SCENARIOS 2021 - 2025

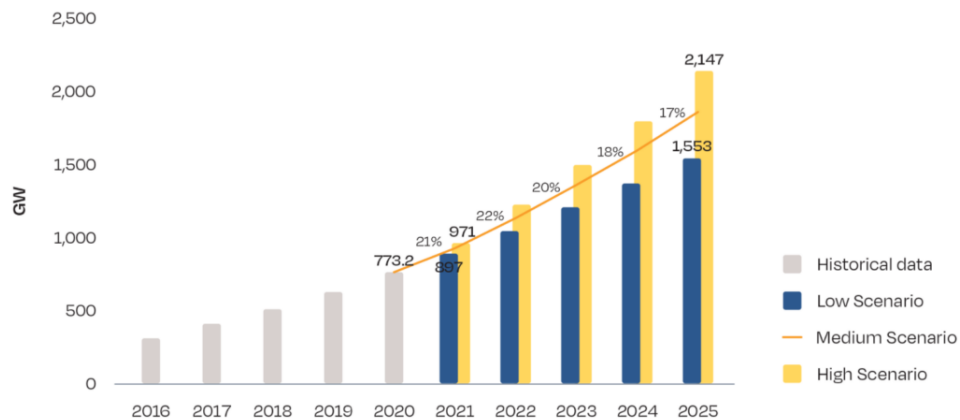


Figura 1.7: Capacidad de potencia mundial prevista de energía solar fotovoltaica

Con el fin de reducir el carácter impredecible de las fuentes de energía renovables, los sistemas de almacenamiento de energía (*'Energy Storage System'*, ESS) se consideran con frecuencia como un complemento valioso [14], [15]. Muchos ESS a gran escala se pueden utilizar para tales fines. Estos se basan en diferentes principios físicos, están diseñados para realizar diversas tareas, presentan una madurez distinta, etc. En esta tesis se utilizan varias tecnologías de almacenamiento de energía diferentes. Uno de los considerados es el supercondensador (*'Ultra-Capacitor'*, UC), que generalmente muestra una carga y descarga rápidas, alta eficiencia, ciclo de vida muy alto y bajo mantenimiento [16], [17]. La segunda tecnología elegida es el sistema de hidrógeno que consta de un electrolizador (*'Electrolyzer'*, EZ) para producir hidrógeno a partir de electricidad, un tanque de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible (*'Fuel Cell'*, FC) para generar energía eléctrica a partir del hidrógeno. El sistema de hidrógeno se ha elegido por su capacidad para intercambiar grandes cantidades de energía durante largos periodos de tiempo [18], [19]. En este sentido, permite el desplazamiento temporal de la generación y la demanda, potenciando así la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos de potencia. El objetivo de incluir diferentes tecnologías de ESS es aprovechar sus características diferenciadas, ya que cada una de ellas mostrará un mejor desempeño que la otra para ciertas tareas.

Con la integración de los sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas híbridos, el autoconsumo puede llegar a ser posible si los sistemas de almacenamiento de energía se cargan por el exceso de producción de energías renovables. También es posible cargarlos por medio de la red durante los periodos de menor demanda, mientras que la energía almacenada puede utilizarse para la recarga de los vehículos eléctricos en estaciones de carga híbridas cuando sube el precio de la electricidad [20]. Además del beneficio económico, los sistemas de almacenamiento de energía ayudan a evitar el efecto negativo de la infraestructura de los vehículos eléctricos en la red. Recientemente, [21] investigaron sobre la economía de integrar estaciones de carga rápida de corriente continua (*'Direct Current Fast Charging'*, DCFC) con paneles fotovoltaicos y baterías como sistemas de almacenamiento de energía. En resumen, llegaron a la conclusión de que los sistemas de corriente continua con paneles fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía, podrían lograr ahorros anuales en el coste de la electricidad en comparación con los sistemas de conexión a red exclusivamente. Aparte de eso, con respecto a los sistemas con o sin sistemas de almacenamiento de energía, los sistemas con baterías como sistemas de almacenamiento de energía tienen periodos de recuperación más largos que los de los sistemas solo con paneles fotovoltaicos debido a los altos precios de las baterías. Sin embargo, esto no significa necesariamente que el concepto no pueda ser de interés para los propietarios de estaciones de servicio en autopistas que quieran instalar estaciones de carga rápida de corriente continua. Tal sistema aún podría ser mucho más barato que la alternativa, costosas actualizaciones a la conexión a red.

La utilización de fuentes de energías renovables junto a sistemas de almacenamiento en un sistema híbrido requiere el diseño de estrategias de control adecuadas para una adecuada gestión de la energía. Los sistemas de gestión de energía (*'Energy Management Systems'*, EMS) son sistemas de control que hacen posible el funcionamiento coordinado de todos los elementos del sistema híbrido tratando de incrementar la eficiencia, la fiabilidad, reducir el consumo, etc. Estos sistemas se pueden dividir en dos tipos, los centralizados y los descentralizados.

Los centralizados son sistemas jerárquicos, donde un controlador central (controlador supervisor) se mantiene en la cúspide de la pirámide y actúa como administrador del sistema. En el caso de administración y control de microrredes, el controlador central gestiona a todos los componentes del sistema. Este controlador es responsable de la correcta operación técnica del sistema, así como de satisfacer la demanda. Los controladores de bajo nivel (controladores de los convertidores electrónicos de potencia) recopilan información y la envían al controlador central, el cual procesa la información y toma las decisiones óptimas para enviarlas de vuelta. La principal ventaja del control centralizado es la minimización de los conflictos durante la operación.

Los descentralizados están basados en una red de controladores locales autónomos, en la que cada controlador es responsable de un componente del sistema sin la existencia de un controlador global. Cada componente del sistema debe tener asociado un controlador. Los controladores pueden comunicarse entre ellos para llegar a conseguir sus objetivos. Para que esto funcione, es necesaria la utilización de algoritmos avanzados e inteligentes. La mayor ventaja que ofrece este tipo de sistema es la gran fiabilidad que ofrece. En caso de fallo de un controlador, el resto del sistema puede seguir funcionando.

Una revisión de las estrategias de control para sistemas de gestión de energía se presenta en [22]. De estos tipos de estrategias de control se pueden destacar las que se basan en métodos clásicos (programación lineal y no lineal, programación dinámica y métodos basados en reglas), los cuales solo permiten una entrada y una salida, tienen que ser invariantes en el tiempo y todas las señales tienen que ser continuas, por lo que por este método no es posible resolver todo tipo de sistemas. Las que se basan en aproximaciones de algoritmos meta-heurísticos (algoritmos genéticos y basados en enjambre de partículas), los cuales tienen como ventajas el bajo coste de desarrollo, no tienen restricciones sobre el espacio de soluciones y son fáciles de hibridar con otras técnicas, y como desventajas que son algoritmos aproximados (no exactos), tienen muchos parámetros a ajustar, son computacionalmente costosos (lentos) y tienen una débil base teórica. Las basadas en inteligencia artificial (lógica difusa, redes neuronales, entre otros) presentan como principal ventaja su facilidad de implementación ya que no dependen de ecuaciones matemáticas complejas, siendo su desventaja que precisa de alguien que conozca perfectamente el proceso para crear las reglas de inferencia en el

caso de la lógica difusa y el tiempo de aprendizaje para obtener los mejores resultados en redes neuronales.

Por último, las basadas en control predictivo ('*Model Predictive Control*' , MPC), en la que se va a centrar esta tesis, que presentan como ventajas la formulación en el dominio del tiempo, lo que la convierte en una técnica flexible, que puede ser aplicada tanto a sistemas lineales como a no lineales de una o más variables utilizando la misma formulación para los algoritmos del controlador, que permite la incorporación de restricciones y que la ley de control responda a criterios de optimización. Sus principales desventajas son que se requiere conocer el modelo del sistema a controlar y su alto coste computacional, sin embargo, estas desventajas no representan ningún problema en el caso de su uso en sistemas híbridos, donde existen modelos reconocidos por la comunidad científica para representar fielmente el comportamiento real del sistema híbrido y de los elementos que lo integran, y su implementación en tarjetas microcontroladoras avanzadas (DSP o FPGA).

El control predictivo es una técnica de control de optimización basada en la predicción del estado del sistema dentro de un horizonte futuro específico. El algoritmo del MPC utiliza la estimación para calcular acciones de control óptimas dentro del horizonte definido. La optimización es llevada a cabo minimizando la función de coste sobre el horizonte de predicción. Esto permite calcular las acciones de control óptimas sobre un horizonte de control finito.

En esta tesis se van a diseñar dos sistemas de gestión de la energía basados en control predictivo para dos sistemas híbridos que incluyen energías renovables y ESS diferentes.

En el primero, el EMS recibe una previsión de generación de energía y un requerimiento de demanda de energía del operador del sistema, que puede corresponder a un compromiso pactado en los mercados diarios. Luego, se utiliza un sistema de hidrógeno para cubrir la diferencia entre la generación eléctrica estimada y la demanda de la red, mientras que se utiliza un UC para compensar las desviaciones entre la generación instantánea real. En este escenario, se vuelve crucial regular el SOC del UC, ya que es más sensible que el sistema de hidrógeno a variaciones en las condiciones de operación debido a su menor capacidad. Si el SOC del UC no se monitorea, puede cargarse o descargarse por completo, perdiendo así la capacidad de filtrar las fluctuaciones introducidas por la generación de energía WECS. Además, las condiciones extremas del SC también ponen en peligro el ciclo de vida esperado del UC. El EMS basado en MPC propuesto regula el SOC del UC a una referencia específica para evitar los efectos no deseados mostrados anteriormente. Por lo tanto, este dispositivo se mantiene en un SOC adecuado, evitando situaciones potenciales en las que podría no estar disponible para una operación adecuada. Como resultado, el EMS basado en MPC desarrolla una gestión inteligente de la energía en el sistema híbrido, utilizando el ESS de

hidrógeno como respaldo para mantener el UC en el SOC deseado, lo que garantiza su disponibilidad cuando sea necesario para cubrir futuros desequilibrios entre el WECS previsto y la generación real bajo condiciones de operación variables, y la protege de situaciones potencialmente dañinas.

En el segundo, el EMS presentado presenta varias novedades con respecto a la literatura revisada. Llena el vacío que existe con respecto a los EMS para estaciones de carga rápida de corriente continua que incluyen un sistema fotovoltaico y batería como sistemas de almacenamiento de energía. Aparte de eso, completa trabajos previos que presentaron EMS relacionados con la operación a corto plazo del sistema: el EMS presentado ahora puede considerarse como la capa de control superior de los controles comentados anteriormente. En cuanto a los objetivos del EMS, la novedad es que optimiza el coste operativo del sistema utilizando el concepto de coste actual neto (*'Net Present Cost'*, NPC) que tiene en cuenta la variación del valor del dinero. Este concepto se utiliza para poder considerar los costes pasados y futuros del sistema dentro de su vida útil para que se tome decisiones en cada tiempo de muestreo. Finalmente, el uso de un EMS basado en control predictivo (MPC) permite su implementación en controladores en tiempo real.

Capítulo 2: Hipótesis y objetivos de la tesis

Como consecuencia de los perjuicios, principalmente medioambientales y de agotamiento de recursos, ocasionados por la utilización masiva de fuentes de energía de origen no renovable, es preciso aportar nuevas soluciones para evolucionar el sistema eléctrico actual. Ante estos acontecimientos, el uso de energías renovables representa una opción muy interesante debido a que son fuentes inagotables y limpias, y cuentan con la ventaja de poder complementarse entre sí formando sistemas de generación híbridos renovables. Este tipo de sistemas tiene gran interés en el panorama de la investigación actual. Fundamentalmente se centra en la optimización de las configuraciones de los sistemas híbridos, así como los tipos de controladores utilizados para el correcto funcionamiento de cada uno de los elementos implicados y sistema de gestión de la energía que mejoraría la eficacia del sistema híbrido en su totalidad.

2.1. Hipótesis de la tesis

La hipótesis fundamental que se plantea en esta tesis es que el control predictivo utilizado como sistema de gestión de energía en sistemas híbridos incluyendo generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía mejorará la eficacia y capacidad de generación y de integración a la red de estos.

Las hipótesis básicas que se plantean en esa tesis para alcanzar los objetivos son las siguientes:

- Es posible implementar sistemas híbridos con generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía.
- La incorporación de sistemas de almacenamiento de energía en un sistema híbrido con energía eólica y solar fotovoltaica mejorará la respuesta del sistema híbrido ante el carácter impredecible del viento y la radiación solar.
- Los sistemas de control basado en control predictivo permitirán mejorar el control de los convertidores electrónicos de potencia asociados a las fuentes de energía del sistema híbrido, y, en definitiva, el control del sistema híbrido.
- El desarrollo de un sistema de gestión de la energía basado en control predictivo permitirá mejorar la gestión de la energía del sistema híbrido.

2.2. Objetivos de la tesis

El objetivo fundamental de esta tesis ha sido desarrollar sistemas de control basados en control predictivo en configuraciones híbridas con diferentes fuentes de generación de energía renovable (eólica y solar) incluyendo sistemas de almacenamiento de energía. Teniendo en cuenta esto, los objetivos básicos que se han conseguido en esta tesis son los siguientes:

- Definir las configuraciones de los sistemas híbridos con generación renovable y sistemas de almacenamiento objeto de estudio.

Se han definido las configuraciones híbridas objeto de estudio, constituidas por opciones no estudiadas hasta el momento, teniendo en cuenta aspectos como el tipo de tecnología renovable aplicada para la generación de energía (fotovoltaica, eólica, etc.), la tecnología utilizada para el almacenamiento de energía (baterías, hidrógeno, etc.), el ámbito en el que se aplica (sistema híbrido aislado o conectado a red, red doméstica, carga de vehículos eléctricos, etc.), forma de conexión y ubicación de los componentes dentro del sistema híbrido, tipo de convertidor usado para la generación renovable y el almacenamiento de energía, el perfil de demanda de potencia de la misma y/o los requerimientos exigidos por el operador del sistema eléctrico. En el diseño de estas configuraciones se han empleado los datos característicos de equipos disponibles comercialmente

- Diseñar y evaluar el modelo y sistema de control de cada uno de los elementos integrantes del sistema híbrido.

En primer lugar, se han desarrollado en el entorno de Simulink modelos dinámicos capaces de definir el comportamiento de cada uno de los componentes utilizados en las configuraciones híbridas definidas en la tarea anterior. Para el desarrollo de estos modelos se ha hecho uso de las diferentes librerías que incluye el programa, principalmente *Simscape Electrical*, ya que incluye modelos detallados de equipos que guardan relación con el tema a tratar en esta tesis. Estos modelos serán adaptados para representar el comportamiento de los elementos elegidos para el sistema híbrido objeto de estudio. Además, cada modelo desarrollado en el entorno de Simulink se validará utilizando datos y curvas reales de equipos disponibles comercialmente y publicaciones reconocidas por la comunidad científica.

Seguidamente, se procedió al diseño de las estrategias de control que gobiernan los convertidores electrónicos de potencia conectados a los equipos. Para el desarrollo de estos controles, se han empleado diferentes técnicas, como las estrategias de control clásicas (PI).

Por último, se han realizado simulaciones ante diferentes condiciones operación (diferentes condiciones de entrada y objetivos de control en la salida de los controladores) para comprobar el correcto funcionamiento de los elementos del sistema.

- Diseñar y evaluar el modelo completo del sistema híbrido y de un sistema de gestión de la energía.

En primer lugar, se integraron todos los modelos desarrollados para configurar el modelo completo de un sistema híbrido y se realizaron pruebas, imponiendo ciertas condiciones de operación en cada componente, para comprobar el correcto funcionamiento y respuesta del modelo.

Tras esto, se llevó a cabo el diseño del sistema de gestión de la energía, validado por la comunidad científica y publicado en revistas especializadas, capaz de gestionar adecuadamente la energía del sistema y decidir las condiciones de operación de cada componente del sistema híbrido. Para el desarrollo de este control, fue necesario conocer los objetivos propuestos para cada sistema híbrido, y de este modo saber qué variables se iban a controlar. Seguido de esto, se estudió qué tipo de estrategia de control utilizar. Algunas de estas fueron las basadas en control de estados. Este EMS sirvió para comprobar las mejoras aportadas con la utilización del control predictivo que se desarrolló en esta tesis. Finalmente, se realizaron una serie de simulaciones bajo diferentes condiciones de operación, como fueron las distintas curvas de carga, requisitos del operador del sistema y tiempos de simulación. Esto permitió determinar el correcto funcionamiento del sistema híbrido en su conjunto.

- Diseñar y evaluar un sistema de gestión de la energía basado en control predictivo encargado de la gestión de la energía del sistema híbrido.

En primer lugar, se estudiaron los parámetros sobre los que aplicar la estrategia de control basada en control predictivo con el fin de obtener los objetivos propuestos para cada sistema híbrido. Dependiendo de este objetivo, los parámetros a controlar fueron: el estado de carga de los sistemas de almacenamiento de energía con el fin mantenerlos a un nivel que sean capaces de afrontar grandes demandas de potencia; el tiempo de operación de los mismos con el fin de aumentar la vida útil de estos; la minimización del consumo procedente de la red con el fin de conseguir un sistema híbrido autónomo; etc. Tras esto, fue necesario linealizar la planta (el modelo completo) para poder aplicar el MPC al sistema híbrido. Se determinó el tiempo de muestreo según la dinámica de los equipos elegidos, así como los horizontes de predicción y control. Se aplicaron las restricciones necesarias y se filtraron las perturbaciones en las señales de entrada/salida del controlador para el correcto funcionamiento del mismo. Por último, se realizaron una serie de simulaciones con las condiciones de operación anteriores para validar el

funcionamiento de este sistema de gestión de energía respecto al desarrollado anteriormente, y comprobar las mejoras conseguidas.

- Evaluar y analizar los resultados obtenidos con el fin de establecer las conclusiones de la tesis.

Finalmente, en esta tarea se realizó una evaluación final, analizando y comparando las soluciones estudiadas y los resultados obtenidos de ambos sistemas, con objeto de establecer las conclusiones de la tesis.

Capítulo 3: Antecedentes y estado del arte.

En esta sección de la tesis se hace una revisión del estado del arte que incluye los estudios más relevantes publicados en el campo de sistemas híbridos que incluyan fuentes de energías renovables como principales fuentes de energía y varios sistemas de almacenamientos de energía mediante un sistema de gestión de la energía basado en control predictivo para una correcta gestión de la energía. Además, también se incluyen estudios que utilizan todos los elementos mencionados anteriormente aplicados a estaciones de carga rápida de vehículos eléctricos. Varias configuraciones, estrategias de control y conceptos de regulación se discuten en los estudios publicados, además, se comprueban su correcto funcionamiento y principales características de cada uno.

3.1. Energías renovables

La energía renovable proviene de fuentes o procesos que se reponen constantemente. Estas fuentes de energía incluyen la energía solar, la energía eólica, la energía geotérmica y la energía hidroeléctrica.

Las fuentes renovables a menudo se asocian con la energía verde y la energía limpia, pero existen algunas diferencias sutiles entre estos tres tipos de energía. Donde las fuentes renovables son aquellas que son reciclables, las energías limpias son aquellas que no liberan contaminantes como el dióxido de carbono, y la energía verde es aquella que proviene de fuentes naturales. Si bien a menudo hay un cruce entre estos tipos de energía, no todos los tipos de energía renovable son completamente limpios o verdes. Por ejemplo, algunas fuentes hidroeléctricas pueden dañar los hábitats naturales y causar deforestación.

Aunque la energía renovable a menudo se ve como una solución para el futuro de nuestras necesidades energéticas, hemos estado aprovechando el poder natural de la naturaleza durante siglos.

Sin embargo, los humanos se volvieron cada vez más dependientes del uso de los combustibles fósiles, como el carbón y el gas natural. Se ha demostrado que el uso generalizado de este tipo de energía ha tenido un impacto perjudicial en el planeta, con el aumento de las temperaturas globales, un aumento de los fenómenos meteorológicos extremos y, como resultado, la pérdida de hábitats naturales.

Los avances recientes en captura y almacenamiento han creado una expansión de la producción de energía renovable y verde. Estos avances van desde la producción a pequeña escala, como la colocación de paneles solares en viviendas, hasta instalaciones a gran escala como los parques eólicos marinos.

Hay una variedad de fuentes renovables que se han desarrollado, y cada una ofrece sus propias ventajas y desafíos según factores como la ubicación geográfica, los requisitos de uso e incluso la época del año.

3.1.1. Energía solar

El potencial del sol para satisfacer nuestras necesidades de energía es enorme, considerando el hecho de que hay suficiente energía para satisfacer las necesidades de energía del planeta durante todo un año en hora. Sin embargo, el desafío siempre ha sido en cómo aprovechar y utilizar este enorme potencial.

Actualmente utilizamos energía solar para calentar edificios, calentar agua y alimentar a nuestros dispositivos. La energía se recolecta utilizando células solares o fotovoltaicas (PV), hechas de silicio u otros materiales. Estas celdas transforman la luz solar en electricidad y pueden alimentar cualquier dispositivo. Los paneles de techo pueden proporcionar energía a una vivienda, mientras que los proyectos comunitarios y las granjas solares que usan espejos para concentrar la luz solar pueden generar suministros mucho mayores.

Además de ser renovables, los sistemas de energía solar también son fuentes de energía limpia, ya que no producen contaminantes del aire ni gases de efecto invernadero. Si los paneles se ubican y fabrican de manera responsable, también pueden contar como energía verde, ya que no tienen un impacto ambiental adverso.

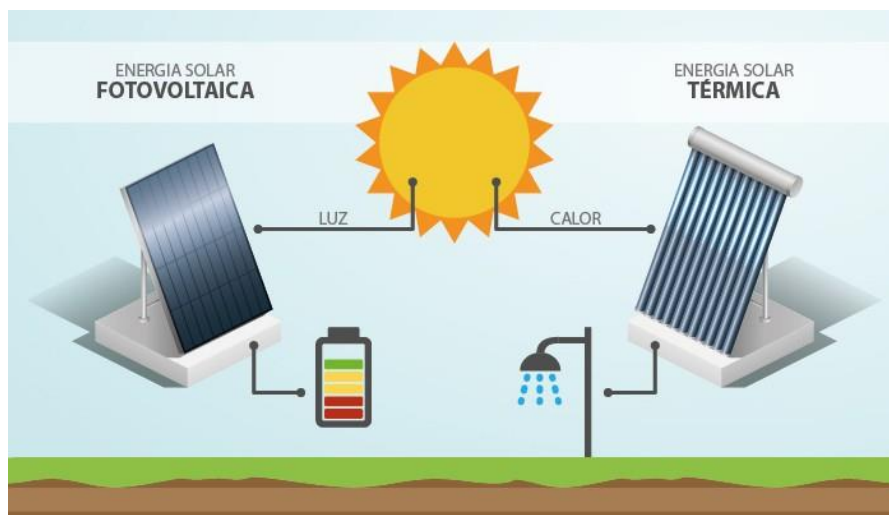


Figura 3.1: Energía solar

3.1.2. Energía eólica

La energía eólica funciona de forma muy parecida a como lo hacían los molinos de viento antiguos, utilizando la fuerza del viento para hacer girar un aspa. Mientras que el movimiento de estas aspas alguna vez hizo que las piedras de molino trituraran para hacer harina, las turbinas de hoy alimentan un generador que produce electricidad.

Cuando las turbinas eólicas se ubican en tierra, deben colocarse en áreas con vientos fuertes, como cimas de colinas o campos abiertos y llanuras. La energía eólica marina se ha estado desarrollando durante décadas con parques eólicos que brindan una buena solución para la generación de energía al tiempo que evitan muchas de las quejas en torno a ellos por ser antiestéticos o ruidosos en tierra. Por supuesto, el uso en alta mar tiene sus propios inconvenientes debido a los entornos agresivos en los que deben operar las turbinas

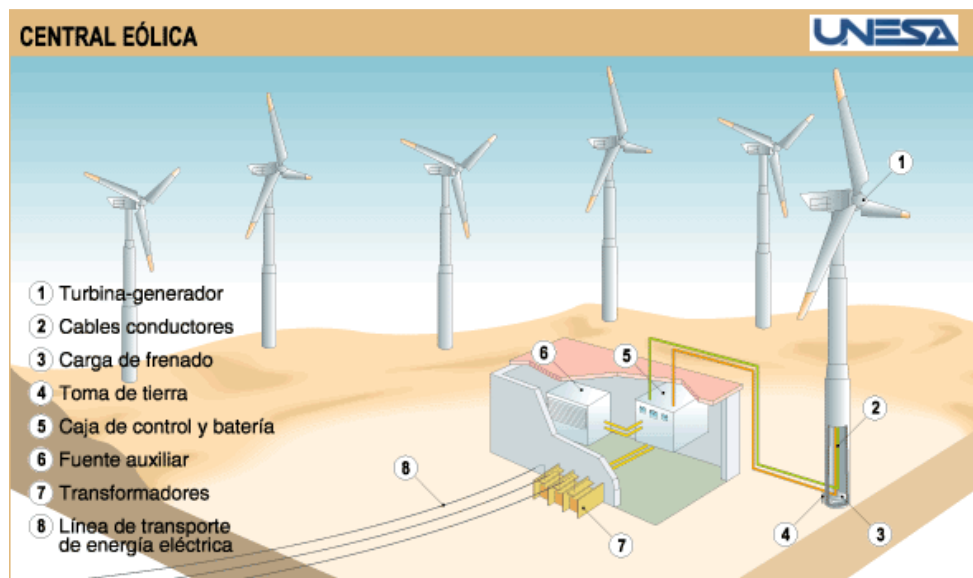


Figura 3.2: Central eólica

3.1.3. Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica funciona de manera similar a la energía eólica en el sentido de que se utiliza para hacer girar las aspas de la turbina de un generador para generar electricidad. La energía hidroeléctrica usa agua de ríos o cascadas que se mueven rápidamente para hacer girar las aspas de las turbinas y se usa ampliamente en algunos países. Actualmente es la fuente de energía renovable más grande de los Estados Unidos, aunque la energía eólica le está cogiendo terreno.

Las presas hidroeléctricas son una fuente de energía renovable, pero no son necesariamente fuentes de energía verde. Muchas de las “mega presas” más grandes desvían las fuentes de agua naturales, lo que crea un impacto negativo para las poblaciones animales y humanas debido al acceso restringido a la fuente de agua. Sin embargo, si se manejan con cuidado, las centrales hidroeléctricas pequeñas (<40 MW) no tienen efectos tan catastróficos en el medio ambiente local como el desvío de solo una fracción del flujo de agua.

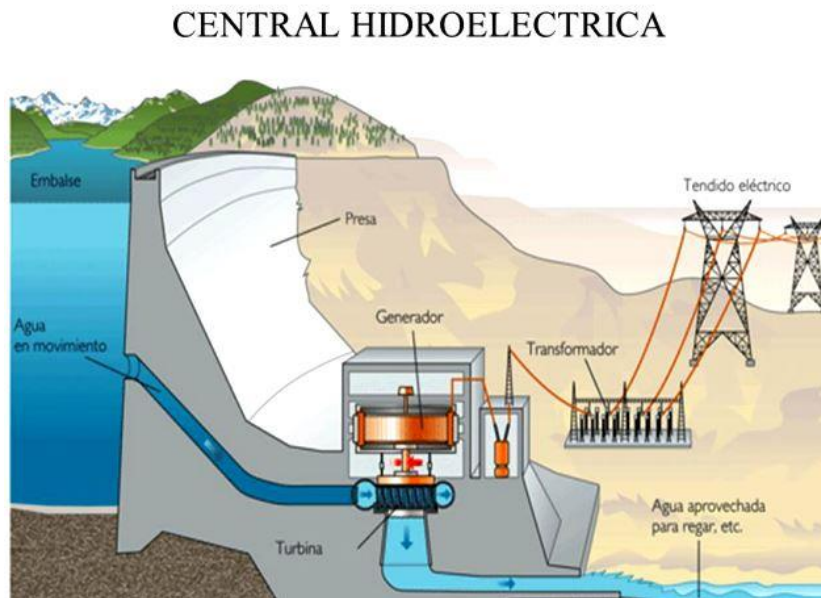


Figura 3.3: Central hidroeléctrica

3.1.4. Energía de biomasa

La energía de biomasa utiliza material orgánico de plantas y animales, incluidos cultivos, árboles y desechos de madera. Esta biomasa se quema para generar calor que alimenta una turbina de vapor y genera electricidad. Si bien la biomasa puede ser renovable si se obtiene de forma sostenible, hay muchos casos en los que no se trata de energía verde ni limpia.

Los estudios han demostrado que la biomasa de los bosques puede producir emisiones de carbono más alta que los combustibles fósiles, al mismo tiempo que tiene un impacto adverso en la biodiversidad. A pesar de esto, algunas formas de biomasa ofrecen una opción baja en carbono dadas las circunstancias correctas. El serrín y las virutas de madera de los aserraderos, por ejemplo, se pueden utilizar para la energía de biomasa donde normalmente se descompondrían y liberarían niveles más altos de carbono en la atmósfera.

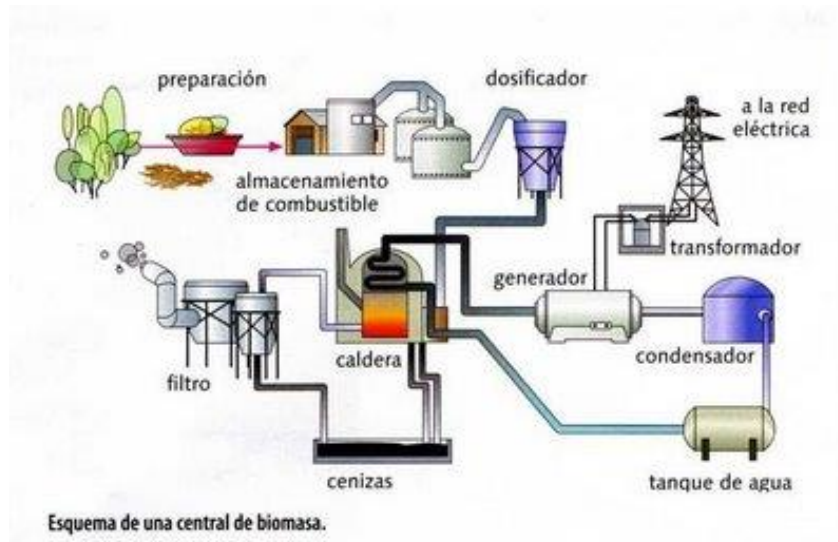


Figura 3.4: Central de biomasa

3.1.5. Energía geotérmica

La energía geotérmica utiliza el calor atrapado en el núcleo de la Tierra que se crea por la lenta descomposición de las partículas radiactivas en las rocas en el centro del planeta. Al perforar pozos, podemos traer agua altamente calentada a la superficie que puede usarse como recurso hidrotermal para hacer girar turbinas y generar electricidad. Este recurso renovable puede volverse más ecológico bombeando el vapor y el agua caliente de regreso a la tierra, lo que reduce las emisiones.

La disponibilidad de energía geotérmica está estrechamente ligada a la ubicación geográfica, como Islandia que tiene recursos geotérmicos de fácil acceso.

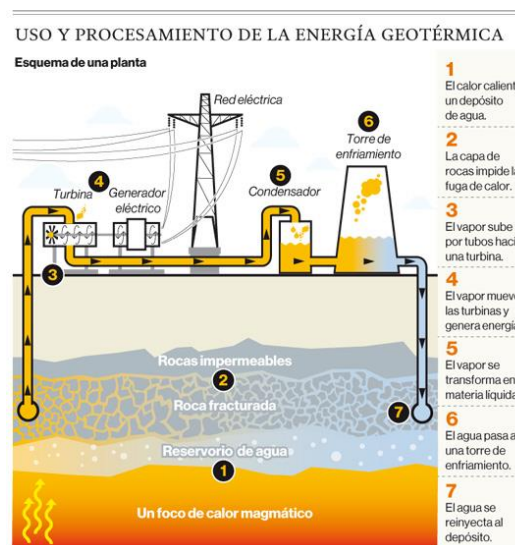


Figura 3.5: Procesamiento de la energía geotérmica

3.1.6. Energía mareomotriz

La energía de las mareas ofrece una opción de suministro de energía renovable, ya que la marea se rige por la atracción gravitatoria constante de la luna. La energía que puede generar la marea puede no ser constante, pero es confiable, lo que hace que este recurso relativamente nuevo sea una opción atractiva para muchos.

Sin embargo, se debe tener cuidado con respecto al impacto ambiental de la energía de las mareas, ya que las presas de marea y otras estructuras similares pueden dañar la vida silvestre.

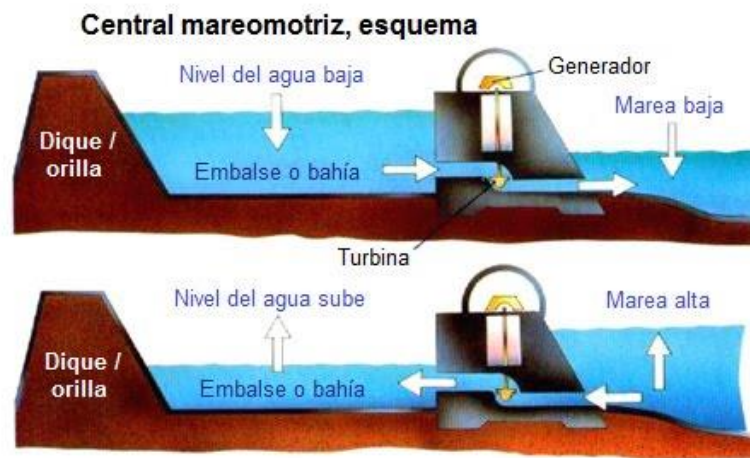


Figura 3.6:Esquema de una central mareomotriz

3.2. Tecnologías renovables

En esta sección se van a discutir las tecnologías más importantes para transformar en energía eléctrica las energías renovables procedentes del sol y del viento.

3.2.1. Paneles fotovoltaicos

La última década ha sido testigo de un gran crecimiento de los sistemas fotovoltaicos en todo el mundo, así como de una importante reducción de costes. Con las mejoras técnicas y los costos más bajos, la tecnología fotovoltaica se utilizará cada vez más en el futuro[23]. Entre las ventajas de las fuentes fotovoltaicas, se pueden destacar los amplios recursos de combustible, la ausencia de piezas móviles, la alta fiabilidad y la ausencia de emisiones[24].

La tecnología utilizada en la fabricación de células fotovoltaicas es un parámetro importante a tener en cuenta en cualquier proyecto fotovoltaico, ya que la eficiencia es un factor que influye en el rendimiento y los costes de la planta. Actualmente, se utilizan varias tecnologías para fabricar paneles fotovoltaicos. En la figura 3.7 se muestran los principales materiales de fabricación de células fotovoltaicas.

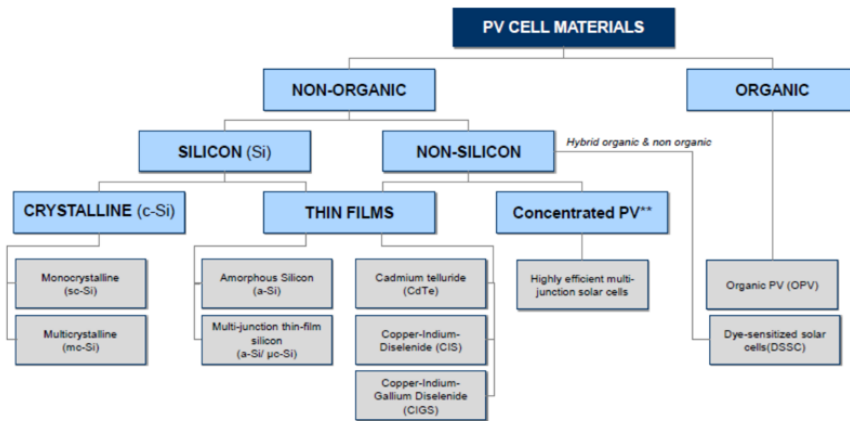


Figura 3.7: Clasificación de los materiales de fabricación de células fotovoltaicas

- Silicio cristalino

La tecnología más utilizada es el silicio debido a su alta eficiencia y madurez [25]. El suministro de silicio está fácilmente disponible, ya que es la segunda materia prima más abundante en la tierra [26]. Los semiconductores cristalinos de silicio monocristalino y GaAs tienen un mejor rendimiento. Sin embargo, la fabricación y las materias primas de GaAs son costosas y se utilizan principalmente en concentradores fotovoltaicos y en tecnología espacial, ya que tienen una mayor resistencia a las altas temperaturas y son más livianas [27]. Ejemplos de materiales a base de silicio, pero menos puros, son los materiales orgánicos e inorgánicos policristalinos o amorfos, siendo estas categorías de celdas más baratas en comparación con las monocristalinas y GaAs. Una alternativa al alto costo del silicio monocristalino es el policristalino, siendo ambos los módulos más comercializados [28].

- Película delgada

Debido a su bajo peso, alta flexibilidad y bajo costo, la tecnología de película delgada tiene un excelente potencial a pesar de su baja eficiencia [24]. El silicio amorfo es la tecnología más popular en comparación con otros materiales como CIS, CIGS y CdS, CdTe y, a pesar de ser el más común y ocupar la primera posición en el mercado entre las tecnologías de película delgada, es más propenso a la degradación [25]. En 2013, la mayor eficiencia de una celda alcanzó el 18,8%.

3.2.2. Aerogeneradores

En cuanto a la turbina eólica, entre las diferentes tecnologías de velocidad variable disponibles, se suelen emplear los DFIG (*'Doubly-Fed Induction Generator'*) y los PMSG (*'Permanent Magnet Synchronous Generator'*) debido a su alta eficiencia energética [29]–[32]. PMSG tiene varias ventajas, como alto rendimiento, bajo mantenimiento en comparación con los DFIG y la posibilidad de operación en transmisión directa.

Entre las diferentes tecnologías de turbinas eólicas disponibles, los DFIG, y los PMSG se emplean habitualmente debido a su mayor eficiencia energética.

- Aerogenerador doblemente alimentado (DFIG)

Un aerogenerador doblemente alimentado es una máquina eléctrica de rotor bobinado doblemente alimentado que tiene varias ventajas sobre una máquina de inducción convencional en aplicaciones de energía eólica. En primer lugar, como el circuito del rotor está controlado por un convertidor electrónico de potencia, el generador de inducción puede importar y exportar potencia reactiva. Esto tiene consecuencias importantes para la estabilidad del sistema de energía eléctrica y permite que la máquina respalde la red durante perturbaciones de tensión. En segundo lugar, el control de las tensiones y corrientes del rotor permite que la máquina de inducción permanezca sincronizada con la red mientras varía la velocidad del aerogenerador. Una turbina eólica de velocidad variable utiliza el recurso eólico disponible de manera más eficiente que una turbina eólica de velocidad fija, especialmente durante condiciones de viento ligero. En tercer lugar, el costo del convertidor es bajo en comparación con otras soluciones de velocidad variable porque solo una fracción de la potencia mecánica se alimenta a la red a través del convertidor, y el resto se alimenta a la red directamente desde el estator, debido a esto la eficiencia de este tipo de aerogenerador es muy buena.

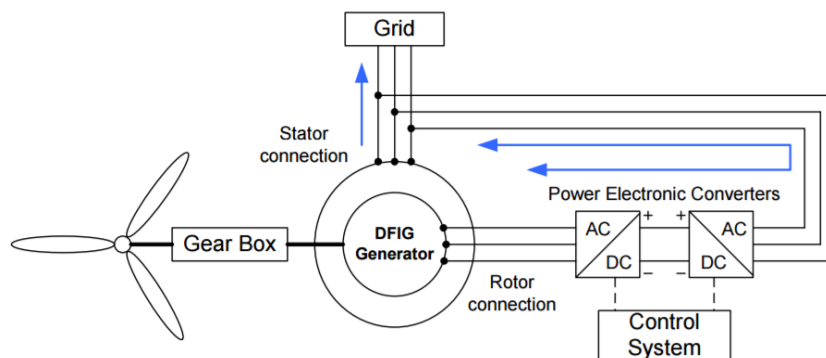


Figura 3.8: Esquema de un aerogenerador doblemente alimentado

- Aerogenerador de imanes permanentes (PMSG)

El uso de imanes permanentes basado en Neodimio tiene potencialmente altas eficiencias. Estos generadores son predominantes en el mercado debido a su diseño modular y costes de mantenimiento relativamente bajos. Los aerogeneradores modernos son generalmente diseñados con generadores eléctricos de imanes permanentes y acoplamiento directo entre rotor y generador. En este tipo de aerogenerador el número de polos no incrementa las pérdidas de la excitación. alguna de las ventajas de estos aerogeneradores con transmisión directa es: producción de energía mayor si se compara con otros sistemas de generación con caja multiplicadora. Por otro lado, como desventajas tiene el costo de los materiales ya que este tipo de generador necesita mejoras en los materiales y en la amortiguación de vibraciones.

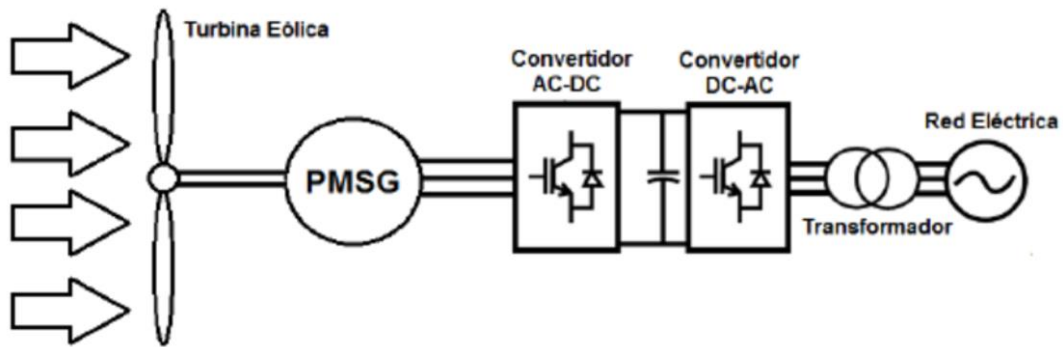


Figura 3.9: Esquema de un aerogenerador de imanes permanentes

3.3. Sistemas de almacenamiento de energía

Hoy en día existe una gran variedad de dispositivos de almacenamiento de energía que pueden ser utilizados en aplicaciones con energías renovables. Se basan en diferentes principios físicos, están diseñados para realizar diversas tareas, presenta distinta madurez, etc. Por lo tanto, es necesario revisar y resumir el conocimiento existente, con el fin de detectar tecnologías de almacenamiento de energía que sean adecuadas para el propósito de esta tesis.

La siguiente sección describe algunos de los ESS (*'Energy Storage System'*) generalmente considerados para la operación acoplada con energía eólica y fotovoltaica.

3.3.1. Características de los sistemas de almacenamiento de energía

Antes de mostrar los diferentes tipos de sistemas de almacenamiento de energía, es necesario analizar las características fundamentales con el fin de establecer criterios de comparación para seleccionar la mejor tecnología.

Las principales características de los sistemas de almacenamiento de energía en las que se basan los criterios de selección son las siguientes.

- Potencia nominal

Generalmente medido en MW en aplicaciones de sistemas de potencia, determina la potencia eléctrica que un dispositivo de almacenamiento puede proporcionar o recibir cuando opera en condiciones normales.

- Capacidad de almacenamiento

Esta es la cantidad de energía disponible en el sistema de almacenamiento después de la carga completa. Se define en base a la energía total almacenada, la cual es normalmente mayor que la energía liberada, ya que los sistemas de almacenamiento de energía rara vez se descargan completamente.

- Tiempo de descarga

Indica el tiempo en el que el dispositivo puede mantenerse liberando energía. Todos los ESS presentan diferentes rangos de tiempo de descarga. Esta es una característica crítica para elegir el tipo de ESS.

- Tiempo de respuesta

Es el tiempo necesario por un sistema de almacenamiento de energía para empezar a absorber o liberar la energía demandada. Para algunas aplicaciones es necesario que el tiempo de respuesta sea prácticamente instantáneo por lo que es necesario la utilización de dispositivos que tengan un tiempo de respuesta del orden de milisegundos.

- Duración del almacenamiento

Este parámetro indica el tiempo que la energía puede estar almacenada en el dispositivo sin que este esté en funcionamiento. Esta característica está cercanamente ligada a la autodescarga.

- Densidad de potencia

Se expresa como la potencia de salida nominal del dispositivo entre su volumen o su masa. Este parámetro es interesante en aplicaciones donde el espacio disponible es una restricción. A mayor densidad, mayor potencia puede liberar por un dispositivo de pequeño tamaño.

- Densidad de energía

Esta característica representa la energía almacenada en una unidad de volumen o masa del dispositivo de almacenamiento. La densidad de energía ilustra la idea del tamaño requerido por un ESS para almacenar una cantidad de energía entregada. Dispositivos de almacenamiento con una mayor densidad de energía demandan menos espacio para almacenar la misma energía que otros que menor densidad.

- Eficiencia

Las pérdidas de energía siempre existen en cada transformación. La eficiencia se considera como la relación entre energía eléctrica de salida entre la de entrada durante un ciclo completo de carga y descarga.

- Tiempo de vida

Expresa el tiempo en años que un dispositivo de almacenamiento puede mantenerse en funcionamiento.

- Ciclo de vida

Es el número de ciclos de carga y descarga que un dispositivo puede completar a lo largo de su vida.

- Autodescarga

Este concepto representa las pérdidas en la energía almacenada mientras el dispositivo no está en funcionamiento.

- Costos de capital por unidad de potencia

El costo de capital total de un ESS está muy influenciado por su potencia nominal. Características como los elementos utilizados en los electrodos y membranas, la necesidad de estructuras, el nivel de madurez o la potencia nominal del dispositivo entre otras, pueden tener una influencia significativa en los costos de inversión y reposición del dispositivo considerado.

- Costos de capital por energía

El coste de la capacidad energética de un determinado ESS no siempre está vinculado a su coste por unidad de potencia. Por el contrario, cuando una tecnología de almacenamiento es claramente más adecuada para aplicaciones de energía o potencia, a menudo se pueden observar diferencias en su costo de capital por potencia y unidades de energía.

- Madurez

El nivel de madurez del dispositivo de almacenamiento evaluado expresa el actual estado de la tecnología respecto al tiempo en el que se ha estado utilizando, y el desarrollo y experiencia obtenida durante ese periodo.

- Impacto medioambiental

Algunos dispositivos de almacenamiento de energía tienen efectos negativos para el medioambiente debido a diferentes razones, como pueden ser las sustancias químicas dañinas utilizadas en las baterías o desforestaciones e inundaciones en grandes áreas.

3.3.2. Tecnologías de sistemas de almacenamiento de energía

Tas mencionar las características más importantes de los dispositivos de almacenamiento de energía se van clasificar según la tecnología en la que se basan. Algunos de ellos realizan reacciones electroquímicas para almacenar energía, mientras que otros sustentan se sustentan en principios mecánicos o magnéticos.

3.3.3.2.1. Almacenamiento de energía electroquímico

Esta categoría incluye algunos de los sistemas de almacenamiento de energía mejor conocidos, como pueden ser las baterías de plomo-ácido, así como otras tecnologías menos desarrolladas.

- Baterías de plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido son los dispositivos electroquímicos recargables más maduros y utilizados con más frecuencia [14], [33], [34]. Este dispositivo consta de dos electrodos de plomo sumergidos en una solución de ácido sulfúrico. Cuando la batería se descarga, ambos electrodos se convierten en sulfato de plomo, volviendo a su composición inicial durante los periodos de carga [18]. Un par de electrodos positivo y negativo se llama celda. En las baterías de plomo-ácido, las celdas se organizan en serie y en paralelo para lograr las clasificaciones de voltaje y capacidad deseadas. Hay dos tipos principales de baterías de plomo-ácido, llamadas inundadas y reguladas por válvula [35]. Esta tecnología presenta un bajo costo por unidad de energía, al mismo tiempo que logra una alta confiabilidad y eficiencia (en el rango entre 70% y 90%)[33], [36]. Por otro lado, el uso de plomo en los electrodos reduce la densidad energética de estas baterías [33], [36]. Un ciclo de vida bajo también es un característica no deseada de estos dispositivos [35].

Debido a su amplio historial, las baterías de plomo-ácido se han utilizado para muchas aplicaciones diferentes. Un resumen interesante con amplia información sobre proyectos a escala de servicios públicos que instalan esta tecnología se puede encontrar en [37]. En la tabla 3.7 se muestran las características de este dispositivo.

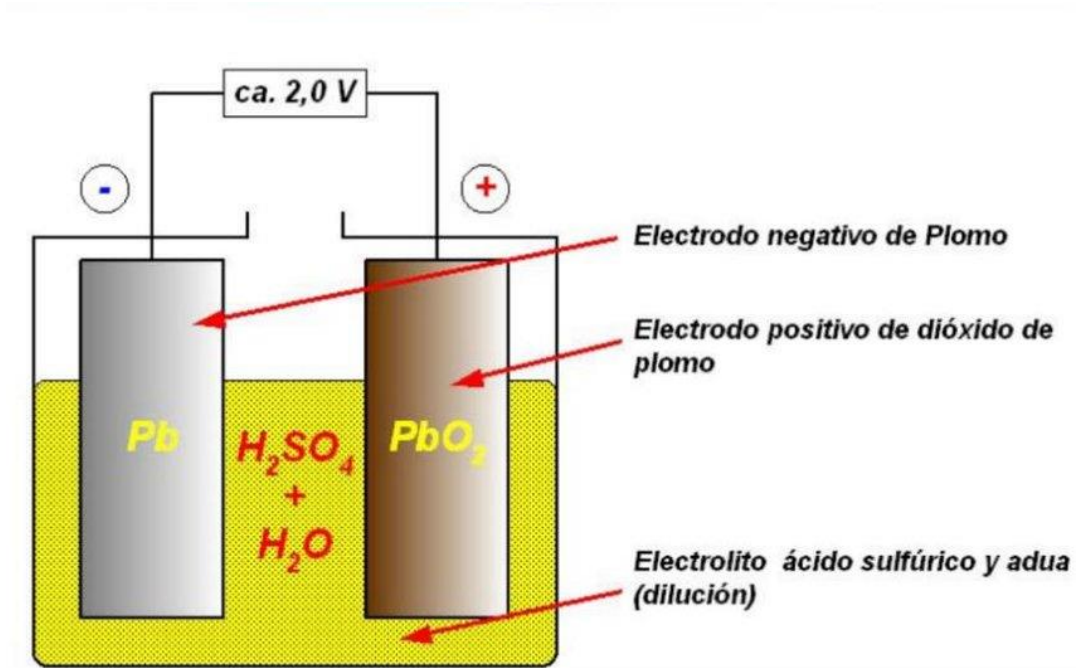


Figura 3.10:Funcionamiento de una batería plomo-ácido

Tabla 0.1:Características de la batería plomo-ácido

Potencia nominal (MW)	<40	Tiempo de vida (años)	5-15
Cap. Alm. (MWh)	<40	Ciclo de vida (10 ³)	0,2-2
Tiempo de descarga	s-h	Autodescarga (%/día)	0,1-0,3
Tiempo de respuesta	Rápido (ms)	Coste de capital (€/kW)	2100
Dur. del almacenamiento	m-d	Coste de capital (€/kWh)	450
Densidad potencia (W/kg)	75-300	Madurez	Maduro
Densidad energía (Wh/kg)	25-50	Impacto ambiental	Negativo
Eficiencia (%)	65-90		

- Baterías de iones de litio (Li-ion)

Dentro de la nomenclatura de iones de litio, se pueden incluir muchas químicas diferentes, aunque hasta ahora solo se ha comercializado un número limitado [38]. Una celda de iones de litio consta de un par de placas de grafito y óxido de litio metálico, llenas de un electrolito líquido que contiene sales de litio disueltas [18], [39]. Una alta densidad de energía, ciclo de vida y eficiencia se destacan como las principales cualidades de las baterías de iones de litio [33], mientras que un alto costo y la fragilidad eléctrica (dependencia del ciclo de vida de la profundidad de descarga) son importantes disuasivos [18], [33], [39]. Esta tecnología ya se usa ampliamente para aplicaciones portátiles y de pequeña escala, y se espera que desempeñe un papel relevante en la expansión de los vehículos eléctricos y los vehículos híbridos [34], [36], [40], [41]. Además, estas baterías también son válidas para aplicaciones de apoyo a la red, alcanzando potencias y energías nominales en el rango de MW y MWh en algunos casos. En [42] se presenta un resumen de tales instalaciones experimentales. En la tabla 3.2 se muestran las características.

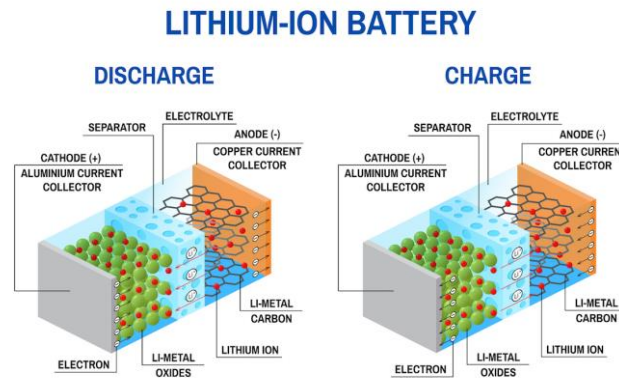


Figura 3.11: Funcionamiento de una batería Li-ion

Tabla 0.2: Características de la batería Li-ion

Potencia nominal (MW)	0.01-0.1	Tiempo de vida (años)	5-15
Cap. Alm. (MWh)	0.02-10	Ciclo de vida (10^3)	1-20
Tiempo de descarga	m-h	Autodescarga (%/día)	0,1-5
Tiempo de respuesta	Rápido (ms)	Coste de capital (€/kW)	2500
Dur. del almacenamiento	m-d	Coste de capital (€/kWh)	550
Densidad potencia (W/kg)	50-2000	Madurez	Demo
Densidad energía (Wh/kg)	75-350	Impacto ambiental	Negativo
Eficiencia (%)	75-99		

- Baterías de sulfuro de sodio (NaS)

Una batería de NaS comprende azufre fundido y sodio fundido como electrodos positivo y negativo respectivamente. Ambos electrodos están separados por un electrolito sólido de beta alúmina, que permite el intercambio iónico[43], [44]. Se debe mantener una temperatura alta, típicamente en el rango de 300-350 °C, para mantener el sodio y el azufre en estado líquido, lo cual es uno de los principales inconvenientes de estos dispositivos de almacenamiento[44], [45]. No obstante, mientras la batería permanece en funcionamiento, este calor puede obtenerse de las reacciones químicas que ocurren durante los procesos de carga y descarga [17], [46]. Se considera una tecnología relativamente madura [45], [47]; y se utiliza para aplicaciones estacionarias de nivelación de carga y reducción de picos en el rango de MW[34], [48]. En la tabla 3.3 se muestran las características.

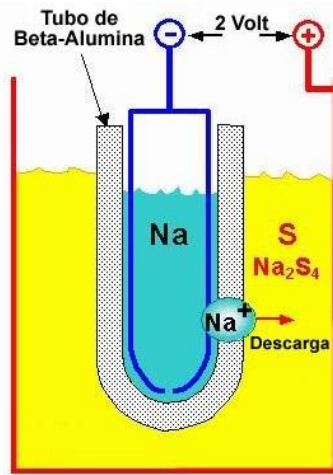


Figura 3.12:Funcionamiento de una batería de sulfuro de sodio

Tabla 0.3:Características de la batería de sulfuro de sodio

Potencia nominal (MW)	0,05-34	Tiempo de vida (años)	10-20
Cap. Alm. (MWh)	0,04-250	Ciclo de vida (10^3)	2,5-4,5
Tiempo de descarga	s-h	Autodescarga (%/día)	20
Tiempo de respuesta	Rápido (ms)	Coste de capital (€/kW)	2250
Dur. del almacenamiento	s-h	Coste de capital (€/kWh)	350
Densidad potencia (W/kg)	90-230	Madurez	Comercial
Densidad energía (Wh/kg)	100-250	Impacto ambiental	Negativo
Eficiencia (%)	70-90		

- Baterías de flujo redox

La característica más particular de esta tecnología es la asignación separada de los electrolitos. Dos electrolitos líquidos se almacenan en tanques separados y circulan a través de circuitos independientes a la celda [36]. La célula contiene los electrodos positivos y negativos separados por una membrana selectiva de iones. El intercambio de iones que ocurren en la celda crea un flujo de corriente en el circuito eléctrico cerrado[49]. Las baterías redox de vanadio (VRB) son las más maduras entre los diversos tipos de baterías de flujo. A diferencia de otros competidores, el VRB utiliza vanadio como electrolito único. Esto trae el beneficio de evitar mezclar dos sustancias diferentes (electrolitos) en la célula, lo que dañaría la duración de la batería [50].

En una batería de flujo redox, la potencia nominal depende del número de celdas en una batería, mientras que la energía es una función del volumen del electrolito almacenado en los tanques. Esta función modular proporciona una gran flexibilidad en el proceso de dimensionamiento de estas baterías. Sus proporciones de energía y potencia se pueden configurar de forma independiente, mientras que el diseño de otros tipos de baterías requiere cierto grado de compromiso entre ambos parámetros [51]. En la tabla 3.4 se muestran las características.

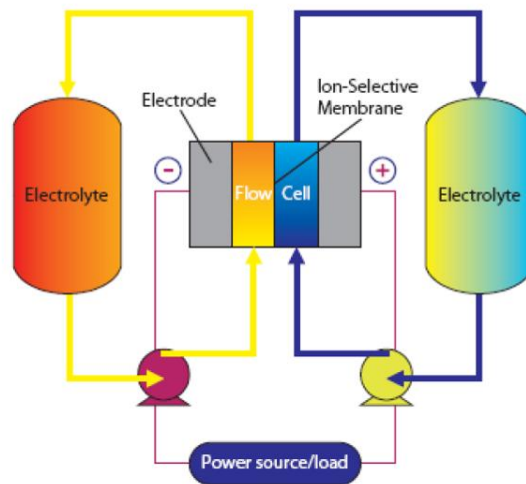


Figura 3.13:Funcionamiento de una batería de flujo redox

Tabla 0.4: Características de la batería de flujo redox

Potencia nominal (MW)	0,03-3	Tiempo de vida (años)	5-20
Cap. Alm. (MWh)	2-60	Ciclo de vida (10^3)	10-13
Tiempo de descarga	s-10h	Autodescarga (%/día)	pequeña
Tiempo de respuesta	Muy rápido	Coste de capital (€/kW)	1400
Dur. del almacenamiento	h-mes	Coste de capital (€/kWh)	300
Densidad potencia (W/kg)	<170	Madurez	Demo
Densidad energía (Wh/kg)	10-50	Impacto ambiental	Negativo
Eficiencia (%)	60-85		

- Baterías de metal-aire

Las baterías de metal-aire son una tecnología en desarrollo prometedora. También pueden considerarse como un tipo especial de pila de combustible según [52]. Estos acumuladores presentan un ánodo metálico, normalmente compuesto por aluminio o zinc, que se oxidan. El electrodo catódico es el aire. Consiste en una estructura de carbono poroso o una malla metálica cubierta con catalizador [53]. El electrolito puede estar en forma líquida o como una membrana de polímero sólido y, a menudo, es un buen conductor de iones de hidróxido, como el KOH. Debido a esta configuración, estas baterías son livianas y ofrecen una densidad de energía muy alta que puede compararse con la de ciertos combustibles fósiles. Además, se consideran potencialmente el tipo de batería más económico y tienen un bajo impacto ambiental. El lado negativo es que el proceso de carga de las baterías de metal-aire es difícil e ineficiente [48]. En algunos casos, el electrodo de metal debe reemplazarse mecánicamente y tratarse por separado de la batería para una recarga adecuada. Esto trae eficiencias energéticas bajas del orden del 50%. Además, el ciclo de vida para estas baterías es bajo [47]. En la tabla 3.5 se muestran las características.

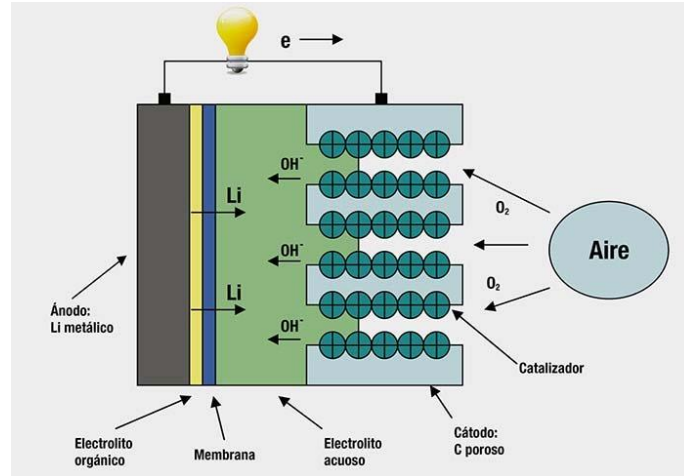


Figura 3.14:Funcionamiento de una batería metal-aire

Tabla 0.5:Características de la batería metal-aire

Potencia nominal (MW)	<0.01	Tiempo de vida (años)	-
Cap. Alm. (MWh)	-	Ciclo de vida (10^3)	0,1-0,3
Tiempo de descarga	s-24h	Autodescarga (%/día)	Muy pequeña
Tiempo de respuesta	-	Coste de capital (€/kW)	1400
Dur. del almacenamiento	h-mes	Coste de capital (€/kWh)	275
Densidad potencia (W/kg)	-	Madurez	-
Densidad energía (Wh/kg)	150-3000	Impacto ambiental	Pequeño
Eficiencia (%)	<50		

3.3.2.2. Almacenamiento de energía mecánico

Las tecnologías incluidas en esta categoría se basan en principios mecánicos, como la energía potencial o cinética.

- Sistema de bombeo de agua

El uso del agua como elemento de almacenamiento de energía no es un avance reciente. De hecho, este concepto se ha aplicado durante décadas [54], y actualmente es la única técnica de gran almacenamiento de energía ampliamente utilizada en los sistemas de potencia [55]. Los flujos naturales de agua pueden bloquearse construyendo presas a lo largo de los ríos. El agua recogida se puede utilizar posteriormente para producir electricidad bajo demanda. No obstante, este sistema depende en gran medida de la pluviometría de la región particular de la central hidroeléctrica. Los sistemas

hidroeléctricos de bombeo (PHS) pueden ayudar a mitigar este inconveniente. En una estación hidroeléctrica de bombeo, se requieren dos depósitos de agua. En el embalse superior, el agua almacenada presenta un alto potencial energético, debido a la elevación del nivel del agua por encima de la centra. Esta agua se puede descargar para producir electricidad a través de generadores accionados por turbinas. Luego, parte de esta agua se puede recoger en un depósito inferior. Durante los períodos de menor demanda, el agua del reservorio inferior se puede bombear de regreso al reservorio superior, aumentando así su energía potencia y la cantidad de agua disponible para una descarga posterior. Por lo tanto, la energía se almacena en forma de energía potencial en una masa de agua. Es interesante situar intervalos de bombeo fuera de punta de demanda, con el fin de beneficiarse de excedentes de generación y un menor coste energético; mientras que la generación de energía se difiere hasta las horas de mayor demanda, cuando la electricidad producida es más valiosa [56].

En la figura 3.15 se muestra una configuración esquemática de una central hidroeléctrica de bombeo. Además de los depósitos de agua, la central hidroeléctrica de bombeo debe estar equipada con un motor/generador reversible y un sistema de bomba/turbina. La electricidad se consume o se aporta a la red en función del régimen de funcionamiento de la central. En los PHS, la cantidad de energía almacenada es una función de la altura del depósito superior sobre el nivel de la central eléctrica y el volumen de agua almacenada. Esta tecnología requiere ubicaciones con características particulares para permitir reservorios de agua. Por lo tanto, la escasez de ubicaciones adecuadas, así como otros problemas ambientales, son las principales limitaciones para su expansión más amplia [14], [33], [57]. En la tabla 3.6 se muestran las características.

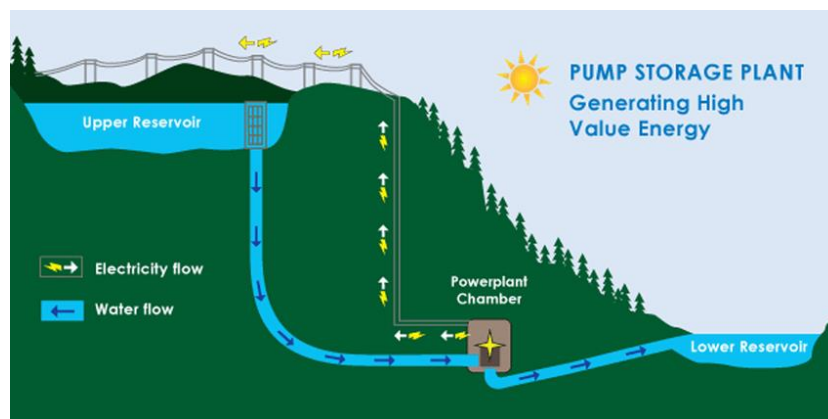


Figura 3.15:Esquema de una planta PHS

Tabla 0.6: Características del PHS

Potencia nominal (MW)	30-5000	Tiempo de vida (años)	40-60
Cap. Alm. (MWh)	500-8000	Ciclo de vida (10^3)	10-50
Tiempo de descarga	+24h	Autodescarga (%/día)	Muy pequeña
Tiempo de respuesta	Rápido	Coste de capital (€/kW)	1400
Dur. del almacenamiento	h-mes	Coste de capital (€/kWh)	150
Densidad potencia (W/kg)	-	Madurez	Maduro
Densidad energía (Wh/kg)	0,5-1.5	Impacto ambiental	Negativo
Eficiencia (%)	70-85		

- Almacenamiento de energía de aire comprimido

La tecnología de almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) se compara con frecuencia con la de turbinas de gas convencionales[18], [44]. Estos sistemas de almacenamiento comprimen aire por medio de un turbocompresor, accionado por un motor/generador reversible, como se muestra en la figura 3.16. En este proceso, se consume energía eléctrica para hacer girar el compresor [58]. El aire comprimido generalmente se almacena en formaciones geológicas subterráneas, como cavernas, acuíferos o campos de gas agotados; o en tanques presurizados sobre el suelo. Cuando se requiere generación de electricidad, se puede liberar aire del depósito. El aire almacenado luego se comprime en una turbina de gas acoplada a un generador eléctrico que alimenta la electricidad producida a la red. En la turbina de gas, el aire puede calentarse a partir de la combustión de combustibles fósiles (a menudo gas natural) o del calor residual producido durante la etapa de compresión. Por lo tanto, CAES a veces se denomina sistema híbrido de generación/almacenamiento debido a la combustión de combustibles fósiles en la turbina de gas[59].

Dependiendo de la estrategia implementada para gestionar el intercambio de calor durante la compresión y expansión del aire, CAES puede ser clasificado en tres tipos principales[60].

- Isotérmica: Compresión lenta evitando variaciones de temperatura.
- Adiabática: El calor liberado durante la compresión se almacena y se utiliza más tarde en la etapa de expansión, la cual requiere un sistema de almacenamiento térmico.
- Diabático: El calor se obtiene de una fuente externa, generalmente de la combustión de combustibles fósiles.

La necesidad de encontrar una ubicación geográfica adecuada para CAES es uno de sus principales inconvenientes[61]. En la tabla 3.7 se muestran las características.

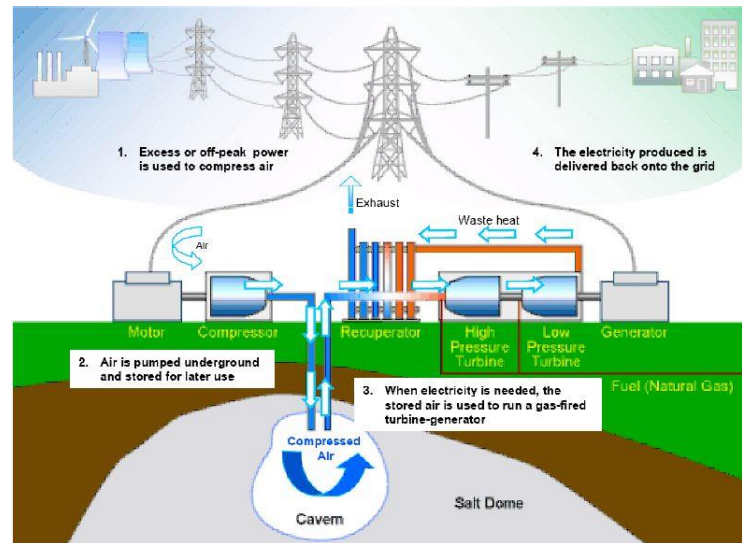


Figura 3.16:Esquema del sistema CAES

Tabla 0.7: Características del sistema CAES

Potencia nominal (MW)	3-400	Tiempo de vida (años)	20-40
Cap. Alm. (MWh)	500-3000	Ciclo de vida (10^3)	8-30
Tiempo de descarga	+24h	Autodescarga (%/día)	Pequeña
Tiempo de respuesta	Rápido	Coste de capital (€/kW)	1300
Dur. del almacenamiento	h-mes	Coste de capital (€/kWh)	250
Densidad potencia (W/kg)	-	Madurez	Comercial
Densidad energía (Wh/kg)	30-60	Impacto ambiental	Negativo
Eficiencia (%)	70-90		

- Volante de inercia

En los volantes de inercia, la energía se almacena en forma de energía cinética. Durante el almacenamiento, la energía eléctrica se consume en un motor/generador reversible para hacer girar una masa giratoria. Cuando se requiere, la energía mecánica de la masa giratoria se transforma nuevamente en energía eléctrica en el motor/generador eléctrico, descargando así el dispositivo. La masa giratoria puede ser un disco o una llanta generalmente de acero o materiales compuestos, según qué tipo de dispositivo. En este sentido, los volantes se pueden clasificar en baja y alta velocidad [18], [40], [44], [62]. La energía almacenada en un volante es proporcional a la velocidad angular al cuadrado y la inercia de la masa giratoria. Por lo tanto, un volante de baja velocidad gira a unos

pocos miles de revoluciones por minuto, con un rotor de acero pesado. Por otro lado, los volantes de alta velocidad consisten en un rotor ligero de materiales compuestos que giran a velocidades de varias decenas de miles de revoluciones por minuto. Para reducir las pérdidas, las partes giratorias de un volante pueden operar en el vacío. Esto ayuda a reducir los efectos de arrastre. Además, se pueden utilizar cojinetes magnéticos para reducir la fricción en el eje.

Los bajos costos de mantenimiento, el largo ciclo de vida, la alta eficiencia, el medio ambiente y el amplio rango de temperatura operativa son algunos de los principales beneficios de los volantes. Sin embargo, estos dispositivos se ven afectados por altas tasas de autodescarga y pérdidas permanentes. En la tabla 3.8 se muestran las características.

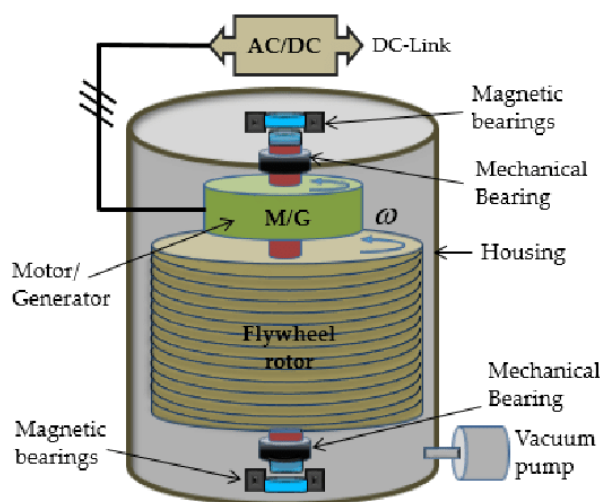


Figura 3.17: Estructura y componentes de un volante de inercia

Tabla 0.8: Características del volante de inercia

Potencia nominal (MW)	<0,25	Tiempo de vida (años)	15-20
Cap. Alm. (MWh)	0,01-5	Ciclo de vida (10^3)	20-100
Tiempo de descarga	ms-15min	Autodescarga (%/día)	100
Tiempo de respuesta	Muy Rápido (<4ms)	Coste de capital (€/kW)	850
Dur. del almacenamiento	s-min	Coste de capital (€/kWh)	4800
Densidad potencia (W/kg)	400-1500	Madurez	Comercial
Densidad energía (Wh/kg)	10-100	Impacto ambiental	Casi nada
Eficiencia (%)	90-95		

3.3.2.3. Supercondensadores

Los supercondensadores (UC) son dispositivos de almacenamiento electroquímico, con una estructura análoga a la de algunas baterías. No obstante, la ausencia de una reacción química aumenta su capacidad de ciclado. Una celda del UC está compuesta por dos electrodos separados por una membrana porosa, el llamado separador, que permite el intercambio de iones entre ellos. Tanto el separador como los electrodos están impregnados con un electrolito solvente. La energía se almacena en el campo eléctrico creado entre los electrodos. Durante la carga, se inducen cargas de signo opuesto en cada electrodo al alimentar los terminales del UC con un voltaje de corriente continua [36]. Cuando se conecta una carga eléctrica, estas cargas fluyen a través de la carga, descargando así el dispositivo. El mayor avance de los UC frente a los condensadores regulares es su mayor capacidad, que se puede lograr con una mayor superficie específica de los electrodos, hechos de carbón activo poroso o nanotubos de carbono [17], [18], [45]. Además, una separación de menos de 1 nm entre electrodos también aumenta la capacidad de estos dispositivos.

En comparación con los condensadores convencionales, los UC muestran una alta densidad de energía [63], pero aún más baja que otros dispositivos de almacenamiento. Además, su densidad de potencia supera la de la mayoría de las baterías. Ciclo de vida muy alto, carga y descarga rápida, alta eficiencia y bajo mantenimiento son otras de sus principales características. Por el contrario, las altas tasas de autodescarga y la corta duración del almacenamiento son inconvenientes importantes de los supercondensadores. En la tabla 3.9 se muestran las características.

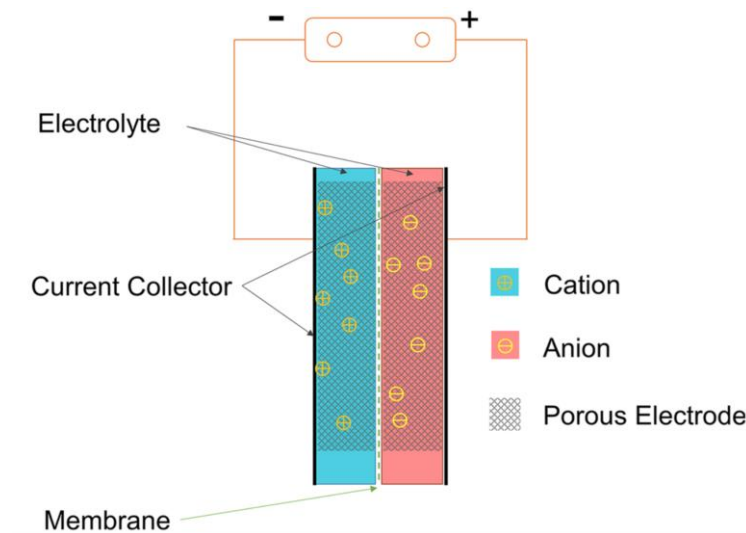


Figura 3.18: Estructura de un supercondensador

Tabla 0.9: Características del supercondensador

Potencia nominal (MW)	<0,3	Tiempo de vida (años)	10-30
Cap. Alm. (MWh)	0,5-10 ³	Ciclo de vida (10³)	+100
Tiempo de descarga	ms-1h	Autodescarga (%/día)	10-40
Tiempo de respuesta	Muy rápido	Coste de capital (€/kW)	250
Dur. del almacenamiento	s-h	Coste de capital (€/kWh)	775
Densidad potencia (W/kg)	500-23500	Madurez	Desarrollado
Densidad energía (Wh/kg)	2,5-50	Impacto ambiental	Pequeño
Eficiencia (%)	75-95		

3.3.2.4. Almacenamiento de energía magnética superconductora

En los sistemas de almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES), la energía se almacena en el campo magnético creado por una corriente continua que fluye en una bobina superconductora[64]. La corriente en la bobina fluye en una sola dirección. Por lo tanto, los procesos de carga y descarga en este dispositivo se llevan a cabo aumentando y disminuyendo respectivamente, el flujo de corriente a través de la bobina. Los principales elementos de los sistemas SMES son:

- Una bobina superconductora que genera el campo magnético. Opera a temperaturas criogénicas en un criostato aislado al vacío para mantener las propiedades del superconductor. Puede ser un solenoide o un toroide.
- El sistema de enfriamiento, utilizando helio como refrigerante para lograr condiciones criogénicas.
- El sistema de conversión de energía que permite cargar y descargar el SMES aplicando voltajes positivos y negativos sobre la bobina superconductora. Las etapas de conversión de corriente continua a alterna son necesarias para las aplicaciones de corriente alterna.
- Un sistema de control para coordinar la operación entre el dispositivo de almacenamiento y el sistema eléctrico donde está conectado.

Las características superconductoras de la bobina proporcionan un entorno prácticamente sin pérdidas para el almacenamiento de energía. Sin embargo, se producen pérdidas en las etapas de conversión AC/DC[64]. Además, se debe suministrar energía al sistema de enfriamiento para mantener las temperaturas criogénicas. A pesar de estos hechos, la alta eficiencia y una respuesta rápida son características comunes. Una ventaja

adicional de estos sistemas es su capacidad de controlar simultáneamente la potencia activa y reactiva [65], [66]. Entre los principales inconvenientes, se pueden destacar un alto costo y grandes campos magnéticos. En la tabla 3.10 se muestran las características.

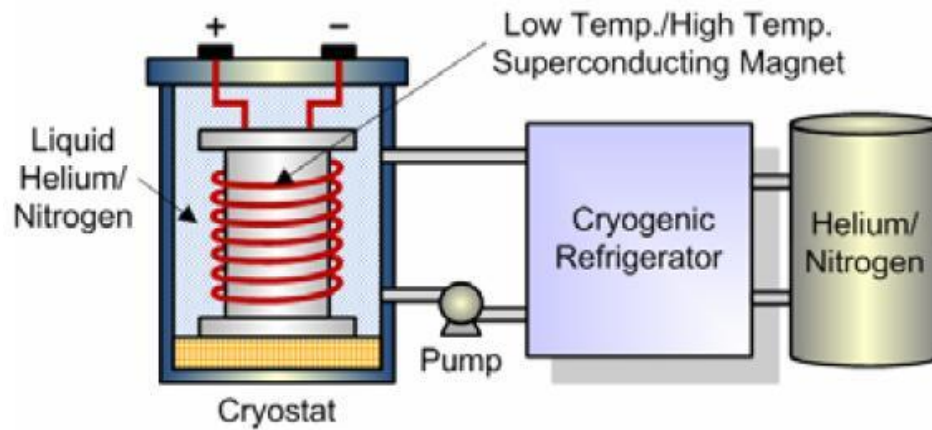


Figura 3.19:Estructura de un SMES

Tabla 0.10:Características del SMES

Potencia nominal (MW)	0,1-10	Tiempo de vida (años)	15-30
Cap. Alm. (MWh)	<0.02	Ciclo de vida (10^3)	+100
Tiempo de descarga	ms-30m	Autodescarga (%/día)	10-15
Tiempo de respuesta	Muy rápido (<3ms)	Coste de capital (€/kW)	200
Dur. del almacenamiento	m-h	Coste de capital (€/kWh)	6100
Densidad potencia (W/kg)	500-2000	Madurez	Demo
Densidad energía (Wh/kg)	0,5-5	Impacto ambiental	Negativo
Eficiencia (%)	95-98		

3.3.2.5. Hidrógeno

El hidrógeno es un valioso vector de energía que se puede emplear de varias maneras. Por ejemplo, se puede usar como combustible en motores de combustión o se puede alimentar a pilas de combustible (FC) para producir electricidad [67]. Esta última es la aplicación aquí considerada.

La generación de electricidad a partir del hidrógeno se puede separar en tres procesos diferentes: producción, almacenamiento y uso. El hidrógeno se puede obtener de la electrólisis del agua en un electrolizador (EZ). En esta reacción química, la molécula de agua puede dividirse proporcionando electricidad. Posteriormente, el oxígeno suele liberarse a la atmósfera y el hidrógeno puede almacenarse. Las tecnologías más comunes para las EZ son los dispositivos alcalinos y de membrana de intercambio de protones (PEM). La segunda etapa corresponde al almacenamiento. Existen varias alternativas para completar esta tarea, como la compresión en tanques, o almacenamiento subterráneo, licuefacción, adsorción en hidruros metálicos o nanotubos de carbono, que han logrado diferentes grados de madurez. Finalmente, el hidrógeno se combina con el oxígeno en una pila de combustible (FC), obteniendo electricidad gestionable a partir de la reacción de la electrólisis inversa. Se pueden emplear varios tipos de FC para propósitos de generación estacionaria. Todo el proceso de conversión de energía se puede completar con cero emisiones si el hidrógeno se genera a partir de recurso renovables. No obstante, la reducción de la eficiencia general y los altos costos limitan el uso extensivo de esta tecnología. En la tabla 3.11 se muestran las características de la FC.



Figura 3.20: Elementos del sistema de hidrógeno

Tabla 0.11: Características de la pila de combustible

Potencia nominal (MW)	<50	Tiempo de vida (años)	5-20
Cap. Alm. (MWh)	0,3-40	Ciclo de vida (10^3)	1-20
Tiempo de descarga	s-24h	Autodescarga (%/día)	Despreciable
Tiempo de respuesta	Bueno (1s)	Coste de capital (€/kW)	3200
Dur. del almacenamiento	h-mes	Coste de capital (€/kWh)	540
Densidad potencia (W/kg)	<800	Madurez	En desarrollo
Densidad energía (Wh/kg)	100-10000	Impacto ambiental	Pequeño
Eficiencia (%)	20-60		

3.3.3. Operación de los sistemas de almacenamiento de energía para apoyar a la red

Como se ha detallado en los apartados anteriores, todas las tecnologías de almacenamiento de energía consideradas presentan características que las hacen más o menos adecuadas para diferentes aplicaciones. En esta sección, se describen las principales funciones que pueden desempeñar los ESS para respaldar la operación de los sistemas de energía eléctrica.

La contribución de los ESS en las redes eléctricas es ciertamente variada. Debido a la gran cantidad de dispositivos de almacenamiento disponibles, se pueden desarrollar muchas tareas en los sistemas de potencia. En general, las funciones de los ESS en las redes eléctricas se pueden agrupar en cualquiera de las tres categorías propuestas en [68] que se pueden encontrar con frecuencia en la literatura.

- **Calidad de la energía:** el ESS opera en intervalos cortos con una respuesta energética muy rápida para mantener los parámetros cruciales, como la corriente, el voltaje o la frecuencia, dentro de sus valores de referencia. Por lo general, se proponen volantes, UC, SMES y algunos tipos de baterías para estas aplicaciones.
- **Potencia de puente:** en esta aplicación, los ESS se utilizan para garantizar el suministro de energía cuando se cambia de un generador a otro. La operación se requiere comúnmente en el rango de varios minutos. Una respuesta rápida y un tiempo de descarga de hasta una hora son características deseables para que el ESS funcione para este tipo de apoyo. Este rendimiento se puede lograr con diferentes tecnologías de baterías.
- **Gestión de la energía:** esta categoría implica almacenar y liberar grandes cantidades de energía en diferentes momentos en el tiempo. Esto puede verse

como un desplazamiento o desacople de las etapas de generación y consumo. Posteriormente, los ESS empleados deben poder operar continuamente en el rango de varias horas. Por lo tanto, la gran capacidad de energía y la baja autodescarga también son cualidades imperativas de los dispositivos de almacenamiento empleados. Las tecnologías asociadas a esta estrategia de operación son PHS, CAES, baterías de alta energía o hidrógeno.

En la figura 3.21 se muestran los diferentes ESS para su campo de aplicación

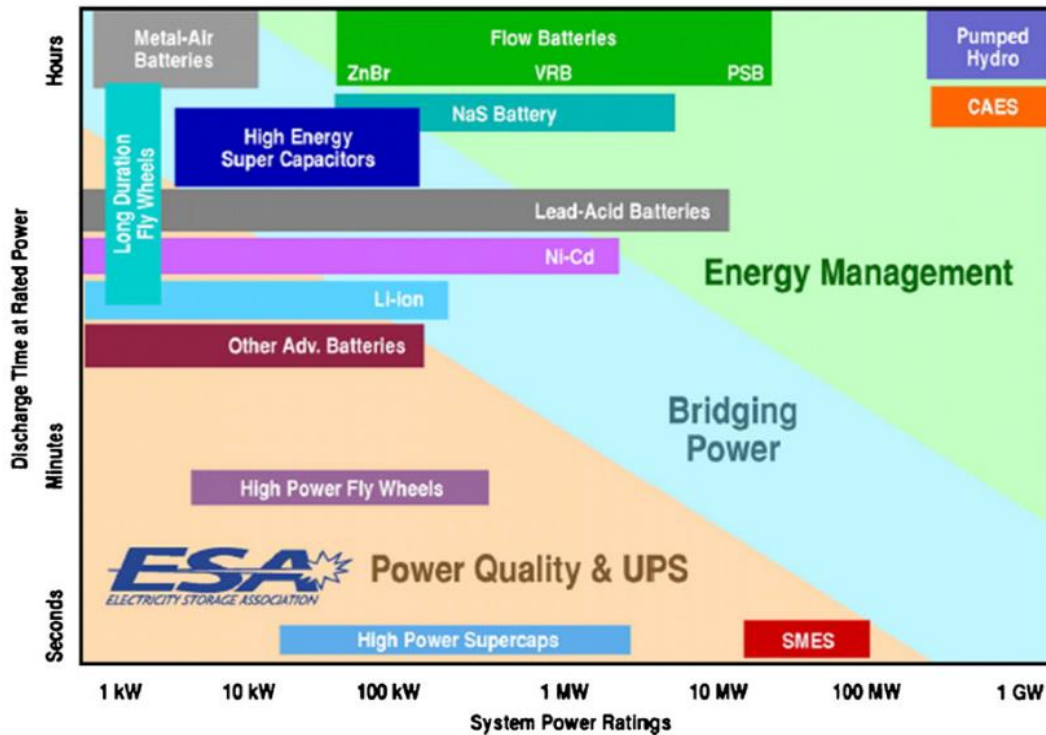


Figura 3.21: Aplicación de los diferentes ESS

3.4. Sistemas de gestión de la energía (EMS)

Una microrred se compone de diferentes fuentes de energía, cargas sensibles y críticas como se muestra en la figura 3.22. Está conectada a la red principal a través de un punto de acoplamiento común [69]. Tanto conectada a red o en modo aislado, cada fuente de energía está conectada por medio de convertidores electrónicos de potencia para lograr un control de las diferentes variables.

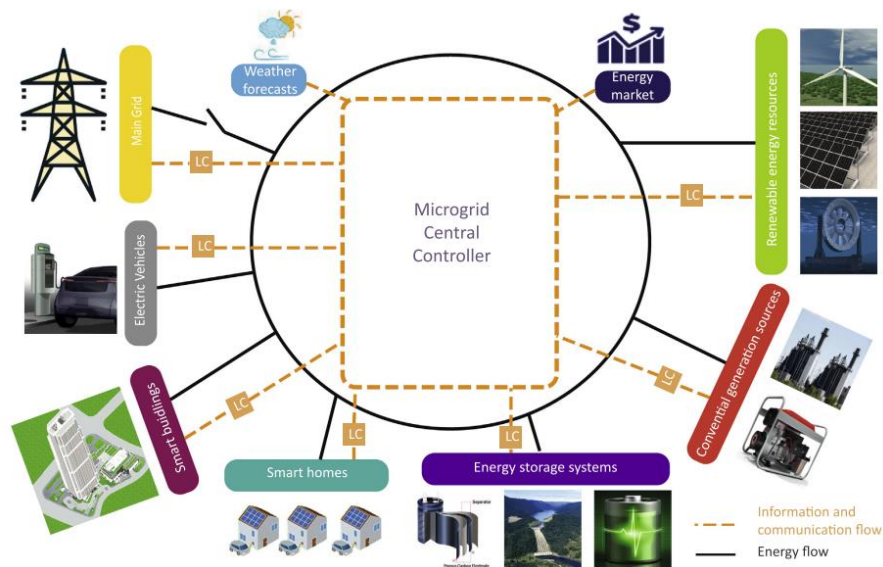


Figura 3.22: Infraestructura de las microrredes

Un diagrama de bloques multicapa es una forma común de representar los sistemas de microrredes como se muestra en la figura 3.22.

La capa de campo integra todos los componentes físicos, incluyendo:

- Fuentes de energía distribuida (*'Distributed Energy Resources'*, DER), que pueden ser fuentes de energía renovables (*'Renewable Energy Resources'*, RES), sistemas de almacenamiento de energía (*'Energy Storage Systems'*, ESS) o generadores convencionales de energía
- Convertidores de potencia (*'Power Converters'*, PC) que actúan como interfaz entre el DER y la red.
- Componentes de red, como transformadores, interruptores, líneas, etc.
- Consumidores de energía (cargas).

La capa de control local incluye las funciones básicas como control local de generación/consumo y gestión del ESS. Normalmente sigue las instrucciones de los controladores de nivel superior.

El nivel superior del sistema de control de la microrred realiza las funciones de supervisión de control y adquisición de datos, también llamado sistema de gestión de la energía (*'Energy Management System'*, EMS).

El objetivo del EMS es proporcionar funciones necesarias como control de la calidad de la energía, servicios complementarios, participación en el mercado de la energía, y optimizar el funcionamiento del sistema mejorando su eficiencia. Por ejemplo, los EMS deberían ser capaces de lograr una transición suave entre los modos aislado y conectados a red de las microrredes, integrar estrategias del lado de la demanda y manejar la generación de las energías renovables mediante el desarrollo de estrategias de control inteligentes que consideren los errores de predicción.

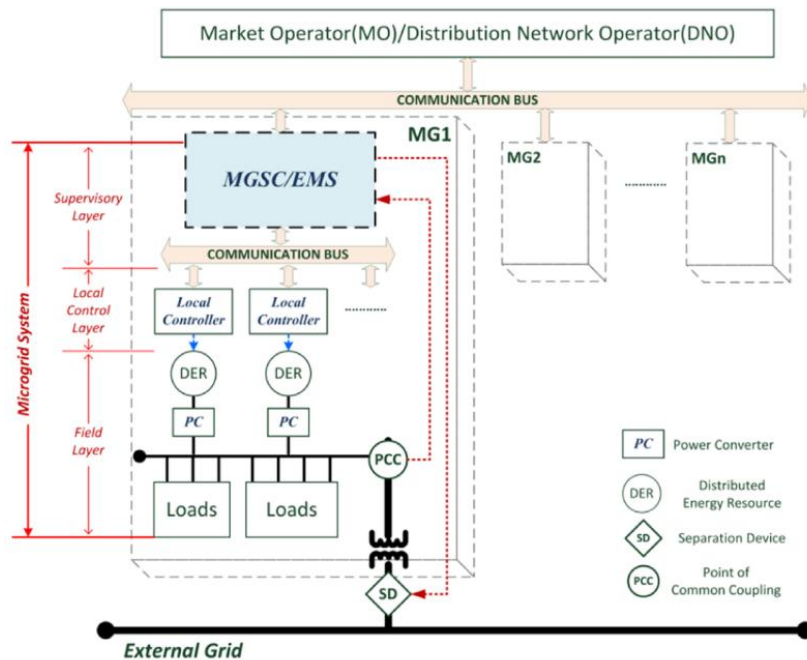


Figura 3.23: Estructura general de los sistemas de control de una microrred

Las microrredes se clasifican con respecto al tipo de potencia, tipo de control supervisor, modo de operación, fase de suministro y aplicación, tal y como se muestra en la figura 3.23.

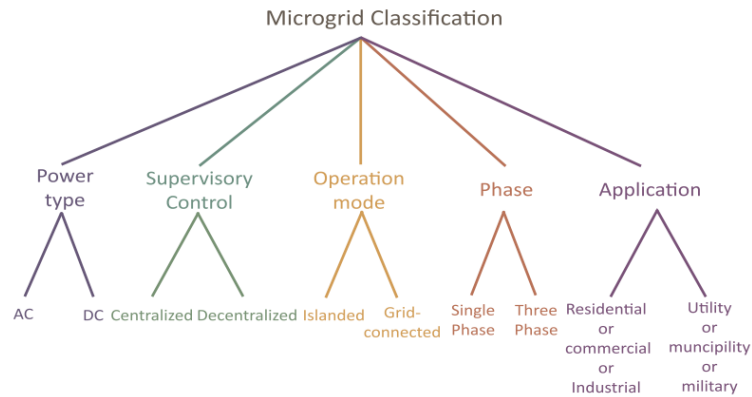


Figura 3.24: Clasificación de las microrredes

Como se muestra en la imagen anterior, los controles supervisores de las microrredes se pueden dividir en dos tipos, los centralizados y los descentralizados.

El nivel de descentralización se define por la inteligencia de los controladores locales, que se puede utilizar solo para ejecutar comandos desde el nivel superior o tomar sus propias decisiones. Una comparación general sobre los diferentes aspectos y niveles de descentralización de los EMS se muestra en la figura 3.24.

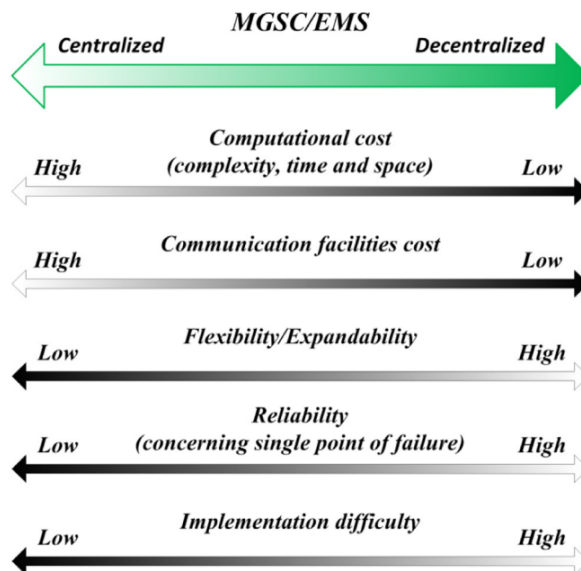


Figura 3.25: Diferentes niveles de descentralización de una microrred

3.4.1. Control supervisor centralizado

Los controles supervisores centralizados requieren una recopilación de datos de los componentes de la microrred y de la red externa. Con esta información recopilada pueden ejecutar procedimientos de programación y optimización para lograr una operación eficiente. Una de las principales ventajas es la capacidad de ver en tiempo real todo el sistema y, además, tienen una implementación sencilla. Si se diseña adecuadamente, proporciona una robusta supervisión y un control amplio sobre todo el sistema. Sin embargo, estas características requieren de una capacidad de cálculo bastante potente para poder procesar esta cantidad de datos y tomar decisiones adecuadas. Además, la gestión centralizada implica que, si falla el controlador central, todo el sistema queda inoperativo. La baja flexibilidad es otro límite crítico de la gestión centralizada. La figura 3.25 muestra un ejemplo de una microrred con control descentralizado

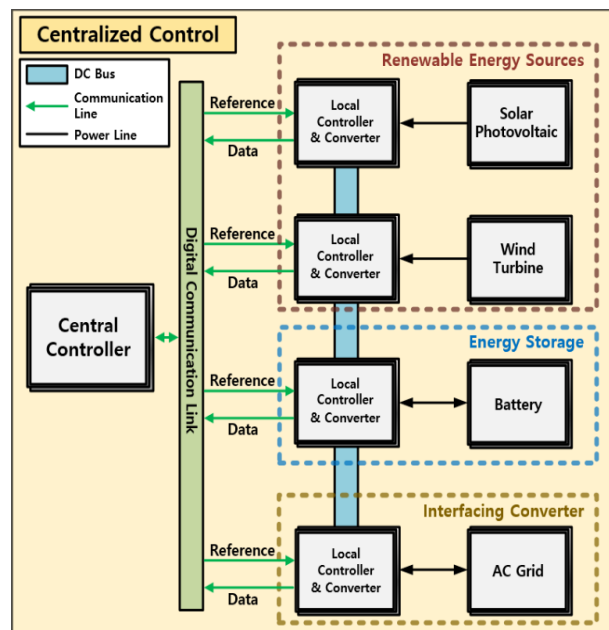


Figura 3.26: Estructura de un control centralizado para microrredes

3.4.2. Control supervisor descentralizado

Un enfoque de control descentralizado pretende proporcionar la máxima autonomía para las DER y cargas dentro de una microrred. La autonomía de los LC implica que son inteligentes y pueden comunicarse entre sí para formar una entidad inteligente más grande. En el control descentralizado, la principal tarea de cada controlador es mejorar el rendimiento de la microrred. Por lo tanto, la arquitectura debe ser capaz de incluir funciones económicas, factores ambientales, y requisitos técnicos. En la figura 3.26 se muestra un esquema de una microrred descentralizada basada en MAS.

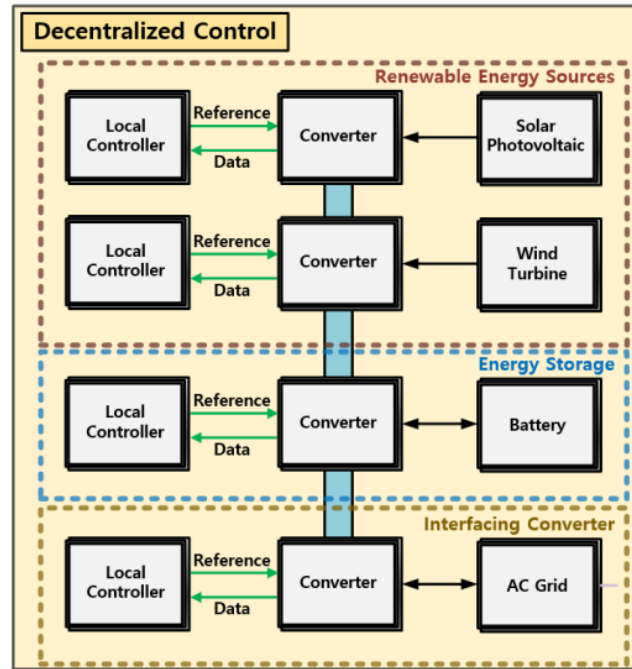


Figura 3.27: Estructura de un control descentralizado para microrredes

3.4.3. Control predictivo (MPC)

Para la automatización de sistemas técnicos, los controladores retroalimentados (también llamados de lazo cerrado) comparan una referencia con una variable medida determinando un valor adecuado para la variable manipulada. Según el principio de funcionamiento se pueden dividir en varias categorías: controladores clásicos, los controladores predictivos y los repetitivos. Los controladores clásicos como los PID, o los de estados, solo consideran el comportamiento pasado y actual del sistema. Los controladores predictivos utilizan un modelo de sistema para predecir el comportamiento futuro anticipando desviaciones de la referencia [70]. Los repetitivos, por otro lado, consideran el comportamiento del sistema del ciclo anterior y calculan una trayectoria óptima para el siguiente ciclo.

El controlador PID es el controlador más conocido con una destacada importancia y difusión en aplicaciones industriales [71]. Aunque existen varias reglas de configuración, a menudo es difícil encontrar una parametrización, especialmente para sistemas no lineales o variables en el tiempo [72]. En la figura 3.27 se muestra un diagrama de bloque en el que se muestra el funcionamiento de dicho controlador.

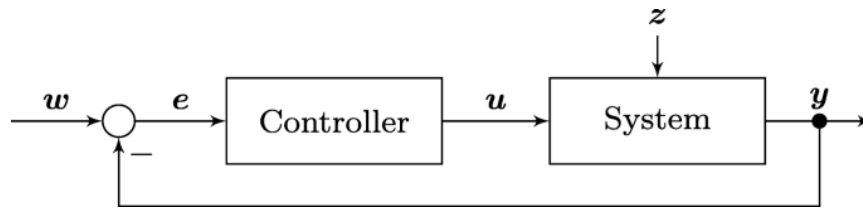


Figura 3.28: Diagrama de bloques del control clásico PID

El MPC se basa en una optimización repetida en tiempo real de un modelo de sistema matemático con base a este modelo de sistema, el MPC predice el comportamiento futuro del sistema considerándolo en la optimización que determina la trayectoria óptima de la variable manipulada. Así, el MPC viene con una parametrización intuitiva mediante el ajuste de un modelo de proceso a costa de un mayor esfuerzo computacional que los controladores clásicos. En la figura 3.28 de muestra del diagrama de bloques de funcionamiento simplificado el MPC

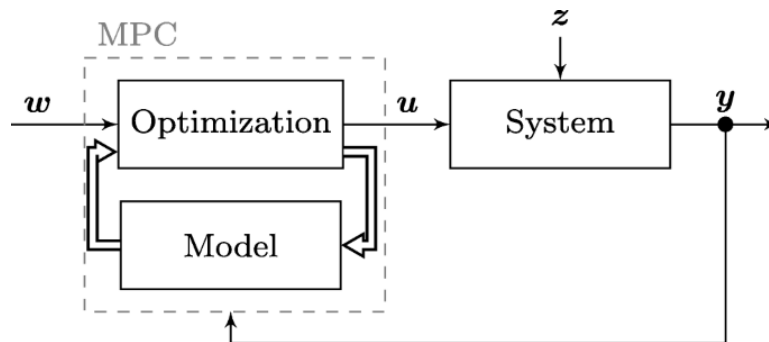


Figura 3.29: Diagrama de bloques del funcionamiento simplificado del MPC

El comportamiento de anticipación y el hecho de que puede considerar restricciones duras hace que el método sea tan valioso para controlar sistemas reales. Alineado con el aumento de la potencia computacional y a medida que los modelos de procesos complejos están cada vez más disponibles para todo tipo de sistemas, el MPC ahora permite el control de sistemas que antes eran impensables.

El MPC se basa en modelos que están disponibles en todas las disciplinas. Esto permite hacer uso de este conocimiento adquirido durante mucho tiempo y ahorra la tediosa formulación de una ley de control explícita. El MPC determina la ley de control automáticamente a través de una optimización basada en modelos. Esta formulación implícita, la flexibilidad y el uso explícito de modelos son las principales ventajas del MPC.

Es un conjunto de métodos de control avanzados que utilizan explícitamente un modelo para predecir el comportamiento futuro del sistema. Teniendo en cuenta esta predicción, determina una salida óptima resolviendo un problema de optimización con restricciones. A menudo, la función de costes se formula de tal manera que la salida del sistema sigue una referencia para un horizonte. Solo se aplica al sistema el primer valor de la trayectoria de salida optimizada. Esta predicción y optimización se repite en cada instancia de tiempo. En esencia la idea es que una optimización a corto plazo (predictiva) logre la optimización durante mucho tiempo. Se supone que esto es cierto ya que el error de un pronóstico próximo se considera pequeño en comparación con uno más distante. La combinación de predicción y optimización es la principal diferencia con los enfoques de control convencionales.

El horizonte de predicción debe ser lo suficientemente largo para representar el efecto de un cambio en la variable manipulada sobre la variable de control. Los retrasos pueden ser considerados por el horizonte de predicción inferior o incorporándolos al modelo del sistema. A menudo, este último es más intuitivo y el horizonte de predicción inferior se establece en 1 para tener en cuenta el tiempo de cálculo. En la figura 3.29 se muestra una representación genérica del funcionamiento del MPC.

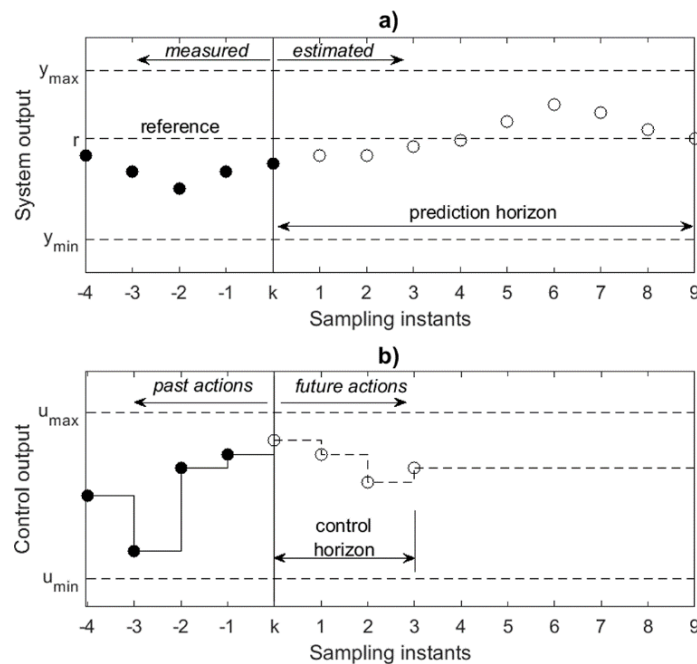


Figura 3.30: Representación genérica del MPC

3.5. Operación del MPC en sistemas híbridos con ESS

En los sistemas de energía híbridos que combinan fuentes de energías renovables y ESS, es necesario el diseño de estrategias de control adecuadas para una gestión energética sensata. Se pueden utilizar muchas técnicas de control diferentes para lograr ese objetivo.

En [73] se presentó una revisión de las estrategias de control óptimas para los sistemas de control de supervisión (*'Supervisory Control System'*, SCS) y los sistemas de gestión de la energía (*'Energy Management System'*, EMS) en microrredes. Como afirman los autores, entre otras alternativas, se utilizaron técnicas de control predictivo (*'Model Predictive Control'*, MPC) en microrredes para optimizar la gestión energética entre las fuentes de energía distribuida y los ESS.

En [74] se presenta otra revisión exhaustiva de SCS y EMS en microrredes. Los autores describen la estructura de los controles jerárquicos y discuten las principales características de la gestión centralizada y descentralizada, para centrarse en la descripción de las técnicas óptimas y EMS en configuraciones centralizadas. También se realiza una revisión de EMS en redes con energías renovables y ESS en [75]. Se consideraron diferentes enfoques, con una mención específica a los MPC y una revisión de varios documentos sobre el tema. El desarrollo de estrategias predictivas para controlar sistemas híbridos de energía se llevó a cabo en varios estudios [76]–[80].

En [76], los autores desarrollaron una técnica de control óptima para una microrred aislada basada en MPC no lineal. La microrred constaba de diferentes fuentes renovables, almacenamiento de energía en baterías y cargas residenciales e industriales. El controlador predictivo llevó a cabo una gestión de la energía para evitar desequilibrios, dejando así parte de la demanda sin atender en ciertas ocasiones.

En [77], se utilizó un MPC económico para la gestión energética de un sistema de microrred conectado a la red eléctrica. Los autores utilizaron el MPC para minimizar los costes de generación y distribución de energías mientras satisfacían un perfil de demanda establecido. En su configuración, los ESS se utilizaron para compensar los desequilibrios entre generación y demanda. El estado de carga (*'State of Charge'*, SOC) del ESS se introdujo como una restricción en el algoritmo de optimización. Sin embargo, este parámetro no estaba regulado activamente, y en algunos casos fue necesario el uso de un generador diésel. Además, no se consideraron incertidumbres entre el pronóstico y la generación de energía real de las fuentes renovables.

También se estudió un sistema de energía con varias fuentes en [78]. El almacenamiento eléctrico se consideró en forma de baterías en vehículos eléctricos. El

SOC de estas baterías se introdujo como una restricción del MPC. Sin embargo, no se evaluó la operación coordinada de diferentes ESS en una misma configuración híbrida.

En [79] se presentó un enfoque para minimizar el consumo de energía de la red a través del MPC. En este caso, se utilizó un ESS constituido por baterías para suministrar la energía necesaria al sistema híbrido durante los periodos de alta demanda, disminuyendo así la compra de energía a la red. Un sistema de conversión de energía eólica (*'Wind Energy Conversion System', WECS*) y un consumidor local también estuvieron presentes en el sistema híbrido. Sin embargo, no se consideró la posibilidad de introducir un ESS adicional capaz de realizar grandes intercambios de energía, ya que esta función estaba cubierta por la red.

En [80] se evaluó un sistema híbrido con varios ESS trabajando coordinadamente. Los autores propusieron un EMS basado en MPC para un sistema híbrido que acciona un tranvía. El MPC era responsable de regular el SOC de la batería y del UC, al mismo tiempo que podía suministrar la potencia demandada por el tranvía. Esta tarea se logró estableciendo las referencias actuales para los convertidores DC/DC utilizados para interconectar los ESS. No obstante, la incertidumbre introducida por la generación de energía renovable no fue un inconveniente en esta configuración, ya que los ESS eran las únicas fuentes de energía que alimentaban al tranvía. Además, cuando se produjo un exceso de energía en el sistema híbrido, la ausencia de un electrolizador hizo necesario disipar energía en una resistencia para no sobrecargar el bus de corriente continua.

3.6. Operación de EMS en estaciones de carga de vehículos eléctricos

Varios artículos recientes se han centrado en los EMS de los sistemas de carga rápida con paneles fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía compuestos por baterías. En 2016 se presentaron dos trabajos de EMS descentralizados para estaciones DCFC basados en controladores de reglas y predictivos [81], [82]. Ambos trabajos presentaban un EMS cuyo objetivo era un correcto funcionamiento eléctrico del sistema dejando de lado los aspectos económicos (aunque el apoyo a la red eléctrica se consideraba como un punto negativo ya que los EMS propuestos estaban diseñados específicamente para que las estaciones de carga funcionaran como sistemas autónomos en medida que fuera posible. Los resultados de la simulación mostraron que la estación de carga rápida funcionó sin problemas y de manera efectiva y, gracias a su control descentralizado, el FCS pudo funcionar como un sistema independiente la mayor parte del tiempo, aunque con apoyo ocasional de la red.

En [83] se modeló un DCFC similar para estudiar las cuatro formas posibles de flujo de energía del sistema, incluida la operación del vehículo a la red. Aunque también se presentó un modelo breve para el análisis de costo-beneficio de la inclusión de vehículos eléctricos en un área suburbana. El control propuesto fue diseñado para

mantener el comportamiento dinámico de la tensión del bus de corriente continua y la corriente y tensión de la batería dentro de sus rangos operativos. El principal objetivo del trabajo fue estudiar la transición entre los diferentes modos de operación de los sistemas y comprobar que el control era capaz de mantener el sistema en los rangos operativos durante los mismos.

Recientemente, en 2019, se publicó [84], que proponía un EMS basado en reglas cuyo objetivo era minimizar el uso de energía de la red pública y almacenar energía fotovoltaica cuando los vehículos no estaban conectados para cargarse. El EMS propuesto se validó mediante simulaciones con modelos de Matlab Simulink y realizando pruebas experimentales en laboratorio. Los resultados mostraron que el EMS mantuvo la tensión del bus de corriente continua en todos los modos de operación, incluidos los casos de red eléctrica sobrecargada, baja irradiación solar o desconexión temporal de los sistemas de almacenamiento de energía.

Finalmente, en 2020 [85], presentó un EMS para una estación de carga de vehículos eléctricos diseñada como una microrred de corriente continua. La estación de carga propuesta incluía un sistema de almacenamiento híbrido compuesto por un volante y baterías. El EMS se basó en el control por caída de tensión, muy extendido en la literatura del control de microrredes. Además, en los controladores de caída, se configuraron ciclos de histéresis para evitar el cambio frecuente entre los modos de control. El EMS también utilizó un filtro de paso bajo para separar las diferentes frecuencias. Los resultados de las simulaciones mostraron que el sistema de almacenamiento de energía híbrido tuvo un efecto evidente en la transición suave entre los modos de operación y el EMS fue satisfactorio en los diferentes casos de operación. Además, los autores destacaron que “el control central debe configurarse para mejorar aún más el rendimiento del control del sistema, a fin de garantizar el funcionamiento confiable del sistema, incluida la realización del monitoreo de energía, conveniente para la gestión de programación de la estación de carga”.

Como se ha señalado, los trabajos comentados anteriormente presentaban un EMS cuyo enfoque era la respuesta dinámica de los componentes de la estación de carga (*‘Charging Station’*, CS). Sin embargo, estos EMS necesitaban capas superiores que controlaran el programa de carga de los vehículos eléctricos, predijeran la producción futura de los sistemas renovables y, en general, tomaran decisiones sobre el intercambio de energía con la red teniendo en cuenta aspectos económicos. Son habituales en estos trabajos simulaciones de varios años de duración con intervalos de muestreo de minutos u horas para evaluar el correcto funcionamiento de esta capa de control. Este tipo de EMS es común en los estudios de microrredes, pero no en las estaciones de carga fotovoltaicas.

En el trabajo [20], se planteó el desafío que significa la gestión energética óptima de una estación de carga de vehículos eléctricos con un sistema fotovoltaico debido a la

alta variación inter temporal de la producción de electricidad del sistema fotovoltaico y el tráfico variable en la estación de carga. Para abordar el desafío antes mencionado, propusieron incorporar un sistema de almacenamiento de energía a la estación de carga y también dotar a la estación de carga a través de red. Estas incorporaciones trajeron complejidad al sistema que necesitaba un EMS sofisticado que optimizara la programación de carga y descarga de los vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento de energía. Además, el EMS evitó la sobrecarga y minimizó el costo operativo de la estación priorizando el uso de la energía obtenida del sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento de energía. La novedad de este trabajo fue emplear un EMS cuya formulación matemática fuera factible para aplicaciones en tiempo real ya que la mayoría de estudios previos utilizaban formulación matemática no lineal con métodos de optimización que no pueden ser utilizados en tiempo real.

Como se puede ver, aparte de [20] ninguno de los artículos centró las estaciones de carga compuestas por energía renovables (específicamente, sistemas fotovoltaicos) y sistemas de almacenamiento de energía. Esta brecha motivó el desarrollo del EMS presentado en esta tesis. Además, continua con la línea de investigación de trabajos anteriores [81], [86]

Capítulo 4: Descripción y modelado de las configuraciones evaluadas

A lo largo de esta tesis, se han analizado dos configuraciones híbridas con sistemas de almacenamiento de energía. Los sistemas estudiados han sido modelados mediante Matlab/Simulink, y simulados bajo distintas condiciones para evaluar su correcto funcionamiento. En este apartado, se detallan las dos configuraciones elegidas, concediendo una visión concisa de las características más relevantes, así como el modelado de los elementos que intervienen en ellas.

4.1. Descripción de la configuración híbrida 1

El sistema híbrido propuesto en la configuración 1 está formado de cuatro elementos.

- Un aerogenerador que actúa como principal fuente de energía. Este aerogenerador opera en el punto de máxima potencia para maximizar la energía capturada del viento.
- Dos sistemas de almacenamiento de energía (*'Energy Storage System'*, ESS) acoplados al aerogenerador como fuentes de energía secundarias. Estos ESS incrementan la capacidad de controlar y regular la generación de energía, reduciendo así los inconvenientes de la producción de energía fluctuante e intermitente de esta fuente verde.

En esta configuración se utiliza un aerogenerador de inducción doblemente alimentado (*'Doubly-Fed Induction Generator'*, DFIG). Los dispositivos se conectan al bus de corriente continua del DFIG a través de convertidores de potencia DC/DC. Por lo tanto, la potencia suministrada por los ESS en DC se convierte a AC utilizando el convertidor del lado de la red (*'Grid Side Converter'*, GSC) del DFIG, evitando la necesidad de añadir etapas de conversión AC/DC adicionales para inyectar la potencia proporcionada por los ESS a la red.

El aerogenerador y los ESS deben operar coordinadamente para conseguir intercambios de energía eficientes entre el sistema híbrido y la red. En este sentido, es necesario diseñar un sistema de gestión de la energía para proporcionar las referencias de potencia a los sistemas de control de cada convertidor electrónico de potencia. El sistema de gestión de la energía propuesto para esta configuración está basado en control predictivo (*'Model Predictive Control'*, MPC).

En cuanto a los ESS, se consideran dos tecnologías diferentes. Esta configuración con ESS presenta importantes ventajas, ya que las principales características de cada ESS pueden ser consideradas para el desarrollo de diferentes funciones en el sistema híbrido. En este sentido, se han elegido:

- Los supercondensadores (‘Ultra-Capacitors’, UC) debido a su alto rendimiento en ciclos rápidos de carga y descarga
- El sistema de hidrógeno, que está constituido por una pila de combustible (‘Fuel Cell’, FC), un tanque de hidrógeno y un electrolizador (‘Electrolyzer’, EZ), debido a la gran cantidad de energía que puede almacenar durante largos periodos de tiempo.

Un esquema de la configuración del sistema híbrido se muestra en la figura 4.1, que muestra los principales componentes y señales de control. Además el comportamiento de esta configuración híbrida ha sido validada en [87] donde se muestran los resultados obtenidos por el mismo.

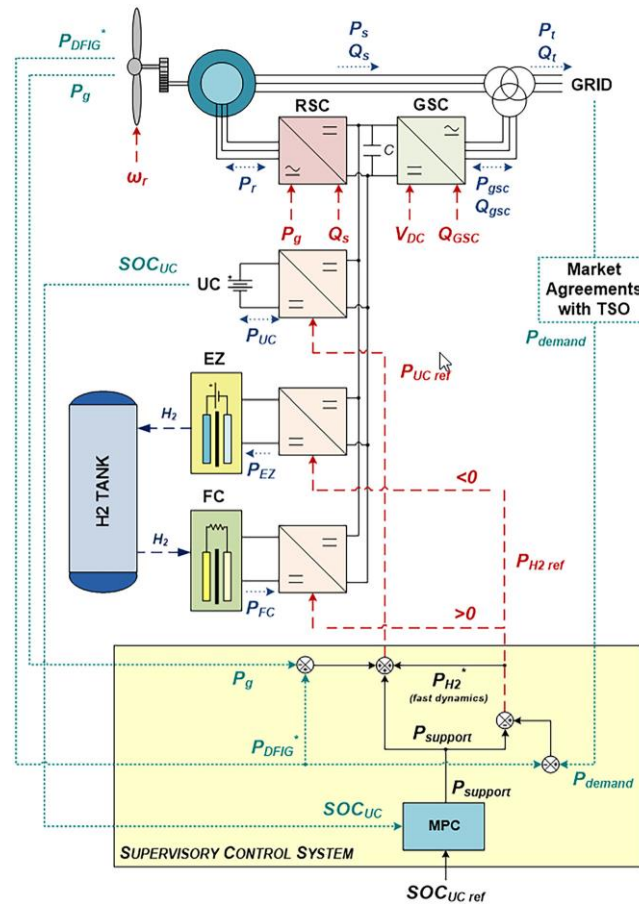


Figura 4.1: Esquema de la configuración híbrida 1

4.2. Descripción de la configuración híbrida 2

El sistema híbrido propuesto en la configuración 2 es una estación de carga para vehículos eléctricos formada por 6 unidades de carga rápida de 45 kW acorde con la IEC 61851-1 [88]. Esta configuración híbrida se ha validado en [89] donde se muestran los resultados obtenidos bajo diferentes condiciones de operación.

Está compuesto por un sistema de paneles fotovoltaicos que trabajan en el régimen de punto de máxima potencia, dos sistemas de almacenamiento de energía y la conexión a la red.

Los ESS utilizados en esta configuración son un sistema de hidrógeno, compuesto por una FC, un tanque de hidrógeno y un EZ, y una batería.

Todas las fuentes de energía están conectadas a un bus de corriente continua común de media tensión ('*Medium Voltage Direct Current* ', MVDC) de 1500 V a través de convertidores de impedancia ('*Z-Source Converters* ', ZSC).

Los convertidores de impedancia DC/DC se utilizan para conectar los paneles fotovoltaicos y el sistema de hidrógeno al bus de corriente continua. La pila de combustible utiliza el hidrógeno almacenado en el tanque, que es suministrado por el electrolizador. Ambos dispositivos, pila de combustible y electrolizador, están conectados al mismo convertidor de impedancia DC/DC.

Un inversor de impedancia ('*Z-Source Inverter* ', ZSI) que incluye la batería en la red de impedancia (sin convertidores DC/DC adicionales), llamado '*energy-stored quasi-ZSI*' (qZSI), se ha utilizado para conectar el sistema híbrido a la red.

Para el dimensionamiento de la configuración híbrida se ha utilizado el programa HOMER GRID v 1.2. En la figura 4.2, se muestra el esquema de la configuración híbrida presentada. Los datos de carga de los vehículos eléctricos se han obtenido de un perfil del plan tecnológico de estrategia de energía de Europa [90] y los datos de irradiación del sol y temperatura de una estación meteorológica situada en Algeciras (España). Los perfiles utilizados corresponden a valores promediados por lo que no están afectados por los cambios de estaciones y se muestran en la figura 4.3.

Se han utilizado trece pilas de combustible de membrana electrolítica de polímero ('*Polymer Electrolyte Membrane* ', PEM) de 10 kW de la marca Hydrogenics

HyPM™[91], un electrolizador de ProtonOnsite modelo C30 [92] y un tanque de hidrógeno de 300kg para reproducir el sistema de hidrógeno.

Se ha utilizado una batería de ácido y plomo de Hoppecke™ [93]. El modelo comercial de esta batería es la Sun Power VR-L, que puede absorber una potencia alrededor de 3.8 kW y tiene una capacidad nominal de 1553 Ah. Para esta configuración ha sido necesario construir 4 ramas en paralelo de 46 baterías conectadas en serie.

Los sistemas de paneles fotovoltaicos están compuestos por paneles Atersa [94] con un pico de potencia de 420 kW, que representan la principal fuente de energía del sistema. Además, es necesaria la inclusión de 8 convertidores DC/DC de impedancia trabajando con la estrategia de punto de máxima potencia (‘Maximum Power Point Tracking’, MPPT).

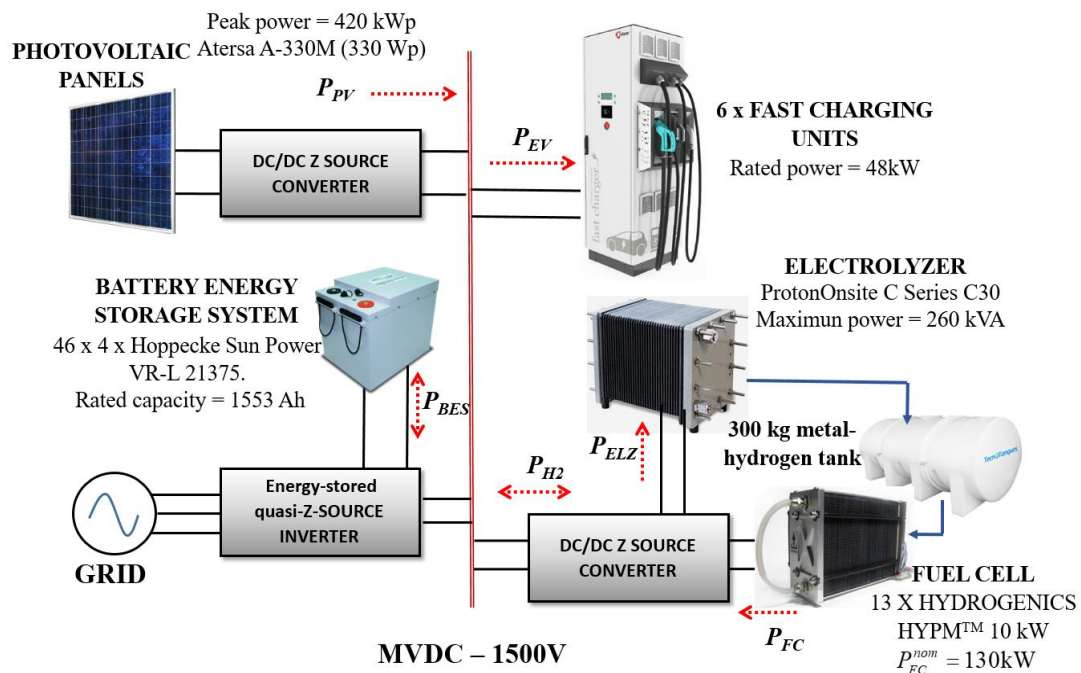


Figura 4.2:Esquema de la configuración híbrida 2

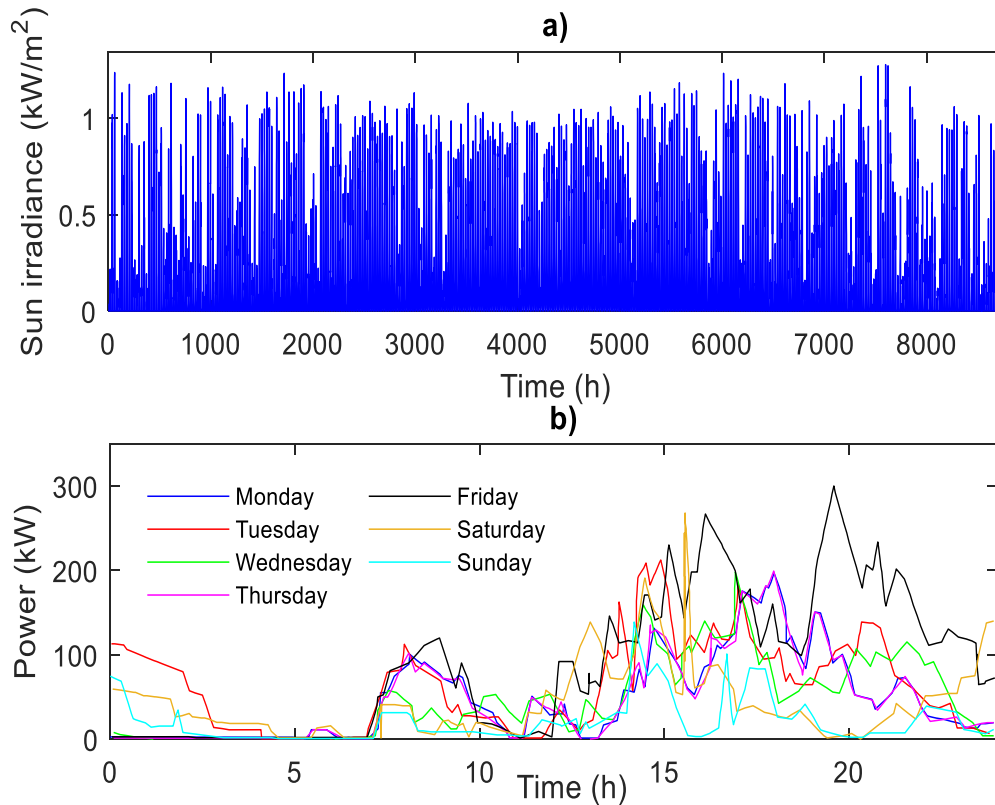


Figura 4.3:(a) Irradiación solar para un año, (b) Potencia demandada por los vehículos eléctricos en una semana

4.3. Modelado de los elementos de las configuraciones híbridas

En esta sección se describe el modelado de los elementos empleados en ambas configuraciones híbridas. Esto incluye aerogeneradores doblemente alimentados con su controlador del ángulo de la palas y paneles fotovoltaicos como fuentes de generación de energía renovables, baterías de ácido y plomo, supercondensadores y sistemas de hidrógeno (electrolizador, tanque de hidrógeno y pila de combustible) como sistemas de almacenamiento de energía, convertidores AC/DC y DC/DC y finalmente la red eléctrica.

4.3.1. Aerogenerador doblemente alimentado

Para este trabajo se ha utilizado un aerogenerador doblemente alimentado de velocidad variable de 1.5 MW manufacturado por General Electric cuyo modelado se muestra en[95], [96]. En la librería de “SimPowerSystems” de Simulink se encuentra un modelo de aerogenerador [97], el cual ha sido modificado para permitir la conexión y control de los sistemas de almacenamiento de energía del sistema híbrido.

El sistema mecánico de un aerogenerador consiste en un rotor aerodinámico y un tren motriz. El rotor, que está constituido por las palas y un buje, captura el viento y genera un par mecánico que se transmite al tren motriz por medio de la góndola. El

comportamiento está modelado según la teoría de cantidad de movimiento [98], en la cual, la potencia mecánica absorbida por la turbina eólica (P_{WT}) se calcula mediante la ecuación (4.1), donde ρ es la densidad del viento, A es el área de disco del rotor, v es la velocidad del viento y (C_p) el coeficiente de potencia. El coeficiente de potencia expresa la aerodinámica del rotor como una función ratio de velocidad (λ) y (θ) el ángulo de paso de las palas del rotor.

$$P_{WT} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p(\lambda, \theta) \cdot v^3 \quad (4.1)$$

El par mecánico desarrollado por el aerogenerador puede ser obtenido dividiendo la potencia mecánica (P_{WT}) por la velocidad de rotación del mismo. Este par se transmite hacia el generador eléctrico por medio del tren motriz a través de una multiplicadora que incrementa la velocidad angular hasta la requerida.

El modelado del tren motriz es comúnmente implementado mediante el clásico modelo dinámico de dos cuerpos. [98]. Este modelo está compuesto por dos cuerpos, el rotor aerodinámico y el rotor del generador, elásticamente conectados mediante muelles. Este acoplamiento se caracteriza por su rigidez y su factor de amortiguamiento. Se expresa mediante las ecuaciones (4.2)-(4.4), donde (T_{WT}) representa el par mecánico del eje del rotor aerodinámico, (T_{mec}) es el par mecánico del eje del generador, (T_e) es el par eléctrico del generador, (J_r) es la inercia aerodinámica del rotor, (J_g) es la inercia del generador, (K_{dt}) y (D_{dt}) son la rigidez y el amortiguamiento del acoplamiento mecánico, (ω_r) es la velocidad angular del generador y (F) es el coeficiente de rozamiento viscoso del eje del generador.

$$T_{WT} - T_{mec} = J_g \cdot \frac{d\omega_{WT}}{dt} \quad (4.2)$$

$$T_{mec} = D_{dt} \cdot (\omega_{WT} - \omega_r) + K_{dt} \cdot \int (\omega_{WT} - \omega_r) dt \quad (4.3)$$

$$T_e - T_{mec} - \omega_r \cdot F = J_r \cdot \frac{d\omega_r}{dt} \quad (4.4)$$

El aerogenerador doblemente alimentado está representado mediante un modelo de quinto orden [99]. Este consiste en cuatro ecuaciones diferenciales eléctricas (dos ecuaciones para las tensiones del estátor y dos para las tensiones del rotor) y una ecuación diferencial mecánica que incluye el modelo del tren motriz. Las ecuaciones eléctricas están expresadas en el marco de referencia de cuadratura directa (dq) girando a la velocidad de sincronismo (ω_s), dadas por las ecuaciones (4.5)-(4.8), donde (u) es la tensión, (i) la corriente, (ϕ) representa el flujo magnético, (R) la resistencia, (L) la

inductancia, los índices d y q se refieren a las componentes de la cuadratura directa y los índices s y r al estátor y al rotor respectivamente.

$$u_{ds} = R_s \cdot i_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} - \omega_s \cdot \varphi_{qs} \quad (4.5)$$

$$u_{qs} = R_s \cdot i_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} - \omega_s \cdot \varphi_{ds} \quad (4.6)$$

$$u_{dr} = R_r \cdot i_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \cdot \varphi_{qr} \quad (4.7)$$

$$u_{qr} = R_r \cdot i_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi_{qr} - (\omega_s - \omega_r) \cdot \varphi_{dr} \quad (4.8)$$

Los enlaces de flujos están expresados en las ecuaciones (4.9)-(4.12), donde el índice m es la magnetización.

$$\varphi_{ds} = L_s \cdot i_{ds} + L_m \cdot i_{dr} \quad (4.9)$$

$$\varphi_{qs} = L_s \cdot i_{qs} + L_m \cdot i_{qr} \quad (4.10)$$

$$\varphi_{dr} = L_r \cdot i_{dr} + L_m \cdot i_{ds} \quad (4.11)$$

$$\varphi_{qr} = L_r \cdot i_{qr} + L_m \cdot i_{qs} \quad (4.12)$$

El par electromecánico del generador se calcula mediante la siguiente ecuación (4.13), donde (p) es el número de pares de polos.

$$T_e = 1.5 \cdot p \cdot (\varphi_{ds} \cdot i_{qs} - \varphi_{qs} \cdot i_{ds}) \quad (4.13)$$

Cuando el aerogenerador opera bajo la estrategia de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), el controlador del ángulo de inclinación ajusta el ángulo de inclinación de la pala reduciendo el coeficiente de potencia, y de este modo la potencia extraída del viento cuando la velocidad angular está por encima de la nominal. El controlador mantiene el ángulo de inclinación óptimo cuando la velocidad del generador está por debajo de la nominal, y de esta forma el aerogenerador opera con una eficiencia de potencia óptima. Por otro lado, cuando la turbina de viento opera bajo la estrategia de potencia limitada o reducida, este controlador limita la velocidad angular a la nominal. Además, el controlador del ángulo de inclinación de las palas actúa como limitador de la velocidad angular en cualquiera de las condiciones de operación [100]. Esto se consigue mediante un lazo de control basado en un PI, el cual incluye limitadores de velocidad y ángulo para parecerse a la respuesta de los actuadores reales [95].

4.3.2. Sistema de paneles fotovoltaicos

Un sistema de paneles fotovoltaicos está compuesto por muchas células conectadas en serie y en paralelo, con la intención de suministrar una potencia de salida dependiendo de la radiación y la temperatura del ambiente. El modelo del único-diodo se ha elegido para representar el comportamiento de los paneles fotovoltaicos, ya que es un modelo que está ampliamente aceptado y es usado en muchos artículos de investigación en la bibliografía [101], [102]. Los elementos de este modelo son un diodo, una fuente de corriente controlada, una resistencia en serie y una resistencia en paralelo. El modelo del panel recibe la irradiación y temperatura como entradas, mientras que la curva de características I-V es la salida.

El modelo matemático para la corriente de salida se da en las ecuaciones (4.14)-(4.16).

$$I_{pv} = I_L - I_{sat} \left(e^{\frac{q(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{NkT_{pv}}} - \frac{(V_{pv} + I_{pv}R_s)}{R_{sh}} \right) \quad (4.14)$$

$$I_L = I_{L0}(1 + k_0(T - 300)) \cdot \frac{G}{G_n} \quad (4.15)$$

$$I_{sat} = I_{sat,n} \left(\frac{T_n}{T} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{ak} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (4.16)$$

Donde (I_{L0}), (I_L) son las corrientes inducidas por el sol a 300 K y la corriente inducida por el sol, respectivamente. ($I_{sat,n}$), (I_{sat}) son la corriente de saturación nominal del diodo y la corriente de saturación. La constante de Boltzmann se representa por la letra (k). La carga elemental de un electrón (C) se representa por (q). (K_0) es una constante dependiente de las características del panel fotovoltaico. (T) y (T_n) son la temperatura de operación y la nominal del panel. (E_g) es la energía de banda prohibida del semiconductor, a la constante ideal del diodo. (R_{sh}) y (R_s) son las resistencias paralelas y en serie, respectivamente. (G) y (G_n) son la irradiación y la irradiación nominal en la superficie del dispositivo.

El módulo solar monocristalino A-330M ATERSA ULTRA [94] es el considerado en este estudio. Puede alcanzar una potencia de 330 W, con una tensión de 34,4 V en su punto de máxima potencia. Tal y como se ha descrito en la revisión bibliográfica, la tecnología de paneles monocristalinos presenta una buena eficiencia y su coste está decayendo año por año debido a su popularidad. Otras características de este modelo son la tensión de circuito abierto, cuyo valor es de 41,6 V, la corriente de cortocircuito es de 10,27 A y la corriente en el punto de máxima potencia es de 9,6 A.

La figura 4.3 compara la curva tensión-corriente obtenida por el modelo de los paneles fotovoltaicos y la del dispositivo comercial utilizado en este trabajo. Los resultados reflejan una aproximación apropiada del modelo respecto al equipo real.

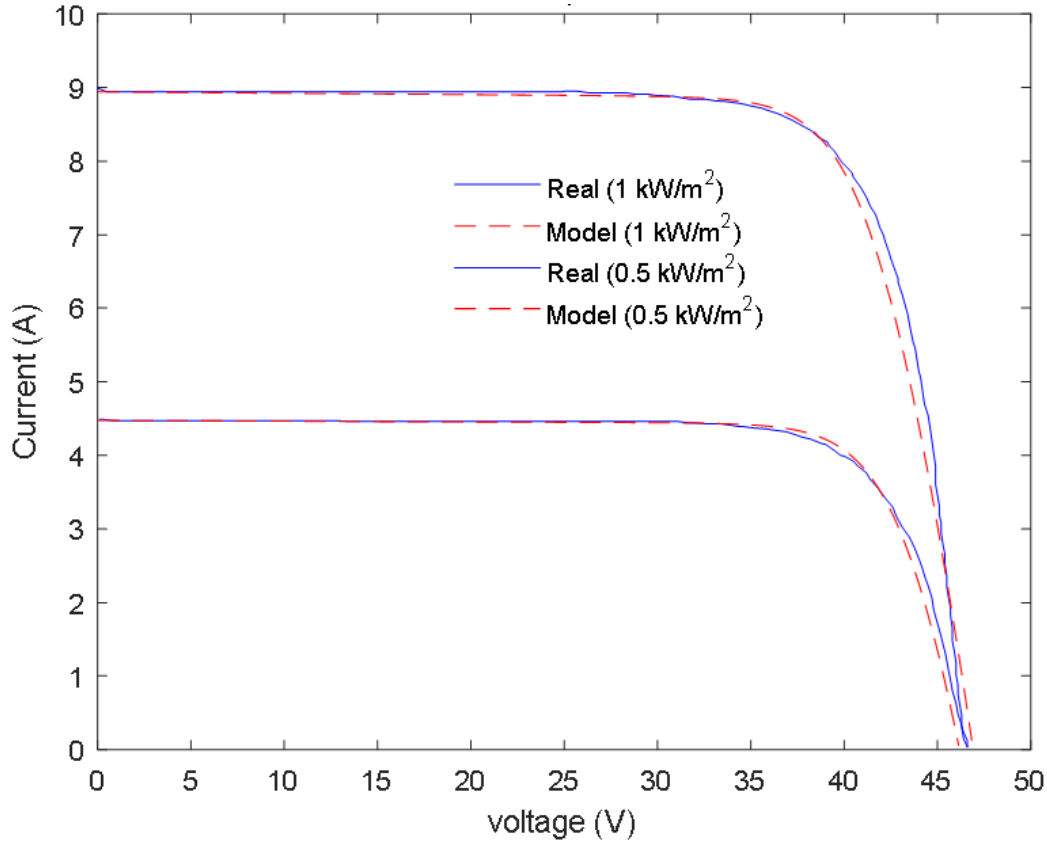


Figura 4.4: Curva de tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos

4.3.3. Batería de ácido y plomo

Las baterías electroquímicas de ácido y plomo se han utilizado muy a menudo en configuraciones híbridas. En esta tesis, estas baterías se han modelado conforme al bloque de baterías de la librería “SimPowerSystems” de Matlab/Simulink [97]. Además, se ha validado el modelo utilizando los parámetros del modelo comercial Sun Power VR-L de HoppeckeTM [93]. Para la validación se ha comparado la curva de descarga de la batería del fabricante, con la obtenida según el modelo (figura 4.4). Esta batería puede absorber una potencia máxima de 3.8 kW y tiene una capacidad nominal de 1553 Ah.

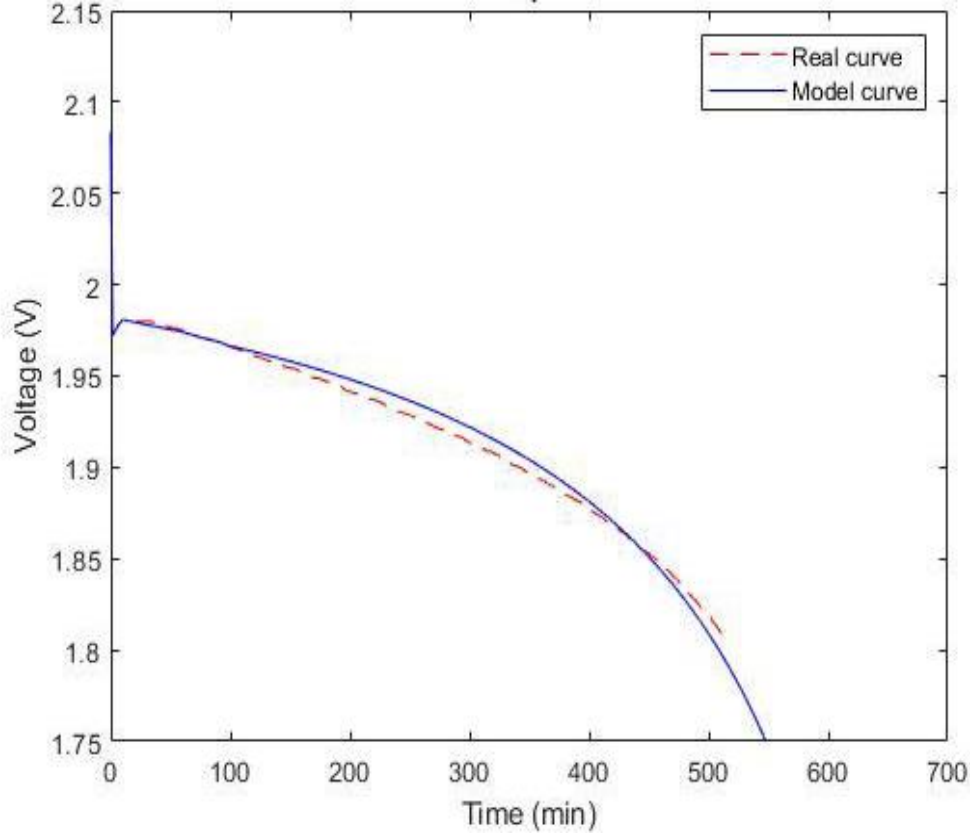


Figura 4.5: Curva de descarga de la batería

En este trabajo, la batería de ácido y plomo se ha modelado como una fuente de tensión variable conectada en serie a una resistencia que actúa como las pérdidas internas del dispositivo. Por consiguiente, la tensión de la batería (U_{bat}) se obtiene mediante la ecuación (4.17), donde (E_{bat}) la tensión en vacío, (i) es la corriente de la batería y (R_i) es la resistencia interna de la batería, la cual se asume constante en los ciclos de carga y descarga. Por el contrario, la tensión de vacío varía dependiendo de si la batería está en carga o descarga. (E_{bat}) es función de la corriente instantánea de la batería, de la capacidad extraída y del fenómeno de histéresis que aparece en los ciclos de carga y descarga. Esta tensión se puede calcular según las ecuaciones (4.18)-(4.19), donde (E_0) es la componente constante de la tensión de vacío, (K) es la constante de polarización, (i^*) es la corriente dinámica de baja frecuencia, y (i_t) es la capacidad extraída. Además, (Q) es la capacidad máxima de la batería, y ($f_{hyst\ char}(i)$) y ($f_{hyst\ disch}(i)$) son las funciones de corriente de la batería que representan el fenómeno de la histéresis durante los ciclos de carga y descarga.

$$U_{bat} = E_{bat} - R_i \cdot i \quad (4.17)$$

$$E_{bat\ char} = E_0 - K \cdot \frac{Q}{|i_t| + 0,1 \cdot Q} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i_t + f_{hyst\ char}(i) \quad (4.18)$$

$$E_{bat\ disch} = E_0 - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i^* - K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \cdot i_t + f_{hyst\ disch}(i) \quad (4.19)$$

Aparte del comportamiento de la tensión y corriente en la batería, monitorizar el estado de carga (SOC) de la misma es un aspecto relevante a tener en cuenta para la conservación y adecuada operación de la misma. Esta tarea se desarrolla a menudo por el sistema de gestión de la energía que gobierna la configuración híbrida. En consecuencia, determinar el estado de carga de la batería de forma dinámica es necesario. Este puede ser calculado mediante la siguiente ecuación (4.20).

$$SOC_{Bat}(\%) = \left(1 - \frac{\int i \, dt}{Q}\right) \cdot 100 \quad (4.20)$$

4.3.4. Supercondensador

Como ocurre con la batería, el modelo del supercondensador utilizado en esta tesis pertenece a la librería “SimPowerSystem” de Matlab/Simulink. Consiste en un supercondensador genérico compuesto por una fuente de tensión y una resistencia equivalente en serie.

Los supercondensadores tienen un tiempo de respuestas bastante rápido (menos de 5ms), alta eficiencia energética (85% - 98%), larga vida (más de 100.000 ciclos), y alta densidad de potencia (500 – 5000 W/kg). Además, su capacidad de cargarse y descargarse rápidamente junto con las características mencionadas anteriormente, lo convierten en un dispositivo muy apropiado para las configuraciones híbridas en las que la energía eólica es la principal fuente de generación renovable.

La energía consumida y liberada por el supercondensador es directamente proporcional a la capacidad y la tensión del dispositivo, como se muestra en la ecuación (4.21) [103]. Valores positivos de E_{UC} corresponden con energía liberada de supercondensador, por otro lado, los valores negativos implican una absorción de energía.

$$E_{UC} = \frac{1}{2} C (V_i^2 - V_f^2) \quad (4.21)$$

Donde (C) es la capacidad del supercondensador, (V_i) es la tensión inicial en el instante antes de empezar a descargarse, y (V_f) la tensión cuando el proceso de descarga finaliza.

El nivel de tensión necesaria puede ser obtenido conectando supercondensadores en serie, y la capacidad, conectándolos en paralelo. La capacidad total y resistencia interna total del grupo de supercondensadores se calcula mediante las siguientes ecuaciones (4.22)-(4.23).

$$C_{UC}^{total} = n_p \cdot \frac{C}{n_s} \quad (4.22)$$

$$r_{UC}^{total} = n_s \cdot \frac{ESR}{n_p} \quad (4.23)$$

Donde (n_p) es el número de supercondensadores conectados en paralelo, (n_s) el número de dispositivos en serie y (ESR) la resistencia interna equivalente.

Además, el estado de carga del supercondensador (SOC_{UC}) se expresa en función de la tensión nominal del equipo (V_{UC}^{nom}), tal y como se muestra en la ecuación (4.24).

$$SOC_{UC}(\%) = 100 \cdot \frac{V_{UC}}{V_{UC}^{nom}} \quad (4.24)$$

Es necesario tener en cuenta que en el modelo del supercondensador se ha considerado una resistencia interna constante para los procesos de carga y descarga, y a parte, no incluye los efectos de la temperatura ni la degradación del equipo.

Para este trabajo se ha elegido el producto BMOD0063 P125 de Maxwell Technologies [104], el cual tiene una capacidad de 2.5 kWh y una tensión a plena carga de 625 V.

4.3.5. Pila de combustible

En este trabajo se ha elegido una pila de combustible de membrana de intercambio de protones (PEM). Este tipo de pila de combustible tiene una alta densidad de potencia, una temperatura de operación relativamente baja, longevidad, alta eficiencia y un comportamiento dinámico aceptable [105], [106]. Para el modelado de este dispositivo se han tenido una serie de simplificaciones que se enumeran posteriormente:

- La pila de combustible se alimenta con hidrógeno y aire considerados como gases ideales.
- No existe caídas de presión por los canales de los electrodos.

- Todos los presostatos se eliminan. Se asume que el hidrógeno y oxígeno viene respectivamente desde un tanque y el compresor puede mantener un flujo másico estable, y en la salida, el flujo másico de los gases es proporcional a su presión parcial dentro del canal.
- La pila de combustible funciona a una temperatura óptima y con una humedad relativa constante.

La tensión de salida de la pila de combustible, (V_{fc}), se obtiene como la diferencia entre la tensión instantánea de Nernst's, (E_{cell}), y la tensión irreversible, (V_{irrev}) tal y como se muestra en la ecuación (4.25).

$$V_{fc} = E_{cell} - V_{irrev} \quad (4.25)$$

(E_{cell}) se calcula en la ecuación (4.26) y (V_{irrev}) (4.27) se puede expresar como la suma de la activación, concentración y caída de tensión (V_{act} , V_{conc} , V_{ohm}).

$$E_{cell} = E_{cell}^0 - k_e \cdot (T - T_{ref}) - \frac{R \cdot T}{2 \cdot F} \ln \left(\frac{p_{H_2O}}{p_{O_2}^{0.5} \cdot p_{H_2}} \right) \quad (4.26)$$

$$V_{irrev} = V_{act} + V_{conc} + V_{ohm} \quad (4.27)$$

Donde (E_{cell}^0) es la tensión reversible del estado estándar, k_e es una función del cambio de la entropía y la constante de Faraday, (T) es la temperatura de la pila de combustible, (R) es la constante de los gases ideales, (F) es la constante de Faraday, (p_{H_2O}) es la presión parcial del agua, (p_{O_2}) es la presión parcial del oxígeno y (p_{H_2}) es la presión parcial del hidrógeno.

Las presiones parciales pueden ser calculadas a través de un balance de masa entre el oxígeno y el hidrógeno en el ánodo y cátodo, respectivamente. Además, el flujo que reacciona del hidrógeno y del oxígeno puede ser obtenido mediante la ley de Faraday que se muestra en la ecuación (4.28)-(4.29).

$$q_{H_2}^r = \frac{N \cdot I_{FC}}{2 \cdot F} \quad (4.28)$$

$$q_{O_2}^r = \frac{N \cdot I_{FC}}{4 \cdot F} \quad (4.29)$$

Donde (N) es el número de células necesarias para alcanzar la tensión de salida de la pila de combustible, y (I_{FC}) es la corriente total generada por el dispositivo, que es la suma de la corriente de salida y la corriente consumida por el compresor. Este componente es responsable del control del oxígeno.

En este caso, la humedad relativa está considerada al 100%, por lo que el flujo de aire que tiene que ser suministrado por el compresor se calcula en la ecuación (4.30).

$$q_{air} = \left(1 + \frac{M_v \cdot p_{sat}(T_{atm})}{M_a \cdot [p_{atm} - p_{sat}(T_{atm})]}\right) \cdot \frac{1}{x_{O_2}} \cdot \lambda_{O_2} \cdot M_{O_2} \frac{N \cdot I_{FC}}{4 \cdot F} \quad (4.30)$$

Donde (p_{sat}) es la presión de saturación, la cual es una función de la temperatura atmosférica (T_{atm}), (p_{atm}) es la presión atmosférica, (M_v , M_a y M_{O_2}) son la masa molar del agua, del aire seco y del oxígeno respectivamente, y (x_{O_2}) es la fracción de masa del oxígeno presente en el aire. Estos parámetros se mantienen constantes en este modelo.

La potencia del compresor y el flujo de aire están relacionados mediante la ecuación termodinámica (4.31).

$$P_{com} = \frac{C_p \cdot T_{atm}}{\eta_{comp}} \left[\left(\frac{P_{cat}}{P_{atm}} \right)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right] q_{air} \quad (4.31)$$

Donde (C_p) es la capacidad de calor específica del aire, (γ) es la relación del calor específico del aire, y (η_{comp}) es la eficiencia del compresor.

Finalmente, la eficiencia global de la pila de combustible se calcula mediante la siguiente expresión (4.32)

$$\eta_{FCS} = \frac{P_{FC} \cdot \eta_{util} \cdot \eta_{therm} \cdot \eta_{FC}}{P_{FC} + \eta_{FC}} \quad (4.32)$$

Siendo (η_{therm}) la eficiencia termodinámica (0.98 a 298K), (η_{util}) la eficiencia del combustible, y (η_{FC}) la eficiencia en la pila de celdas de combustible calculada como la relación entre la tensión de salida y la tensión reversible en el estado estándar.

La respuesta dinámica de la pila de combustible es un aspecto importante a modelar. Así que, en este trabajo, la respuesta dinámica del dispositivo ha sido modelada por un sistema de primer orden con una constante de tiempo (τ_{fc}) y limitada en pendiente acorde con las restricciones físicas.

La pila de combustible que se ha elegido es la 10 kW Polymer Electrolyte Membrane (PEM) FC de Hydrogenics HyPM™ [91].

La figura 4.5 compara la curva de polarización obtenida por el modelo de la pila de combustible y la del dispositivo comercial utilizado en este trabajo. Los resultados reflejan una aproximación apropiada del modelo respecto al equipo real.

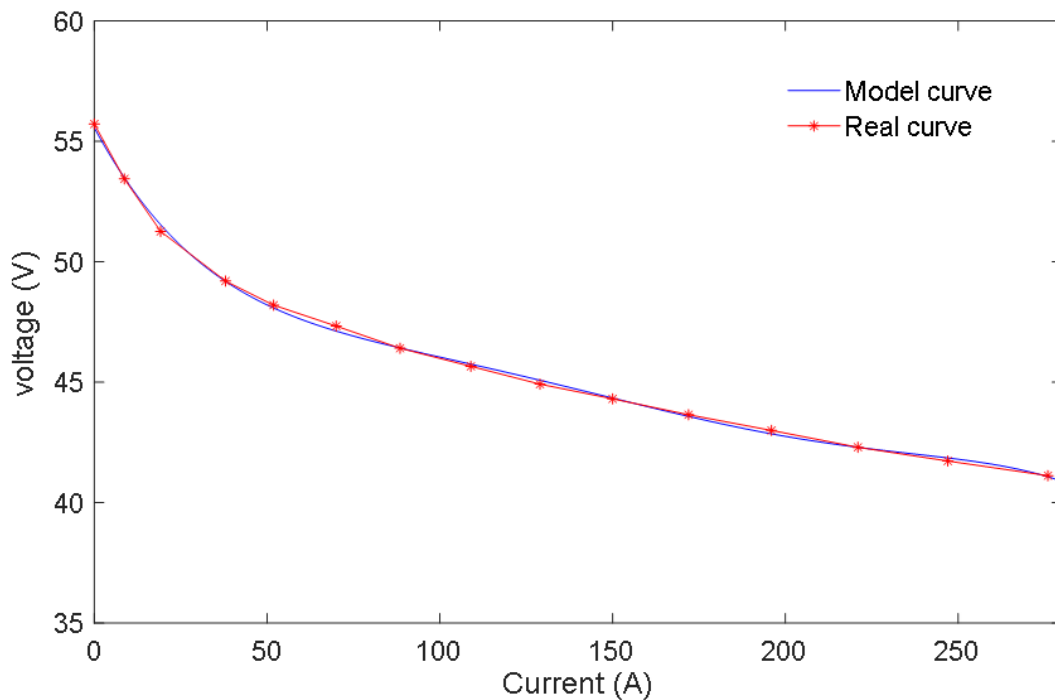


Figura 4.6: Curva de polarización de la pila de combustible

4.3.6. Tanque de hidrógeno

El modelado del tanque de hidrógeno se ha hecho por medio de un balance de flujos de caudales de hidrógeno, como se detalla en la ecuación (4.33). Este tanque tiene una capacidad de 300kg.

$$L_{H_2}(\%) = 100 \left(1 - \frac{1}{CAP} \sum (q_{H_2}^{pro} - q_{H_2}^{con}) \Delta t \right) \quad (4.33)$$

Siendo (L_{H_2}) el nivel del tanque de hidrógeno, (CAP), la capacidad del tanque, ($q_{H_2}^{pro}$) el caudal de hidrógeno producido por el electrolizador y ($q_{H_2}^{con}$) el caudal de hidrógeno consumido por la pila de combustible.

4.3.7. Electrolizador

Existen estudios que presentan varias alternativas para el modelado de un electrolizador PEM. Generalmente, solo dos parámetros son cruciales cuando la respuesta de un modelo de electrolizador es evaluada, la curva de polarización, que es la variación de la tensión respecto a la corriente, y la producción de hidrógeno. Otras magnitudes, como pueden ser la temperatura o la presión en ánodo, cátodo y membrana, son también relevantes para comprender el funcionamiento de este dispositivo, pero a veces se evitan para mejorar la simplicidad del modelo.

En los electrolizadores comerciales, la relación entre la tensión y corriente puede ser considerada constante para la mayoría de las curvas de polarización. Como consecuencia, la tensión del electrolizador se puede expresar como una función lineal de la corriente de entrada. Este modelo también trata con las variaciones de presión y temperatura del dispositivo. Como consecuencia, una vez que el modelo está ajustado adecuadamente, es capaz de reproducir la curva de polarización de un modelo real mediante diferentes condiciones de presión y temperatura, sin la necesidad de modificar ningún parámetro del modelo.

La respuesta de la tensión (V_{EZ}) está calculada mediante dos términos [107], como se muestra en la ecuación (4.34). El primer término corresponde a la tensión de vacío, mientras que el segundo es corriente dependiente. En ambos casos, el efecto de la presión y temperatura se tiene en cuenta.

$$V_{EZ}(T, p) = e_{rev}(T, p) + I_{EZ} \cdot R_i(T, p) \quad (4.34)$$

Este modelo de electrolizador se ha construido a través de la tensión mínima que permite un flujo de corriente en el dispositivo, llamado tensión reversible (e_{rev}), y la resistencia interna (R_i), que define la variación de la corriente del electrolizador (I_{EZ}) con cambios en la tensión de entrada. La particularidad de este modelo reside en la inclusión de los efectos de presión (p) y temperatura (T). Estos pueden ser conseguidos definiendo la tensión reversible y la resistencia interna, tal y como se muestra en las ecuaciones (4.35)-(4.36) [107]

$$e_{rev}(T, p) = e_{rev0} + \frac{R \cdot T}{2 \cdot F} \cdot \ln\left(\frac{p}{p_0}\right) \quad 4.35$$

$$R_i(T, p) = R_{i0} + k \cdot \ln\left(\frac{p}{p_0}\right) + dR_t \cdot (T - T_0) \quad 4.36$$

Algunos parámetros son necesarios para implementar las ecuaciones (4.35)-(4.36) en el modelo dinámico del electrolizador. (R) es la constante de gases ideales. Los valores de referencia de la tensión reversible, resistencia interna, presión y temperatura se calculan en las ecuaciones (4.35)-(4.36) como (e_{rev0}), (R_{i0}), (p_0) y (T_0) respectivamente. El parámetro de ajuste de la curva (k) también se implementa en la ecuación (4.36) junto con el coeficiente de la resistencia de la temperatura (dR_t). Estos parámetros se han diseñado como se muestra en la referencia [107], y luego se han modificado ligeramente para adaptarlos a las características del equipo comercial utilizado en este trabajo. Eventualmente, la tensión del electrolizador de la ecuación (4.34) se modifica acorde con el número de ramas en serie y paralelo considerados en el modelo dinámico.

Con respecto a la producción de hidrógeno, puede ser obtenido como se muestra en la ecuación (4.37) de la corriente del dispositivo, presión y temperatura. Este parámetro es también proporcional al número de células en serie del equipo, (n_c).

$$n_{H_2}(T, p) = \frac{T \cdot R}{p} \cdot \frac{I_{EZ}}{2 \cdot F} \cdot n_c \quad (4.37)$$

El conjunto de ecuaciones que se han mostrado anteriormente describe completamente el funcionamiento del modelo de electrolizador implementado en esta tesis.

El equipo comercial que se ha utilizado es el modelo C30 de ProtonOnsite, cuyas especificaciones se muestran en [92].

La figura 4.6 compara generación de hidrógeno obtenida por el modelo del electrolizador y la del dispositivo comercial utilizado en este trabajo. Los resultados reflejan una aproximación apropiada del modelo respecto al equipo real.

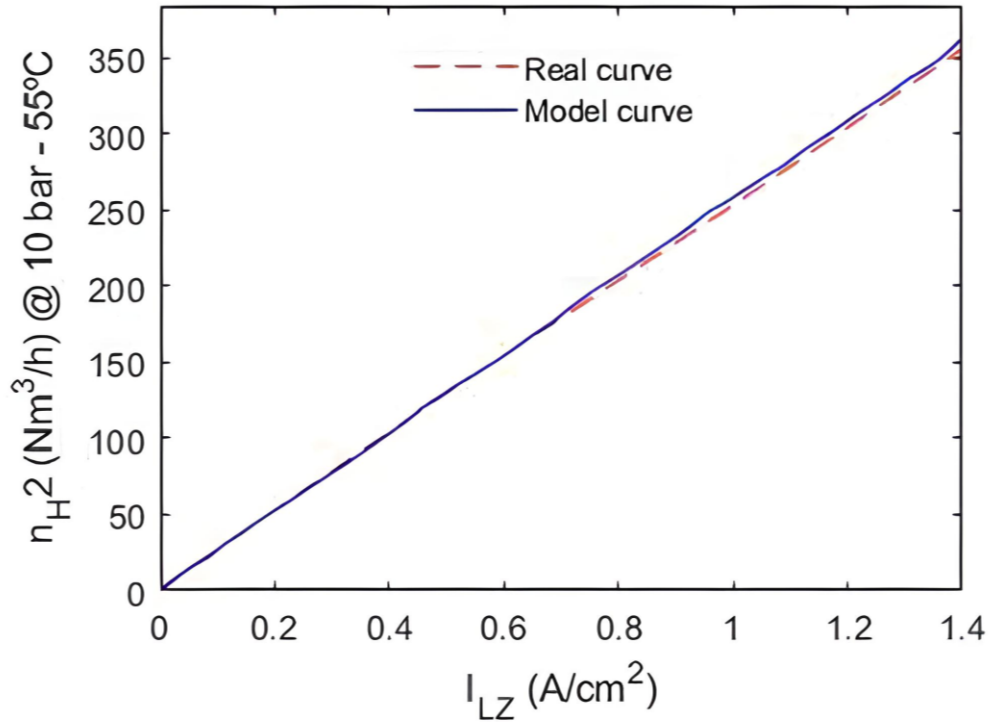


Figura 4.7: Curva de producción de hidrógeno del electrolizador

4.3.8. Convertidor de tensión trifásico ideal de dos niveles para el DFIG

El aerogenerador doblemente alimentado está equipado con un convertidor de potencia que permite el control de la velocidad de la turbina de viento mediante la variación de la frecuencia de las corrientes en los bobinados del rotor. Este convertidor de potencia está constituido por dos convertidores de tensión, normalmente llamados como RSC (Convertidor del lado del rotor, o en inglés '*Rotor Side Converter*') y el GSC (Convertidor del lado de la red, o en inglés '*Grid Side Converter*'), conectados a su vez por un bus de corriente continua en una configuración '*back-to-back*'. Además, en el bus de corriente continua hay un condensador para ayudar a estabilizar la tensión del bus de corriente continua. Estos dispositivos de conversión se han modelado como convertidores de tensión trifásicos de dos niveles basados en interruptores IGBT.

Se ha utilizado un modelo de conmutación ideal para ambos convertidores (lado del rotor y lado de la red). El esquema representativo de este modelo está compuesto por tres medios puentes de dos niveles idénticos, con interruptores IGBT y diodos antiparalelos. Este esquema se muestra en la figura 4.7. La tensión de la corriente alterna ($V_{abc}(t)$) puede ser modelada mediante las ecuaciones (4.38-4.40), donde ($s(t)$) son las señales de conmutación de los IGBT variables por el tiempo, y (V_{DC}) es la tensión del bus de corriente continua [108].

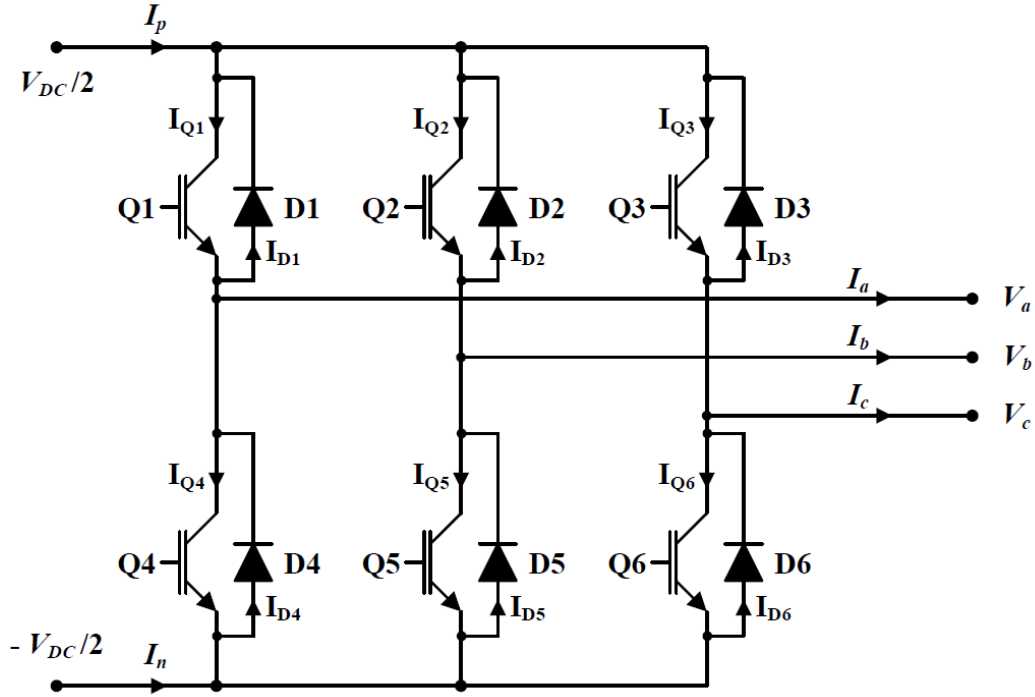


Figura 4.8: Diagrama simplificado de un convertidor de tensión trifásico ideal de dos niveles

$$v_a(t) = \frac{V_{DC}}{2} \cdot s_1(t) - \frac{V_{DC}}{2} \cdot s_4(t) \quad (4.38)$$

$$v_b(t) = \frac{V_{DC}}{2} \cdot s_2(t) - \frac{V_{DC}}{2} \cdot s_5(t) \quad (4.39)$$

$$v_c(t) = \frac{V_{DC}}{2} \cdot s_3(t) - \frac{V_{DC}}{2} \cdot s_6(t) \quad (4.40)$$

Las señales de conmutación ($s_1(t) - s_6(t)$) de las ecuaciones (4.38)-(4.40) pueden ser 1 o 0, dependiendo del estado de conducción en el que se encuentren los interruptores. Estos estados son obtenidos por medio de la estrategia de conmutación de modulación de ancho de pulso (PWM, 'Pulse-Width Modulation') implementada en el controlador del convertidor. Además, estas señales deben satisfacer las ecuaciones (4.41)-(4.43) en los modelos ideales de conmutadores.

$$s_1(t) + s_4(t) = 1 \quad (4.41)$$

$$s_2(t) + s_5(t) = 1 \quad (4.42)$$

$$s_3(t) + s_6(t) = 1 \quad (4.43)$$

Finalmente, las corrientes del convertidor del lado del bus de corriente continua se calculan por medio de las siguientes ecuaciones (4.44)-(4.45).

$$i_p(t) = i_a(t) \cdot s_1(t) + i_b(t) \cdot s_2(t) + i_c(t) \cdot s_3(t) \quad (4.44)$$

$$i_n(t) = i_a(t) \cdot s_4(t) + i_b(t) \cdot s_5(t) + i_c(t) \cdot s_6(t) \quad (4.45)$$

Este conjunto de ecuaciones modela el comportamiento del convertidor para el aerogenerador doblemente alimentado.

4.3.9. Modelo promediado del convertidor ideal trifásico de dos niveles

El bus DC consiste en un VSC situado en el lado del rotor y otro en el lado de la red, conectado a la red por medio de un reactor de fase para conseguir un control de potencia y filtrado de la corriente de salida del VSC. Para estudios dinámicos en estado estacionario, los modelos promediados ofrecen una eficiente y precisa representación del comportamiento del VSC [109]. Además, se pueden utilizar para convertidores de dos o tres niveles. En el modelo promediado del VSC, la tensión trifásica (V_{abc}) se expresa según la ecuación (4.46), donde (V_{dc}) es la tensión del bus DC; mientras que (m_{abc}) es la función de modulación obtenida por los lazos de control del VSC. Los terminales AC de este convertidor se modelan como fuentes de tensión controladas definidas en la ecuación (4.46).

$$V_{abc} = \frac{1}{2} \cdot V_{dc} \cdot m_{abc} \quad (4.46)$$

Por otro lado, la corriente del bus DC (I_{dc}) se determina en la ecuación (4.47), donde (i_{abc}) es la corriente de salida a través de los terminales AC del convertidor. Esta corriente DC alimenta al bus de DC por medio de una fuente de corriente controlable conectada entre los terminales positivo y negativo.

$$I_{dc} = \frac{1}{2} \cdot (m_a \cdot i_a + m_b \cdot i_b + m_c \cdot i_c) \quad (4.47)$$

4.3.10. Inversor de quasi-impedancia con almacenamiento de energía

La configuración típica de un inversor de quasi impedancia (*'quasi Z-source inverter'*, qZSI) consiste en un inversor trifásico tradicional (*'Voltage Source Inverter'*, VSI) y una red de impedancia compuesta por dos condensadores (C_1 y C_2) y dos bobinas (L_1 , y L_2). Estos componentes están dimensionados para limitar el rizado de la corriente

y la tensión [110]. En esta configuración se presenta un qZSI con una batería conectada en paralelo al condensador C_2 , como se muestra en la figura 4.8. La salida del convertidor con batería, al igual que si no la tuviera, se conecta a un VSI tradicional. En general, para este tipo estado de conversión de corriente continua a alterna, es necesario un estado de elevación para conseguir un nivel de tensión adecuado antes de conectarlo al VSI a través de los estados ‘shoot-through’, siendo esta una de las características principales de los qZSI.

Durante los ciclos de conmutación, los qZSI permiten dos posibles estados de operación, llamados ‘shoot-through’ y ‘non shoot-through’. En los estados ‘shoot-through’, ambos interruptores de una pata están activos simultáneamente, haciendo un cortocircuito en el lado de corriente continua del inversor. Por otro lado, en los estados de ‘non shoot-through’, el inversor se comporta como un VSI tradicional [111]. Esto se muestra en la figura 4.8.

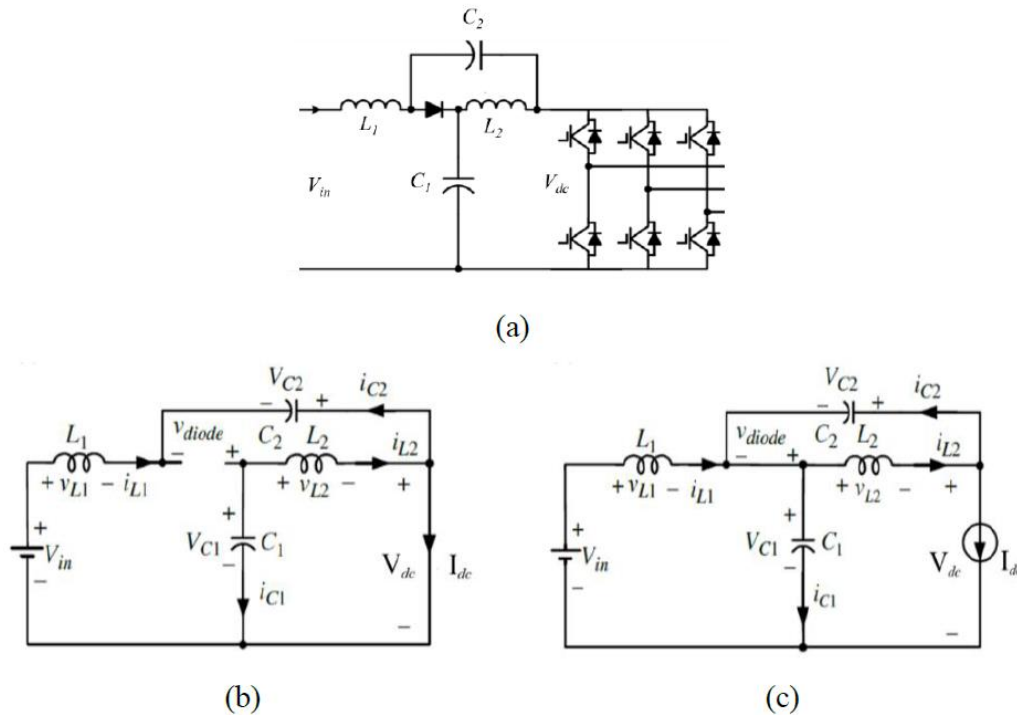


Figura 4.8:(a) Estructura general de un convertidor qZSI, (b) Estados de shoot-through (STS) y (c) Estados de no shoot-through (NSTS)

En la figura 4.9 se muestra la topología del qZSI con la batería en ambos estados shoot-through y no shoot-through.

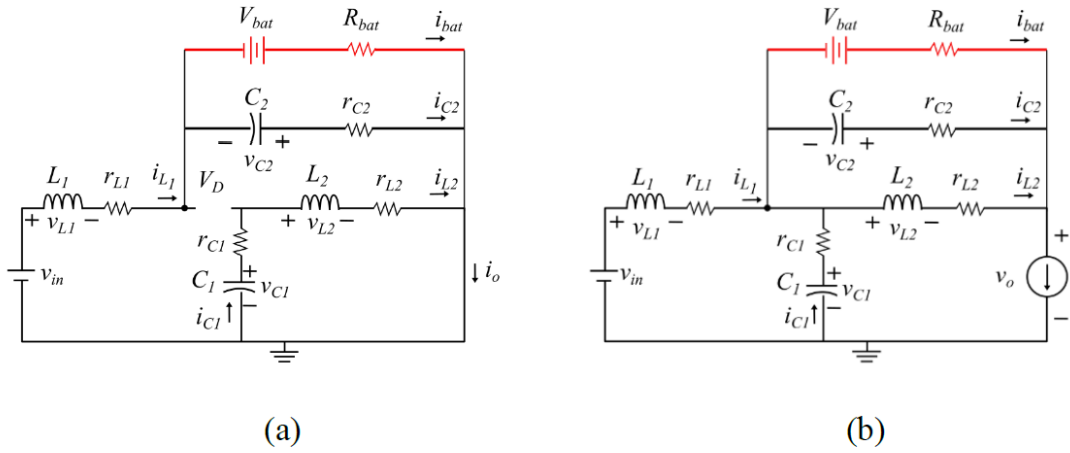


Figura 4.9:(a) qZSI con batería en STS y (b) qZSI con batería en NSTS

La capacidad (C) de los condensadores y la inductancia (L) de las bobinas son los principales parámetros a diseñar en el qZSI. De acuerdo con la referencia [111], la inductancia de la red de impedancia se puede calcular como se muestra en la ecuación (4.48).

$$L = \frac{1}{2} \cdot T_{0max} \cdot \frac{M_{min} v_{in}}{r_i I_{in}} \quad (4.48)$$

Donde (I_{in}) y (v_{in}) son las entradas de corriente y tensión al qZSI respectivamente, (r_i) es el rizado de la corriente de las bobinas, el cual está limitado al 20% y (T_0) es el periodo de ‘shoot-through’ dado por la ecuación (4.49).

$$T_{0max} = \frac{2 - \sqrt{3} M_{min}}{2 f_s} \quad (4.49)$$

Donde (f_s) es la frecuencia de conmutación.

El índice de modulación mínimo (M_{min}) para la técnica de modulación de espacio de vectores aplicada a los inversores de impedancia (ZSVM6) [112], se calcula en la ecuación (4.50)

$$M_{min} = \frac{\pi G_{max}}{3G_{max} \cdot \sqrt{3} - \pi} \quad (4.50)$$

Donde la ganancia máxima del inversor (G_{max}) se expresa en la ecuación (4.51) como:

$$G_{max} = \frac{v_{ac}}{v_{in,min}/2} \quad (4.51)$$

Donde (v_{ac}) es la tensión de línea pico.

La capacidad (C) se obtiene de la ecuación (4.52), ajustando el rizado de la tensión (r_v) a un 1%.

$$C = 2T_{0max} \cdot \frac{I_{in}}{r_v \hat{v}_{dc}} = \frac{2T_{0max} I_{in} (1 - 2D_{max})}{r_v v_{in}} \quad (4.52)$$

Donde ($\hat{v}_{dc}$) es la tensión de salida en corriente continua de la red de impedancia.

Finalmente, el porcentaje de trabajo (D_{max}) se obtiene de la ecuación (4.53).

$$D_{max} = 1 - \frac{3\sqrt{3}M_{min}}{2\pi} \quad (4.53)$$

4.3.11. Modelo simplificado del convertidor qZSI con batería

El modelo que se ha presentado en el punto anterior corresponde al modelo detallado o modelo de conmutación completa, ya que todos los componentes se modelan, incluyendo la red de impedancia y los interruptores del qZSI. Una alternativa para representar el comportamiento dinámico de dicho convertidor con una precisión adecuada mientras se resta complejidad al modelo, es el modelo simplificado propuesto en [113]. Este modelo se basa en valores promediados de las variables, fuentes de tensión y corrientes, y el mismo circuito de control del modelo detallado a excepción de los pulsos para los interruptores de potencia. El modelo simplificado permite una simulación más rápida y es útil para el diseño del control y análisis dinámicos.

Debido a que los disparos de los interruptores no se consideran en este modelo, el procesamiento de datos se reduce notablemente, mientras que se obtienen unos resultados similares al modelo detallado. De este modo, este modelo no presenta armónicos en la corriente ni la tensión.

Este modelo se compone de una fuente de corriente controlada en el lado de la generación, y tres fuentes de tensión controladas en el lado de la red y una fuente de tensión controlada para los terminales del condensador C_2 . Como en el modelo detallado, la batería se conecta en los terminales de C_2 . La figura 4.10 muestra el esquema propuesto del modelo simplificado.

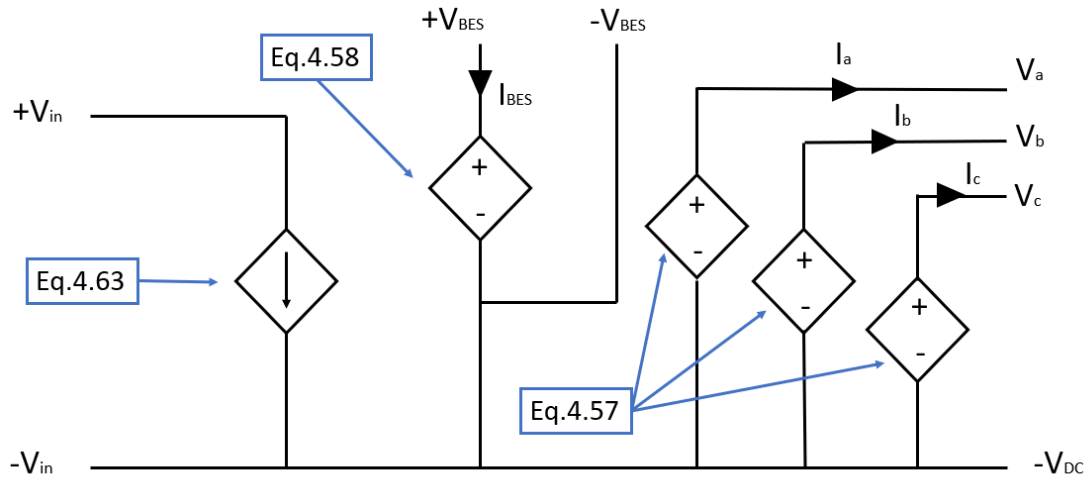


Figura 4.10: Modelo simplificado del qZSI

En un qZSI ideal, la tensión de entrada (V_{in}) y la tensión a través del condensador C_1 (V_{C1}) o el bus DC (V_{DC}) se relacionan mediante la ecuación (4.54), donde (D) es el tiempo de 'shoot-through'. La ecuación (4.55) muestra la relación entre (V_{in}) y la tensión de salida de la red de impedancia (V_{dc}). (V_{dc}) y las tensiones AC se relacionan mediante (m_a), (m_b) y (m_c), como se describe en la ecuación (4.56), donde (B) es la ganancia de elevación. Los valores (D) y ($m_a(t)$), ($m_b(t)$) y ($m_c(t)$) se obtienen desde los lazos de control descritos posteriormente. Estos se necesitan para un buen control del flujo de potencia entre los componentes del bus DC.

$$V_{C1} = V_{DC} = \frac{1-D}{1-2D} \cdot V_{in} \quad (4.54)$$

$$V_{DC} = \frac{1}{1-2D} \cdot V_{in} = B \cdot V_{in} \quad (4.55)$$

$$v_{abc} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (V_{DC} \cdot m_{abc}) \quad (4.56)$$

Ahora, sustituyendo (V_{dc}) de la ecuación (4.55) en la ecuación (4.56), se obtiene una relación directa entre la tensión de entrada de la fuente de generación (V_{in}) y la tensión de salida AC tal y como se muestra en la ecuación (4.57).

$$\begin{aligned} v_a &= \frac{B}{\sqrt{3}}(V_{in} \cdot m_a) \\ v_b &= \frac{B}{\sqrt{3}}(V_{in} \cdot m_b) \\ v_c &= \frac{B}{\sqrt{3}}(V_{in} \cdot m_c) \end{aligned} \quad (4.57)$$

La tensión del condensador C_2 (V_{C2}) se obtiene de (V_{in}), como se muestra en la ecuación (4.58). En esta configuración, esta tensión (V_{C2}) corresponde con la tensión de la batería (V_{BES}).

$$V_{BES} = V_{in} \cdot B \cdot D \quad (4.58)$$

El valor de la fuente de corriente controlada se obtiene del principio de balance de potencia calculado en los terminales del lado de la fuente de generación según las ecuaciones (4.59)-(4.62).

$$P_{grid} = i_a \cdot v_a + i_b \cdot v_b + i_c \cdot v_c \quad (4.59)$$

$$P_{in} = V_{in} \cdot I_{in} \quad (4.60)$$

$$P_{BES} = V_{C2} \cdot I_{BES} = V_{BES} \cdot I_{BES} \quad (4.61)$$

$$P_{DC} = V_{C1} \cdot I_{C1} \quad (4.62)$$

Sustituyendo obtenemos que la corriente de entrada se calcula como se muestra en la ecuación (4.63).

$$I_{in} = \frac{B}{\sqrt{3}}(i_a \cdot m_a + i_b \cdot m_b + i_c \cdot m_c) - D \cdot B \cdot I_{BES} - B \cdot (1 - D) \cdot I_{C1} \quad (4.63)$$

Donde (I_{in}) es la corriente generada por la fuente de generación de energía.

4.3.12. Convertidor DC/DC bidireccional

Un convertidor DC/DC es necesario en las configuraciones estudiadas en esta tesis para conectar los sistemas de almacenamiento de energía al resto del sistema híbrido. La topología del convertidor elegido se muestra en la figura 4.11.

Consiste en un convertidor reductor/elevador, que permite flujos de corriente bidireccionales, pero solo soporta la tensión en una dirección. Esto puede ser conseguido utilizando interruptores de dos cuadrantes, compuestos por transistores con diodos antiparalelos [114]. Por consiguiente, la energía puede ser intercambiada entre ambos lados del convertidor, pero la regulación de la tensión es unidireccional [114]. Además, el convertidor está equipado con una bobina y dos condensadores (llamados como L , C_1 y C_2 respectivamente) para suavizar las fluctuaciones de tensión y corriente en la salida.

En el convertidor de la figura 4.11, el sistema de almacenamiento de energía se conecta a los terminales de lado derecho del esquema. La tensión V_1 corresponde al bus de corriente continua, la cual será mayor que la tensión nominal del sistema de almacenamiento utilizado.

Un modelo promediado se ha utilizado para este convertidor. Este modelo promediado permite una mayor simplicidad y un reducido coste computacional comparado con el modelo de conmutación detallado. La estrategia de control también es más sencilla, ya que no es necesario la implementación de una modulación de ancho de pulsos PWM, sin embargo, es necesaria la utilización de los ciclos de trabajo de los interruptores (d_c). El modelo promediado puede ser implementado mediante fuentes de tensión y corriente controladas, como se muestra en la figura 4.12.

Como se muestra en la figura 4.12, los interruptores han sido sustituidos por fuentes controladas definidas por las ecuaciones (4.64)-(4.66), donde (I_i), es la corriente de entrada al modelo promediado, (V_o) es la tensión de salida, y (d_c) es el ciclo de trabajo de los interruptores. Este parámetro está definido como la proporción entre los intervalos de conducción del transistor y el periodo de conmutación de la señal (T_{ON} y T respectivamente).

$$I_i = I_L \cdot d_c \quad (4.64)$$

$$V_o = V_{DC \text{ bus}} \cdot d_c \quad (4.65)$$

$$d_c = \frac{T_{ON}}{T} \quad (4.66)$$

En las configuraciones híbridas evaluadas, la tensión del bus de corriente continua es controlada normalmente a una referencia constante por medio del convertidor DC/DC o por el VSC. Por otro lado, la tensión en los terminales de los sistemas de almacenamiento de energía varía en función de la potencia intercambiada con el resto del sistema híbrido, de acuerdo con el comportamiento de carga y descarga de cada sistema de almacenamiento. Puede ser relevante determinar las expresiones para las corrientes del bus de corriente continua y los sistemas de almacenamiento de energía ($I_{DC\ bus}$ y I_{ESS}) en el modelo promediado del convertidor.

Primeramente, las corrientes que circulan por los condensadores (C_1) y (C_2) mostrados en la figura 4.11, pueden ser calculadas mediante las ecuaciones (4.67)-(4.68), donde (X) es la reactancia de los condensadores.

$$I_{C1} = \frac{V_{DC\ bus}}{X_{C1}} = \frac{V_{DC\ bus}}{1/j\omega \cdot C_1} = j\omega \cdot C_1 \cdot V_{DC\ bus} \quad (4.67)$$

$$I_{C2} = \frac{V_{ESS}}{X_{C2}} = \frac{V_{ESS}}{1/j\omega \cdot C_2} = j\omega \cdot C_2 \cdot V_{ESS} \quad (4.68)$$

La corriente a través de la entrada del bus de corriente continua del convertidor puede ser expresada como se muestra en la ecuación (4.69).

$$\begin{aligned} I_{DC\ bus} &= I_i + I_{C1} = I_L \cdot d_c \cdot I_{C1} = \frac{V_o - V_{ESS}}{X_L} \cdot d_c + j\omega \cdot C_1 \cdot V_{DC\ bus} = \\ &= \frac{V_{DC\ bus} \cdot d_c - V_{ESS}}{j\omega \cdot L} \cdot d_c + j\omega \cdot C_1 \cdot V_{DC\ bus} \end{aligned} \quad (4.69)$$

Alternativamente, este parámetro puede ser expresado en el dominio de Laplace y del tiempo según las ecuaciones (4.70)-(4.71).

$$I_{DC\ bus} = \frac{d_c}{L} \cdot \frac{V_{DC\ bus} \cdot d_c - V_{ESS}}{s} + C_1 \cdot s \cdot V_{DC\ bus} \quad (4.70)$$

$$I_{DC\ bus} = \frac{1}{L} \cdot \int [(V_{DC\ bus} \cdot d_c - V_{ESS}) \cdot d_c] dt + C_1 \frac{dV_{DC\ bus}}{dt} \quad (4.71)$$

Análogamente, la corriente en el lado del convertidor de los sistemas de almacenamiento de energía se determina en (4.72)

$$\begin{aligned}
 I_{ESS} &= I_L - I_{C2} = \frac{V_o - V_{ESS}}{X_L} - j\omega \cdot C_2 \cdot V_{ESS} \\
 &= \frac{V_{DC\ bus} \cdot d_c - V_{ESS}}{j\omega \cdot L} - j\omega \cdot C_2 \cdot V_{ESS}
 \end{aligned} \tag{4.72}$$

En el dominio de Laplace y del tiempo, esta corriente está expresada según las ecuaciones (4.73) y (4.74) respectivamente.

$$I_{ESS} = \frac{1}{L} \cdot \frac{V_{DC\ bus} \cdot d_c - V_{ESS}}{s} + C_2 \cdot s \cdot V_{ESS} \tag{4.73}$$

$$I_{ESS} = \frac{1}{L} \cdot \int [(V_{DC\ bus} \cdot d_c - V_{ESS}) \cdot d_c] dt + C_2 \frac{dV_{ESS}}{dt} \tag{4.74}$$

El cálculo de las corrientes del convertidor DC/DC completa la descripción del modelo promediado.

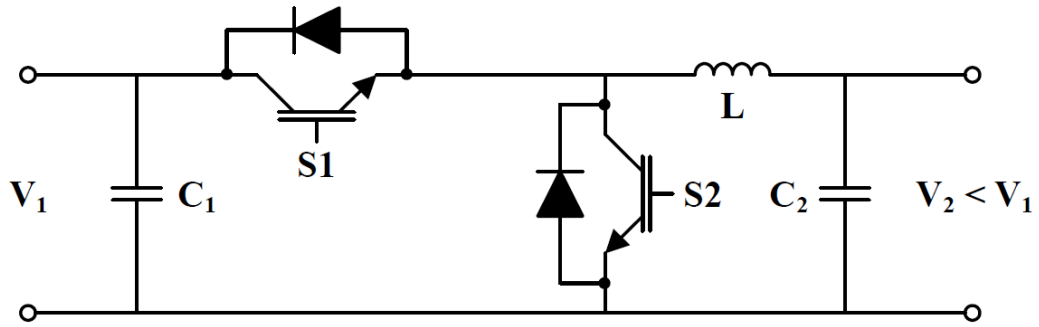


Figura 4.12: Convertidor bidireccional elevador/reductor de dos cuadrantes

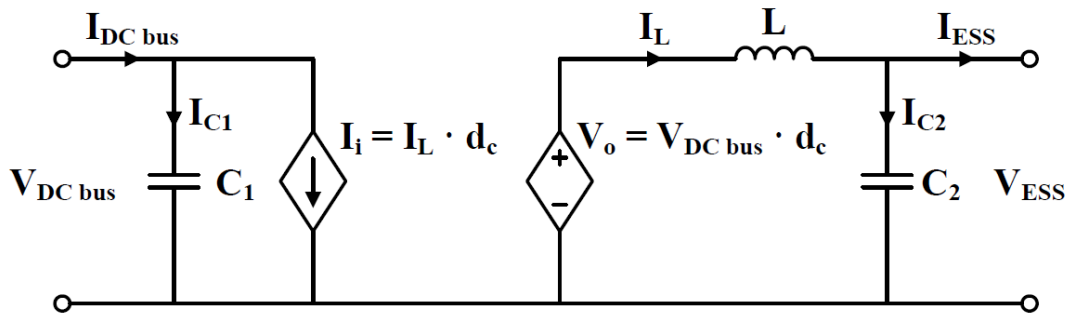


Figura 4.13: Modelo promediado del convertidor bidireccional DC/DC

4.3.13. Convertidor DC/DC bidireccional basado en redes de impedancia

Para el control de los sistemas de almacenamiento conectados al bus de corriente continua es necesaria la inclusión de convertidores DC/DC. En este trabajo se han utilizado convertidores DC/DC basados en redes de impedancia. Los convertidores utilizados en esta tesis se han modelado en [115]. Este convertidor basado en redes de impedancia, consiste en la inserción de un grupo de componentes, como condensadores, bobinas e interruptores, entre la fuente y la carga. En este trabajo se utilizan para elevar los niveles de tensión de las fuentes de generación de energía renovable y los sistemas de almacenamiento de energía a los niveles de tensión del bus de corriente continua. La figura 4.13, ilustra el convertidor DC/DC ZSC.

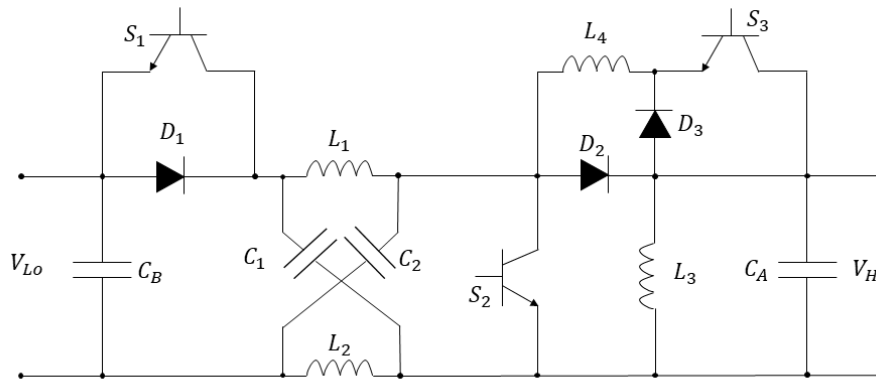


Figura 4.11: Convertidor DC/DC ZSC [112]

Las inductancias y capacidades de los elementos guardan la relación según las ecuaciones (4.75)-(4.76).

$$L_1 = L_2 = L \quad (4.75)$$

$$C_1 = C_2 = C \quad (4.76)$$

Estos valores se calculan acorde con la referencia [115]. La técnica de conmutación de este circuito es muy sencilla ya que solo tiene un interruptor S_2 .

4.3.14. Modelo promediado del convertidor DC/DC ZSC bidireccional

Este modelo consiste en una fuente de corriente controlada en la entrada y fuente de tensión controlada en la salida y se basa en el convertidor diseñado en [115].

La figura 4.14 ilustra el modelo promediado del convertidor DC/DC basado en redes de impedancia.

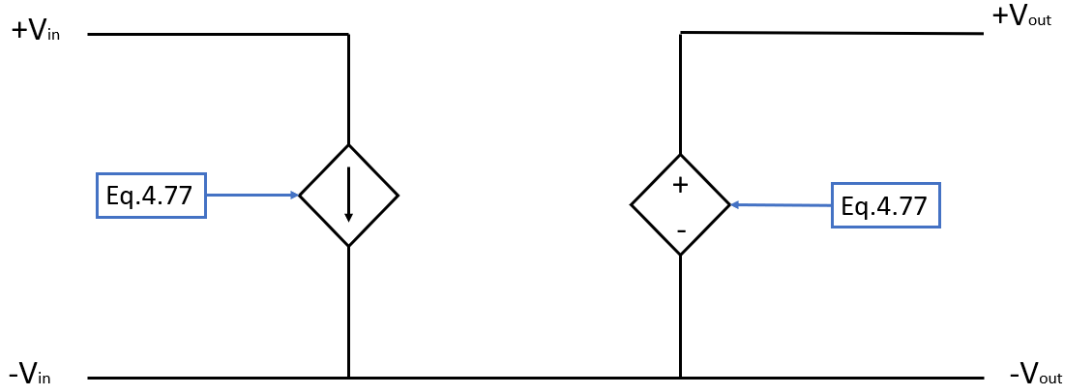


Figura 4.15: Modelo promediado del convertidor DC/DC ZSC

Este convertidor alcanza altas ganancias controladas con un ciclo de trabajo, haciéndolo más apropiado y proporcionando un buen control de la regulación de potencia. La ganancia (G) de este convertidor se calcula mediante la ecuación (4.77).

$$G = \frac{V_{out}}{V_{in}} = \frac{24,8 \cdot D_{UC} - 0,8569 \cdot D_{UC}^2}{0,0146 \cdot D_{UC} + 0,3919} \quad (4.77)$$

Donde (D_{UC}) es el ciclo de trabajo en shoot-through del convertidor DC/DC ZSC.

Finalmente, considerando el balance de potencias en el convertidor, la relación entre corrientes de entrada y salida se obtiene según la siguiente ecuación (4.78).

$$G = \frac{I_{in}}{I_{out}} = \frac{V_{out}}{V_{in}} \quad (4.78)$$

4.3.15. Red de alterna

Las configuraciones híbridas estudiadas en esta tesis están conectadas a la red. Esta red de alterna está modelada como una fuente de tensión trifásica ideal. La amplitud y frecuencia de estas fuentes de tensión se mantienen constantes en las simulaciones. Estos parámetros no necesitan ser controlados ya que están mantenidos por las fuentes ideal.

Capítulo 5: Sistemas de control de las configuraciones híbridas

En este apartado de la tesis se describen los sistemas de control utilizados en las configuraciones híbridas para su funcionamiento. Se detallan los controles utilizados por los diferentes elementos (VSCs, ZSCs, etc.) así como los sistemas de gestión de la energía para ambas configuraciones híbridas.

5.1. Sistemas de control de los elementos de las configuraciones híbridas

5.1.1. Control del ángulo de las palas del aerogenerador

Para velocidades de viento por debajo de las nominales, el ángulo de las palas del aerogenerador se mantiene a cero para extraer la máxima potencia del viento. Para velocidades de viento por encima de las nominales, el controlador ajusta el ángulo de las palas para reducir la potencia extraída del viento, garantizando una operación segura del sistema. La figura 5.1, muestra el controlador PI que se utiliza para control del ángulo de las palas.

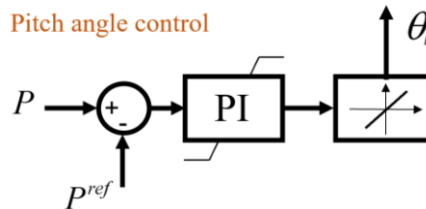


Figura 5.1: Control del ángulo de las palas del aerogenerador

5.1.2. Maximum Power Point Tracking (MPPT)

La estrategia de control MPPT es necesaria para beneficiarse de la máxima irradiación solar recibida en los paneles. Para conseguir esto se ha utilizado el algoritmo de perturbación y observación (P&O), donde la máxima tensión es continuamente seguida. Este algoritmo entrega una referencia de tensión a la salida de los paneles (V_{in}^*), la cual se compara con la tensión medida (V_{in}) en el control de corriente del VSCs o ZSCs. En la figura 5.2 se muestra el diagrama de flujos utilizado.

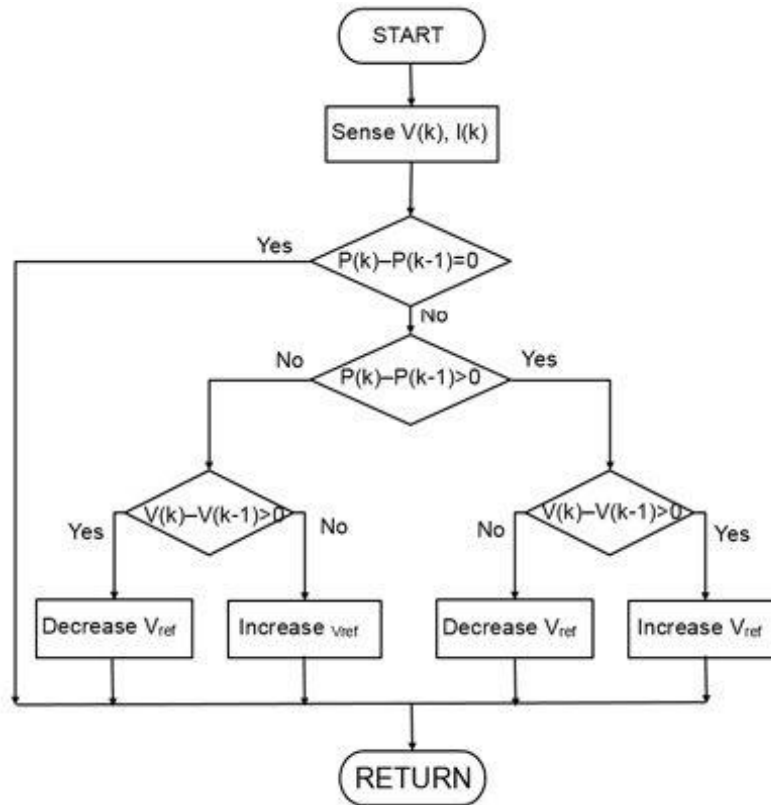


Figura 5.2: Diagrama de flujos del algoritmo MPPT P&O

5.1.3. Estrategias de control de potencia para los VSI

Los VSI son los responsables del control de la potencia activa y reactiva mediante el índice de modulación (M). Debido a esto, es necesario utilizar el marco de referencia dq en la tensión de la red para desacoplar los términos de potencia activa y reactiva. Para ello se han empleado dos lazos de control en cascada [108].

El lazo de control externo es responsable de la regulación de la potencia activa y reactiva, la cual puede ser calculada mediante las ecuaciones (5.1)-(5.2) en el marco de referencia dq. Tal y como se muestra, controlar los términos de corriente de la red ($I_{d,grid}$) y ($I_{q,grid}$), es equivalente a controlar (P_{grid}) y (Q_{grid}), respectivamente, debido a que la componente ($V_{d,grid}$) es constante en una red robusta [111].

$$P_{grid} = \frac{3}{2} V_{d,grid} I_{d,grid} \quad (5.1)$$

$$Q_{grid} = \frac{3}{2} V_{d,grid} I_{q,grid} \quad (5.2)$$

Los valores de referencia para estas corrientes (I_d^* y I_q^*) se generan en el lazo de control externo mediante controladores PI, uno controla la potencia activa indirectamente a través de (V_{in}), y el otro la potencia reactiva. La potencia reactiva se impone externamente, mientras que la potencia activa depende de la potencia extraída de las fuentes de generación de energía renovables. Debido a esto, en el caso de paneles fotovoltaicos el control MPPT define la tensión óptima DC para el inversor (V_{in}^*) que permite la máxima generación de potencia de los paneles y en el caso de los aerogeneradores viene impuesta por el control del ángulo de las palas.

Los lazos de control internos, se llaman lazos de corriente, donde dos controladores PI regulan ($I_{d,grid}$) y ($I_{q,grid}$) para seguir la referencia dada por el lazo de control externo. Estos controladores PI generan los términos de compensación (V_d y V_q).

Con la contribución del desacoplo de términos mostrado en las ecuaciones (5.3)-(5.4), se ha adquirido un control independiente de las variables ($I_{d,grid}$ y $I_{q,grid}$), y de este modo, un control de potencia activa y reactiva a través de las componentes de modulación (m_d y m_q) [108].

$$m_d = \frac{\sqrt{3}}{V_{DC}} (V_d - L_f \omega I_{q,grid} + V_{d,grid}) \quad (5.3)$$

$$m_q = \frac{\sqrt{3}}{V_{DC}} (V_q - L_f \omega I_{d,grid} + V_{q,grid}) \quad (5.4)$$

Donde (V_d y V_q) son las componentes dq de la tensión de salida, (L_f) es la inductancia del filtro, y (ω) es la frecuencia angular.

Una vez que (m_d y m_q) se han definido, se transforman a (m_a , m_b y m_c) a través de la conversión inversa de Park para generar los pulsos de conmutación de los interruptores.

Un lazo de seguimiento de fase ('*Phase-Locked Loop*', PLL) se encarga de mantener la frecuencia al valor nominal de la red [111]. El índice de modulación (M) se obtiene a través de los términos (m_d y m_q), según la ecuación (5.5).

$$M = \sqrt{m_d^2 + m_q^2} \quad (5.5)$$

5.1.4. Modulación de vectores espaciales para convertidores de impedancia

El principal objetivo de las técnicas de modulación es generar los pulsos de conmutación para el convertidor, asegurando una mínima distorsión armónica y una máxima componente fundamental a la salida. Varias estrategias de control basadas en modulaciones de ancho de pulso (PWM) se han utilizado para el control de los ciclos de trabajo de los convertidores. Modulaciones típicas para los convertidores de impedancia son el '*simple boost control*' (SBC) [116], '*máximum boost control*' (MBC) [117], '*máximum constant boost control*' (MCBC) [118] y '*impedance space vector modulation*' (ZSVM). De acuerdo con el patrón de conmutación, existen varias opciones de modulación como son ZSVM6, ZSVM4, ZSVM2 y ZSVM1. Estas técnicas de modulación se describen en [119].

Para implementar el algoritmo ZSVM, es necesario realizar una transformación de abc a $\alpha\beta$. De este modo, se obtienen ocho vectores, llamados desde U_0 a U_7 . U_0 y U_7 son los vectores cero, mientras que desde U_1 a U_6 son los vectores activos.

El ZSVM, comparado con el SVM tradicional, permite un estado extra llamado shoot-through. Esta técnica de modulación tiene una proporción de $(V_{dc}/\sqrt{3})$ relativo a (V_{ref}) , así consiguiendo un índice de modulación más alto de 90,7%. Las modulaciones sinusoidales convencionales PWM (SPWM), que incluye a los algoritmos como SBC, MBC y MCBC, permiten una tensión máxima de salida de $(V_{dc}/2)$, consiguiendo así un índice de modulación de 78,55% [120].

La figura 5.3 muestra los seis posibles sectores generados por los ocho vectores de espacios de un SVM tradicional.

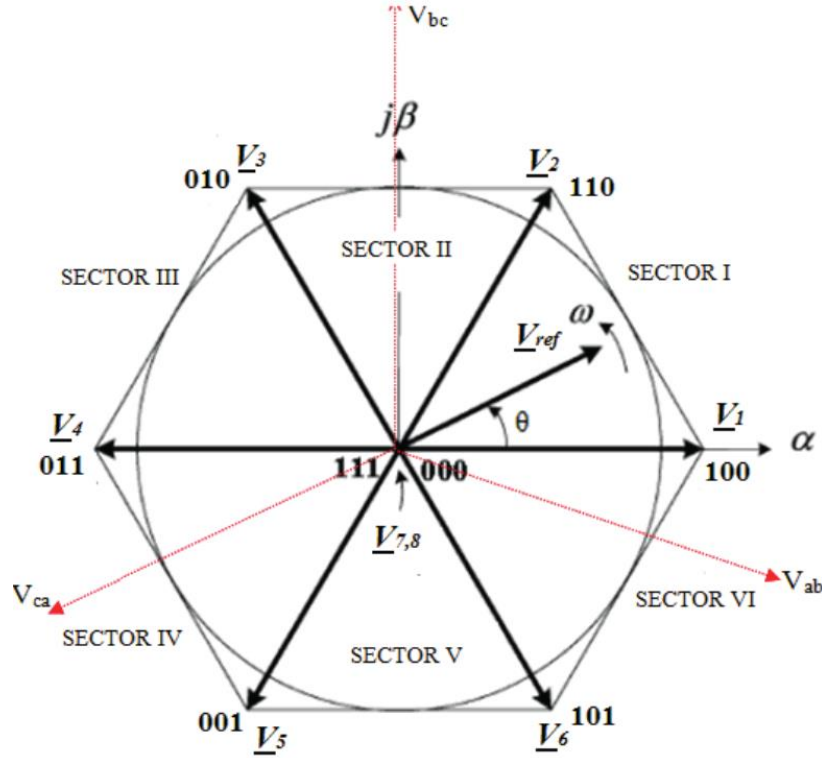


Figura 5.3: Vectores de tensiones para un SVM tradicional

Considerando el marco de referencia bidimensional $\alpha\beta$, la tensión del vector de referencia (V_{ref}) se genera como resultante de la aplicación de los vectores que no son cero, los estados ‘shoot-through’ y cero en relación con el periodo (T_s). (V_{ref}) se calcula mediante la ecuación (5.6).

$$V_{ref} = V_1 \frac{T_1}{T_s} + V_2 \frac{T_2}{T_s} + V_0 \frac{T_0}{T_s} + V_{sh} \frac{T_{sh}}{T_s} \quad (5.6)$$

Donde (T_1) y (T_2) representan el tiempo de aplicación del vector (V_1) y (V_2) respectivamente; (T_s) es el tiempo de muestreo del ZSVM; y (T_{sh}) es el tiempo de ‘shoot-through’ ($T_{sh}=D \cdot T_s$). Estos tiempos se obtienen mediante las ecuaciones (5.7)-(5.9).

$$T_1 = T_s M \sin\left(\frac{\pi}{3} - \theta + \frac{\pi}{3}(i-1)\right) \quad (5.7)$$

$$T_2 = T_s M \sin\left(\theta - \frac{\pi}{3}(i-1)\right) \quad (5.8)$$

$$T_s = T_0 + T_1 + T_2 + T_{sh} \quad (5.9)$$

La figura 5.4 muestra todos los tiempos de las secuencias de conmutación, referidos al sector 1 modificado respecto a un SVM tradicional. Los tiempos de conmutación para las tres patas del puente, (T_{max}) , (T_{mid}) , y (T_{min}) se describen en la ecuación (5.10).

$$\begin{cases} T_{min} = \frac{T_0}{4} \\ T_{mid} = \frac{T_0}{4} + \frac{T_1}{2} \\ T_{max} = \frac{T_s}{2} + \frac{T_0}{4} \end{cases} \quad (5.10)$$

En el ZSVM, además de (T_1) y (T_2) , es necesario calcular los tiempos intermedios. Estos tiempos ocurren durante los periodos de shoot-through, y, varían respecto a la modulación utilizada (por ejemplo, ZSVM6, ZSVM4...). Estos tiempos se calculan en [119]. Las siguientes ecuaciones de cálculo de tiempos (5.11)-(5.13) corresponden a la técnica de modulación ZSVM6.

$$\begin{cases} T_{max+} = T_{max} + \frac{T_{sh}}{12} \\ T_{max-} = T_{max} + \frac{T_{sh}}{4} \end{cases} \quad (5.11)$$

$$\begin{cases} T_{mid+} = T_{mid} - \frac{T_{sh}}{12} \\ T_{mid-} = T_{mid} + \frac{T_{sh}}{12} \end{cases} \quad (5.12)$$

$$\begin{cases} T_{min+} = T_{min} - \frac{T_{sh}}{4} \\ T_{min-} = T_{min} - \frac{T_{sh}}{12} \end{cases} \quad (5.13)$$

Para resumir, el algoritmo primeramente identifica el sector a través del ángulo (θ) , y luego genera todos los tiempos, así como los disparos para todos los sectores con los estados de conmutación. Como se ha mencionado antes, un periodo completo se muestra en la figura 5.4, en el que se pueden ver los estados de los interruptores del convertidor con estados ‘shoot-through’ de una modulación ZSVM6 para el sector 1.

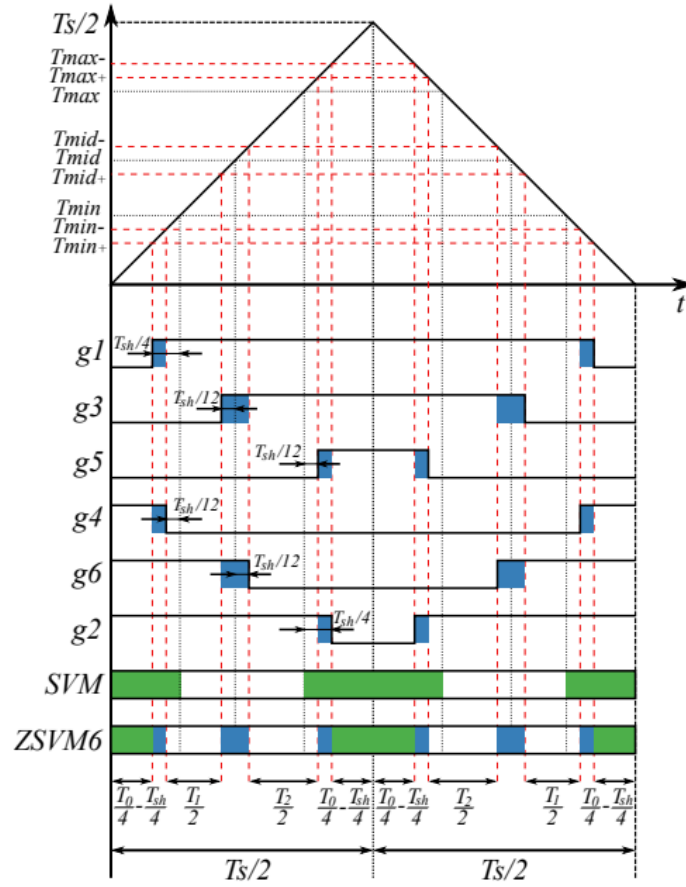


Figura 5.2: ZSVM6 para el sector 1

5.2. Sistema de gestión de la energía de la configuración híbrida 1

En sistemas híbridos incluyendo varias fuentes de energía y sistemas de almacenamiento de energía, es necesaria la inclusión de un EMS que genere las referencias de potencia para gestionar la energía eficientemente. Un EMS que coordine la operación del aerogenerador DFIG, el sistema de hidrógeno y el supercondensador es necesario en la configuración híbrida propuesta.

La primera premisa del EMS desarrollado es que el sistema híbrido sea capaz de satisfacer la potencia demandada por la red. Esta potencia demandada corresponde con el acuerdo previo con los mercados del día anterior y debe ser inyectada por el sistema híbrido a la red, para llevar a cabo una explotación económica de la planta. El sistema híbrido cuenta con dos herramientas principales para complacer este compromiso.

- Las previsiones de potencia generada por el aerogenerador, que pueden ayudar a decidir la potencia que se puede inyectar a la red mediante el sistema híbrido con un día de antelación.
- Los sistemas de almacenamiento de energía, que juegan un papel crucial como fuentes de energía secundarias para ayudar y regular la potencia total inyectada a la red. Estos elementos deben ser considerados en el EMS para desarrollar una eficiente gestión de la energía entre los componentes del sistema híbrido.

El EMS de esta configuración híbrida se ha diseñado en dos etapas. En la primera, se han utilizado tres variables para calcular las referencias de potencia primarias de los ESS:

- La potencia activa demandada por la red (P_{demand}).
- La potencia actual generada por el aerogenerador DFIG (P_g), que se calcula sumando la potencia intercambiada a través de los devanados del estator y el rotor.
- La estimación de potencia generada por el aerogenerador DFIG del día anterior (P_{DFIG*}).

Como se ha descrito anteriormente, la P_{demand} la fija el operador del sistema acorde con el compromiso acordado con los mercados. Además, P_g es otorgada por el modelo del aerogenerador DFIG como una función de velocidad de viento fluctuante. Finalmente, P_{DFIG*} se obtiene de la estimación de la velocidad del viento y la curva de potencia activa del aerogenerador DFIG [121]. La técnica de predicción de velocidad del viento no se muestra en esta tesis ya que está fuera del marco de este trabajo. Por lo tanto, P_{DFIG*} se utiliza como un valor de entrada.

Ya que la P_{demand} es resultado de los acuerdos con los mercados, se mantiene constante durante largos periodos de tiempo (varios minutos a horas). Análogamente, las predicciones de viento, y por lo tanto la P_{DFIG*} , puede también ser considerada como valores constantes en estos rangos de tiempo, por lo que el resultado de ambos parámetros se muestra como un patrón estable sin fluctuaciones durante minutos. Adicionalmente, estos valores no tienen por qué coincidir necesariamente todas las veces, ya que el operador del parque eólico podría querer desarrollar una explotación económica de la generación por '*time-shifting generation and demand*', utilizando los sistemas de almacenamiento de energía para almacenarla durante periodos en los que el coste de la energía sea bajo, y liberar la energía almacenada durante los picos de mayores ganancias.

Para alcanzar este objetivo, se necesitan sistemas de almacenamiento con gran capacidad para dar o absorber energía durante largos periodos de tiempo. Además, debido a que no existen fluctuaciones frecuentes en estas señales, no se requieren sistemas de almacenamiento con una alta respuesta dinámica. Por lo que, el sistema de hidrógeno es un candidato adecuado para esta tarea.

La diferencia entre P_{demand} y P_{DFIG}^* será cubierta por el electrolizador y la pila de combustible en la primera etapa del SCS. Como se ha comentado en la bibliografía, los arranques frecuentes de las pilas de combustible y electrolizadores reducen drásticamente la vida útil de los equipos, por lo que, se han fijado referencias de potencias mínimas de valores pequeños para ambos equipos, a fin de no llegar a parar los equipos completamente.

Ya que la predicción de velocidad del viento no es 100% precisa, los sistemas de almacenamiento deben ser capaces de compensar la diferencia entre P_g y P_{DFIG}^* . Para sacar ventaja de la respuesta rápida y buen funcionamiento ante fluctuaciones frecuentes, se ha elegido al supercondensador para esta tarea. Además, el supercondensador es también responsable de cubrir los cambios rápidos en las referencias de la FC y el EZ ya que ellos no podrían debido a su lenta respuesta dinámica.

Debido a la baja capacidad del supercondensador con respecto al sistema de hidrógeno surge una nueva preocupación, mantener el estado de carga del supercondensador (SOC_{UC}) a un cierto valor en el que sea capaz de gestionar las diferencias de potencia entre P_g y P_{DFIG}^* . Si el SOC_{UC} está demasiado alto o bajo, el equipo no sería capaz de absorber o entregar la energía necesaria, perdiendo de este modo la capacidad de regular las desigualdades de potencias.

Para resolver este problema, se ha agregado un nuevo término de potencia activa mediante el algoritmo del MPC para supervisar y ayudar al SOC_{UC} en la segunda etapa del SCS.

Este término adicional de potencia, llamado $P_{support}$, puede ser positivo o negativo y es entregado a través del sistema de hidrógeno, absorbiendo o generando potencia activa para mantener el estado de carga del supercondensador en su valor de referencia.

Esta contribución del sistema de hidrógeno se propone para evitar las condiciones extremas del SOC_{UC} , que podrían entorpecer el aporte de energía de respuesta rápida del sistema híbrido.

Las referencias de potencias de los sistemas de almacenamiento de energía del SCS se calculan a través de las ecuaciones (5.14)-(5.15):

$$P_{UC\ ref} = P_{primary\ UC} + P_{support} = P_{DFIG*} - P_g + P_{support} \quad (5.14)$$

$$P_{H2\ ref} = P_{primary\ H2} + P_{support} = P_{demand} - P_{DFIG*} - P_{support} \quad (5.15)$$

Donde $P_{primary\ UC}$ y $P_{primary\ H2}$ son las referencias de potencias primarias del supercondensador y el sistema de hidrógeno respectivamente, calculadas sin la contribución del MPC, mientras que $P_{UC\ ref}$ y $P_{H2\ ref}$ son las referencias de potencia finales para el control de los ESS.

En el sistema de hidrógeno, la pila de combustible entrega valores positivos de P_{H2} , mientras que los valores negativos se consumen en el electrolizador para producir hidrógeno.

Un esquema completo de la implementación del SCS se representa en la figura 5.5, donde el cálculo de las referencias de potencia primarias y la contribución del MPC para calcular $P_{support}$ puede ser observado.

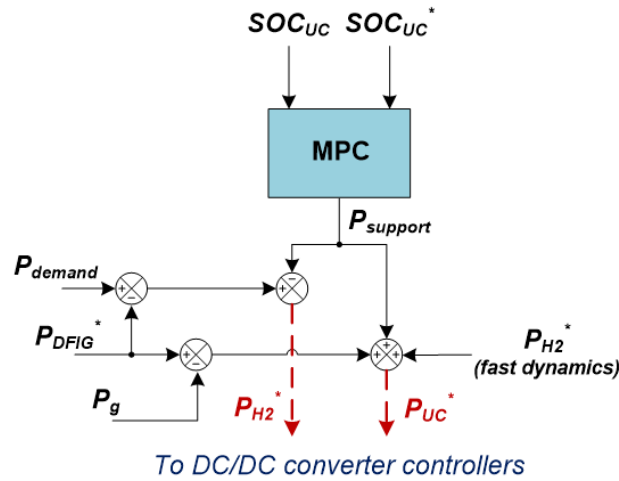


Figura 5.3: Esquema del EMS de la configuración híbrida 1

La figura 5.6 muestra el diagrama de flujos que transcurre en cada intervalo de 300 segundos para generar la $P_{support}$ que se necesita para seguir la referencia del SOC_{UC} .

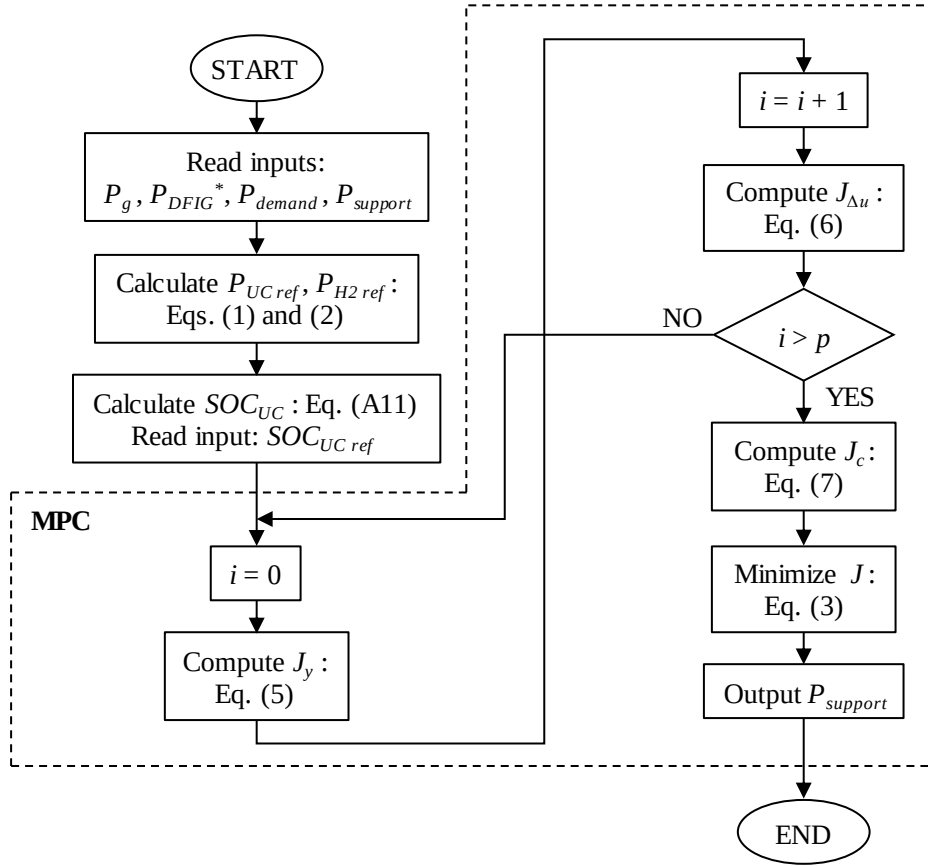


Figura 5.6: Diagrama de flujos del SCS de la configuración híbrida 1

En este sentido, cuando el SOC_{UC} está por debajo de su referencia, el supercondensador necesita cargarse, lo cual requiere un valor negativo de la $P_{support}$. Esto implica una mayor inyección de potencia de la pila de combustible o una menor absorción del electrolizador ($P_{H2\ ref} > P_{primary\ H2}$) dependiendo del estado de operación del sistema de hidrógeno. En ambos casos, $P_{UC\ ref} < P_{primary\ UC}$ para mejorar la carga del supercondensador. Por otro lado, cuando el $SOC_{UC} > SOC_{UC\ ref}$, la FC entrega menos potencia, o el electrolizador absorbe más ($P_{H2\ ref} < P_{primary\ H2}$), para acelerar la descarga del UC, el cual compensará su déficit o exceso, respectivamente. Esto es regulado mediante la generación de una $P_{support}$ positiva.

El MPC es una técnica de control de optimización basada en la predicción de los estados del sistema dentro un horizonte futuro específico. La optimización se desarrolla mediante la minimización de una función de costes a lo largo del horizonte de predicción.

El algoritmo de optimización define una trayectoria de la salida del control que logra un seguimiento de referencia adecuado para la salida estimada.

Se ha utilizado la herramienta ‘*Simulink Control Design*’ [122] para generar un modelo lineal invariante en el tiempo (‘*Linear-time invariant*’, LTI) del sistema. El modelo LTI resultante, junto con las salidas del sistema y las señales de control registradas, se utilizan en el algoritmo del MPC para inferir la evolución del sistema. El algoritmo del MPC resuelve un problema de optimización cuadrática en cada intervalo de control. Esta solución define la variable manipulada (MV) que se utiliza como variable de entrada al sistema durante el intervalo de control.

La función de coste, llamada $J(z_k)$, se muestra en la ecuación (5.16). Se calculada como la suma de tres términos que evalúan los aspectos específicos del funcionamiento del MPC.

$$\text{Min } J(z_k) = J_y(z_k) + J_{\Delta u}(z_k) + J_c(z_k) \quad (5.16)$$

En este sentido, $J_y(z_k)$ es el término para el seguimiento de la referencia de salida, $J_{\Delta u}(z_k)$ es el término que limita la desviación de la MV, y $J_c(z_k)$ penaliza cuando las restricciones son más laxas para lograr una solución factible para la optimización del problema. Adicionalmente, z_k es la decisión entregada por la optimización cuadrática, dada en la ecuación (5.17) donde p es el horizonte de predicción y k es el intervalo de control actual.

$$z_k = [P_{\text{support}}(k|k) \ P_{\text{support}}(k+1|k) \ ... \ P_{\text{support}}(k+p-1|k)] \quad (5.17)$$

Las ecuaciones (5.18)-(5.20) muestran el cálculo de los términos de la ecuación (5.16), incluyendo los pesos que se han sintonizado en el controlador para cada aplicación.

$$J_y(z_k) = \sum_{i=0}^p \{w_{SOC_{UC}} [SOC_{UC \text{ ref}}(k+i|k) - SOC_{UC}(k+i|k)]\}^2 \quad (5.18)$$

$$J_{\Delta u}(z_k) = \sum_{i=1}^{p-1} \{w_{P_{\text{support}}} [P_{\text{support}}(k+i|k) - P_{\text{support}}(k+i-1|k)]\}^2 \quad (5.19)$$

$$J_c(z_k) = \rho \cdot \varepsilon_k^2 \quad (5.20)$$

Donde $SOC_{UC}(k+i|k)$ es el estado de carga del supercondensador en el paso i del horizonte de predicción, $SOC_{UC \text{ ref}}(k+i|k)$ es la referencia de estado de carga del

supercondensador en el paso i del horizonte de predicción, $w_{SOC_{UC}}$ es el peso que penaliza la desviación de la referencia de salida, $w_{P_{support}}$ es el peso que penaliza el incremento en la variable manipulada MV, ε_k es la variable de holgura del intervalo de control k , y ρ representa el peso de penalización cuando las restricciones son más laxas.

Algunas de las restricciones deben ser aplicadas en el MPC para que afecten a las entradas y salidas del sistema. Como restricciones de las salidas medidas, SOC_{UC} está limitado en el algoritmo del MPC entre el 10% y el 90% para prevenir la carga y descarga completa del dispositivo. Como restricción de la MV, $P_{support}$ debe satisfacer las condiciones dadas por las ecuaciones (5.21)-(5.23) debido a las limitaciones del hidrógeno.

$$-350 \text{ kW} \leq P_{H_2} \leq 450 \text{ kW} \quad 5.21$$

$$(P_{demand} - P_{DFIG*}) - 450 \text{ kW} \leq P_{support} \quad 5.22$$

$$P_{support} \leq 350 \text{ kW} + (P_{demand} - P_{DFIG*}) \quad 5.23$$

Los parámetros y restricciones del MPC implementado se resumen en la tabla 5.1.

Tabla 0.1: Resumen de los parámetros del MPC de la configuración híbrida 1

Parámetros del controlador		
Intervalo de control (s)		300
Horizonte de predicción (intervalos)		3
Horizonte de control (intervalos)		2
Peso de las variables de salida		
$w_{SOC_{UC}}$		3
Peso de las variables de entrada		
$w_{P_{support}}$		0.01
Restricciones		
Parámetro	Tipo	Rango
$SOC_{UC}(\%)$	Limitación de nivel	[10,90]
$P_{support}(kW)$	Limitación de nivel	Ecuación (5.21)-(5.23)

Para reducir el número de cambios en la referencia de potencia, se ha elegido un periodo de 300 segundos para que el electrolizador y la pila de combustible sean capaces de alcanzar el nuevo estado estacionario después de un escalón en sus referencias. El MPC resultante ha sido evaluado a través de simulaciones cambiando el valor de diferentes variables y obteniendo un desempeño satisfactorio.

5.3. Sistema de gestión de la energía de la configuración híbrida 2

Como se ha comentado anteriormente, los sistemas híbridos con diferentes fuentes de energía y ESS son normalmente apoyados un sistema de gestión de la energía que sea capaz de generar las referencias de potencia activa para gestionar la energía eficientemente. La correcta operación de la estación de carga híbrida que se estudia se mide en términos de costes de utilización de sus elementos. La fuente de energía primaria que se utiliza en este estudio es el sistema de paneles fotovoltaicos. La potencia neta (P_{net}) está definida como la diferencia entre la potencia de los vehículos eléctricos y la potencia de los paneles (llamados como P_{EV} y P_{PV} respectivamente). El EMS utiliza la P_{net} en intervalos horarios para tomar decisiones y cubrir el balance de potencias en la estación de carga híbrida. El EMS puede tomar las siguientes decisiones:

- Almacenar el exceso de energía renovable en el tanque de hidrógeno utilizando el electrolizador, o almacenarlo en la batería.
- Proveer la potencia demandada por los vehículos eléctricos a través de la batería o del sistema de hidrógeno (convirtiendo el hidrógeno del tanque en electricidad mediante la pila de combustible) cuando los paneles fotovoltaicos no pueden cubrir la potencia requerida por los vehículos eléctricos.
- Calcular la cantidad de potencia que tiene que ser generada o almacenada en cada intervalo de tiempo.

Cuando la potencia demandada no puede ser cubierta por los equipos del sistema híbrido, la red contribuye aportando la diferencia.

El principal objetivo del sistema de gestión de la energía es minimizar los costes de utilización de cada componente considerando su eficiencia. Para alcanzar esta meta, el EMS se ha estructurado en dos subsistemas (Figura 5.6).

- Un “sistema de cálculo de costes”, que calcula los costes de utilización mínimos para cada dispositivo teniendo en cuenta la P_{net} en cada intervalo de tiempo y la referencia de costes totales del sistema.
- Un “algoritmo de optimización”, que define las condiciones óptimas de operación para cada equipo observando el estado de carga de la batería y el nivel del tanque de hidrógeno, y generando la potencia de salida de cada componente para garantizar los costes óptimos de utilización de cada dispositivo de la estación de carga híbrida.

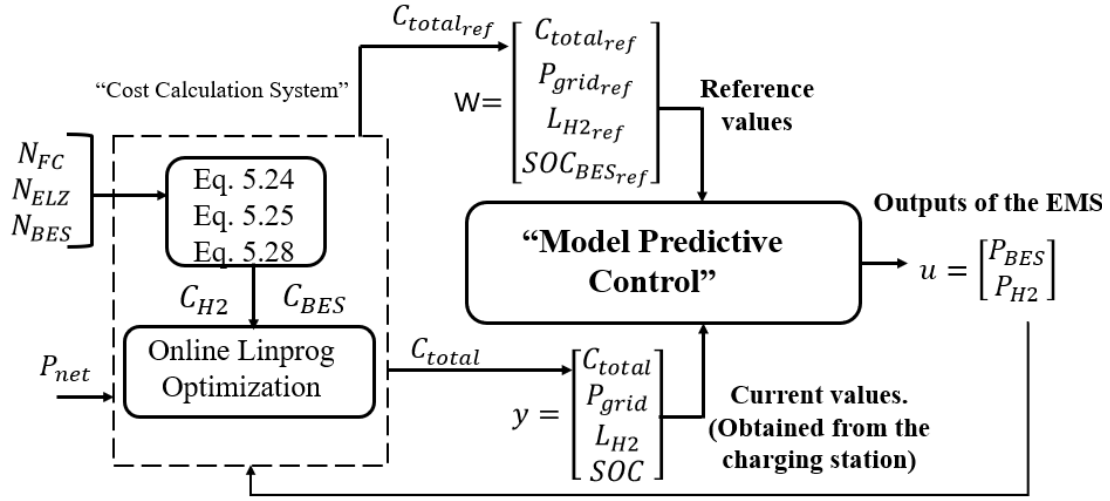


Figura 5.7: Esquema general del EMS propuesto en la configuración híbrida 2

El EMS se encarga de obtener los valores medios de potencia de cada hora en ambos sistemas de almacenamiento de energía.

En referencia al primer subsistema (sistema de cálculo de costes), para mejorar el funcionamiento del EMS, es necesario estimar los costes óptimos para utilizarlos como referencia en el MPC.

Primero, los costes de utilización se calculan como la fracción entre los costes asociados a un equipo durante un año y la energía que se espera que entregue o absorba durante ese año. De este modo, los numeradores de las ecuaciones (5.24)-(5.25) corresponden a la cantidad de dinero ('*net present cost*', NPC) que ha de ser gastado en cada componente (adquisición y operación y mantenimiento, O&M) a través de 25 años y convertido a coste anual por medio del *SPWF*. Sin embargo, los denominadores se refieren a términos de la energía. En el caso de la batería, este término, es la energía que puede aportar en un año. Para el sistema de hidrógeno, este término es la suma de la energía que puede generar la pila de combustible en un año y la energía que puede absorber el electrolizador en un año.

$$C_{BES}(t) = \frac{(NPC_{BES} + NPC_{BES}^{OM})/SPWF}{E_{BES}^{cycle} \cdot N_{BES}^{eq}} \quad (5.24)$$

$$C_{H2}(t) = \frac{(NPC_{FC} + NPC_{FC}^{OM} + NPC_{ELZ} + NPC_{ELZ}^{OM})/SPWF}{P_{FC}^{max} \cdot N_{FC}^{eq} + P_{ELZ}^{max} \cdot N_{ELZ}^{eq}} \quad (5.25)$$

Donde $C_i(t)$ es el coste de utilización del dispositivo. NPC_i es el NPC del dispositivo, NPC_i^{OM} es el NPC del O&M del dispositivo, E_{BES}^{cycle} es el ciclo de energía de la batería, N_i^{eq} es el numero de ciclos equivalentes de la batería para un año (horas en caso de la pila de combustible y el electrolizador), P_i^{max} es la potencia máxima del dispositivo. Adicionalmente, NPC y NPC^{OM} se obtienen mediante las ecuaciones (5.26)-(5.27).

$$NPC_i = Ac_i \left(\sum_{t=1}^{t=year} (1+I)^{-t} + \sum_{t=year}^{t=25} (1+I)^t \right) \quad (5.26)$$

con $t = 1, 2L_i, 3L_i \dots$

$$NPC_i^{OM} = OM_i N_i^{eq} \left(\sum_{t=1}^{t=year} (1+I)^{-t} + \sum_{t=year}^{t=25} (1+I)^t \right) \quad (5.27)$$

Donde Ac_i es el coste de adquisición, OM_i es el coste de O&M, y L_i es la vida de cada fuente de energía.

Téngase en cuenta que, en cierto año de la simulación, el coste de adquisición de pasados y futuros reemplazos a través de los 25 años, está considerado en el primer y segundo término de la ecuación (5.26), y actualizado al año actual utilizando la tasa de interés anual I .

Los costes de O&M también están considerados a 25 años, en este caso, con una actualización anual según la ecuación (5.27).

Los costes totales del sistema (C_{total}) se calculan según la ecuación (5.28). Como explicará más adelante, el EMS genera una solución para minimizar la función objetivo de los costes de utilización de la estación de carga híbrida (€/h) en cada tiempo de muestreo. La conexión a la red debe ser evitada siempre que sea posible.

$$C_{total} = C_{BES} \cdot P_{BES} + C_{H2} \cdot P_{H2} + [\max(C_{BES}, C_{H2}) \cdot P_{grid,ex}] \quad (5.28)$$

Donde $P_{grid,ex}$ es la potencia intercambiada entre el sistema y la red.

Se vuelve a incidir en que el EMS intenta evitar o limitar el uso de la red. Para alcanzar este objetivo, el valor máximo entre C_{BES} y C_{H2} se multiplica por $P_{grid,ex}$. Este término trabaja como una penalización por no utilizar las otras fuentes de energía (baterías y sistema de hidrógeno).

Adicionalmente, como se ha mencionado anteriormente, la optimización de los costes de referencia para el MPC es llevado a cabo para mejorar el funcionamiento del sistema. Esta optimización se resuelve utilizando el método de programación lineal [123], tal y como se muestra en la ecuación (5.29).

$$\min f^T x \text{ tal que } \begin{cases} A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (5.29)$$

La función de coste se define en la ecuación (5.30). Esta función debe cumplir con la ecuación (5.31) y las restricciones (5.32)-(5.33).

$$C_{total}^{ref} = C_{BES} \cdot P_{BES} + C_{H2} \cdot P_{H2} \quad (5.30)$$

$$C_{BES} \cdot P_{BES} + C_{H2} \cdot P_{H2} = P_{net} \quad (5.31)$$

$$-P_{BES}^{max} \leq P_{BES} \leq P_{BES}^{max} \quad (5.32)$$

$$-P_{ELZ}^{max} \leq P_{H2} \leq P_{FC}^{max} \quad (5.33)$$

Donde los límites de potencia de la batería se indican como $-P_{BES}^{max}$ (máxima potencia de descarga) y P_{BES}^{max} (máxima potencia de carga), y los límites de potencia del sistema de hidrógeno se indican como $-P_{ELZ}^{max}$ (máxima potencia absorbida por el ELZ) y P_{FC}^{max} (máxima potencia absorbida por la FC).

Téngase en cuenta que la optimización es llevada a cabo en cada tiempo de muestreo. Además, es un algoritmo de optimización “online”. Los resultados obtenidos se utilizan como entradas al MPC, que minimiza la diferencia entre los costes de referencia, calculados mediante las ecuaciones (5.30)-(5.33), y los costes reales medidos en cada tiempo de muestreo.

Como se ha mencionado anteriormente, el MPC es una estrategia de control ampliamente utilizada debido a que es una técnica de optimización. Está basada en la predicción del estado del sistema en un horizonte futuro determinado [124]. La optimización se realiza sobre el horizonte de predicción minimizando la función de coste.

En el algoritmo de optimización se define una trayectoria de la salida de control. Esta trayectoria consigue un adecuado seguimiento de las referencias. Es obligatorio generar un modelo lineal invariante en el tiempo (LTI).

Para este cometido, se ha utilizado la herramienta de diseño de control de Simulink. El MPC utiliza este modelo LTI resultante, la salida del sistema, y la señal de control para inferir la evolución del sistema. La programación cuadrática (QP) se utiliza en el algoritmo del MPC para resolver el problema de optimización en cada Intervalo de control [125]. Después de resolver este problema de optimización, el MPC define las variables manipuladas, que son consideradas como entradas al sistema durante el intervalo de control.

En este caso, es necesario un modelo del sistema de múltiples entradas y múltiples salidas (MIMO) invariable en el tiempo (LTI), debido a que el MPC tiene que lidiar con múltiples variables.

Las entradas al bloque del MPC se muestran en la figura 5.6, estas son, el estado de carga de la batería BES SOC con su referencia, el nivel del tanque de hidrógeno con su referencia, y el coste total de los equipos con sus referencias. A diferencia de la potencia de la batería y el sistema de hidrógeno que son salidas del bloque MPC. La función de coste teórica (J) para un sistema MIMO se muestra en la ecuación (5.34).

$$J = \sum_{i=1}^{P_H} \|y(k+i|k) - W(k+i|k)\|^2 Q_1 + \sum_{i=1}^N \|\Delta u(k+i-1|k)\|^2 Q_2 \quad (5.34)$$

Donde P_H es el horizonte de predicción, $y(k+i|k)$ es la variable de salida predicha en el paso i del horizonte de predicción, $W(k+i|k)$ es el valor de referencia en el paso i del horizonte de predicción, $u(k+i-1|k)$ es la acción de control en el paso i del horizonte de control, N es el horizonte de control, y los términos Q_1 y Q_2 son las matrices de los pesos.

Tener en cuenta que los otros términos de la ecuación (5.34) son matrices también. Adicionalmente, la decisión entregada por la QP se da en la ecuación (5.35)-(5.36).

$$y = \begin{bmatrix} y(k|k) \\ y(k+1|k) \\ \vdots \\ y(k+P_H-1|k) \end{bmatrix} \quad 5.35$$

$$u = \begin{bmatrix} u(k|k) \\ u(k+1|k) \\ \vdots \\ u(k+N-1|k) \end{bmatrix} \quad 5.36$$

Las ecuaciones (5.37)-(5.41) muestran los elementos del sistema MIMO.

$$y = \begin{bmatrix} SOC_{BES} \\ L_{H2} \\ P_{grid,ex} \\ C_{total} \end{bmatrix} \quad (5.37)$$

$$W = \begin{bmatrix} SOC_{BES}^{ref} \\ L_{H2}^{ref} \\ P_{grid,ex}^{ref} \\ C_{total}^{ref} \end{bmatrix} \quad (5.38)$$

$$u = \begin{bmatrix} P_{BES} \\ P_{H2} \end{bmatrix} \quad (5.39)$$

$$Q_1 = \begin{bmatrix} \delta_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \delta_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \delta_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \delta_4 \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

$$Q_2 = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 \\ 0 & \lambda_2 \end{bmatrix} \quad (5.41)$$

Donde SOC_{BES}^{ref} es la referencia del BES SOC, L_{H2}^{ref} es el nivel de referencia del tanque de hidrógeno, $P_{grid,ex}^{ref}$ es la referencia del $P_{grid,ex}$, C_{total}^{ref} es la referencia de los costes totales del sistema, δ es el peso que penaliza la desviación de la referencia de salida, y λ es el peso que penaliza el incremento en las variables medidas.

Los valores de referencia del vector W se definen para obtener el mejor funcionamiento de la totalidad del sistema. Para la batería, la referencia de estado de carga está fijada en 65%, que es un valor medio entre los límites recomendados por el fabricante (30%-100%) [92]. El nivel de referencia del tanque de hidrógeno (50%) es también

elegido como un valor intermedio entre sus límites (5%-100%). Por otro lado, la referencia de $P_{grid,ex}$, está fijada en cero ya que uno de los principales objetivos de este trabajo es evitar el consumo de energía de la red siempre que sea posible. Finalmente, la referencia de los costes totales del sistema se calcula utilizando el método de programación lineal que se ha descrito anteriormente.

Además, es necesario considerar ciertas restricciones en el MPC para mantener las variables de entradas y salidas del sistema en sus límites de operación. Como restricciones de las salidas medidas, el estado de carga de la batería está limitado entre el 30% y el 100% para prevenir la descarga completa del dispositivo, la cual puede reducir drásticamente la vida del mismo. El nivel del tanque de hidrógeno está limitado entre el 5% y el 100% para evitar el agotamiento total del mismo debido margen de seguridad del equipo. Los parámetros y restricciones del MPC implementado se resumen en la Tabla 5.2.

Los pesos se han seleccionado siguiendo la guía del control predictivo disponible en [125], y llevando a cabo varios test de funcionamiento bajo diferentes condiciones de operación. En la referencia [125] los pesos se dividen en 5 grupos:

- Prioridad baja: sobre el 0.05.
- Prioridad media-baja: sobre 0.2.
- Prioridad media: sobre 1.
- Prioridad media-alta: sobre 5.
- Prioridad alta: sobre 20.

En este estudio, solo se han considerado tres grados de prioridad de los mencionados anteriormente. Los pesos sugeridos en [125] se han adaptado a este escenario.

- Baja prioridad (un gran error de seguimiento es aceptable) corresponde con el valor 0.01 y se utiliza para el BES SOC y el nivel del tanque de hidrógeno. Como el principal objetivo se sitúa en un intercambio adecuado de potencia entre los sistemas de almacenamiento de energía y el resto de dispositivos de la estación de carga híbrida, en lugar de perseguir un valor específico del BES SOC o del nivel del tanque de hidrógeno, ya que un seguimiento agresivo de la referencia no es necesario para estos parámetros. Además, una baja prioridad permitirá una cierta

regulación del BES SOC y del nivel del tanque de hidrógeno sin ser una limitación rígida para el sistema.

- Alta prioridad (un pequeño error de seguimiento) se ha asignado a la referencia $P_{grid,ex}$ con un peso de 10, que es mas conservador que el valor propuesto en [39 IEEE Access]. Sin embargo, es suficiente para el propósito de evadir el uso de la red siempre que sea posible.
- Una prioridad media se ha elegido para los costes totales del sistema porque podrían lograrse resultados bastante satisfactorios con esta prioridad, ya que los resultados no difieren mucho de los óptimos definidos por el vector W . Esta prioridad media se ha fijado en 1, la cual se ha verificado para el propósito de este trabajo.

En este trabajo, la prioridad más alta la tiene evadir el uso de la red siempre y cuando sea posible, seguida de la conseguir los costes óptimos del sistema cuya prioridad es media y, por último, como prioridad baja las referencias en el estado de carga de la batería y el nivel del tanque de hidrógeno.

Finalmente, el balance de potencia del sistema se asegura mediante la ecuación (5.42), donde P_{gen} es la potencia total generada por la estación de carga híbrida excluyendo la red, P_{PV} es la potencia de los paneles fotovoltaicos, y P_{EV} es la potencia de los vehículos eléctricos.

$$P_{BES} + P_{H2} + P_{grid,ex} + P_{PV} = P_{EV} \cdot P_{gen} + P_{grid,ex} = P_{EV} \quad (5.42)$$

Tabla 0.2: Resumen de los parámetros del MPC de la configuración híbrida 2

Parámetros del controlador		
Intervalo de control (h)		1
Horizonte de predicción (intervalos)		10
Horizonte de control (intervalos)		2
Peso de las variables de salida		
SOC_{BES}		0.1
L_{H2}		0.1
P_{grid}		10
C_{total}		1
Peso de las variables de entrada		
P_{BES}		0.01
P_{H2}		0.01
Restricciones		
Parámetro	Tipo	Rango
$SOC_{BES}(\%)$	Limitación de nivel	[30,100]
$L_{H2}(\%)$	Limitación de nivel	[5,100]

5.4. Sistema de gestión de la energía basado en estados de la configuración híbrida 2

El sistema de gestión de la energía basado en estados se describe en el diagrama mostrado en la figura 5.7. Este EMS calcula las referencias de potencia de la batería y el sistema de hidrógeno utilizando tres variables; la potencia neta, el estado de carga de la batería y el nivel del tanque de hidrógeno. Las referencias de potencias de la batería y del sistema de hidrógeno, P_{bat} y P_{H2} , pueden ser positivos o negativos que corresponden a la descarga y carga de estos elementos, respectivamente. En el caso del hidrógeno, en el proceso de carga (valores negativos de P_{H2}) la referencia de potencia llega al electrolizador, en el caso de proceso de descarga (valores positivos de P_{H2}) la referencia de potencia llega a la pila de combustible.

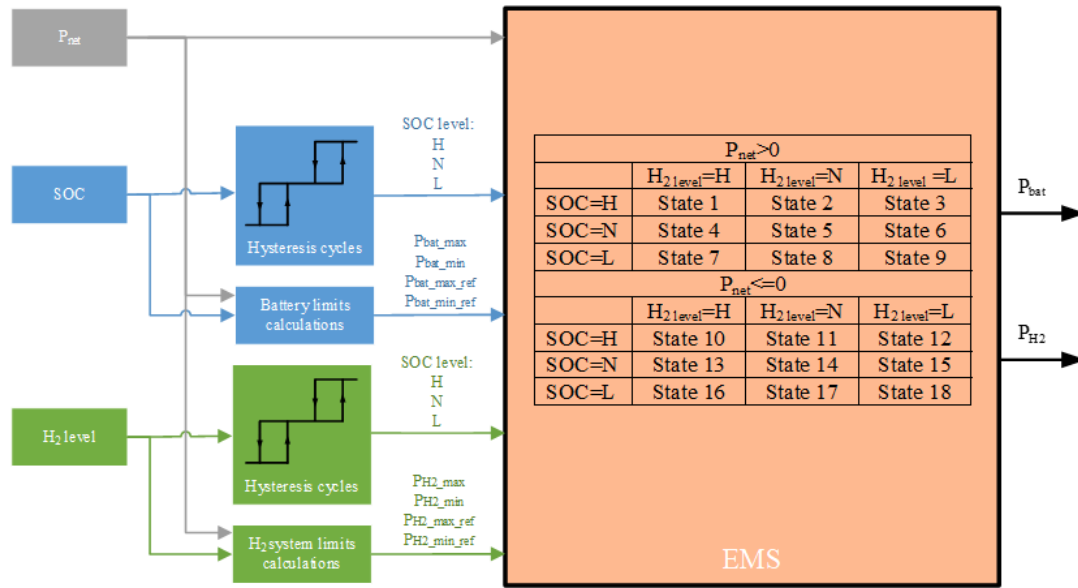


Figura 5.4: Diagrama del EMS basado en estados

Para ambos sistemas de almacenamiento de energía, una combinación de dos ciclos de histéresis se ha utilizado para clasificar sus niveles de almacenamiento. En la figura 5.8, se muestra en detalle el ciclo de histéresis en cuestión. Para la batería, los valores límite $x1$, $x2$, $x3$ y $x4$ corresponden a los siguientes valores: 35%, 45%, 80% y 95%. Para el tanque de hidrógeno, los límites de los valores $x1$, $x2$, $x3$, y $x4$ corresponden a los siguientes valores: 13%, 58,5%, 71,5% y 95%. Dependiendo del valor actual del estado de carga o el nivel del tanque de hidrógeno, el ciclo de histéresis determina un estado para el nivel del sistema de almacenamiento entre los siguientes: Bajo (L), normal (N) y alto (H). En la figura 5.8, se han incluido flechas para indicar como se hacen las transiciones entre estados.

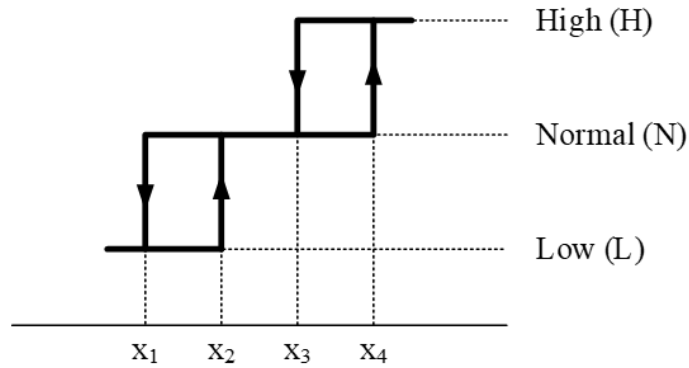


Figura 5.5: Ciclos de histéresis del EMS basado en estados

Aparte de esto, para ambos sistemas de almacenamiento, se han realizado cálculos para determinar los límites de potencia.

Por un lado, se han calculado las potencias máximas que pueden generar o almacenar dependiendo del porcentaje de nivel de almacenamiento actual, siguiendo estas premisas.

- La potencia máxima que pueden generar para que puedan reducir el SOC y el nivel del tanque de hidrógeno al 0% desde su valor actual en un tiempo de muestreo.
- La potencia máxima que pueden almacenar para que puedan aumentar el SOC y el nivel del tanque de hidrógeno al 100% desde su valor actual en un tiempo de muestreo.

Por lo tanto, los límites máximos de potencias de carga y descarga para la batería (denominados como P_{bat_min} y P_{bat_max} , respectivamente) y para el sistema de hidrógeno (denominados como P_{H2_min} y P_{H2_max} , respectivamente) se calculan.

Por otro lado, también se calculan las potencias necesarias para alcanzar el valor de referencia de SOC y nivel de tanque de hidrógeno desde su valor actual, siguiendo estas premisas.

- Si el estado de almacenamiento está por encima del valor de referencia y el sistema está operando con un exceso de energía ($P_{net} > 0$), esta potencia se calcula

como la potencia que en un tiempo de muestreo sea capaz de reducir el nivel de almacenamiento actual hasta el valor de referencia.

- Si el estado de almacenamiento está por debajo del valor de referencia y el sistema está operando con una falta de energía ($P_{net}<0$), esta potencia se calcula como la potencia que en un tiempo de muestreo sea capaz de aumentar el nivel de almacenamiento actual hasta el valor de referencia.
- En el resto de los casos (por ejemplo, el sistema está operando con falta de energía y el nivel de almacenamiento está por encima del valor de referencia o que el sistema esté operando bajo un exceso de energía y el nivel de almacenamiento esté por debajo del valor de referencia), esta potencia es igual a cero.

Estos límites de potencia se denominan como: cuando el sistema está operando con un exceso de energía ($P_{net}>0$), $P_{bat_max_ref}$ y $P_{H2_max_ref}$ para la batería y el sistema de hidrógeno, respectivamente; cuando el sistema está operando con una falta de energía ($P_{net}<0$), $P_{bat_min_ref}$ y $P_{H2_min_ref}$ para la batería y el sistema de hidrógeno respectivamente.

En todos estos casos, las potencias límites calculadas para la batería y el sistema de hidrógeno están limitadas acorde con los límites operacionales de cada dispositivo según sus fabricantes.

Con los niveles de almacenamiento definidos por los ciclos de histéresis, los límites de potencia máximos acordes a los niveles de almacenamiento y la potencia necesaria para alcanzar estos valores de referencia de los sistemas de almacenamiento, junto con la potencia neta del sistema, un sistema de gestión de la energía compuesto por 18 estados determina las referencias de potencia para la batería y el sistema de hidrógeno. Estos 18 estados se resumen en la tabla 5.3. Estos estados se han diseñado para evadir situaciones extremas como: un exceso de energía y los sistemas de almacenamiento totalmente cargados; y, una falta de energía con los dispositivos de almacenamiento de energía totalmente descargados. Además, debido al bajo coste de adquisición de la batería baja las mismas condiciones (por ejemplo, mismos niveles de almacenamiento), se ha priorizado su uso respecto al sistema de hidrógeno.

Tabla 0.3: Descripción de los 18 estados que componen el EMS basado en estados

$P_{net} > 0$ (excess of energy)			
	$H_2 \text{ level} = H$	$H_2 \text{ level} = N$	$H_2 \text{ level} = L$
SOC=H	$P_{bat} = \min(P_{bat_max}, P_{net})$ $P_{H2} = \min(P_{H2_max}, P_{net} - P_{bat})$	$P_{bat} = \min(P_{bat_max}, P_{net})$ $P_{H2} = \min(P_{H2_max}, P_{net} - P_{bat})$	$P_{bat} = \min(P_{bat_max_ref}, 1.2 \cdot P_{net})$ If $P_{net} \geq P_{bat_max_ref}$ $P_{H2} = 0$ Else $P_{H2} = \max(P_{H2_min}, P_{net} - P_{bat})$
SOC=N	$P_{H2} = \min(P_{H2_max}, P_{net})$ $P_{bat} = \min(P_{bat_max}, P_{net} - P_{H2})$	If $P_{net} \leq 2 \cdot P_{H2_max}$ $P_{bat} = \min(P_{bat_max}, P_{net}/2)$ $P_{H2} = \min(P_{H2_max}, P_{net} - P_{bat})$ Else $P_{H2} = \min(P_{H2_max}, P_{net})$ $P_{bat} = \min(P_{bat_max}, P_{net} - P_{H2})$	$P_{bat} = \min(P_{bat_max}, P_{net})$ $P_{H2} = 0$
SOC=L	$P_{H2} = \min(1.2 \cdot P_{net}, P_{H2_max_ref})$ If $P_{net} \geq P_{H2_max_ref}$ $P_{bat} = 0$ Else $P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net} - P_{H2})$	$P_{H2} = \min(P_{H2_max}, P_{net})$ $P_{bat} = 0$	$P_{bat} = 0$ $P_{H2} = 0$
$P_{net} \leq 0$ (surplus of energy)			
	$H_2 \text{ level} = H$	$H_2 \text{ level} = N$	$H_2 \text{ level} = L$
SOC=H	$P_{bat} = P_{bat_min_ref}$ $P_{H2} = P_{H2_min_ref}$	$P_{H2} = \max(P_{net}, P_{H2_min})$ $P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net} - P_{H2})$	$P_{H2} = \max(P_{H2_min}, 1.2 \cdot P_{net})$ If $P_{net} \leq P_{H2_min}$ $P_{bat} = 0$ Else $P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net} - P_{H2})$
SOC=N	$P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net})$ $P_{H2} = \max(P_{H2_min}, P_{net} - P_{bat})$	If $P_{net} \geq 2 \cdot P_{bat_min}$ $P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net}/2)$ $P_{H2} = \max(P_{H2_min}, P_{net} - P_{bat})$ Else $P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net})$ $P_{H2} = \max(P_{H2_min}, P_{net} - P_{bat})$	$P_{H2} = \max(P_{net}, P_{H2_min})$ $P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net} - P_{H2})$
SOC=L	$P_{bat} = \max(P_{bat_min}, 1.2 \cdot P_{net})$ If $P_{bat} \leq P_{bat_min}$ $P_{H2} = 0$ Else $P_{H2} = \max(P_{H2_min}, P_{net} - P_{bat})$	$P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net})$ $P_{H2} = \max(P_{H2_min}, P_{net} - P_{bat})$	If $P_{net} \geq 2 \cdot P_{bat_min}$ $P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net}/2)$ $P_{H2} = \max(P_{H2_min}, P_{net} - P_{bat})$ Else $P_{H2} = \max(P_{H2_min}, P_{net})$ $P_{bat} = \max(P_{bat_min}, P_{net} - P_{H2})$

Capítulo 6: Resultados

En esta sección, se muestran los resultados obtenidos de ambas configuraciones híbridas estudiadas.

La primera está compuesta de cuatro elementos. Un aerogenerador que actúa como principal fuente de energía. El aerogenerador opera en el punto de máxima potencia para maximizar la energía capturada del viento. Adicionalmente, dos ESSs acoplados al aerogenerador como fuentes de energía secundarias. Estos ESS son los supercondensadores debido a su alto rendimiento en ciclos rápidos de carga y descarga, y el sistema de hidrógeno, que está constituido por una pila de combustible (FC), un tanque de hidrógeno y un electrolizador (EZ), debido a la gran cantidad de energía que puede almacenar durante largos periodos de tiempo.

La segunda modela una estación de carga híbrida para vehículos eléctricos formada por 6 unidades de carga rápida de 45 kW acorde con la IEC 61851-1 [88]. Está compuesta por un sistema de paneles fotovoltaicos que trabajan en el régimen de punto de máxima potencia, dos sistemas de almacenamiento de energía y la conexión a la red. Los ESS, utilizados en esta configuración son, un sistema de hidrógeno, compuesto por una FC, un tanque de hidrógeno y un EZ, y una batería. Todas las fuentes de energía están conectadas a un bus de MVDC de 1500 V a través de ZSCs. Además, un ZSI que incluye la batería en la red de impedancia (sin convertidores DC/DC adicionales), llamado '*energy-stored quasi-ZSI*' (qZSI), se ha utilizado para conectar el sistema híbrido a la red.

Todos los resultados obtenidos en esta tesis se muestran en las siguientes publicaciones, [87], [89].

6.1. Resultados de la configuración híbrida 1

Este sistema híbrido se ha probado a través de varias condiciones de operación. Para comparar las ventajas que supone añadir el MPC al EMS, se ha tomado como punto de referencia los resultados obtenidos por el mismo sistema híbrido, pero sin añadir el MPC al SCS. Además, se han considerado dos casos para evaluar el funcionamiento del sistema del EMS que incluye el MPC bajo dos objetivos de control diferentes.

En la primera simulación se muestra la regulación del SOC_{UC} a una constante de referencia bajo cambios en las condiciones de los parámetros de las variables de entrada, mientras que la segunda simulación ilustra la respuesta del sistema cuando se le aplica un escalón en la referencia del SOC_{UC} .

6.1.1. Caso 1: Referencia constante del SOC_{UC}

Esta simulación evalúa la regulación del SOC_{UC} cuando las entradas del EMS cambian entre diferentes valores. Se ha considerado un viento variable que fluctúa entre los 8.5 m/s y los 11.5 m/s tal y como se muestra en la figura 6.1.

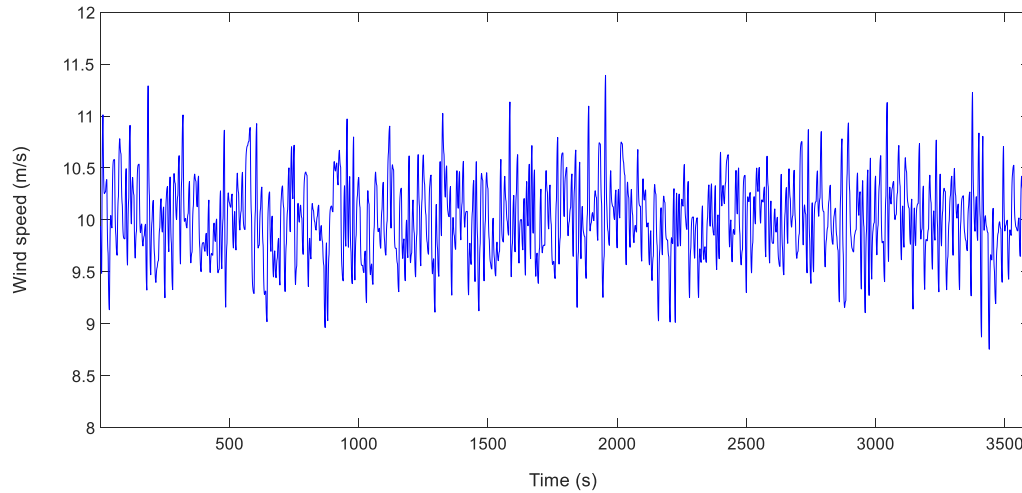


Figura 0.1: Viento variable utilizado en la simulación

De las ecuaciones (5.14) y (5.15), se puede apreciar que P_{DFIG}^* y P_{demand} se utilizan en el SCS para calcular $P_{UC\ ref}$ y $P_{H2\ ref}$. En esta primera simulación, estos parámetros varían como se muestran en la figura 6.2. Además, estas variaciones implican cambios en las referencias de potencia de los sistemas de almacenamiento de energía.

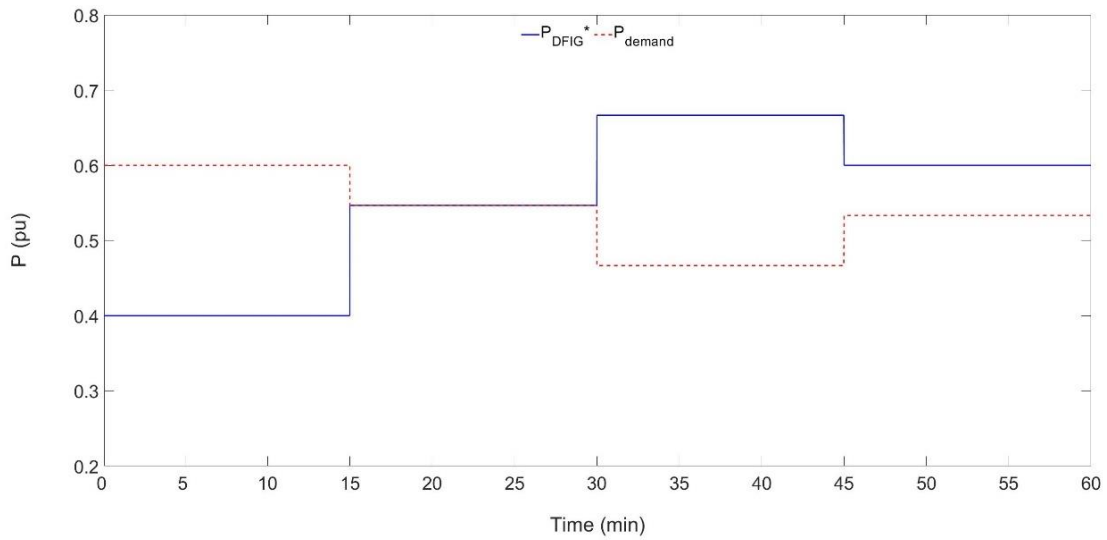


Figura 0.2: Predicción de potencia el DFIG y demandada para el caso 1

A pesar de que los ESSs están conectados al bus de corriente continua del aerogenerador DFIG, la operación del aerogenerador no debería estar afectada por los cambios de potencia activa inyectados por los dispositivos de almacenamiento ni por la acción del MPC para generar la potencia de soporte entre los almacenamientos.

En esta simulación, se observa que ambas configuraciones (la que incluye el MPC y la que no), muestran una respuesta similar en términos de generación de potencia activa del aerogenerador DFIG. Además, es necesario mantener una tensión constante en el bus de corriente continua para mantener una buena estabilidad en el sistema híbrido.

Los resultados muestran que esta magnitud se controla adecuadamente en su referencia, y que la inclusión del MPC en el EMS no afecta su funcionamiento.

Como se ha detallado previamente, el sistema de hidrógeno es responsable de entregar o absorber la diferencia de potencia que existe entre P_{DFIG}^* y P_{demand} tal y como se muestra en la figura 6.2. Este cálculo es estrictamente válido para el sistema sin MPC, mientras que en el sistema con MPC, el término $P_{support}$ se define para regular el SOC_{UC} .

La figura 6.3 muestra la potencia activa intercambiada por el sistema de hidrógeno y los dos sistemas EMS comparados. En ambas configuraciones P_{H2} empieza incrementando desde el principio de la simulación debido a la discordancia que existe entre P_{DFIG}^* y P_{demand} , la cual implica una $P_{primary H2}$ igual a 0,2 pu.

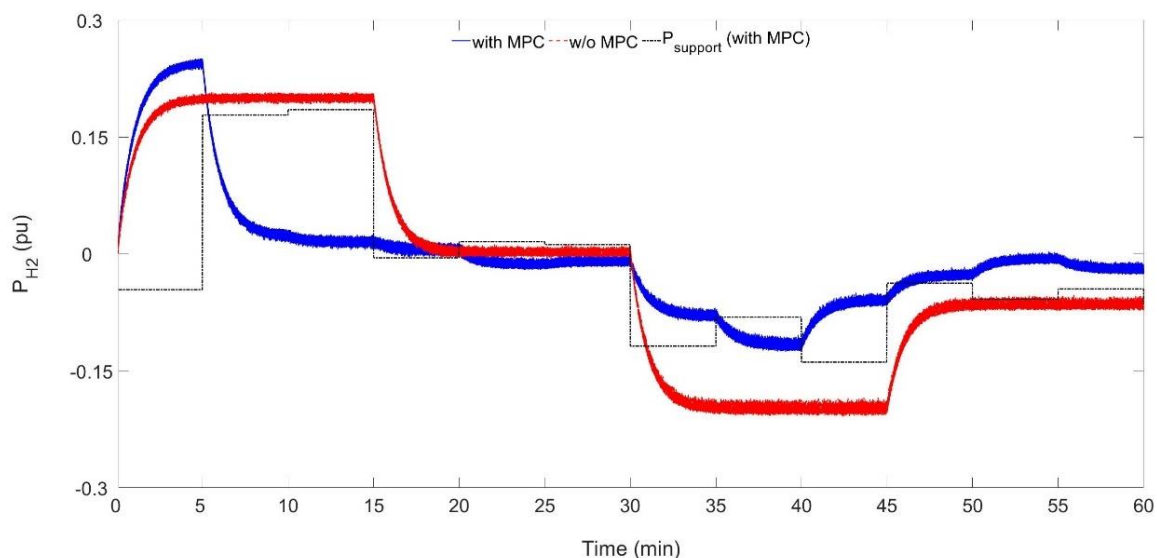


Figura 0.3: Potencia del sistema de hidrógeno y de apoyo para el caso 1

Para el SCS sin MPC, se puede apreciar claramente que la pila de combustible entrega 0,2 pu durante los 15 primeros minutos de la simulación, lo cual corresponde a la diferencia entre P_{demand} y P_{DFIG}^* en este intervalo. Entre el minuto 15 y el 30, esta diferencia llega a ser despreciable por lo que no es necesaria la utilización de la pila de combustible ni del electrolizador. Desde el minuto 30 hasta el final de la simulación, P_{DFIG}^* llega a ser más grande que P_{demand} , por lo que el electrolizador es responsable de utilizar este exceso de generación de energía para producir hidrógeno.

Por otro lado, cuando se utilizad el MPC en el SCS, las referencias primarias de la pila de combustible y el electrolizador se modifican para ayudar al supercondensador. El sistema de hidrógeno es necesario para entregar o almacenar potencia adicional para cubrir el desequilibrio entre la predicción y la demanda. Por lo tanto, cada 300 segundos el MPC calcula la $P_{support}$ y modifica las referencias de potencias primarias para la pila de combustible y el electrolizador.

Se pueden apreciar ciertas diferencias entre ambos sistemas, tal y como se muestra en la figura 6.3. Estas diferencias corresponden a la $P_{support}$ calculada para controlar el SOC_{UC} . Los efectos de $P_{support}$ en el electrolizador y la pila de combustible se han descrito anteriormente.

Respecto a esto, las situaciones que ocurren entre los minutos 5 y 15 y los minutos 20 y 30 son bastante claras. En el periodo de 5 a 15 minutos, SOC_{UC} ha incrementado por

encima de su referencia. Además, la configuración con MPC intenta reducir este estado de carga para seguir su referencia. Esto se logra utilizando el supercondensador en vez de el sistema de hidrógeno para combatir el desequilibrio entre P_{demand} y P_{DFIG}^* .

Como consecuencia, el sistema de hidrógeno ha sido liberado de su cometido, por lo que reduce su potencia de salida, incrementando la potencia de salida del UC. Por lo tanto, en la configuración con MPC el estado de carga de supercondensador decrece y se aproxima a su referencia.

Por otro lado, después de la respuesta transitoria, el sistema de hidrógeno no intercambia potencia activa con la red entre los minutos 20 y 30, ya que P_{DFIG}^* y P_{demand} están fijados en el mismo valor. Sin embargo, un consumo pequeño de energía se registra en el electrolizador ya que el supercondensador está por encima de su referencia y es necesario aproximarle a ella.

La potencia extraída del supercondensador no puede ser entregada a la red para no desviar P_t de P_{demand} . Por lo tanto, la descarga adicional del UC se consume en el EZ para producir hidrógeno. Además, se ha logrado un uso inteligente del exceso de energía almacenado en el UC en la configuración con MPC.

La contribución de $P_{support}$ también se aprecia en P_{UC} , mostrada en la figura 6.4. En la configuración sin MPC, la potencia de salida del UC es solo responsable de compensar el desequilibrio entre P_g y P_{DFIG}^* . Debido a que P_g varía con el viento, P_{UC} muestra fluctuaciones rápidas. Este comportamiento no puede ser adquirido por el sistema de hidrógeno debido a su dinámica lenta y bajo rendimiento en operaciones fluctuantes.

Como se muestra en la figura 6.4 los valores positivos de $P_{support}$ implican una descarga del UC, al contrario, los valores negativos cargan el dispositivo. Este efecto se puede observar también en la figura 6.5. Durante los periodos con una $P_{support}$ negativa, el estado de carga del supercondensador en la configuración con MPC aumenta más rápidamente que en la configuración sin MPC. Análogamente, cuando es necesario que el estado de carga del supercondensador baje, el MPC genera una $P_{support}$ positiva que favorece la descarga del dispositivo.

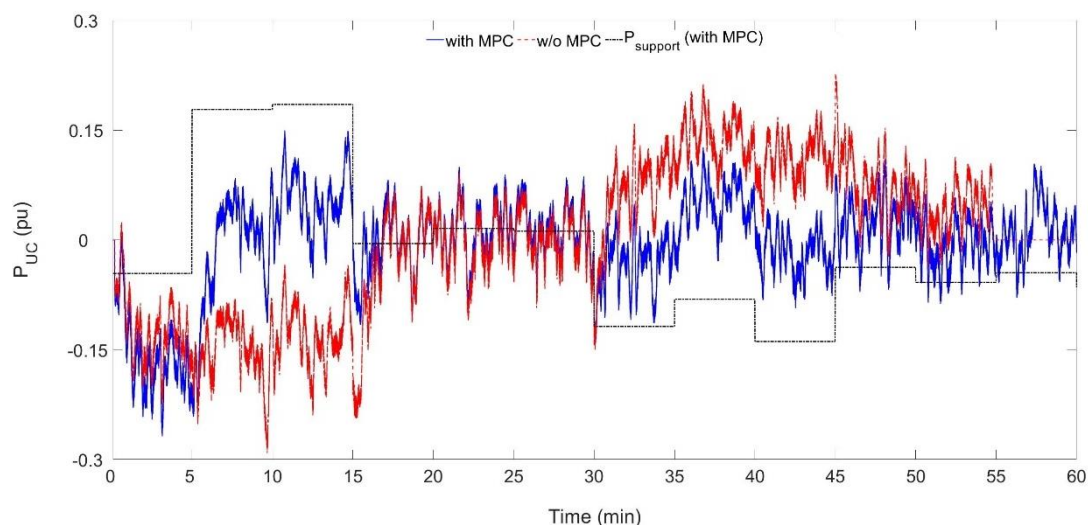


Figura 0.4: Potencia del supercondensador y de apoyo para el caso 1

Los resultados ilustrados en la figura 6.5 muestran claramente que la configuración con el MPC incluido en el EMS es capaz de controlar el SOC_{UC} a un valor cercano al especificado. Incluso con la variación de las condiciones de operación (por ejemplo, P_{DFIG}^* , velocidad del viento o P_{demand}), el MPC es capaz de generar las referencias de $P_{support}$ necesarias para mantener un correcto intercambio de potencia entre los sistemas de almacenamiento de energía para controlar SOC_{UC} , evadiendo situaciones que podrían ser potencialmente dañinas para el UC.

Bajo las mismas condiciones de operación, la configuración sin MPC alcanza un SOC_{UC} máximo cercano a 120%, debido a que no hay ninguna regulación para este parámetro. Un estado de carga alrededor del 120% significa que la tensión aplicada en los terminales del UC es aproximadamente un 20% mayor de la nominal. Esta situación indeseada debería ser evadida para minimizar el riesgo de dañar el dispositivo. Como se muestra, el EMS con el MPC consigue una regulación satisfactoria bajo diferentes condiciones de operación.

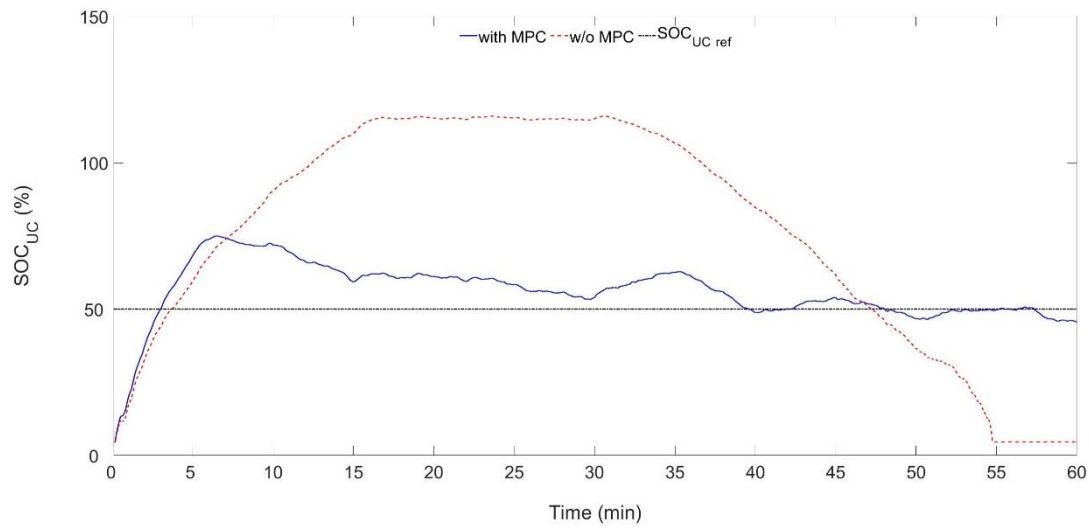


Figura 0.5: Estado de carga del supercondensador para el caso 1

Como cabría esperar, la contribución del MPC en el SCS también muestra efectos en el nivel del tanque de hidrógeno. Se puede observar en la figura 6.6 que el nivel del tanque de hidrógeno en la configuración con MPC es más alto que en la configuración sin MPC para la mayoría de la simulación. Esto es consecuencia del comportamiento del supercondensador que se ha descrito anteriormente. Ya que el MPC evade niveles excesivos de carga en el UC, el exceso de energía del UC lo consume el electrolizador para incrementar la creación de hidrógeno. Además, la inclusión del MPC ha demostrado tener doble beneficio. Por un lado, ayuda a la regulación del SOC_{UC} para mantenerlo cercano a su referencia permitiendo una operación más segura del equipo. Por otro lado, el MPC ha desarrollado una gestión de la energía inteligente en el sistema híbrido, ya que el exceso de energía rechazada por el UC durante la regulación de su estado de carga es consumido por el electrolizador, por lo que consigue un uso inteligente de la energía disponible.

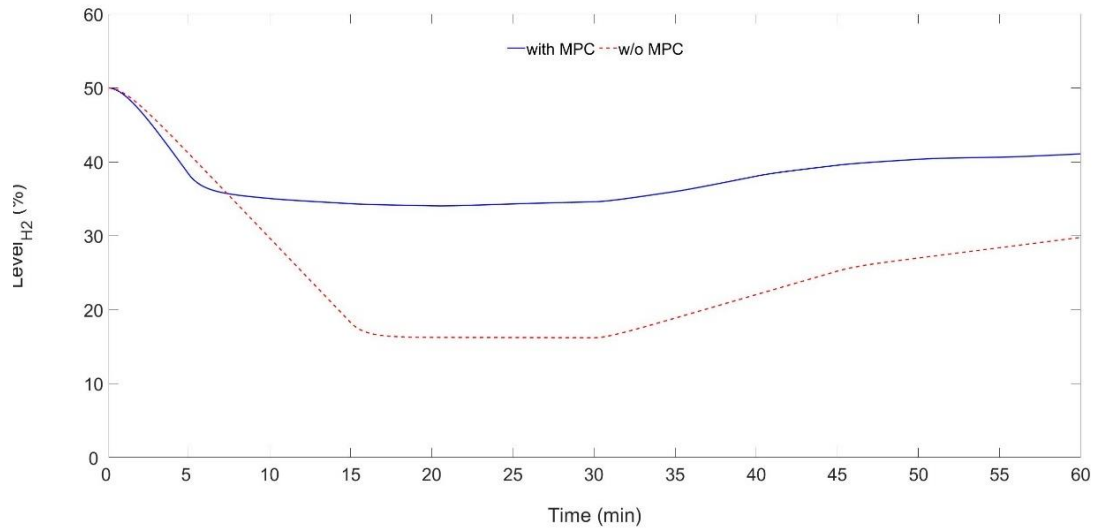


Figura 0.6: Nivel del tanque de hidrógeno para el caso 1

La mejora del funcionamiento con el SCS con MPC se muestra finalmente en la figura 6.7, donde P_t (la potencia activa inyectada en la red) es representada. Como se muestra, el SCS sin el MPC no es capaz de conseguir que P_t sea igual que P_{demand} al final de la simulación. Esto es consecuencia del bajo estado de carga del supercondensador durante este periodo, tal y como se en la figura 6.5, la cual reduce la contribución de P_{UC} a cero (figura 6.4). Además, desde que el UC no es capaz de filtrar las fluctuaciones de potencia, estas se transmiten a la potencia de salida como se observa en la configuración sin MPC. En contraste, el SCS con MPC desarrolla una adecuada regulación del SOC_{UC} y satisface la demanda de la red durante toda la simulación. Este resultado demuestra el principal beneficio conseguido por el SCS con MPC, además de una gestión inteligente de la energía disponible en el sistema híbrido que permite aumentar la capacidad para proporcionar una potencia de salida controlada de una fuente de energía renovable.

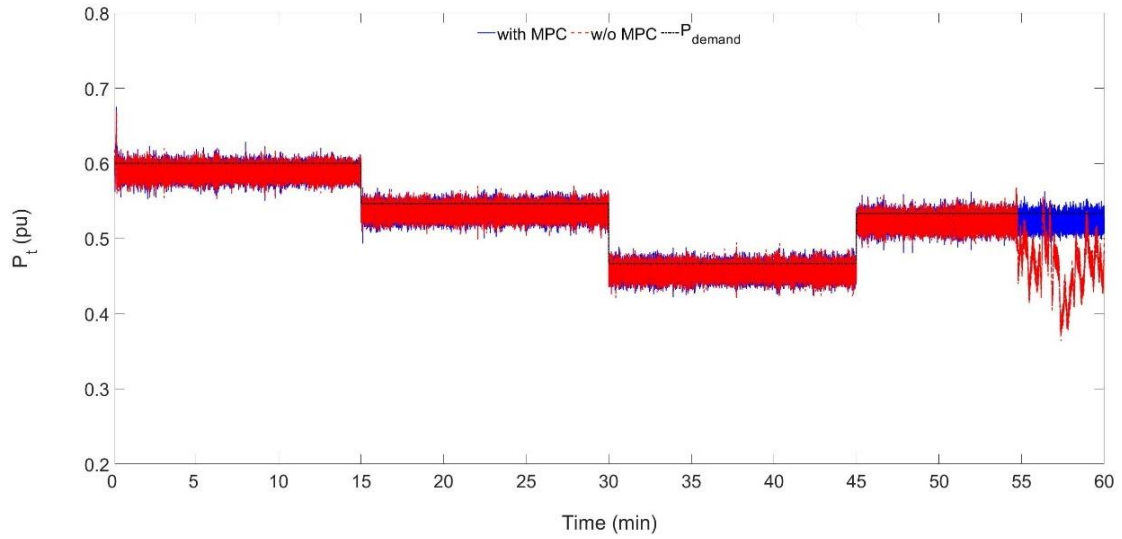


Figura 0.7: Potencia de salida del sistema híbrido y demandada para el caso 1

6.1.2. Caso 2: Cambios en la referencia de SOC_{UC}

Para validar la regulación de SOC_{UC} , se ha simulado un segundo escenario con cambios en la referencia de este parámetro. En esta situación, el MPC tiene que ser capaz de regular SOC_{UC} a dos diferentes valores a través de la simulación. Para diferenciar claramente los efectos de los cambios de referencia del SOC_{UC} de los efectos de los cambios de otros parámetros (mostrados en el caso anterior), P_{DFIG}^* se mantiene constante a 0,55 pu, mientras que se produce un cambio de referencia de P_{demand} en el minuto 40, desde 0,47 pu (700 kW) a 0,6 pu (900 kW). Adicionalmente, la referencia del estado de carga del supercondensador está fijado a 50% al comienzo de la simulación, y cambia en el minuto 30 a 75%. Se ha utilizado el mismo viento variables de la simulación anterior.

Bajo estas condiciones, el EMS con MPC es capaz de regular el SOC_{UC} a los valores de referencia definidos como se muestra en la figura 6.8. La configuración con MPC controla el SOC_{UC} al 50% durante la primera mitad de la simulación. El MPC genera un nuevo valor de $P_{support}$ cada 300 segundos, lleva un tiempo que la variable controlada alcance su valor de referencia. A pesar de eso, una cierta tendencia hacia el valor de 50% se puede apreciar, en contraposición con la configuración sin MPC, la cual no es capaz de regular el SOC_{UC} . Por lo tanto, en la configuración sin MPC, el SOC_{UC} varía como resultado de la carga y descarga del supercondensador acorde a las referencias fijadas en la primera etapa del SCS.

En los últimos 30 minutos de la simulación, el SCS con MPC conduce a SOC_{UC} a su nueva referencia, la cual es 75%, mientras que la configuración sin MPC no puede regular este parámetro y cae hasta el mínimo recomendado en varios periodos. Además, el cambio en P_{demand} en el minuto 40 no afecta al comportamiento del sistema con MPC. Por lo tanto, estos resultados muestran un funcionamiento adecuado del EMS con MPC para controlar el SOC_{UC} bajo diferentes condiciones de operación.

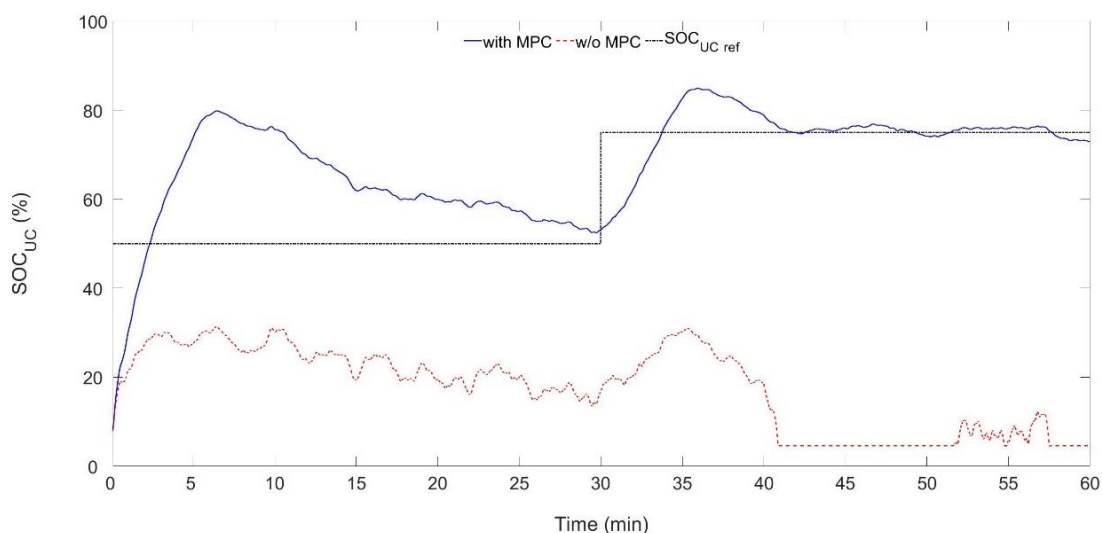


Figura 0.8: Estado de carga del supercondensador para el caso 2

La potencia de salida del UC para cada configuración se muestra en la figura 6.8. El efecto de $P_{support}$ puede ser observado a través de la simulación. Al principio, y desde el minuto 30 al 35 aproximadamente, P_{UC} es más bajo en la configuración con MPC. Este consumo adicional de energía del condensador con MPC causa un aumento considerable en su SOC, como se muestra en la figura 6.8. En otros periodos (desde el 5 al 15), P_{UC} es un poco mayor en el SCS con MPC. Estas diferencias entre ambas configuraciones son causadas por la contribución de $P_{support}$ en el SCS con MPC. Por lo tanto, cuando $P_{support}$ es negativa, el UC se carga, mientras que para valores positivos de $P_{support}$, el dispositivo se descarga.

Cuando el MPC no está presente, el UC solo compensa la diferencia que existe entre P_g y P_{DFIG}^* , y el SOC_{UC} varía conforme a eso. Como se observa en la figura 6.8, desde el minuto 42 hasta el final de la simulación, hay algunos intervalos en los que el UC está totalmente descargado. Como consecuencia, P_{UC} se vuelve cero en esos periodos que se ven en la figura 6.9, y este dispositivo no es capaz de compensar la desviación entre la P_g y la P_{DFIG}^* . Esto causa inconvenientes cuando se observa desde la perspectiva de la red.

Como se ve en la figura 6.10, durante esos periodos en los que el UC está agotado en el SCS sin MPC, el UC no puede filtrar las fluctuaciones de la generación de potencia del DFIG, y esas fluctuaciones se transfieren a la potencia que se inyecta en la red. Por otro lado, cuando el MPC está implementado en el SCS, el SOC_{UC} se controla y no pierde la capacidad de filtrar esas fluctuaciones. Por lo tanto, la potencia inyectada a la red por el sistema híbrido es capaz de seguir la potencia P_{demand} debido a la contribución del sistema de hidrógeno, además de suavizar las fluctuaciones de P_g regulando el SOC_{UC} . Como se muestra, esto no es posible en la configuración sin MPC.

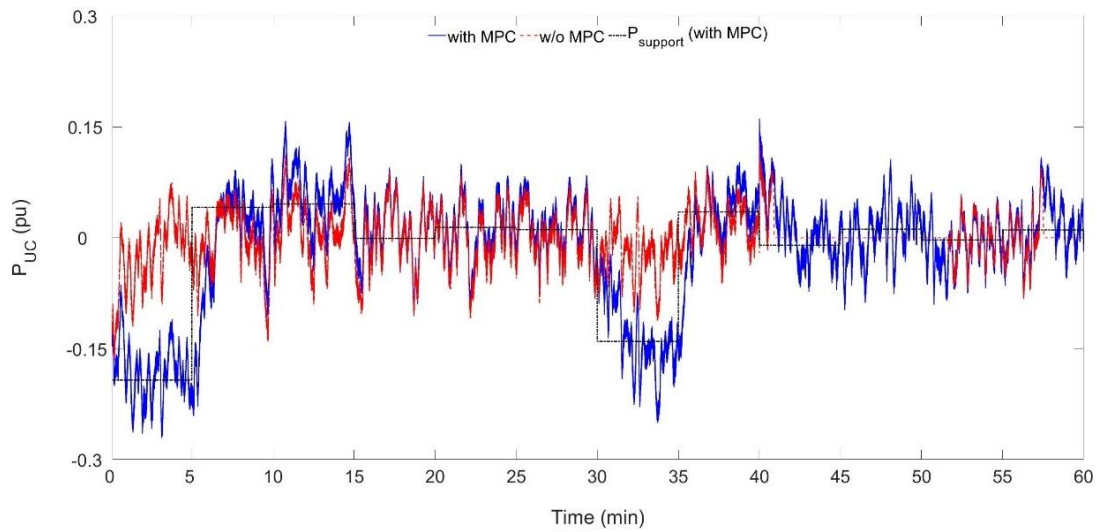


Figura 0.9: Potencia del supercondensador y de apoyo para el caso 2

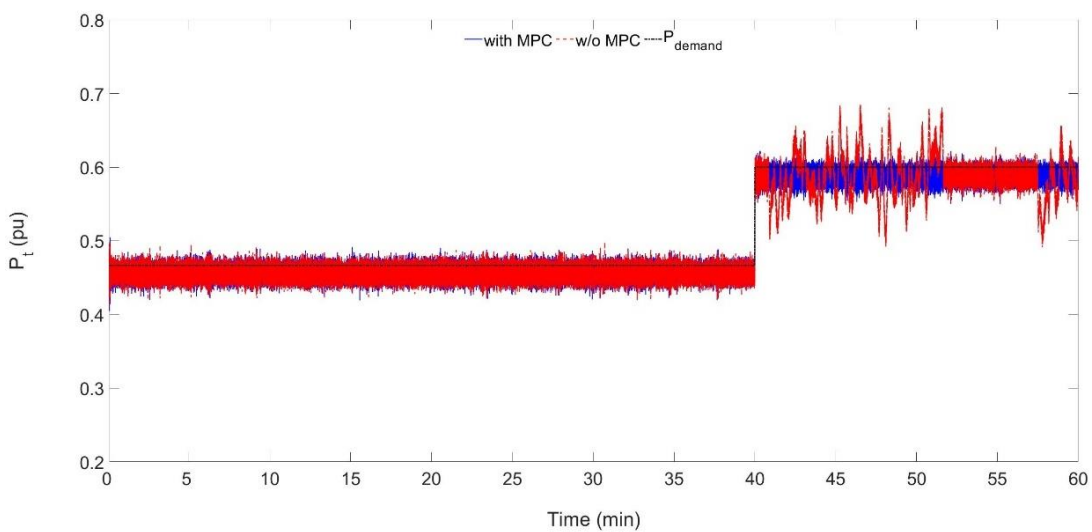


Figura 0.10: Potencia de salida del sistema híbrido y demandada para el caso 2

La potencia intercambiada por el sistema de hidrógeno se muestra en la figura 6.11. En concordancia con el diseño del EMS, el sistema de hidrógeno es el conjunto de dispositivos encargados de cubrir el desequilibrio de potencias entre la P_{demand} y la P_{DFIG}^* . En este caso, este desequilibrio corresponde al cambio escalón desde -0,08 pu a 0,05 pu aproximadamente en el minuto 40, y esta es la referencia de potencia adquirida por el EMS sin MPC. Sin embargo, el EMS con MPC genera una $P_{support}$ para controlar el estado de carga del supercondensador. Esta potencia adicional es intercambiada entre el sistema de hidrogeno y el supercondensador.

Además, afecta a la potencia entregada o absorbida por la pila de combustible o electrolizador, respectivamente. Esto se observa en la figura 6.11, donde la pila de combustible contribuye a la carga del supercondensador durante los 5 primeros minutos de la simulación y desde el minuto 30 al 35. Por otro lado, desde el minuto 15, y desde el minuto 37 al 40 aproximadamente, el electrolizador consume más potencia para conseguir una rápida reducción del estado de carga del supercondensador. Esta relación entre la potencia de entrada y salida del sistema de hidrógeno y el estado de carga del supercondensador, se resaltan en la figura 6.8, demostrando la contribución del sistema de hidrógeno en la regulación del SOC_{UC} .

Dicha operación también conlleva diferencias en la cantidad de hidrógeno almacenado en el tanque, el cual se ilustra en la figura 6.12. Como se observa, el nivel del tanque de hidrógeno es más bajo en la configuración con el MPC, principalmente debido a los 5 primeros minutos de simulación, en los que el EMS con MPC consume hidrógeno en la pila de combustible para incrementar el SOC_{UC} , mientras que en el EMS sin MPC en este intervalo de tiempo se está haciendo uso del electrolizador.

Esta situación inicial, junto con el intervalo entre el minuto 30 y 35 donde ocurre la misma situación, penaliza el nivel del tanque de hidrógeno para el resto de la simulación en el caso del SCS con MPC, el cual no llega a ser compensado en periodos de gran generación del electrolizador. Sin embargo, este nivel de tanque de hidrógeno más bajo es una pequeña desventaja en comparación con los beneficios obtenidos con el MPC con respecto al control del SOC_{UC} y de la potencia activa inyectada en la red.

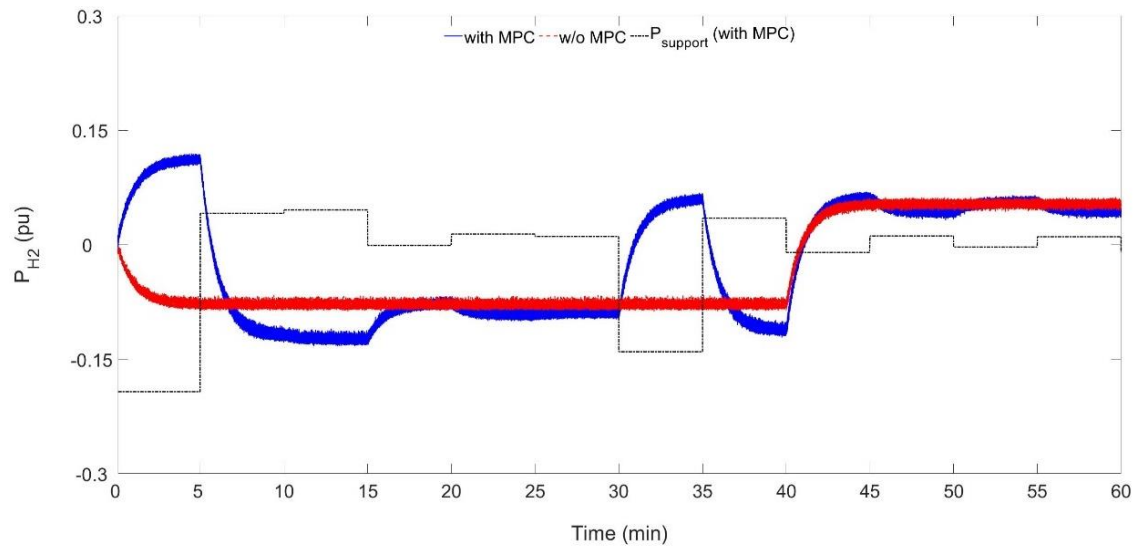


Figura 0.11: Potencia del sistema de hidrógeno y de apoyo para el caso 2

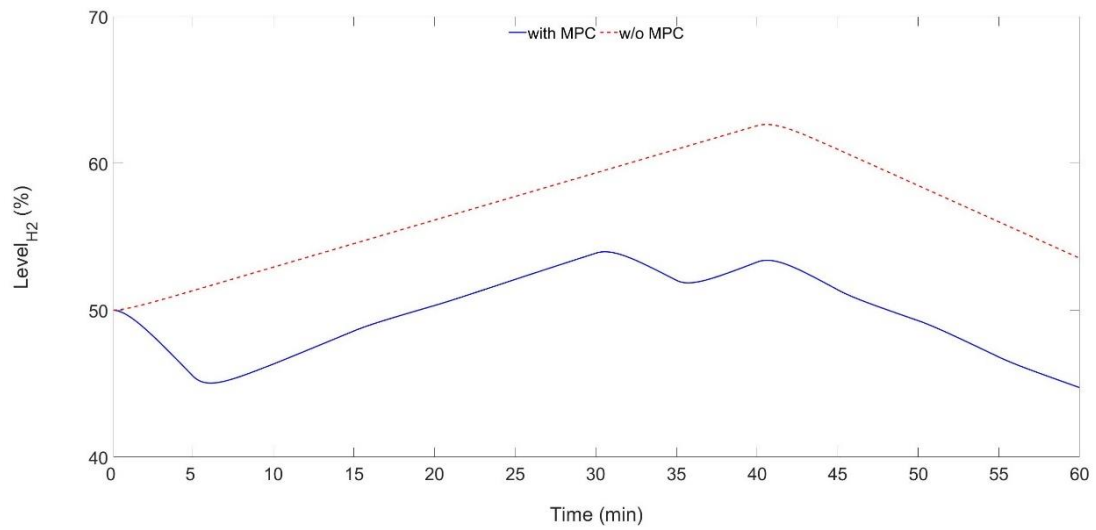


Figura 0.12: Nivel del tanque de hidrógeno para el caso 2

Este segundo caso de estudio muestra una mejora en el funcionamiento del SCS con MPC ya que como se ha comentado anteriormente, incluye el control de SOC_{UC} , lo que al final se traduce en una mejora de la calidad de la energía suministrada a la red a través del sistema híbrido. Además, se demuestra que el MPC puede controlar el SOC_{UC} en diferentes valores, lo cual puede ser útil en aplicaciones donde la referencia de SOC venga definida por criterios específicos.

6.2. Resultados de la configuración híbrida 2

Para comprobar el correcto funcionamiento de la estación de carga híbrida controlada por un MPC como sistema de gestión de la energía, se llevó a cabo una simulación de 25 años. Para comparar los resultados obtenidos se ha utilizado un control basado en estados como sistema de gestión de la energía. Este EMS se ha descrito en la sección 5.4. Los datos mostrados en la figura 4.3 (irradiación solar, y potencia demandada por los vehículos eléctricos) se repiten durante los 25 años de la simulación, que es el tiempo de vida esperado de la estación de carga híbrida.

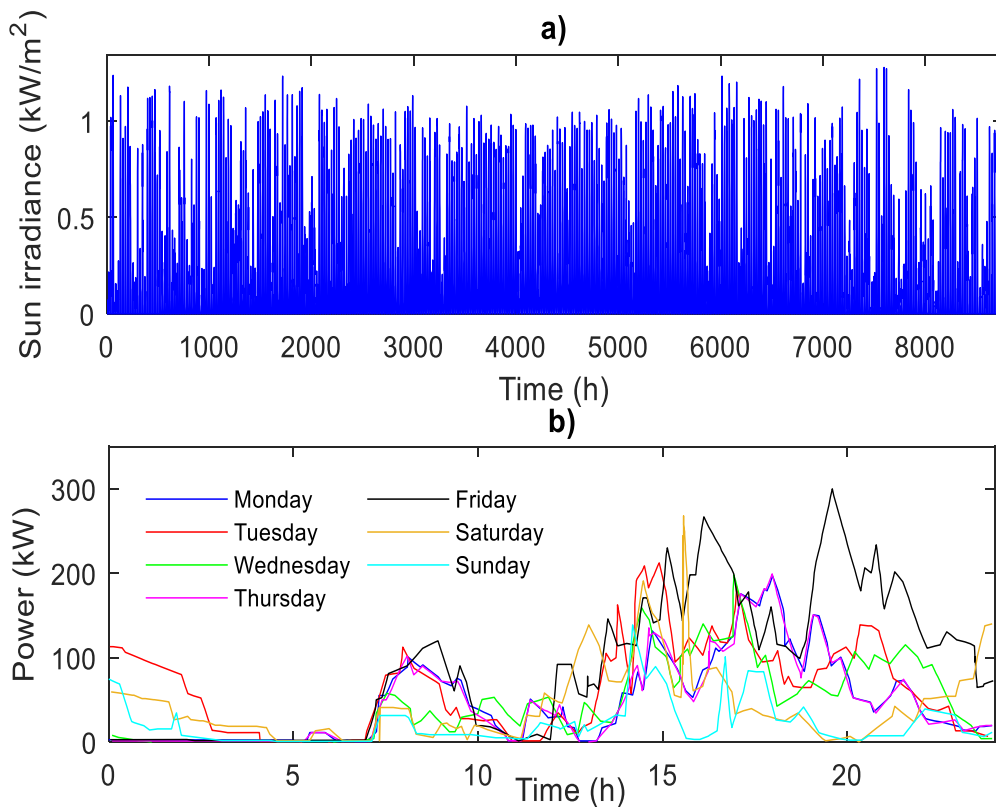


Figura 4.3:(a) Irradiación solar para un año, (b) Potencia demandada por los vehículos eléctricos en una semana

La potencia de la batería y del sistema de hidrógeno del sistema que utiliza el MPC como gestor de la energía se muestran en la figura 6.13 y la figura 6.14, respectivamente. La potencia generada corresponde a valores positivos, mientras que la potencia absorbida corresponde a los negativos.

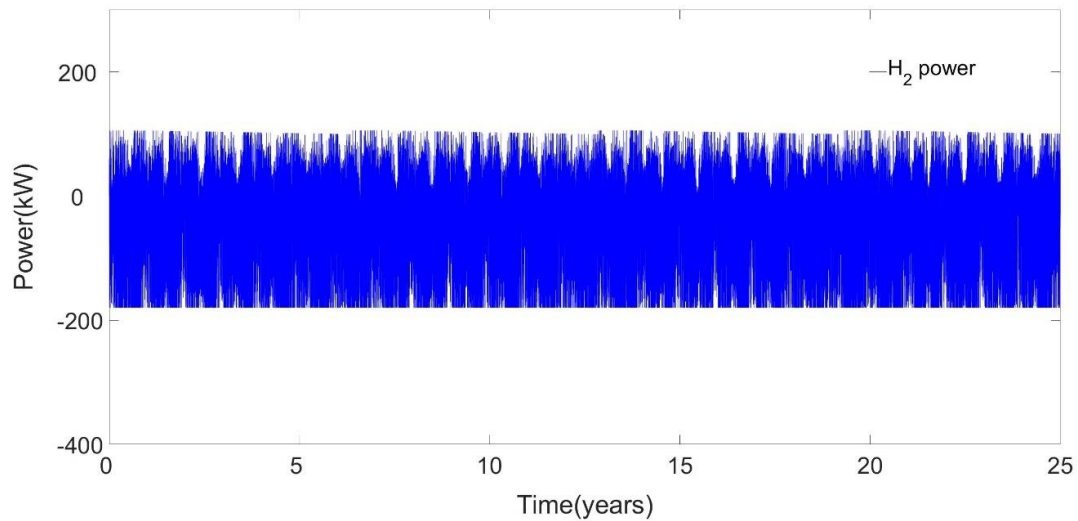


Figura 0.133: Potencia del sistema de hidrógeno en el EMS basado en MPC

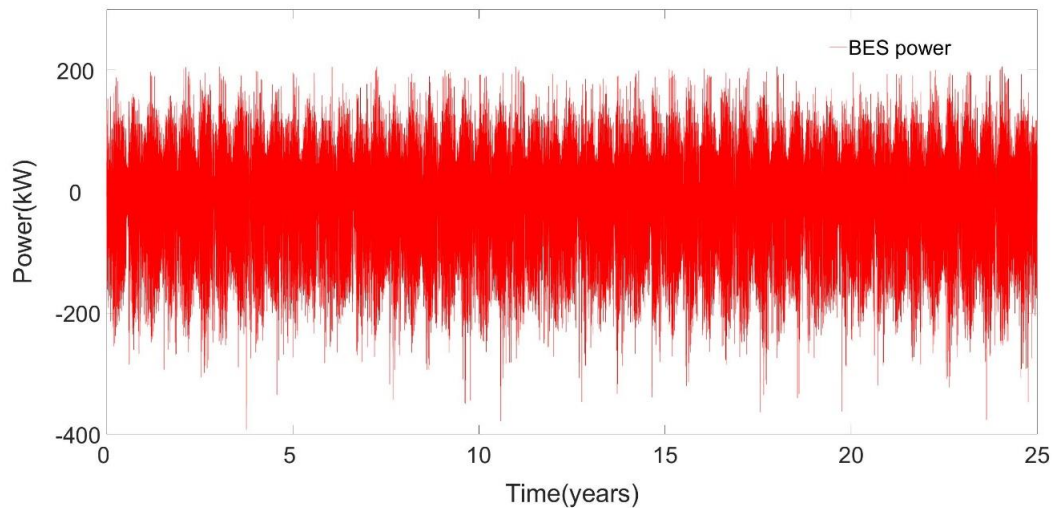


Figura 0.144: Potencia del supercondensador en el EMS basado en MPC

En la figura 6.15, la potencia de los paneles, junto con la de la batería y el sistema de hidrógeno, se muestran en una ventana ampliada de 10 días. Como se muestra en la figura 6.15, la batería, el sistema de hidrógeno, o ambos, son capaces de absorber o entregar la diferencia de potencia que existe entre la potencia entregada de los paneles fotovoltaicos y la demandada por los vehículos eléctricos de la estación de carga. Sin embargo, algunas veces, no pueden suministrar la totalidad de potencia demandada por los vehículos. Para cubrir la demanda en estos periodos de carencia, la red debe inyectar potencia en el sistema.

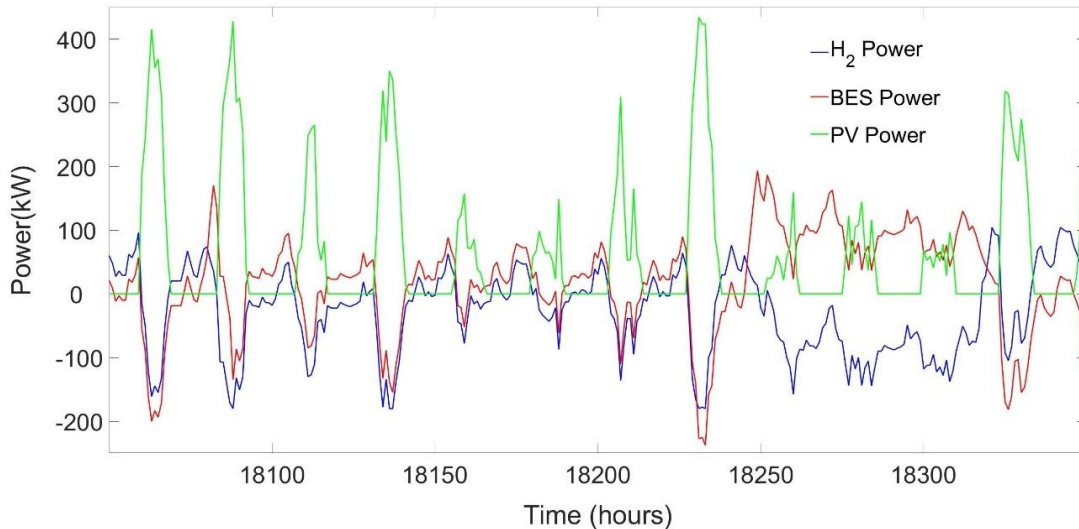


Figura 0.155: Sistema de hidrógeno, batería y paneles fotovoltaicos en un periodo de 10 días

La figura 6.16 muestra a la red apoyando al sistema híbrido para que sea capaz de cubrir la demanda de los vehículos eléctricos. En este instante, la potencia de los paneles fotovoltaicos es nula debido a que es un periodo nocturno, el estado de carga de la batería se encuentra al 30,14% y el nivel del tanque de hidrógeno se sitúa al 5,9%, por lo que se encuentran en sus valores mínimos. Por consiguiente, no pueden entregar más potencia a los vehículos eléctricos, no pudiendo cubrir la demanda completamente. Debido a esto, en la hora 18320, existe una carencia de potencia de 37,5 kW, la cual es suministrada por la red.

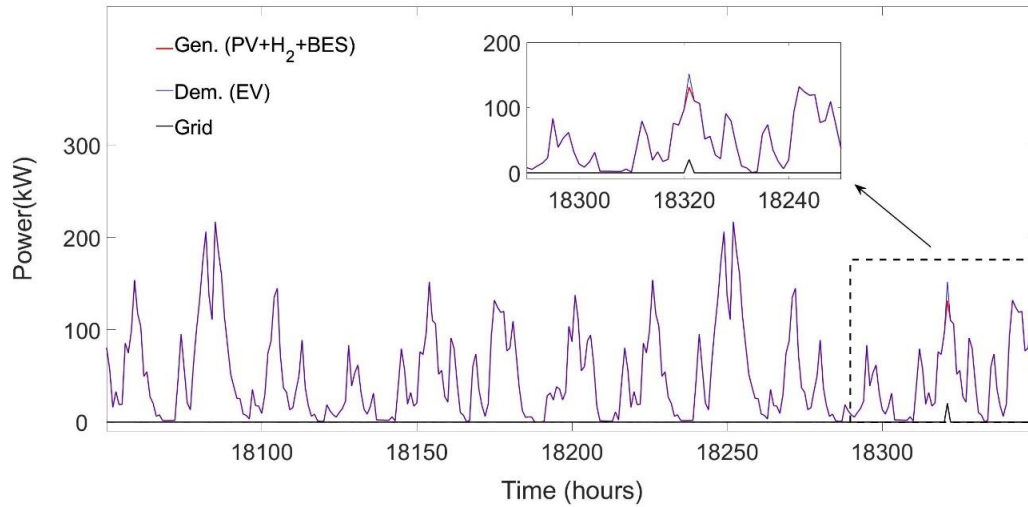


Figura 0.166: Potencia demandada, generada y entregada por la red en un periodo de 10 días

El nivel del tanque de hidrógeno y el estado de carga de la batería en el sistema híbrido gestionado por el MPC se muestra en la figura 6.17 para los 25 años de simulación. Hay que tener en cuenta que el EMS puede controlar varias variables perfectamente. El estado de carga mínimo de la batería este fijado al 30%, lo que implica una profundidad de descarga del 70%, más pequeño que el valor mínimo recomendado por el fabricante, el cuál es 80% [93]. Por otro lado, el nivel mínimo del tanque de hidrógeno está fijado al 5% para prevenir el vaciado total debido al margen de seguridad del equipo. Además, la figura 6.17 muestra el comportamiento del nivel del tanque del hidrógeno y el estado de carga de la batería en un intervalo de 6 meses, donde se puede apreciar que el sistema de control funciona perfectamente.

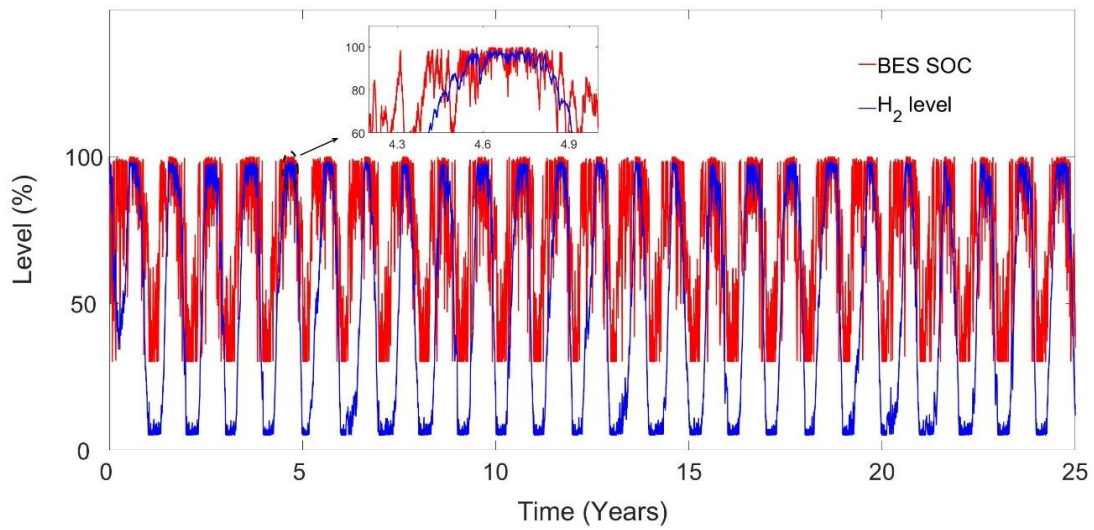


Figura 0.177: SOC de la batería y nivel del tanque de hidrógeno para el EMS basado en MPC

La figura 6.18 muestra los costes de la batería, del sistema de hidrogeno, y el de generación, que es el coste total del sistema, que incluye la penalización de ser apoyado por la red. En la figura 6.18 se ilustra en el mismo intervalo de 6 meses la gestión de costes del sistema gestionado por el MPC.

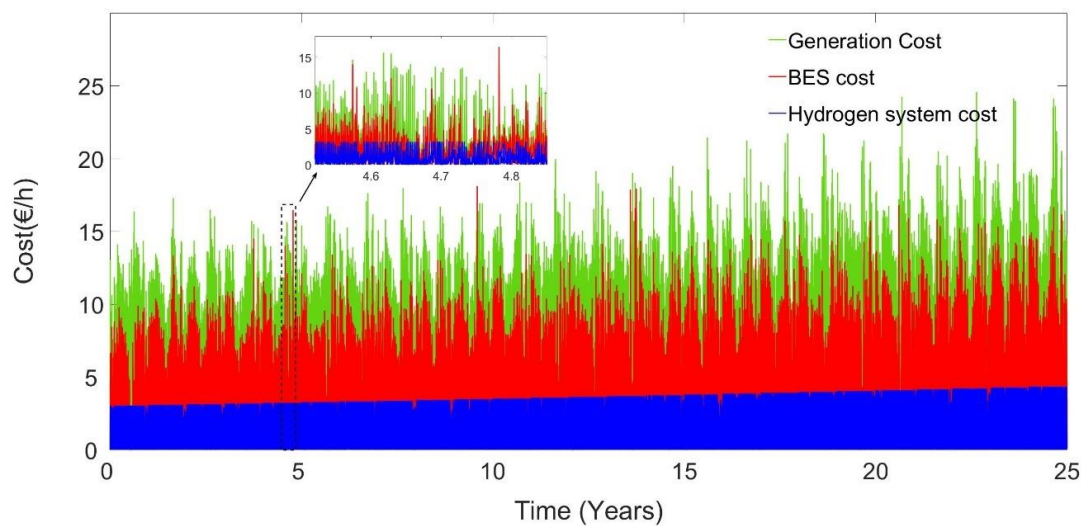


Figura 0.188: Costes (€/h) de la batería, sistema de hidrógeno y generación para 25 años

La potencia de la batería y del sistema de hidrógeno del sistema gestionado por el control estados se muestra en la figura 6.19 a través de una simulación de 25 años también. Como se ha mencionado anteriormente, la potencia generada corresponde a valores positivos, mientras que la absorbida corresponde a valores negativos.

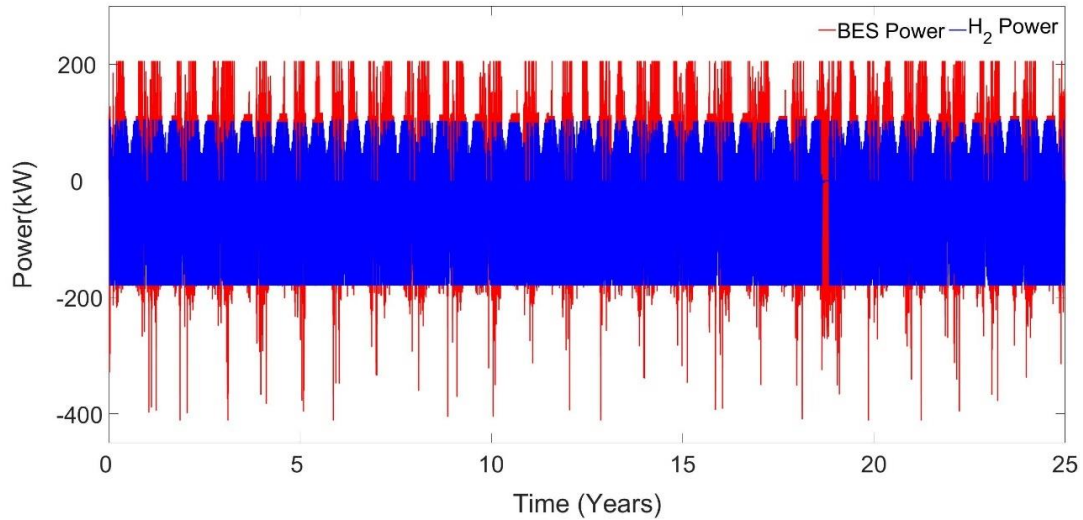


Figura 0.19: Potencia del sistema de hidrógeno y batería para el EMS basado en estados

El nivel del tanque de hidrógeno y el estado de carga de la batería para el sistema gestionado por el control de estados se muestra en la figura 6.20 para toda la simulación. Se puede apreciar que el sistema de hidrógeno no está funcionando satisfactoriamente, porque el tanque rara vez está lleno durante toda la simulación.

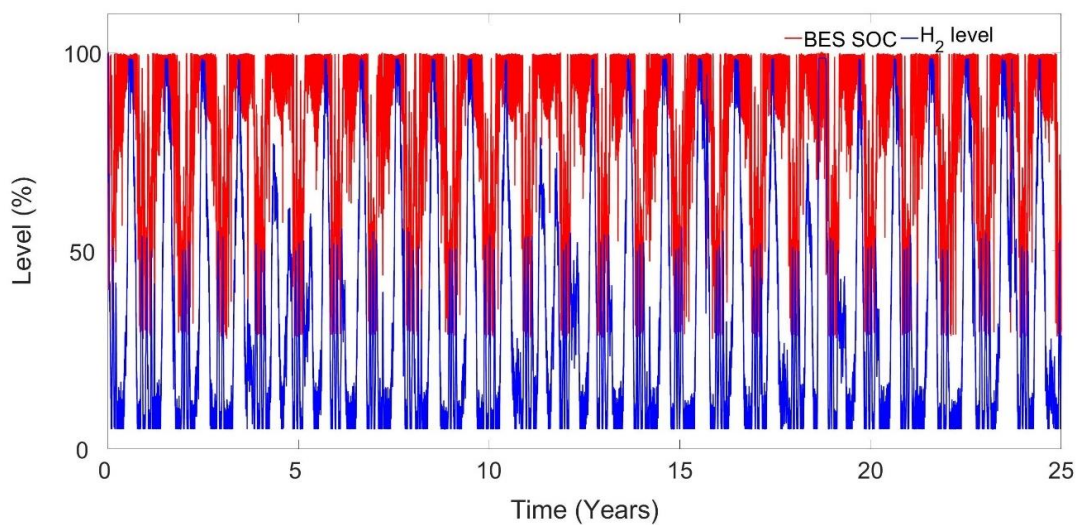


Figura 0.190: SOC de la batería y nivel del tanque de hidrógeno para el EMS basado en estados

Una comparativa entre el sistema gestionado por el MPC y el sistema gestionado por el control de estados se ha llevado a cabo. La figura 6.21 muestra $P_{grid,ex}$ para ambos sistemas de gestión de la energía. Valores positivos corresponden a la potencia inyectada a la red, y los valores negativos a la absorbida por la red. La figura 6.22 muestra en una ventana ampliada de 10 días los costes de ambos sistemas de gestión de la energía. Como se puede observar, los costes del sistema gestionado por el MPC son siempre menores que los del sistema gestionado por el control de estados. Por lo tanto, se puede resaltar que el sistema gestionado por el MPC tiene ventajas respecto al sistema gestionado por el control de estados.

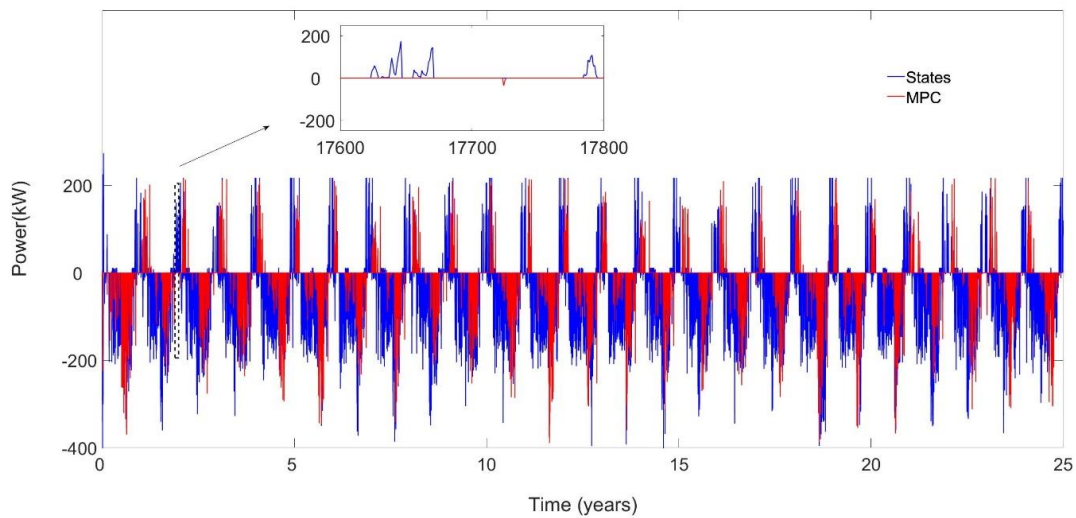


Figura 0.201: Potencia intercambiada con la red para ambos EMS en 25 años

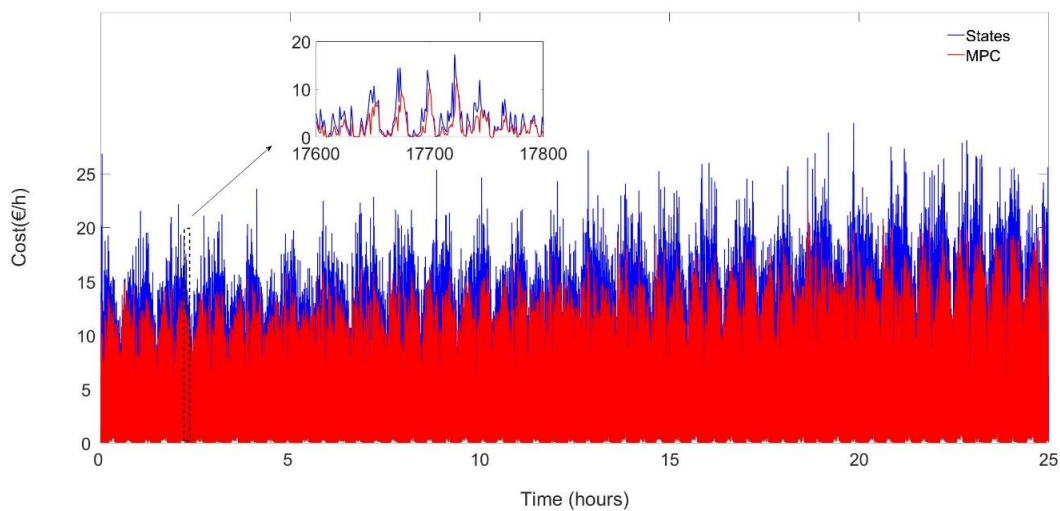


Figura 0.212: Costes totales de la estación de carga para ambos EMS en 25 años

Adicionalmente, la tabla 6.1 resume las principales variables utilizadas para la comparación de ambos sistemas de gestión de la energía. La potencia entregada a la red, la media de los costes de utilización de los sistemas de almacenamiento de energía, los costes de la estación de carga híbrida, la eficiencia de los equipos, y la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico (LPSP, ‘*Loss of Power Supply Probability*’) se muestran en esta tabla. Los costes medios de la batería y el sistema de hidrógeno son ligeramente superiores en el sistema gestionado por el MPC debido a que los equipos han estado funcionando más tiempo. En el sistema gestionado por el control de estados, la red ha inyectado más potencia en el sistema híbrido que en el que incluye el MPC.

Se puede esperar que los costes de utilización medios de los sistemas de almacenamiento de energía sean más bajos debido a que su tiempo de operación es más reducido. Por lo tanto, en la tabla 6.1, se muestran los costes de generación (costes de utilización de los ESS que incluyen la penalización por utilizar la red) que son una forma más viable de comparar ambos sistemas de gestión.

Por otro lado, las eficiencias en de los equipos en el sistema híbrido que utiliza el MPC como gestor de la energía son mayores que en el otro caso, lo que implica que el sistema de gestión de la energía que incluye el MPC mejora el funcionamiento de los elementos del sistema híbrido. Utilizando el MPC se obtiene un incremento de la eficiencia del 21,6% en los sistemas de almacenamiento de energía y un 10,25% en el conjunto completo, comparados con el caso que utiliza el control de estados. Este incremento de eficiencia también se refleja en la probabilidad de pérdida de suministro eléctrico (LPSP) de la estación de carga híbrida (sin considerar la red). Este término se calcula mediante la ecuación (6.1).

$$LPSP = \left(1 - E_{ESS}^{gen} + \frac{E_{PV}}{E_{EV}} \right) \cdot 100 \quad (6.1)$$

Donde E_{ESS}^{gen} es la energía generada por los sistemas de almacenamiento de energía, E_{PV} la energía generada por los paneles fotovoltaicos, y E_{EV} la energía consumida por los vehículos eléctricos. Esta expresión nos da una idea acerca del porcentaje de energía demanda por los vehículos eléctricos que no ha sido generada por el sistema híbrido. Como cabría esperar, el hecho de tener una eficiencia total de la estación de carga en el caso del sistema gestionado por el MPC, hace que el LPSP sea un 58,43% mejor que en el caso gestionado por el control de estados.

Tabla 0.1: Resultados del estudio comparativo de ambos EMS

Parámetro	EMS con MPC	EMS con Estados
Potencia inyectada por la red (MWh)	196,4 (-58,49%)	471,1
Potencia absorbida por la red (MWh)	448,7 (-68,42%)	1420,7
Coste medio de utilización de la batería (c€/kWh)	49,547 (+0,001%)	49,542
Coste medio de utilización del sistema de hidrógeno (c€/kWh)	20,346 (+0,01%)	20,342
Coste total de utilización de la estación de carga híbrida (€)	7,99E+6 (-25,33%)	1,07E+7
Coste medio de utilización de la estación de carga híbrida (c€/kWh)	76,74 (-27,73%)	106,18
Coste horario de la estación de carga híbrida (€/h)	38,69 (-21,27%)	49,14
Eficiencia de los ESS (%)	78,3 (+21,96%)	64,2
Eficiencia de la estación de carga híbrida (%)	86,67 (+10,25%)	78,61
Eficiencia media de la FC (%)	55,9 (+40,10%)	39,9
LPSP (%)	1,85 (-58,43%)	4,45

Capítulo 7: Conclusiones y trabajos futuros

7.1. Conclusiones configuración híbrida 1

En esta configuración se ha diseñado, modelado y simulado un sistema híbrido con MPC como EMS acoplado con un aerogenerador y dos ESS. Los ESS se han implementado para la gestión de la energía y la calidad de la misma. El supercondensador compensa las fluctuaciones frecuentes y rápidas de la generación de potencia activa del aerogenerador, mientras que el sistema de hidrógeno se utiliza para grandes intercambios de energía con la red.

El EMS basado en MPC se ha probado a través de simulaciones y comparándolo con un EMS sin MPC. Los resultados muestran una gestión inteligente del sistema híbrido para la configuración con MPC. La configuración propuesta consigue una mejora de la regulación del estado de carga del supercondensador comparado con la configuración sin MPC. Además, la regulación de la energía y la capacidad de suavizar la potencia de salida gracias a los sistemas de almacenamiento de energía, han sido mejoradas con el MPC como EMS.

Adicionalmente, la sobrecarga y la descarga completa del supercondensador se han evadido utilizando el sistema de hidrógeno como resguardo de energía cuando fuera necesario, lo cual protege el supercondensador de situaciones potencialmente dañinas. Finalmente, la potencia demandada por el operador de red ha sido satisfactoriamente cubierta por el sistema. Como se ha observado, una inyección de potencia suave y controlada se ha llevado a cabo debido a la contribución del EMS basado en MPC propuesto.

7.2. Conclusiones configuración híbrida 2

En esta configuración se ha diseñado un sistema de gestión de la energía novedoso aplicado a una estación de carga híbrida. Las contribuciones principales son:

- Diseño de un sistema híbrido basado en convertidores de impedancia (ZSC)
- Desarrollo de un sistema de gestión de la energía que permite optimizar los costes del sistema a través de una simulación de larga duración.

- La metodología utilizada para calcular los costes de utilización de cada dispositivo, incluyo la vida del equipo.

El EMS también tiene una estructura novedosa, la cual está compuesta por:

- Un sistema de cálculo de costes.
- Un algoritmo de optimización basado en MPC para hacer que los sistemas de almacenamiento de energía trabajen cerca de los puntos óptimos de operación.

Los resultados obtenidos indican que el sistema de gestión de la energía basado en MPC propuesto, consigue un buen compromiso entre los costes de utilización de la estación híbrida y la eficiencia de los componentes. Además, el funcionamiento del EMS propuesto se ha comprobado a través del periodo de simulación. La comparación entre el EMS propuesto y un EMS más simple basado en estados muestra una disminución en los costes. Los costes totales de la estación de carga híbrida se han disminuido drásticamente (-25,33%), que era el objetivo principal. Finalmente, se han obtenido mejores eficiencias de los equipos, resultando en una disminución del LPSP (-58,43%).

7.3. Trabajos futuros

Los trabajos de investigación realizados a lo largo del desarrollo de esta tesis han contribuido al conocimiento existente en el campo, siendo los resultados más relevantes publicados en revistas científicas. No obstante, aún existe un amplio potencial por explotar en el estudio de configuraciones híbridas con fuentes de energía renovables y varios sistemas de almacenamiento de energía con un sistema de gestión de la energía. Por lo tanto, se proponen los siguientes enfoques para la exploración como trabajos futuros en este tema.

- Estudio de nuevas configuraciones híbridas que incluyan varias fuentes de energías renovables diferentes como fuentes primarias de generación de energía en los sistemas híbridos como puede ser energía fotovoltaica y eólica operando conjuntamente.
- Aplicación de otros EMS inteligentes para la gestión de la energía como pueden ser las redes neuronales.

- Realizar simulaciones en tiempo real con la utilización de equipos como el Typhoon o el OPAL para la planta y el dSPACE o el OPAL para el control.
- Utilizar el MPC como controlador central para conseguir una operación coordinada entre varias microrredes en las que se permita que trabajen en modo aislado y conectado a red en función de los diferentes objetivos que establezcan.

Capítulo 8: Bibliografía

- [1] “Suministro mundial de energía primaria por fuente 2019-2045.” [Online]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/636192/suministro-mundial-de-energia-primaria-por-fuente/>.
- [2] “Las emisiones de CO2 rompen otro récord: un calentamiento global catastrófico amenaza el planeta.” [Online]. Available: <https://news.un.org/es/story/2020/12/1485312>.
- [3] “Emisiones de dióxido de carbono a nivel mundial 1995-2021.” [Online]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/635894/emisiones-mundiales-de-dioxido-de-carbono/>.
- [4] European Commission, “CO2 emission performance standards for cars and vans (2020 onwards),” 2020. .
- [5] European Commission, “Regulation (EU) 2019/631 of the European Parliament and of the Council of 17 April 2019 setting CO2 emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles, and repealing Regulations (EC) No 443/2009 and (EU) No 510/201.” 2020.
- [6] United States Environmental Protection Agency, “Fast Facts: U.S. Transportation Sector Greenhouse Gas Emissions,” 2020.
- [7] D. Petrović Đorđe, R. Pešić Dalibor, M. Petrović Maja, and M. Mijailović Radomir, “Electric cars: Are they solution to reduce CO2 emission?,” *Therm. Sci.*, vol. 24, no. 5, pp. 2879–2889, 2020.
- [8] F. Orsi, M. Muratori, M. Rocco, E. Colombo, and G. Rizzoni, “A multi-dimensional well-to-wheels analysis of passenger vehicles in different regions: Primary energy consumption, CO2 emissions, and economic cost,” *Appl. Energy*, vol. 169, pp. 197–209, 2016.
- [9] G. R. Chandra Mouli, M. Kefayati, R. Baldick, and P. Bauer, “Integrated PV Charging of EV Fleet Based on Energy Prices, V2G, and Offer of Reserves,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1313–1325, 2019.
- [10] A. Esfandyari, B. Norton, M. Conlon, and S. J. McCormack, “Performance of a campus photovoltaic electric vehicle charging station in a temperate climate,” *Sol. Energy*, vol. 177, no. December 2018, pp. 762–771, 2019.
- [11] M. Brenna, A. Dolara, F. Foiadelli, S. Leva, and M. Longo, “Urban scale photovoltaic charging stations for electric vehicles,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1234–1241, 2014.
- [12] V. Akhmatov and H. Knudsen, “Large penetration of wind and dispersed generation into Danish power grid,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1228–1238, Jul. 2007.
- [13] S. Teleke, M. E. Baran, A. Q. Huang, S. Bhattacharya, and L. Anderson, “Control Strategies for Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 3, pp. 725–732, Sep. 2009.

- [14] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberg, and W. Rosehart, "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 14, no. 4, pp. 302–314, Dec. 2010.
- [15] H. L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling, and J. P. Lopes, "Characterisation of electrical energy storage technologies," *Energy*, vol. 53, pp. 288–298, May 2013.
- [16] J. Shen and A. Khaligh, "Design and Real-Time Controller Implementation for a Battery-Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 12, no. 5, pp. 1910–1918, Oct. 2016.
- [17] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1513–1522, Aug. 2009.
- [18] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafafila-Robles, "A review of energy storage technologies for wind power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, May 2012.
- [19] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, Jan. 2015.
- [20] L. Yao, Z. Damiran, and W. H. Lim, "Optimal charging and discharging scheduling for electric vehicles in a parking station with photovoltaic system and energy storage system," *Energies*, vol. 10, no. 4, 2017.
- [21] L. Yang and H. Ribberink, "Investigation of the potential to improve DC fast charging station economics by integrating photovoltaic power generation and/or local battery energy storage system," *Energy*, vol. 167, pp. 246–259, 2019.
- [22] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects," *Appl. Energy*, vol. 222, no. April, pp. 1033–1055, 2018.
- [23] R. Rajesh and M. Carolin Mabel, "A comprehensive review of photovoltaic systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 231–248, Nov. 2015.
- [24] "A. Luque and S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science. 2003."
- [25] S. Kijima and T. Nakada, "High-Temperature Degradation Mechanism of Cu(In,Ga)Se₂-Based Thin Film Solar Cells," *Appl. Phys. Express*, vol. 1, p. 075002, Jun. 2008.
- [26] T. Ameri, G. Dennler, C. Lungenschmied, and C. J. Brabec, "Organic tandem solar cells: A review," *Energy Environ. Sci.*, vol. 2, no. 4, p. 347, 2009.
- [27] M. Jørgensen, K. Norrman, and F. C. Krebs, "Stability/degradation of polymer solar cells," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 92, no. 7, pp. 686–714, Jul. 2008.
- [28] "A. Review, 'The Applications of Polymers in Solar Cells :,' no. 3, pp. 1–46, 2019."
- [29] H. H. Aly and M. E. El-Hawary, "An overview of offshore wind electric energy resources," in *CCECE 2010*, 2010, pp. 1–8.
- [30] Z. Zhang, A. Chen, A. Matveev, R. Nilssen, and A. Nysveen, "High-power

- Generators for Offshore Wind Turbines,” *Energy Procedia*, vol. 35, pp. 52–61, 2013.
- [31] Zhaoqiang Zhang, A. Matveev, S. Ovrebo, R. Nilssen, and A. Nysveen, “State of the art in generator technology for offshore wind energy conversion systems,” in *2011 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*, 2011, pp. 1131–1136.
 - [32] F. Blaabjerg, M. Liserre, and K. Ma, “Power Electronics Converters for Wind Turbine Systems,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 48, no. 2, pp. 708–719, Mar. 2012.
 - [33] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009.
 - [34] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, “Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices,” *Science (80-.)*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, Nov. 2011.
 - [35] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, Dec. 2014.
 - [36] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, and Y. Zeraouli, “Energy storage: Applications and challenges,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 120, pp. 59–80, Jan. 2014.
 - [37] C. Parker, “Leadâ€“acid battery energy-storage systems for electricity supply networks,” *J. Power Sources*, vol. 100, no. 1–2, pp. 18–28, Nov. 2001.
 - [38] T. Horiba, “Lithium-Ion Battery Systems,” *Proc. IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 939–950, Jun. 2014.
 - [39] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015.
 - [40] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, Dec. 2010.
 - [41] “Electric Power Research Institute (2010), Electricity energy storage technology options: A white paper primer on applications, costs and benefits, December 2010. EPRI, Palo Alto, CA. <http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/doshay1/docs/EPRI.pdf>.”
 - [42] A. Saez-de-Ibarra *et al.*, “Analysis and comparison of battery energy storage technologies for grid applications,” in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–6.
 - [43] “Sarrias R, Fernández LM, Garcia CA, Jurado F. Energy storage systems for wind power application. International Conference on Renewable Energies and Power Qual Granada (Spain), 2010.”
 - [44] T. M. I. Mahlia, T. J. Saktisahdan, A. Jannifar, M. H. Hasan, and H. S. C.

- Matseelar, “A review of available methods and development on energy storage; technology update,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 532–545, May 2014.
- [45] A. Evans, V. Strezov, and T. J. Evans, “Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 4141–4147, Aug. 2012.
- [46] M. Yekini Suberu, M. Wazir Mustafa, and N. Bashir, “Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 35, pp. 499–514, Jul. 2014.
- [47] S. Hameer and J. L. van Niekerk, “A review of large-scale electrical energy storage,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 39, no. 9, pp. 1179–1195, Jul. 2015.
- [48] M. S. Whittingham, “History, Evolution, and Future Status of Energy Storage,” *Proc. IEEE*, vol. 100, no. Special Centennial Issue, pp. 1518–1534, May 2012.
- [49] D. D. Banham-Hall, G. A. Taylor, C. A. Smith, and M. R. Irving, “Flow Batteries for Enhancing Wind Power Integration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1690–1697, Aug. 2012.
- [50] S. Koochi-Kamali, V. V. Tyagi, N. A. Rahim, N. L. Panwar, and H. Mokhlis, “Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 135–165, Sep. 2013.
- [51] B. R. Chalamala, T. Soundappan, G. R. Fisher, M. R. Anstey, V. V. Viswanathan, and M. L. Perry, “Redox Flow Batteries: An Engineering Perspective,” *Proc. IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 976–999, Jun. 2014.
- [52] S. Sabihuddin, A. Kiprakis, and M. Mueller, “A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies,” *Energies*, vol. 8, no. 1, pp. 172–216, Dec. 2014.
- [53] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems—An overview,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, Apr. 2009.
- [54] D. Manz, R. Piwko, and N. Miller, “Look Before You Leap: The Role of Energy Storage in the Grid,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 10, no. 4, pp. 75–84, Jul. 2012.
- [55] “Ter-Gazarian A. Energy storage for power systems, 2nd Ed. The Institution of Engineering and Technology; 2011. London, UK. ISBN: 978-1-84919-219-4.”
- [56] H. IBRAHIM, A. ILINCA, and J. PERRON, “Energy storage systems—Characteristics and comparisons,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, Jun. 2008.
- [57] M. Kloess and K. Zach, “Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – An economic assessment for the Austrian and German power market,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 59, pp. 111–122, Jul. 2014.
- [58] “Grbovic PJ. Ultra-Capacitors in power conversion systems: Applications, analysis and design from theory to practice. IEEE Press. John Wiley & Sons; 2014. West Sussex, UK. ISBN: 978-1-118-35626-5.”
- [59] “National Renewable Energy Laboratory (2010), The role of energy storage with

- hr/>
- renewable electricity generation, January 2010. NREL, Golden, CO. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf>.”
- [60] “Congressional Research Service (2012), Energy storage for power grids and electric transportation: a technology assessment, March 2012. CRS, United States. <https://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42455.pdf>.”
- [61] N. S. Hasan, M. Y. Hassan, M. S. Majid, and H. A. Rahman, “Review of storage schemes for wind energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 21, pp. 237–247, May 2013.
- [62] A. M. Howlader, N. Urasaki, A. Yona, T. Senjyu, and A. Y. Saber, “A review of output power smoothing methods for wind energy conversion systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 26, pp. 135–146, Oct. 2013.
- [63] X. Fang, N. Kutkut, J. Shen, and I. Batarseh, “Analysis of generalized parallel-series ultracapacitor shift circuits for energy storage systems,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 10, pp. 2599–2604, Oct. 2011.
- [64] P. D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, and J. Salpakari, “Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 45, pp. 785–807, May 2015.
- [65] S. M. Said, M. M. Aly, and M. Abdel-Akher, “Application of superconducting magnetic energy storage (SMES) for voltage sag/swell suppression in distribution system with wind power penetration,” in *2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2014, pp. 92–96.
- [66] S.-S. Chen, L. Wang, W.-J. Lee, and Z. Chen, “Power flow control and damping enhancement of a large wind farm using a superconducting magnetic energy storage unit,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 3, no. 1, p. 23, 2009.
- [67] S. A. Sherif, F. Barbir, and T. N. Veziroglu, “Wind energy and the hydrogen economy—review of the technology,” *Sol. Energy*, vol. 78, no. 5, pp. 647–660, May 2005.
- [68] “Lombardi PA, Styczynski Z. Electric energy storage systems: Review and modelling. CIGRÉ 2011 Bologna Symposium The Electric Power System of the Future: Integrating Supergrids and Microgrids, 2011.”
- [69] “Davis G. Integration of distributed energy resources the certs microgrid concept. CERTS; 2003.”
- [70] “Tutorial overview of model predictive control,” *IEEE Control Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 38–52, Jun. 2000.
- [71] E. Atam, “New Paths Toward Energy-Efficient Buildings: A Multiaspect Discussion of Advanced Model-Based Control,” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 10, no. 4, pp. 50–66, Dec. 2016.
- [72] “Visioli A (2006) Practical PID Control. Springer-Verlag GmbH. https://www.ebook.de/de/product/11430954/antonio_visioli_practical_pid_control.html.”
- [73] L. I. Minchala-Avila, L. E. Garza-Castañón, A. Vargas-Martínez, and Y. Zhang, “A Review of Optimal Control Techniques Applied to the Energy Management

- and Control of Microgrids,” *Procedia Comput. Sci.*, vol. 52, pp. 780–787, 2015.
- [74] L. Meng, E. R. Sanseverino, A. Luna, T. Dragicevic, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 1263–1273, Jul. 2016.
 - [75] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, “Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects,” *Appl. Energy*, vol. 222, pp. 1033–1055, Jul. 2018.
 - [76] L. I. Minchala-Avila, L. Garza-Castanon, Y. Zhang, and H. J. A. Ferrer, “Optimal Energy Management for Stable Operation of an Islanded Microgrid,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 12, no. 4, pp. 1361–1370, Aug. 2016.
 - [77] “Nassourou, M.; Puig, V.; Blesa, J.; Gargallo, C. P.; Artigas, C. L. Economic Model Predictive Control for Energy Dispatch of a Smart Micro-grid System. 2017, 944–949.”
 - [78] “Halvgaard, R. Model Predictive Control for Smart Energy Systems, Technical University of Denmark, 2014.”
 - [79] I. Prodan and E. Zio, “A model predictive control framework for reliable microgrid energy management,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 399–409, Oct. 2014.
 - [80] J. P. Torreglosa, P. Garcia, L. M. Fernandez, and F. Jurado, “Predictive Control for the Energy Management of a Fuel-Cell–Battery–Supercapacitor Tramway,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 10, no. 1, pp. 276–285, Feb. 2014.
 - [81] J. P. Torreglosa, P. García-Triviño, L. M. Fernández-Ramírez, and F. Jurado, “Decentralized energy management strategy based on predictive controllers for a medium voltage direct current photovoltaic electric vehicle charging station,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 108, pp. 1–13, 2016.
 - [82] P. García-Triviño, J. P. Torreglosa, L. M. Fernández-Ramírez, and F. Jurado, “Control and operation of power sources in a medium-voltage direct-current microgrid for an electric vehicle fast charging station with a photovoltaic and a battery energy storage system,” *Energy*, vol. 115, pp. 38–48, 2016.
 - [83] A. Ul-Haq, C. Cecati, and E. A. Al-Ammar, “Modeling of a photovoltaic-powered electric vehicle charging station with vehicle-to-grid implementation,” *Energies*, vol. 10, no. 1, pp. 1–20, 2017.
 - [84] D. A. Savio, V. A. Juliet, B. Chokkalingam, S. Padmanaban, J. B. Holm-Nielsen, and F. Blaabjerg, “Photovoltaic integrated hybrid microgrid structured electric vehicle charging station and its energy management approach,” *Energies*, vol. 12, no. 1, 2019.
 - [85] L. Shen, Q. Cheng, Y. Cheng, L. Wei, and Y. Wang, “Hierarchical control of DC micro-grid for photovoltaic EV charging station based on flywheel and battery energy storage system,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 179, no. October 2019, p. 106079, 2020.
 - [86] P. Garcia-Trivino, L. M. Fernandez-Ramirez, J. P. Torreglosa, and F. Jurado, “Control of electric vehicles fast charging station supplied by PV/energy storage system/grid,” in *2016 IEEE International Energy Conference, ENERGYCON*

- 2016, 2016.
- [87] E. González-Rivera, R. Sarrias-Mena, P. García-Triviño, and L. M. Fernández-Ramírez, “Predictive energy management for a wind turbine with hybrid energy storage system,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 44, no. 3, pp. 2316–2331, 2020.
 - [88] W. A. Faucett, “Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements,” *Genet. Test. Mol. Biomarkers*, vol. 14, no. 5, p. 585, 2010.
 - [89] E. Gonzalez-Rivera, P. Garcia-Trivino, R. Sarrias-Mena, J. P. Torreglosa, F. Jurado, and L. M. Fernandez-Ramirez, “Model Predictive Control-Based Optimized Operation of a Hybrid Charging Station for Electric Vehicles,” *IEEE Access*, vol. 9, 2021.
 - [90] G. Pasaoglu, D. Fiorello, L. Zani, A. Martino, A. Zubaryeva, and C. Thiel, *Projections for Electric Vehicle Load Profiles in Europe Based on Travel Survey Data. European Commission. DG JRC. Institute for Energy and Transport.*, vol. 1, 2013.
 - [91] L. Zhao *et al.*, “Servers powered by a 10kW in-rack Proton Exchange Membrane Fuel Cell system,” *ASME 2014 12th Int. Conf. Fuel Cell Sci. Eng. Technol. FUELCELL 2014 Collocated with ASME 2014 8th Int. Conf. Energy Sustain.*, pp. 0–8, 2014.
 - [92] “‘ProtonOnsite (2018). C Series’, <http://www.protononsite.com/sites/default/files/2017-07/PD-0600-0068-rev F.pdf> ., accessed Jun 2019.” .
 - [93] “‘HOPPECKE Batterien, Sun. Power VRL Series OPzV’, https://us.hoppecke.com/fileadmin/Redakteur/Hoppecke-Main/Products/Downloads/sun_power_VRL_en.pdf, accessed June 2019.” .
 - [94] “‘Datasheet Placa Solar A-330M ATERSA ULTRA’, <https://atersa.shop/panel-solar-a-330m-ultra>., accessed June 2019.” .
 - [95] R. Sarrias, L. M. Fernández, C. A. García, and F. Jurado, “Coordinate operation of power sources in a doubly-fed induction generator wind turbine/battery hybrid power system,” *J. Power Sources*, vol. 205, pp. 354–366, May 2012.
 - [96] J. F. Sarrias R, Fernández LM, García CA, “Wind generation energy storage hybrid system based on doubly-fed induction generator and electrochemical battery. EuroMediterranean Scientific Congress on Engineering; Algeciras (Spain),” 2011.
 - [97] “The MathWorks Inc./Hydro-Québec. SimPowerSystems TM; 2016. Natick, MA.”
 - [98] “Heier S. Grid integration of wind energy conversion systems. John Wiley & Sons; 1998. West Sussex, UK. ISBN: 0-471-97143-X.”
 - [99] “Krause PC, Wasynczuk O, Sudhoff SD. Analysis of electric machinery and drive systems. IEEE Press Series on Power Engineering. John Wiley & Sons; 2002. New York, NY. ISBN: 0-471-14326-X.”
 - [100] L. M. Fernandez, C. A. Garcia, and F. Jurado, “Comparative study on the performance of control systems for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines operating with power regulation,” *Energy*, vol. 33, no. 9, pp. 1438–1452,

Sep. 2008.

- [101] A. Raj and R. P. Praveen, “Highly efficient DC-DC boost converter implemented with improved MPPT algorithm for utility level photovoltaic applications,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 13, no. 3, p. 101617, May 2022.
- [102] Z. Xie and Z. Wu, “A flexible power point tracking algorithm for photovoltaic system under partial shading condition,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 49, p. 101747, Feb. 2022.
- [103] W.-P. Hong, “A Matlab/Simulink-Based PV array-Supercapacitor Model Employing SimPowerSystem and Stateflow Tool Box,” *J. Korean Inst. Illum. Electr. Install. Eng.*, vol. 28, no. 12, pp. 18–29, Dec. 2014.
- [104] “Maxwell Technologies. Products catalog n.d. http://www.maxwell.com/images/documents/MANUAL_HTM125_.”
- [105] C. Xie, J. M. Ogden, S. Quan, and Q. Chen, “Optimal power management for fuel cell-battery full hybrid powertrain on a test station,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, no. 1, pp. 307–320, 2013.
- [106] C. N. Huang and Y. S. Chen, “Design of magnetic flywheel control for performance improvement of fuel cells used in vehicles,” *Energy*, vol. 118, pp. 840–852, 2017.
- [107] O. Atlam and M. Kolhe, “Equivalent electrical model for a proton exchange membrane (PEM) electrolyser,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 52, no. 8–9, pp. 2952–2957, 2011.
- [108] “Yazdani A, Iravani R. Voltage-sourced converters in power systems: modeling, control, and applications. IEEE Press. John Wiley & Sons; 2010. Hoboken, NJ. ISBN: 978-0-470-52156-4.”
- [109] J. Peralta, H. Saad, and S. Denetiere, “Dynamic performance of average-value models for multi-terminal VSC-HVDC systems,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–8.
- [110] L. de Oliveira-Assis, E. P. P. Soares-Ramos, R. Sarrias-Mena, P. Garcia-Trivino, and L. M. Fernandez-Ramirez, “Large-Scale Grid Connected Quasi-Z-Source Inverter-Based PV Power Plant,” in *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2020, pp. 1–6.
- [111] “Y. Liu, H. Abu-Rub, B. Ge, F. Blaabjerg, O. Ellabban, and P. C. Loh, Impedance source power electronic converters. 2016.”
- [112] “Y. Liu, B. Ge, H. Abu-Rub, and F. Z. Peng, ‘Overview of space vector modulations for three-phase Z-Source/quasi-z- source inverters,’ *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 4, pp. 2098–2108, 2014.”
- [113] L. de Oliveira-Assis *et al.*, “Simplified model of battery energy-stored quasi-Z-source inverter-based photovoltaic power plant with Twofold energy management system,” *Energy*, vol. 244, p. 122563, Apr. 2022.
- [114] “Kazimierczuk MK. Pulse-width modulated DC-DC power converters. John Wiley & Sons; 2008. West Sussex, UK. ISBN: 978-0-470-77301-7.”

- [115] M. Ortega, M. V. Ortega, F. Jurado, J. Carpio, and D. Vera, “Bidirectional DC–DC converter with high gain based on impedance source,” *IET Power Electron.*, vol. 12, no. 8, pp. 2069–2078, Jul. 2019.
- [116] Fang Zheng Peng, “Z-source inverter,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 39, no. 2, pp. 504–510, Mar. 2003.
- [117] F. Z. Peng, M. Shen, and Z. Qian, “Maximum Boost Control of the Z-Source Inverter,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 20, no. 4, pp. 833–838, Jul. 2005.
- [118] Miaosen Shen, Jin Wang, A. Joseph, F. Z. Peng, L. M. Tolbert, and D. J. Adams, “Maximum constant boost control of the Z-source inverter,” in *Conference Record of the 2004 IEEE Industry Applications Conference, 2004. 39th IAS Annual Meeting.*, vol. 1, pp. 142–147.
- [119] Y. Liu, B. Ge, H. Abu-Rub, and F. Z. Peng, “Overview of Space Vector Modulations for Three-Phase Z-Source/Quasi-Z-Source Inverters,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 4, pp. 2098–2108, Apr. 2014.
- [120] “Europe TI. Field Orientated Control of 3-Phase 1998.”
- [121] R. G. Kavasseri and K. Seetharaman, “Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models,” *Renew. Energy*, vol. 34, no. 5, pp. 1388–1393, May 2009.
- [122] “The MathWorks Inc. Simulink Control Design TM: User’s guide. 2019.”
- [123] “The Mathworks Inc. Optimization Toolbox Documentation. Accessed: Jul. 2, 2021. [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html>.”
- [124] “R. Halvgaard, “Model predictive control for smart energy systems,” M.S. thesis, Dept. Appl. Math. Comput. Sci., Tech. Univ. Denmark, Kongens Lyngby, Denmark, 2014.”
- [125] “The Mathworks Inc. Model Predictive Control Toolbox Documentation. Accessed: Jul. 2, 2021. [Online]. Available: <https://es.mathworks.com/help/mpc/>.”

8.1. Lista de publicaciones

Publicaciones indexadas en JCR-SCIE.

1. E. González-Rivera, R. Sarrias-Mena, P. García-Triviño, L.M. Fernández-Ramírez. "Predictive energy management for a wind turbine with hybrid energy storage system". *International Journal of Energy Research*, vol. 44, pp. 2316– 2331, 2020.
doi.10.1002/er.5082
JCR (Journal impact factor): 4,672
Categoría: Energy Engineering and Power Technology (Q2)
Categoría: Fuel Technology (Q2)
Categoría: Nuclear Energy and Engineering (Q1)
Páginas 115-128.
2. E. González-Rivera, P. García-Triviño, R. Sarrias-Mena, J.P. Torreglosa, F. Jurado and L.M. Fernández-Ramírez, "Model Predictive Control-Based Optimized Operation of a Hybrid Charging Station for Electric Vehicles," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 115766-115776, 2021
doi: 10.1109/ACCESS.2021.3106145.
JCR (Journal impact factor): 3,557
Categoría: Computer Science (Q1)
Categoría: Engineering (Q1)
Categoría: Material Science (Q1)
Páginas 128-136.
3. L. de Oliveira-Assis, E.P.P. Soares-Ramos, R. Sarrias-Mena, P. García-Triviño, E. González-Rivera, H. Sánchez-Sainz, F. Llorens-Iborra, L.M. Fernández-Ramírez. "Simplified Model of Battery Energy-Stored Quasi-Z-Source Inverter-Based Photovoltaic Power Plant with Twofold Energy Management System". *Energy* 2021.
Doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122563>
JCR (Journal impact factor): 7.147 (Q1)
Categoría: Electrical and Electronic Engineering (Q1)
Categoría: Energy (Q1)
Categoría: Renewable Energy, Sustainability and the Environment (Q1)
4. J.P. Torreglosa, E. González-Rivera, P. García-Triviño, D. Vera. "Performance Analysis of a Hybrid Electric Ship by Real-Time Verification", *Energies* vol. 15, pp. 2116, 2022.
doi: <https://doi.org/10.3390/en15062116>
JCR (Journal impact factor): 3,54
Categoría: Control and Optimization (Q2)
Categoría: Engineering (Q1)
Categoría: Renewable Energy, Sustainability and the Environment (Q2)

Comunicaciones en congresos internacionales con revisión por pares.

1. C. A. García-Vázquez, H. Sánchez-Sainz, E. González-Rivera, F. Llorens-Iborra and L. M. Fernández-Ramírez, "Decoupled Maximum Constant Boost Control for Quasi-Z-Source Inverter," 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160623.
2. E. González-Rivera, P. García-Triviño, L. M. Fernández-Ramírez, R. Sarrias-Mena, J. P. Torreglosa and F. Jurado, "States-Based Energy Management System for an EV Hybrid Charging Station with Z-Source Converters," 2021 IEEE Madrid PowerTech, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9760695.
3. E. González-Rivera, C.A. García-Vázquez, P. García-Triviño, R. Sarrias-Mena, F. Jurado, L. Sainz, S. Bogarra, F. Córcoles, L.M. Fernández-Ramírez. "Transformer-Based Z-Source Inverter with MVDC Link" 2022 ICREPQ'22, 2022

8.2. Curriculum Vitae

Información Personal

Nombre: Enrique González Rivera

Fecha de nacimiento: 1 de marzo, 1992

Lugar de nacimiento: Los Barrios, Cádiz, España

Email: enrique.gonzalezrivera@uca.es

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-2304-0959>

Formación Académica

- Máster en Ingeniería Industrial, Septiembre 2017
- Grado en Ingeniería Eléctrica, Febrero 2014

Experiencia Profesional

- Mantenimiento eléctrico, Acerinox (febrero 2022 – julio 2022)
- Beca/contrato de Formación de Personal Investigador, Plan Propio Universidad de Cádiz (junio 2020 – enero 2022)
- Beca/contrato de joven personal investigador con titulación superior universitaria en el marco del sistema nacional de garantía juvenil y del programa operativo de empleo juvenil, Universidad de Cádiz (enero 2018- junio 2019)

Experiencia Docente

- Colaboración en asignaturas del Dpto. de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Cádiz en el marco de la Beca/contrato de Formación de Personal Investigador, curso 2021/22 nivel de Grado.

Idiomas

Inglés: Certificación B1, Escuela Oficial de Idiomas, San Roque, Cádiz.

Alemán: Certificación A1, Centro Superior de Lenguas Modernas, Algeciras, Cádiz

Producción científica

- Publicaciones en revistas indexadas en JCR-SCIE:
 - E. González-Rivera, R. Sarrias-Mena, P. García-Triviño, L.M. Fernández-Ramírez. “Predictive energy management for a wind turbine with hybrid energy storage system”. *International Journal of Energy Research*, vol. 44, pp. 2316– 2331, 2020.
doi.10.1002/er.5082
JCR (Journal impact factor): 4,672
Categoría: Energy Engineering and Power Technology (Q2)
Categoría: Fuel Technology (Q2)
Categoría: Nuclear Energy and Engineering (Q1)
 - E. González-Rivera, P. García-Triviño, R. Sarrias-Mena, J.P. Torreglosa, F. Jurado and L.M. Fernández-Ramírez, "Model Predictive Control-Based Optimized Operation of a Hybrid Charging Station for Electric Vehicles," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 115766-115776, 2021
doi: 10.1109/ACCESS.2021.3106145.
JCR (Journal impact factor): 3,557
Categoría: Computer Science (Q1)
Categoría: Engineering (Q1)
Categoría: Material Science (Q1)
 - L. de Oliveira-Assis, E.P.P. Soares-Ramos, R. Sarrias-Mena, P. García-Triviño, E. González-Rivera, H. Sánchez-Sainz, F. Llorens-Iborra, L.M. Fernández-Ramírez. “Simplified Model of Battery Energy-Stored Quasi-Z-Source Inverter-Based Photovoltaic Power Plant with Twofold Energy Management System”. *Energy* 2021.
doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122563>
JCR (Journal impact factor): 7.147
Categoría: Electrical and Electronic Engineering (Q1)
Categoría: Energy (Q1)
Categoría: Renewable Energy, Sustainability and the Environment (Q1)
 - J.P. Torreglosa, E. González-Rivera, P. García-Triviño, D. Vera. “Performance Analysis of a Hybrid Electric Ship by Real-Time Verification”. *Energies*, vol. 15, pp. 2116, 2022.
doi: <https://doi.org/10.3390/en15062116>
JCR (Journal impact factor): 3,54
Categoría: Control and Optimization (Q2)
Categoría: Engineering (Q1)
Categoría: Renewable Energy, Sustainability and the Environment (Q2)

- Publicaciones en actas de congresos internacionales con revision por pares:
 - C. A. García-Vázquez, H. Sánchez-Sainz, E. González-Rivera, F. Llorens-Iborra and L. M. Fernández-Ramírez, "Decoupled Maximum Constant Boost Control for Quasi-Z-Source Inverter," 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160623.
 - E. González-Rivera, P. García-Triviño, L. M. Fernández-Ramírez, R. Sarrias-Mena, J. P. Torreglosa and F. Jurado, "States-Based Energy Management System for an EV Hybrid Charging Station with Z-Source Converters," 2021 IEEE Madrid PowerTech, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/PowerTech46648.2021.9760695.
 - E. González-Rivera, C.A. García-Vázquez, P. García-Triviño, R. Sarrias-Mena, F. Jurado, L. Sainz, S. Bogarra, F. Córcoles, L.M. Fernández-Ramírez. "Transformer-Based Z-Source Inverter with MVDC Link" 2022 ICREPQ'22, 2022