

# Trabajo Fin de Máster

## Máster en Ingeniería Industrial

### Gestión de Energía mediante Control Predictivo para una Microrred usada como sistema de alimentación fiable de un Acelerador de Partículas

Autor: Daniel Navarro Chamorro

Tutor: Carlos Bordons Alba

**Dpto. Ingeniería de Sistemas y Automática**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2023





Trabajo Fin de Máster  
Máster en Ingeniería Industrial

# **Gestión de Energía mediante Control Predictivo para una Microrred usada como sistema de alimentación fiable de un Acelerador de Partículas**

Autor:

Daniel Navarro Chamorro

Tutor:

Carlos Bordons Alba

Catedrático de Universidad

Dpto. Ingeniería de Sistemas y Automática

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023



Proyecto Fin de Carrera: Gestión de Energía mediante Control Predictivo para una Microrred usada como sistema de alimentación fiable de un Acelerador de Partículas

Autor: Daniel Navarro Chamorro

Tutor: Carlos Bordons Alba

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:



*A mi familia*  
*A mis amigos,*  
*A mis profesores.*



# Agradecimientos

---

En primer lugar, agradecer a Don Carlos Bordons Alba permitirme aprender de él y brindarme su tiempo en los proyectos que hemos desarrollado, ha sido un gusto y una suerte trabajar con él.

A todos los profesores que he tenido durante mi vida y me inculcaron los valores que hoy rigen mi día a día.

A mi hermano, Carmen y a mis padres por ser la mejor familia que uno puede tener, por haberme dado todas las herramientas que necesitaba para alcanzar el objetivo que un día me marqué y darme siempre su apoyo y confianza.

A Virginia, porque hasta el rabo todo es toro, y sin tu día a día hoy esto no sería posible.

Por último, quisiera agradecer a mis amigos todo lo que me han dado a lo largo de estos años. A los Pepes, Fran, Antonio, Francis, Andrés, Jota, Fernando, Clede y todos los demás porque aunque siempre ha habido buenas y malas, vosotros siempre estuvisteis en las peores, y gracias a eso hoy se cierra el círculo. Gracias amigos.



# Resumen

---

Una microrred es un conjunto de fuentes, cargas y unidades de almacenamiento de energía que puede encontrarse conectado o aislado de la red de transporte. Para asegurar su correcto funcionamiento, estos sistemas cuentan con elementos de control y comunicación. Por otro lado, dentro de la hoja de ruta europea para la producción de energía por reacción de fusión, ha nacido el proyecto IFMIF-DONES. En España, las instalaciones IFMIF-DONES España se localizan en Granada. En ellas, se ubicará un acelerador de partículas con el que se obtendrán resultados útiles para el estudio de la reacción de fusión para la producción de energía. En este Trabajo de Fin de Máster se propone un algoritmo de Control Predictivo Basado en Modelo (MPC) que gestione el intercambio energético en la microrred virtual del proyecto HYDOR, la cuál será la encargada de alimentar las instalaciones de IFMIF-DONES España.

A partir de un modelo dinámico del sistema en el que se incluyen los elementos de la microrred (fuentes, cargas, almacenamiento etc.) a controlar mediante *Model Predictive Control* (MPC), se realizan predicciones del estado en instantes sucesivos y se calculan las señales de control óptimas para obtener la salida deseada a lo largo de un horizonte de control.



# Abstract

---

A microgrid is a combination of sources, loads and energy storage units which can be connected or isolated from the utility grid. In order to provide energy between themselves, these systems must follow an operation protocol, which can be implemented by a control strategy. Moreover, within the european fusion rute for energy production, the project called IFMIF-DONES is being born in order to take advantage from this energy source. Thus, in Spain the constructions works are taking place in Granada, where a particle accelerator will be used in order to obtain valuable results for using fusion as a source of energy production.

Through this work, it's shown how a Model Predictive Control algorithm presents itself as an useful option to manage the energy exchange in project HYDOR's virtual microgrid, which will be in charge of fueling the IFMIF – DONES España facility.

Model Predictive Control (MPC) is an advanced control method based on the resolution of an optimization problem, using a dynamic model of the system to control. This method makes state predictions in successive time steps, being able to calculate optimal control signals in order to obtain the desired output throughout an horizon.



# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xviii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xx</b>
<b>Notación</b>	<b>xxiii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>27</b>
1.1 <i>Antecedentes</i>	27
1.2 <i>Objetivo del Proyecto</i>	27
1.3 <i>Implementación</i>	28
<b>2 Revisión de los conceptos de microrred</b>	<b>31</b>
2.1 <i>Antecedentes</i>	31
2.2 <i>Concepto de Microrred</i>	32
2.3 <i>Ventajas del Uso de Microrredes</i>	34
2.4 <i>Tipos de Microrredes</i>	34
2.5 <i>Estrategias de Control</i>	35
<b>3 Descripción de la planta</b>	<b>37</b>
3.1 <i>Antecedentes</i>	37
3.2 <i>Revisión del concepto de Fusión</i>	38
3.3 <i>Programa DONES</i>	39
3.4 <i>Instalación DONES</i>	41
<b>4 Descripción de la microrred</b>	<b>45</b>
4.1 <i>Componentes</i>	45
4.1.1 <i>Red Eléctrica Pública</i>	46
4.1.2 <i>Monitorización y Sistemas de Control</i>	46
4.2 <i>Modo de Operación</i>	46
<b>5 Principales Métodos para el Control de Microrredes</b>	<b>49</b>
5.1 <i>Métodos Basados en Optimización</i>	49
5.2 <i>Control Predictivo Basado en Modelo</i>	50

5.2.1	Estrategia del MPC	50
5.2.2	Modelo del Proceso	51
5.2.3	Optimización	53
5.3	<i>Control Predictivo Generalizado</i>	53
5.4	<i>Control por Matriz Dinámica</i>	53
5.5	<i>MPC basado en Espacio de Estados</i>	54
<b>6</b>	<b>Diseño del controlador</b>	<b>57</b>
6.1	<i>Esquema de Control</i>	57
6.2	<i>Modelado</i>	58
6.3	<i>Desarrollo Matemático</i>	61
6.3.1	Cambio de variables	61
6.3.2	Función de Coste	63
6.3.3	Restricciones	65
<b>7</b>	<b>Implementación del controlador</b>	<b>69</b>
7.1	<i>Actualización de entradas al controlador</i>	69
7.2	<i>Definición del Modelo del Sistema</i>	70
7.3	<i>Creación de las Matrices del Optimizador</i>	71
7.4	<i>Imposición de Restricciones</i>	72
7.5	<i>Optimización</i>	73
7.6	<i>Actualización de Potencias</i>	73
<b>8</b>	<b>Simulación y evaluación</b>	<b>75</b>
8.1	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías a Media Carga</i>	79
8.2	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías Descargadas</i>	82
8.3	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías Cargadas</i>	85
8.4	<i>Simulación en Día Nublado, Baterías a Media Carga</i>	88
8.5	<i>Simulación en Día Nublado, Baterías Descargadas</i>	90
8.6	<i>Simulación en Día Nublado, Baterías Cargadas</i>	93
8.7	<i>Simulación en Día Nublado, desconectada de la Red Eléctrica</i>	96
<b>9</b>	<b>Conclusiones y Desarrollo Futuro</b>	<b>99</b>
9.1	<i>Comportamiento</i>	99
9.2	<i>Desarrollo Futuro</i>	100
	<b>Referencias</b>	<b>101</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

<b>Tabla 2.1</b> Distribución de la producción eléctrica mundial en el año 2019 [3].	32
<b>Tabla 6.1</b> Notación y signo de potencias.	32
<b>Tabla 6.2</b> Parámetros del modelo.	60
<b>Tabla 7.1</b> Pesos de la función de coste.	71
<b>Tabla 7.2</b> Límites de operación de los elementos de la microrred.	72



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

<b>Figura 2.1:</b> Distribución de la producción eléctrica mundial en el año 2019 [25].	32
<b>Figura 2.2:</b> Modelo eléctrico incluyendo una microrred obtenido de [5].	33
<b>Figura 3.1:</b> Hoja de ruta europea para la fusión [26].	40
<b>Figura 3.2:</b> Comparativa entre los distintos Tokamak existentes en la actualidad [36].	41
<b>Figura 3.3:</b> Instalación IFMIF – DONES [32].	42
<b>Figura 3.4:</b> Esquema funcional de IFMIF – DONES.	43
<b>Figura 4.1:</b> Esquema de la microrred HYDOR.	45
<b>Figura 5.1:</b> Estrategia del Control Predictivo Basado en Modelo [22].	51
<b>Figura 7.1:</b> Algoritmo del controlador implementado.	69
<b>Figura 7.2:</b> Algoritmo que constituye la definición del modelo del sistema.	71
<b>Figura 8.1:</b> Modelo de la microrred en Simulink.	75
<b>Figura 8.2:</b> Ecuaciones del sistema completo en Simulink.	76
<b>Figura 8.3:</b> Modelo del controlador en Simulink.	77
<b>Figura 8.4:</b> Modelo completo del sistema Microrred + Red + Controlador en Simulink.	78
<b>Figura 8.5:</b> Balance de potencia en el sistema con ambiente soleado.	79
<b>Figura 8.6:</b> Balance de potencia en el sistema con ambiente nublado.	79
<b>Figura 8.7:</b> Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día soleado, carga inicial media.	80
<b>Figura 8.8:</b> Potencia de Generación, día soleado, carga inicial media.	80
<b>Figura 8.9:</b> Potencia de uso de la Red eléctrica, día soleado, carga inicial media.	80
<b>Figura 8.10:</b> Potencia de Microrred + Red eléctrica, día soleado, carga inicial media.	81
<b>Figura 8.11:</b> Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día soleado, carga inicial media.	81
<b>Figura 8.12:</b> SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día soleado, carga inicial media.	82
<b>Figura 8.13:</b> Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día soleado, carga inicial baja.	83
<b>Figura 8.14:</b> Potencia de uso de la Red eléctrica, día soleado, carga inicial baja.	83
<b>Figura 8.15:</b> Potencia de Microrred + Red eléctrica, día soleado, carga inicial baja.	84
<b>Figura 8.16:</b> Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día soleado, carga inicial baja.	84
<b>Figura 8.17:</b> SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día soleado, carga inicial baja.	85
<b>Figura 8.18:</b> Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día soleado, carga inicial alta.	86
<b>Figura 8.19:</b> Potencia de uso de la Red eléctrica, día soleado, carga inicial alta.	86

<b>Figura 8.20:</b> Potencia de Microrred + Red eléctrica, día soleado, carga inicial alta.	87
<b>Figura 8.21:</b> Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día soleado, carga inicial alta.	87
<b>Figura 8.22:</b> SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día soleado, carga inicial alta.	88
<b>Figura 8.23:</b> Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día nublado, carga inicial media.	88
<b>Figura 8.24:</b> Potencia de uso de la Red eléctrica, día nublado, carga inicial media.	89
<b>Figura 8.25:</b> Potencia de Microrred + Red eléctrica, día nublado, carga inicial media.	89
<b>Figura 8.26:</b> Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día nublado, carga inicial media.	90
<b>Figura 8.27:</b> SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día nublado, carga inicial media.	90
<b>Figura 8.28:</b> Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día nublado, carga inicial baja.	91
<b>Figura 8.29:</b> Potencia de uso de la Red eléctrica, día nublado, carga inicial baja.	92
<b>Figura 8.30:</b> Potencia de Microrred + Red eléctrica, día nublado, carga inicial baja.	92
<b>Figura 8.31:</b> Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día nublado, carga inicial baja	92
<b>Figura 8.32:</b> SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día nublado, carga inicial baja.	93
<b>Figura 8.33:</b> Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día nublado, carga inicial alta.	94
<b>Figura 8.34:</b> Potencia de uso de la Red eléctrica, día nublado, carga inicial alta.	94
<b>Figura 8.35:</b> Potencia de Microrred + Red eléctrica, día nublado, carga inicial alta.	95
<b>Figura 8.36:</b> Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día nublado, carga inicial alta.	95
<b>Figura 8.37:</b> SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día nublado, carga inicial alta.	96
<b>Figura 8.38:</b> Balance de potencia en el sistema con ambiente nublado, desconectado de la Red eléctrica.	96
<b>Figura 8.39:</b> Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día nublado, desconectado de la Red eléctrica.	97
<b>Figura 8.40:</b> Potencia de Microrred + Red eléctrica, día nublado, desconectado de la Red eléctrica.	97
<b>Figura 8.41:</b> Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día nublado, desconectado de la Red eléctrica.	97
<b>Figura 8.42:</b> SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, desconectado de la Red eléctrica.	98



# Notación

---

$x(t)$	Valor de $x$ en el instante $t$
$x(t + k   t)$	Valor de $x$ en el instante $t + k$ calculado en el instante $t$
$x^*$	Valor óptimo de $x$
$\Delta x$	Incremento de $x$
$x_{min}$	Valor mínimo de $x$
$x_{max}$	Valor máximo de $x$
$\hat{x}$	Valor predicho de $x$
$=$	Igual que
$\neq$	Distinto de
$<$	Menor que
$>$	Mayor que
$\leq$	Menor o igual que
$\geq$	Mayor o igual que
$f(x,y,z)$	Valor de $f$ evaluada en $x, y, z$
$\min_x f$	Valor mínimo de $f$ variando $x$
$\arg \min_x f$	Valor de $x$ que minimiza $f$
$\sum_{i=1}^N$	Sumatorio desde $i=1$ hasta $N$
$\forall$	Para todo
s.a.	Sujeto a
$z$	Número complejo que resulta de aplicar la transformada Z
$x$	Entrada
$y$	Salida
$u$	Señal de control
$d$	Perturbación
$J$	Función de coste
$w$	Trayectoria de referencia
$T_s$	Tiempo de muestreo
$I_n$	Matriz de $n$ filas y $n$ columnas
$A_{m \times n}$	Matriz $A$ con $m$ filas y $n$ columnas
$A^T$	Matriz traspuesta de $A$
$\frac{\partial x}{\partial y}$	Derivada parcial de $x$ con respecto a $y$







# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Antecedentes

Como norma general, en los países desarrollados se ha producido la mayor parte de la energía eléctrica que se consumía mediante un modelo de generación centralizada, es decir, se obtiene la energía eléctrica de un pequeño número de centrales, que utilizan fuentes de energía de diversos tipos (p.e. nuclear, combustibles fósiles, eólicas), para luego ser transportada y distribuida hasta su consumo. Este modelo de generación eléctrica conlleva grandes pérdidas energéticas durante el transporte debido a las grandes distancias existentes entre las centrales y las cargas, necesarias por las grandes extensiones de terreno que necesitan las centrales.

Por otro lado, existe el modelo distribuido. En este caso, la generación de energía eléctrica se puede realizar mediante distintos sistemas que se encuentran instalados en puntos cercanos a los consumidores, conectándose a la red de distribución como elementos individuales o en conjunto. Este modelo permite reducir las pérdidas con respecto al modelo centralizado, ya que se reducen las distancias por las que fluye la energía eléctrica durante su transporte.

En la actualidad existen fuentes de generación de energía renovables distintas a las clásicas (generación fotovoltaica, eólica ó hidrógeno, entre otras), que permiten reducir la contaminación por gases de efecto invernadero o el vertido de residuos al medio ambiente. Además, éstas gozan de una capacidad de adaptación al modelo distribuido muy notable debido a los avances tecnológicos que se están produciendo en este ámbito. Como resultado de estos avances, las fuentes de energía renovables permiten ser instaladas en zonas rurales y en viviendas sin producir efectos negativos en el medio, más allá del posible impacto visual que puedan ocasionar.

En la actualidad, el sistema eléctrico se encuentra en un proceso de transición, teniendo como objetivo abandonar el uso de combustibles fósiles y utilizar únicamente fuentes de energía renovables para la generación de energía eléctrica a medio-largo plazo. Por tanto, la tendencia consiste en abandonar el modelo de generación centralizado a favor del modelo de generación distribuido.

En una microrred se pueden encontrar sistemas de generación tanto convencionales como con fuentes de energía renovables. El concepto de microrred se identifica con un sistema compuesto por generadores, sistemas de almacenamiento y cargas capaz de autoabastecerse, permitiendo la conexión y desconexión de distintos elementos para gestionar la demanda de energía de manera eficiente. Así, esta gestión de energía puede atender a diferentes criterios, tales como el ahorro económico o la vida útil de los componentes de la microrred.

En los últimos años, debido a los avances tecnológicos en los sistemas de generación y almacenamiento de energía, unido al creciente interés de la población en la conservación del medio ambiente, distintas organizaciones han optado por financiar estudios sobre microrredes en distintas partes del mundo con el objetivo de llevar este sistema a las ciudades lo antes posible. En este texto, se pretende mostrar el control de gestión de la demanda de una microrred mediante Control Predictivo Basado en Modelo, en inglés, *Model Predictive Control (MPC)*.

## 1.2 Objetivo del Proyecto

El objetivo de este proyecto es realizar una gestión eficiente de los intercambios energéticos en los diferentes elementos que componen la microrred HYDOR, la cuál es la encargada de abastecer energéticamente las instalaciones IFMIF-DONES España, que albergan un acelerador de partículas. Para lograrlo, se desarrollará y evaluará experimentalmente un controlador óptimo.

Tal y como se muestra en los siguientes capítulos de este documento, la microrred a controlar se enmarca dentro del proyecto 'IFMIF-DONES', que pretende generar una fuente de neutrones de cara al estudio de los materiales en los futuros reactores de fusión [26]. Dicha fuente no es otra que el acelerador de partículas anteriormente mencionado, por lo que el objetivo último es suministrar la energía precisa para su correcto funcionamiento.

Para realizar los experimentos relativos a este trabajo, se ha implementado un simulador de la mencionada microrred, la cual se analizará exhaustivamente más adelante.

Como ya se ha mencionado, se realizará un MPC para controlar los intercambios de potencia entre los distintos elementos que componen la microrred. Ésta técnica de control se engloba dentro de los controladores óptimos y la estrategia que sigue se basa en el cálculo de las señales de control óptimas a enviar al sistema a partir del estado predicho a lo largo de un horizonte de control y las señales de control en el instante anterior. Para implementar el controlador, se han establecido un periodo de muestreo, horizonte de control y horizonte de predicción de uno, dos y diez segundos, respectivamente.

Una vez obtenidos el modelo y el controlador, se estará en disposición de realizar distintas simulaciones emulando diferentes comportamientos del ambiente, teniendo en cuenta, por ejemplo, la irradiación solar o diferentes perfiles de demanda energética.

### 1.3 Implementación

Para la implementación de este Proyecto se ha utilizado MATLAB® (*MATrix LABoratory*). MATLAB es un sistema informático de cómputo numérico que ofrece un entorno de desarrollo integrado con un lenguaje de programación propio, disponible para Windows, entre otras plataformas, y utilizado a lo largo de los estudios de máster en ámbitos como el control de vehículos. Entre otras funciones, permite la manipulación de matrices, la implementación algoritmos, la representación de datos y cuenta con múltiples funciones de optimización [1]. Asimismo, dispone de un entorno de visualización práctico para la simulación de diferentes sucesos físicos antes de realizar pruebas con otros lenguajes de ejecución más rápida. En definitiva, MATLAB se presenta como una herramienta ideal para la implementación de este proyecto.

Además de las funcionalidades recién descritas, MATLAB cuenta con herramientas adicionales tales como *SIMULINK*®. SIMULINK es una herramienta gráfica que funciona sobre MATLAB y permite al usuario modelar y simular mediante bloques con entradas y salidas el comportamiento de distintos sistemas en tiempo continuo, discreto e híbrido. Las aplicaciones del conjunto MATLAB-SIMULINK se extienden a un gran número de campos de la ingeniería, no solo a la gestión de energía como es el caso de este Trabajo, en el que se va a utilizar Simulink para modelar la microrred mediante bloques, para después conectarla a un bloque controlador que contendrá la función diseñada en Matlab que envía las señales óptimas de control a cada instante tal y como marcan las leyes del MPC.

Señalar, por último, que MATLAB admite distintos *TOOLBOXES* o cajas de herramientas que permiten ampliar sus funcionalidades. En este caso se ha utilizado la librería *SIMUGRID* de Simulink, desarrollada en el grupo de investigación "Automática y Robótica Industrial". En ella, se encuentran bloques que simulan el comportamiento de campos fotovoltaicos, pilas de combustible o distintos sistemas de almacenamiento de energía entre otros.





# 2 REVISIÓN DE LOS CONCEPTOS DE MICRORRED

---

El concepto de microrred ha cobrado importancia en la última década como un sistema eléctrico integrado por distintas fuentes de generación de energía, funcionando de modo distribuido, siendo gran parte de estas fuentes de carácter renovable. A la generación de energía se le añade la posibilidad de almacenar energía eléctrica mediante baterías u otros sistemas de almacenamiento de distinta tipología, de forma que en caso de existir un excedente de energía en la microrred, ésta pueda suministrar energía de forma local a la red eléctrica [2].

En los últimos tiempos, investigaciones en el área de las microrredes han tenido una amplia atención a nivel global debido a la incursión de las energías renovables no convencionales, a los avances en la gestión de la energía, la calidad de la energía y los sistemas de almacenamiento, protecciones y comunicaciones [2]. Además, generalmente las fuentes de energía renovables se caracterizan por tener una mayor modularidad, portabilidad y un menor impacto ambiental y tamaño con respecto a las fuentes de energía convencionales, lo que las convierte en elementos ideales a incluir en la microrred.

## 2.1 Antecedentes

El sistema eléctrico tradicionalmente se ha caracterizado por la generación de energía eléctrica de forma centralizada, lo que se traduce a grandes centrales eléctricas y grandes distancias desde la generación hasta el consumo, ya que las centrales se suelen encontrar alejadas de los núcleos urbanos, produciéndose en el transporte pérdidas considerables a nivel energético y, por ende, económico. Estas centrales son de tipología diversa: hidroeléctricas, eólicas, térmicas, maremotrices, fotovoltaicas, nucleares, de combustibles fósiles etc. Todas siguen la misma estrategia, la energía eléctrica, una vez generada, se eleva para su transporte a tensiones de línea de entre 400 y 330 kV (en España), para posteriormente ir disminuyendo la tensión según se van alcanzando redes de distribución de alta tensión (entre 45 y 132 kV), media tensión (entre 1 y 30 kV) y finalmente baja tensión (230 y 400 V), siendo los consumidores de ésta última los hogares.

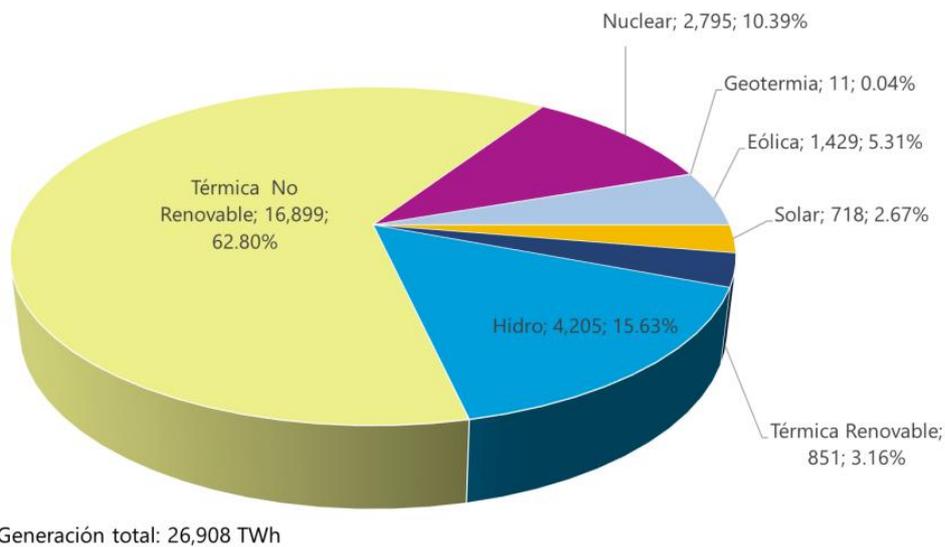
En el otro lado de la balanza se encuentra el modelo de generación distribuida. En este caso, la producción no se localiza en grandes plantas, sino que la generación se realiza en puntos cercanos a los consumidores, de forma que las pérdidas en la distribución se disminuyen de manera considerable. Además, el modelo de generación distribuida cuenta con numerosas ventajas entre las que se encuentran:

- Posibilidad de ajustar la oferta y la demanda en tiempo real.
- Capacidad de integración en el marco urbanístico y el transporte mediante vehículos eléctricos y edificios autosuficientes, respectivamente.
- Aumento del rendimiento y disminución de costes con el uso de instalaciones colectivas como pueden ser las microrredes.
- Autogestión del consumidor, pudiendo generar, almacenar o vender su propia energía.

En el marco de la generación distribuida, toma un mayor protagonismo la generación mediante energías renovables como por ejemplo mediante campos fotovoltaicos, aunque siguen aplicándose tecnologías clásicas como los motores de combustión interna.

**Tabla 2.1** Distribución de la producción eléctrica mundial en el año 2019 [3].

	Producción eléctrica mundial*
Carbón/turba/esquistos bituminosos	38,5%
Gas natural	23%
Energía hidráulica	15,9%
Energía nuclear	10,3%
Otras renovables y residuos**	9%
Petróleo	3,3%

**Figura 2.1:** Distribución de la producción eléctrica mundial en el año 2019 [25]

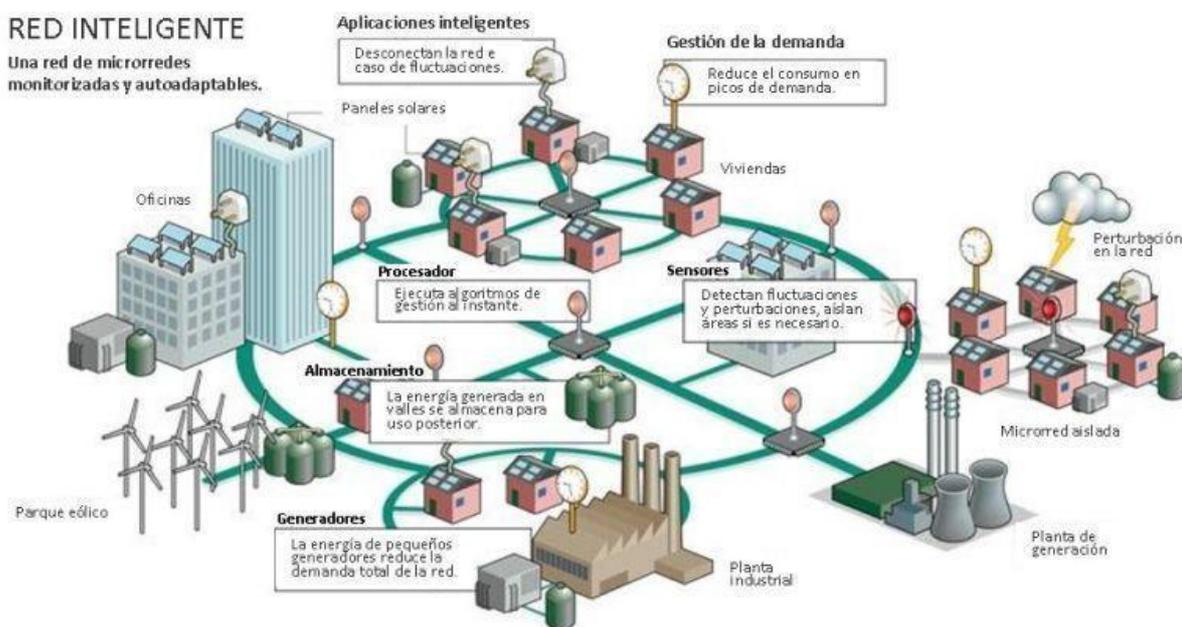
Tal y como se observa en la Tabla 2.1, la incidencia de las energías renovables en el año 2017 era todavía inferior a la producción nuclear. En la búsqueda de un mayor protagonismo por parte de las energías renovables, y en conjunción con el modelo de generación distribuida, surge la idea de Redes Inteligentes o *Smart Grids* (SG). Citando a la *European Technology Platform of Smart Grids*, este concepto hace referencia a la posibilidad de integrar de forma inteligente a todos los elementos existentes en una red de distribución: generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas funciones [24], por lo que el control del flujo de potencia, y por ende la red de distribución, juega un papel determinante. Ya en el año 2019, como podemos observar en la figura 2.1, la generación renovable superó a la producción nuclear, lo que indica el auge de las renovables en estos años.

## 2.2 Concepto de Microrred

Una microrred está compuesta por una serie de generadores, cargas y sistemas de almacenamiento energético en el que la energía se transmite de forma bidireccional, es decir, los consumidores (viviendas, negocios u otros edificios) pueden convertirse en productores e inyectar energía en la red de distribución en determinados casos. Esta característica le concede a la microrred la capacidad de funcionar eficientemente sin necesidad de estar

conectada a la red de distribución eléctrica, coordinando la oferta y la demanda. En esencia, las *Smart Grids* son redes de distribución eléctrica combinadas con modernas tecnologías de la información (TIC), que proporcionan datos en tiempo real a los consumidores y a las empresas distribuidoras, lo que puede suponer una gran ventaja para ambas partes. No obstante, el funcionamiento de este modelo de distribución eléctrica tiene el inconveniente de tener mayor complejidad con respecto al clásico [4].

En la actualidad, las *Smart Grids* están siendo objeto de multitud de estudios y proyectos alrededor del mundo, teniendo una gran incidencia en Europa, donde en el año 2007 se establecieron planes relacionados a la eficiencia energética y a la reducción de gases de efecto invernadero (*SET Plan*) [5]. Los motivos, por tanto, no son puramente económicos, sino que debido a la facilidad para utilizar fuentes de energía renovables en las microrredes y al ahorro energético que suponen estas debido a la cercanía entre generación y consumo, al motivo económico se suma el motivo ecológico.



**Figura 2.2:** Modelo eléctrico incluyendo una microrred obtenido de [5].

Otro componente interesante de las *Smart Grids* son los vehículos eléctricos. Coincidiendo en el tiempo con el origen de las *Smart Grids*, el vehículo eléctrico ha irrumpido en el mercado automovilístico y va a jugar un papel importante en ellas, debido a que van a consumir una cantidad considerable de energía en la microrred, suministrada a través de puntos de recarga de distintas clases. Este efecto indica que la adecuada gestión de la carga del vehículo va a ser fundamental para mantener una estabilidad adecuada en la red, sin ocasionar picos de corriente que originen fallos en el sistema. En definitiva, el vehículo eléctrico y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que supone su aparición, suman en el plano ecológico para la agenda 2030 que tanto prima en la actualidad y que tiene tanta importancia en las microrredes [5].

Una microrred tiene la capacidad de, bien funcionar conectada a la red eléctrica o bien funcionar de forma aislada, aunque la mayor parte del tiempo se encuentra conectada. Es por esto que los sistemas de almacenamiento tienen una gran importancia en las microrredes, ya que dotan al conjunto 'Red + microrred' de fiabilidad. No obstante, esta estabilidad se esfuma y se transforma en pérdidas de carga en las transiciones de un estado a otro. La solución a este problema radica en la obtención de altos niveles de energía generada y almacenada y con rechazo momentáneo de las cargas no críticas.

Por último, cabe destacar que no todos los sistemas formados por fuentes distribuidas pueden ser considerados una microrred. Así, el factor determinante que les otorga este término es el control y la optimización en la gestión de energía, hecho que no puede realizarse sobre cualquier carga. No obstante, como se ha mencionado con anterioridad, debido al auge de la 'Energía Verde', cada vez son más accesibles económicamente los equipos a los que se les pueden aplicar técnicas avanzadas de control y optimización.

Debido al gran número de definiciones existentes para el concepto de microrred, se exponen a continuación una serie de características que conforman una idea general sobre ellas [6]:

- Las microrredes son sistemas aislados.
- Los consumidores con fuentes propias constituyen una microrred.
- Dada la intermitencia en los equipos generadores de energía renovable, las microrredes no son sistemas seguros.
- En la actualidad, las microrredes tienen un coste demasiado elevado para un uso práctico.
- El uso de microrredes fuerza a los consumidores a adaptar el gasto según el estado de la generación, es decir, el consumidor puede no disponer en ciertos momentos de la energía que demande.
- Una microrred no puede hacer frente a interrupciones del suministro.

### 2.3 Ventajas del Uso de Microrredes

En apartados anteriores se han mencionado ciertas ventajas (e inconvenientes) de las microrredes, desde distintos puntos de vista como son el económico, medioambiental y tecnológico. Sus ventajas, en definitiva, se pueden resumir en cuatro puntos, a saber:

- Mayor eficiencia: Las pérdidas en el transporte son ínfimas debido a la cercanía entre productor y consumidor frente a un modelo centralizado donde este tipo de pérdidas alcanzan valores importantes por existir grandes distancias entre generación y consumo [7]. Además, la gestión óptima que se realiza de la energía permite aumentar la vida de los elementos que componen la microrred, así como una mejor calidad del suministro.
- Menos costes: Los beneficios económicos de una microrred está profundamente ligados a la calidad y eficiencia del sistema de control al que está asociada [8]. Toda vez que éste funcione deseadamente, no solo es posible optimizar costes, sino que, debido a la capacidad de funcionar tanto como sistema aislado como conectado a la red eléctrica, se estará en disposición de vender la energía generada a la red incrementando beneficios.
- Menos emisiones: Al igual que en el apartado de costes, el sistema de control está fuertemente ligado a los beneficios medioambientales que una microrred pueda ocasionar [8]. Al estar ligado el concepto de microrred a las fuentes de energías renovables, la aparición de ambas en el mercado eléctrico ocasiona una reducción de las emisiones debido a una disminución en el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, ya que fundamentalmente la energía generada proviene de fuentes renovables, tales como paneles fotovoltaicos o aerogeneradores.
- Mayor seguridad de suministro: Debido al almacenamiento interno que posee, una microrred permite proteger al consumidor de apagones puntuales. Asimismo, estando conectada a la red eléctrica, ayuda a mantener constante la frecuencia de la red y viceversa. Igualmente, gracias a los sistemas de automatización y control, es posible controlar consumos de potencia reactiva y activa.

### 2.4 Tipos de Microrredes

El hecho de que se pueda englobar el concepto de microrred en una definición no excluye que existan diferentes tipos de microrredes, ya que la definición expuesta en este documento no es una acogida a una norma. Según [9], una microrred no tiene que constar, por ejemplo, de un sistema de control óptimo o una conexión a la red eléctrica.

Aunque este documento se acoge a la definición de microrred anteriormente expuesta, el *Microgrid Institute* define las siguientes categorías, a las cuáles se pueden asociar la mayoría de las microrredes [9]:

- *Off-grid Microgrids*: Son aquellas que se encuentran aisladas de la red, es decir, no tienen posibilidad

de conectarse a una red eléctrica externa. Pueden entenderse como ‘islas’, ya que en ellas se produce un intercambio de energía a pesar de que ésta nunca abandone la propia isla. El hecho de que estas microrredes solamente puedan funcionar aisladas, se debe normalmente a problemas geográficos o económicos, ya que suelen desarrollarse en lugares donde la distribución de energía eléctrica por parte de la red general no es posible [10], [11].

- *Campus Microgrids*: Este tipo de microrredes son las que se encuentran conectadas a la red eléctrica, sin embargo, pueden funcionar de forma aislada durante un periodo determinado de tiempo. Se caracterizan por encontrarse generación y carga en un mismo espacio, de forma que el propietario lo es tanto de la generación como del consumo, lo que evita obstáculos en la regulación y permite una gestión más eficiente y sencilla de la potencia (desde 4 MW hasta 40 MW) por parte del propietario [10]. Se suelen encontrar en áreas de investigación sobre la materia, como son las universidades, así como en prisiones y bases militares [9]. En esta tipología se enmarca la microrred objeto de estudio.
- *Community Microgrids*: En este caso, la microrred se encuentra integrada en la red con el objetivo de abastecer a clientes o servicios dentro de una misma comunidad con energía eléctrica. Asimismo, por el hecho de encontrarse integrada en la red eléctrica, determinadas viviendas pueden disponer de generadores de energía renovables que pueden abastecer su demanda de energía, así como las de otros miembros de la comunidad [12]. No es posible que operen de forma aislada, por lo que no se ajustan a la definición clásica de microrred [10].
- *District Energy Microgrids*: Son aquellas que proporcionan energía eléctrica y/o térmica a distintas instalaciones. Son capaces de lograr una mayor eficiencia así como optimizar los recursos locales, dando además una mayor consistencia a la red eléctrica de distribución de la zona en la que se encuentre [13].
- *Nanogrids*: Se pueden definir como una red eléctrica localizada en un solo edificio independiente, lo que las obliga a tener un reducido tamaño tal y como referencia su nombre. Se tratan por tanto de sistemas eléctricos a baja escala, con el objetivo de proporcionar energía a un solo edificio. En la actualidad, se están realizando estudios en esta rama con el objetivo de formar microrredes a partir de nanogrids localizadas en edificios cercanos, de forma que sean capaces de compartir energía entre ellos [14].

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la microrred objeto de este documento se adapta a la definición que se ha ido realizando a lo largo de este apartado, teniendo posibilidad de funcionar en modo aislado o conectada a la red eléctrica.

## 2.5 Estrategias de Control

La arquitectura de un sistema se define como la organización fundamental de un sistema, que incluye sus componentes, las relaciones entre sí y el ambiente, y los principios que gobiernan su diseño y evolución [15]. Dentro de las distintas arquitecturas de control se destacan la centralizada, la descentralizada y la distribuida, las cuales han sido utilizadas en la industria con asiduidad.

Por un lado, la implementación centralizada destaca por tener una mayor precisión, ya que el control del proceso en cuestión es llevado a cabo por un solo controlador, el cuál recibe todas las señales proporcionadas por los sensores de la red y, tras el proceso de control, emite los valores que van a tomar los distintos actuadores para conseguir un correcto funcionamiento [16]. Es por tanto una configuración *master-slave*, en la que el controlador trata de optimizar la operación de un conjunto formado por todos los subsistemas de la red o proceso, dejando a un lado el interés que puedan tener los propios subsistemas en optimizar su propia operación a costa del bien común.

En la otra cara de la moneda, la implementación descentralizada delega en varios controladores el problema de control, reduciendo el gasto computacional, pero, a su vez, reduciendo también la precisión del controlador, ya que pueden solaparse datos de entrada/salida. Sin duda, el gran beneficio de este tipo de arquitectura, reside en

la facilidad de implementación con respecto al centralizado, debido a la reducción de un problema en múltiples problemas de menor dificultad.

A medio camino entre centralizada y descentralizada, se encuentra la arquitectura de control distribuida. En ella, existen problemas que están relacionados entre sí, permitiendo la coordinación de subsistemas. Esta topología es característica de las microrredes en las que cada subsistema consta de un objetivo de control diferente a los demás. A mayor número de componentes de la microrred, mayor tránsito de datos entre los distintos controladores y subsistemas, necesiándose por tanto un mayor ancho de banda en el sistema de comunicación. Sin embargo, una implementación distribuida puede reducir el tránsito de datos con respecto a una centralizada, debido a la menor dificultad de los ‘subproblemas locales’ que componen el problema de optimización.

## 3 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

IFMIF-DONES (International Fusion Materials Irradiation Facility – Demo Oriented Neutron Source) España constituye una instalación pública perteneciente al Consorcio de España, cuyo objetivo principal es participar en el diseño, construcción, operación y explotación de la instalación IFMIF-DONES, dentro del Programa Europeo de Fusión. Consiste en un acelerador de partículas basado en altas corrientes de neutrones, cuyo objetivo principal es el desarrollo, testeo y cualificación de los materiales aptos para soportar las condiciones extremas a las que serían sometidos en los futuros reactores de fusión. En este sentido, se deben alcanzar volúmenes de irradiación lo suficientemente grandes como para caracterizar macroscópicamente los mencionados materiales, con vistas al diseño e ingeniería de DEMO.

### 3.1 Antecedentes

Con fecha 9 de junio de 2021, se suscribe Convenio entre la Administración General del Estado (Ministerio de Ciencia e Innovación) y la Comunidad Autónoma de Andalucía (Consejería de Economía, Conocimiento, Empresas y Universidad), para la constitución del consorcio IFMIF-DONES España. El objetivo de dicho Consorcio es contribuir al Programa Europeo de Fusión a través del diseño, construcción, equipamiento y explotación de la instalación IFMIF-DONES. IFMIF-DONES España gestionará y promoverá la colaboración científica, económica, técnica y administrativa de las entidades que lo integran y ostentará la titularidad de la infraestructura científico-técnica construida. Una vez se produzca la confirmación oficial por parte de los agentes involucrados en el proyecto, dará lugar el inicio de las obras de construcción de la instalación, con una duración estimada de 10 años. Una vez puesta en marcha, se estima un periodo de explotación de las instalaciones de 30 años [29].

Las responsabilidades de IFMIF-DONES España se resumen en los siguientes puntos:

- Durante la fase de construcción, será responsable de la contribución in-kind española que se concentrará en los edificios, sistemas de planta y sistemas de control, entre otros.
- Durante la fase de operación y explotación científica, será responsable de la operación y mantenimiento de la instalación.
- Durante todas las fases y como responsable legal de la instalación, será responsable de todos los procesos de licenciamiento y permisos requeridos.
- Durante todas las fases deberá aportar entorno al 40% del personal necesario en el Program Team internacional, y actuará como anfitrión de éste.

Más allá de las actividades descritas, y dado que las instalaciones constituidas gozarán de una gran riqueza científica e investigadora en cuanto a equipamiento técnico y personal, resulta razonable esperar que IFMIF-DONES España desarrolle un programa de I+D propio, en colaboración con otros centros de I+D españoles e internacionales. De esta forma, se aprovecharían los extraordinarios recursos de los que se compone la instalación más allá del proyecto DONES.

No obstante lo anteriormente descrito, el germen del proyecto se remonta a algunas décadas atrás. Durante los años 90, se organizaron una serie de talleres entorno a la producción de neutrones. En ellos, se concluyó que la mejor alternativa para lograr altas corrientes de neutrones consistía en una instalación en la que se dieran lugar reacciones de Litio ( $d, nx$  – deuterón, neutrón). Éste sería el nacimiento del proyecto IFMIF. Más adelante, tras el aval de un comité de revisión europeo (Accelerator - driven Neutron Sources for materials irradiation, Report from the Ad Hoc Group on options towards IFMIF; October 2014), se concluyó que la estrategia europea para encontrar solución al problema planteado se basaría en el programa DONES [26].

## 3.2 Revisión del concepto de Fusión

Pero no solo el concepto de microrred, sino también el de fusión nuclear, que goza de gran protagonismo en el desarrollo del proyecto IFMIF-DONES. Es en las instalaciones de Granada donde se desarrollarán pruebas, validaciones, entre otras tareas propias de la investigación, de materiales que posteriormente serán utilizados en futuras plantas de fusión nuclear, como es el caso de DEMO [26].

DEMO es el auxiliar de ITER, el más grande y avanzado experimento de fusión a nivel mundial. Su objetivo último es convertirse en el primer equipo de confinamiento magnético de fusión en producir un excedente neto de energía térmica de fusión. En pocas palabras, su tecnología permite confinar el plasma en campos magnéticos el tiempo suficiente como para que se den las condiciones para reacciones de fusión [27].

Ya que la energía de fusión ocupa el papel principal dentro del programa DONES, es necesario hacer un repaso a su definición y principales características.

La fusión es la fuente de energía del universo, ya que se da en los núcleos de las estrellas y, en particular, del Sol. Fue Demócrito quien, en la antigua Grecia, postuló que el átomo es, además de indestructible, una estructura sólida que se mantiene en continuo movimiento. Este movimiento se acrecenta a medida que lo hace su temperatura. De esta manera, en los núcleos de las estrellas, donde se alcanzan temperaturas del orden de los 15.000.000 °C, los átomos de hidrógeno se encuentran en constante estado de agitación. En última instancia, las altas velocidades de choque que se alcanzan son capaces de vencer a la repulsión electrostática que existe entre las cargas positivas del núcleo, dando lugar a la fusión atómica.

Cuando la fusión tiene lugar en átomos de hidrógeno, da lugar a otro elemento más pesado, el Helio. Este hecho produce además un hecho curioso, que posteriormente explicaría Einstein: La masa del Helio resultante no resulta en la suma de las masas de los átomos que dieron lugar a ella durante la fusión. De esta forma, la pérdida de una pequeña parte de masa produce una gran cantidad de energía. Efectivamente, según la siguiente ecuación:

$$E = m * c^2 \quad (3.1)$$

Se demuestra que una pequeña pérdida de masa ( $m$ ), multiplicada por el cuadrado de la velocidad de la luz ( $c$ ), produce una gran cantidad de energía  $E$ , obtenida en la reacción de fusión.

Entonces, la fusión se muestra como una fuente de energía prácticamente ilimitada en el universo. No obstante, a la hora de producirla en nuestro entorno, dentro de la Tierra, el problema se complica ya que no es trivial conseguir un entorno en el que las fuerzas sean tan grandes como para lograr la fusión. Es decir, en la Tierra no se dan las fuerzas gravitacionales de alta magnitud que causan los distintos cuerpos especiales en el Universo y que facilitan la fusión en el núcleo de las estrellas, por lo que hay que abordar el problema de la fusión de una forma distinta.

En el siglo XX, los investigadores de la fusión identificaron la reacción entre el Deuterio (D) y el Tritio (T), como la reacción de fusión más eficiente en términos de investigación. Ambos isótopos se encuentran en el Hidrógeno, y la fusión entre ambos produce la mayor ganancia de energía a las temperaturas más bajas. Sin embargo, estas temperaturas no son para nada bajas en el sentido rutinario de la expresión. En efecto, estas temperaturas son del orden de diez veces superiores a las que se dan en el núcleo solar durante la reacción de fusión del hidrógeno, llegando a alcanzar los 150.000.000 ° Celsius [33].

Una vez se alcanzan estos valores de temperatura, los electrones se separan del núcleo, dando lugar al plasma, un estado ionizado de la materia que comparte varias características con el estado gaseoso. Así, este plasma, compuesto por partículas cargadas tanto positiva como negativamente (las primeras provienen del núcleo, las segundas de los electrones), se dispone como un entorno débil, con una densidad entorno al millón de veces que inferior a la del aire que respiramos. De esta forma, la ‘debilidad’ de este entorno producido por el plasma tras la fusión, habilita a los elementos poco pesados a fusionarse y ceder energía.

En el contexto del laboratorio, para lograr la reacción de fusión descrita en este apartado, se deben cumplir tres

condiciones:

- Alcanzar muy altas temperaturas, con el objeto de lograr los choques entre partículas que liberarán grandes cantidades de energía.
- El plasma resultante debe tener la densidad necesaria para propiciar que ocurran las colisiones mencionadas en el punto anterior.
- Tiempo de confinamiento suficiente como para mantener el plasma dentro de un volumen definido, ya que este tiene tendencia a expandirse.

Como se ha mencionado anteriormente, en ITER la fusión tendrá lugar en un Tokamak, el cual utiliza campos magnéticos para controlar y contener el plasma a altas temperaturas. Así, toda vez que las partículas de plasma alcanzan la velocidad suficiente, por medio de la elevación de su temperatura, tiene lugar la fusión entre el Deuterio y el Tritio (DT), dando lugar a un núcleo de Helio, un neutrón y con ello, la liberación de grandes cantidades de energía. Ahora bien, ¿Cómo hacer para capturar esa energía y aprovecharla?

Una vez comienza a producirse el Helio, el núcleo de éste lleva asociada una carga eléctrica que estará sujeta al campo magnético en el interior del Tokamak. De esta forma, dicha carga va a seguir confinada en el plasma, contribuyendo así a su propio calentamiento. Sin embargo, entorno al 80 % de la energía producida será liberada del plasma por el neutrón, cuya carga eléctrica es neutra. Por tanto, el neutrón no se ve afectado por el efecto del campo magnético del Tokamak, siendo absorbido por las paredes del dispositivo y, finalmente, calentando las paredes del dispositivo con la energía que trae consigo mismo, la que se ha liberado o extraído del plasma.

Con esto, la mayor parte de la energía producida por la reacción de fusión acabaría en las paredes del Tokamak de ITER. Una vez ahí, esta energía en forma de calor será capturada mediante enfriamiento de aguas que circulan por las paredes del dispositivo, aprovechándolas para generar vapor y dispersándose finalmente por las torres de refrigeración [34].

En definitiva, el potencial de la reacción de fusión, en términos de producción de energía, es muy superior al de cualquier otro medio de generación energética conocido en nuestro planeta.

### 3.3 Programa DONES

Como consecuencia del interés de las instituciones globales en una mejor gestión de nuestros recursos energéticos, en Europa nace el Programa DONES, que se basa en tres pilares fundamentales: ITER, DEMO e IFMIF – DONES [26].

El programa DONES tiene como objetivo la creación de una extensa base de datos en la que figuren los efectos de la irradiación de neutrones en los distintos materiales que se pretenden utilizar en la construcción de DEMO. Sus objetivos principales se resumen en tres puntos:

- Obtener datos de la irradiación de materiales, por medio de corrientes de neutrones, para el diseño, construcción, licenciamiento y operación segura de DEMO. Así, las principales características deben cumplir con los criterios que se definen en la hoja de ruta europea. Esta base de datos debe ser obtenida sobre un entorno simulado, con el objetivo de anticipar las necesidades de diseño e ingenieriles de DEMO.
- Generar dicha base de datos con las respuestas de los materiales utilizando herramientas computacionales.
- Proporcionar una fuente de neutrones que produzca neutrones de alta energía a una intensidad y volumen de irradiación suficientes. Para ello, se diseñará, construirá y operará la nueva Instalación sita en Granada (España). Esta instalación se concibe como un conjunto de edificios e instalaciones, capaces de dar soporte y albergar la fuente de neutrones que permita cumplir los objetivos del programa.

Así, se ha conformado la denominada ‘Hoja de ruta europea para la producción de electricidad a partir de la fusión’, que se resume en la siguiente figura.

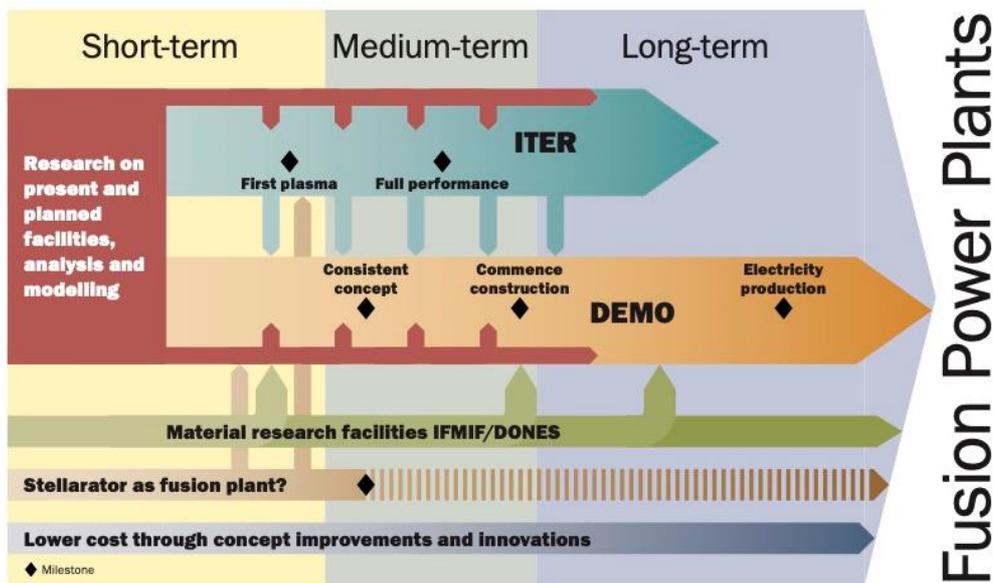


Figura 3.1: Hoja de ruta europea para la fusión [26]

La fusión es una fuente potencial de energía segura, que no produce emisiones de carbono y que además es prácticamente ilimitada. Con el objetivo de explotar esta fuente de energía, nace ITER («El Camino» en latín), el primer escalón o base sobre la que se sustenta la Hoja de ruta europea para la fusión. En su diseño, fue concebido como el paso experimental clave entre las instalaciones de investigación de fusión y las futuras plantas de energía de fusión del futuro.

El diseño de ITER proviene de los 'Tokamak' de la antigua Unión Soviética, contando con la colaboración de 35 naciones para su construcción. Una vez completado, se convertirá en el Tokamak más grande del mundo además del primer dispositivo de fusión en el que se realizarán tests de los materiales, tecnologías integradas y regímenes físicos necesarios para la producción comercial de energía de fusión.

El tamaño de ITER es el doble del mayor experimento existente

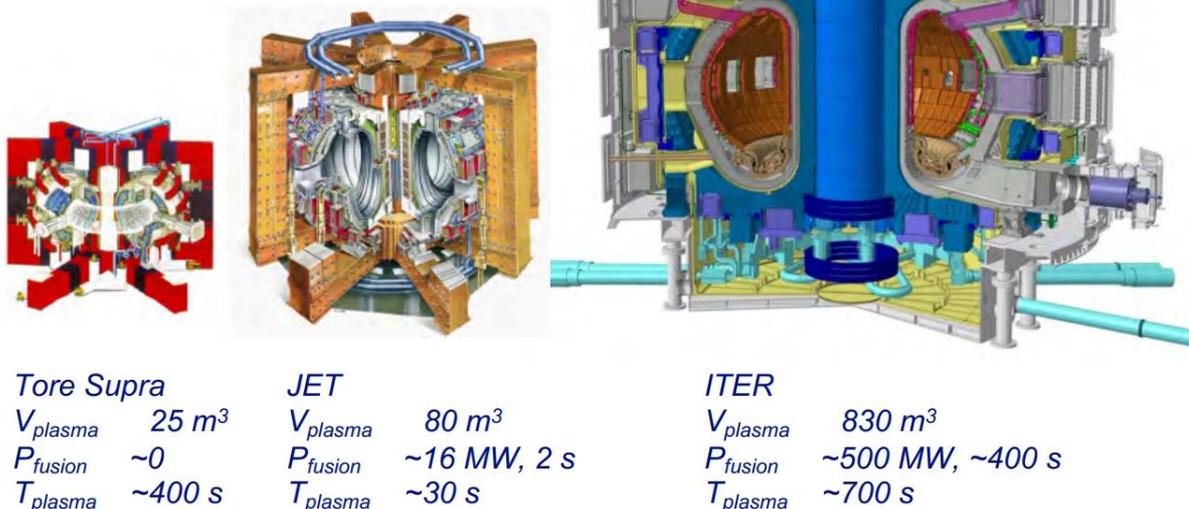


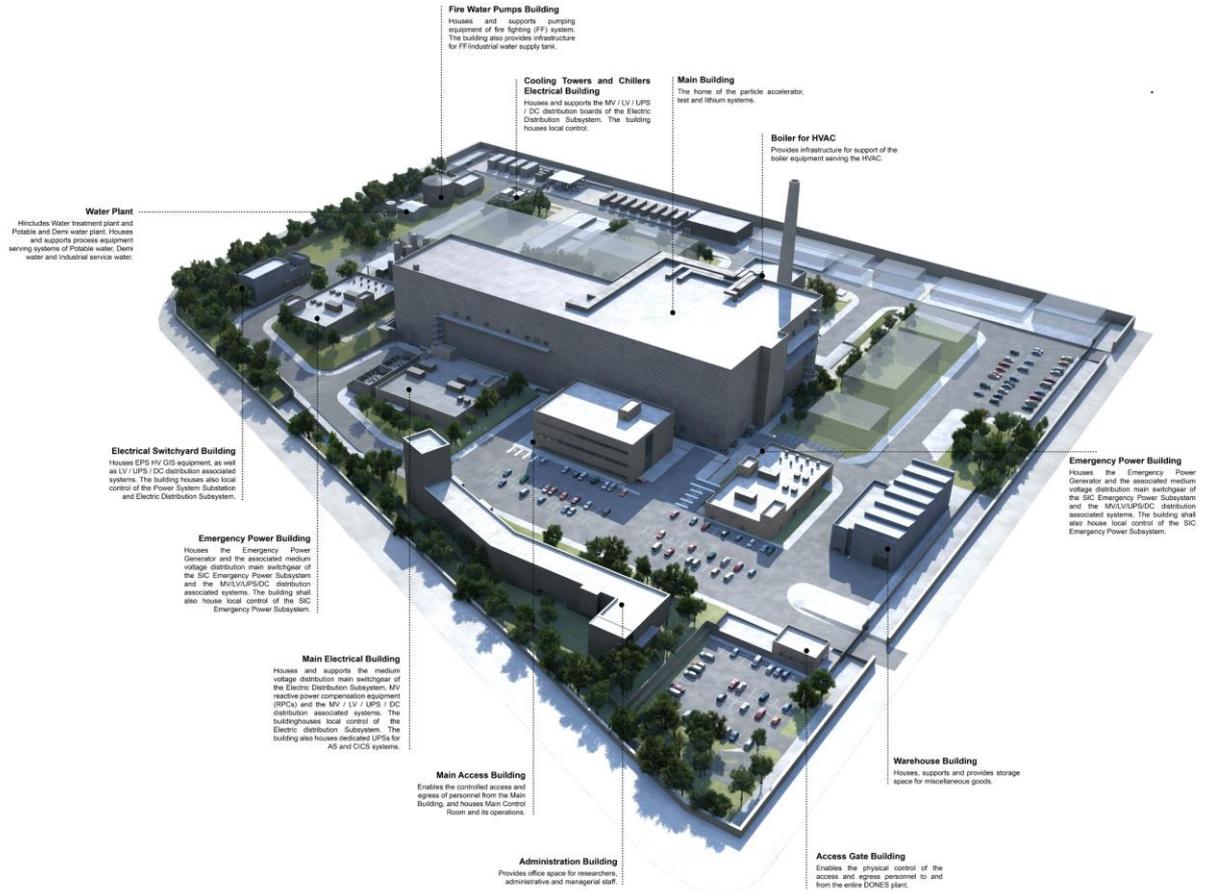
Figura 3.2: Comparativa entre los distintos Tokamak existentes en la actualidad [36]

Una vez desarrollado todo el testing necesario para validar el funcionamiento de ITER, será necesario demostrar que dichas pruebas son aplicables a un escenario real. La planta de energía DEMOstración será la encargada de llevar a cabo esta tarea. Así, con DEMO se tratará de impulsar la producción de electricidad mediante fusión y su aplicación a la industria y la tecnología, aunque en primera instancia, no hasta las cantidades de las plantas de energía comerciales [30].

Por último, IFMIF-DONES, es una infraestructura de investigación novedosa que servirá como banco de pruebas para DEMO, donde se realicen diferentes tests en materiales atacados por una fuente de neutrones. Por tanto, debido a su situación dentro de la cronología del programa, debe producirse su desarrollo y puesta en marcha con suficiente antelación, de forma que la planificación de DEMO cuente ya con resultados sobre las pruebas realizadas en IFMIF-DONES [31].

### 3.4 Instalación DONES

La Instalación DONES será una planta que contará con los edificios y sistemas necesarios para albergar y poner en funcionamiento una fuente de neutrones Li-d. Estará compuesta de una serie de sistemas (Acelerador, Litio, Test...) con los que se conseguirá producir corrientes de neutrones de alta energía, a una intensidad y volumen suficientes de forma que simulen el flujo de neutrones que se producirá en la primera pared de los futuros reactores de fusión [32].



**Figura 3.3:** Instalación IFMIF – DONES [32]

Mediante un acelerador de partículas, será posible producir un haz de deuterones de 125 mA, acelerando hasta 40 MeV de energía. La idea es obtener una sección transversal nominal en un rango de 100 mm x 50 mm a 200 mm x 50 mm. De esta forma, el flujo de deuterones impactará sobre una cortina de litio de 25 mm de espesor, fluyendo a una velocidad de 15 m/s. Estas reacciones de stripping generarán un gran número de neutrones que irradiarán las muestras de materiales ubicadas inmediatamente detrás de la cortina de litio, en los módulos de prueba.

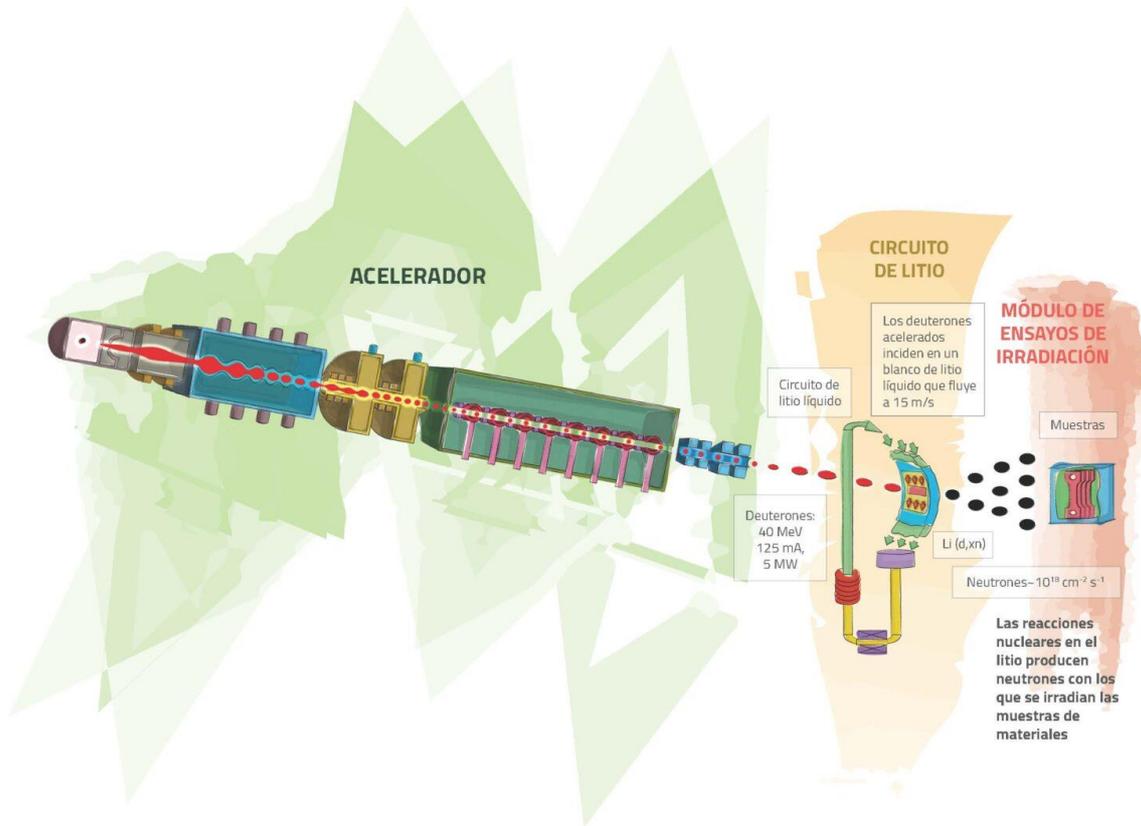


Figura 3.4: Esquema funcional de IFMIF - DONES





- Almacenamiento con Batería de Plomo - Ácido: Se cuenta con un banco de baterías de Plomo - Ácido de 4 MWh y una potencia máxima de 2 MW.
- Almacenamiento con Batería de flujo de Vanadio - Rédox: Se cuenta con un banco de baterías de flujo de Vanadio - Rédox de 4 MWh y una potencia máxima de 2 MW.
- Almacenamiento con Baterías de flujo de Ion-Litio: Se cuenta con un banco de baterías de flujo de Ion - Litio de 4 MWh y una potencia máxima de 2 MW.
- Almacenamiento con Banco de Supercondensadores: Se cuenta con un banco de supercondensadores y otro de supercondensadores híbridos capaces de cubrir picos de hasta 50 MW.
- Electrolizadores y Almacenamiento de Hidrógeno: Por último, se cuenta con un sistema de producción de Hidrógeno formado por dos electrolizadores de 250 kW cada uno.

Una vez definidos todos los componentes de generación y equipos de almacenamiento de energía existentes en la microrred, se debe tener en cuenta las cargas a las que se verán sometidos. En el caso de estudio en el que se enmarca este trabajo, se ha supuesto un perfil de carga modelado por un generador de pulsos. De esta forma, la microrred estará sometida a cargas de 20 MW que, puntualmente, se verán incrementadas hasta picos de 50 MW. Por último, debe tenerse en cuenta la posibilidad de conexión – desconexión de la microrred a la red eléctrica. Este elemento actúa tanto como consumidor de la energía excedente, cuando haya posibilidad de ello, como generador, cuando la microrred no sea capaz de generar la energía suficiente para satisfacer la demanda.

#### 4.1.1 Red Eléctrica Pública

Sin ninguna duda, este elemento tiene una distinción especial dentro de los descritos en este capítulo. El hecho diferencial reside en la posibilidad por parte de la Red Eléctrica Pública de funcionar tanto como generador como de elemento de consumo.

Funcionando como elemento generador, puede utilizarse para alimentar cargas o maniobras de carga para los elementos de almacenamiento de energía antes descritos, según las pruebas que se desarrollen en el laboratorio.

En la otra cara de la moneda, funcionando como elemento de consumo, los elementos de la microrred pueden inyectar a la Red Eléctrica Pública energía, hasta los 100 MW.

El funcionamiento en uno u otro modo de la Red Eléctrica Pública va a depender exclusivamente de los ensayos experimentales que se realizan en el laboratorio de microrred.

#### 4.1.2 Monitorización y Sistemas de Control

La microrred estará controlada por un SCADA. Además, se ha supuesto que el sistema de control utiliza una arquitectura de anillo de fibra óptica, comunicando todos los dispositivos de interfaz hombre máquina (HMI) asociados a cada componente.

Por tanto, por un lado se permite el control a bajo nivel de cada uno de los componentes de la microrred, y por el otro, para el control a alto nivel, los HMI permiten el enlace entre el sistema de control y los convertidores de potencia mediante el protocolo Modbus TCP.

### 4.2 Modo de Operación

En función de la aplicación que se desea dar, los equipos de la microrred descritos a lo largo de este capítulo pueden ser configurados según diferentes estructuras. Tanto los campos fotovoltaicos como el CSP permiten solamente la conexión o no a la microrred, sin embargo, el resto de elementos de los que se compone la microrred pueden ser modulados, teniendo un dominio total sobre los generadores a biocombustible. La microrred podrá funcionar conectada a la red eléctrica, o bien en modo isla, estando aislada de la red eléctrica.





## 5 PRINCIPALES MÉTODOS PARA EL CONTROL DE MICRORREDES

Una parte fundamental de una microrred es el sistema de control, y más concretamente, la estrategia o método de control que va a gestionar el flujo de energía en la microrred entre generación y demanda energéticas, de manera que el almacenamiento de energía y la red de distribución externa puedan satisfacer, en todo momento, el balance de energía en el conjunto del sistema. Se le llama Sistema de Gestión Energética, o en inglés, *Energy Management System* (EMS), al sistema que realiza esta gestión de energía en una microrred, tratando de optimizar la utilización de los diferentes componentes de la microrred en pos de la eficiencia energética [17].

En este capítulo, se exponen las características de los métodos de control basados en optimización. Seguidamente, se enfatiza en la estrategia de control utilizada en la microrred objeto de estudio, este es, Control Predictivo Basado en Modelo, en inglés, *Model Predictive Control* (MPC). Además, se revisan dos técnicas de MPC que están gozando de gran interés en la actualidad: DMC y GPC, con el objetivo de demostrar sus aportaciones al MPC clásico.

### 5.1 Métodos Basados en Optimización

Los métodos de control Basados en Optimización, se caracterizan por entender el control sobre cierto sistema como la resolución de un problema de optimización, atendiendo bien a criterios económicos, a criterios energéticos, o de cualquier otra índole que podamos asociar al problema de control. Así, el problema de control se resuelve minimizando una determinada función de coste sujeta a una serie de restricciones. La naturaleza del sistema a controlar será la que determine las restricciones del problema de control, ya que quedan definidas por los límites de funcionamiento. En este caso, el de la microrred, la solución del problema de optimización arrojará los flujos óptimos de potencia de forma que se satisfagan las restricciones. La estructura de la mayoría de problemas de optimización sigue la siguiente formulación [21]:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimize} && f(x) && x \in \mathbb{R}^n \\
 & \text{subject to} && c_i(x) = 0, && i \in E \\
 & && c_i(x) \geq 0, && i \in I.
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Donde  $f(x)$  es la *función objetivo*, y las funciones  $c_i(x)$ ,  $i = 1, 2, \dots, p$  son restricciones del problema en cuestión. Por tanto, si existe un punto  $x'$  que satisfaga todas las restricciones, se puede concluir que dicho punto es una solución factible del problema.

En el caso del control de microrredes, la función objetivo o de coste se adaptará en función de los objetivos. Normalmente, el resultado de las salidas debe seguir una determinada trayectoria de referencia  $w$ , empleando para alcanzarla el menor esfuerzo de control posible,  $\Delta u$ . Este es el caso del problema de control objeto de este proyecto, que se presenta en capítulos posteriores. No obstante, existen casos en los que además del esfuerzo se tiene en cuenta también las señales de control  $u$ , para conseguir minimizar el consumo energético y económico. La función de coste suele tener la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 & J(\hat{y}(t+1|t), \dots, \hat{y}(t+N|t), \Delta u(t), \Delta u(t+1), \dots, \Delta u(t+N_u-1)) = \\
 & = \sum_{j=1}^N \delta(j) [\hat{y}(t+j|t) - w(t+j)]^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \lambda(j) [\Delta u(t+j-1)]^2
 \end{aligned} \tag{5.2}$$

donde  $\delta(j)$  y  $\lambda(j)$  son los pesos de la función de coste, esto es, la ponderancia que tienen en ella, y suelen estar asociados a costes de mantenimiento y operación. En el caso de la ecuación (5.2), a mayor  $\lambda(j)$ , mayor será la penalización sobre el incremento de control. De la misma forma, a mayor  $\delta(j)$ , mayor será la penalización sobre el error de seguimiento de la trayectoria de referencia. De esta forma, la ponderancia de los pesos marcará la importancia de unos objetivos u otros dentro de la función, permitiendo que unos prevalezcan sobre otros que se consideren menos importantes, dependiendo del problema.

Existen diversos métodos de resolución del problema de optimización, el empleo de uno u otro dependerá de la forma que tengan tanto la función de coste como las restricciones. Mediante las restricciones, se puede introducir el modelo de microrred en el problema de optimización [8], y a continuación, explorar los posibles métodos de resolución teniendo en cuenta su forma (p.e. lineal).

Una vez expuestas las características de los métodos de optimización para afrontar problemas de control, se va a detallar el método objeto de este proyecto, el cuál se enmarca dentro de los métodos basados en optimización. Este es el *Model Predictive Control* (MPC).

## 5.2 Control Predictivo Basado en Modelo

El Control Predictivo Basado en Modelo, o en inglés, *Model Predictive Control* (MPC), es un método de control que optimiza una función de coste sujeta a una serie de restricciones. La función de coste o función objetivo, se obtiene a partir de un modelo dinámico del sistema a controlar, y representa el coste de la actuación de la señal de control según un criterio establecido. El MPC realiza predicciones del estado del sistema dentro de un horizonte de predicción, escogiendo entre las señales de entrada óptimas a introducir en el sistema a cada instante de acuerdo a algún criterio.

Asimismo, el MPC utiliza el concepto del *horizonte deslizante*, mediante el cual, se repite el esquema que se tiene desde la primera entrada de la señal de control, teniendo a cada instante nueva información disponible del estado del sistema a controlar. De esta forma, el MPC resuelve un problema dinámico de optimización en bucle abierto sujeta a las restricciones que marca el modelo del sistema, en lugar de atenerse a una ley de control predeterminada [8].

A pesar de no ser un método sencillo como en el caso de los métodos heurísticos, lo que incrementa el coste computacional [8], posee numerosas ventajas que hacen de la familia del MPC la más usada en la actualidad en la industria. A continuación se exponen algunas de ellas:

- Puede controlar una gran variedad de procesos.
- Debido a su carácter predictivo, puede compensar los tiempos muertos que puedan aparecer.
- Es capaz de compensar las perturbaciones medibles.

En la figura 5.1 se puede apreciar un esquema del funcionamiento del MPC.

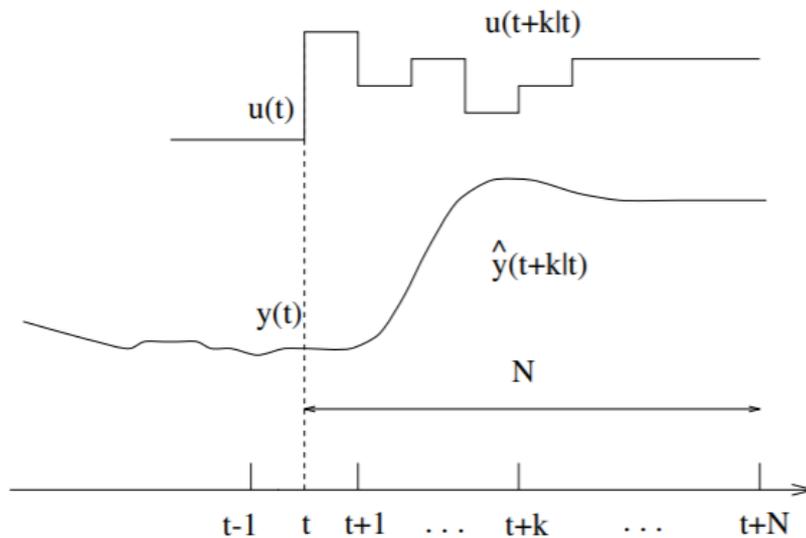
### 5.2.1 Estrategia del MPC

La familia de controladores que siguen el control predictivo basado en modelo, se caracteriza por lo que se denomina una *estrategia deslizante* [22]. Tal y como se muestra en la figura, esta estrategia sigue tres premisas:

1. Dado un horizonte de predicción  $N$ , las señales de salida futuras se predicen en cada instante  $t$  usando el modelo del proceso. Dichas salidas, o mejor dicho, los valores que toman, son calculados en función de los valores conocidos hasta el instante  $t$ , tanto de las entradas como de las salidas ya producidas en instantes anteriores, así como también de las futuras señales de control  $u(t + k | t)$ ,  $k = 0, \dots, N - 1$ , que son aquellas que se calcularán para ser enviadas al sistema.
2. Las señales de control futuras, que van a introducirse en el sistema, son calculadas mediante la resolución de un problema de optimización que siga un determinado criterio, de forma que el proceso se asemeje lo máximo posible a una trayectoria de referencia  $w(t + k)$ . Normalmente, esta trayectoria toma la forma de una función cuadrática definida por la diferencia del error entre la predicción de la

trayectoria de referencia y la predicción de la señal de salida. Igualmente, el esfuerzo de control se incluye en la función objetivo en la mayoría de los casos. Para poder encontrar una solución explícita, el modelo del sistema debe ser uno lineal, aplicando un criterio cuadrático como el descrito en líneas anteriores, y evitando el uso de restricciones. No obstante, existen otros métodos para poder llegar a una solución, como son los métodos iterativos de optimización.

3. La señal de control  $u(t | t)$  se envía al proceso, mientras que las futuras señales de control son rechazadas, ya que en el instante siguiente  $y(t + 1)$  ya es conocida esta señal. De esta forma, se repite lo descrito en el punto 1, esta vez con el nuevo valor, actualizándose la secuencia de datos. Es por esto que la señal  $u(t + 1 | t + 1)$  se calcula utilizando lo que anteriormente denominamos *horizonte regresivo*.



**Figura 5.1:** Estrategia del Control Predictivo Basado en Modelo [22]

El horizonte de predicción  $N$  es el horizonte en el cual se realizan las predicciones del estado del sistema. Como ya se ha mencionado anteriormente, el sistema debe modelarse de manera que se ajuste a su comportamiento real con cierta exactitud. Dicho modelo proporcionará la predicción de las salidas calculadas en el instante  $t$ ,  $\hat{y}(t + k | t)$ , con  $k = 1, \dots, N$ , dadas las salidas calculadas en el pasado y las futuras señales de control  $u(t + k | t)$ , con  $k = 0, \dots, N - 1$ .

Dado el horizonte de control  $N_u$ , el modelo del sistema se puede escribir como sigue:

$$\hat{y}(t + k | t) = f(y(t), u(t | t), u(t + 1 | t), \dots, u(t + N_u | t)), N_u < N \quad (5.3)$$

## 5.2.2 Modelo del Proceso

El modelo matemático del sistema, en este caso la microrred, describe el comportamiento esperado del mismo. Dado un modelo, es posible representar las salidas del sistema en relación a sus entradas. Es por esta razón, que una buena elección del tipo de modelo es un requisito indispensable para el correcto desarrollo posterior del controlador, ya que en función del modelo, el controlador asociado a él poseerá unas características determinadas, como son la complejidad o la efectividad del mismo [23]. Por tanto, es interesante encontrar un modelo del sistema lo más sencillo posible, sin dejar de lado que se ajuste correctamente al sistema real.

Existen multitud de modelos matemáticos a los que asociar un sistema. No obstante, en este capítulo se expondrán los modelos lineales más utilizados en la industria, ya que cuentan con una simplicidad que va a permitir que el desarrollo del controlador se simplifique. Se exponen a continuación dichos modelos:

- Modelo de Respuesta Impulsional o Modelo de Convolución: En este modelo, la salida está relacionada a la entrada según una ecuación del tipo 5.4.

$$y(t) = \sum_{i=1}^{\infty} h_i u(t - i) \quad (5.4)$$

Donde  $h_i$  es la salida muestreada cuando el proceso recibe una señal de impulso. Solo se consideran  $N$  valores en el sumatorio. A pesar de ser un modelo muy intuitivo, es incapaz de representar modelos inestables. Además, necesita de un gran número de parámetros, ya que  $N$  suele ser un valor entre 40 y 50.

- Modelo de Respuesta ante Escalón: Este tipo de modelo es ampliamente utilizado en la modalidad de Control por Matriz Dinámica (DMC). Es similar al Modelo de Respuesta Impulsional, exceptuando que la señal de entrada es un escalón en lugar de un impulso. Para sistemas estables, la respuesta sigue el modelo de la ecuación 5.5.

$$y(t) = y_0 + \sum_{i=1}^N g_i \Delta u(t - i) \quad (5.5)$$

Donde  $\Delta u = u(t) - u(t - 1)$  y  $g_i$  se corresponde con la salida muestreada. Este modelo posee las mismas ventajas e inconvenientes que el modelo anterior.

- Modelo de Función de Transferencia: Usado en multitud de estrategias de control tales como: Control Adaptativo de Predicción Extendida (EPSAC) o Control Adaptativo de Horizonte Extendido (EHAC). Este modelo toma la forma de una función de transferencia, siguiendo la salida la ecuación 5.6.

$$A(z^{-1})y(t) = B(z^{-1})u(t) \quad (5.6)$$

Donde

$$\begin{aligned} A(z^{-1}) &= 1 + a_1 z^{-1} + a_2 z^{-2} + \dots + a_{na} z^{-na} \\ B(z^{-1}) &= b_1 z^{-1} + b_2 z^{-2} + \dots + b_{nb} z^{-nb} \end{aligned}$$

- Representación en Espacio de Estados: Además de en MPC, es utilizado en Controladores con Factor de Corrección de Potencia (PFC). Este método es el que se va a utilizar en el proyecto de microrred de este documento, y toma la forma de la ecuación 5.7.

$$\begin{cases} x(t - 1) = Ax(t - 1) + Bu(t - 1) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases} \quad (5.7)$$

Donde  $x$  representa el estado y A, B y C son matrices cuyos valores dependerán del sistema concreto. A y B son matrices de entrada, siendo C la matriz relacionada con la salida. Este modelo permite una comprensión directa del sistema, lo que le confiere un carácter intuitivo a diferencia de otros modelos. Asimismo, tiene la ventaja de poder ser utilizado en problemas multivariables de una manera directa.

### 5.2.3 Optimización

Con el objeto de conseguir las señales de control óptimas, se minimiza una función de coste que satisface ciertas restricciones. Usualmente, dicha función de coste tiene la forma de la ecuación 5.2, donde se tiene en cuenta el incremento de la señal de control y la diferencia entre la salida y la referencia. En la ecuación 5.8 se describe el problema de optimización a resolver, que cuenta con dos restricciones.

$$u^* = \arg \min (J(\hat{y}(t+1|t), \dots, \hat{y}(t+N|t), \Delta u(t), \Delta u(t+1), \dots, \Delta u(t+N_u-1)))$$

$$\text{s. a. } \begin{cases} \hat{y}(t+k|t) = f(y(t), u(t|t), u(t+1|t), \dots, u(t+N_u|t)) \\ g(y(t), y(t+1), \dots, y(t+N), u(t), u(t+1), \dots, u(t+N_u)) \leq 0 \end{cases} \quad (5.8)$$

La primera restricción en el problema descrito anteriormente es el modelo del sistema, imprescindible para predecir el estado en función de la señal de control enviada. Asimismo, se pueden definir otros tipos de restricciones, dadas por ecuaciones de desigualdad o igualdad. Asíduamente, se utilizan restricciones sobre la señal de control y su incremento, y sobre el valor de la salida.

## 5.3 Control Predictivo Generalizado

El método de Control Predictivo Generalizado, o GPC (Generalized Predictive Control), se basa en la mínima varianza y en el control adaptativo. Las predicciones del GPC se basan en la utilización de un modelo CARIMA (Controlled Autoregressive Integrated Moving Average), el cual se define en la siguiente ecuación:

$$A(z^{-1})y(t) = B(z^{-1})z^{-d}u(t-1) + C(z^{-1})\frac{e(t)}{\Delta} \quad (5.9)$$

Donde  $z^{-1}$  es el operador regresivo y la perturbación medible está representada por  $C(z^{-1})$ . Como es difícil conocer su valor real, este polinomio se utiliza para lograr el completo rechazo de las perturbaciones, o bien una total robustez. Para obtener la derivada de la predicción óptima, es necesario resolver una ecuación de Diophantine, cuya solución se obtiene utilizando un algoritmo recursivo. Así, el GPC utiliza una función de coste cuadrática como la siguiente:

$$J(N_p, N_c) = \sum_{j=1}^{N_p} \delta(j) [\hat{y}(t+j|t) - w(t+j)]^2 + \sum_{j=1}^{N_c} \lambda(j) [\Delta u(t+j-1)]^2 \quad (5.10)$$

Como se puede observar, la ecuación es similar a la que utilizamos en este caso de estudio con el MPC.

La base teórica del algoritmo del GPC ha sido ampliamente investigada en los últimos tiempos. De esta forma, se ha demostrado que, para los casos en los que las elecciones de los parámetros son limitadas, el algoritmo es estable. Además, controladores más conocidos, como son los de nivel medio, se encuentran intrínsecos en la estructura del GPC [8].

## 5.4 Control por Matriz Dinámica

La facilidad para obtener un modelo de proceso, como se ha mostrado anteriormente, así como la capacidad para lidiar con procesos y restricciones multivariables, hicieron del Control por Matriz Dinámica o DMC (Dynamic Matrix Control) la primera implementación exitosa de un MPC en la industria. El DMC utiliza la respuesta a una señal de escalón como el modelo del proceso, únicamente teniendo en cuenta los primeros  $N$  términos y,

por tanto, asumiendo que el proceso va a ser estable y sin integradores. En cuanto a las perturbaciones, atendiendo a la característica de que su valor no es calculado, se toma como constante en todo el horizonte de predicción, e igual al valor que tomase en un instante  $t$ . Así, el valor que toman las perturbaciones es el valor obtenido de la salida en un instante  $t$ , menos el valor estimado de ésta por el modelo  $\hat{y}(t|t)$ , como representa la siguiente ecuación:

$$\check{n}(t+k|t) = \check{n}(t|t) = y_m(t) - \hat{y}(t|t) \quad (5.11)$$

Por tanto, el valor previsto de la salida viene dado por

$$\hat{y}(t+k|t) = \sum_{i=1}^k g_i \Delta u(t+k-i) + \sum_{i=k+1}^N g_i \Delta u(t+k-i) + \check{n}(t+k|t) \quad (5.12)$$

Donde el primer término de la ecuación representa los valores pasados de las acciones de control, que por tanto son valores conocidos. El segundo término representa las futuras acciones de control que deben ser calculadas, y el último término es el correspondiente a las perturbaciones. La computación de la predicción a lo largo del horizonte de predicción, puede escribirse como función de la matriz dinámica del sistema, que, como se ha mencionado, se compone de las respuestas del sistema a una señal de tipo escalón. En cuanto a la función de coste, se tiene la posibilidad de, bien considerar solamente errores futuros, o bien considerar introducir restricciones en la formulación del problema.

A pesar de las grandes aptitudes del DMC, existen algunos inconvenientes que hacen que no sea recomendable su aplicación en ciertos sistemas. A grandes rasgos, el tamaño del modelo del proceso necesario, que puede cobrar una dimensión inaceptable en algunos casos, así como la imposibilidad de trabajar en sistemas de procesos inestables, son los grandes inconvenientes del DMC [8].

## 5.5 MPC basado en Espacio de Estados

Como se ha mencionado anteriormente, en este trabajo se va a formular el sistema bajo estudio en espacio de estados. Esta formulación es la que arroja mejores resultados teóricos en cuanto a la estabilidad de un MPC [22] y, además, puede utilizarse en el modelado de procesos lineales multivariables (MIMO), como es el caso. En este tipo de procesos, la salida  $y(t)$  es un vector de dimensión  $n$ , al igual que el vector de estados  $x(t)$ . En cuanto a la señal de control, podrá estar representada por  $u(t)$ , un vector de dimensión  $m$ , donde  $m$  es el número de señales de control del sistema. Si en lugar de utilizar directamente la señal de control, la entrada de control es el incremento de la señal de control  $\Delta u(t)$ , el modelo de espacio de estados pasa a denominarse espacio de estados incremental, como es el caso objeto de estudio. No obstante, es posible introducir esta formulación en el modelo general de espacio de estados teniendo en cuenta que  $\Delta u(t) = u(t) - u(t-1)$ :

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} x(t+1) \\ u(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ I \end{bmatrix} \Delta u(t) \\ y(t) = \begin{bmatrix} C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} \end{cases} \quad (5.13)$$

Y definiendo un nuevo vector de estados como  $\bar{x}(t) = [x(t) \ u(t-1)]^T$ , el modelo de espacio de estados incremental toma la forma general:

$$\begin{cases} \bar{x}(t+1) = M\bar{x}(t) + N\Delta u(t) \\ y(t) = Q\bar{x}(t) \end{cases} \quad (5.14)$$

Para minimizar la función objetivo, deben obtenerse las predicciones de la salida en el horizonte de predicción. Para ello, deben utilizarse herramientas computacionales, resultando las predicciones de la siguiente ecuación:

$$y(t + j) = QM^j x(t) + \sum_{i=0}^{j-1} (QM^{(j-i-1)} N \Delta u(t + i)) \quad (5.15)$$

Donde será necesaria una predicción imparcial del vector de estados  $x(t)$ . En caso de no ser accesible, debe incluirse un observador, entonces, la predicción del vector de estados viene dada por la ecuación (5.16).

$$\hat{x}(t | t) = \hat{x}(t | t - 1) + K(y_m(t) - y(t | t - 1)) \quad (5.16)$$

Donde  $y_m(t)$  es el valor medido de la salida. En el capítulo siguiente, se particulariza esta formulación para el caso objeto de estudio.



## 6 DISEÑO DEL CONTROLADOR

Una vez explicados algunos conceptos generales sobre el control de sistemas y microrredes, en este capítulo se particulariza el caso de la VPP (Virtual Power Plant) HYDOR, que actualmente se encuentra en fase de construcción. La construcción será llevada a cabo por la empresa Negrátin. En este contexto, se expondrá en el diseño del controlador de la citada microrred, así como el modelado de la microrred.

### 6.1 Esquema de Control

A continuación, en la Tabla 6.1, se muestra la notación con la que se van a designar los componentes de la microrred objeto de estudio. Asimismo, en la Figura 6.1, se muestra el esquema de la microrred. En ella se pueden apreciar los subgrupos (generación, almacenamiento y demanda) que componen la microrred. Además, en ella se muestra la dirección positiva que sigue la energía en cada componente, así como la bidireccionalidad de conexión de la microrred con la red eléctrica, la cual puede absorber o ceder energía dependiendo del caso en cuestión.

**Tabla 6.1** Notación y signo de potencias

Potencia	Notación	Signo Positivo	Signo Negativo
Campos Fotovoltaicos	$P_{sun}$	Hacia la microrred	-
Solar Térmica Concentrada	$P_{CSP}$	Hacia la microrred	-
Grupos Electrógenos Diesel	$P_G$	Hacia la microrred	-
Pila de combustible	$P_{H_2}$	Hacia la microrred	-
Baterías de Ácido - Plomo	$P_{pb}$	Hacia la microrred	Desde la microrred
Baterías de Ion – Litio	$P_{li}$	Hacia la microrred	Desde la microrred
Baterías de Vanadio	$P_{van}$	Hacia la microrred	Desde la microrred
Electrolizador	$P_{elz}$	Desde la microrred	-
Supercondensador	$P_{sc}$	Hacia la microrred	Desde la microrred
Demanda	$P_{demand}$	Desde la microrred	-
Red eléctrica	$P_{grid}$	Hacia la microrred	Desde la microrred
Potencia generada	$P_{gen}$	Hacia la microrred	-
Potencia almacenada	$P_{sto}$	Hacia la microrred	Desde la microrred
Potencia demandada	$P_{load}$	Desde la microrred	-
Potencia generada controlable	$P_u$	Hacia la microrred	-
Potencia neta	$P_{net}$	Hacia la microrred	Desde la microrred
Potencia de balance	$P_{balance}$	Exceso	Déficit
Potencia del sistema	$P_{sist}$	-	-

Dentro de los sistemas de generación, se ha diferenciado entre equipos cuyas potencias son tratadas más adelante como señales de control, denominando a dicho conjunto de potencias ‘Potencia generada controlable’, y el resto. Por otra parte, se ha denominado ‘Potencia Neta’ a la diferencia entre la potencia generada no controlable y la potencia consumida, excluyendo de este cálculo el uso de los sistemas de almacenamiento y la red eléctrica. Además, se llama ‘Potencia de Balance’ a la potencia resultante del intercambio de energía que tiene lugar en la microrred cuando ésta funciona de forma aislada o en modo isla. Por último, la ‘Potencia del Sistema’, tiene en cuenta el intercambio completo que se puede dar en el sistema completo, formado por microrred y red eléctrica.

Con todo, se obtienen las ecuaciones 6.1 en las que se relacionan los elementos de la microrred:

$$\begin{aligned}
 P_{gen} &= P_{CSP} + P_{sun} \\
 P_{sto} &= P_{pb} + P_{li} + P_{van} + P_{sc} - P_{elz} \\
 P_{load} &= P_{demand} \\
 P_u &= P_G + P_{H_2}
 \end{aligned} \tag{6.1}$$

Asimismo, la ecuación 6.2 define las potencias anteriormente mencionadas, donde la premisa a seguir es  $P_{sist} = 0$ :

$$\begin{aligned}
 P_{net} &= P_{gen} - P_{load} \\
 P'_{net} &= P_{net} + P_u \\
 P_{balance} &= P'_{net} + P_{sto} \\
 P_{sist} &= P_{balance} + P_{grid}
 \end{aligned} \tag{6.2}$$

## 6.2 Modelado

Una vez se encuentra definida la microrred mediante las ecuaciones 6.1 y 6.2, se debe encontrar un modelo del sistema que represente su comportamiento con precisión. Ya que la relación entre la potencia de cada uno de los componentes, así como el estado de carga de las baterías (SOC), se asemejan a una función lineal, el sistema se puede modelar mediante una representación en espacio de estados, tal y como se vió en el capítulo anterior. Así, según la ecuación 6.3:

$$\begin{aligned}
 x(t+1) &= Ax(t) + Bu(t) + Dd(t) \\
 y(t) &= Cx(t)
 \end{aligned} \tag{6.3}$$

Donde  $x(t)$  se corresponde con el vector de estado,  $u(t)$  equivale a la señal de control,  $d(t)$  representa las perturbaciones que puedan ocurrir en el sistema y finalmente, la salida queda representada por  $y(t)$ .

La ecuación 6.4 representa el estado del sistema, el cual se modela en función de los estados de las baterías y la cantidad de hidrógeno existente en el almacén de hidrógeno. Además, en la ecuación se observa que la salida se corresponde con el estado.

$$x(t) = y(t) = [SOC_{pb}(t) \quad SOC_{sc}(t) \quad LOH(t) \quad SOC_{li}(t) \quad SOC_{van}(t)]^T \quad (6.4)$$

Donde  $LOH(t)$  indica el nivel de  $H_2$  existente. Las baterías de Plomo - Ácido son la encargadas de permitir el cumplimiento del balance de potencia. Es por esto que las variables de control son las potencias de las baterías (excepto la de Plomo - Ácido), del electrolizador, así como de la red eléctrica y los equipos que conforman la 'Potencia generada controlable'. Por tanto, tal y como se aprecia en la ecuación 6.5, el vector que contiene las variables de control es una fila compuesta por las siete componentes descritas:

$$u(t) = [P_{grid}(t) \quad P_{sc}(t) \quad P_{elz}(t) \quad P_{H_2}(t) \quad P_G(t) \quad P_{li}(t) \quad P_{van}(t)]^T \quad (6.5)$$

Ya que tanto generación (no controlada) como demanda no forman parte del sistema de control, se deben tratar como perturbaciones dentro del modelo (6.6).

$$d(t) = P_{net}(t) \quad (6.6)$$

Una vez representados los vectores de estado, variables de control y perturbaciones, se debe obtener un modelo lineal de cada uno de los componentes de la microrred, relacionando los estados con las señales de control mediante su rendimiento.

Las distintas baterías van a seguir modelos lineales similares. Teniendo en cuenta que se descargan al aumentar la potencia que intercambian con la microrred, la bancada de baterías de Plomo - Ácido se puede modelar mediante el siguiente balance de energía:

$$SOC_{pb}(t + 1) = SOC_{pb}(t) - \frac{\eta_{pb} T_s}{C_{max_{pb}}} P_{pb}(t) \quad (6.7)$$

donde  $C_{max_{pb}}$  se entiende como la capacidad de la batería,  $\eta_{pb}$  hace referencia al rendimiento y  $T_s$  es el tiempo de muestreo.

Como se ha mencionado anteriormente, la potencia en la batería de Plomo - Ácido no es una señal de control del sistema, por lo que se debe expresar en función de las señales que sí son de control, estas son, el resto de potencias de las baterías y la red y la potencia de generación controlada. Por tanto, siguiendo el balance energético de la ecuación (6.8), se consigue la expresión necesaria:

$$P_{pb}(t) = -P_{net}(t) - P_{grid}(t) - P_{van}(t) - P_{sc}(t) - P_{li}(t) + P_{elz}(t) - P_{H_2}(t) - P_G(t) \quad (6.8)$$

Entonces, uniendo las ecuaciones (6.7) y (6.8), se obtiene el modelo de la batería de Plomo - Ácido en función de las variables de control (6.9).

$$SOC_{pb}(t + 1) = SOC_{pb}(t) - \frac{\eta_{pb} T_s}{C_{max_{pb}}} (-P_{net}(t) - P_{grid}(t) - P_{van}(t) - P_{sc}(t) - P_{li}(t) + P_{elz}(t) - P_{H_2}(t) - P_G(t)) \quad (6.9)$$

Como se ha mencionado, el resto de modelos de las baterías sigue una estructura similar a la de Plomo - Ácido, siendo la de la bancada de litio la expresada en (6.10).

$$SOC_{li}(t + 1) = SOC_{li}(t) - \frac{\eta_{li}T_s}{C_{max_{li}}} P_{li}(t) \quad (6.10)$$

En cuanto al electrolizador, el nivel de hidrógeno aumenta conforme aumenta la potencia. Además, en su ecuación debe añadirse el consumo de hidrógeno de la Pila de Combustible (6.11).

$$LOH(t + 1) = LOH(t) + \frac{\eta_{elz}T_s}{V_{max}} P_{elz}(t) - \frac{\eta_{H_2}T_s}{V_{max}} P_{H_2}(t) \quad (6.11)$$

donde  $V_{max}$  es el volumen máximo de  $H_2$  y el ultimo término representa el consumo de hidrógeno por parte de la Pila.

Finalmente, se obtienen los modelos de las baterías restantes de la forma indicada anteriormente, tal y como expresan las ecuaciones (6.12) y (6.13), las cuales contienen los modelos de las batería de vanadio, el supercondensador y la batería de plomo, respectivamente.

$$SOC_{van}(t + 1) = SOC_{van}(t) - \frac{\eta_{van}T_s}{C_{max_{van}}} P_{van}(t) \quad (6.12)$$

$$SOC_{sc}(t + 1) = SOC_{sc}(t) - \frac{\eta_{sc}T_s}{C_{max_{sc}}} P_{sc}(t) \quad (6.13)$$

En la Tabla 6.2 se recogen los valores de los diferentes parámetros descritos en las ecuaciones anteriores, obtenidos de los *datasheet* de los distintos componentes de la microrred. Los rendimientos calculados de forma experimental en [23] son aplicables a este estudio, ya que se tratan de equipos similares:

**Tabla 6.2** Parámetros del modelo

	$\eta$	$C_{max}$ (Ah)	$V_{max}$ (Nm <sup>3</sup> )
<b>Batería de plomo</b>	0.2 (6% V <sup>-1</sup> )	4000	-
<b>Batería de litio</b>	0.2318 (6% V <sup>-1</sup> )	4000	-
<b>Electrolizador</b>	0.0238 (m <sup>3</sup> / skW)	-	0.2
<b>Batería de Vanadio</b>	0.2 (6% V <sup>-1</sup> )	4000	-
<b>Supercondensador</b>	0.25 (6% V <sup>-1</sup> )	4000	-
<b>Celda de H<sub>2</sub></b>	0.232	-	0.2

Finalmente, teniendo en cuenta las ecuaciones descritas anteriormente en este apartado, el modelo matemático de la microrred se define por las ecuaciones (6.15), en las que se expresan el modelo y las matrices del sistema, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} SOC_{pb}(t+1) \\ SOC_{sc}(t+1) \\ LOH(t+1) \\ SOC_{li}(t+1) \\ SOC_{van}(t+1) \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} SOC_{pb}(t) \\ SOC_{sc}(t) \\ LOH(t) \\ SOC_{li}(t) \\ SOC_{van}(t) \end{bmatrix} + B \cdot \begin{bmatrix} P_{grid}(t) \\ P_{sc}(t) \\ P_{elz}(t) \\ P_{H_2}(t) \\ P_G(t) \\ P_{li}(t) \\ P_{van}(t) \end{bmatrix} + D \cdot [P_{net}(t)] \quad (6.15)$$

$$A = I_5$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & -\frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} \\ 0 & -\frac{\eta_{sc}T_s}{C_{max_{sc}}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\eta_{elz}T_s}{V_{max}} & -\frac{\eta_{H_2}T_s}{V_{max}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{\eta_{li}T_s}{C_{max_{li}}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{\eta_{van}T_s}{C_{max_{van}}} \end{bmatrix}$$

$$C = I_5$$

$$D = \begin{bmatrix} \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

## 6.3 Desarrollo Matemático

Una vez obtenido el modelo del sistema, se debe realizar el cambio de variables necesario para poder introducirlo en la función de coste y resolver el problema de optimización en torno a la función de coste implementada.

### 6.3.1 Cambio de variables

En el apartado anterior se ha obtenido un modelo lineal de la microrred mediante representación en espacio de estados, (como se vio en el capítulo anterior) en el que los estados dependen de las señales de control, así como de las perturbaciones. Con el objetivo de simplificar el modelo, las perturbaciones se introducen en el vector de estado, resultando las denominadas *matrices ampliadas*.

Así, la ecuación (6.16) muestra el modelo del sistema con el añadido de la perturbación medible. Asimismo, el

nuevo sistema de ecuaciones se obtiene modificando (6.16) para dar lugar a (6.17), donde  $n_x$  mide el número de estados,  $n_u$  es el número de señales de control,  $n_d$  es el número de perturbaciones y, finalmente,  $n_y$  es el número de salidas.

$$\begin{cases} x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) + Dd(t) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases}, A_{n_x \times n_x}, B_{n_x \times n_u}, C_{n_y \times n_x}, D_{n_x \times n_d} \quad (6.16)$$

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} x(t+1) \\ d(t+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & D \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ d(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} u(t) \\ y(t) = [C \quad 0] \begin{bmatrix} x(t) \\ d(t) \end{bmatrix} \end{cases} \quad (6.17)$$

Con el objetivo de mantener la notación seleccionada, las matrices anteriormente descritas pasarán a representar conceptos diferentes de ahora en adelante. Así, el nuevo vector de estados será  $x(t)$ , denominándose a la primera, segunda y tercera matriz, A, B y C, respectivamente, con  $A_{(n_x+n_d) \times (n_x+n_d)}$ ,  $B_{(n_x+n_d) \times n_u}$ ,  $C_{n_y \times (n_x+n_d)}$ . Por tanto, el modelo queda representado en la ecuación (6.18) de la forma descrita.

$$\begin{cases} x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases} \quad (6.18)$$

A pesar de esto, se debe tener en cuenta que en el sistema a controlar, la entrada no es la señal de control sino su incremento. Por tanto, se necesita representar el modelo en función del incremento de la señal de control, o lo que es lo mismo, se debe representar el modelo en espacio de estados incremental. De ahora en adelante, el estado contiene a las señales de control y depende de su incremento  $\Delta u(t)$ , donde  $\Delta u(t) = u(t) - u(t-1)$ , como queda representado en (6.19):

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} x(t+1) \\ u(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ I \end{bmatrix} \Delta u(t) \\ y(t) = [C \quad 0] \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} \end{cases} \quad (6.19)$$

Para mantener la notación, se sigue el mismo procedimiento que anteriormente. Esto es, el nuevo estado pasa a denominarse, de nuevo,  $x(t)$ , y las nuevas matrices pasarán a denominarse M, N y Q, con  $M_{(n_x+n_d+n_u) \times (n_x+n_d+n_u)}$ ,  $N_{(n_x+n_d+n_u) \times n_u}$ ,  $Q_{n_y \times (n_x+n_d+n_u)}$ , quedando el modelo representado por (6.20)

$$\begin{cases} x(t+1) = Mx(t) + N\Delta u(t) \\ y(t) = Qx(t) \end{cases} \quad (6.20)$$

El problema de optimización se basa en minimizar una función de coste, como se profundizará más adelante. Para lograr este objetivo, es necesario realizar predicciones a lo largo de un horizonte N, que se denominará para evitar confusiones  $N_p$ , lo que se puede entender como horizonte de predicción. Las ecuaciones del modelo serán agrupadas en una sola (6.21), de forma que se pueda introducir en la función de coste:

$$y(t+1) = Q[Mx(t) + N\Delta u(t)] \quad (6.21)$$

Para cualquier desplazamiento de tiempo  $j$ , la ecuación anterior queda expresada de la siguiente forma:

$$y(t + j) = Q[Mx(t + j - 1) + N\Delta u(t + j - 1)] \quad (6.22)$$

Puesto que por el hecho de estar ante un horizonte recesivo  $x(t - 1)$  es función de  $x(t - 2)$  y de  $\Delta u(t - 2)$ , la ecuación anterior puede escribirse como en (6.23):

$$y(t + j) = QM^j x(t) + \sum_{i=0}^{j-1} (QM^{j-i-1} N \Delta u(t + i)) \quad (6.23)$$

De este modo, se consigue una nueva ecuación que contiene las predicciones en un horizonte de predicción  $N_p$  dadas por las señales de control en un horizonte  $N_u$ . Si el horizonte de control es menor que el de predicción  $\Delta u(t + j) = 0$ , con  $j \geq N_u$ .

$$y = Fx(t) + Hu \quad (6.24)$$

El vector de predicciones, es decir, de salidas,  $y$ , es función del estado del sistema, que también contiene las perturbaciones medibles, como también lo es del vector de incrementos de control  $u$ .

$$y = \begin{bmatrix} y(t + 1 | t) \\ y(t + 2 | t) \\ \vdots \\ y(t + N_p | t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q[Mx(t) + N\Delta u(t)] \\ QM^2 x(t) + \sum_{i=0}^1 (QM^{1-i} N \Delta u(t + i)) \\ \vdots \\ QM^{N_p} x(t) + \sum_{i=0}^{N_p-1} (QM^{N_p-i-1} N \Delta u(t + i)) \end{bmatrix}, y_{N_p \cdot n_y} \quad (6.25)$$

$$u = \begin{bmatrix} \Delta u(t) \\ \Delta u(t + 1) \\ \vdots \\ \Delta u(t + N_u - 1) \end{bmatrix}, u_{N_u \times n_u} \quad (6.26)$$

$$H = \begin{bmatrix} QN & 0 & \dots & 0 \\ QMN & QN & \dots & 0 \\ QM^2 N & QMN & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ QM^{N_p} & QM^{N_p-1} & \dots & 0 \end{bmatrix}, H_{(N_p \cdot n_y) \times (N_u \cdot n_u)} \quad (6.27)$$

$$F = \begin{bmatrix} QM \\ QM^2 \\ \vdots \\ QM^{N_p} \end{bmatrix}, F_{(N_p \cdot n_y) \times (n_x + n_d + n_u)} \quad (6.28)$$

### 6.3.2 Función de Coste

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el problema de optimización se resolverá minimizando una función

de coste o función objetivo cuadrática  $J$ , en la que se incluyen los errores de seguimiento de referencia, las señales de control y los incrementos de control. Las matrices  $\underline{\alpha}$ ,  $\underline{\beta}$  y  $\underline{\gamma}$  son matrices diagonales que contienen en sus diagonales los pesos  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  atribuidos a cada variable.

$$J = \sum_{j=1}^{N_u} \alpha(j)u(t+j-1|t)^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \beta(j)[\Delta u(t+j-1)]^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \gamma(j)[y(t+j|t) - w(t+j)]^2 =$$

$$(6.29)$$

$$= \sum_{j=1}^{N_u} \alpha(j)u(t+j-1|t)^2 + u^T \underline{\beta} u + (y-w)^T \underline{\gamma} (y-w)$$

Para minimizar la función de coste, se resolverá un problema de programación cuadrática, el cual se caracterizará por una función de coste cuadrática y restricciones de carácter lineal, siendo una de estas restricciones el modelo de la microrred.

En este tipo de problemas, se tiene un sistema de ecuaciones lineales en el que se quiere minimizar un término. Normalmente, este término es  $Ax + b = e$ , donde se pretende que  $e \approx 0$ . Para hallar el mínimo de esta ecuación, es necesario igualar a cero la derivada del error cuadrático, tal y como se indica en (6.30).

$$\frac{\partial}{\partial x} \frac{1}{2} (e^T e) = 0 \quad (6.30)$$

Si se desarrolla la ecuación anterior, se obtiene (6.31):

$$\frac{\partial}{\partial x} \frac{1}{2} (x^T A^T x + b^T A x + x A^T b + b^T b) = 0 \quad (6.31)$$

$$P = A^T A$$

$$f = b^T A \quad (6.32)$$

Si se realiza el cambio de variable (6.32) en la ecuación (6.31), se obtiene (6.33), obteniendo la solución según (6.34). En el caso de ser  $P$  definida positiva, el problema tendrá un mínimo global.

$$\frac{\partial}{\partial x} \frac{1}{2} (x^T P x + f x) = 0 \quad (6.33)$$

$$x = -P^{-1} f^T \quad (6.34)$$

Si a continuación se aplica el razonamiento descrito sobre el problema objeto de estudio, el de la microrred, el problema de optimización queda descrito por (6.35):

$$u^* = \arg \min \left( \frac{1}{2} (u^T P u + f u) \right)$$

$$\text{s. a. } \begin{array}{l} Ru \leq c \\ u \geq 0 \end{array} \quad (6.35)$$

Para obtener la función de coste, es necesario que sus tres términos (seguimiento de referencia, control e incremento de control) estén en función de  $u$  y sea posible agruparlos como en (6.35).

El valor de la señal de control en instantes sucesivos será el sumatorio de los incrementos de control calculados hasta llegar a dicho instante, más su valor al inicio del horizonte de control. Por tanto, la transformación de  $u(t)$  queda como sigue, donde  $U(t-1)$  es un vector que contiene el valor de  $u(t-1)$  en todas sus filas y  $T$  es una matriz diagonal inferior formada por submatrices identidad de tamaño  $N_u \cdot n_u$ :

$$\frac{\partial}{\partial u} \left( \sum_{j=0}^{N_u} \alpha(j) u(t+j | t)^2 \right) = \frac{\partial}{\partial u} \left( \frac{1}{2} u^T T^T \underline{\underline{\alpha}} T u + 2U(t-1)^T \underline{\underline{\alpha}} T u \right) \quad (6.36)$$

Suponiendo una sola componente, el cálculo realizado se presenta como sigue:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial \Delta u(t+j)} \alpha \left( \sum_{i=0}^j \Delta u(t+i) + u(t-1) \right)^2 = \\ & = \frac{\partial}{\partial \Delta u(t+j)} \alpha \left( \left( \sum_{i=0}^j \Delta u(t+i) \right)^2 + 2u(t-1) \sum_{i=0}^j \Delta u(t+i) \right) \end{aligned} \quad (6.37)$$

Por otra parte, teniendo en cuenta (6.24) y (6.31), el error de seguimiento de referencia será ahora  $y - w = Hu + Fx - w$ , que será función de  $u$ .

$$\frac{\partial}{\partial u} \left( (y - w)^T \underline{\underline{\gamma}} (y - w) \right) = \frac{\partial}{\partial u} \left( u H \underline{\underline{\gamma}} H^T u^T + (Fx(t) - w)^T \underline{\underline{\gamma}} H u \right) \quad (6.38)$$

Obteniéndose, finalmente, las matrices del problema de optimización mostrado en (6.35).

$$\begin{aligned} P &= 2 \left( T^T \underline{\underline{\alpha}} T + \underline{\underline{\beta}} + H^T \underline{\underline{\gamma}} H \right) \\ f &= 2 \left( U(t-1)^T \underline{\underline{\alpha}} T + (Fx(t) - w)^T \underline{\underline{\gamma}} H \right) \end{aligned} \quad (6.39)$$

### 6.3.3 Restricciones

En este subapartado se van a describir las restricciones del problema de optimización. Estas restricciones no son más que relaciones de igualdad o desigualdad lineales y dependientes del vector  $u$ . En este problema se imponen restricciones a la señal de control, a su incremento y a la salida del sistema. Asimismo, se imponen las correspondientes restricciones a la batería de Plomo.

$$\begin{aligned} u_{min} &\leq u(t) \leq u_{max} & \forall t \\ \Delta u_{min} &\leq u(t) - u(t-1) \leq \Delta u_{max} & \forall t \\ y_{min} &\leq y(t) \leq y_{max} & \forall t \\ P_{pb_{min}} &\leq P_{pb}(t) \leq P_{pb_{max}} & \forall t \\ \Delta P_{pb_{min}} &\leq \Delta P_{pb}(t) \leq \Delta P_{pb_{max}} & \forall t \end{aligned} \quad (6.40)$$

Para poner el problema de la forma que indica (6.35), se pueden agrupar las restricciones en el sistema  $Ru \leq c$ , que está formado por diferentes submatrices:

$$\begin{aligned} R &= [A_1 \ A_2 \ A_3 \ A_4 \ A_5 \ A_6 \ A_7 \ A_8 \ A_9 \ A_{10}]^T \\ c &= [b_1 \ b_2 \ b_3 \ b_4 \ b_5 \ b_6 \ b_7 \ b_8 \ b_9 \ b_{10}]^T \end{aligned} \quad (6.41)$$

La expresión matricial de las restricciones sobre el incremento de control es directa:

$$\begin{aligned} A_1 &= I_{N_u \times n_u} \\ b_1 &= [\Delta u_{max} \ \Delta u_{max} \ \dots \ \Delta u_{max}]_{N_u \times n_u}^T \end{aligned} \quad (6.42)$$

$$\begin{aligned} A_2 &= -I_{N_u \times n_u} \\ b_2 &= -[\Delta u_{min} \ \Delta u_{min} \ \dots \ \Delta u_{min}]_{N_u \times n_u}^T \end{aligned} \quad (6.43)$$

El cálculo de las restricciones sobre la señal de control y sobre la salida se realiza de manera análoga a como se calculó la función de coste:

$$\begin{aligned} A_3 &= T_{N_u \times n_u} \\ b_3 &= [\Delta u_{max} \ \Delta u_{max} \ \dots \ \Delta u_{max}]_{N_u \times n_u}^T - U(t-1) \end{aligned} \quad (6.44)$$

$$\begin{aligned} A_4 &= -T_{N_u \times n_u} \\ b_4 &= -[\Delta u_{min} \ \Delta u_{min} \ \dots \ \Delta u_{min}]_{N_u \times n_u}^T + U(t-1) \end{aligned} \quad (6.45)$$

$$\begin{aligned} A_5 &= H_{(N_p \cdot n_y) \times (N_u \cdot n_u)} \\ b_5 &= [y_{max} \ y_{max} \ \dots \ y_{max}]_{N_p \times n_y}^T - Fx(t) \end{aligned} \quad (6.46)$$

$$\begin{aligned} A_6 &= -H_{(N_p \cdot n_y) \times (N_u \cdot n_u)} \\ b_6 &= -[y_{min} \ y_{min} \ \dots \ y_{min}]_{N_p \times n_y}^T + Fx(t) \end{aligned} \quad (6.47)$$

Para reescribir las restricciones en la potencia de la batería de Plomo, se necesita tener en cuenta su relación con el resto de potencias, tal y como se hizo en (6.8). Para ello, se crea una nueva matriz diagonal  $T'$ , la cuál contiene los signos que resultan de despejar le resto de potencias de la ecuación:

$$T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} =$$

$$\begin{bmatrix} [-1 - 1 + 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1] & 0 & \dots & 0 \\ 0 & [-1 - 1 + 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1] & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & [-1 - 1 + 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1] \end{bmatrix} \quad (6.48)$$

Finalmente, se expresan las submatrices restantes para terminar de definir las restricciones:

$$A_7 = T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} \quad (6.49)$$

$$b_7 = [\Delta P_{sales_{max}} + \Delta P_{net}(t) \quad \Delta P_{sales_{max}} \quad \dots \quad \Delta P_{sales_{max}}]_{N_u}^T$$

$$A_8 = -T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} \quad (6.50)$$

$$b_8 = -[\Delta P_{sales_{min}} - \Delta P_{net}(t) \quad \Delta P_{sales_{min}} \quad \dots \quad \Delta P_{sales_{min}}]_{N_u}^T$$

$$A_9 = T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} T_{N_u \times n_u} \quad (6.51)$$

$$b_9 = [P_{sales_{max}} + P_{net}(t) \quad P_{sales_{max}} + P_{net}(t) \quad \dots \quad P_{sales_{max}} + P_{net}(t)]_{N_u}^T - T'U(t-1)$$

$$A_{10} = -T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} T_{N_u \times n_u} \quad (6.52)$$

$$b_{10} = -[P_{sales_{min}} + P_{net}(t) \quad P_{sales_{min}} + P_{net}(t) \quad \dots \quad P_{sales_{min}} + P_{net}(t)]_{N_u}^T + T'U(t-1)$$

Una vez obtenidas tanto las restricciones como la función de coste, estamos en disposición de resolver el problema de optimización. Para ello, se hará uso de la función *quadprog* de MATLAB®, ya que es capaz de resolver problemas de programación cuadrática como el de nuestro caso.



## 7 IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROLADOR

En este capítulo se describe cómo se ha implementado el algoritmo de control para el problema de la microrred objeto de este documento, toda vez que el controlador ya fue diseñado anteriormente. Para ello, además de MATLAB®, se ha utilizado Simulink, donde se ha implementado un modelo de bloques en los que cada uno de ellos representa los distintos elementos de los que se compone la microrred. Cabe destacar que para la realización de dicho modelo se ha utilizado SIMUGRID, una librería que surte al usuario de elementos de generación, tanto renovables como no renovables, sistemas de almacenamiento de distinta índole, así como cargas o elementos de consumo. Una vez modelada la microrred, se ha diseñado un bloque controlador en el cual se ha introducido el algoritmo de control previamente citado, para el cual se han seguido los pasos descritos en la figura 7.1. Para la implementación del controlador en Matlab se han seguido las premisas marcadas en [23].

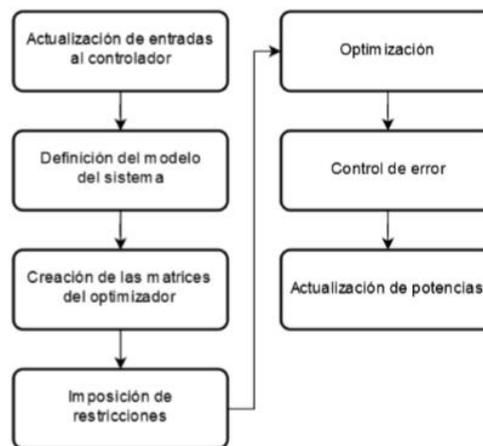


Figura 7.1: Algoritmo del controlador implementado.

### 7.1 Actualización de entradas al controlador

Como se ha mencionado anteriormente, se ha tratado el controlador como un bloque más en lo que se refiere al modelo de Simulink, el cual funciona como una *caja negra* con distintas entradas y salidas. Así, se entienden a las salidas del controlador como las distintas variables de control del problema, estas son, los flujos de potencia de la microrred. Por otra parte, las variables de entrada funcionan como las señales de control que recibirá el controlador, para, en función de ellas, actualizar las mencionadas variables de salida, las cuales se enumeran a continuación:

- Salidas del bloque controlador:
  - Estado de carga del supercondensador ( $SOC_{sc}$ )
  - Nivel del depósito de hidrógeno ( $LOH$ )
  - Estado de carga de la batería de plomo ( $SOC_{pb}$ )
  - Estado de carga de la batería de litio ( $SOC_{li}$ )
  - Estado de carga de la batería de vanadio ( $SOC_{van}$ )

- Perturbaciones:
  - Potencia neta ( $P_{net}$ ).
  - Potencia neta en el instante anterior.
- Entradas de control en el instante anterior:
  - Potencia de la red ( $P_{grid}$ ).
  - Potencia del supercondensador ( $P_{sc}$ ).
  - Potencia del electrolizador ( $P_{elz}$ ).
  - Potencia de la celda de  $H_2$  ( $P_{H_2}$ ).
  - Potencia del generador ( $P_G$ ).
  - Potencia de la batería de plomo ( $P_{pb}$ ).
  - Potencia de la batería de litio ( $P_{li}$ ).
  - Potencia de la batería de vanadio ( $P_{van}$ ).

El modelo del sistema permite relacionar la variación de las salidas con las señales de control y las perturbaciones medibles en el sistema. Para calcular las perturbaciones, es necesaria una predicción del estado en el instante posterior, además de su valor actual y de las perturbaciones. Es por esto que es necesario recibirlo como una entrada al bloque controlador en cada instante.

Además de la importancia de conocer el valor de la potencia neta actual, para tener una idea de las perturbaciones es necesario también conocer el valor de la potencia neta en el instante anterior. Esto será útil para calcular las restricciones en el incremento de potencia de la batería de Plomo, permitiendo despejar su valor de la relación entre los incrementos de potencia.

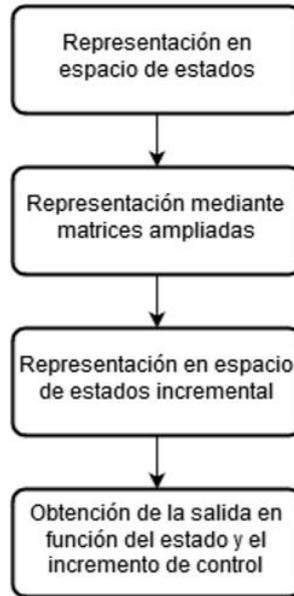
Por último, los valores en el instante anterior de las señales de control permiten calcular sus valores en el instante siguiente para poder imponer las restricciones. El motivo es evidente: el control se realiza sobre el incremento de las señales de control, no directamente sobre su valor.

## 7.2 Definición del Modelo del Sistema

En la microrred objeto de estudio, el número de estados  $n_x$ , salidas  $n_y$ , y variables de control  $n_u$ , se mantiene constante en todo momento. Además, al tener las perturbaciones solo un componente, el número de estas permanecerá también constante:

- $n_x = 5$
- $n_y = 5$
- $n_u = 7$
- $n_d = 1$

En la figura 7.2, se describen los pasos seguidos en esta sección del algoritmo, desarrollados en el Capítulo 6:



**Figura 7.2:** Algoritmo que constituye la definición del modelo del sistema.

### 7.3 Creación de las Matrices del Optimizador

Como se vio en el Capítulo 6, el controlador necesita de una serie de matrices con las que trabajar. Estas matrices son las que permiten modelar el sistema de una forma acorde con la ecuación (7.1), para posteriormente optimizar la función objetivo (7.2). Para la optimización se ha seleccionado un horizonte de control  $N_u = 2$  y un horizonte de predicción  $N_p = 10$ .

$$y = Fx(t) + Hu \tag{7.1}$$

$$J = u^T T^T \underline{\underline{\alpha}} T u + 2U(t-1)^T \underline{\underline{\alpha}} T + u^T \underline{\underline{\beta}} u + (y-w)^T \underline{\underline{\gamma}} (y-w) \tag{7.2}$$

Donde las matrices  $\underline{\underline{\alpha}}$ ,  $\underline{\underline{\beta}}$  y  $\underline{\underline{\gamma}}$  están formadas por los factores de ponderación de la función objetivo para las señales de control, sus incrementos y el error de seguimiento, respectivamente, contenidos en sus diagonales. Dichos factores se han obtenido de manera empírica, atendiendo a los objetivos de control del problema y teniendo en cuenta las magnitudes de las variables a las que se asocian:

**Tabla 7.1** Pesos de la función de coste

	$\alpha$	$\beta$	$\gamma$
<b>Red</b>	$1 * 10^{-9}$	$1 * 10^{-11}$	-

<b>Batería de plomo</b>	-	-	$1*10^{-2}$
<b>Batería de litio</b>	$1*10^{-7}$	$1*10^{-5}$	$1*10^{-3}$
<b>Electrolizador</b>	$1*10^{-6}$	$2.5*10^{-6}$	$1*10^{-3}$
<b>Batería de Vanadio</b>	$1*10^{-6}$	$1*10^{-7}$	$1*10^{-3}$
<b>Supercondensador</b>	$1*10^{-9}$	$1*10^{-11}$	$2*10^{-5}$
<b>Celda de H<sub>2</sub></b>	$1*10^{-8}$	$1*10^{-7}$	-
<b>Generador</b>	$5*10^{-5}$	$1*10^{-4}$	-

## 7.4 Imposición de Restricciones

Como se ha venido comentando, las restricciones tienen un papel protagonista en el problema de control. Es necesario imponer una serie de restricciones que protejan los componentes de sobrecargas, propiciando un incremento de su vida útil. Así, las restricciones se impondrán, como se ha explicado en apartados anteriores, en las señales de control y sus incrementos, en los estados y en la potencia de la batería de plomo y su variación. Los límites de operación quedan recogidos en la Tabla 7.2.

**Tabla 7.2** Límites de operación de los elementos de la microrred

	<b>Potencia(kW)</b>	<b>Ratio de potencia (kW/s)</b>	<b>Estado de carga (%)</b>
<b>Red</b>	[-900000,+50000]	[-50000,+50000]	-
<b>Batería de plomo</b>	[-2000,+2000]	[-5,+5]	[30,90]
<b>Batería de litio</b>	[-2000,+2000]	[-200,+200]	[30,90]
<b>Electrolizador</b>	[0,+500]	[-2.5,+2.5]	[90,10] (depósitos H <sub>2</sub> )
<b>Batería de Vanadio</b>	[-2000,+2000]	[-200,+200]	[30,90]
<b>Supercondensador</b>	[-50000,+50000]	[-40000,+40000]	[30,90]
<b>Celda de H<sub>2</sub></b>	[0,+1000]	[-10,+10]	-
<b>Generador</b>	[0,+3000]	[-30,+30]	-

En las restricciones sobre el estado de carga mínima de la bancada de Plomo se da un caso especial que necesita de una segunda restricción. Esto se debe a que existe un segundo límite inferior, denominado estado de carga mínimo de seguridad, el cual permite de nuevo el uso de la batería en el momento en el que todos los componentes de la microrred están cediendo energía en la medida de sus posibilidades. Esto es tarea de la batería de Plomo debido a que es la encargada de hacer frente en primera instancia al déficit y exceso energético. Este nuevo límite permite disminuir el estado de carga al 10 %.

## 7.5 Optimización

Una vez descritas la función de coste y las restricciones, se ha utilizado la función *quadprog* de MATLAB® diseñada para la resolución de problemas de programación cuadrática de estructura similar al nuestro, esto es, caracterizados por una función de coste cuadrática y restricciones de igualdad y desigualdad lineales.

El algoritmo seleccionado para ser implementado en esta función es el algoritmo del punto interior, o en inglés, *interior point convex*, capaz de optimizar problemas convexos rápidamente manteniendo su búsqueda dentro de las restricciones. Además, utiliza un módulo de prerresolución que permite eliminar redundancias y simplificar el problema.

Por otra parte, con el objetivo de obtener resultados que se acerquen al óptimo lo máximo posible, se ha incrementado el número de iteraciones con respecto a las que se realizan normalmente en problemas de este tipo, utilizando un total de 1500 iteraciones.

Por último, se ha implementado un módulo de tratamiento de errores con el objetivo de sobreponer el funcionamiento ante casos en los que se obtengan soluciones infinitas o inviables. Mediante este módulo, las potencias mantendrán el mismo valor que en el instante anterior, y la red será la encargada de hacer frente a la variación de la potencia neta. Las predicciones realizadas en los instantes previos permitirán que esta solución no ocasione problemas para el cumplimiento de restricciones.

## 7.6 Actualización de Potencias

Una vez que se han calculado los incrementos en las variables de control, se suman a sus valores anteriores para obtener la señal que es necesario enviar al sistema. Puesto que la batería de Plomo es la encargada de permitir el balance de potencia en la microrred, su valor se calcula a partir de las potencias del resto de elementos y de la potencia neta. Por último, se envía a la microrred esta potencia junto al resto.



## 8 SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN

En este capítulo se dan a conocer las distintas simulaciones que se han realizado con el objetivo de comprobar el correcto funcionamiento del controlador desarrollado. Para ello, como se ha venido comentando a lo largo de esta memoria, se ha utilizado el software MATLAB® - Simulink, primero realizando un modelo de bloques (en Simulink) de la microrred, y seguidamente, añadiendo a dicho modelo un bloque controlador cuyo contenido es la implementación del controlador en sí. Para la construcción del modelo de Simulink de la microrred se ha utilizado la librería *Simugrid*, la cual permite acoplar bloques de diversa índole, como son campos fotovoltaicos, pilas de combustible, o sistemas de almacenamiento, entre otros. Por otro lado, para simular la demanda de energía que representa la alimentación del acelerador de partículas, se ha utilizado un bloque generador de pulsos. De esta forma, la demanda durante la mayor parte del día es de 20 MW, excepto en ciertos puntos en los que se alcanzan picos de 50 MW.

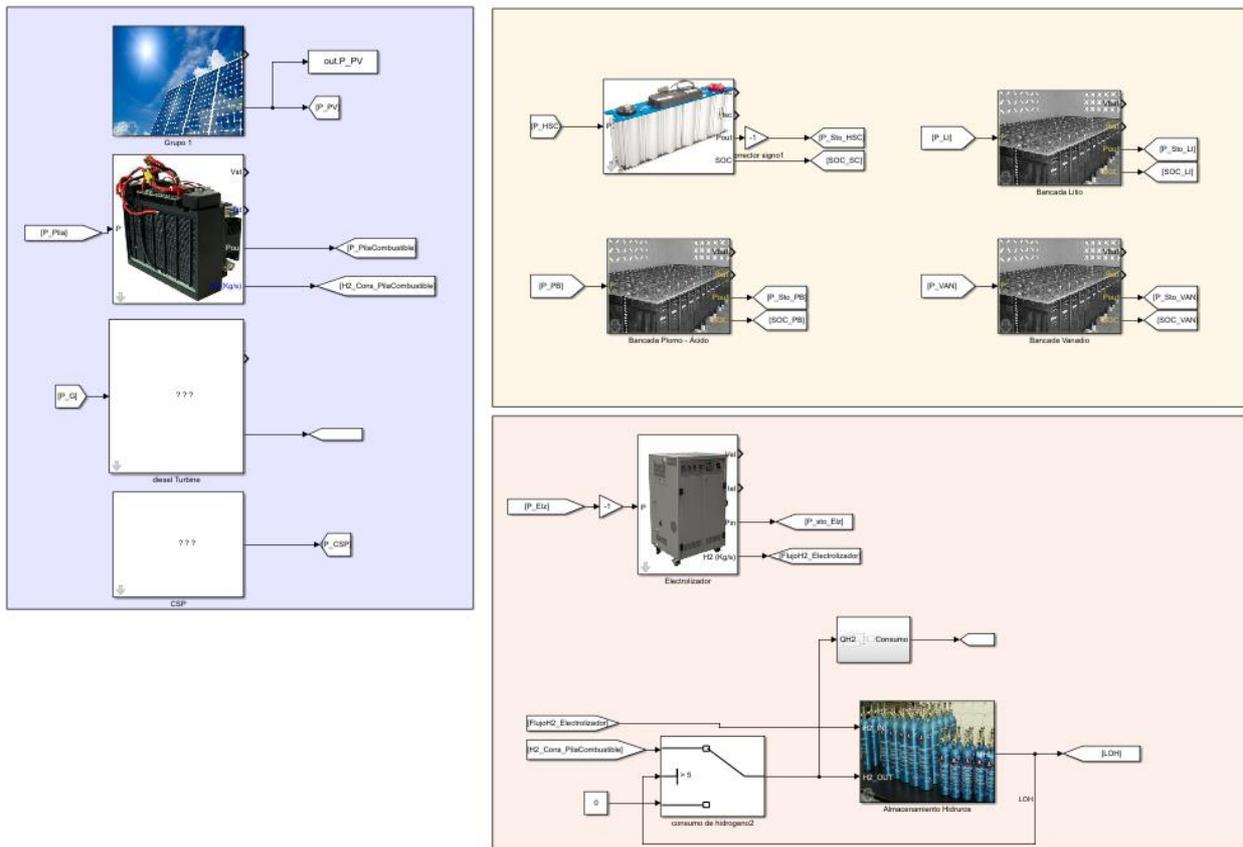
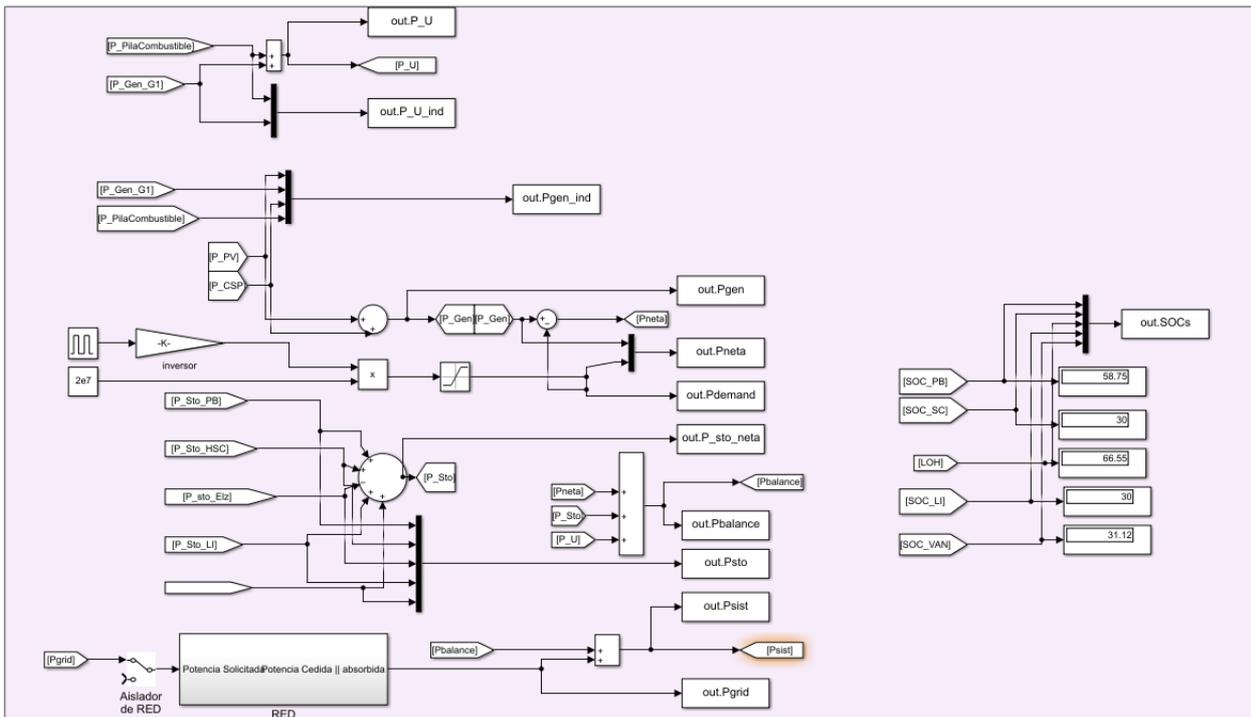


Figura 8.1: Modelo de la microrred en Simulink



**Figura 8.2:** Ecuaciones del sistema completo en Simulink

Para realizar las pruebas, se realizan simulaciones sobre el modelo de la microrred junto con el bloque controlador (figura 8.3) durante un periodo de 24 horas de funcionamiento en días soleados y, por otra parte, en días nublados. Asimismo, para cada uno de los estados comentados, se simulará el comportamiento en función de distintos estados de carga de las baterías y nivel de hidrógeno. Por último, para demostrar la inoperancia de la microrred en modo isla, se ha simulado el funcionamiento de la microrred en el caso más desfavorable, esto es, en un día nublado y sin conexión a la red eléctrica.

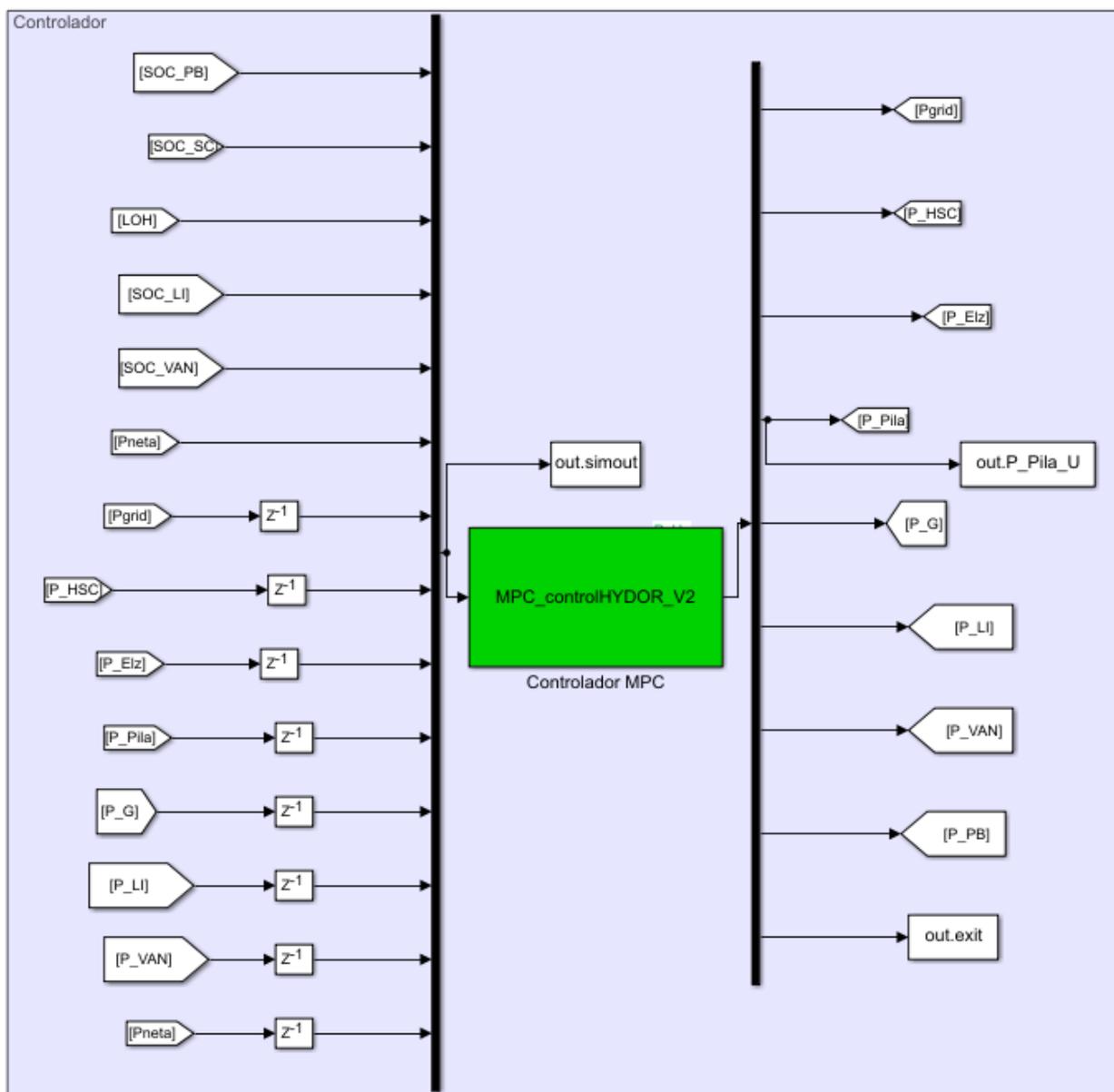
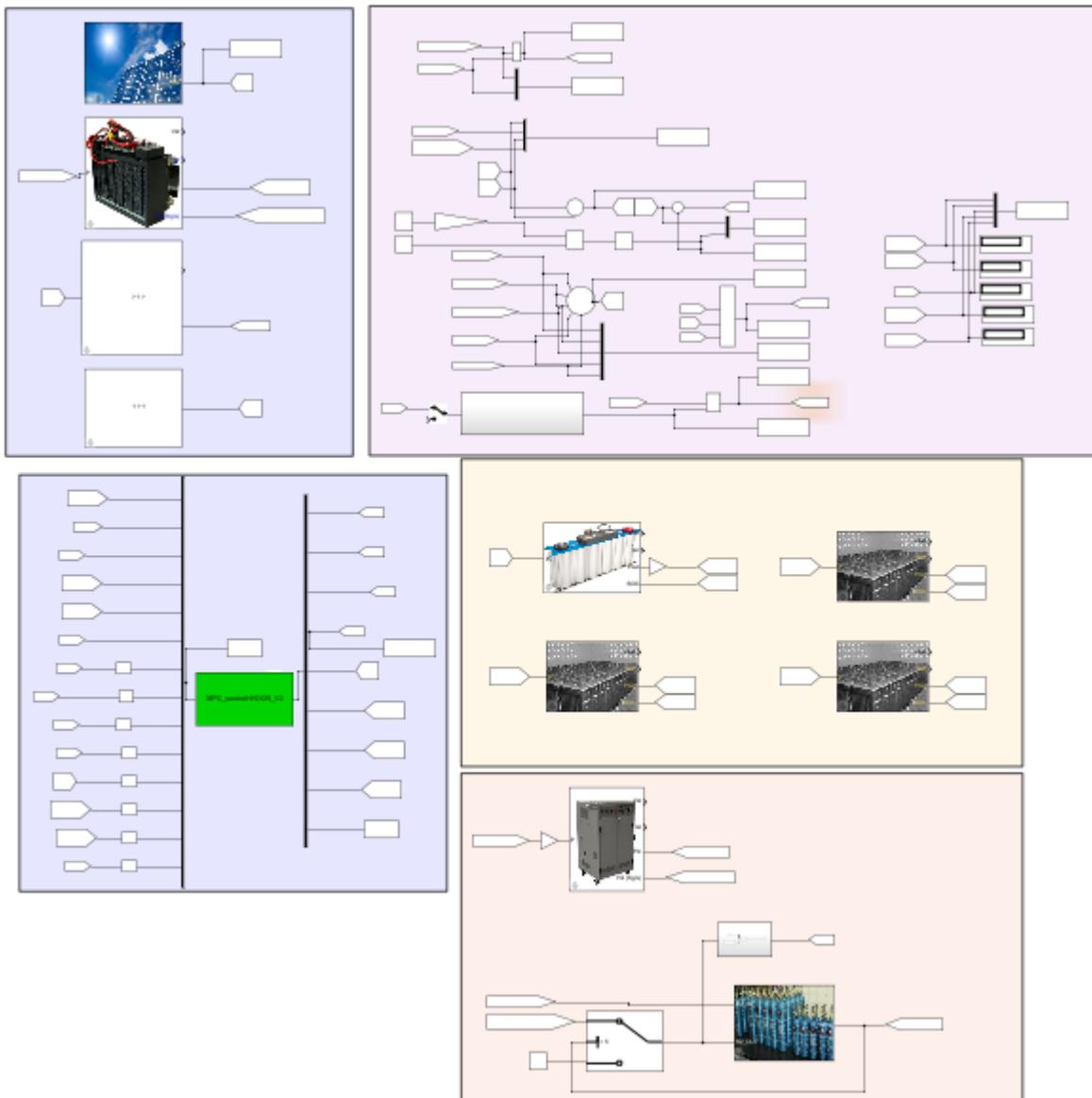
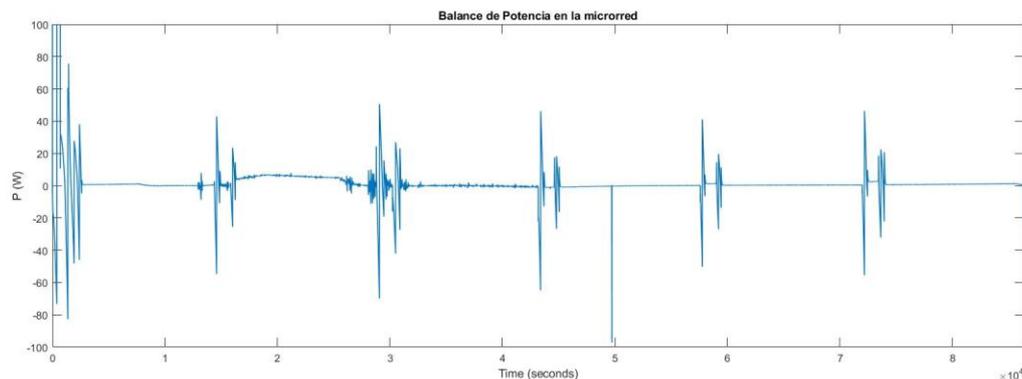


Figura 8.3: Modelo del controlador en Simulink

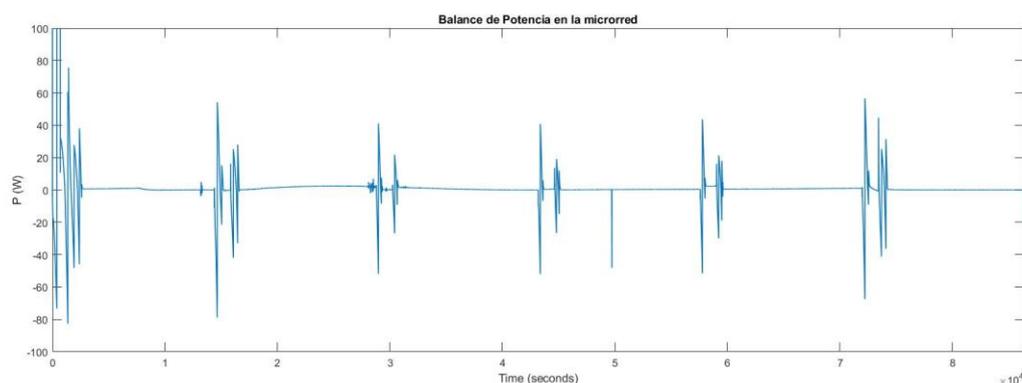


**Figura 8.4:** Modelo completo del sistema Microrred + Red + Controlador en Simulink

En los siguientes apartados, se muestran resultados correspondientes a múltiples escenarios de simulación. Como se ha comentado al inicio de este capítulo, para el desarrollo de este proyecto se ha sometido al sistema a una demanda de energía de 20 MW durante la mayor parte del día, incrementándose esta demanda hasta los 50 MW en horas punta. Es la adaptación rápida del sistema a estos picos la que determina un mejor o peor funcionamiento del MPC. Como el objetivo del MPC es mantener el balance de potencia durante toda la simulación, se exponen en la siguiente figura los resultados del balance en las dos condiciones ambientales sobre las que se ha experimentado.



**Figura 8.5:** Balance de potencia en el sistema con ambiente soleado



**Figura 8.6:** Balance de potencia en el sistema con ambiente nublado

Como se puede observar, en primer lugar, a pesar de los picos que aparecen durante toda la simulación, el funcionamiento del MPC es muy preciso. Se ha llegado a esta conclusión teniendo en cuenta que el orden de potencias en los que se maneja el sistema es del MW y que el balance no se cumple por diferencias del orden de la centena de Vatios.

Por otro lado, se observa que en el caso de un día soleado aparecen más perturbaciones que en el caso de un día nublado. Esto puede deberse a que, en el segundo escenario, se recurre más al uso de la red eléctrica por el déficit de energía generada por energía fotovoltaica y CSP, lo que le otorga al sistema de una mayor estabilidad.

En cualquier caso, se demuestra que la utilización de un controlador MPC para este sistema es una elección acertada y que cumple con el objetivo último, que no es otro sino mantener el balance de energía en la microrred.

## 8.1 Simulación en Día Soleado, Baterías a Media Carga

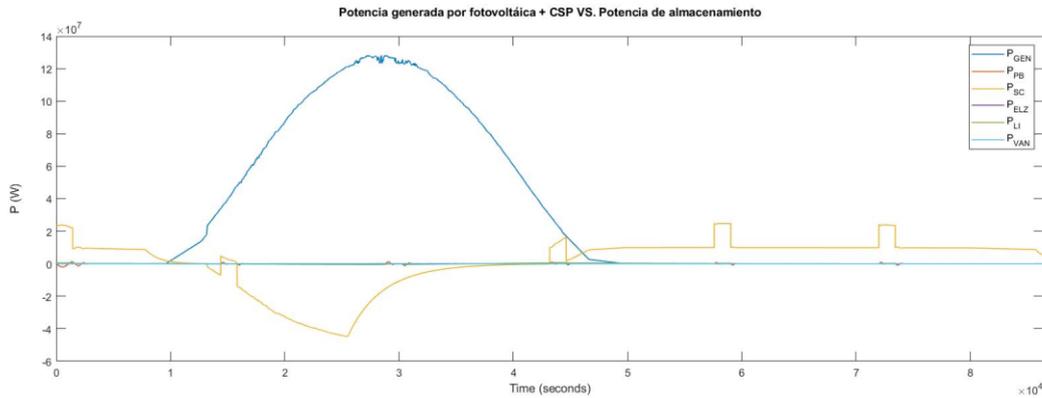
Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 50%.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 50%.

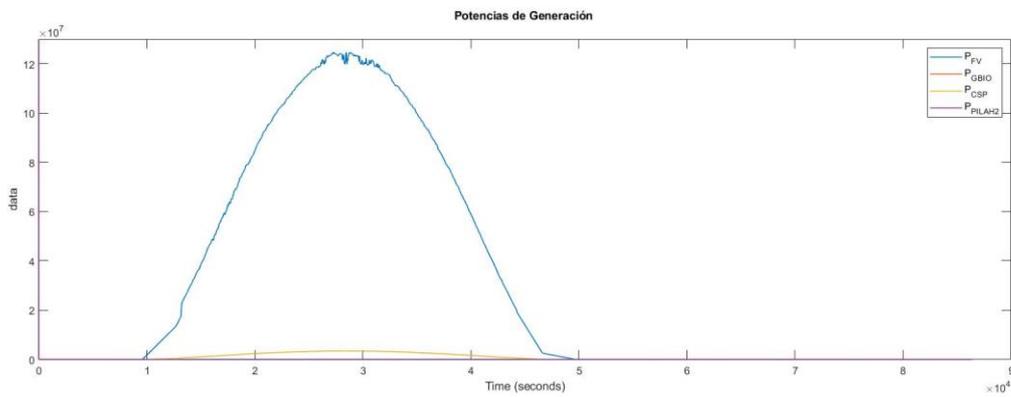
En las siguientes figuras se aprecia cómo se cumple el balance de potencias descrito por la ecuación 6.2. Para ello, se observa la necesidad de conexión a la red eléctrica durante los tramos del día en los que no existe generación fotovoltaica ni por CSP, es decir, en aquellos tramos en los que la irradiancia del sol es nula o casi nula. Por otro lado, se demuestra que, el supercondensador, por sus propias características, es el equipo de que más rápido cubre los picos de demanda de 50 MW, siguiendo el perfil de dichos picos de demanda de inicio a fin.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento, se observa como la batería de Plomo es la primera en tratar de cubrir el déficit de energía en el sistema, teniendo el resto de ellas un comportamiento menos rápido. Ya que el objetivo es mantener los equipos de almacenamiento siempre cargados, en ningún tramo de la simulación llegan a alcanzar un SOC menor a su límite, manteniéndose en cargas medias durante gran parte de la simulación, y cargándose cuando existe un superhábvit de generación eléctrica.

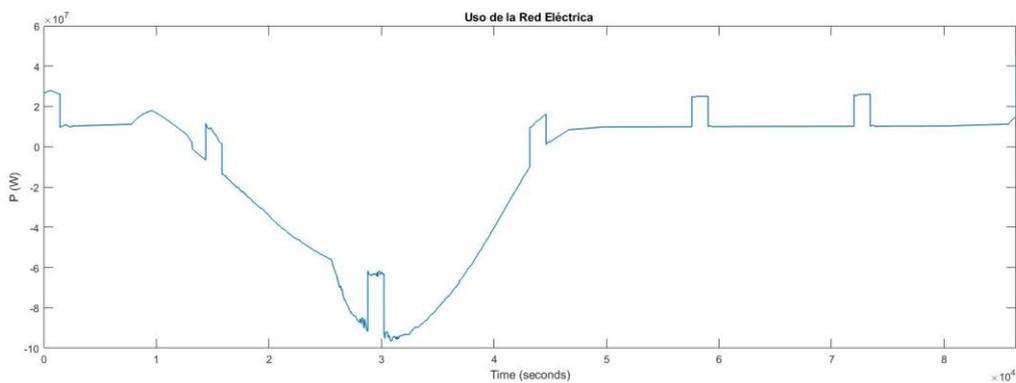
En lo que al circuito de hidrógeno se refiere, se mantiene un nivel alto de hidrógeno en el almacén. La pila de combustible aporta potencia, pero en este caso en el que la demanda alcanza valores de decena de MW, su función a grandes rasgos en lo que a la resolución del balance se refiere, es testimonial.



**Figura 8.7:** Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día soleado, carga inicial media



**Figura 8.8:** Potencia generada de Generación, día soleado, carga inicial media



**Figura 8.9:** Potencia de uso de la Red eléctrica, día soleado, carga inicial media

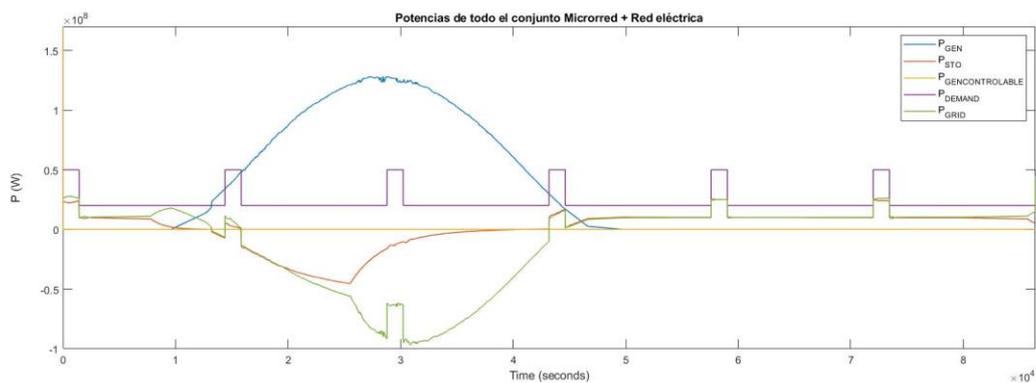


Figura 8.10: Potencia de Microrred + Red eléctrica, día soleado, carga inicial media

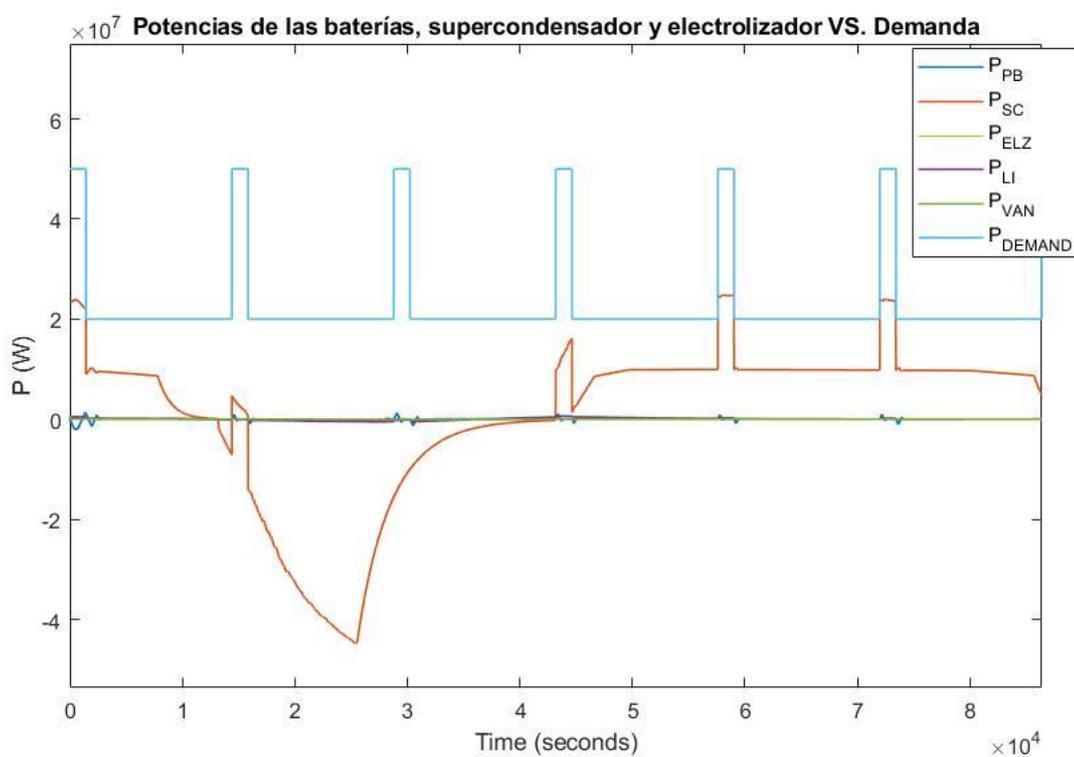
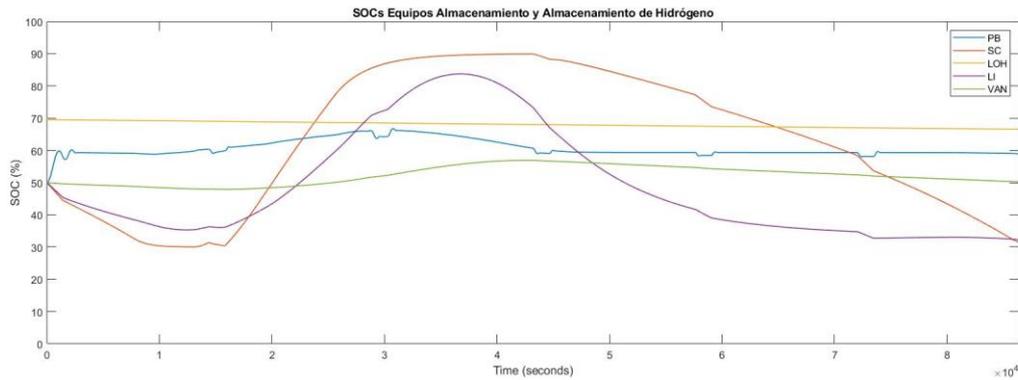


Figura 8.11: Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día soleado, carga inicial media



**Figura 8.12:** SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día soleado, carga inicial media

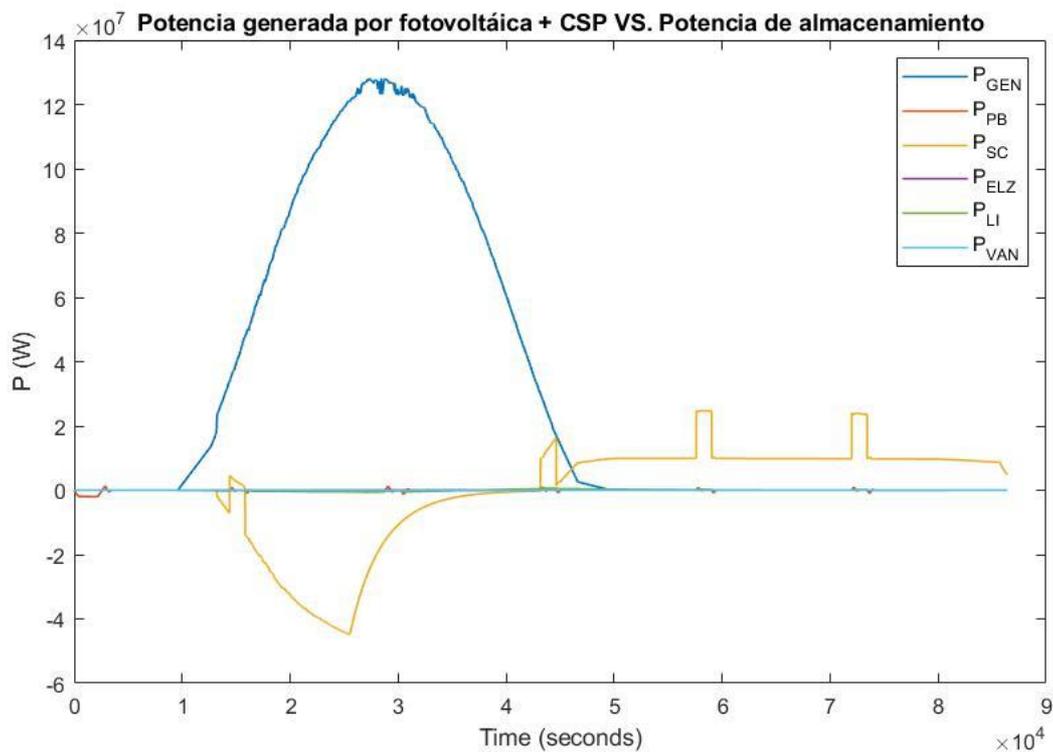
## 8.2 Simulación en Día Soleado, Baterías Descargadas

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

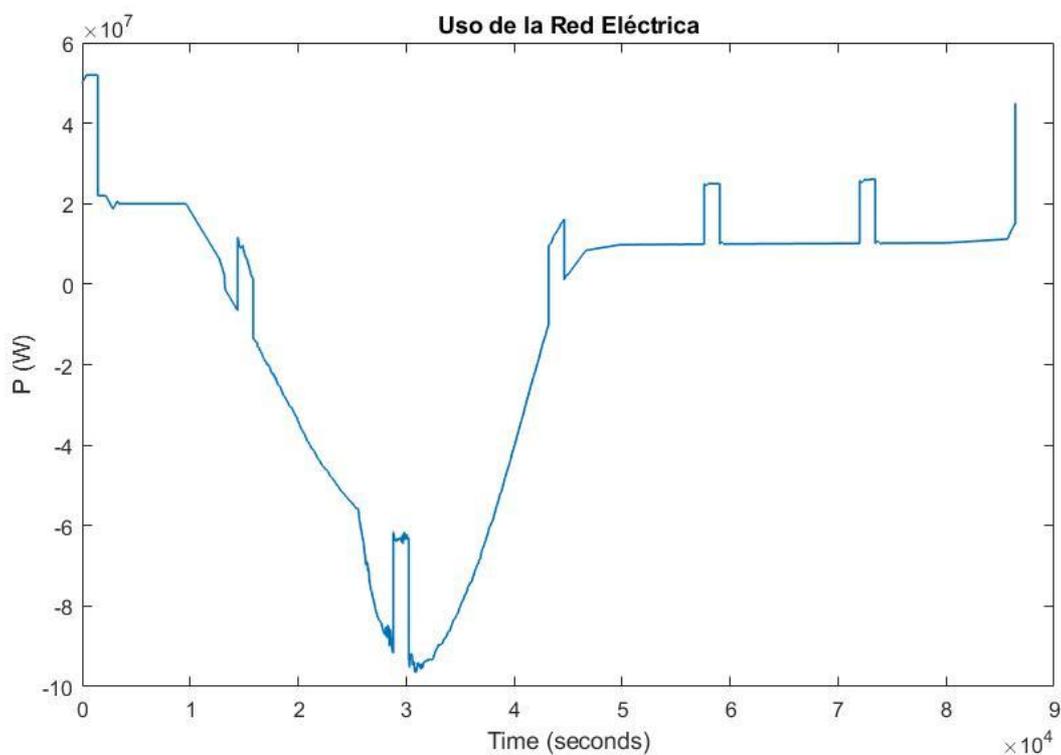
- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 30%.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 30%.

A continuación se presenta el caso en el que los sistemas de almacenamiento se encuentran inicialmente cerca del límite inferior. Como se puede apreciar en las siguientes gráficas, el uso de la red eléctrica se hace, si cabe, más imprescindible en este caso, al encontrarse los sistemas de almacenamiento bajo mínimos inicialmente. Por otro lado, la carga del supercondensador ocurre más rápidamente que en el resto de casos. Esto es así porque el sistema necesita del supercondensador para cubrir los picos de demanda futuros, como ya se ha comentado anteriormente.

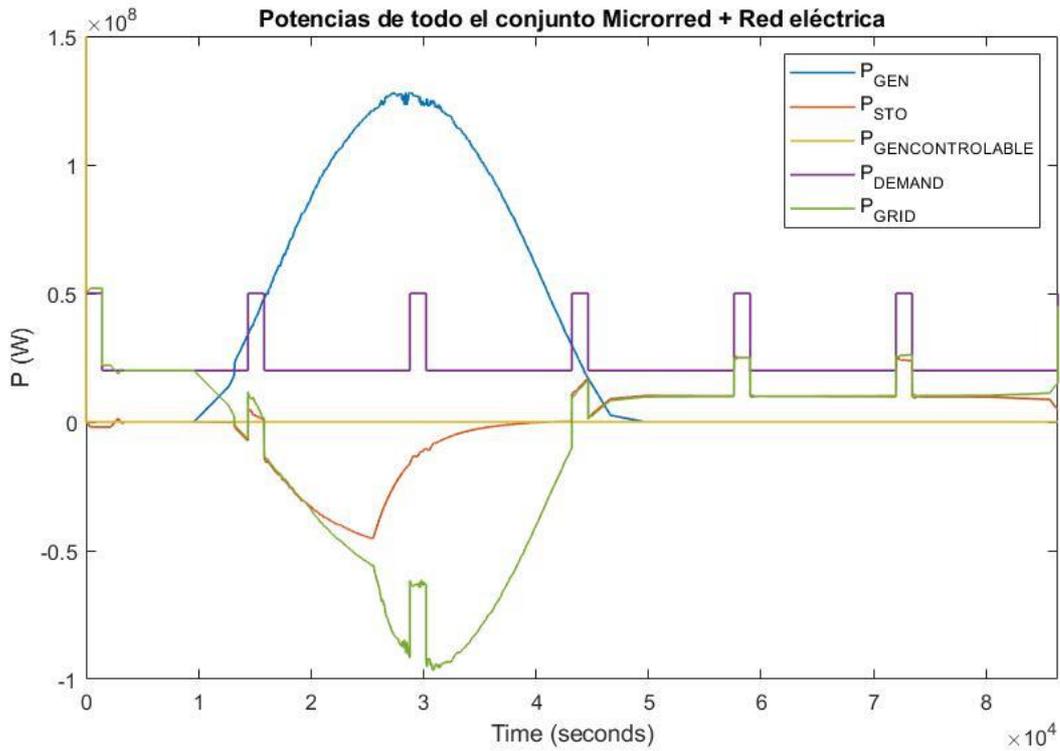
Además, el sistema de control conduce a la batería de Plomo a su estado de carga de referencia, para mantenerla en un estado medio de carga durante la mayor parte de la simulación, excepto en el momento de mayor generación eléctrica, en la que se aprovecha para cargarla. El resto de sistemas se comportan de manera similar al caso anterior, aprovechando la batería de Litio el superhávilit de generación eléctrica para alcanzar su mayor estado de carga.



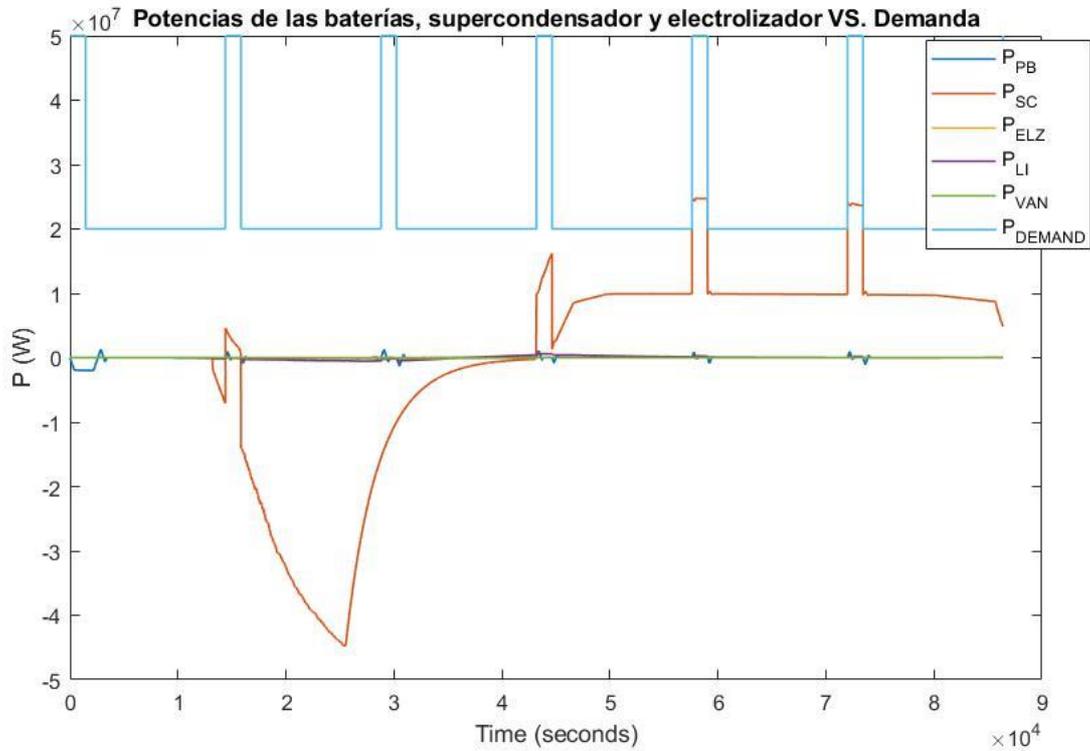
**Figura 8.13:** Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día soleado, carga inicial baja



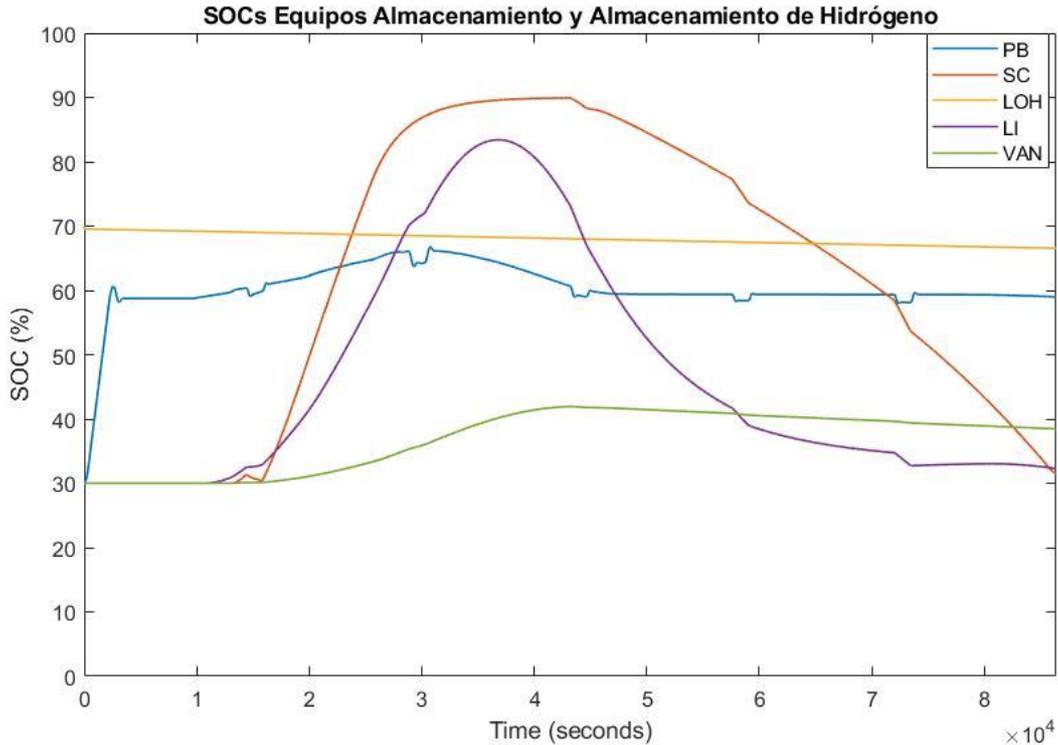
**Figura 8.14:** Potencia de uso de la Red eléctrica, día soleado, carga inicial baja



**Figura 8.15:** Potencia de Microrred + Red eléctrica, día soleado, carga inicial baja



**Figura 8.16:** Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día soleado, carga inicial baja



**Figura 8.17:** SOC de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día soleado, carga inicial baja

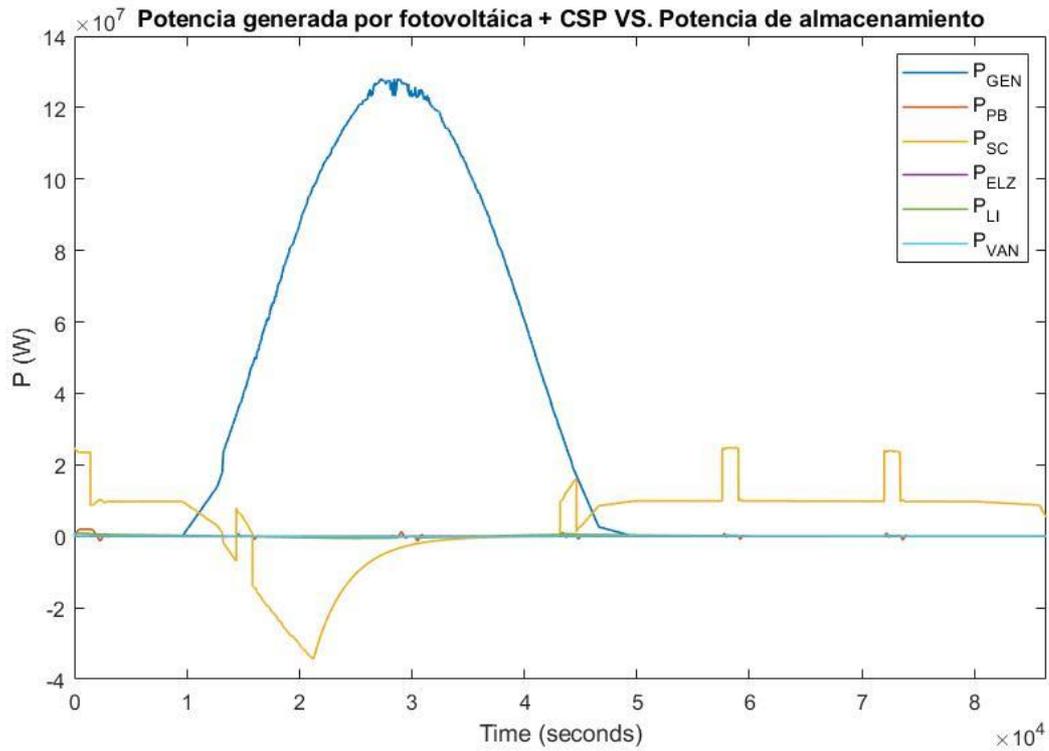
### 8.3 Simulación en Día Soleado, Baterías Cargadas

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

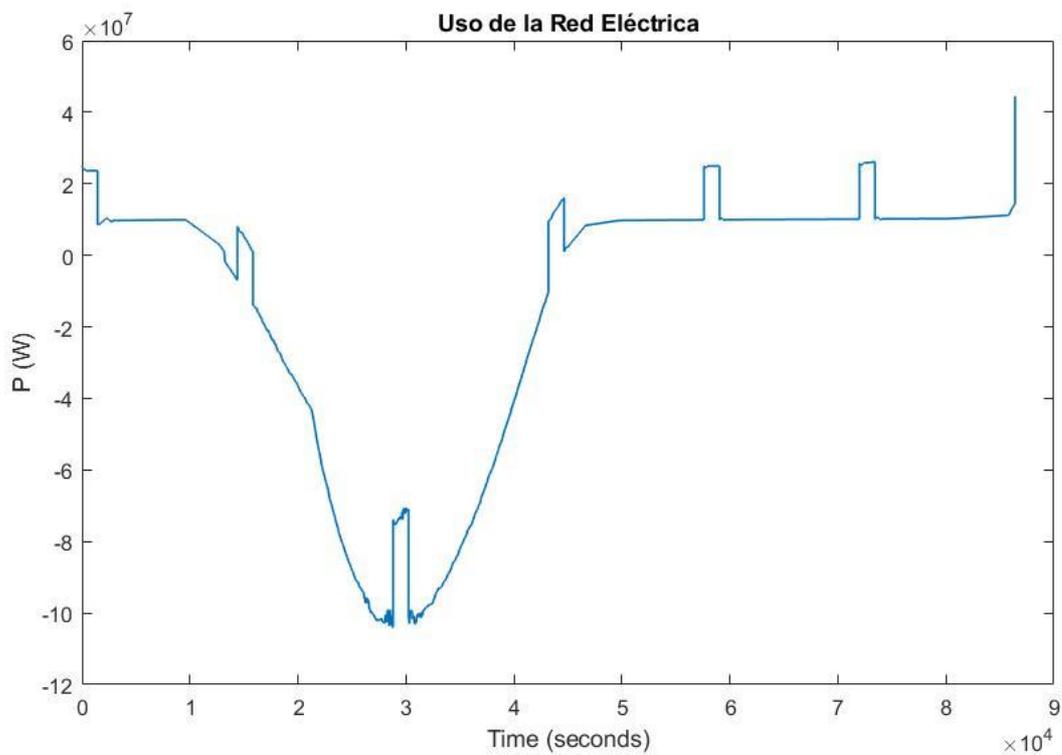
- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 80 %.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 80 %.

A continuación se presenta el caso en el que los sistemas de almacenamiento se encuentran inicialmente cargados. Se confirma en las siguientes gráficas que, el uso de la red eléctrica y la gestión del intercambio de energía entre ésta y la microrred, es el pilar fundamental a cumplir en el problema. Pero en este caso, al encontrarse los sistemas de almacenamiento cargados, en los tramos donde la generación eléctrica cubre holgadamente la demanda, la energía sobrante es, en mayor parte, cedida a la red eléctrica. Esto supone, además del cumplimiento de los objetivos de control, un beneficio económico para la microrred, al vender la energía sobrante a la red eléctrica.

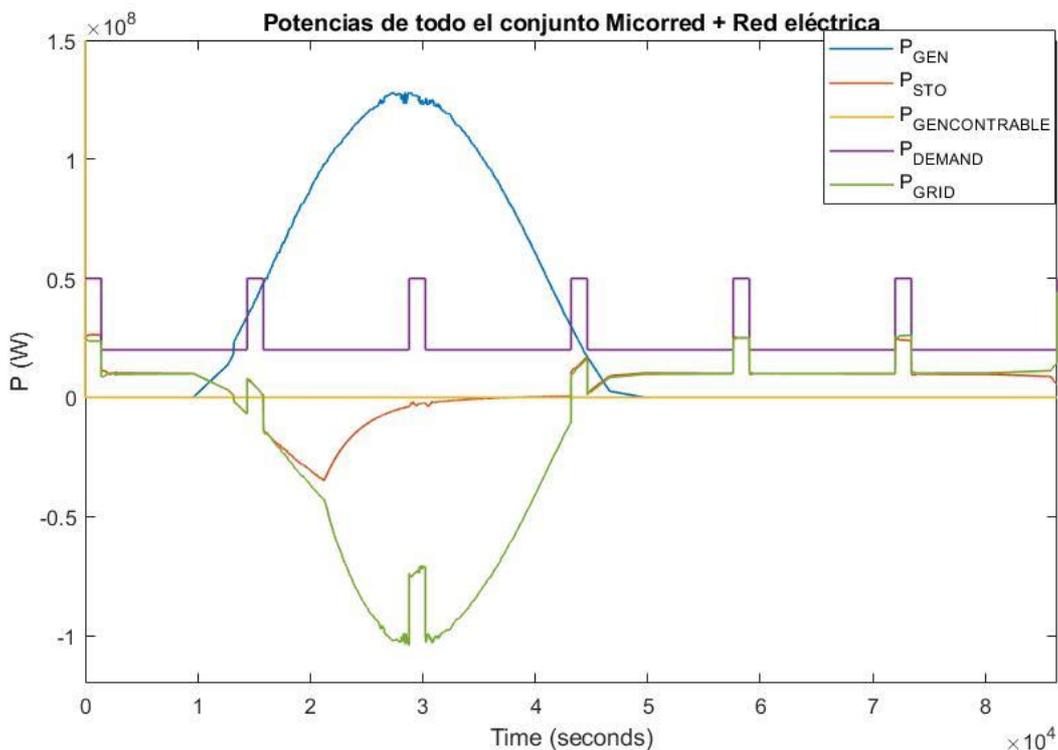
Además, en los tramos en los que la generación de energía fotovoltaica y CSP acaba, los equipos de almacenamiento se reparten con la red eléctrica el déficit de potencia que se debe cubrir para satisfacer los picos de demanda de hasta 50 MW. Como en el resto de casos, el supercondensador es el principal encargado, por parte de los equipos de almacenamiento, de cubrir estos picos, debido a sus propias características.



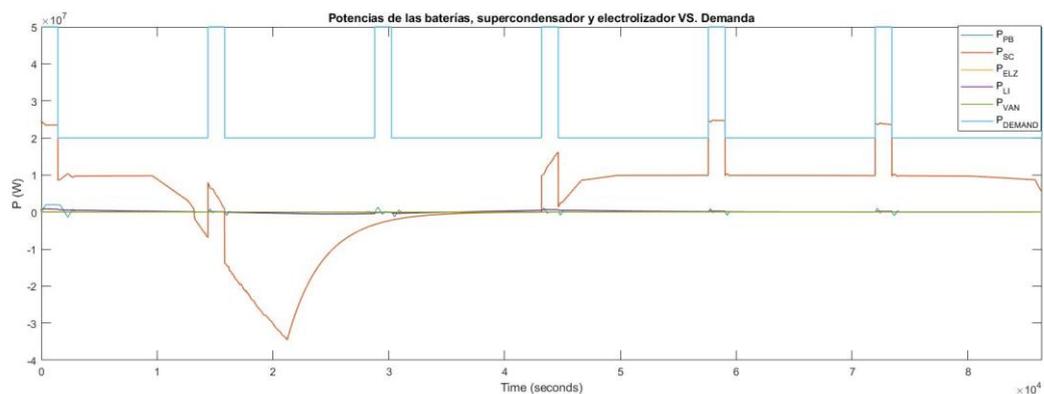
**Figura 8.18:** Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día soleado, carga inicial alta



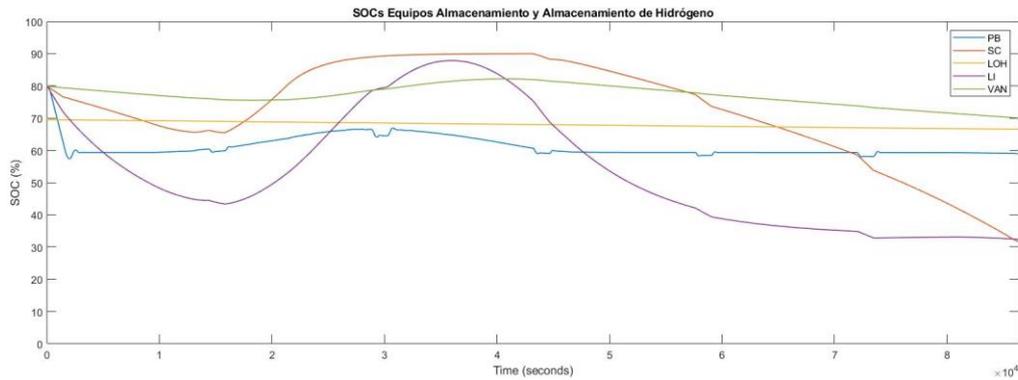
**Figura 8.19:** Potencia de uso de la Red eléctrica, día soleado, carga inicial alta



**Figura 8.20:** Potencia de Microrred + Red eléctrica, día soleado, carga inicial alta



**Figura 8.21:** Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día soleado, carga inicial alta



**Figura 8.22:** SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día soleado, carga inicial alta

## 8.4 Simulación en Día Nublado, Baterías a Media Carga

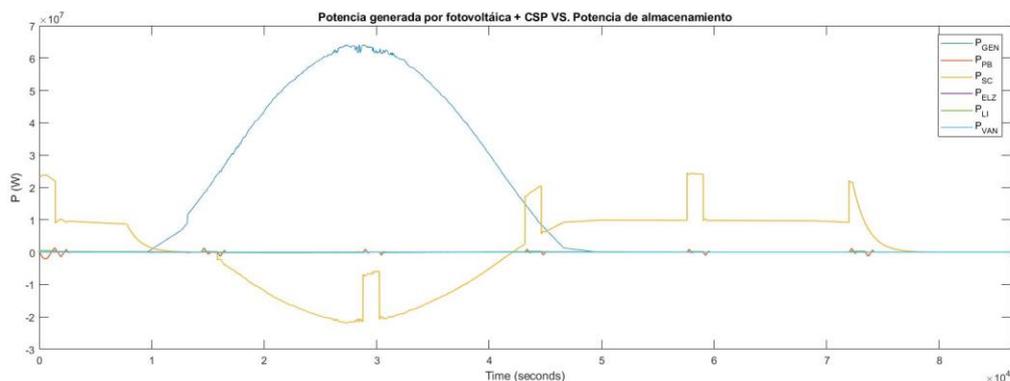
Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 50%.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 50%.

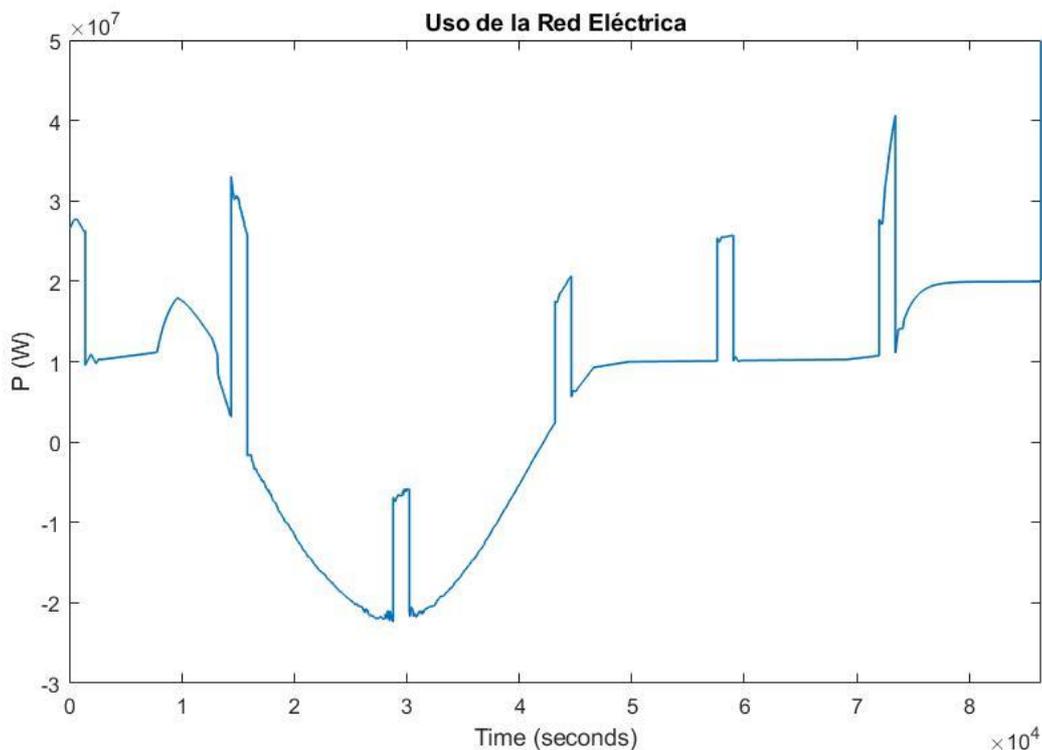
En los casos en los que las condiciones ambientales no son propicias para la generación fotovoltaica y CSP, es decir, en un día nublado, cabe esperar que el uso de la red eléctrica deba incrementarse no solo en tiempo, sino también en potencia. Es lo que podemos observar ya en las siguientes gráficas, en la que se presentan los resultados de la simulación con las baterías inicialmente a media carga.

Debido a esta menor generación, en el tramo en el que se está generando energía solar, los equipos de almacenamiento se cargan. No obstante, esta carga no llega a niveles de simulaciones anteriores. En efecto, se observa como la batería de Litio apenas alcanza un máximo de un 50% de carga, frente al 80% que alcanzó en un día soleado con el mismo planteamiento. Algo similar ocurre con el supercondensador. Debido a que es el encargado de cubrir en primera instancia los picos de demanda, su carga rápida es primordial para el sistema de control, sin embargo, nunca llega a niveles tan altos como en el caso de un día soleado.

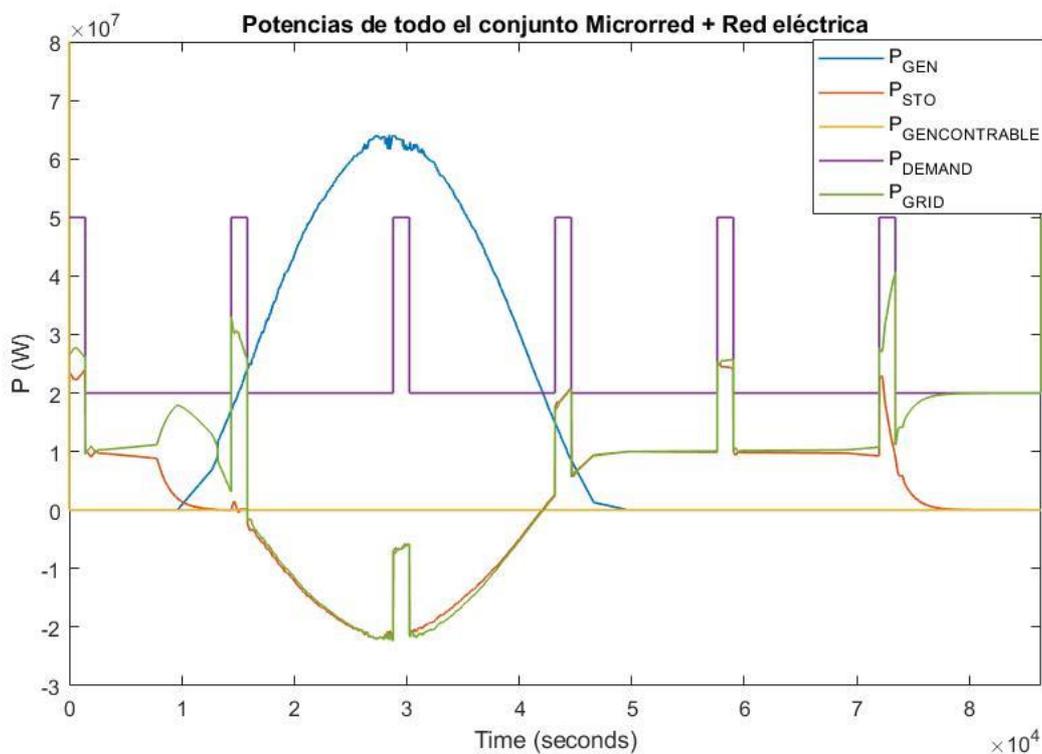
Estos resultados ponen de manifiesto que la inversión en energía solar es un acierto, siempre y cuando venga acompañada de una buena gestión y/o interconexión con la red eléctrica.



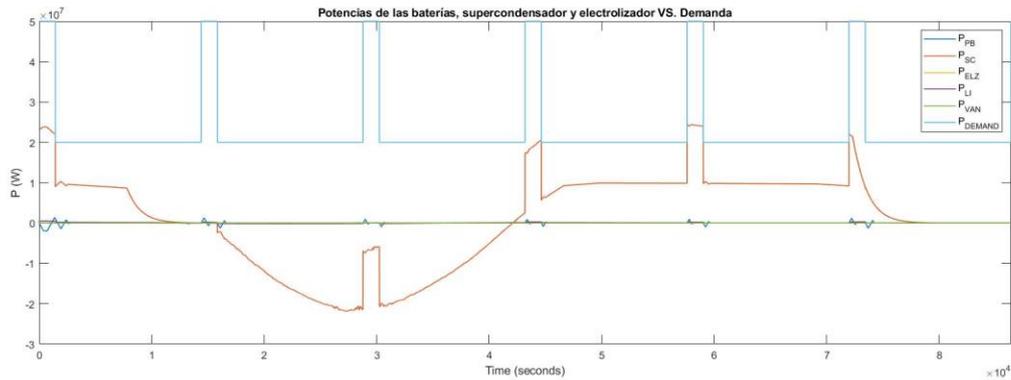
**Figura 8.23:** Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día nublado, carga inicial media



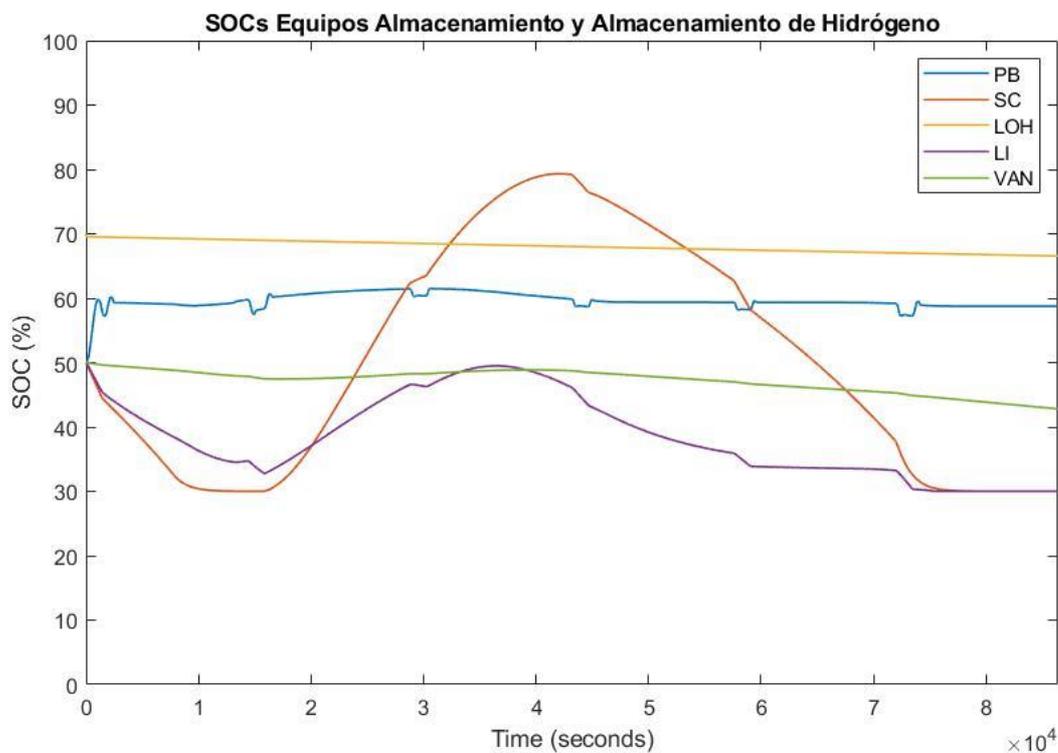
**Figura 8.24:** Potencia de uso de la Red eléctrica, día nublado, carga inicial media



**Figura 8.25:** Potencia de Microrred + Red eléctrica, día nublado, carga inicial media



**Figura 8.26:** Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día nublado, carga inicial media



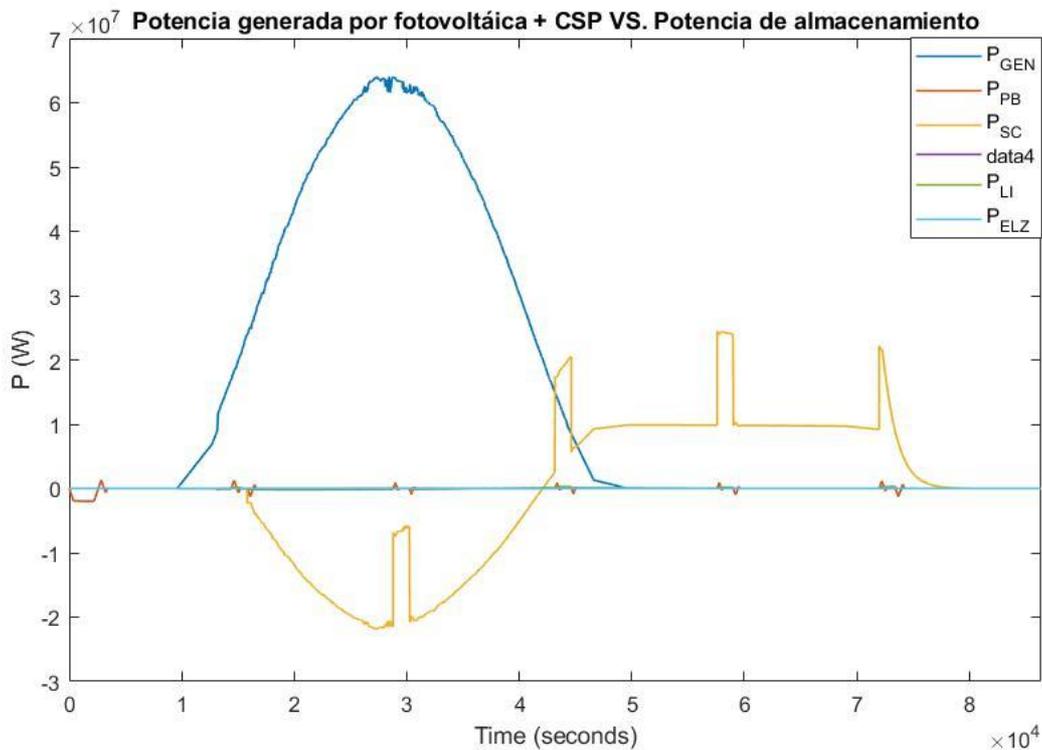
**Figura 8.27:** SOC de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día nublado, carga inicial media

## 8.5 Simulación en Día Nublado, Baterías Descargadas

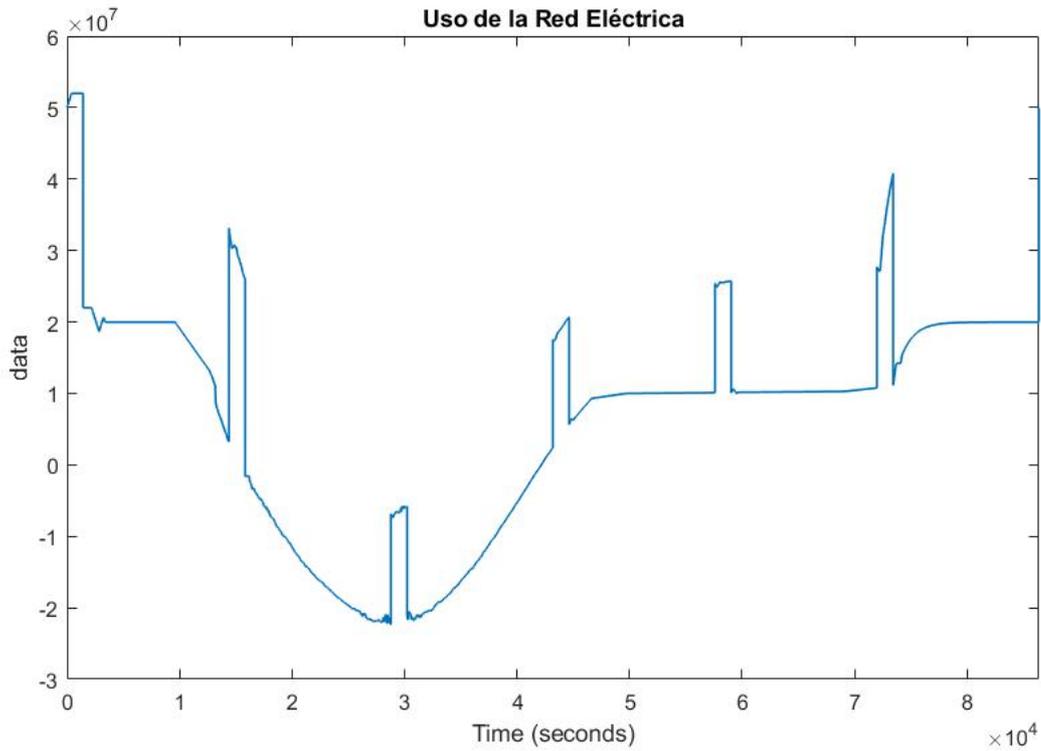
Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 30%.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 30%.

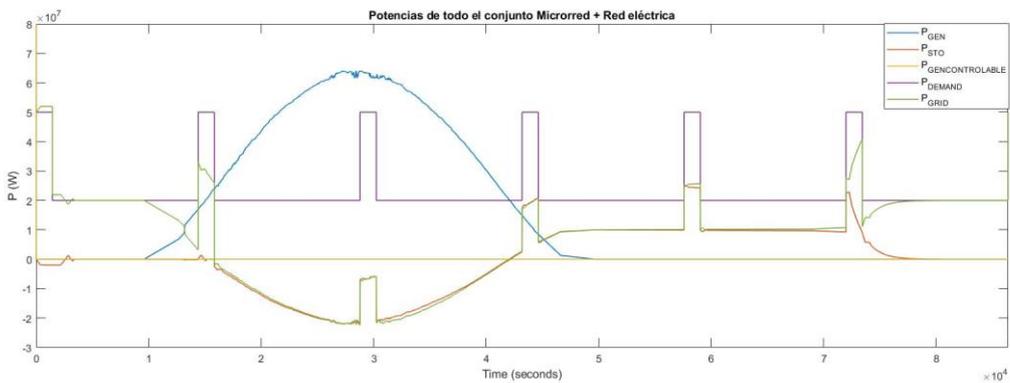
El comportamiento analizado en el punto anterior se repite en este caso. La menor generación de energía solar provoca unos mayores picos de utilización de la red eléctrica, acompañados, también, de un menor uso de los sistemas de almacenamiento. Se puede observar que tanto el supercondensador, como la batería de Litio, los dos equipos de almacenamiento más utilizados por el sistema, se descargan mucho antes que en un día soleado, ya que el nivel de carga que alcanzan en tramos de superhávit de energía es menor. Ante déficits tan grandes de energía, el sistema de control promueve cuidar los equipos de almacenamiento lo máximo posible, tratando de sustituir los picos de potencia que alcanzarían ante picos de demanda, por el uso de la red eléctrica, más preparada para cubrir altas demandas de energía.



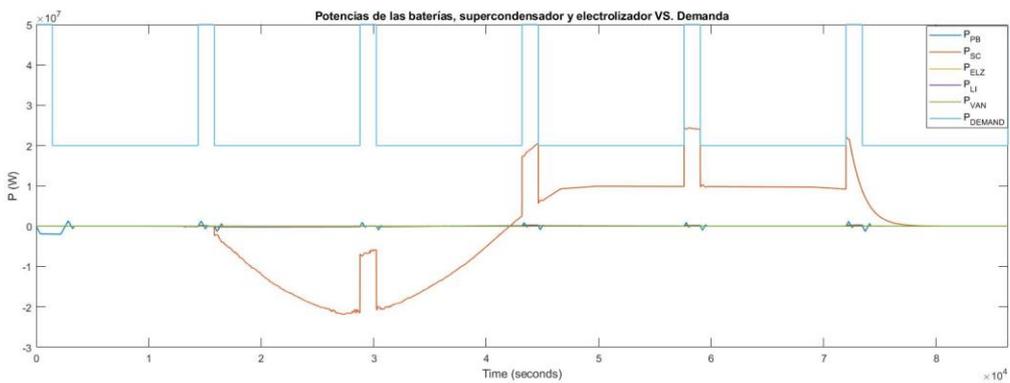
**Figura 8.28:** Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día nublado, carga inicial baja



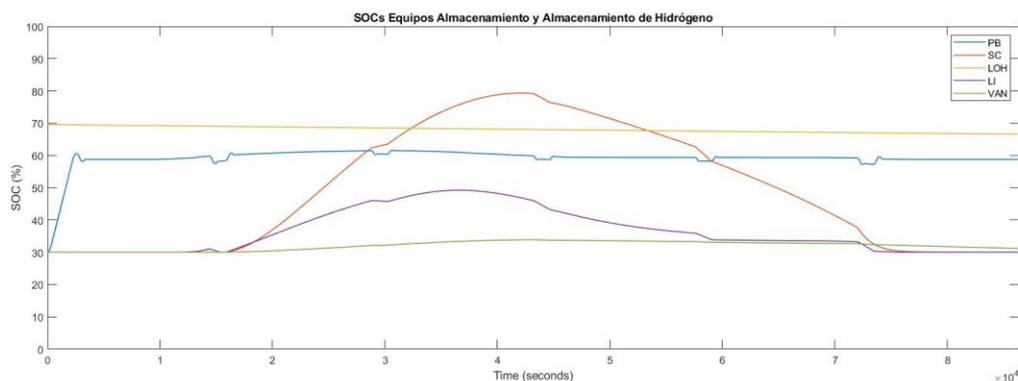
**Figura 8.29:** Potencia de uso de la Red eléctrica, día nublado, carga inicial baja



**Figura 8.30:** Potencia de Microrred + Red eléctrica, día nublado, carga inicial baja



**Figura 8.31:** Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día nublado, carga inicial baja



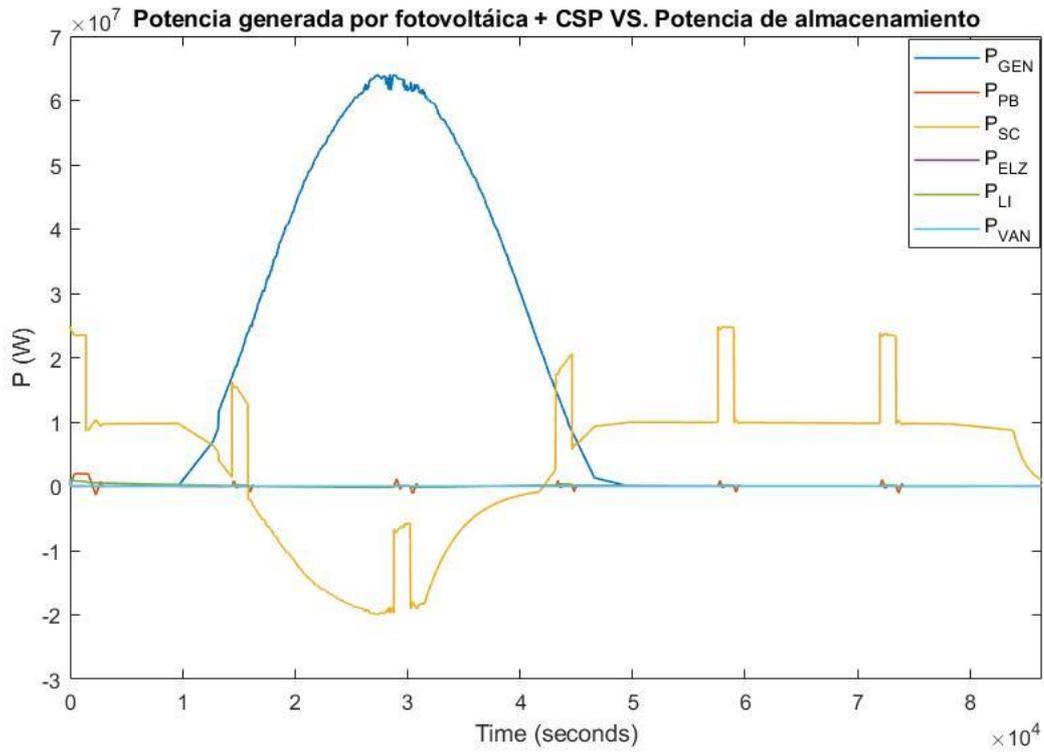
**Figura 8.32:** SOC's de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día nublado, carga inicial baja

## 8.6 Simulación en Día Nublado, Baterías Cargadas

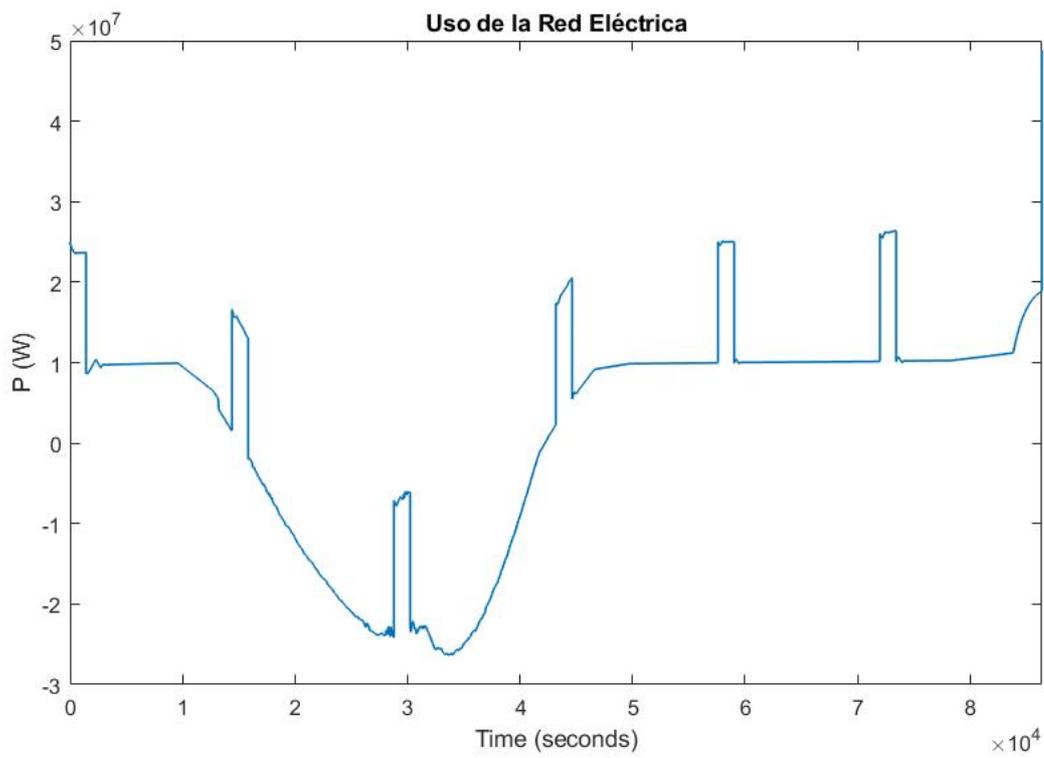
Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 80%.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 80%.

Por último, se simula el funcionamiento de la microrred en día nublado con los sistemas de almacenamiento inicialmente cargados. En este caso, sí que apreciamos un funcionamiento más deseable para con los intereses del problema. En efecto, la red eléctrica vuelve a tener máximos de potencia cedida a la microrred observados en días soleados, del orden de los 25 MW. Los equipos de almacenamiento consiguen mantenerse en estados elevados de carga durante la mayor parte del día, disminuyendo hasta su descarga desde el fin de la generación fotovoltaica y CSP. No obstante, son capaces de cubrir el déficit de energía junto con la red eléctrica, teniendo valores de potencia aportada similares a ésta en los momentos de picos de demanda, hecho apreciable notablemente desde el fin de la generación solar.



**Figura 8.33:** Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día nublado, carga inicial alta



**Figura 8.34:** Potencia de uso de la Red eléctrica, día nublado, carga inicial alta

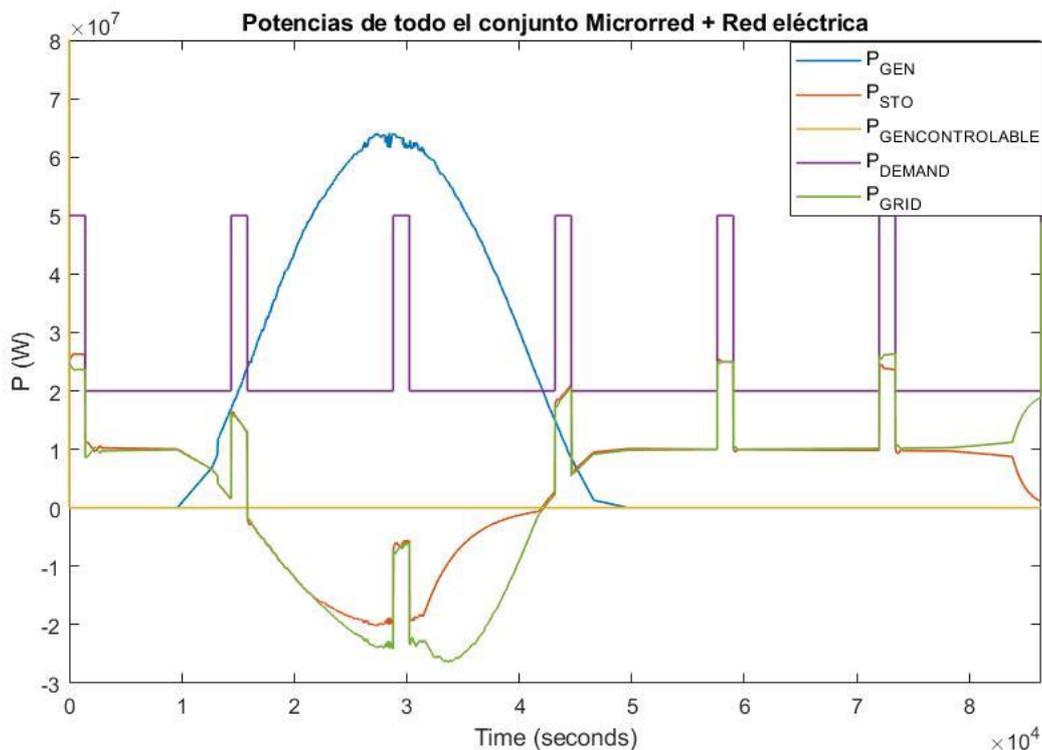


Figura 8.35: Potencia de Microrred + Red eléctrica, día nublado, carga inicial alta

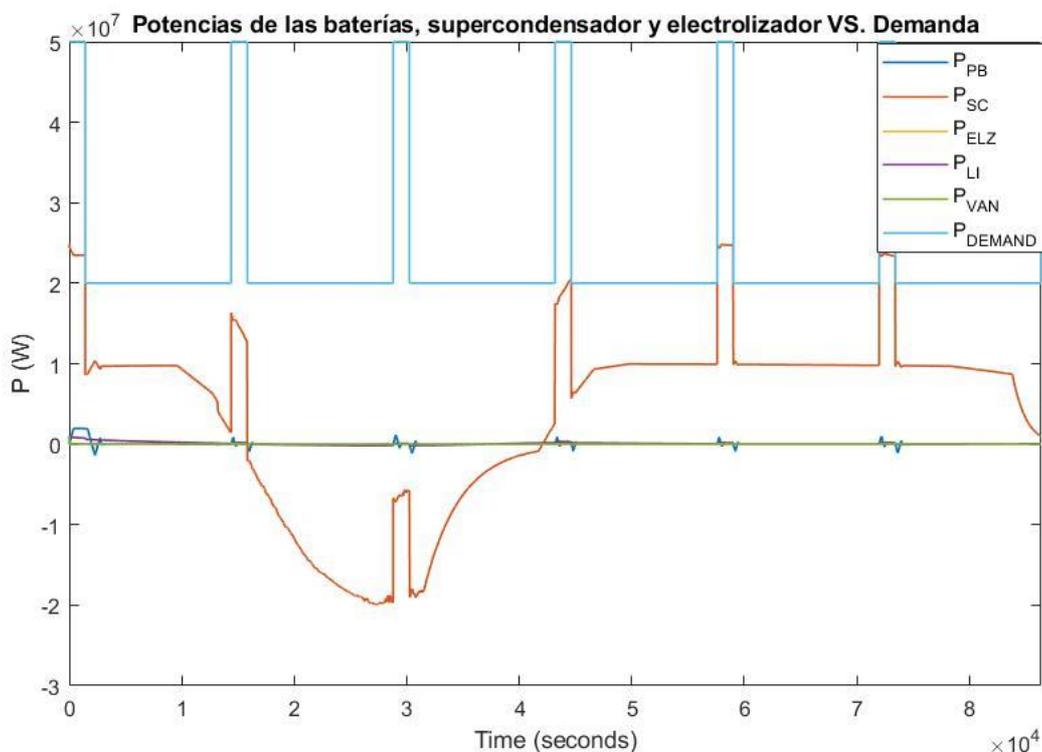
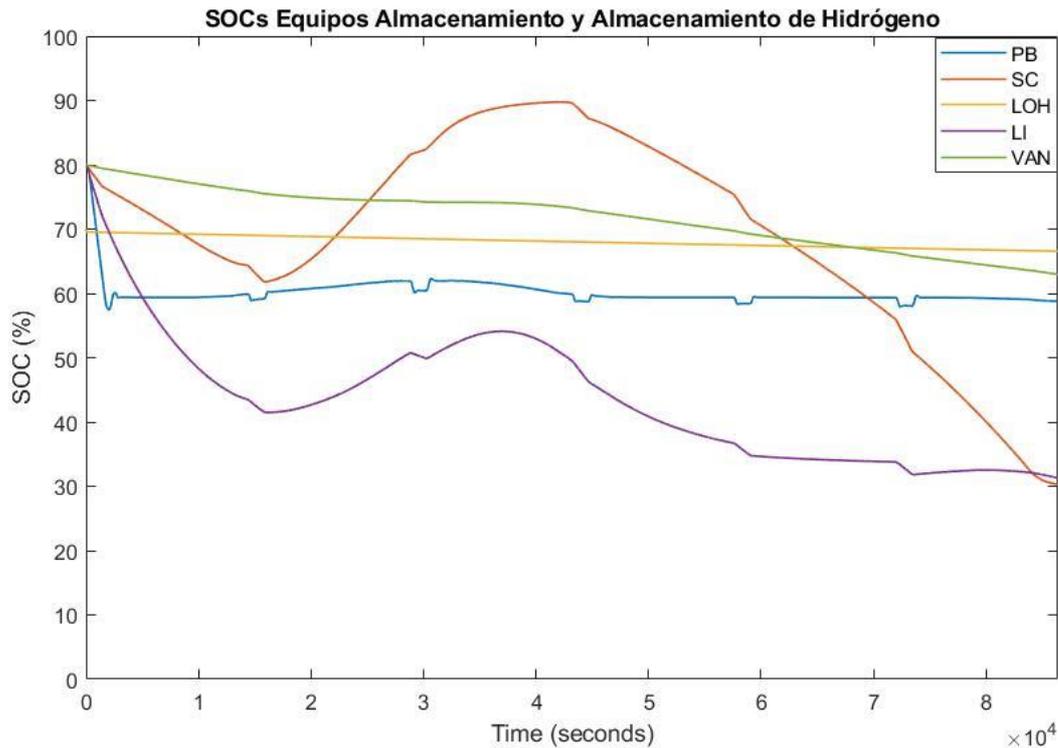


Figura 8.36: Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día nublado, carga inicial alta

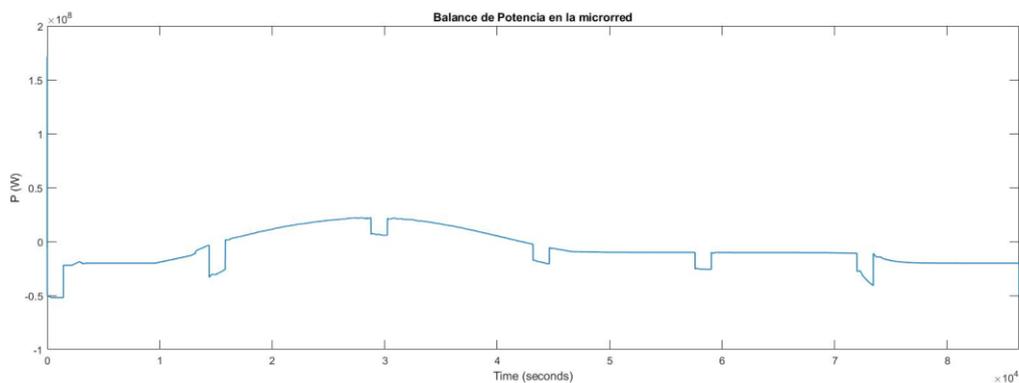


**Figura 8.37:** SOCs de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, día nublado, carga inicial alta

## 8.7 Simulación en Día Nublado, desconectada de la Red Eléctrica

Como se ha venido comentando durante todo el capítulo en los análisis de los resultados de las simulaciones, la red eléctrica juega un papel fundamental para la satisfacción del balance de energía en la microrred. Para ponerlo de manifiesto, se ha realizado una simulación en el caso más desfavorable posible, esto es, un día nublado con los sistemas de almacenamiento inicialmente descargados y con la red eléctrica desconectada.

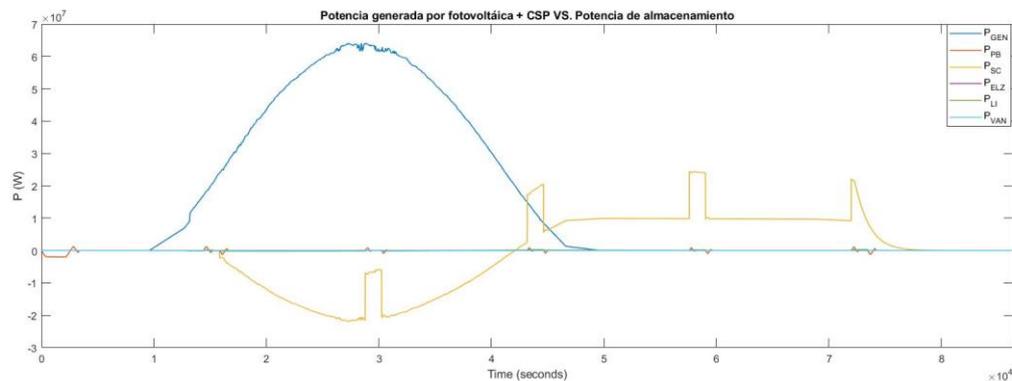
El incumplimiento del balance de potencias en la microrred queda en evidencia en la siguiente gráfica, donde en ningún caso se cumple:



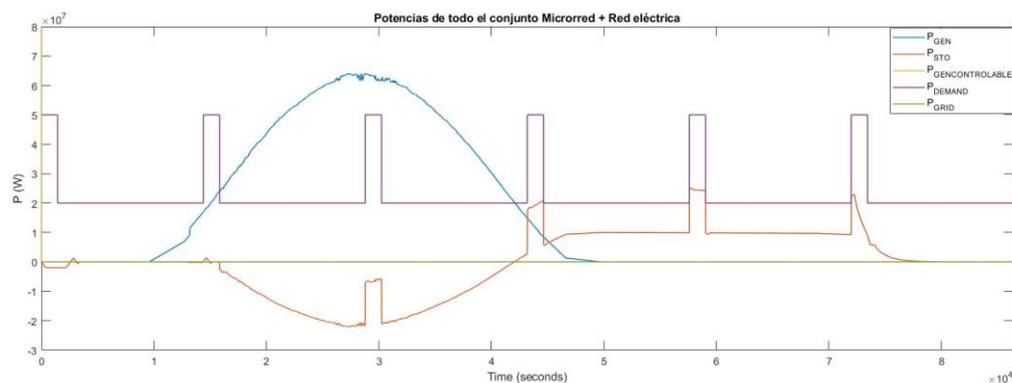
**Figura 8.38:** Balance de potencia en el sistema con ambiente nublado, desconectado de la Red eléctrica

Al tratar de cubrir el déficit de energía que en otras ocasiones aportaba la red eléctrica, el problema de control se hace irresoluble. Las características técnicas de los equipos utilizados para este estudio, quedan lejos, en

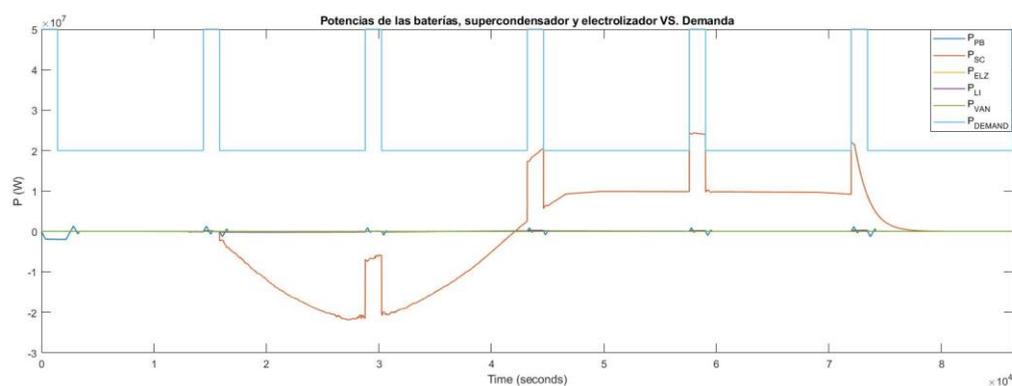
términos de potencia, de cubrir con demandas del orden de la decena de MW. Más si cabe, de cubrir los picos de hasta 50 MW que pueden darse, lo que es el objetivo último del sistema de control presentado. Por tanto hay que descartar el uso en modo isla de la microrred en este momento.



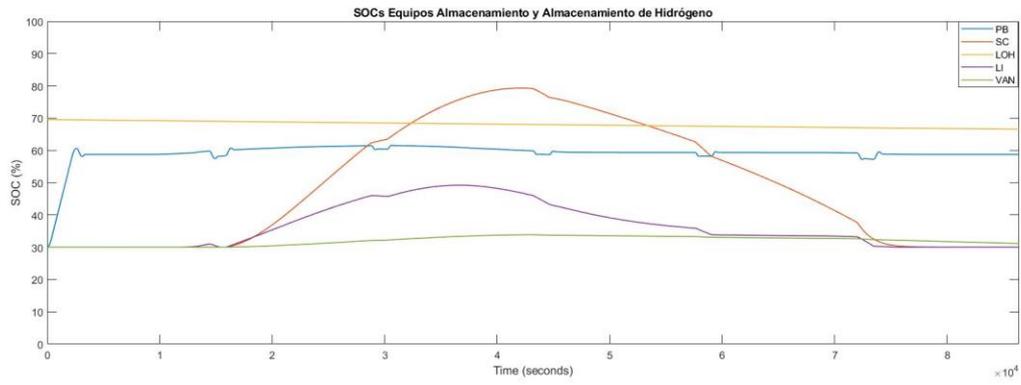
**Figura 8.39:** Potencia generada por fotovoltaica + CSP VS. Potencia de almacenamiento día nublado, desconectado de la Red eléctrica



**Figura 8.40:** Potencia de Microrred + Red eléctrica, día nublado, desconectado de la Red eléctrica



**Figura 8.41:** Potencia de baterías, supercondensador y electrolizador VS. Demanda, día nublado, desconectado de la Red eléctrica



**Figura 8.42:** SOC de los Equipos de almacenamiento y Almacenamiento de Hidrógeno, desconectado de la Red eléctrica

## 9 CONCLUSIONES Y DESARROLLO FUTURO

En este capítulo se recogen las conclusiones que se deducen tras la evaluación del controlador mediante el simulador implementado en Matlab – Simulink, exponiendo los datos más importantes en cuanto a su comportamiento, además del desarrollo futuro de este proyecto.

### 9.1 Comportamiento

En este proyecto se ha llevado a cabo el diseño, implementación y pruebas de un controlador tipo MPC, para el control de la VPP encargada de alimentar el acelerador de partículas y las instalaciones de IFMIF-DONES. Este proyecto de ámbito europeo, se localiza en Granada, y supondrá un campo de pruebas para los materiales que se utilizarán con posterioridad dentro del marco del Programa Europeo de Fusión.

A lo largo de esta memoria, se ha hecho un repaso por el concepto de microrred y su estado del arte, así como de las diferentes estrategias de control que suelen utilizarse para lidiar con los problemas de gestión de energía en el ámbito de las microrredes. Asimismo, se adopta el MPC como método para ello, implementándose un controlador para la VPP HYDOR que será la encargada de alimentar las instalaciones de IFMIF-DONES, como se ha mencionado anteriormente. Además de conseguir una gestión adecuada de la energía, el MPC, a diferencia de otros métodos de control estudiados en el Capítulo 5, consigue realizar un control en la variación de potencia en cada instante, de modo que no alcance valores muy altos de variación. Esta característica ayuda a evitar posibles desperfectos que pudieran ocasionarse en los equipos debido a estos cambios bruscos en la potencia a suministrar.

Tras ello, en el capítulo anterior se presentaron los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas sobre el comportamiento a lo largo de un día completo de funcionamiento de la microrred y el controlador. En dicho capítulo, se hacía especial hincapié en la importancia de la conexión con la red eléctrica para cubrir con la demanda de energía, especialmente en los picos de hasta 50 MW que pueden producirse por el trabajo del acelerador de partículas. Así, se ha demostrado que la disposición de la VPP adoptada para este estudio resulta adecuada y suficiente para todos los casos en los que la red eléctrica se encuentre conectada con la VPP, a diferencia del funcionamiento cuando la microrred se encuentra aislada, donde el controlador no es capaz de encontrar una solución al problema.

Para los casos favorables, se ha demostrado que los supercondensadores ocupan un papel fundamental tanto para la resolución del problema, como para la esperanza de vida del resto de equipos de almacenamiento. Así, los supercondensadores son capaces de aportar grandes cantidades de energía en un breve instante de tiempo, haciendo frente, junto a la red eléctrica, a los déficits de energía provocados por los picos de demanda en los tramos del día en los que la generación solar es inexistente.

Por otro lado, se ha demostrado la robustez del MPC ante esta tipología de problemas. En efecto, el objetivo último de control era mantener la potencia del sistema en 0. Como se ha demostrado, incluso trabajando con potencias del orden de las decenas de MW, se cumple el objetivo de control, a excepción de picos que no van más allá del orden de la centena de vatios.

Por otro lado, durante el proceso de implementación del algoritmo en Matlab – Simulink, se han ido resolviendo subproblemas, con el objetivo de encontrar una solución de manera escalonada, resolviendo problemas de control de menor tamaño y, por tanto, de una resolución más fácil. Así, desde un punto de partida en el que el vector de señales de control contaba con la red eléctrica y los sistemas de almacenamiento como componentes, una vez que se consiguió un comportamiento aceptable del sistema, se introdujeron en el vector de señales de

control el funcionamiento del conjunto Pila de H<sub>2</sub> – Electrolizador, y finalmente los equipos de generación a Biocombustible, tratando de alcanzar un resultado lo más realista posible.

Por tanto, es posible, partiendo del modelo de este Proyecto, implementar el problema de control que resultase a medida que la VPP pase a convertirse en un conjunto real.

## 9.2 Desarrollo Futuro

La realización de este Proyecto demuestra que la implementación de un MPC mediante el software Matlab – Simulink, se presenta como una alternativa atractiva para el control de microrredes. Sin embargo, para corroborar los resultados de esta memoria y poner en marcha su implementación, son necesarios múltiples trabajos.

En primer lugar, es necesario especificar técnicamente todos los componentes y equipos que van a utilizarse en el desarrollo real de la microrred. En este proyecto, se ha trabajado a nivel de VPP, por lo que los equipos utilizados pueden no encontrarse disponibles en catálogo, o no ser los mismos.

Por otro lado, sería interesante sustituir la forma del perfil de demanda, por uno más realista, que se rigiera por la auténtica demanda de las instalaciones de IFMIF – DONES. En este proyecto, se ha supuesto una demanda lineal de 20 MW con picos de 50 MW, con el objetivo de demostrar la viabilidad del MPC. No obstante, en el desarrollo futuro, esta demanda estará sujeta a múltiples factores, como la conexión/desconexión de vehículos eléctricos o instalaciones auxiliares. Estos hechos, ilustrarán un perfil de demanda con menos linealidades y más irregularidades en órdenes menores de potencia, lo que supondrá un reto para la robustez del MPC.

Por último, será necesaria la conexión de Matlab con el hardware propio de la microrred. Con esto, se estará en disposición de realizar exámenes en condiciones más realistas, donde los comportamientos de los sistemas de almacenamiento así como la conexión/desconexión de la red, diferirán de los observados en este proyecto con mayor o menor importancia. Llegados a este punto, se deberán realizar las resintonizaciones necesarias del controlador, buscando un comportamiento que se acerque lo máximo posible a los objetivos de control del momento.

## REFERENCIAS

- [1] *MathWorks*, <https://www.mathworks.com/>
- [2] J. L. Espinoza, L.G. González and R. Sempértégui, *Microgrid Laboratory as a Tool for Research on Non-Conventional Energy Sources in Ecuador*, IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC 2017). Ixtapa, Mexico, 2017.
- [3] *Statista*, <https://es.statista.com/estadisticas/600383/electricidad-generada-en-el-mundo-por-fuente-energetica/>
- [4] *Fundación Endesa*, <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-smart-grid>
- [5] *Ecointeligencia*, <https://www.ecointeligencia.com/2014/02/smart-grid-fundamentos/>
- [6] Nikos Hatziaargyriou, *Microgrids: architectures and control*, John Wiley & Sons, 2014.
- [7] *Energías-Renovables*, <https://www.energias-renovables.com/panorama/las-ventajas-de-las-microrredes-20171016>
- [8] Carlos Bordons, Félix Garcia-Torres, and Miguel Ridao, *Model predictive control of microgrids*, Springer, 2019.
- [9] *Microgrid institute*, April 2014, <http://www.microgridinstitute.org>.
- [10] Ernie Hayden, *Introduction to Microgrids*, 2016.
- [11] *Powersystem-blogspot*, [http://1415powersystem.blogspot.com/2015\\_02\\_01\\_archive.html](http://1415powersystem.blogspot.com/2015_02_01_archive.html)
- [12] Chandrasena, Ruwan P.S.; Shahnia, Farhad; Ghosh, Arindam; Rajakaruna, Sumedha, "Dynamic operation and control of a hybrid nanogrid system for future community houses". *IET Generation, Transmission & Distribution*. 9 (11): 1168–1178. [doi:10.1049/iet-gtd.2014.0462](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0462), 2015-08-06.
- [13] *Eesi*, <https://www.eesi.org/briefings/view/120616idea>
- [14] Daniel Burmester, Ramesh Rayudu, Winston Seah, Daniel Akinyele, *A review of nanogrid topologies and technologies*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 67, 2017.
- [15] José Luis Poza Luján, Juan Luis Posadas Yagüe, *Revisión de las arquitecturas de control distribuido*, Instituto de Automática e Informática Industrial (ai2), Universidad Politécnica de Valencia (UPV), 2009.
- [16] Fernando Polverini, *Sistema de Control Industrial Centralizado (Scada System by FP Control)*, 2009.
- [17] P Giridhar, Kiniand Ramesh, C Bansal, *Energy efficiency in industrial utilities*, *Energy Management Systems*, 2011, 1.
- [18] Matteo Ranaboldo, Laia Ferrer-Martí, Alberto García-Villoria, Rafael Pastor Moreno, *Heuristic indicators for the design of community off-grid electrification systems based on multiple renewable energies*, *Energy*, Volume 50, 2013.
- [19] Dimitris Ipsakis, Spyros Voutetakis, Panos Seferlis, Fotis Stergiopoulos, Simira Papadopoulou, Costas Elmasides, *The effect of the hysteresis band on power management strategies in a stand-alone power system*, *Energy*, Volume 33, Issue 10, 2008.

- [20] Abhishek Sakhare, Asad Davari, Ali Feliachi, *Fuzzy logic control of fuel cell for stand-alone and grid connection*, *Journal of Power Sources*, Volume 135, Issues 1–2, 2004.
- [21] R. Fletcher, *Practical Methods of Optimization*, Wiley, 1980.
- [22] Eduardo F. Camacho, Carlos Bordons, *Model predictive control*, 2nd ed.ed., Advanced Textbooks in Control and Signal Processing, SpringerLondon, London, 2007.
- [23] Sara Ruiz Moreno, *Gestión de Energía de una Microrred mediante Control Predictivo Basado en Modelo*, ETSI Universidad de Sevilla, 2019.
- [24] Earpa, [https://www.earpa.eu/39/etp\\_smartgrids.html](https://www.earpa.eu/39/etp_smartgrids.html)
- [25] OLADE, [https://www.olade.org/wp-content/uploads/2021/01/Generacion-electrica-mundial-y-para-America-Latina-y-el-Caribe-ALC\\_01-12-2020.pdf](https://www.olade.org/wp-content/uploads/2021/01/Generacion-electrica-mundial-y-para-America-Latina-y-el-Caribe-ALC_01-12-2020.pdf)
- [26] IFMIF – DONES, <https://ifmif-dones.es/es/programa-dones/>
- [27] EURO - FUSION, <https://euro-fusion.org/programme/demo/>
- [28] IFMIF – DONES, <https://ifmif-dones.es/es/programa-dones/>
- [29] IFMIF – DONES, [<https://ifmif-dones.es/es/ifmif-dones-espana/>]
- [30] IFMIF – DONES, <https://ifmif-dones.es/es/energia-de-fusion/sobre-demo/>
- [31] IFMIF – DONES, <https://ifmif-dones.es/es/energia-de-fusion/sobre-ifmif/>
- [32] IFMIF – DONES, <https://ifmif-dones.es/es/programa-dones/instalacion-dones/>
- [33] ITER, <https://www.iter.org/sci/whatisfusion>
- [34] ITER, <https://www.iter.org/sci/makingitwork>
- [35] NEGRATIN, <https://www.negratin.com/idi/proyecto-neuron-dones-un-paso-mas-hacia-la-energia-del-futuro/>
- [36] Carlos Alejaldre, *Energía, fusión y el proyecto IFMIF-DONES*. Diálogos con la sociedad, Universidad de Granada, Enero 2019.

