

Trabajo Fin de Máster

Ingeniería Industrial

Gestión optimizada de estación de carga de vehículos eléctricos con apoyo solar fotovoltaico e hidrógeno verde

Autor: Isidro Raya Ramos

Tutor: Carlos Vivas Venegas

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

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Máster
Ingeniería Industrial

Gestión optimizada de estación de carga de vehículos eléctricos con apoyo solar fotovoltaico e hidrógeno verde

Autor:

Isidro Raya Ramos

Tutor:

Carlos Vivas Venegas

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Máster: Gestión optimizada de estación de carga de vehículos eléctricos con apoyo solar
fotovoltaico e hidrógeno verde

Autor: Isidro Raya Ramos

Tutor: Carlos Vivas Venegas

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

RESUMEN

Uno de los cambios que trae consigo la transición energética es la evolución hacia el vehículo eléctrico. De entre todos, este sea posiblemente uno de los que más afecte a todos estamentos de la sociedad, ya que implica un cambio radical en el modelo de movilidad preferente y en su infraestructura asociada.

Este trabajo se enmarca en el contexto de la transición energética al estar centrado en el estudio de una estación de carga de vehículos eléctricos. Además, analiza la integración de una fuente de energía renovable como es la solar fotovoltaica para dar apoyo a la demanda de la instalación, así como el empleo de un sistema de almacenamiento energético.

Para ello, se modelan matemáticamente los distintos elementos que componen la instalación, desde la planta solar fotovoltaica hasta el sistema de almacenamiento, pasando por las diferentes variables externas de las que depende el problema. Entre estas últimas se encontrarían la afluencia de vehículos eléctricos a la estación de carga y la potencia demandada por los mismos para cargar sus baterías.

Una vez modelada la instalación se pasa a desarrollar una herramienta de análisis económico en *MATLAB* que permita dimensionar de manera óptima la instalación. Para ello es necesario describir un problema de optimización matemático el cual se resuelve empleando el algoritmo de optimización conocido como *MAPSO*. Así, se pretende obtener las dimensiones óptimas de cada elemento de la instalación de forma que se minimice en *LCOE* del sistema y con ello un análisis previo de la rentabilidad del mismo.

Mediante la herramienta anterior se pretende también realizar una comparativa entre dos métodos de almacenamiento energético diferenciados. El primero, más convencional, basado en baterías, y el segundo basado en hidrógeno, mediante la combinación de un electrolizador y una pila de combustible.

ABSTRACT

One of the changes that brings the energy transition is the evolution towards electric vehicles. Among all of them, this might be one of those that will affect most to all sectors of society, as it implies a radical change in the preferent mobility model and in its associated infrastructure.

This work is framed in the context of the energy transition by focusing on the study of an electric vehicle charging station. In addition, it analyses the integration of a renewable energy source such as solar photovoltaic to support the demand of the installation, as well as the use of an energy storage system.

To do this, the different elements that comprise the installation are mathematically modelled, from the solar photovoltaic plant to the storage system, including the different external variables on which the problem depends. Among the latter are the influx of electric vehicles to the charging station and the power demanded by them to charge their batteries.

Once the installation has been modelled, an economic analysis tool is developed in MATLAB to optimally size the installation. For this purpose, it is necessary to describe a mathematical optimization problem which is solved using the optimization algorithm known as MAPSO. Thus, it is intended to obtain the optimal dimensions of each element of the installation in order to minimize the LCOE of the system and thus a previous analysis of its profitability.

It is also intended, through the above tool, to make a comparison between two different energy storage methods. The first, more conventional, based on batteries, and the second on based on hydrogen, through the combination of an electrolyser and a fuel cell.

ÍNDICE

Resumen	IX
Abstract	XI
Índice	XIII
Índice de tablas	XV
Índice de figuras	XVII
Acrónimos	XIX
1 Introducción	1
1.1 <i>Motivación del trabajo</i>	2
1.2 <i>Objeto y alcance</i>	5
1.3 <i>Descripción de la instalación</i>	5
2 Modelado de los componentes	9
2.1 <i>Generador fotovoltaico</i>	9
2.1.1 <i>La célula fotovoltaica</i>	9
2.1.2 <i>Modelado del generador fotovoltaico</i>	12
2.2 <i>Sistema de baterías</i>	13
2.2.1 <i>La celda galvánica</i>	13
2.2.2 <i>Características de funcionamiento de las baterías</i>	14
2.2.3 <i>Modelado de la batería</i>	15
2.3 <i>Electrolizador y celda de combustible</i>	15
2.3.1 <i>Principio de funcionamiento</i>	15
2.3.2 <i>Modelado del electrolizador</i>	17
2.3.3 <i>Modelado del ESS mediante hidrógeno</i>	19
3 Definición del problema	21
3.1 <i>Función objetivo</i>	21
3.1.1 <i>Coste de los componentes</i>	22
3.1.2 <i>Coste de la electricidad</i>	22
3.2 <i>Restricciones</i>	23
3.2.1 <i>Balance de energía</i>	23
3.2.2 <i>Gestión del sistema de almacenamiento</i>	23
3.3 <i>Periodo de estudio</i>	24
3.4 <i>Variables externas</i>	24
3.4.1 <i>Potencia demandada</i>	25
3.4.2 <i>Radiación solar y temperatura ambiente</i>	29
3.4.3 <i>Precio de la electricidad</i>	29

4	Método de optimización.....	31
4.1	<i>Optimización por enjambre de partículas con enfoque de sistema multiagente (Multi-Agent Particle Swarm Optimization, MAPSO)</i>	<i>31</i>
4.1.1	<i>Optimización por enjambre de partículas (Particle Swarm Optimization, PSO)</i>	<i>32</i>
4.1.2	<i>MAPSO (Multi-Agent Particle Swarm Optimization)</i>	<i>33</i>
5	Resultados	35
5.1	<i>Parametrización del problema</i>	<i>35</i>
5.2	<i>Escenario 1. Sistema ESS basado en baterías.....</i>	<i>37</i>
5.3	<i>Escenario 2. Sistema ESS basado en baterías con penalización renovable.....</i>	<i>39</i>
5.4	<i>Escenario 3. Sistema ESS basado en hidrógeno con penalización renovable</i>	<i>42</i>
5.5	<i>Conclusiones y trabajo futuro.....</i>	<i>44</i>
6	Anexos	49
6.1	<i>Código – Escenario con baterías.....</i>	<i>49</i>
6.1.1	<i>Método de optimización MAPSO.....</i>	<i>49</i>
6.1.2	<i>Gestión de la energía</i>	<i>53</i>
6.1.3	<i>Función de coste.....</i>	<i>55</i>
6.2	<i>Código – Escenario con almacenamiento basado en hidrógeno</i>	<i>56</i>
6.2.1	<i>Método de optimización MAPSO.....</i>	<i>56</i>
6.2.2	<i>Gestión de la energía</i>	<i>60</i>
6.2.3	<i>Función de coste.....</i>	<i>62</i>
6.3	<i>Precio horario de la energía.....</i>	<i>64</i>
	Referencias.....	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencias de carga consideradas para los vehículos eléctricos	27
Tabla 2. Parámetros de <i>MAPSO</i>	35
Tabla 3. Principales variables económicas del problema	36
Tabla 4. Características técnicas de la instalación	37
Tabla 5. Resumen de instalación - Escenario 1	37
Tabla 6. Resumen energético – Escenario 1	38
Tabla 7. Resumen de instalación en el escenario 2	40
Tabla 8. Resumen energético – Escenario 2	40
Tabla 9. Resumen de instalación en el escenario 2	42
Tabla 10. Resumen energético – Escenario 2	42
Tabla 11. Resumen de resultados	45
Tabla 12. Porcentaje de uso del sistema de almacenamiento	46
Tabla 13. Precios horarios del mercado diario €/MWh Junio 2021	64
Tabla 14. Precios horarios del mercado diario €/MWh Julio 2021	64
Tabla 15. Precios horarios del mercado diario €/MWh Agosto 2021	65
Tabla 16. Precios horarios del mercado diario €/MWh Septiembre 2021	65
Tabla 17. Precios horarios del mercado diario €/MWh Octubre 2021	66
Tabla 18. Precios horarios del mercado diario €/MWh Noviembre 2021	66
Tabla 19. Precios horarios del mercado diario €/MWh Diciembre 2021	67
Tabla 20. Precios horarios del mercado diario €/MWh Enero 2022	67
Tabla 21. Precios horarios del mercado diario €/MWh Febrero 2022	68
Tabla 22. Precios horarios del mercado diario €/MWh Marzo 2022	68
Tabla 23. Precios horarios del mercado diario €/MWh Abril 2022	69
Tabla 24. Precios horarios del mercado diario €/MWh Mayo 2022	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Emisiones equivalentes de CO ₂ en la Unión Europea – Año 2019	2
Figura 1-2. Emisiones equivalentes de CO ₂ en España – Año 2019	2
Figura 1-3. Reparto de emisiones correspondientes al sector transporte en la UE	3
Figura 1-4. Nuevos vehículos de pasajeros registrados en la Unión Europea 2018-2021	3
Figura 1-5. Cargadores de vehículos eléctricos en Pozuelo de Alarcón, Madrid.	4
Figura 1-6. Estación de carga con apoyo fotovoltaico de Gridserve, Reino Unido.	5
Figura 1-7. Esquema de la instalación propuesta con almacenamiento basado en baterías	6
Figura 1-8. Esquema de la instalación propuesta con almacenamiento basado en hidrógeno	6
Figura 2-1. Silicio “tipo n” a la izquierda y “tipo p” a la derecha	9
Figura 2-2. Diodo polarizado directamente	10
Figura 2-3. Corrientes de iluminación y de oscuridad (diodo) en una célula solar	11
Figura 2-4. Modelo ideal del módulo fotovoltaico y su curva característica I-V	11
Figura 2-5. Influencia del nivel de irradiancia y la temperatura en un módulo fotovoltaico.	12
Figura 2-6. Funcionamiento de una celda ion-litio.	13
Figura 2-7. Curva de descarga típica de una batería.	14
Figura 2-8. Estructura básica de una celda electrolítica alcalina	16
Figura 2-9. Estructura básica de una pila de combustible	17
Figura 2-10. Curva de polarización de una celda electrolítica	18
Figura 2-11. Curva de polarización simplificada	19
Figura 3-1. Afluencia media de vehículos a la estación de carga en periodo invernal. Días laborables (izquierda) y fines de semana (derecha).	25
Figura 3-2. Afluencia media de vehículos a la estación de carga en periodo veraniego.	25
Figura 3-3. Curva de carga de un vehículo eléctrico.	26
Figura 3-4. Curva de carga característica considerada para los vehículos eléctricos	28
Figura 3-5. Demanda de potencia media de la estación de carga en periodo invernal. Días laborables (izquierda) y fines de semana (derecha)	28
Figura 3-6. Demanda de potencia media de la estación de carga en periodo veraniego. Días laborables (izquierda) y fines de semana (derecha)	29

Figura 3-7. Localización hipotética considerada para el proyecto	29
Figura 4-1. Entorno global del algoritmo MAPSO	33
Figura 5-1. Abastecimiento energético de la instalación sin almacenamiento – Escenario 1	38
Figura 5-2. Grado de aprovechamiento de la energía solar sin almacenamiento – Escenario 1	39
Figura 5-3. Grado de aprovechamiento de la energía solar con almacenamiento – Escenario 2	40
Figura 5-4. Abastecimiento energético de la instalación con almacenamiento – Escenario 2	41
Figura 5-5. Abastecimiento energético de la instalación con almacenamiento – Escenario 3	43
Figura 5-6. Grado de aprovechamiento de la energía solar con almacenamiento – Escenario 3	44
Figura 5-7. Evolución de costes de las baterías de Ion-Litio (\$/kWh).	45
Figura 5-8. Evolución del estado de carga de las baterías durante un día completo	46

ACRÓNIMOS

<i>EEA</i>	<i>European Environment Agency</i>
<i>ACEA</i>	<i>Asociación de Constructores Europeos de Automóviles</i>
<i>EMS</i>	<i>Energy Management System</i>
<i>SoC</i>	<i>State of Charge</i>
<i>DoD</i>	<i>Deep of Discharge</i>
<i>AEM</i>	<i>Anion Exchange Membrane</i>
<i>PEM</i>	<i>Proton Exchange Membrane</i>
<i>SOE</i>	<i>Solid Oxide Electrolyser</i>
<i>COE</i>	<i>Cost Of Energy</i>
<i>PESS</i>	<i>Photovoltaic/ Energy Storage System</i>
<i>NPC</i>	<i>Net Present Cost</i>
<i>STC</i>	<i>Standard Conditions</i>
<i>NOC</i>	<i>Normal Operation Condition</i>
<i>MAPSO</i>	<i>Multi-Agent Particle Swarm Optimization</i>

1 Introducción

Pocas personas seguirán viviendo ajenas a conceptos como cambio climático, transición energética, descarbonización o energías renovables. Hasta hace unos años estas expresiones se podían escuchar principalmente en conferencias científicas o leer en artículos de revistas especializadas donde se alertaba del efecto que la actividad humana estaba provocando en el medio ambiente y de las terribles consecuencias que acarrearía si no se empezaba a actuar de inmediato. Si bien es cierto que los gobiernos de muchos países llevan tiempo preocupados por este fenómeno, al menos en apariencia, no ha sido hasta estos últimos años cuando el problema ha empezado a ser realmente palpable en la ciudadanía.

No sería cierto afirmar que la sociedad ha vivido ajena al problema hasta ahora. La transición energética es un proceso que empezó hace el suficiente tiempo atrás como para que todos hayan observado cómo proliferan las instalaciones solares fotovoltaicas a uno y otro lado de las carreteras, cómo cada vez es más habitual ver aerogeneradores en lo alto de una colina, cómo se buscan incesantemente nuevas fuentes de energía y cómo, en general, la conciencia ambiental de más y más personas ha ido creciendo. Esto ha hecho que hoy en día la práctica totalidad de las personas se haya percatado, al menos, de que algo ocurre.

No obstante, todo este proceso de cambio o transición se ha acelerado en los últimos años y aunque siempre hay alguien al que le pilla a pierna cambiada, hay que reconocer que los gobiernos en este caso llevan tiempo avisando y promoviendo políticas orientadas en esa dirección. No solo eso, si no que han dejado claras sus intenciones cuando a lo largo de los últimos años han anunciado medidas futuras aún más drásticas, como por ejemplo, el cierre total de las centrales térmicas o la prohibición de los vehículos diésel. Por tanto, cabría pensar que todo el mundo debería de estar preparado para la nueva era energética.

Pero esto no es así. Prácticamente nadie niega ya que el problema climático es un problema real, que necesita de medidas urgentes y que estas deben nacer de un consenso entre los diferentes países. No obstante, las políticas van por delante, en muchas ocasiones, del desarrollo técnico y económico y a muchos les está costando seguir el ritmo de esta transición.

Lo anterior se ve agravado cuando ciertos factores no previstos como conflictos internacionales o crisis dejan al descubierto la todavía elevada dependencia que tienen los países de los combustibles fósiles, lo que hace aún más urgente la necesidad de tomar medidas.

En todo este contexto resaltarían dos hechos fundamentales que afectan al ciudadano medio. El primero es que la crisis energética presente, derivada de la dependencia que sigue existiendo de los combustibles fósiles, se traduce en unos costes cada vez más elevados de la energía, que dada la época actual puede y debe considerarse como un bien de primera necesidad.

El otro hecho fundamental es que la necesaria transición energética va a afectar, y de hecho ya lo lleva haciendo varios años, a una de las herramientas más utilizadas por el ser humano, el automóvil. Hoy en día resulta difícil imaginar un mundo sin coches, sin las posibilidades de movilidad y autonomía que otorgan a sus usuarios, y es por eso por lo que se está buscando la manera de transformarlos, de cambiar el sector de la automoción de forma que encaje en el nuevo paradigma energético que está por venir.

En estos dos puntos reside el interés de este trabajo, en profundizar un poco más sobre las nuevas posibilidades que se abren con la llegada del vehículo eléctrico y las nuevas necesidades que vendrán asociadas a los mismos.

1.1 Motivación del trabajo

En el marco de transición ecológica en el que se encuentran envueltos la mayor parte de los países desarrollados existe un sector que se verá fuertemente afectado y, lo que es más importante, afectará en mayor medida que otros al conjunto de la sociedad. Este no es otro que el sector transporte.

El motivo es por todos conocido. Los vehículos propulsados por motores de combustión interna convencionales, es decir, diésel o gasolina, llevan demasiado tiempo entre nosotros como para imaginar que desaparecerán algún día. Sin embargo, su extendido uso ha llevado a posicionarlos como uno de los primeros sectores emisores de gases de efecto invernadero. Prueba de ello son los datos ofrecidos por la EEA (*European Environment Agency*), que muestran cómo durante el 2019, último año representativo del que se disponen datos, el transporte doméstico ocupó el segundo lugar en esta materia solo por detrás de las actividades de generación eléctrica, con un total de 834.632,18 millones de kilos equivalente de CO₂ [1].

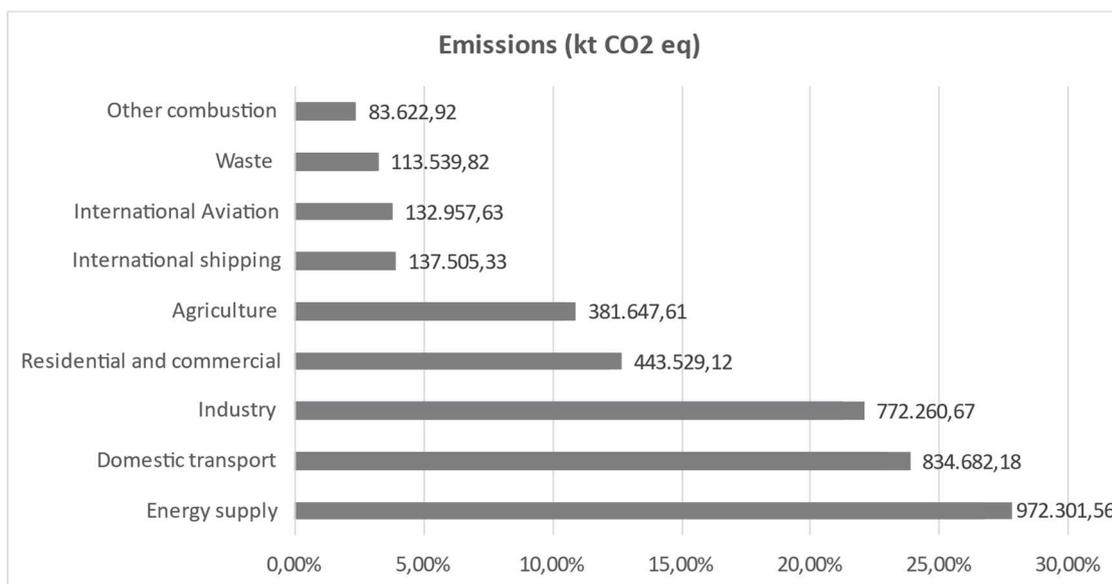


Figura 1-1. Emisiones equivalentes de CO₂ en la Unión Europea – Año 2019

La mayor penetración renovable y menor dependencia de combustibles fósiles en sectores como la generación eléctrica hacen que en el caso español el peso del transporte doméstico sea aún más acusado, llegando a ocupar durante el mismo año la primera posición con unas emisiones totales equivalentes de 91.625,15 millones de kilos de CO₂.

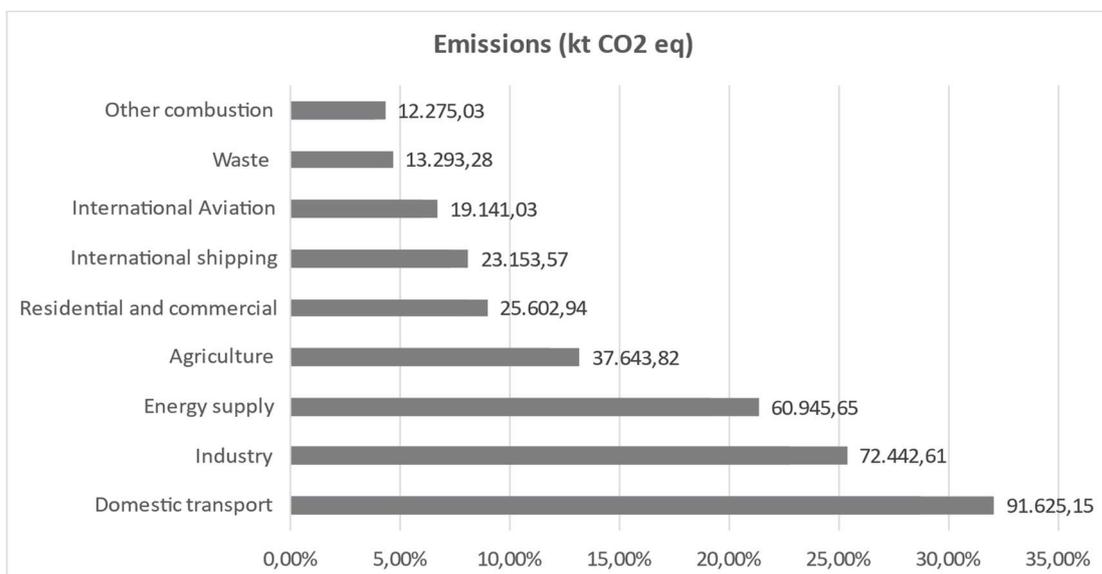


Figura 1-2. Emisiones equivalentes de CO₂ en España – Año 2019

Aunque los datos anteriores se refieren al sector transporte en su conjunto, cabe resaltar que la mayor parte de las emisiones provienen del tráfico rodado y más en concreto de los automóviles. Esto no es difícil de imaginar dado el grado de penetración que han alcanzado los coches en todos los estratos de la sociedad, siendo muy pocas las personas hoy en día que no hacen uso de ellos. Así, según los últimos datos publicados por la EEA, un 71,7% del total de las emisiones achacadas al sector transporte provienen del tráfico rodado y, entre estas, un 60,6% corresponden a los turismos [2].

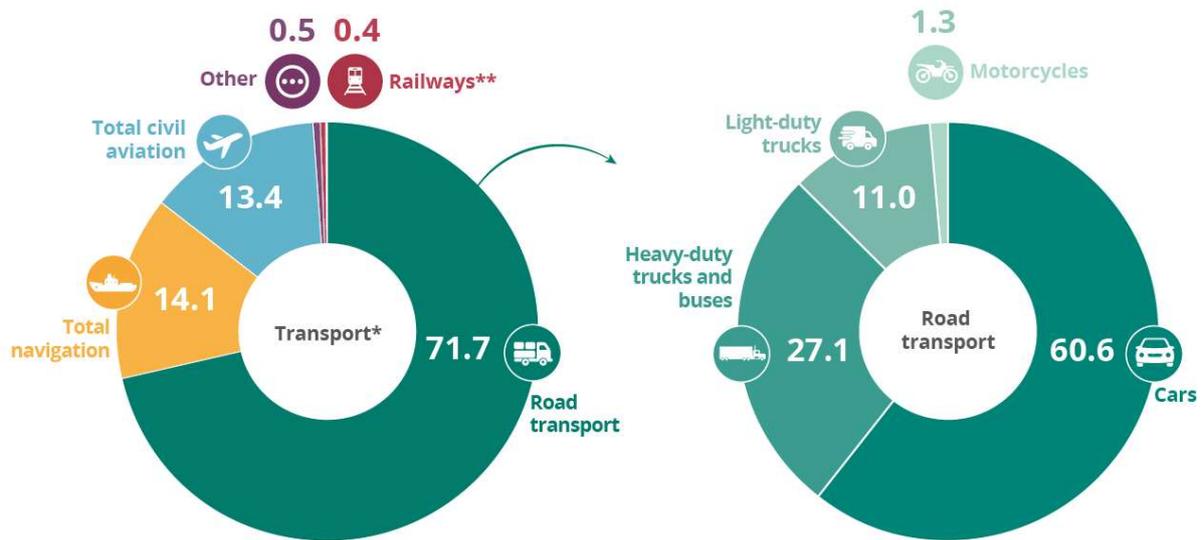


Figura 1-3. Reparto de emisiones correspondientes al sector transporte en la UE

Expuesto todo lo anterior se pone de manifiesto la necesaria transformación del sector de la automoción hacia un modelo más sostenible y prueba de ello es la cada vez más acusada transición hacia el vehículo eléctrico, el cual está llamado a sustituir por completo a los propulsados por motores de combustión interna.

Aunque aún queda un largo camino por recorrer, parece claro que este proceso de transformación ha dado comienzo. Según los últimos datos ofrecidos por la ACEA (Asociación de Constructores Europeos de Automóviles), el 18% de los todos los nuevos vehículos de pasajeros registrados en la unión son recargables con baterías (un 9,1% de eléctricos con baterías puros y un 8,9% de híbridos enchufables). Si comparamos estos datos con los ofrecidos para el año 2018 se aprecia el incremento en las cifras, dado que en este año los primeros supusieron un 1% del total de nuevos registros mientras que los segundos un 0,9% [3].

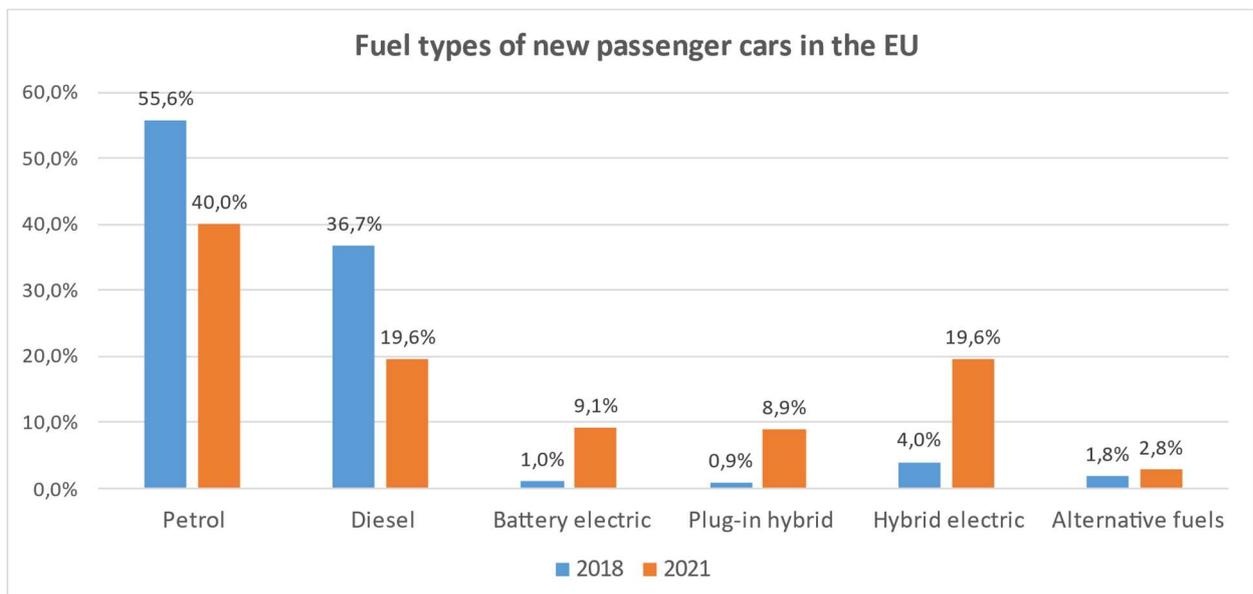


Figura 1-4. Nuevos vehículos de pasajeros registrados en la Unión Europea 2018-2021

Lo que pretende hacerse ver con todo lo expuesto anteriormente es que el modelo de movilidad de la sociedad está cambiando y junto con él lo harán un tipo de instalación que prácticamente forma parte del paisaje de todo país desarrollado. Estas instalaciones no son otras que las gasolineras, que tendrán que ser sustituidas o remodeladas para poder dar servicio al nuevo tipo de vehículo que será predominante en las carreteras.

Es por esto por lo que la más que habitual palabra “gasolinera” se ha combinado con “electricidad” para dar lugar al neologismo “electrolinera”, término de uso cada vez más corriente para designar a las estaciones de carga de vehículos eléctricos. Esta nueva palabra nace, como tantas veces ha ocurrido, por la necesidad de nombrar una nueva realidad que surge tras un cambio tecnológico, social o cultural. En este caso en concreto se utiliza para dar nombre a la infraestructura necesaria para cargar las baterías del nuevo tipo de vehículo que está llamado a ser el protagonista en el escenario del sector automovilístico, el vehículo eléctrico.



Figura 1-5. Cargadores de vehículos eléctricos en Pozuelo de Alarcón, Madrid. Fuente: ABC

Como es de suponer, esta electrificación del sector transporte debe ir acompañada, como ocurre en tantos otros sectores, de la integración de fuentes de energía renovables en el sistema de generación. De otro modo, el aumento de demanda de energía eléctrica terminaría por provocar un mayor uso de fuentes de generación convencionales que acabarían por contrarrestar el efecto positivo sobre el medio ambiente que se persigue.

Asociando lo anterior con la idea de generación distribuida, concepto relacionado con la búsqueda de una mayor eficiencia del sistema energético mediante la reducción de pérdidas en el mismo gracias a la generación de energía próxima a los puntos de consumo, se tiene el origen del interés de este trabajo.

Otro término íntimamente relacionado con el concepto de generación distribuida es el autoconsumo energético, es decir, consumir la energía que uno mismo genera en su instalación. El objetivo es, como se ha mencionado anteriormente, producir la energía lo más cerca posible del punto de consumo aumentando así la eficiencia del sistema, pero además hacerlo mediante fuentes de energía renovables. A esto se le puede sumar la idea de almacenamiento energético, o lo que es lo mismo, almacenar el excedente energético producido en la instalación del consumidor para aprovecharlo en el momento que sea más conveniente. En cualquier caso, todo lo dicho hasta ahora nace debido a un cambio de paradigma en el sector energético que va a transformar la forma de generar, distribuir y consumir electricidad.

En este contexto, el trabajo desarrollado en estas páginas versa sobre una estación de carga de vehículos eléctricos en la que se integra una fuente de energía renovable como es la solar fotovoltaica para dar apoyo a la demanda y también almacenamiento energético. En vista de todo lo expuesto en este punto, este tipo de instalaciones, posiblemente, pasen a ser habituales en un futuro no muy lejano y ahí radica el interés de profundizar en su estudio.

1.2 Objeto y alcance

Este proyecto nació con el objetivo general de profundizar un poco más en tecnologías que están llamadas a ocupar un lugar muy importante en el escenario de transición energética en el que nos encontramos y que están orientadas a dar solución a uno de los principales problemas asociados a las energías renovables, su variabilidad de producción.

El trabajo desarrollado en estas páginas está de esta forma orientado a analizar diferentes tecnologías de almacenamiento energético que den apoyo a una instalación de autoconsumo fotovoltaico. En concreto, se plantea la programación de una herramienta de análisis que permita llevar a cabo el dimensionamiento óptimo de los principales componentes de una instalación de este tipo.

Para ello se va a describir un problema matemático en Matlab que se va a resolver mediante un algoritmo de optimización, en concreto *MAPSO (Multi-Agent Particle Swarm Optimization)*. Se pretende con esto llegar a un dimensionamiento óptimo de los principales componentes de la instalación, en concreto el generador fotovoltaico y el sistema de almacenamiento, y establecer así un marco de referencia para poder comparar los diferentes métodos de almacenamiento propuesto.

Para lo anterior es necesario, primero de todo, modelar la instalación de forma matemática, desde el comportamiento de los diferentes elementos hasta las variables de entrada del problema. Dentro de estas últimas se engloban todas aquellas variables externas que afectan al comportamiento de los distintos componentes de la instalación y por ende a su dimensionamiento óptimo. Entre estas variables se encontrarían la afluencia de vehículos eléctricos a la estación, la modelización de la demanda energética que supone la carga de sus baterías y las variables ambientales que afectan a la producción fotovoltaica.

En resumen, el objetivo del trabajo es establecer las bases de una herramienta matemática que ayude en el análisis de diferentes tecnologías de almacenamiento energético en una instalación de autoconsumo y ofrecer al mismo tiempo una comparativa de los resultados obtenidos para dos de ellas.

1.3 Descripción de la instalación

Como ya se ha introducido, la instalación objeto del estudio de este trabajo consiste en una estación de carga de vehículos eléctricos que cuenta con una planta de generación solar fotovoltaica como apoyo para dar suministro a la demanda energética, que en este caso sería la provocada por los vehículos que acuden a la estación a cargar sus baterías.



Figura 1-6. Estación de carga con apoyo fotovoltaico de Gridserve, Reino Unido. Fuente: 20minutos

A parte de eso la instalación integrará un sistema de almacenamiento energético que permitirá almacenar los excedentes energéticos de la planta fotovoltaica para que estos puedan ser aprovechados posteriormente. En el presente trabajo se plantean dos métodos de almacenamiento diferentes. El primero, el más extendido hasta el día de hoy, consiste en un sistema de baterías que quedaría integrado como se refleja a continuación:

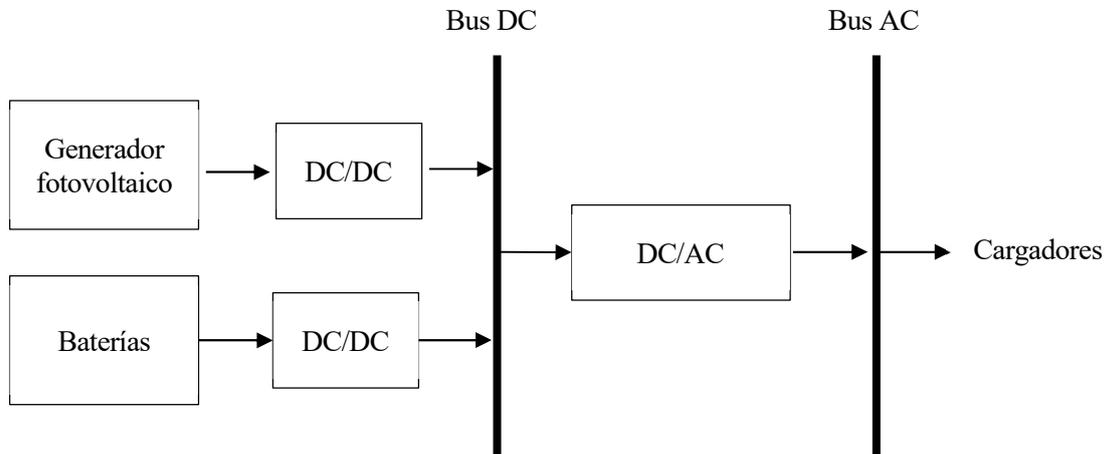


Figura 1-7. Esquema de la instalación propuesta con almacenamiento basado en baterías

La otra propuesta consiste en un sistema de almacenamiento basado en hidrógeno, constituido por la combinación de un electrolizador, una pila de combustible y un tanque de almacenamiento. Mientras que con la energía excedente de la instalación fotovoltaica puede generarse hidrógeno a través del electrolizador y ser almacenado en el tanque, este mismo hidrógeno puede ser aprovechado con posterioridad para producir electricidad mediante la pila de combustible. De esta forma, con la combinación de estos tres elementos se consigue un método de almacenamiento energético.

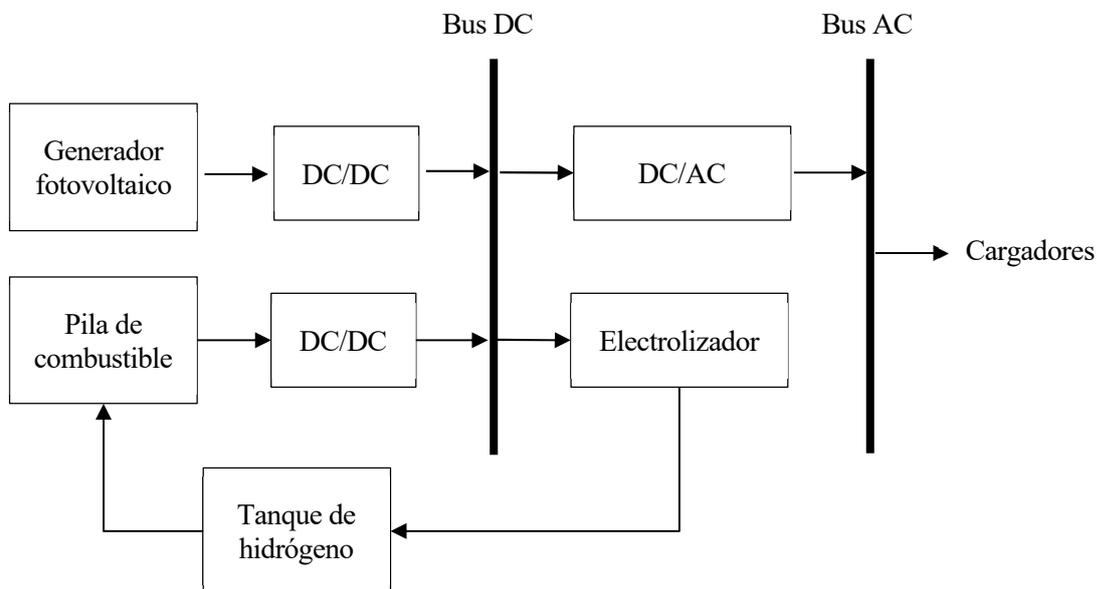


Figura 1-8. Esquema de la instalación propuesta con almacenamiento basado en hidrógeno

La energía producida en la instalación mediante el generador fotovoltaico deberá ser gestionada de la manera adecuada, para lo que habrá que definir una estrategia de gestión de la energía. En instalaciones reales esta tarea la lleva a cabo el Sistema de Gestión de Energía o *EMS* (*Energy Management System*), que se refiere a todos aquellos elementos que componen el cerebro de la instalación, es decir, que monitorizan, controlan y optimizan

la gestión de la energía, desde la instrumentación necesaria hasta los algoritmos de control programados. Para el caso de este trabajo será necesario, por los motivos que se irán desarrollando a continuación, definir también una estrategia de gestión de la energía en base a la cual se valoren los diferentes sistemas de almacenamiento.

En este caso va a suponerse que toda la energía producida en la propia instalación mediante la planta fotovoltaica se destinará a dar suministro a la demanda energética procedente de los cargadores y, en caso de existir un excedente, se destinará al almacenamiento. En caso de que la energía autoproducida no sea suficiente para suministrar toda la demanda se recurrirá a la energía almacenada en la instalación y, de no existir ninguna, a la energía procedente de la red. Se considerará también que no existe posibilidad de verter energía a la red.

2 Modelado de los componentes

El presente capítulo tiene como objetivo llevar a cabo una descripción detallada de los principales componentes del sistema *PESS*, haciendo hincapié en aquellos aspectos de su funcionamiento que ayuden a comprender los modelos matemáticos utilizados para describir su comportamiento y que permitirán introducirlos en el problema de optimización.

2.1 Generador fotovoltaico

El dispositivo capaz de generar energía eléctrica a partir de la radiación solar se denomina *célula fotovoltaica*. Un cierto número de estas células conectadas entre sí da lugar a lo que se conoce como *módulo fotovoltaico* y a su vez, una agrupación de varios de estos módulos constituirá el *generador fotovoltaico*. Por tanto, el principio de funcionamiento de este elemento de la instalación será el mismo que el de la unidad básica que lo compone, la *célula solar o fotovoltaica*.

2.1.1 La célula fotovoltaica

Una célula fotovoltaica se compone básicamente de dos capas de material semiconductor en el que se han introducido impurezas en un proceso conocido como dopado. En el caso del silicio, que es el material más común a la hora de fabricar este componente, sus átomos cuentan con cuatro electrones de valencia que se unen a los átomos vecinos mediante enlace covalente, alcanzando así el octeto estable. Mediante el dopado se introducen en la estructura del silicio átomos con mayor o menor número de electrones de valencia, lo que da lugar a un material con exceso de portadores de carga negativa (electrones libres) o positiva (huecos) según sea uno u otro caso. Al primero de estos materiales se le denomina “tipo n” y al segundo “tipo p”, y la unión de ambos da lugar a lo que se conoce como **unión P-N**.

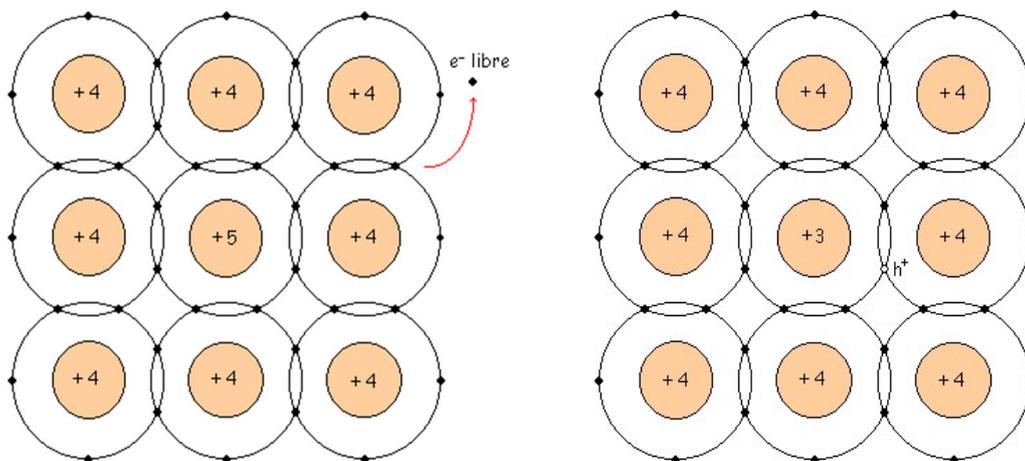


Figura 2-1. Silicio “tipo n” a la izquierda y “tipo p” a la derecha

En el momento en que la unión de ambas capas de material tiene lugar, los electrones libres del material tipo N se difunden hacia el lado P y comienzan a llenar los huecos más próximos a la unión, dejando a su vez un hueco tras de sí. Esto provoca la aparición de iones positivos en el lado N y de iones negativos en el lado P, originando un campo eléctrico en la frontera que termina por impedir que este proceso de difusión se siga produciendo, ya que los electrones se encuentran con un potencial del mismo signo que los repele en su movimiento hacia el otro lado de la unión. A esta diferencia de potencial aparecida en la frontera de la unión P-N se le denomina barrera de potencial y la unión de ambas capas de material semiconductor constituiría en este momento el componente electrónico conocido como diodo [4].

Un diodo se caracteriza por tratarse de un componente electrónico que permite el paso de la corriente a través de él en un único sentido. Esto se consigue al polarizarlo directamente, es decir, cuando se aplica una diferencia de potencial con lado P positivo respecto al N lo suficientemente grande para permitir el flujo de portadores de carga a través de la barrera de potencial.

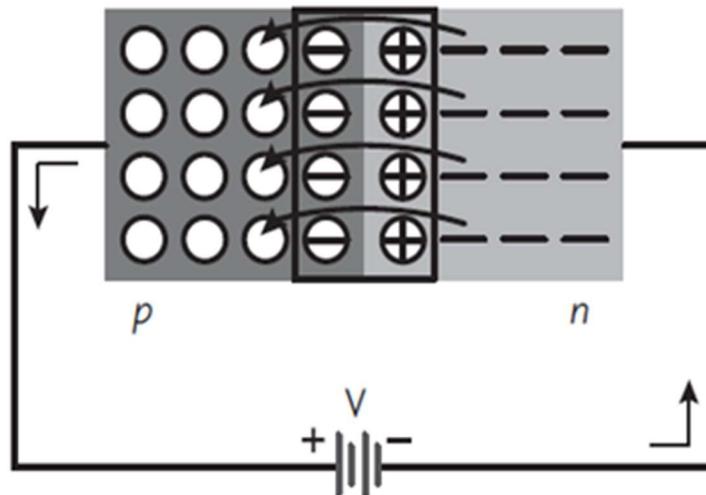


Figura 2-2. Diodo polarizado directamente

Lo anterior explica que, en ausencia de radiación, una célula fotovoltaica se comporte de igual manera que un diodo. Sin embargo, cuando la célula se irradia, es decir, se expone a la luz del sol, los fotones pueden transferir su energía a los electrones del material, romper el enlace covalente que lo une al electrón del átomo vecino de silicio y generar nuevos pares electrón-hueco. Estos nuevos portadores son conducidos por el campo eléctrico existente en la frontera de la unión, dificultando su recombinación y permitiendo aprovechar esta corriente en un circuito externo. Este proceso es el que se conoce como efecto fotovoltaico y a la corriente generada se le denomina **corriente de iluminación**.

Por otro lado, la presencia de tensión en los terminales de la célula (por ejemplo, la caída de tensión aparecida en una resistencia alimentada por la corriente de iluminación) provoca el efecto contrario, ya que polariza directamente la unión P-N y favorece la recombinación de portadores, dando origen a una **corriente de oscuridad** o de diodo [5]. De esta forma, la corriente entregada finalmente a la carga que se conecte a una célula fotovoltaica será el resultado neto de dos corrientes internas que se oponen [6]:

$$I = I_{ph} - I_D(V) \quad (2-1)$$

Siendo:

I = corriente suministrada por la célula o módulo fotovoltaico

I_{ph} = corriente de iluminación

I_D = corriente de oscuridad o de diodo

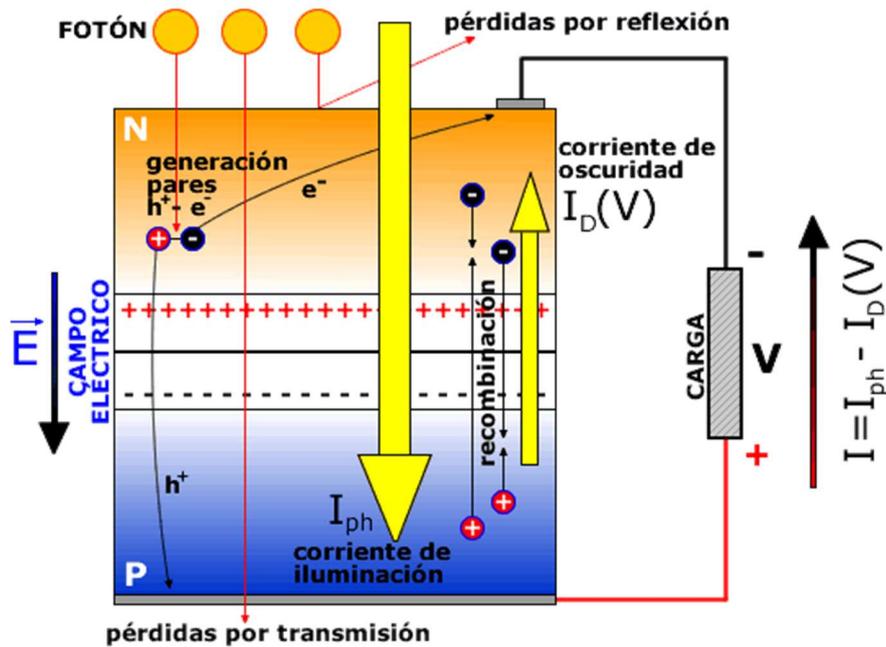


Figura 2-3. Corrientes de iluminación y de oscuridad (diodo) en una célula solar

Sirva lo anterior para comprender el modelo simplificado de una célula fotovoltaica, mostrado en la siguiente figura. En él se representan las dos corrientes opuestas que aparecen en la célula cuando esta se expone a la radiación solar, a partir de las cuales se obtiene su curva característica o, dicho de otra forma, la relación entre la tensión aparecida en sus terminales y la intensidad generada. Cabe recordar que la curva característica de un diodo se suele representar mediante la ecuación de Shockley y en su zona directa tiene la forma indicada.

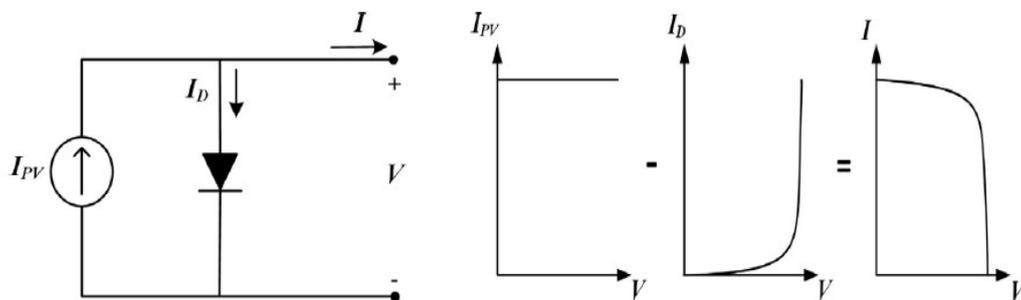


Figura 2-4. Modelo ideal del módulo fotovoltaico y su curva característica I-V

Como es de suponer, la curva característica y por tanto el comportamiento de una célula o módulo fotovoltaico se verá afectada por la radiación incidente sobre los mismos, responsable de generar los pares electrón-hueco que provocan la corriente de iluminación. A parte de eso, como cualquier otro dispositivo semiconductor, una célula fotovoltaica se ve afectada por la temperatura.

La influencia del nivel de radiación y temperatura de la célula sobre el comportamiento de un módulo fotovoltaico se representa en las gráficas mostradas a continuación. En ellas se reflejan, en primer lugar, las curvas características I-V de un módulo en concreto para una temperatura de 25 °C y diferentes niveles de radiación incidente. Después se hace lo mismo para una irradiancia de 1000 W/m² y diferentes temperaturas. De dichas gráficas puede extraerse que el nivel de radiación afecta principalmente a la corriente generada por el módulo mientras que la temperatura lo hace a la tensión aparecida entre los terminales de este. Dado que la potencia generada por un módulo fotovoltaico no es más que el producto de ambas variables, puede deducirse que ambos factores, radiación y temperatura, tendrán una gran influencia sobre la misma.

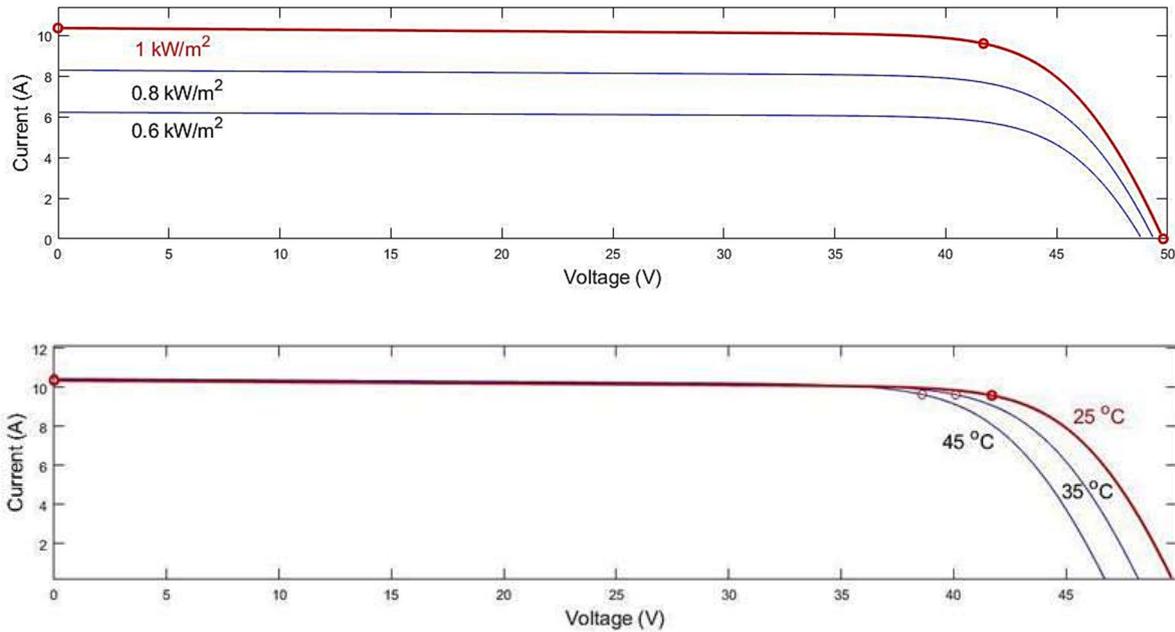


Figura 2-5. Influencia del nivel de irradiancia y la temperatura en un módulo fotovoltaico.

2.1.2 Modelado del generador fotovoltaico

Una vez se ha descrito el principio de funcionamiento de una instalación fotovoltaica y los principales parámetros que afectan a sus condiciones de operación, queda introducir el modelo matemático utilizado para representar la potencia fotovoltaica generada en la estación de carga.

La ecuación que modela la potencia generada por la instalación fotovoltaica es la siguiente [7]:

$$P_{PV}(t) = \frac{G_t(t)}{G_{ref}} \times P_{PV-STC} \times \eta_{PV} \times [1 - \beta_T(T_C - T_{C-STC})] \quad (2-2)$$

Donde:

$G_t(t)$ es la radiación solar incidente (W/m^2)

G_{ref} es la radiación en condiciones estándar de operación (STC) y su valor es de $1000 W/m^2$

P_{PV-S} es la potencia nominal instalada

η_{PV} es la eficiencia de la instalación (incluyendo pérdidas en inversor, cableado, ...)

T_{C-STC} es la temperatura de la célula en condiciones estándar de operación y su valor es de $25^\circ C$

β_T es el coeficiente de temperatura del módulo fotovoltaico

T_C es la temperatura de la célula en condiciones de operación, que se puede calcular como:

$$T_C = T_{amb} + (NOCT - 20) \times \frac{G_t(t)}{800} \quad (2-3)$$

Donde:

T_{amb} es la temperatura ambiente

$NOCT$ es la temperatura en condiciones normales de operación de la célula

2.2 Sistema de baterías

Las baterías son los dispositivos que permiten almacenar energía química en su interior para poder disponer de ella con posterioridad en forma de energía eléctrica. Dentro de ellas tienen lugar una o varias reacciones químicas del tipo oxidación-reducción, también conocidas como reacciones redox, según las cuales se produce una transferencia de electrones entre los reactivos intervinientes. Es este flujo de electrones el que la batería es capaz de aprovechar para alimentar un circuito externo con corriente continua.

2.2.1 La celda galvánica

Las reacciones químicas en las que se basa el funcionamiento de una batería tienen lugar en las llamadas celdas galvánicas o voltaicas. La interconexión de estas celdas entre sí da lugar a lo que se conoce normalmente como batería y sus componentes principales son los dos electrodos (ánodo y cátodo), el electrolito y el separador. Estos están fabricados de diferentes materiales y composiciones según el tipo de batería y pueden disponerse de diferentes formas, dando lugar a celdas prismáticas o cilíndricas. En cualquier caso, la celda consiste siempre en un cátodo y un ánodo separados por el separador, a los que se le añade después el electrolito.

El **electrodo** no es más que un material conductor en cuya interfase con el electrolito tiene lugar la reacción redox. Estas reacciones provocan la aparición de iones y electrones libres que dotan a los electrodos de polaridad y hace que aparezca una diferencia de potencial entre los bornes de la batería.

Es el movimiento de estos iones y electrones lo que genera una corriente eléctrica con la que poder alimentar un circuito externo. Para ello es crucial una propiedad del **electrolito** y es que solo permite el paso a través de él de los iones. Los electrones, por su parte, únicamente pueden viajar entre ambos electrodos cuando existe una canalización externa entre ellos. Por esta razón, una batería no se descarga cuando no está conectada a ninguna carga.

El tercer componente fundamental de las celdas de batería, el **separador**, se encarga de que los electrodos nunca entren en contacto ya que de otra forma se produciría un cortocircuito y la batería podría llegar a explotar.

De entre los diferentes tipos de baterías, en los últimos tiempos se ha apostado por el desarrollo de las baterías de ion litio por su mayor densidad energética, lo que las hace apropiadas para dispositivos electrónicos y también vehículos eléctricos. Dada su relevancia, por tanto, se utiliza este tipo de baterías para explicar con algo más de detalle el proceso que tiene lugar dentro de una celda de batería.

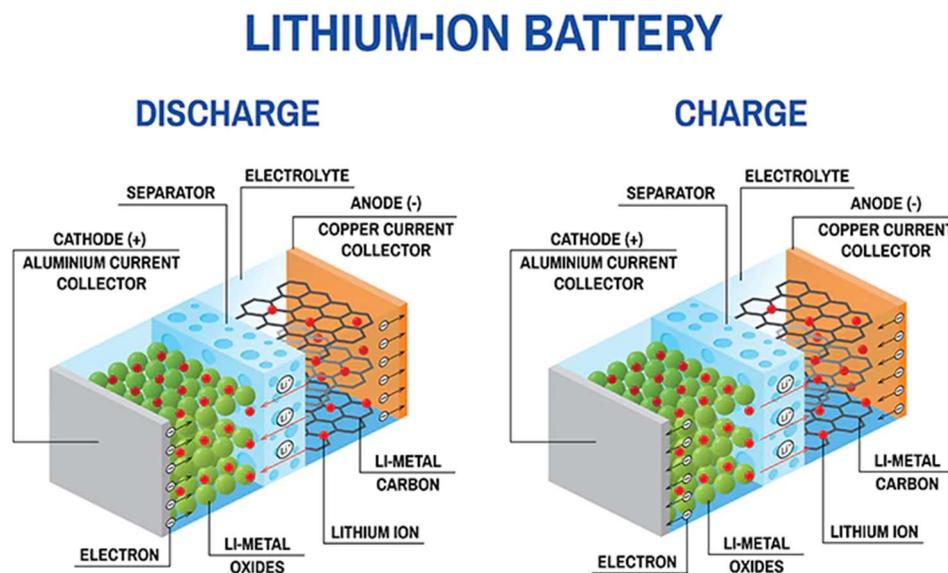


Figura 2-6. Funcionamiento de una celda ion-litio. Fuente: www.thermofisher.com

Cabe empezar introduciendo que la tendencia de una especie química a perder electrones se llama potencial electroquímico y el litio presenta la mayor de todas ellas. Es por esto por lo que el litio puro es un metal altamente reactivo que tiende a perder su único electrón de valencia. Sin embargo, esto no ocurre cuando el litio forma parte de un óxido metálico, donde es bastante estable, siendo esta precisamente la composición del cátodo de una batería de ion litio.

Por otro lado, en este tipo de baterías el ánodo consiste en carbono poroso y no interviene en ninguna reacción química, sirviendo únicamente para almacenar los iones de litio separados del cátodo. Para que ocurra esto último se debe conectar la batería a una fuente de tensión que genere una diferencia de potencial positiva entre cátodo y ánodo. Esta diferencia de potencial atraerá a los electrones del litio hasta el ánodo, que podrán llegar hasta él a través de la fuente de tensión, mientras que los iones de litio seguirán su camino a través del electrolito atraídos por el potencial negativo.

Lo anterior describe el proceso de carga de la batería. Como los electrones no pueden atravesar el electrolito, una vez que todos los iones de litio se hallan en el grafito del ánodo la celda estaría totalmente cargada y como se ha mencionado antes, se encontraría en un estado inestable. Es por esto por lo que cuando se conectan externamente ambos bornes de la batería el litio tiende a formar parte del óxido metálico del cátodo y lo hace de nuevo a través del electrolito. Los electrones siguen su camino y lo hacen a través del circuito externo, alimentando así las cargas que este tenga conectadas.

2.2.2 Características de funcionamiento de las baterías

Existen una serie de parámetros que sirven para describir las características de funcionamiento de las baterías y que hay que considerar a la hora de dimensionarlas e integrarlas en una instalación. Algunos de los parámetros que son de interés en el presente trabajo son:

- **Tensión nominal:** es la diferencia de potencial que aparece entre los bornes de la batería y dependerá del estado de carga (*SOC, State of Charge*) de la misma, siendo ligeramente superior al valor nominal cuando la batería está completamente cargada y disminuyendo hasta valores bastante por debajo de este cuando la batería está cerca de agotarse.

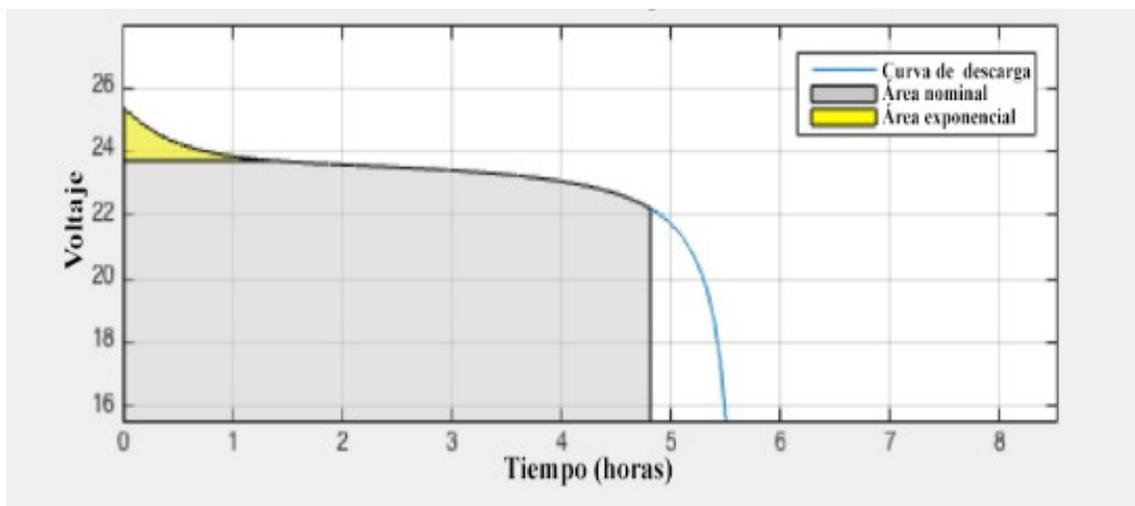


Figura 2-7. Curva de descarga típica de una batería.

- **Capacidad:** se mide en amperios-hora (Ah) y se define como la energía que una batería es capaz de almacenar. Esto querría decir que una batería de 100 Ah podría suministrar 100 A durante 1 h, 10 A durante 10 h, 5 A durante 20 h, ... No obstante, cuanto más rápido se descarga una batería mayores pérdidas internas aparecen y, por tanto, menor es la energía que se acaba extrayendo de ella. Por esto, los fabricantes de baterías suelen facilitar la capacidad para diferentes tiempos de descarga, que se indican después de una letra "C", o lo que es lo mismo, para diferentes **tasas de corriente de descarga**. Cuanto mayor es esta última, menor será la capacidad.

- **Potencia de descarga:** relacionada con los dos parámetros anteriores, la potencia de descarga se obtiene como el producto de la tensión en bornes de la batería y la corriente que fluye desde ella en un momento dado. Como se ha comentado en el punto anterior, cuanto mayor es la **tasa de descarga**, es decir, más elevada es la corriente que se extrae la batería, más pérdidas aparecen y menor será su capacidad. Por ello es importante dimensionar adecuadamente la batería en función de la potencia de las cargas que se quieren alimentar, para evitar tasas de descarga demasiado elevadas.
- **Tensión de carga:** se trata de la diferencia de potencial que hay que aplicar entre los bornes de la batería durante su carga. Esta diferencia debe ser positiva entre cátodo y ánodo y con un valor mayor al de la tensión nominal, ya que de otra forma los electrones no viajarán hasta el ánodo.
- **Potencia de carga:** de igual modo que ocurre para el caso de la descarga, la potencia a la que se carga una batería es función de la cantidad de corriente que se está inyectando a la misma y la tensión aplicada por el cargador en cada momento.
- **Eficiencia:** en el proceso de descarga de una batería existe una diferencia entre la energía teórica que la batería puede proporcionar, según su tensión y su capacidad, y la que realmente suministra. De igual forma ocurre para el caso de la carga, donde la energía realmente transformada en energía química en el interior de la batería es menor a la que se inyecta en forma de energía eléctrica. Este hecho se define mediante la eficiencia de carga o descarga, según sea uno u otro caso.
- **Factor de autodescarga:** se refiere a la tendencia de las baterías a perder parte de su carga con el tiempo, aun no teniendo ningún circuito conectado entre sus bornes.

2.2.3 Modelado de la batería

Una vez descritos algunos de los parámetros de las baterías cuya aplicación es de interés en el desarrollo de este trabajo, se indica a continuación la formulación matemática que expresa la energía almacenada en el sistema de baterías en cada instante:

$$E_{BESS}(t) = E_{BESS}(t - 1) \times (1 - \sigma) + [P_{Ch}(t) \times \eta_{Ch} - \frac{P_{Dis}(t)}{\eta_{Dis}}] \times \Delta t \quad (2-4)$$

$$t = [1, 2, \dots, T]$$

Donde:

$E_{BESS}(t)$ es la energía almacenada en las baterías en el instante t

σ es el factor de autodescarga

$P_{Ch}(t)$ y $P_{Dis}(t)$ son respectivamente la potencia a la que se carga o descarga la batería en cada intervalo de tiempo

η_{Ch} y η_{Dis} son respectivamente la eficiencia de carga y descarga

2.3 Electrolizador y celda de combustible

Un *electrolizador* es un dispositivo electroquímico capaz de separar el hidrógeno y el oxígeno de una molécula de agua (H₂O) mediante la aplicación de una corriente eléctrica, a través de un proceso conocido como electrólisis. La *pila o celda de combustible*, por su parte, es capaz de llevar a cabo el proceso inverso, es decir, volver a formar la molécula de agua a partir de hidrógeno y oxígeno y generar con ello energía eléctrica.

De esta forma, es posible combinar ambos equipos dando lugar a un mecanismo de almacenamiento de energía eléctrica en el que el hidrógeno actúa como vector energético.

2.3.1 Principio de funcionamiento

Existen diferentes tipos de electrolizadores. De entre ellos, los dos que cuentan con una tecnología más desarrollada son los alcalinos y los de membrana polimérica (*PEM, Proton Exchange Membrane*). A parte de

estos, en los que se sigue trabajando a día de hoy, existen otras tecnologías que se encuentran en fase experimental como son los electrolizadores de membrana de intercambio de aniones (*AEM, Anion Exchange Membrane*) o los de óxido sólido (*SOE, Solid Oxide Electrolyser*) [8].

En cualquier caso, un *electrolizador* se trata, al igual que ocurre con las baterías, de un dispositivo electroquímico cuyo funcionamiento se basa en la activación de una reacción química no espontánea a través de la electricidad. De igual forma, estas reacciones tienen lugar en unidades mínimas que se denominan en este caso *celdas electrolíticas*, las cuales se componen también de dos electrodos y el electrolito.

Para explicar con más detalle el proceso de obtención del hidrógeno se utilizará como ejemplo una celda electrolítica alcalina. Estas celdas cuentan con un electrolito líquido, normalmente una disolución de hidróxido potásico (KOH), y un diafragma permeable a la solución pero que separa los electrodos y los gases producidos. Es sobre la superficie de los electrodos donde tienen lugar las reacciones químicas que dan lugar al hidrógeno:

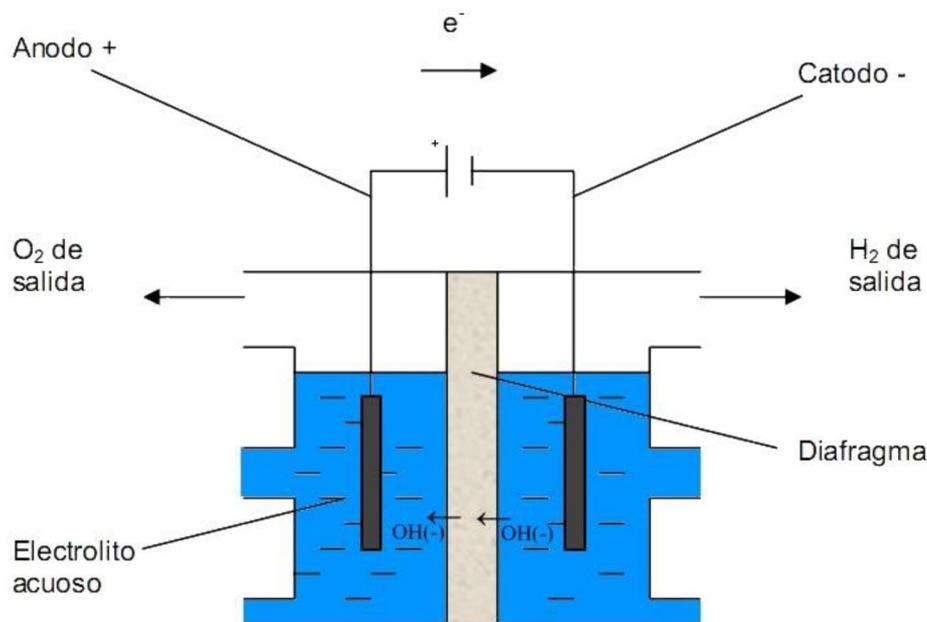
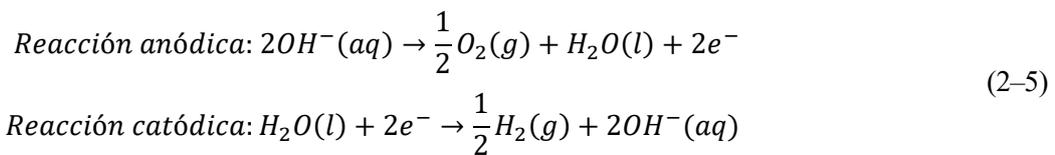


Figura 2-8. Estructura básica de una celda electrolítica alcalina

En este tipo de electrolizadores, al hacer circular una corriente eléctrica entre ánodo y cátodo, los electrones que llegan a este último se combinan con las moléculas de agua líquida separándolas en hidrógeno gaseoso e iones hidróxilo (OH^-). Los iones hidroxilo (OH^-) y potasio (K^+) disueltos en el agua atraviesan el diafragma portando la carga eléctrica.

Cuando un ion hidroxilo llega al ánodo se separa en agua líquida y oxígeno gaseoso liberando un electrón que es recogido por el ánodo debido a la diferencia de potencial inducida por la fuente de tensión colocada entre los electrodos. Los electrones llegan de nuevo al cátodo y se vuelven a combinar con las moléculas de agua líquida, que se ven obligados a migrar de nuevo hacia el ánodo por la acción del campo eléctrico [9].

Los electrolizadores alcalinos son relativamente fáciles de fabricar y por tanto son los más económicos. No obstante, el hecho de contar con un electrolito líquido no permite un diseño compacto de los mismos y, además, no presentan una respuesta rápida a variaciones de potencia, lo que no los hace apropiados para ser acoplados con fuentes de energía renovables.

En el caso de los electrolizadores PEM, el electrolito utilizado es sólido y sirve al mismo tiempo como separador

de los gases producidos, lo que permite un diseño simple y compacto. No obstante, requieren de materiales más caros, lo que hace que su coste de fabricación se incremente respecto a los electrolizadores alcalinos [8].

El principio de funcionamiento de la *pila de combustible* es el inverso. En este caso se introduce hidrógeno a través del ánodo de la celda, haciendo que los átomos reaccionen con el catalizador y se dividan en protones y electrones. Los protones pasan a través del electrolito hacia el cátodo mientras que los electrones lo hacen a través de un circuito externo, generando una corriente eléctrica que puede ser utilizadas para alimentar una carga. Los protones de hidrógeno, cuando llegan al ánodo, se combinan con el oxígeno que se hace entrar desde el exterior para formar agua [10].

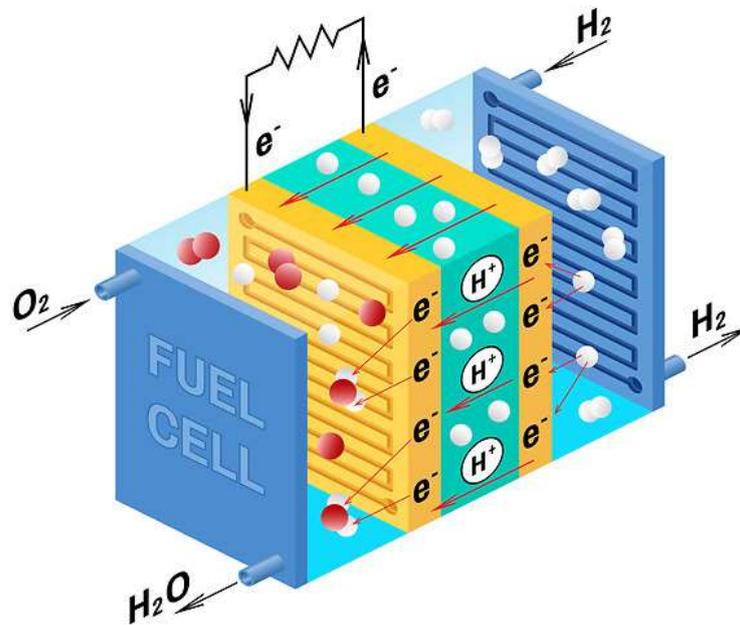
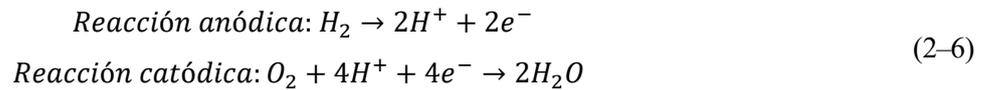


Figura 2-9. Estructura básica de una pila de combustible

2.3.2 Modelado del electrolizador

Antes de describir el modelo utilizado para integrar el electrolizador en el problema resulta interesante comprender cuáles son sus características de funcionamiento.

En primer lugar, la tensión de trabajo del electrolizador se obtiene multiplicando la tensión en bornes de cada célula electrolítica U_{elz}^{cell} por el número de estas conectadas en serie N_{elz}^{cells} [11]:

$$U_{elz}(t) = N_{elz}^{cells} \cdot U_{elz}^{cell}(t) \quad (2-7)$$

A su vez, la tensión de una única celda se puede expresar como la suma de varias tensiones que son:

$$U_{elz}^{cell}(t) = U_{elz,0}^{cell}(t) + U_{elz,act}^{cell}(t) + U_{elz,ohm}^{cell}(t) + U_{elz,conc}^{cell}(t) \quad (2-8)$$

Siendo:

- Voltaje reversible ($U_{elz,0}^{cell}$): Se define como el voltaje mínimo que sería necesario aplicar en bornes para que se produjera el proceso de electrólisis, si este se realizara de manera reversible. No obstante, debido a irreversibilidades internas, el voltaje deberá ser siempre mayor que este valor para que la electrólisis tenga lugar, es decir, el voltaje real de la celda será siempre la suma del voltaje reversible más los llamados **sobrepotenciales o sobrevoltajes** [9] [12].

- **Sobrepotencial de activación** ($U_{elz,act}^{cell}$): relacionado con la energía de activación de las reacciones químicas de formación del oxígeno y el hidrógeno en los electrodos.
- **Sobrevoltajes óhmicos** ($U_{elz,ohm}^{cell}$): relacionados con la resistencia eléctrica de algunos componentes del equipo como son los electrodos o la resistencia al transporte de los iones por parte del electrolito.
- **Sobrevoltajes de concentración** ($U_{elz,conc}^{cell}$): están relacionados con la resistencia al transporte de masa aparecida en la superficie de los electrodos cuando se aplican elevadas corrientes sobre ellos.

Por otro lado, debe saberse que al representar la tensión de una celda frente a la densidad de corriente que circula por la misma se obtiene la llamada *curva de polarización del electrolizador*. Estas curvas, que pueden extraerse empíricamente, sirven para determinar el punto de operación adecuado en cada caso.

En la siguiente figura se representa un ejemplo de una curva de polarización donde se puede apreciar la influencia de los sobrevoltajes antes mencionados.

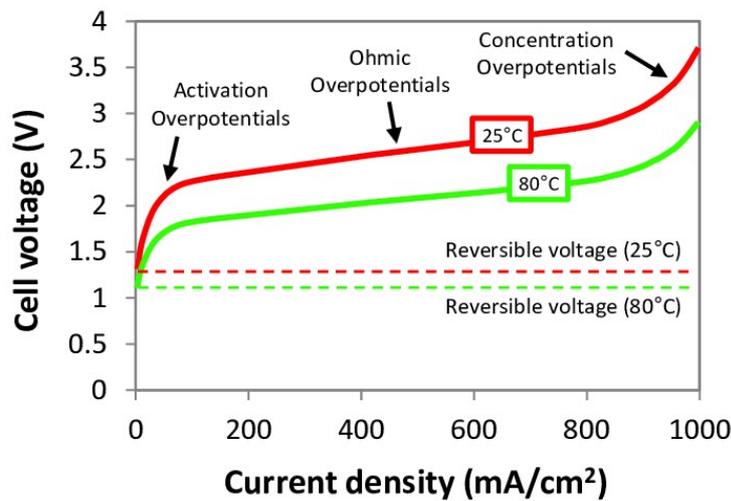


Figura 2-10. Curva de polarización de una celda electrolítica

De la gráfica anterior puede extraerse que la temperatura afecta al comportamiento del electrolizador. De igual manera lo hacen otras variables como la presión de trabajo. No obstante, por considerarse suficiente para el objeto de este trabajo, se asumirá que tanto la temperatura de trabajo del electrolizador como la presión se mantienen constantes durante su operación.

Por otro lado, la producción de hidrógeno del electrolizador puede aproximarse a partir de la ley de Faraday, según la cual el flujo de salida de hidrógeno es directamente proporcional a la corriente que circula por el mismo y al número de celdas electrolíticas que lo componen (relacionado con su tensión en bornes). Además, se incluye un factor de eficiencia para tener en cuenta la desviación del modelo respecto al comportamiento ideal [12]:

$$n_{H_2} = \frac{n_c \cdot I_{EZ}}{2 \cdot F} \cdot \eta_F \quad (2-9)$$

$$\eta_F = 96,5 \cdot \exp\left(\frac{0,09}{I_{EZ}} - \frac{75,5}{I_{EZ}^2}\right) \quad (2-10)$$

Donde:

n_{H_2} es la producción de hidrógeno ($mol \cdot s^{-1}$)

I_{EZ} es la corriente que circula por el electrolizador (A)

F es la constante de Faraday ($C \cdot mol^{-1}$)

η_F es la eficiencia de Faraday

De lo anterior se extrae que la producción de hidrógeno está directamente relacionada con la potencia suministrada al electrolizador. Así, en este trabajo el electrolizador se modela de la siguiente manera: se asume una eficiencia constante de forma que una cierta cantidad de energía suministrada al equipo resulte siempre en una cierta cantidad de hidrógeno.

Además, para tener en cuenta los sobrevoltajes que son necesarios vencer para que el electrolizador comience a producir hidrógeno, se especificará un nivel de carga mínimo como un porcentaje de la potencia nominal del equipo.

Por último, como ya se ha mencionado con anterioridad, se asume que la presión y temperatura de trabajo permanecen constantes durante la operación del equipo. Esto, unido a lo anterior, hace que la curva de trabajo característica de una celda electrolítica modelada de esta forma sea parecida a la que aparece reflejada a continuación:

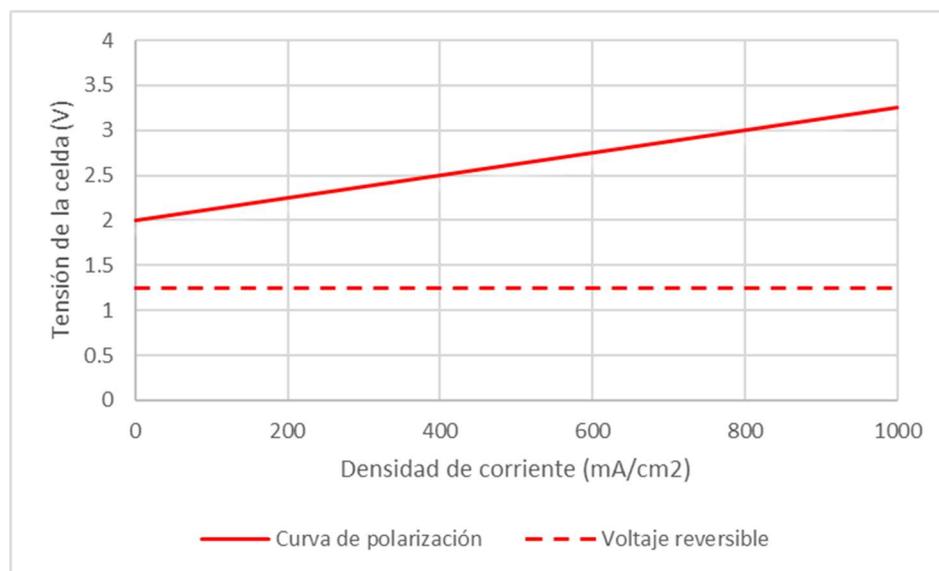


Figura 2-11. Curva de polarización simplificada

2.3.3 Modelado del ESS mediante hidrógeno

El hidrógeno producido en el *electrolizador* puede ser almacenado en un tanque de forma que sea aprovechado posteriormente por una *celda de combustible* para producir electricidad. Ambos elementos en conjunto, por tanto, pueden modelarse como un sistema de almacenamiento energético similar a las baterías.

La capacidad de almacenamiento energético corresponderá con la cantidad de hidrógeno que pueda ser acumulado en los tanques y los rendimientos de carga y descarga con las eficiencias del electrolizador y la celda de combustible, respectivamente. Estas eficiencias deberán tener en consideración las pérdidas energéticas debidas a aquellos elementos auxiliares que intervienen en el proceso como pueden ser bombas, compresores, convertidores DC/DC, ...

De este modo, una forma de representar la cantidad de hidrógeno almacenado en los tanques, calculado como su equivalente en kWh, puede ser la siguiente:

$$E_{alm_{H_2}}(t) = E_{alm_{H_2}}(t - 1) + P_{H_2}(t) \cdot E_{ff_{electr}} \quad (2-11)$$

Donde:

$E_{alm_{H_2}}(t)$ y $E_{alm_{H_2}}(t - 1)$ es la energía almacenada en forma de hidrógeno en los tanques de almacenamiento en los instantes t y el inmediatamente anterior, respectivamente

P_{H_2} es la potencia destinada a producir hidrógeno en la instalación en el instante t

$E_{ff_{electr}}$ es la eficiencia global del electrolizador y sus elementos asociados

En el caso inverso, en el que se aprovecha ese hidrógeno almacenado en los tanques para producir electricidad mediante la celda de combustible, la expresión quedaría como:

$$E_{alm_{H_2}}(t) = E_{alm_{H_2}}(t - 1) + \frac{P_{H_2}(t)}{E_{ff_{FC}}} \quad (2-12)$$

Donde:

P_{H_2} es ahora la potencia destinada a suplir una demanda en la instalación en el instante t

$E_{ff_{FC}}$ es la eficiencia global de la celda de combustible y sus elementos asociados

Para conocer la capacidad del tanque de almacenamiento una vez se ha dimensionado su capacidad energética equivalente, el primer paso es conocer los gramos de hidrógeno que contiene [13]:

$$G_{H_2} = (E_{alm_{m\acute{a}x}}/PCI) \cdot 1000 \quad (2-13)$$

Donde:

G_{H_2} son los gramos de hidrógeno necesarios

$E_{alm_{m\acute{a}x}}$ es la capacidad de almacenamiento energético requerida en Wh equivalentes

PCI es el poder calorífico del hidrógeno (33 kWh/kg)

Los gramos de hidrógeno obtenidos de la expresión anterior se convierten a moles dividiendo por la masa molar del hidrógeno (H_2): 2,016 g/mol.

Por último, el volumen del tanque en litros se obtiene, conocidos todos estos datos, por la ley de los gases ideales:

$$V = \frac{T \cdot R \cdot n}{P} \quad (2-14)$$

Donde:

V es el volumen del tanque en litros

T es la temperatura del gas (298 K)

R es la constante universal de los gases ideales (0.082 l · atm / (mol · K))

n son los moles de hidrógeno contenidos en el tanque de almacenamiento

P es la presión del gas contenido en el tanque de almacenamiento (13,6 atm)

3 Definición del problema

Una vez se han descrito los modelos matemáticos utilizados para introducir los diferentes componentes del sistema en el problema, en el presente capítulo se pasa a desarrollar el problema en sí. De esta forma, se describirán a continuación la función objetivo del mismo, las restricciones que será necesario aplicar, así como el resto de las consideraciones tenidas en cuenta en este trabajo.

Primero de todo, conviene señalar que en el dimensionamiento óptimo de la instalación objeto de este trabajo influyen una serie de condicionantes externos que será necesario tener en cuenta. Entre estos se encuentran, por ejemplo, la radiación solar en el emplazamiento elegido para ubicar la estación de carga, que afectará directamente a la producción de energía fotovoltaica, la curva de demanda de los cargadores, que dependerá de cómo se distribuye la llegada de vehículos a lo largo del día, o el coste de la energía eléctrica en cada hora del día, que influirá en la forma en la que se gestione la energía producida dentro de la instalación. Todos estos condicionantes externos al problema, por tanto, deben ser también modelados y tenidos en cuenta por el método de optimización propuesto.

Dado el carácter y el objetivo del presente trabajo, dichas variables externas se particularizarán para un caso hipotético que sirva de modelo. Ya que no se persigue el dimensionamiento de una estación concreta, sino desarrollar un método de optimización, estas variables podrán ser modificadas posteriormente para que se adapten a una situación diferente.

3.1 Función objetivo

El objetivo del problema es dimensionar la instalación de forma que la relación coste-resultados de la misma sea la menor posible. Esta relación se mide mediante el **Coste Nivelado de la Energía** o *LCOE*, (*Levelized Cost Of Energy*), índice que expresa en €/kWh el coste de construir y operar la instalación a lo largo de toda su vida útil.

Dicho de otra forma, el problema consiste en un problema de minimización cuya función objetivo es este **Coste Nivelado de la Energía** o *LCOE*, que se define de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{NPC}{\sum_{t=1}^T P_{entregada}(t)} \times CRF \quad (3-1)$$

Donde:

NPC es el **Coste Actual Neto** del sistema (€)

P_{entregada} es el total de la energía utilizada en la instalación para cargar vehículos eléctricos (kWh)

CRF es el **Factor de Recuperación del Capital**

El **Coste Actual Neto** o *NPC* (*Net Present Cost*) se define como el valor presente de todos los costes en los que incurre el sistema durante su vida útil menos el valor presente de todos los beneficios que genera durante el mismo período de tiempo. Entre los costes del sistema se incluyen los de adquisición, mantenimiento o reemplazo de cada componente mientras que los beneficios hacen referencia a los obtenidos por la venta de energía a la red.

Existen ciertos costes asociados a la estación de carga, como los referentes a los cargadores de vehículos eléctricos, que no se incluyen en el cálculo por considerarse costes fijos, ya que su dimensionamiento no forma parte del objetivo de este problema.

Por tanto, el **Coste Actual Neto** se define en este caso como:

$$NPC = \sum_{k=\{PV,ESS\}} C_k \times N_k + C_{electricity} \quad (3-2)$$

Donde:

C_k es el coste total unitario de cada componente

N_k es el número de componentes “k” instalados

$C_{electricity}$ es el resultado de la compraventa de energía con la red

Por su parte, el **Factor de Recuperación del Coste** o **CRF** (*Cost Recovery Factor*) se utiliza para determinar el valor presente de una serie de flujos de caja anuales iguales. En este caso se utiliza para calcular el valor actual de los flujos de caja generados en la instalación a lo largo de su vida útil y se expresa de la siguiente manera:

$$CRF = \frac{i \cdot (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} \quad (3-3)$$

Donde:

i es la tasa de interés

* Para el caso de este trabajo se asume que la tasa de interés es la misma para todos los costes

N es la vida útil de la instalación

3.1.1 Coste de los componentes

El coste de cada componente del sistema se compondrá del coste de inversión IC_k , el coste de reemplazo RC_k , el coste de operación y mantenimiento OM_k y su valor residual RV_k al final de la vida útil de la instalación, tal y como se muestra en la siguiente fórmula:

$$C_k = IC_k + RC_k + OM_k - RV_k \quad (3-4)$$

El valor residual puede ser calculado depreciando el coste de reemplazo de cada componente de forma lineal:

$$RV_k = RC_k \cdot \frac{y_{rem}^k}{y_k} \quad (3-5)$$

Donde:

y_{rem}^k son los años que restan para que se cumpla la vida útil del componente “k”

y_k es el año donde se evalúa la depreciación del componente “k”

3.1.2 Coste de la electricidad

El coste de la electricidad resultará de la siguiente expresión:

$$C_{electricity} = \sum_{t=1}^T \{ [P_{loads}(t) + P_{chESS}(t) \times \eta_{chESS} - \frac{P_{disESS}(t)}{\eta_{disESS}} - P_{PV}(t)] \times P_t \} \quad (3-6)$$

Donde:

P_{loads} es la suma de las cargas de la instalación en cada intervalo t

$P_{ch_{ESS}}$ y $P_{dis_{ESS}}$ es la potencia consumida o cedida por el sistema de almacenamiento de energía

P_t es el coste de la electricidad en el intervalo t

3.2 Restricciones

Son varias las restricciones que deben imponerse a las variables del problema para que estas queden dentro de unos límites establecidos. Algunas estarán directamente relacionadas con las características técnicas de los equipos en cuestión y otras están enfocadas a garantizar un funcionamiento lógico de la instalación.

3.2.1 Balance de energía

En cada instante, la potencia intercambiada entre la instalación y la red eléctrica será igual a la diferencia entre la potencia demandada por las cargas (cargadores de vehículos eléctricos, electrolizador o carga de baterías) y la producida dentro de la propia instalación (generación fotovoltaica, descarga de baterías y pila de combustible).

La fórmula que expresa el balance energético anterior para cada instante es la siguiente:

$$P_{Chargers}(t) + P_{ch_{ESS}}(t) \times \eta_{ch_{ESS}} - \frac{P_{dis_{ESS}}(t)}{\eta_{dis_{ESS}}} - P_{PV}(t) = P_{Grid}(t) \quad (3-7)$$

Donde:

$P_{Chargers}(t)$ es la potencia demandada por los cargadores de vehículos eléctricos

$P_{ch_{ESS}}$ y $P_{di_{ESS}}$ es la potencia consumida o cedida por el sistema de almacenamiento de energía

$P_{PV}(t)$ es la energía producida por la instalación fotovoltaica

$P_{Grid}(t)$ es la potencia consumida de la red

3.2.2 Gestión del sistema de almacenamiento

Es necesario incluir ciertas restricciones técnicas para hacer que el comportamiento de los modelos se asemeje al de los equipos reales. En primer lugar, para garantizar que no se trabaje simultáneamente en modo carga y descarga, se definen dos estados de funcionamiento posibles que no pueden tener lugar al mismo tiempo. Para ello, la condición que se debe cumplir es la siguiente:

$$\begin{aligned} \mu_1(t) + \mu_2(t) &= [0,1] \\ \mu_1(t) &= [0,1] ; \mu_2(t) = [0,1] \end{aligned} \quad (3-8)$$

Donde $\mu_1(t)$ y $\mu_2(t)$ hacen referencia a los estados de operación posibles, modo carga y descarga, respectivamente. Un valor de 1 en estas variables significa que el sistema se encuentra cargando/descargando, mientras que un valor de 0 significa el estado contrario. La forma de incluir este condicionante en la formulación matemática del modelo es la siguiente:

$$\begin{aligned} E_{ESS}(t) &= E_{ESS}(t-1) \times (1 - \sigma) + [P_{Ch}(t) \times \eta_{Ch} \times \mu_1(t) - \frac{P_{Dis}(t)}{\eta_{Dis}} \times \mu_2(t)] \times \Delta t \\ t &= [1,2, \dots, T] \end{aligned} \quad (3-9)$$

Por otro lado, la potencia de carga y descarga del sistema de almacenamiento energético no puede superar nunca la tasa de carga/descarga de la propia batería o la potencia nominal del electrolizador/pila de combustible, según sea el sistema empleado:

$$P_{Ch}(t) \leq P_{Ch_max} \quad (3-10)$$

$$P_{Dis}(t) \leq P_{Dis_max} \quad (3-11)$$

De igual forma, la energía almacenada no puede superar nunca la capacidad de las baterías ni estar por debajo de cierto valor límite. En el caso del sistema de almacenamiento basado en hidrógeno, este valor máximo corresponde con la capacidad del tanque de almacenamiento mientras que el valor inferior desaparece.

$$E_{ESS_min} \leq E_{ESS}(t) \leq E_{ESS_max} \quad (3-12)$$

El límite inferior o de descarga de las baterías se obtiene como:

$$E_{ESS_min} = (1 - DOD_{max}) \cdot E_{ESS_max} \quad (3-13)$$

Donde

DOD_{max} es la máxima profundidad de descarga permitida

La profundidad de descarga (DOD , *Deep Of Discharge*) es un método alternativo para indicar el estado de carga de las baterías y es complementario al SOC . Mientras este último indica la energía almacenada en la batería el DOD hace referencia a la energía consumida de la misma.

Los fabricantes imponen una profundidad de descarga máxima que no suele ser superior al 80% de la capacidad total de la batería, lo que quiere decir que la energía almacenada en esta no estará nunca por debajo del 20% de su capacidad total. El motivo de esta restricción es evitar descargas profundas de las baterías, lo que ayuda a garantizar la vida útil de las mismas.

3.3 Periodo de estudio

Un problema como el propuesto en este trabajo tiene una fuerte dependencia estacional. Por ejemplo, la demanda de potencia variará en función de la época del año debido a la variación en la afluencia de vehículos a la estación de carga. La producción fotovoltaica, por su parte, también se verá afectada según el nivel de radiación y temperatura característico de cada época del año.

Por ello, como se desarrollará más adelante, se ha considerado un período de análisis de un año completo. Se busca de esta forma poder introducir en el problema de optimización toda esta variabilidad estacional que afecta a la instalación y de esa forma hacer que el dimensionamiento óptimo deseado tenga en cuenta este hecho.

Por otro lado, el coste de la electricidad, la producción fotovoltaica o el número de vehículos que demandan potencia de la estación de carga varían a cada hora. Por tanto, teniendo en cuenta lo comentado anteriormente, se determina que el período de estudio empleado en este trabajo se componga de 8760 intervalos horarios.

Esto pretende introducir una mejora frente a trabajos similares en los que el período de estudio utilizado es un único día (24 horas).

3.4 Variables externas

El método de optimización planteado en este trabajo parte de ciertas características preestablecidas de la estación de carga como son la demanda prevista de potencia o la localización. Dicho de otro modo, todas estas variables formarían parte de las condiciones iniciales del problema y en la mayoría de los casos deberían ser conocidas antes de aplicar el método propuesto. En este caso, por tratarse de un modelo teórico, dichas variables se particularizarán para un caso hipotético y podrán ser modificadas posteriormente para que se adapten a una situación diferente.

En este caso se parte de la hipótesis de que la estación de carga contará con un total de **10 cargadores**. En un caso real este número podría proceder de un estudio de demanda donde se hubiera analizado la afluencia de vehículos eléctricos esperada para una localización concreta o vendría dado por otros condicionantes como la

limitación de espacio para instalar estos equipos. En cualquier caso, una vez dispuesto lo anterior, se desarrollan abajo el resto de las hipótesis consideradas para modelar todos los condicionantes externos que afectan a la resolución del problema.

3.4.1 Potencia demandada

La primera variable que habría que modelar es la demanda de potencia eléctrica de la instalación de carga. Para ello se utilizará como base el trabajo expuesto en [14], donde se modelan separadamente cada uno de los siguientes factores: el número de vehículos que llegan a la estación a lo largo de un día, el tiempo requerido para cargar cada uno de ellos y la curva de carga característica de cada vehículo eléctrico.

Dado que para el objeto de este trabajo basta con obtener una curva de demanda sintética, se consideran una serie de suposiciones que simplifican su obtención. De esta forma, se supone que el tiempo de carga de cada vehículo eléctrico es el mismo para todos ellos, que todos disponen del mismo tipo de curva de carga característica y que los coches que llegan a la estación de carga permanecen esperando, aunque no haya ningún cargador libre en ese momento. Partiendo de estas tres premisas y de una afluencia de vehículos hipotética, se estima la curva de demanda de la instalación tal y como se desarrolla a continuación.

3.4.1.1 Afluencia de vehículos

En un caso real, para el caso de que la estación de carga se encontrara ya construida y se quisiera integrar el sistema bajo estudio, esta afluencia podría ser extraída de datos históricos. En otro supuesto, si se estuviera realizando un análisis a futuro, podría ser estimada a partir de un estudio de demanda para la localización concreta. Sin embargo, como ya se ha comentado, para este trabajo se utiliza una afluencia media diaria hipotética, diferenciando entre días laborables y fines de semana, además de dos periodos anuales: invierno y verano (periodo vacacional).

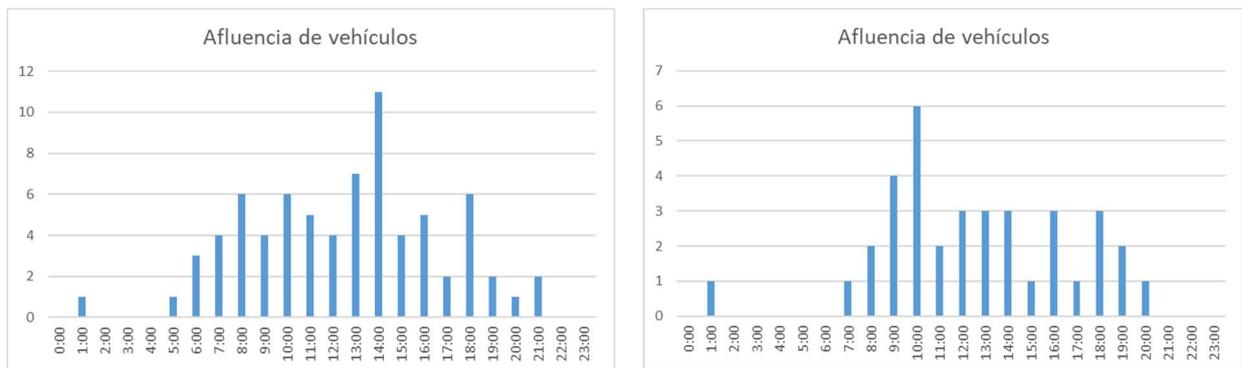


Figura 3-1. Afluencia media de vehículos a la estación de carga en periodo invernal. Días laborables (izquierda) y fines de semana (derecha).

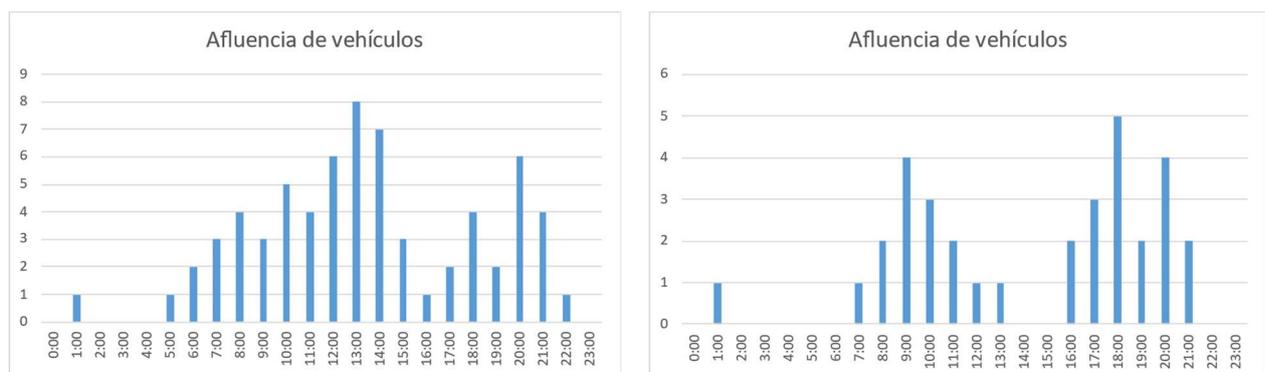


Figura 3-2. Afluencia media de vehículos a la estación de carga en periodo veraniego. Días laborables (izquierda) y fines de semana (derecha).

3.4.1.2 Potencia de los cargadores y tiempo de carga

El tiempo requerido para cargar un vehículo eléctrico depende de múltiples factores. Primeramente, según el método de carga utilizado y las características técnicas de los elementos que intervienen en el proceso, el tiempo de carga puede ir desde varias horas hasta unos pocos minutos (potencia del punto de recarga, potencia y rendimiento del inversor del vehículo en caso de que la carga se realice en corriente alterna, capacidad de la batería del vehículo, curva de carga característica de la misma ...)

La potencia de los puntos de carga públicos va desde los 22 kW de máxima hasta los más de 300 kW ofrecidos por los llamados supercargadores. Según los datos del último trimestre de 2021 ofrecidos por el Barómetro de la Electromovilidad de la ANFAC [15], en España el 88% de los puntos de carga públicos están por debajo de los 22 kW de potencia, en los que el tiempo de carga sobrepasa las 3 horas. No obstante, la potencia de carga de un vehículo eléctrico puede estar limitada no solo por la que el cargador es capaz de ofrecer, si no por la que la batería es capaz de aceptar. Ya que hoy en día prácticamente todos los modelos permiten cargar con potencias de hasta **50 kW**, esta será la potencia considerada para los cargadores de la instalación en este trabajo.

En cuanto a la capacidad de las baterías de los vehículos eléctricos, que también influirá como es lógico en el tiempo que requiere su carga completa, es normal que cada modelo ofrezca diferentes opciones, variando entre los 30 kWh y los 64 kWh, e incluso 100 kWh en modelos de alta gama. Además, las baterías no se cargan continuamente a máxima potencia, si no que a medida que varía su estado de carga (SOC) lo hace también la potencia, dando lugar a la curva de carga característica del vehículo. En la figura siguiente se representa dicha curva, para distintas potencias de carga y un modelo de vehículo específico:

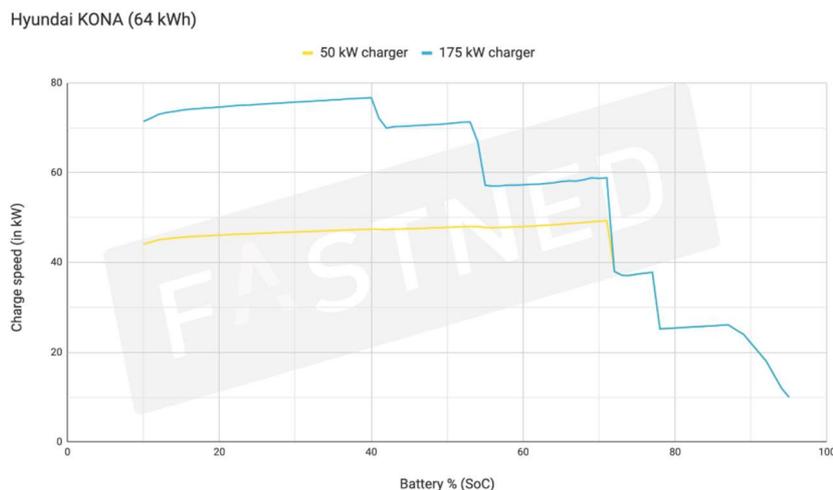


Figura 3-3. Curva de carga de un vehículo eléctrico. Fuente: [fastnedcharging.com](https://www.fastnedcharging.com)

Además de todo lo anterior el tiempo de carga está influido por el momento en que el conductor decide ir a cargar el vehículo, que determinará el estado de carga inicial de la batería, así como el momento en que decide abandonar la instalación, que puede ser antes de que la batería se cargue por completo. Ambas decisiones, como es fácil intuir, dependen de factores completamente aleatorios.

Con lo expuesto hasta ahora se deduce la dificultad que entraña estimar la potencia que va a demandar la instalación bajo estudio. No obstante, como ya se ha indicado al principio de este capítulo, debido a que no es este el propósito del presente trabajo se llevarán a cabo una serie de hipótesis simplificativas para todas las variables comentadas anteriormente y que influyen en la demanda de potencia de la instalación.

En concreto, para el caso de la duración de la carga, se asumirá un tiempo medio para cada uno de los vehículos que llegan a la estación. Dicho tiempo se obtiene como la media de los tiempos característicos indicados en [15] para puntos de carga entre 22 kW y 50 kW, es decir, **130 minutos**.

3.4.1.3 Curva de carga característica de los vehículos

Como ya se ha indicado en el punto anterior, la potencia absorbida por cada vehículo mientras está cargando depende del estado de carga de la batería en cada momento. Esto da lugar a diferentes curvas de carga para cada modelo de vehículo eléctrico que llega a la instalación.

Sin embargo, una característica común a todas las baterías es que durante su proceso normal de carga se diferencian dos fases. En la primera, la fase *bulk*, la batería se carga a máxima potencia. En esta fase la corriente entregada por el cargador es la máxima posible y la tensión de carga aumenta progresivamente hasta alcanzar la tensión de absorción. Cuando la capacidad de la batería para absorber corriente disminuye, esta se va haciendo cada vez menor mientras que la tensión se mantiene constante (fase de absorción). Ambas fases se distinguen en la curva de carga representada en la figura anterior.

En este caso, para estimar la demanda de potencia de cada vehículo se supondrá una única curva de carga para todos ellos y se utilizará como modelo la curva expuesta en [14], que podría corresponder con la originada por un cargador de 50 kW como son los que aquí se están considerando. Dicha curva se divide en intervalos iguales de 10 minutos durante los cuales se supone que la potencia de carga se mantiene constante e igual al valor medio de la potencia real de carga durante dicho intervalo.

Así, los valores de potencia empleados para calcular la demanda de cada batería y la curva características de carga empleada en este trabajo son los siguientes:

Tabla 1. Potencias de carga consideradas para los vehículos eléctricos

Intervalo de tiempo min	Potencia media kW	Intervalo de tiempo min	Potencia media kW
[1,10]	39,291	[71,80]	18,874
[11,20]	39,382	[81,90]	10,978
[21,30]	39,500	[91,100]	9,855
[31,40]	39,641	[101,110]	6,067
[41,50]	39,805	[111,120]	5,642
[51,60]	40,038	[121,130]	2,209
[61,70]	32,463	-	-

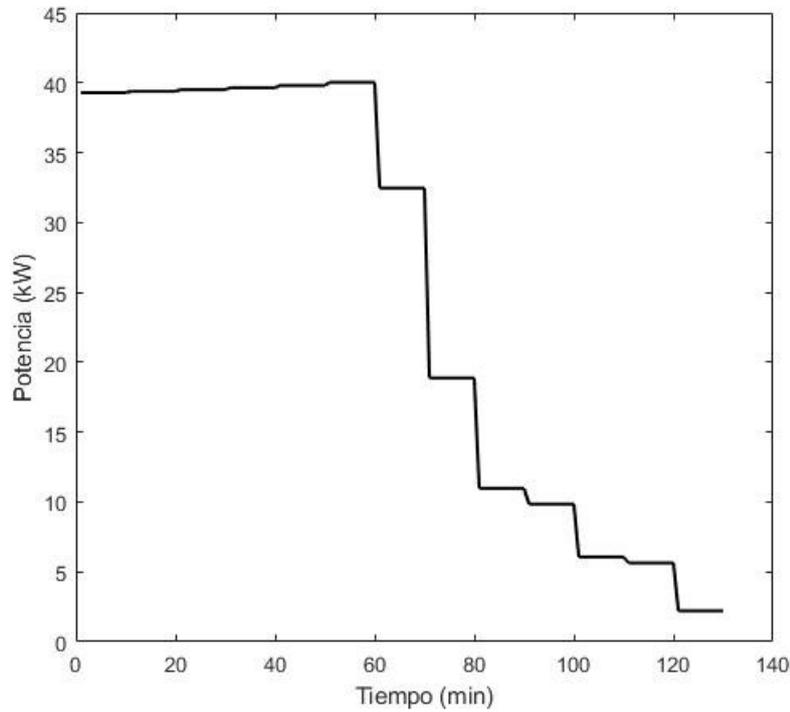


Figura 3-4. Curva de carga característica considerada para los vehículos eléctricos

3.4.1.4 Curvas de demanda

Una vez dispuesto todo lo anterior podría calcularse la demanda de potencia de la instalación para los distintos periodos considerados en este problema. Esta curva de demanda será la que se utilice como dato de entrada en el problema de optimización.

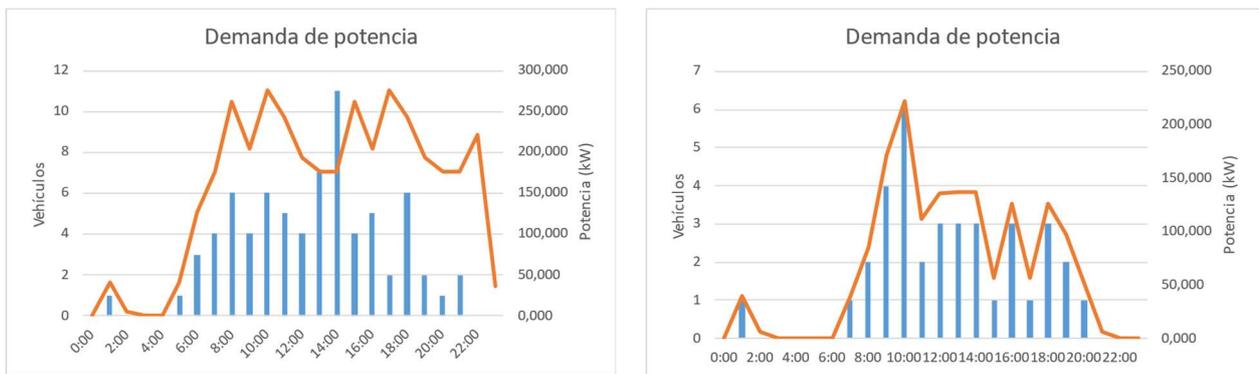


Figura 3-5. Demanda de potencia media de la estación de carga en periodo invernal. Días laborables (izquierda) y fines de semana (derecha)

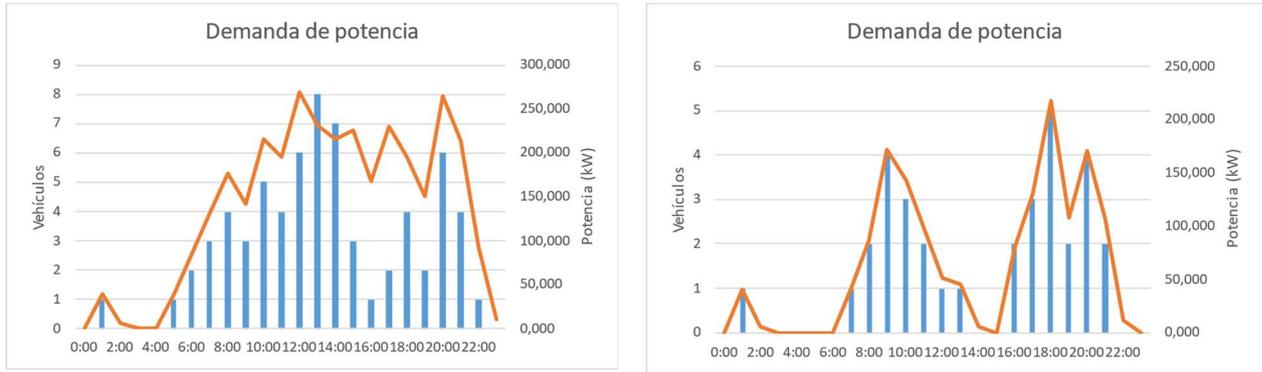


Figura 3-6. Demanda de potencia media de la estación de carga en periodo veraniego. Días laborables (izquierda) y fines de semana (derecha)

3.4.2 Radiación solar y temperatura ambiente

Estos son los dos factores ambientales que afectan a la producción fotovoltaica y, por tanto, es necesario conocerlos para hacer una estimación de esta. Así, para este trabajo se obtienen los datos horarios de ambas variables para un año completo en la localización hipotética considerada.



Figura 3-7. Localización hipotética considerada para el proyecto

3.4.3 Precio de la electricidad

Como es de suponer, otra variable que afectará enormemente al dimensionamiento de la instalación será el precio considerado de la energía eléctrica en cada hora. Para el caso de este trabajo se utilizan los precios horarios de la electricidad casados en el mercado eléctrico español entre Junio 2021 y Mayo 2022.

4 Método de optimización

4.1 Optimización por enjambre de partículas con enfoque de sistema multiagente (*Multi-Agent Particle Swarm Optimization, MAPSO*)

La optimización por enjambre de partículas (*Particle Swarm Optimization, PSO*) consiste en la búsqueda de la solución óptima de un problema mediante el movimiento de soluciones candidatas de este (*partículas*) a lo largo de toda su región factible mientras la función objetivo es evaluada para cada posición por la que pasan las partículas.

El conjunto (*enjambre*) de soluciones posibles se mueve a lo largo de la región factible del problema según una serie de reglas matemáticas. Como se verá más adelante, estas se encargan de orientar el movimiento de cada partícula en función del mejor valor de la función objetivo obtenido por ella misma hasta el momento (mejor valor local) y el mejor valor obtenido por el conjunto del enjambre (mejor valor global).

Lo anterior se controla mediante un algoritmo central, el mismo para todas las partículas, lo que hace este método computacionalmente eficiente pero limitado en cuanto a flexibilidad y conocimiento del entorno.

Por otro lado, se conoce por *sistema multiagente (Multi-Agent System, MAS)* a un sistema computacional en el que varios agentes, que constituyen su bloque fundamental de construcción, interactúan o colaboran entre ellos para lograr un objetivo. Aunque no existe una definición exacta de agente, son varias las características que deben poseer para ser considerados como tal [16]:

- Los agentes en un entorno determinado con el cual son capaces de interactuar y, por tanto, formar una parte integral de su diseño.
- Tienen la capacidad de actuar de forma independiente, de elegir sus acciones sin la intervención externa de otros agentes.
- Son capaces percibir las condiciones del entorno y de responder a ellas de forma oportuna.
- Son proactivos. Además de responder a los cambios del entorno el agente debe actuar orientado a la consecución de un objetivo determinado.
- Presentan un comportamiento social. Aunque su decisión es autónoma, el agente debe ser capaz de interactuar con fuentes externas cuando se trata de conseguir un objetivo determinado. De igual forma, debe ser capaz de compartir su conocimiento y ayudar a otros agentes a resolver el problema específico, es decir, los agentes deben aprender de la experiencia del resto de agentes.

En el método empleado en este trabajo se le dá otro enfoque a la optimización por enjambre de partículas elevando estas últimas a la categoría de agentes, con lo que se pretende dotar a las mismas de mayor autonomía, ejecución asíncrona y mayor capacidad de aprendizaje [17].

Se desarrolla a continuación con más detalle tanto *PSO* como *MAPSO* con objeto de dejar indicados los principios del algoritmo empleado para resolver el problema objeto de este trabajo.

4.1.1 Optimización por enjambre de partículas (Particle Swarm Optimization, PSO)

Como ya se ha introducido, este método de optimización consiste en mover soluciones candidatas del problema a través de la región factible. La función objetivo se evalúa para cada partícula y posición en cada instante y en base a los resultados obtenidos se orienta el movimiento del enjambre, lo que se consigue actualizando la velocidad de cada partícula.

Así, cada partícula queda definida, en cada instante, por su posición, su velocidad y el resultado obtenido de evaluar la función objetivo en la posición en la que se encuentra. También almacena la mejor posición por la que ha pasado hasta el momento, es decir, aquella en la que ha obtenido el mínimo o el máximo valor de la función objetivo del problema (según se trate de un problema de minimización o maximización). [18]

La forma en que este algoritmo actualiza la posición y velocidad de las partículas para moverlas a lo largo de la región factible del problema y así encontrar la solución óptima es la que sigue:

$$x_i(t + 1) = x_i(t) + v_i(t + 1) \quad (4-1)$$

$$v_i(t + 1) = wv_i(t) + c_1r_1[\hat{x}_i(t) - x_i(t)] + c_2r_2[g(t) - x_i(t)] \quad (4-2)$$

Donde:

- $x_i(t + 1)$ es la nueva posición hacia la que ha de moverse la partícula i en el momento $t+1$.
- $v_i(t + 1)$ es la velocidad de la partícula i en el momento $t+1$, es decir, la nueva velocidad.
- $v_i(t)$ es la velocidad de la partícula i en el momento t , es decir, la velocidad actual.
- w es el coeficiente de inercia, que se utiliza para ampliar o reducir el rango de búsqueda dentro de la región factible.
- c_1 es el coeficiente cognitivo.
- r_1 es un vector de valores aleatorios entre 0 y 1.
- $\hat{x}_i(t)$ es la mejor posición en la que ha estado la partícula i hasta el momento.
- $x_i(t)$ es la posición de la partícula i en el momento t .
- c_2 es el coeficiente social.
- r_2 es un vector de valores aleatorios entre 0 y 1.
- $g(t)$ es la mejor posición encontrada por el enjambre hasta el momento t , el mejor valor global.

La ecuación anterior influye en el movimiento de las partículas de diferentes formas:

- Un valor $w < 1$ hará que la partícula se decelere a medida que avanzan las iteraciones, lo que se traduce en una menor área de exploración pero una convergencia más rápida hacia el óptimo. Un valor $w > 1$, por su parte, hace que la partícula se acelere permitiendo así explorar más zonas de la región factible pero dificulta la convergencia.
- $c_1r_1[\hat{x}_i(t) - x_i(t)]$ es la componente cognitiva, que hace que la partícula tienda a moverse hacia la posición donde mejores resultados ha obtenido hasta el momento. c_1 es un parámetro a definir y r es un vector de números aleatorios entre 0 y 1, uno por cada dimensión de movimiento, que mejora la capacidad de la partícula para escapar de máximos o mínimos locales.
- $c_2r_2[g(t) - x_i(t)]$ es la componente social, responsable de que cada partícula tienda a moverse hacia la mejor posición encontrada por el conjunto del enjambre hasta el momento.

Uno de los problemas que suele presentar este método de optimización es que las partículas alcanzan velocidades excesivamente altas, lo que provoca que se salgan de la región factible de búsqueda o no converjan a la solución óptima. Una forma de evitarlo sería reducir linealmente el coeficiente de inercia a medida que avanzan las iteraciones haciendo que se reduzca su velocidad y se favorezca la convergencia:

$$w_t = (w_{max} - w_{min}) \times \frac{t_{max} - t}{t_{max}} + w_{min} \quad (4-3)$$

Siendo:

- w_t el coeficiente de inercia en la iteración t .
- w_{max} el coeficiente de inercia máximo, valor con el que se inicia el algoritmo.
- w_{min} el coeficiente de inercia mínimo, valor que se alcanza en la última iteración.
- t_{max} el número máximo de iteraciones.

4.1.2 MAPSO (Multi-Agent Particle Swarm Optimization)

El resultado de integrar la metodología *PSO* y el enfoque *MAS* da como resultado el método de optimización utilizado en este trabajo, *MAPSO*, en el que cada agente del *MAS* representa al mismo tiempo una solución candidata del problema de optimización, es decir, una partícula del algoritmo *PSO*.

Dadas las características intrínsecas de un agente, comentadas al principio del capítulo, lo primero será definir un entorno global para el problema en el que los agentes interactúen. Dicho entorno tendrá forma de cuadrícula y llevará asociado un agente a cada una de sus posiciones.

Una vez definido el entorno del problema cada agente cooperará y competirá con el resto para encontrar el óptimo del problema, además de utilizar el conocimiento aprendido en el proceso para dar con soluciones de alta precisión. El mecanismo de movimiento de *PSO*, por su parte, acelerará la transferencia de información entre agentes facilitando así el objetivo de encontrar el óptimo [19].

Propósito de cada agente. En *PSO* las partículas se acercan al óptimo del problema con cada iteración, es decir, al máximo o al mínimo de la función objetivo. En *MAPSO* cada agente se trata a su vez de una partícula, por lo que el propósito de estos será también encontrar el óptimo de la función objetivo. En este caso en concreto el objetivo es minimizar el *COE*.

Definición del entorno global. Los agentes de un *MAS* habitan en un entorno con el que interactúan. En *MAPSO* se define un entorno en forma de cuadrícula, como se muestra en la siguiente imagen, en el que cada agente ocupa una posición fija. Ya que cada agente representa a su vez una partícula de *PSO*, será necesario asociarles no solo su posición dentro de la cuadrícula, sino también su velocidad y su posición dentro de la región factible del problema.

1,1	1,2	1,3	1,n
2,1	2,2	2,3	2,n
3,1	3,2	3,3	3,n
.....
m,1	m,2	m,3	m,n

Figura 4-1. Entorno global del algoritmo MAPSO

Definición del entorno local. Cada agente de un *MAS*, aunque participa en un entorno global, interactúa únicamente con su entorno local, el cual hay que definir. En este caso el entorno local de cada agente se compone de los 4 agentes adyacentes al mismo. Suponiendo que un agente α ubicado en (i, j) se representa como $\alpha_{i,j}$, $i = 1, 2, \dots, m$; $j = 1, 2, \dots, n$, su entorno local se define como:

$$N_{i,j} = \{\alpha_{i^1,j}, \alpha_{i,j^1}, \alpha_{i^2,j}, \alpha_{i,j^2}\} \quad (4-4)$$

Donde

$$i^1 = \begin{cases} i-1 & i \neq 1 \\ m & i = 1 \end{cases} ; \quad j^1 = \begin{cases} j-1 & j \neq 1 \\ n & j = 1 \end{cases} ; \quad i^2 = \begin{cases} i+1 & i \neq m \\ 1 & i = m \end{cases} ; \quad j^2 = \begin{cases} j+1 & j \neq n \\ 1 & j = n \end{cases}$$

Estrategia de comportamiento para los agentes. Se supone que se va a llevar a cabo la coordinación/competición del agente $\alpha_{i,j}$ con los agentes de su entorno local y que $\alpha_{i,j} = (\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n)$ representa un vector real de la región factible. Sea $M_{i,j}$ el agente que ha obtenido un mejor valor de la función objetivo dentro del entorno local de $\alpha_{i,j}$ (un mínimo por tratarse de un problema de minimización). Entonces:

$$Si f(\alpha_{i,j}) > f(M_{i,j}) \rightarrow \alpha'_{i,j} = M_{i,j} + rand(-1,1) \cdot (\alpha_{i,j} - M_{i,j}) \quad (4-5)$$

Donde $rand(-1,1)$ es un número aleatorio en el intervalo $[-1,1]$.

Mediante esta estrategia se consigue que, si el agente que se está evaluando obtiene un mejor valor de la función objetivo (un valor menor) que el mejor de sus vecinos, su posición se mantiene inalterada. En otro caso el agente muere y su posición es ocupada por un nuevo agente. Además, la forma de actualizar la posición del entorno con un nuevo agente, introduciendo una componente aleatoria mediante $rand(-1,1)$, permite conservar cierta información útil de los agentes que van a ser sustituidos.

Por otro lado, si $X_{min} = (x_{min1}, x_{min2}, \dots, x_{minn})$ y $X_{max} = (x_{max1}, x_{max2}, \dots, x_{maxn})$ son los límites mínimo y máximo, respectivamente, de la región factible del problema, entonces:

$$\begin{aligned} Si \alpha'_{i,j} < X_{min} &\rightarrow \alpha'_{i,j} = X_{min} \\ Si \alpha'_{i,j} > X_{max} &\rightarrow \alpha'_{i,j} = X_{max} \end{aligned} \quad (4-6)$$

Operador PSO. Dado que cada agente interactúa únicamente con sus vecinos, la información fluye muy despacio desde el entorno local de cada agente hasta el entorno global. Por este motivo *MAPSO* integra el mecanismo de evolución de *PSO*, para acelerar ese flujo de información y ganar en eficiencia computacional. De esta forma cada agente del entorno actualizará también su posición y velocidad según el método descrito en el apartado anterior, es decir, según su propia experiencia y la experiencia del agente que mejores resultados haya obtenido entre todos los del entorno global.

5 Resultados

En los capítulos anteriores se ha descrito el objetivo perseguido con el problema propuesto en este trabajo, las hipótesis tenidas en cuenta para su resolución y los modelos matemáticos utilizados para representar la instalación bajo estudio. Una vez, por tanto, que se ha desarrollado el problema en su totalidad, se está en disposición de mostrar los resultados obtenidos y las conclusiones extraídas de los mismos.

5.1 Parametrización del problema

Antes que nada, cabe indicar los parámetros que se han utilizado para resolver este problema en concreto, ya que como se ha visto, tanto algunos modelos matemáticos empleados para describir el sistema *PESH* como algunas variables económicas del problema dependen de parámetros que deben ser establecidos según el caso concreto bajo estudio. En las tablas incluidas a continuación aparecen indicados dichos parámetros:

Tabla 2. Parámetros de *MAPSO*

Elemento	Valor
Entorno global	5x5
Tamaño de población	25
Número máximo de iteraciones	100
c_1	2
c_2	2
w_{max}	0.9
w_{min}	0.4

Tabla 3. Principales variables económicas del problema

Elemento	Variable	Valor	Unidad
i	Tasa de interés	7	%
Generador fotovoltaico	Coste de inversión	1.200	€/kWp
	Coste de mantenimiento	7	€/kWp año
	Vida útil	25	años
Sistema de baterías	Coste de inversión	130,4	€/kWh
	Coste de mantenimiento	4,3	€/kWh año
	Coste de reemplazo	108,7	€/kWh
	Vida útil	10	años
Electrolizador	Coste de inversión (sistema)	400	€/kW
	Coste de mantenimiento (sistema)	8	€/kW año
	Coste de reemplazo (stack)	200	€/stack
	Vida útil	12,5	años
Celda de combustible	Coste de inversión (stack)	200	€/kW
	Coste de reemplazo (stack)	150	€/stack
	Vida útil	12,5	años

Tabla 4. Características técnicas de la instalación

Elemento	Parámetro	Valor	Unidad
Estación de carga	Número de cargadores	10	Uds.
	Potencia máxima del cargador	50	kW
	Duración media de la carga	130	min
Generador fotovoltaico	Temperatura de célula <i>STC</i>	25	°C
	Temperatura de la célula <i>NOC</i>	55	°C
	Coefficiente de reducción por temperatura (β_T)	0,34	% / °C
	Eficiencia del sistema (η_{PV})	80	%
Sistema de baterías	Capacidad unitaria	2,3	kWh
	Potencia máxima de carga	1,35	kWh
	Rendimiento de carga	80	%
	Potencia máxima de descarga	1,23	kWh
	Rendimiento de descarga	90	%
	Factor de autodescarga (σ)	0,2	%
	Profundidad de descarga (DOD_{max})	80	%
Electrolizador	Potencia unitaria	1	kW
	Eficiencia global	70	%
Celda de combustible	Potencia unitaria	1	kW
	Eficiencia global	50	%

5.2 Escenario 1. Sistema ESS basado en baterías

En primer lugar, se resolverá el problema para una instalación con un sistema de almacenamiento energético basado en baterías. Para este caso la solución óptima se obtiene con una instalación fotovoltaica de 389 kWp y 0 kWh de almacenamiento. Es decir, el método excluye de la solución óptima la instalación de baterías y ofrece el mejor resultado para el caso en que se empleen únicamente paneles fotovoltaicos.

Tabla 5. Resumen de instalación - Escenario 1

Parámetro	Valor	Ud.
Potencia fotovoltaica	389	kWp
Número de baterías	0	uds
Capacidad de almacenamiento	0	kWh
LCOE	0.1474	€/ kWh

Con esta configuración se consigue que del total de la demanda energética de la instalación (1.115,46 MWh), un 46,82% sea aportado por la fuente renovable (522,27 MWh) y el 53,18% restante se obtenga de la red eléctrica (593,18 MWh).

Tabla 6. Resumen energético – Escenario 1

Mes	Demanda	Potencia Red	Potencia FV	Curtilment FV	Aporte renovable
Enero	94.10	60.00	34.10	6.95	36.24%
Febrero	87.17	46.50	40.67	10.89	46.66%
Marzo	98.31	54.16	44.15	9.73	44.91%
Abril	94.60	51.65	42.95	8.04	45.40%
Mayo	94.10	44.53	49.57	13.93	52.68%
Junio	94.60	42.00	52.60	11.93	55.60%
Julio	86.21	34.85	51.35	15.19	59.57%
Agosto	86.21	35.49	50.72	16.13	58.83%
Septiembre	93.16	47.41	45.75	10.97	49.11%
Octubre	94.10	50.01	44.09	10.27	46.86%
Noviembre	94.60	60.73	33.87	6.17	35.81%
Diciembre	98.31	65.86	32.45	5.51	33.01%
Total	1115.46	593.19	522.27	125.72	

El aporte renovable se hace más acusado entre los meses de mayo y agosto, cuando la producción fotovoltaica es mayor, siendo especialmente relevante en los meses de julio y agosto, cuando además la demanda programada se hace menor debido al período vacacional. En estos meses, hasta el 59,57% de la demanda energética de la instalación llega a ser cubierta por energía fotovoltaica.

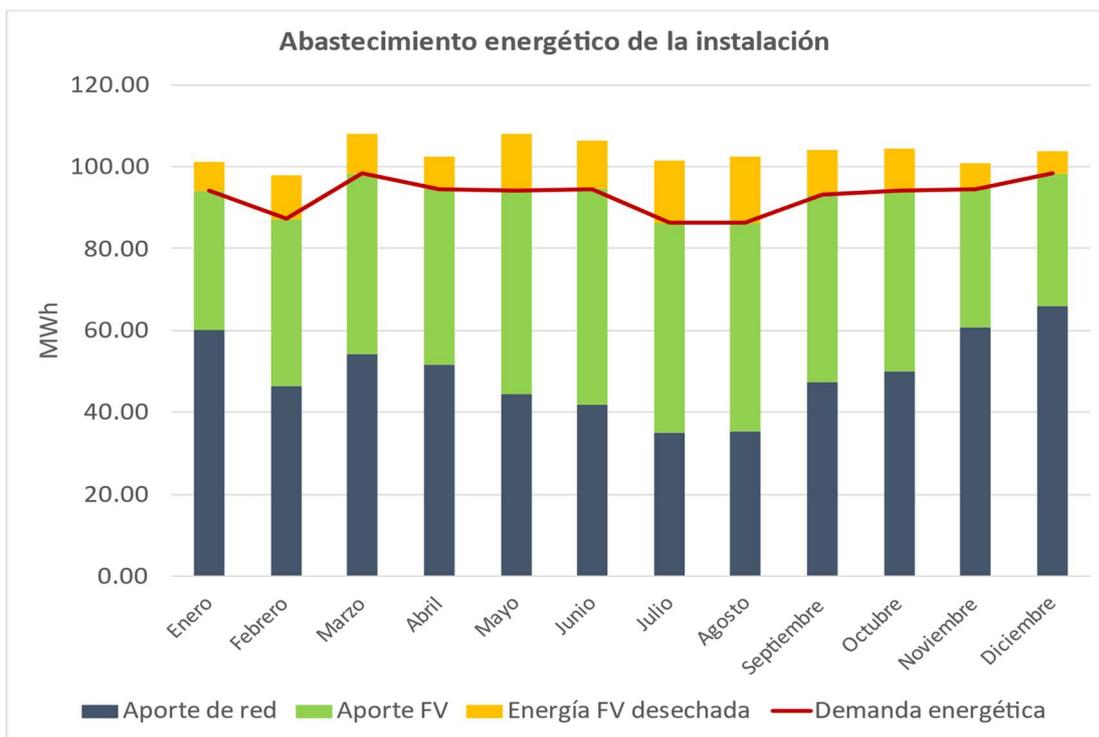


Figura 5-1. Abastecimiento energético de la instalación sin almacenamiento – Escenario 1

Dado que el coste de las baterías hace que queden excluidas del óptimo del problema, este último tiende a incluir mayor cantidad de paneles fotovoltaicos. Esto se traduce en un sobredimensionamiento del generador fotovoltaico que permite suplir la demanda durante un período más amplio del día, ya que tener más potencia instalada permite obtener una mayor producción en aquellos momentos en los que la radiación no es todavía muy elevada, es decir, a primera hora de la mañana y última hora de la tarde.

No obstante, dado que no existe método de almacenamiento alguno que permita aprovechar el exceso de producción fotovoltaica, este sobredimensionamiento implica a su vez un desaprovechamiento de energía en las horas centrales del día, cuando la producción fotovoltaica supera ampliamente la demanda.

Tanto es así que, para el caso concreto bajo estudio, a lo largo de todo el año simulado es necesario limitar la producción fotovoltaica en un total de 125,72 MWh, lo que supone un total del 19,40% del potencial fotovoltaico instalado. Este desaprovechamiento, como es de suponer, se hace mayor en los meses de verano, cuando la producción es mayor y la demanda programada menor.

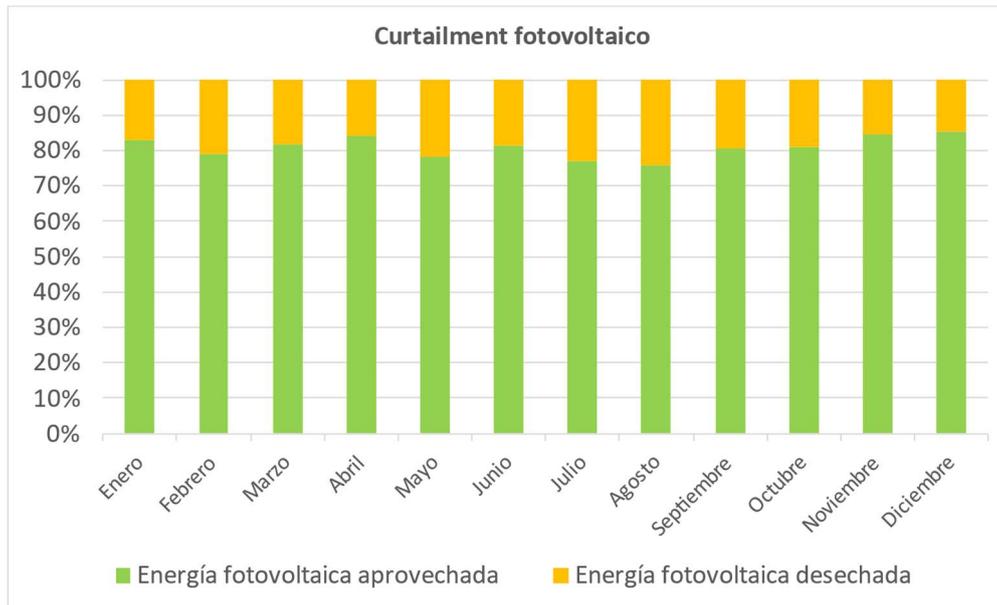


Figura 5-2. Grado de aprovechamiento de la energía solar sin almacenamiento – Escenario 1

5.3 Escenario 2. Sistema ESS basado en baterías con penalización renovable

En base a lo expuesto en el punto anterior puede concluirse que el problema, tal y como se ha planteado, tiende a implantar la mayor potencia fotovoltaica posible hasta el momento en que los costes en que se incurre por seguir incrementando dicha potencia superan a los que resultarían de consumir la energía necesaria de la red.

Esta solución está determinada únicamente por factores económicos y aunque es viable técnicamente, no está alineada con la búsqueda de la eficiencia y la autosuficiencia energética. Por este motivo se considera oportuno penalizar de alguna forma ese excedente de energía que se produce dentro de la instalación y que no es aprovechado para el autoconsumo de esta.

En el caso de este trabajo se ha propuesto penalizar cada kWh fotovoltaico desaprovechado mediante un coste asociado que repercuta directamente sobre la ecuación del coste de la energía, función objetivo del problema a resolver. De esta forma, a cada kWh desperdiciado se le asocia en forma de coste el precio que tiene, para ese período concreto, el kWh de la red. Dicho de otra forma, se valoriza cada kilovatio no aprovechado con el coste que tendría ese kilovatio si se estuviera consumiendo de la red.

La penalización económica se incluye en la ecuación del coste de la electricidad, que forma parte del cálculo del **Coste Neto del Sistema** o *NPC*. Así se penaliza el no aprovechamiento de la energía en la búsqueda del óptimo del problema, siendo ahora el coste eléctrico el que se indica a continuación:

$$C_{electricity} = \sum_{t=1}^T \{ [P_{loads}(t) + P_{ch_{ESS}}(t) \times \eta_{ch_{ESS}} + E_{dump}(t) - \frac{P_{dis_{ESS}}(t)}{\eta_{dis_{ESS}}} - P_{PV}(t)] \times P_t \} \quad (5-1)$$

Donde:

E_{dump} es la energía fotovoltaica desaprovechada en cada intervalo de tiempo t

Al incluir esta modificación en el problema se obtiene un nuevo óptimo consistente en un generador fotovoltaico de 302 kWp y un sistema de baterías con 66,7 kWh de capacidad.

Tabla 7. Resumen de instalación en el escenario 2

Parámetro	Valor	Ud.
Potencia fotovoltaica	302	kWp
Número de baterías	29	uds
Capacidad de almacenamiento	66,7	kWh
LCOE	0.1505	€/ kWh

Tabla 8. Resumen energético – Escenario 2

Mes	Demanda	Potencia Red	Potencia FV	Descarga Baterías	Carga Baterías	Curtilment FV	Aporte renovable
Enero	94.10	64.35	30.05	0.72	1.03	1.81	32.71%
Febrero	87.17	50.88	36.74	1.09	1.53	3.29	43.39%
Marzo	98.31	59.65	39.06	0.94	1.33	2.77	40.68%
Abril	94.60	57.32	37.63	0.84	1.20	1.96	40.67%
Mayo	94.10	49.41	45.30	1.51	2.12	3.99	49.75%
Junio	94.60	47.97	47.17	1.31	1.84	2.93	51.24%
Julio	86.21	41.74	44.72	0.58	0.84	6.94	52.55%
Agosto	86.21	41.88	44.58	0.59	0.85	7.32	52.40%
Septiembre	93.16	52.74	40.86	1.07	1.52	3.17	45.01%
Octubre	94.10	54.84	39.74	1.17	1.66	2.47	43.48%
Noviembre	94.60	64.80	30.11	0.74	1.05	0.98	32.61%
Diciembre	98.31	70.28	28.31	0.65	0.93	1.16	29.46%
Total	1115.46	655.86	464.27	11.22	15.89	38.80	

Con esta nueva configuración se consigue el objetivo perseguido de reducir la cantidad de energía autoproducida que se deshecha, pasando este de un 19,40% del potencial fotovoltaico a un 7,71% (38,80 MWh). De igual forma que ocurría en el caso anterior, durante los meses de Julio y Agosto la producción fotovoltaica es mayor y la capacidad de las baterías no es suficiente para almacenar energía al mismo nivel que lo hace el resto de meses, por lo que el índice de energía fotovoltaica desaprovechada aumenta.

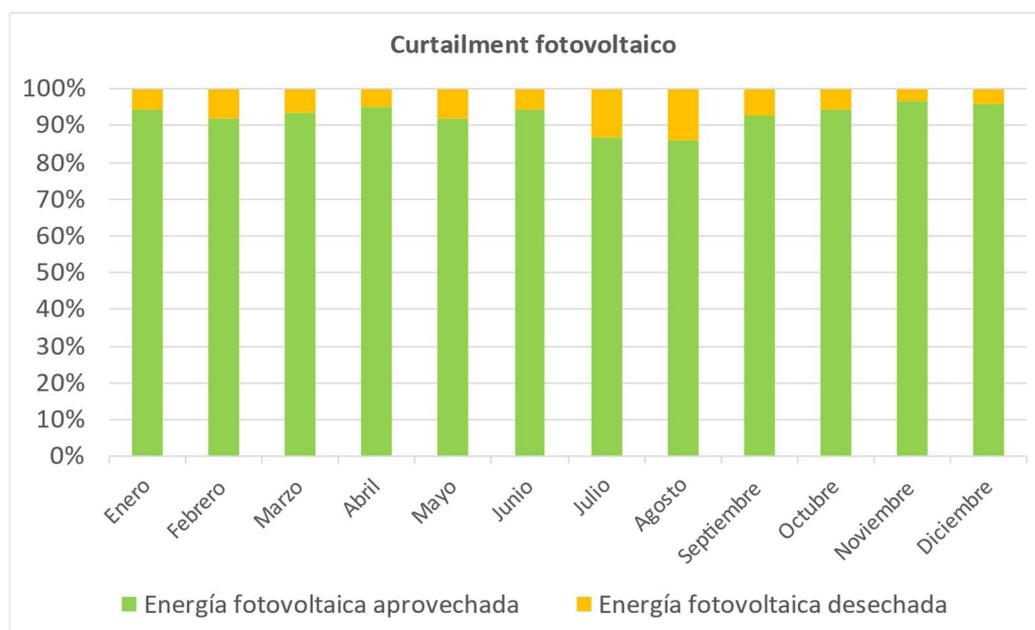


Figura 5-3. Grado de aprovechamiento de la energía solar con almacenamiento – Escenario 2

Sin embargo, el aporte renovable que se hace a la demanda total (1.115,46 MWh) se ve reducido, pasando del 46,82% al 42,63%. Hay que notar que este aporte renovable incluye un 41,62% (464,27 MWh) de generación fotovoltaica y también la energía almacenada en baterías que se utiliza para alimentar las cargas, que supone un 1,01% (11,22 MWh) del aporte.

Esta reducción del aporte renovable a las cargas de la instalación se debe a que la menor potencia fotovoltaica instalada se traduce una reducción en la energía generada de 58 MWh, pasando de los 522,27 MWh a los 464,27 MWh del escenario actual. El aporte de las baterías, que como se refleja en la tabla 8 es de 11,22 MWh, no es suficiente para cubrir esa diferencia y eso hace que existan 46,78 MWh de energía renovable que deja de ser aportada a las cargas.

Por otro lado, el consumo total de la red se ve incrementado, pasando de 593,18 MWh en el escenario anterior a 655,86 MWh en el escenario actual, es decir, 62,57 MWh de diferencia. Esto supone un incremento en el consumo de la instalación de un 10,56%.

Otro dato relevante es el hecho de que la energía destinada a cargar baterías llega a ser de 15,89 MWh mientras que la energía que se aprovecha de las mismas es de 11,22 MWh. Esto quiere decir que el rendimiento energético del sistema de almacenamiento es de un 70,6%, o lo que es lo mismo, se necesita 1,42 kWh de energía sobrante por cada kWh que quiera ser almacenado para ser utilizado con posterioridad. Esto tiene que ver principalmente con los rendimientos definidos de carga y descarga de las baterías, que representan las pérdidas que tienen lugar durante ambos procesos.

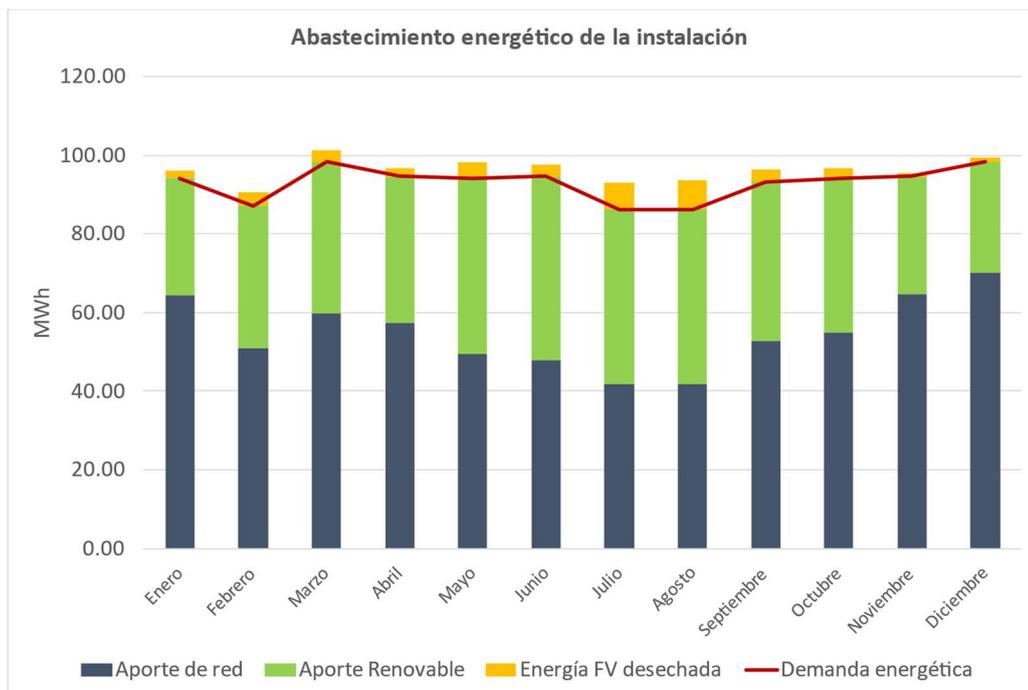


Figura 5-4. Abastecimiento energético de la instalación con almacenamiento – Escenario 2

Cabe mencionar también que, dadas las características del sistema de baterías, estas también demandan potencia de la red. Es decir, estas no se cargan únicamente con el excedente fotovoltaico y, por tanto, aunque no de forma notable, también influyen en el mayor consumo de energía de la red.

Esto tiene que ver con la restricción técnica impuesta a las baterías en cuanto a la condición de autodescarga y máxima profundidad de descarga o *DOD*. La primera hace que en cada intervalo de tiempo el estado de carga de la batería vaya disminuyendo por sí mismo. La segunda hace que exista un cierto umbral mínimo del estado de carga de las baterías que no debe nunca superarse por considerarse estado de descarga profunda, lo cual es perjudicial y afecta negativamente a la vida útil de las baterías.

La combinación de ambas características puede hacer que sea necesario un aporte continuo de energía procedente de la red en los casos en los que no hay generación fotovoltaica o la que hay no es suficiente para suplir toda la demanda y además poder cargar baterías, es decir, no hay excedente de generación. En estos casos, si las baterías están cerca de su umbral mínimo de carga, requieren de cierta energía para mantenerse por encima.

5.4 Escenario 3. Sistema ESS basado en hidrógeno con penalización renovable

Antes de desarrollar este último caso cabe mencionar que en el sistema de almacenamiento basado en hidrógeno los procesos de generación de hidrógeno y electricidad, correspondientes a la carga/descarga de energía de un sistema de baterías, se llevan a cabo por elementos diferentes. Mientras que la producción de hidrógeno tiene lugar a través del electrolizador, la producción de electricidad se lleva a cabo en una pila de combustible.

Debido a lo anterior se decide introducir una variable de decisión adicional en el problema, para poder tratar ambos elementos por separado. Así, mientras que en el escenario anterior el algoritmo planteado dimensionada por separado el tamaño de las baterías y la instalación fotovoltaica, en este caso lo hace del electrolizador, la celda de combustible y la instalación fotovoltaica.

Por otro lado, los costes asociados al almacenamiento energético basado en hidrógeno son todavía superiores a los de las baterías, por lo que también en este caso el óptimo del problema tiende a excluir de la solución el almacenamiento. Por este motivo se muestra únicamente el resultado obtenido tras la aplicación de la penalización renovable explicada en el punto anterior.

A pesar de lo anterior, tal y como puede extraerse del primer punto de este capítulo, los costes asociados al sistema de almacenamiento basado en hidrógeno que se han utilizado son bastante optimistas. De otro modo, el problema sigue excluyéndolos del óptimo. En cualquier caso, los resultados arrojados teniendo en cuenta los costes indicados consisten en una instalación compuesta por un generador fotovoltaico de 302 kWp, un electrolizador de 31 kW nominales y una celda de combustible de 3 kW. En cuanto a la capacidad del tanque de hidrógeno, llega a alcanzarse el equivalente de 291,4 kWh de energía almacenada.

Tabla 9. Resumen de instalación en el escenario 2

Parámetro	Valor	Ud.
Potencia fotovoltaica	302	kWp
Potencia electrolizador	31	kW
Potencia celda de combustible	3	kW
Capacidad de almacenamiento	291,4	kWh
LCOE	0.1592	€/ kWh

Tabla 10. Resumen energético – Escenario 2

Mes	Demanda	Potencia Red	Potencia FV	Descarga H2	Carga H2	Curtailement FV	Aporte renovable
Enero	94.10	64.54	30.63	0.52	1.59	1.24	33.10%
Febrero	87.17	51.10	37.73	0.85	2.51	2.30	44.26%
Marzo	98.31	59.80	39.74	0.77	2.00	2.09	41.21%
Abril	94.60	57.57	38.10	0.58	1.65	1.49	40.88%
Mayo	94.10	49.75	46.62	1.15	3.43	2.67	50.78%
Junio	94.60	48.22	48.19	1.04	2.85	1.91	52.05%
Julio	86.21	41.62	46.05	0.70	2.15	5.61	54.23%
Agosto	86.21	41.66	45.90	0.80	2.15	6.00	54.17%
Septiembre	93.16	53.01	41.60	0.79	2.25	2.43	45.51%
Octubre	94.10	55.23	40.42	0.78	2.32	1.79	43.78%
Noviembre	94.60	65.03	30.40	0.50	1.33	0.69	32.66%
Diciembre	98.31	70.49	28.61	0.42	1.21	0.86	29.53%
Total	1115.46	658.02	473.99	8.91	25.45	29.08	

Los resultados de este escenario se resumen en la tabla anterior. En ella se observa que con este método de almacenamiento se consigue un aporte renovable de un 43,29% (482,9 MWh) considerando la energía producida por la instalación fotovoltaica y la obtenida a partir del hidrógeno almacenado. Esta última, por su parte, supone un 0,8% del total del aporte renovable (8,91 MWh).

Comparado con el caso anterior, el total de energía almacenada que se consume en la instalación es menor. En concreto, 2,31 MWh menos en el global del año es la diferencia de energía almacenada que se aprovecha en la instalación si lo comparamos con la utilizada en el caso de las baterías.

Además, para poder almacenar esa energía en forma de hidrógeno ha sido necesario invertir un total de 25,45 MWh, es decir, el rendimiento energético del sistema de almacenamiento es en este caso de un 35%. Este valor era previsible dado que los rendimientos del ciclo de carga/descarga de hidrógeno se habían establecido como del 70% para el electrolizador y del 50% para la pila de combustible. Si multiplicamos ambos valores obtendríamos el rendimiento del ciclo completo o, dicho de otra forma, la energía que se pierde en el camino de la energía entre sus diferentes transformaciones, y este valor coincide con el 35% indicado más arriba.

Dicho rendimiento es inferior al del método de almacenamiento basado en baterías, que como se indicaba en el punto anterior era del 70,6%. Este último estaba penalizado por la autodescarga, ya que según el razonamiento expuesto más arriba, atendiendo únicamente a las eficiencias de carga y descarga que se definieron para el sistema de baterías, el rendimiento obtenido debería haber sido del 72%. En el caso del sistema basado en hidrógeno, al no haberse considerado ninguna pérdida de energía, este problema no tiene lugar.

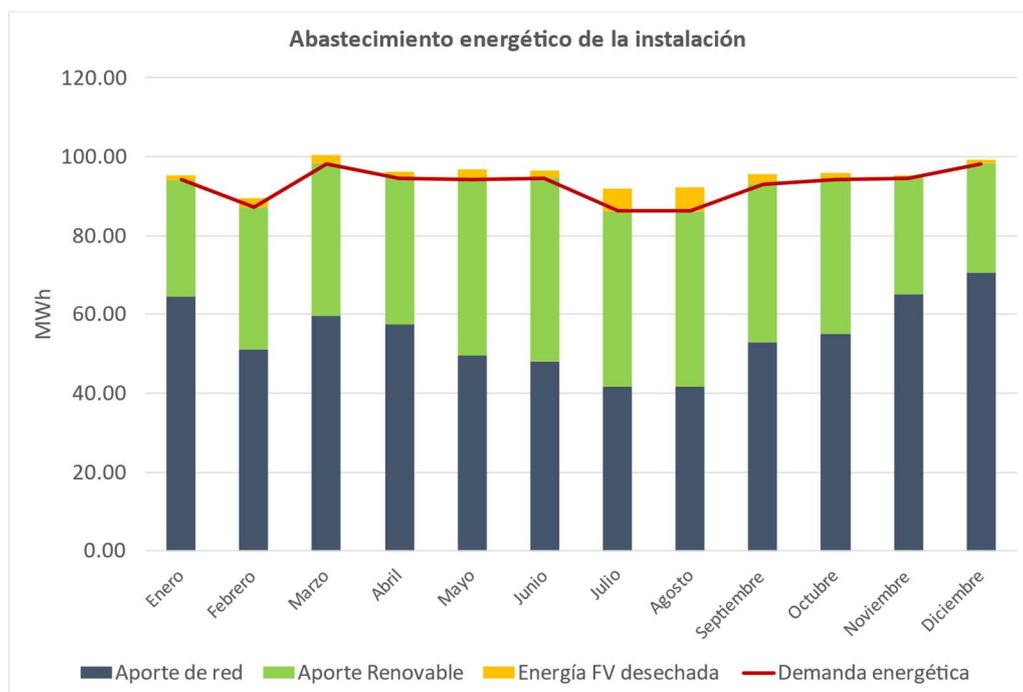


Figura 5-5. Abastecimiento energético de la instalación con almacenamiento – Escenario 3

Aunque el global de energía almacenada utilizada es menor en el caso del hidrógeno (8,91 MWh frente a 11,22 MWh en el caso de baterías), el aporte renovable, como se ha visto, es ligeramente superior (43,29% frente a 42,63%). Este hecho se debe a que la capacidad de almacenamiento del sistema basado en hidrógeno es mayor y esto hace que el total de la energía solar fotovoltaica aprovechada pase de 464,27 MWh en el caso de baterías a 473,99 MWh.

Esto quiere decir, a su vez, que la energía solar que es necesario desechar se reduce. En concreto, para el caso del sistema basado en hidrógeno el total de energía desechada es de un 5,78% del potencial fotovoltaico (29,08 MWh), frente al 7,71% obtenido para el caso de las baterías.

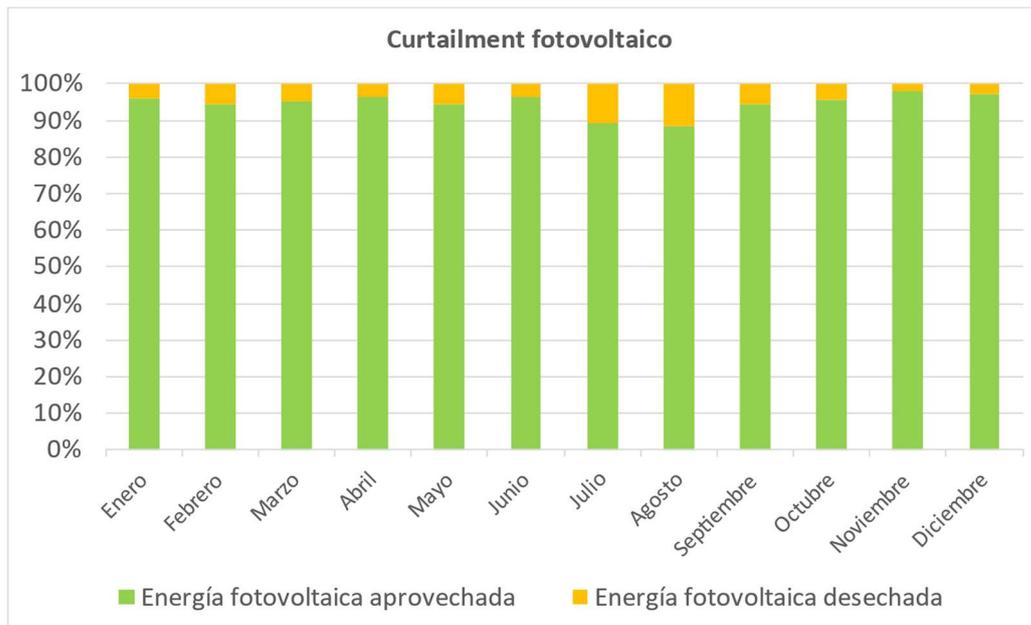


Figura 5-6. Grado de aprovechamiento de la energía solar con almacenamiento – Escenario 3

Se observa por tanto como la capacidad de almacenamiento del sistema basado en hidrógeno, que resulta como más de cuatro veces la obtenida en el caso de las baterías, permite que mayor cantidad de energía fotovoltaica se aproveche para generar hidrógeno y no tenga que ser desechada.

No obstante, este uso del excedente fotovoltaico para generar hidrógeno no se ve traducido en un mayor aprovechamiento energético posterior. Esto se debe, por un lado, al menor rendimiento de la instalación y por consiguiente a las mayores pérdidas que tienen lugar en el ciclo de transformación de la energía. Por tanto, las cifras de aporte renovable pueden llevar a confusión ya que esa mayor energía fotovoltaica destinada a generar hidrógeno, que se computa como aprovechada en la instalación, no llega finalmente a verse transformada de nuevo en electricidad en el mismo grado que lo hacía en el caso anterior.

Resultado de lo anterior es el hecho de que el consumo global de electricidad procedente de la red aumenta en este caso respecto al escenario con baterías, pasando de 655,86 MWh a 658,02 MWh, esto considerando que el método de almacenamiento basado en hidrógeno no tiene ningún consumo residual procedente de la red como sí lo tenían las baterías debido a la autodescarga.

5.5 Conclusiones y trabajo futuro

La primera conclusión que se extrae de los datos obtenidos tras haber realizado las diferentes simulaciones es que la herramienta planteada durante el desarrollo de este trabajo arroja unos resultados satisfactorios en cuanto al cumplimiento de uno de los objetivos iniciales del trabajo. Esto es, se demuestra que la aplicación del algoritmo *MAPSO* permite obtener un dimensionamiento óptimo de la instalación en función de las variables de entrada que se apliquen al problema.

Puede decirse por tanto que los resultados arrojados por la herramienta podrían llegar a servir para llevar a cabo un primer análisis del comportamiento de una instalación de este tipo en un año tipo natural. A modo de ejemplo se han desarrollado en el punto anterior los resultados extraídos de las tres simulaciones concretas llevadas a cabo en este trabajo, que se muestran resumidos en la siguiente tabla:

Tabla 11. Resumen de resultados

Mes	Demanda	Potencia de red			Aporte renovable			Curtailment FV		
		ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 1	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3
Enero	94,10	60,00	64,35	64,54	36,24%	32,71%	33,10%	16,93%	5,69%	3,89%
Febrero	87,17	46,50	50,88	51,10	46,66%	43,39%	44,26%	21,12%	8,21%	5,74%
Marzo	98,31	54,16	59,65	59,80	44,91%	40,68%	41,21%	18,05%	6,62%	4,99%
Abril	94,60	51,65	57,32	57,57	45,40%	40,67%	40,88%	15,77%	4,94%	3,76%
Mayo	94,10	44,53	49,41	49,75	52,68%	49,75%	50,78%	21,94%	8,10%	5,42%
Junio	94,60	42,00	47,97	48,22	55,60%	51,24%	52,05%	18,49%	5,85%	3,81%
Julio	86,21	34,85	41,74	41,62	59,57%	52,55%	54,23%	22,83%	13,44%	10,86%
Agosto	86,21	35,49	41,88	41,66	58,83%	52,40%	54,17%	24,13%	14,10%	11,56%
Septiembre	93,16	47,41	52,74	53,01	49,11%	45,01%	45,51%	19,34%	7,21%	5,53%
Octubre	94,10	50,01	54,84	55,23	46,86%	43,48%	43,78%	18,90%	5,85%	4,23%
Noviembre	94,60	60,73	64,80	65,03	35,81%	32,61%	32,66%	15,42%	3,16%	2,22%
Diciembre	98,31	65,86	70,28	70,49	33,01%	29,46%	29,53%	14,51%	3,93%	2,92%
Total	1115,5	593,2	655,9	658,0	46,82%	42,63%	43,29%	19,40%	7,71%	5,78%

En cuanto a los resultados en sí mismos y la comparación realizada entre los diferentes métodos de almacenamiento energético se extrae una primera conclusión y es que según el método de optimización planteado, que busca la optimización del *LCOE* de la instalación, no interesaría incluir un sistema de almacenamiento energético en la instalación.

Lo anterior se debe principalmente al elevado coste adicional que supone incluir almacenamiento energético, que tal y como se extrae de los resultados, no se rentabiliza fácilmente. La primera razón es obvia y es que sistemas como las baterías y especialmente los relacionados con la producción de hidrógeno son todavía muy costosos. Es cierto que mientras más se desarrolla la tecnología, especialmente en el caso de las baterías, más se reducen los precios y es cada vez es más interesante incorporar sistemas de almacenamiento para autoconsumo. Además, según todas las previsiones, estos precios seguirán reduciéndose y prueba de ello es la cantidad cada vez mayor de proyectos de generación renovable que plantean hibridación con baterías hoy día.

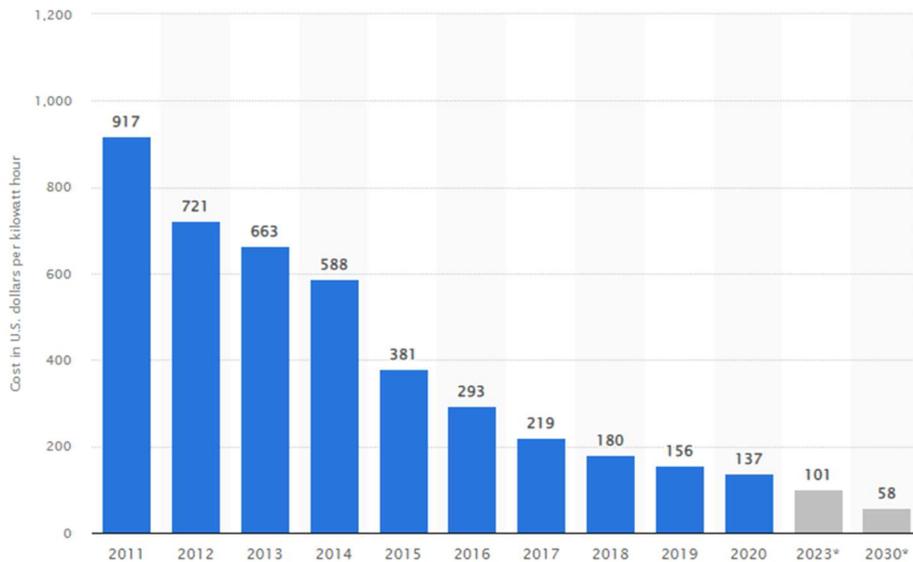


Figura 5-7. Evolución de costes de las baterías de Ion-Litio (\$/kWh). Fuente: [Statista](#)

Respecto al hidrógeno todavía queda más camino por recorrer, pero la inversión en esta tecnología se ha acelerado en los últimos años, posicionando al hidrógeno como el vector energético principal que necesita el sistema para almacenar y transportar energía, permitiendo así la tasa de penetración de renovables que es necesaria para revertir de veras la problemática ambiental. Si bien es cierto que sus costes a día de hoy siguen siendo muy elevados, existen grandes expectativas de poder reducirlos llegando a convertirla en una tecnología rentable.

Dejando los costes a un lado, en el caso específico de este trabajo existe un desaprovechamiento de la tecnología de almacenamiento por la gestión energética que se ha planteado. Si se analizan los flujos de energía a lo largo de todo el año de simulación se observa que la mayor parte del tiempo el sistema de almacenamiento queda inutilizado. Esto se debe a que la única energía que almacena es el excedente fotovoltaico y, además, se ha

programado para que en caso de que la generación fotovoltaica no sea capaz de suplir la demanda, sea la batería o la pila de combustible la que ceda energía en apoyo de esta antes que la red eléctrica.

Lo anterior da lugar a que se almacene energía únicamente durante las horas centrales del día, cuando mayor producción fotovoltaica existe, agotándose antes de llegar a la noche por dar suministro a las cargas durante las últimas horas de la tarde. Esto quiere decir que los ciclos de carga y descarga del sistema de almacenamiento son inferiores a un día. Muestra de ello es la gráfica incluida a continuación, donde se reflejan los ciclos de carga y descarga de las baterías (escenario 2) durante un día cualquiera de invierno.

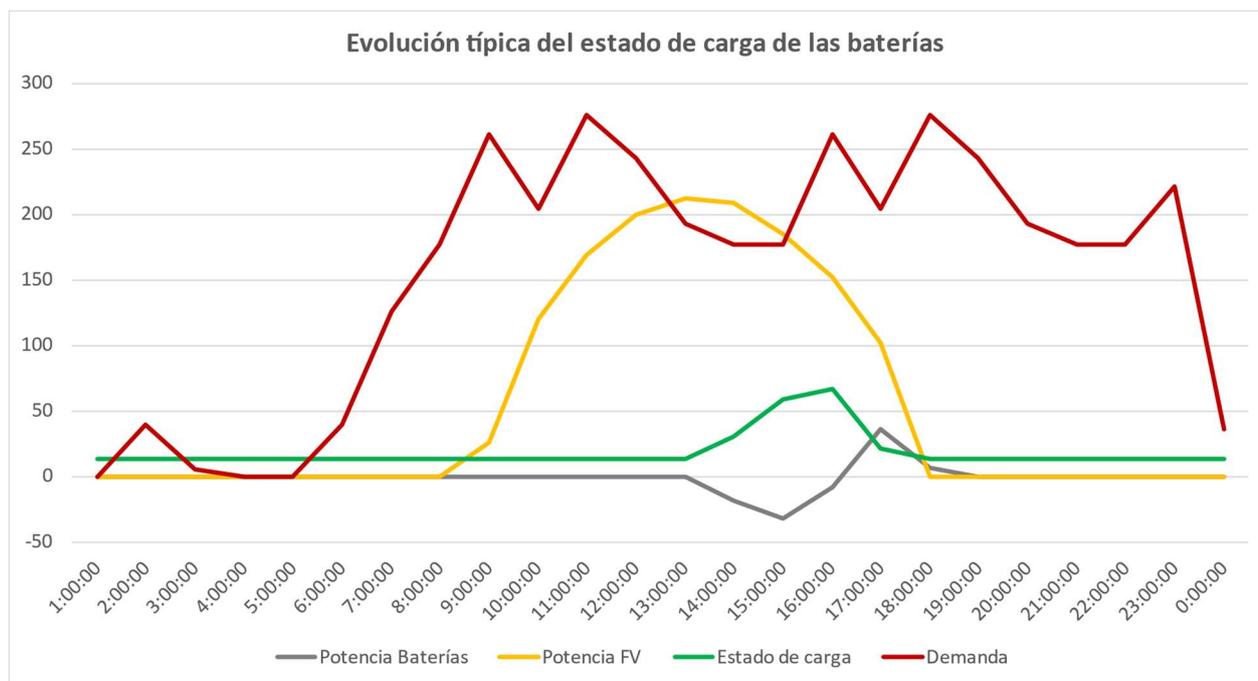


Figura 5-8. Evolución del estado de carga de las baterías durante un día completo

Con lo anterior se quiere reflejar que el hecho de no haber permitido la exportación de energía y haberse programado la descarga de las baterías siempre en apoyo a la demanda cuando la generación renovable por sí sola no la satisfacía, hace que a lo largo del año el sistema de almacenamiento quede inutilizado durante la mayor parte de las horas.

En el caso del hidrógeno este fenómeno no es tan acusado debido a la mayor capacidad y la menor rapidez de carga y descarga que le caracteriza, que hace que acumule en muchas ocasiones energía de un día para otro y esta pueda ser empleada durante más horas. En la siguiente tabla se muestra una comparativa del aprovechamiento, donde se muestran el total de horas anuales en los que cada sistema cede energía a la carga.

Tabla 12. Porcentaje de uso del sistema de almacenamiento

	Baterías	Hidrógeno
Carga mínima (kWh)	13,34	0
Carga máxima (kWh)	66,7	291,38
Carga promedio (kWh)	18,72	43,5
Horas en las que cede energía	659	3042
Porcentaje de uso	7,52%	34,73%

Con lo anterior se pretende introducir la propuesta de trabajo futuro, que pudiera considerarse el siguiente paso natural en el desarrollo de este trabajo. En este caso se propone ampliar el número de variables de decisión del algoritmo *MAPSO* para llegar a un óptimo en el método de gestión de la energía.

El trabajo propuesto consistiría en modificar la programación del problema para que las variables de decisión pasaran a ser las siguientes: la potencia del generador fotovoltaico, la potencia de las baterías/electrolizador/pila de combustible, y además, los flujos de carga/descarga del método de almacenamiento. Es decir, a parte de las utilizadas hasta ahora, incluir también los flujos de carga/descarga del almacenamiento para no restringir la gestión de la energía almacenada a la programación cerrada que se ha implantado en este caso.

Con esta modificación se pretende llegar a un óptimo del problema en el que se determinase de forma estocástica los mejores periodos posibles para cargar/descargar la energía del sistema de baterías o hidrógeno y con ello, llegar a los ciclos de carga óptimos y al mejor aprovechamiento del sistema de almacenamiento.

Lo anterior incluiría abrir la posibilidad de verter energía a red para intentar llegar, mediante el método comentado, a dimensionar la instalación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento para que este último pudiera cargarse incluso de la red si los precios de la energía en ese periodo específico fueran propicios para ello, y verter energía a la red en momentos concretos por el mismo motivo de antes.

En el presente capítulo se incluirá, a modo de anexo, toda aquella información utilizada durante el desarrollo del presente trabajo y que pueda resultar de interés a todo aquél que quiera constatar los resultados o seguir desarrollando el tema.

6.1 Código – Escenario con baterías

6.1.1 Método de optimización *MAPSO*

```
% Definición de variables globales
global P_Bat
global P_CHARGERS
global G_t
global T_amb
global P_t
global P_GRID
global E_BESS
global E_PV
global E_PV_dumped

%% Inicialización de variables externas al problema.
archivo = ('Variables_Externas.xlsx');
Ext_Var = importdata(archivo);

P_CHARGERS = Ext_Var.data(:,1)';
G_t = Ext_Var.data(:,2)';
T_amb = Ext_Var.data(:,3)';
P_t = Ext_Var.data(:,4)'/1000;

%% Parámetros de MAPSO
Counter=0; % Contador de iteraciones
Lsize=5; % Tamaño del entorno global (Lsize*Lsize)
MaxIt=100; % Número máximo de iteraciones
T=8760; % Período de simulación (8760 horas - 1 año)

% Definición de la estructura de los agentes
empty_agent.Position=[];
empty_agent.Velocity=[];
empty_agent.Cost=[];
empty_agent.Best.Position=[];
empty_agent.Best.Cost=[];

% Creación de la matriz de agentes (Lsize*Lsize)
agent= repmat(empty_agent,Lsize);
```

```

% Inicialización del óptimo global
GlobalBest.Cost=inf;

% Parámetros del enjambre
c1=2;           % Coeficiente cognitivo
c2=2;           % Coeficiente social
w=1;           % Coeficiente de inercia
w_max=0.9;
w_min=0.4;

%% Definición del problema
CostFunction=@ (x) BenchM(x); % Función objetivo
ConstraintFunction=@ (x) EnergyManagement(x);
nVar=2;         % Número de variables de decisión
VarSize=[1 nVar]; % Tamaño de las soluciones factibles

% Inicialización de la posición de los agentes
VarMin=ones(1,nVar); % Límite inferior de variables de decisión
VarMax=ones(1,nVar); % Límite superior de variables de decisión

num_bat_min=0;
num_bat_max=250;
pot_PV_min=0;
pot_PV_max=500;

for i=1:Lsize
    for j=1:Lsize
        %Inicialización de número de celdas y potencia PV instalada
        agent(i,j).Position=unifrnd(num_bat_min,num_bat_max)*ones(1,nVar);
        agent(i,j).Position(2)=unifrnd(pot_PV_min,pot_PV_max);
        agent(i,j).Position(1)=round(agent(i,j).Position(1));
        agent(i,j).Position(2)=round(agent(i,j).Position(2));

        % Gestión de la energía
        agent(i,j).Position=ConstraintFunction(agent(i,j).Position);

        % Inicialización de la velocidad de la partícula
        agent(i,j).Velocity=zeros(VarSize);

        % Evaluación del coste
        agent(i,j).Cost=CostFunction(agent(i,j).Position);

        % Actualización del óptimo local
        agent(i,j).Best.Position=agent(i,j).Position;
        agent(i,j).Best.Cost=agent(i,j).Cost;
        % Actualización del óptimo global
        if agent(i,j).Best.Cost<GlobalBest.Cost
            GlobalBest=agent(i,j).Best;
            GlobalBestPosition = agent(i,j).Position;
            GlobalBest_P_Bat=P_Bat;
            GlobalBest_P_GRID=P_GRID;
            GlobalBest_E_BESS=E_BESS;
            GlobalBest_E_PV=E_PV;
            GlobalBest_E_PV_dumped=E_PV_dumped;
        end
    end
end
end

BestCost=zeros(MaxIt,1);

```

```

%% MAPSO Main Loop
for it=1:MaxIt

    Counter=Counter+1;

    % Estrategia de comportamiento
    for i=1:Lsize
        for j=1:Lsize
            a=i;
            if (i==1)
                i1=Lsize;
            else
                i1=a-1;
            end
            a=i;
            if (i==Lsize)
                i2=1;
            else
                i2=a+1;
            end
            b=j;
            if (j==1)
                j1=Lsize;
            else
                j1=b-1;
            end
            b=j;
            if (j==Lsize)
                j2=1;
            else
                j2=b+1;
            end

            % Creación del entorno local
            Neighborhood=[agent(i1,j) agent(i,j1) agent(i2,j) agent(i,j2)];
            Neighbor_cost=[agent(i1,j).Cost agent(i,j1).Cost agent(i2,j).Cost
agent(i,j2).Cost];
            [Min_Cost,index]=min(Neighbor_cost); % Mínimo coste en el entorno
local del agente(i,j)
            min_Neighbor=[];
            current_agent=[];
            child_agent=[];

            if (Min_Cost < agent(i,j).Cost)

                min_Neighbor=Neighborhood(index).Position;
                current_agent=agent(i,j).Position;
                child_agent=min_Neighbor+unifrnd(
1,1,VarSize).*(current_agent-min_Neighbor);

                agent(i,j).Position=child_agent;
                agent(i,j).Position(1)=round(child_agent(1));
                agent(i,j).Position(2)=round(child_agent(2));

            % Límites
            VarMin(1)=num_bat_min;
            VarMax(1)=num_bat_max;

            VarMin(2)=pot_PV_min;
            VarMax(2)=pot_PV_max;

```

```

agent(i,j).Position=max(agent(i,j).Position, VarMin);
agent(i,j).Position=min(agent(i,j).Position, VarMax);

% Gestión de la energía
agent(i,j).Position=ConstraintFunction(agent(i,j).Position);

% Evaluación del coste
agent(i,j).Cost=CostFunction(agent(i,j).Position);

% Update Personal Best
agent(i,j).Best.Position=agent(i,j).Position;
agent(i,j).Best.Cost=agent(i,j).Cost;

% Update Global Best
if agent(i,j).Best.Cost<GlobalBest.Cost
    GlobalBest=agent(i,j).Best;
    GlobalBestPosition = agent(i,j).Best.Position;
    GlobalBest_P_Bat=P_Bat;
    GlobalBest_P_GRID=P_GRID;
    GlobalBest_E_BESS=E_BESS;
    GlobalBest_E_PV=E_PV;
    GlobalBest_E_PV_dumped=E_PV_dumped;
end
end
end
end

% PSO Operator
for i=1:Lsize
    for j=1:Lsize
        %Update Velocity
        agent(i,j).Velocity=w*agent(i,j).Velocity ...
            +c1*rand(VarSize).*(agent(i,j).Best.Position-
agent(i,j).Position) ...
            +c2*rand(VarSize).*(GlobalBest.Position-agent(i,j).Position);

        % Límites para el cálculo de la velocidad de los agentes
        VarMin(1)=num_bat_min;
        VarMax(1)=num_bat_max;

        VarMin(2)=pot_PV_min;
        VarMax(2)=pot_PV_max;

        VelMax=0.1*(VarMax-VarMin);
        VelMin=-VelMax;

        agent(i,j).Velocity=max(agent(i,j).Velocity,VelMin);
        agent(i,j).Velocity=min(agent(i,j).Velocity,VelMax);

        % Update Position
        agent(i,j).Position= agent(i,j).Position+agent(i,j).Velocity;

        agent(i,j).Position(1)=round(agent(i,j).Position(1));
        agent(i,j).Position(2)=round(agent(i,j).Position(2));

        % Límites para el cálculo de la velocidad de los agentes
        VarMin(1)=num_bat_min;

```

```

VarMax(1)=num_bat_max;

VarMin(2)=pot_PV_min;
VarMax(2)=pot_PV_max;

agent(i,j).Position=max(agent(i,j).Position, VarMin);
agent(i,j).Position=min(agent(i,j).Position, VarMax);

% Gestión de la energía
agent(i,j).Position=ConstraintFunction(agent(i,j).Position);

% Evaluación del coste
agent(i,j).Cost=CostFunction(agent(i,j).Position);

% Update Personal Best
if agent(i,j).Cost<agent(i,j).Best.Cost
    agent(i,j).Best.Position=agent(i,j).Position;
    agent(i,j).Best.Cost=agent(i,j).Cost;
    %Update GlobalBest
    if agent(i,j).Best.Cost<GlobalBest.Cost
        GlobalBest=agent(i,j).Best;
        GlobalBestPosition = agent(i,j).Position;
        GlobalBest_P_Bat=P_Bat;
        GlobalBest_P_GRID=P_GRID;
        GlobalBest_E_BEES=E_BEES;
        GlobalBest_E_PV=E_PV;
        GlobalBest_E_PV_dumped=E_PV_dumped;
    end
end
end
end

w=(w_max-w_min)*(MaxIt-Counter)/MaxIt+w_min;
end

```

6.1.2 Gestión de la energía

```

function x = EnergyManagement(x)

global P_Bat
global P_CHARGERS
global E_BEES
global P_GRID
global G_t
global T_amb
global E_PV
global E_PV_dumped

%% Declaración de variables
num_dim_x=numel(x); % Dimensión de la solución factible
T=8760; % Período de simulación (8760 horas - 1 año)

num_bat=x(1); % Número de baterías (2.3 kWh cada una)
P_FV_inst=x(2); % Potencia FV instalada (kWp)

P_GRID_max=300; % Máxima potencia obtenible de la red
P_GRID_min=0; % Sin posibilidad de vertido a red

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Sistema de baterías %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
sigma=0.002;           % Factor de autodescarga
DOD_max=0.8;          % Máxima profundidad de descarga (80%)
efi_carga=0.9;        % Eficiencia de carga
efi_descarga=0.8;     % Eficiencia de descarga
P_Bat=zeros(1,T);    % Inicialización vector
E_bess_max=num_bat*2.3; % Capacidad máxima del EBSS (kWh)
E_bess_min=(1-DOD_max)*E_bess_max; % Carga mínima de la batería (kWh)
E_BESS=E_bess_min*ones(1,T); % Baterías inicialmente descargadas
P_Bat_min=-1.35*x(1); % Máxima potencia de carga
P_Bat_max=1.23*x(1);  % Máxima potencia de descarga
mu1=0;               % Indicador: carga
mu2=0;               % Indicador: descarga

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Producción fotovoltaica %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Tc=T_amb+35*G_t./800;
E_PV=(G_t/1000)*P_FV_inst*0.85.*(1-0.0034*(Tc-25));
E_PV_dumped=zeros(1,T);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Energy Management %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
for t=1:T

    if E_PV(t)>P_CHARGERS(t) % Generación FV mayor que la demanda

        % Potencia disponible para cargar baterías
        aux1=-(E_PV(t)-P_CHARGERS(t));
        % Capacidad disponible
        if t==1
            aux2=-(E_bess_max-E_bess_min*(1-sigma))/efi_carga;
        else
            aux2=-(E_bess_max-E_BESS(t-1)*(1-sigma))/efi_carga;
        end
        % Límite de potencia de carga
        aux3=P_Bat_min;

        P_Bat(t)=max([aux1,aux2,aux3]);
        mu1=1;

    else if E_PV(t)<=P_CHARGERS(t) % Generación FV menor que la demanda

        % Energía necesaria para cubrir demanda
        aux1=(P_CHARGERS(t)-E_PV(t))
        % Energía disponible en las baterías
        if t==1
            aux2=(E_bess_min*(1-sigma))*efi_descarga;
        else
            aux2=(E_BESS(t-1)*(1-sigma)-E_bess_min)*efi_descarga;
        end
        % Límite de potencia de descarga
        aux3=P_Bat_max;

        P_Bat(t)=min([aux1,aux2,aux3]);
        mu2=1;

    end
end
end

```

```

if t==1
    E_BESS(t)=E_bess_min*(1-sigma)-mu1*P_Bat(t)*efi_carga...
                -mu2*P_Bat(t)/efi_descarga;
else
    E_BESS(t)=E_BESS(t-1)*(1-sigma)-mu1*P_Bat(t)*efi_carga...
                -mu2*P_Bat(t)/efi_descarga;
end

% Balance de energía
P_GRID(t) = P_CHARGERS(t)-E_PV(t)-P_Bat(t);

% Curtailment FV
if P_GRID(t)<P_GRID_min
    P_GRID(t)=P_GRID_min;
    E_PV_dumped(t)=E_PV(t)-(P_CHARGERS(t)-P_GRID(t)-P_Bat(t));
    E_PV(t)=P_CHARGERS(t)-P_GRID(t)-P_Bat(t);
end

mu1=0;
mu2=0;

end
end

```

6.1.3 Función de coste

```

function cost=BenchM(x)

global P_CHARGERS
global P_GRID
global E_PV
global E_PV_dumped
global P_Bat
global P_t

T=8760;

%% Parámetros económicos
% Sistema de baterías
C_I_bat=300; % Coste de inversión (€/ud) - 130,4 €/kWh
C_OM_bat=10; % Coste de mantenimiento (€/ud)
C_REM_bat=250; % Coste de reemplazo (€/ud) - 108,7 €/kWh

% Instalación fotovoltaica
C_I_PV=1200 ; % Coste de inversión (€/kWp)
C_OM_PV=7; % Coste de mantenimiento (€/kWp)

tdi=0.07; % Tasa de interés (%)
VU=25; % Vida útil de la instalación

% Factor de recuperación del capital
CRF=(tdi*(1+tdi)^VU)/((1+tdi)^VU-1);

%% NPC
% Coste de los componentes
C_bat=C_I_bat*x(1)+C_OM_bat*x(1)*VU+C_REM_bat*x(1)*2+C_REM_bat*x(1)*0.5;
C_PV=C_I_PV*x(2)+C_OM_PV*x(2)*VU;

% Coste de la electricidad
C_elec=sum(P_GRID.*P_t);

```

```

%Cargas a las que da servicio la instalación
P_loads=sum(P_CHARGERS);

%Penalización renovable
C_elec=C_elec+sum(E_PV_dumped.*P_t);

%Coste actual neto
NPC = C_bat+C_PV+C_elec/CRF;

%% Coste de la energía
LCOE=((NPC*CRF)/P_loads);
cost=LCOE;
end

```

6.2 Código – Escenario con almacenamiento basado en hidrógeno

6.2.1 Método de optimización MAPSO

```

% Definición de variables globales
global P_H2
global P_CHARGERS
global G_t
global T_amb
global P_t
global P_GRID
global E_ESS
global E_PV
global E_PV_dumped

%% Inicialización de variables externas al problema.
archivo = ('Variables_Externas.xlsx');
Ext_Var = importdata(archivo);

P_CHARGERS = Ext_Var.data(:,1)';
G_t = Ext_Var.data(:,2)';
T_amb = Ext_Var.data(:,3)';
P_t = Ext_Var.data(:,4)'./1000;

%% Parámetros de MAPSO
Counter=0; % Contador de iteraciones
Lsize=5; % Tamaño del entorno global (Lsize*Lsize)
MaxIt=100; % Número máximo de iteraciones
T=8760; % Período de simulación (8760 horas - 1 año)

% Definición de la estructura de los agentes
empty_agent.Position=[];
empty_agent.Velocity=[];
empty_agent.Cost=[];
empty_agent.Best.Position=[];
empty_agent.Best.Cost=[];

% Creación de la matriz de agentes (Lsize*Lsize)
agent= repmat(empty_agent,Lsize);

% Inicialización del óptimo global
GlobalBest.Cost=inf;

```

```

% Parámetros del enjambre
c1=2;          % Coeficiente cognitivo
c2=2;          % Coeficiente social
w=1;          % Coeficiente de inercia
w_max=0.9;
w_min=0.4;

%% Definición del problema
CostFunction=@ (x) BenchM(x) ;          % Función objetivo
ConstraintFunction=@ (x) EnergyManagement(x); % Número de variables de
nVar=3;                                     % Tamaño de las soluciones
decisión
VarSize=[1 nVar];
factibles

% Inicialización de la posición de los agentes
VarMin=ones(1,nVar);          % Límite inferior de
variables de decisión
VarMax=ones(1,nVar);          % Límite superior de
variables de decisión

num_cell_min=0;
num_cell_max=500;
pot_PV_min=0;
pot_PV_max=500;

for i=1:Lsize
    for j=1:Lsize

        %Inicialización de número de celdas y potencia PV instalada
        agent(i,j).Position=unifrnd(num_cell_min,num_cell_max)*ones(1,nVar);
        agent(i,j).Position(3)=unifrnd(pot_PV_min,pot_PV_max);

        agent(i,j).Position(1)=round(agent(i,j).Position(1));
        agent(i,j).Position(2)=round(agent(i,j).Position(2));
        agent(i,j).Position(3)=round(agent(i,j).Position(3));

        % Gestión de la energía
        agent(i,j).Position=ConstraintFunction(agent(i,j).Position);

        % Inicialización de la velocidad de la partícula
        agent(i,j).Velocity=zeros(VarSize);

        % Evaluación del coste
        agent(i,j).Cost=CostFunction(agent(i,j).Position);

        % Actualización del óptimo local
        agent(i,j).Best.Position=agent(i,j).Position;
        agent(i,j).Best.Cost=agent(i,j).Cost;

        % Actualización del óptimo global
        if agent(i,j).Best.Cost<GlobalBest.Cost
            GlobalBest=agent(i,j).Best;
            GlobalBestPosition = agent(i,j).Position;
            GlobalBest_P_H2=P_H2;
            GlobalBest_P_GRID=P_GRID;
            GlobalBest_E_ESS=E_ESS;
            GlobalBest_E_PV=E_PV;
            GlobalBest_E_PV_dumped=E_PV_dumped;

```

```

        end
    end
end

BestCost=zeros(MaxIt,1);

%% MAPSO Main Loop
for it=1:MaxIt

    Counter=Counter+1;

    % Estrategia de comportamiento
    for i=1:Lsize
        for j=1:Lsize
            a=i;
            if (i==1)
                i1=Lsize;
            else
                i1=a-1;
            end
            a=i;
            if (i==Lsize)
                i2=1;
            else
                i2=a+1;
            end
            b=j;
            if (j==1)
                j1=Lsize;
            else
                j1=b-1;
            end
            b=j;
            if (j==Lsize)
                j2=1;
            else
                j2=b+1;
            end

            % Creación del entorno local
            Neighborhood=[agent(i1,j) agent(i,j1) agent(i2,j) agent(i,j2)];
            Neighbor_cost=[agent(i1,j).Cost agent(i,j1).Cost agent(i2,j).Cost
agent(i,j2).Cost];
            [Min_Cost,index]=min(Neighbor_cost); % Mínimo coste en el entorno
local del agente(i,j)
            min_Neighbor=[];
            current_agent=[];
            child_agent=[];

            if (Min_Cost < agent(i,j).Cost)

                min_Neighbor=Neighborhood(index).Position;
                current_agent=agent(i,j).Position;
                child_agent=min_Neighbor+unifrnd(-
1,1,VarSize).*(current_agent-min_Neighbor);

                agent(i,j).Position=child_agent;
                agent(i,j).Position(1)=round(child_agent(1));
                agent(i,j).Position(2)=round(child_agent(2));
                agent(i,j).Position(3)=round(child_agent(3));
            end
        end
    end
end

```

```

% Límites
VarMin(1)=num_cell_min;
VarMax(1)=num_cell_max;

VarMin(2)=num_cell_min;
VarMax(2)=num_cell_max;

VarMin(3)=pot_PV_min;
VarMax(3)=pot_PV_max;

agent(i,j).Position=max(agent(i,j).Position, VarMin);
agent(i,j).Position=min(agent(i,j).Position, VarMax);

% Gestión de la energía
agent(i,j).Position=ConstraintFunction(agent(i,j).Position);

% Evaluación del coste
agent(i,j).Cost=CostFunction(agent(i,j).Position);

% Update Personal Best
agent(i,j).Best.Position=agent(i,j).Position;
agent(i,j).Best.Cost=agent(i,j).Cost;

% Update Global Best
if agent(i,j).Best.Cost<GlobalBest.Cost
    GlobalBest=agent(i,j).Best;
    GlobalBestPosition = agent(i,j).Best.Position;
    GlobalBest_P_H2=P_H2;
    GlobalBest_P_GRID=P_GRID;
    GlobalBest_E_ESS=E_ESS;
    GlobalBest_E_PV=E_PV;
    GlobalBest_E_PV_dumped=E_PV_dumped;
end
end
end
end

% PSO Operator
for i=1:Lsize
    for j=1:Lsize
        %Update Velocity
        agent(i,j).Velocity=w*agent(i,j).Velocity ...
            +c1*rand(VarSize).*(agent(i,j).Best.Position-
agent(i,j).Position) ...
            +c2*rand(VarSize).*(GlobalBest.Position-agent(i,j).Position);

        % Límites para el cálculo de la velocidad de los agentes
        VarMin(1)=num_cell_min;
        VarMax(1)=num_cell_max;

        VarMin(2)=num_cell_min;
        VarMax(2)=num_cell_max;

        VarMin(3)=pot_PV_min;
        VarMax(3)=pot_PV_max;

        VelMax=0.1*(VarMax-VarMin);
        VelMin=-VelMax;

        agent(i,j).Velocity=max(agent(i,j).Velocity, VelMin);

```

```

agent(i,j).Velocity=min(agent(i,j).Velocity,VelMax);

% Update Position
agent(i,j).Position= agent(i,j).Position+agent(i,j).Velocity;

agent(i,j).Position(1)=round(agent(i,j).Position(1));
agent(i,j).Position(2)=round(agent(i,j).Position(2));
agent(i,j).Position(3)=round(agent(i,j).Position(3));

% Límites para el cálculo de la posición de los agentes
VarMin(1)=num_cell_min;
VarMax(1)=num_cell_max;

VarMin(2)=num_cell_min;
VarMax(2)=num_cell_max;

VarMin(3)=pot_PV_min;
VarMax(3)=pot_PV_max;

agent(i,j).Position=max(agent(i,j).Position, VarMin);
agent(i,j).Position=min(agent(i,j).Position, VarMax);

% Gestión de la energía
agent(i,j).Position=ConstraintFunction(agent(i,j).Position);

% Evaluación del coste
agent(i,j).Cost=CostFunction(agent(i,j).Position);

% Update Personal Best
if agent(i,j).Cost<agent(i,j).Best.Cost
    agent(i,j).Best.Position=agent(i,j).Position;
    agent(i,j).Best.Cost=agent(i,j).Cost;
    %Update GlobalBest
    if agent(i,j).Best.Cost<GlobalBest.Cost
        GlobalBest=agent(i,j).Best;
        GlobalBestPosition = agent(i,j).Position;
        GlobalBest_P_H2=P_H2;
        GlobalBest_P_GRID=P_GRID;
        GlobalBest_E_ESS=E_ESS;
        GlobalBest_E_PV=E_PV;
        GlobalBest_E_PV_dumped=E_PV_dumped;
    end
end
end
end

w=(w_max-w_min)*(MaxIt-Counter)/MaxIt+w_min;

end

```

6.2.2 Gestión de la energía

```

function x = EnergyManagement(x)

global P_H2
global P_CHARGERS
global E_ESS
global P_GRID
global G_t

```

```

global T_amb
global E_PV
global E_PV_dumped

%% Declaración de variables
num_dim_x=numel(x);      % Dimensión de la solución factible
T=8760;                  % Período de simulación (8760 horas - 1 año)

num_cell_electro=x(1);
num_cell_pcomb=x(2);
P_FV_inst=x(3);

P_GRID_max=300;
P_GRID_min=0;

% Sistema de almacenamiento basado en hidrógeno
efi_electro=0.7;
efi_pcomb=0.5;
fdc_min=0.2;           % Factor de carga mínimo

E_ESS=zeros(1,T);     % Depósito inicialmente vacío
E_ESS_max=500;        % 500 kWh equivalentes

P_H2_min=-1*num_cell_electro; % Máxima potencia electrolizador
P_H2_max=1*num_cell_pcomb;    % Máxima potencia pila de combustible

mu1=0;                % Indicador: cargando H2
mu2=0;                % Indicador: descargando

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Producción fotovoltaica %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Tc=T_amb+35*G_t./800;
E_PV=(G_t/1000)*P_FV_inst*0.85.*(1-0.0034*(Tc-25));
E_PV_dumped=zeros(1,T);

%% Energy Management
for t=1:T
    if E_PV(t)>P_CHARGERS(t)

        % Potencia disponible para generar hidrógeno
        aux1=-(E_PV(t)-P_CHARGERS(t));

        % Capacidad disponible en el tanque
        if t==1
            aux2=-E_ESS_max/efi_electro;
        else
            aux2=-(E_ESS_max-E_ESS(t-1))/efi_electro;
        end

        % Límite de potencia para generar hidrógeno
        aux3=P_H2_min;

        P_H2(t)=max([aux1,aux2,aux3]);
        mu1=1;

        if P_H2(t)>fdc_min*P_H2_min
            P_H2(t)=0;
        end
    end
end

```

```

else if E_PV(t) <= P_CHARGERS(t)

    % Energía necesaria para cubrir demanda
    aux1 = (P_CHARGERS(t) - E_PV(t));
    % Energía disponible en el tanque de hidrógeno
    if t == 1
        aux2 = 0;
    else
        aux2 = E_ESS(t-1) * efi_pcomb;
    end

    % Límite de potencia de generación eléctrica
    aux3 = P_H2_max;

    P_H2(t) = min([aux1, aux2, aux3]);
    mu2 = 1;

    if P_H2(t) < fdc_min * P_H2_max
        P_H2(t) = 0;
    end

end

end

if t == 1
    E_ESS(t) = -mu1 * P_H2(t) * efi_electro - mu2 * P_H2(t) / efi_pcomb;
else
    E_ESS(t) = E_ESS(t-1) - mu1 * P_H2(t) * efi_electro...
        - mu2 * P_H2(t) / efi_pcomb;
end

% Balance de energía
P_GRID(t) = P_CHARGERS(t) - E_PV(t) - P_H2(t);

% Curtailment FV
if P_GRID(t) < P_GRID_min
    P_GRID(t) = P_GRID_min;
    E_PV_dumped(t) = E_PV(t) - (P_CHARGERS(t) - P_GRID(t) - P_H2(t));
    E_PV(t) = P_CHARGERS(t) - P_GRID(t) - P_H2(t);
end

mu1 = 0;
mu2 = 0;

end

end

```

6.2.3 Función de coste

```
function cost = BenchM(x)
```

```

global P_CHARGERS
global P_GRID
global E_PV
global E_PV_dumped
global P_H2
global P_t

```

```
T = 8760;
```

```

%% Parámetros económicos
% Sistema de almacenamiento
C_I_electro=400;      %Coste de inversión (€/kW) (coste del sistema)
C_OM_electro=8;      %Coste de mantenimiento (€/kW año)
C_REM_electro=200;   %Coste de reemplazo (€/kW)
C_I_pcomb=200;       %Coste de inversión (€/kW)
C_OM_pcomb=0;        %Coste de mantenimiento (€/kW año)
C_REM_pcomb=150;     %Coste de reemplazo (€/kW)

% Instalación fotovoltaica
C_I_PV=1200 ;        %Coste de inversión (€/kWp)
C_OM_PV=15;          %Coste de mantenimiento (€/kWp)

tdi=0.07;            % Tasa de interés (%)
VU=25;               % Vida útil de la instalación

% Factor de recuperación del capital
CRF=(tdi*(1+tdi)^VU)/((1+tdi)^VU-1);

%% NPC
% Coste de los componentes
C_electro=C_I_electro*x(1)+C_OM_electro*x(1)*VU+C_REM_electro*x(1)*2;
C_pcomb=C_I_pcomb*x(2)+C_OM_pcomb*x(2)*VU+C_REM_pcomb*x(1)*2;
C_PV=C_I_PV*x(3)+C_OM_PV*x(3)*VU;

% Coste de la electricidad
C_elec=sum(P_GRID.*P_t);

% Cargas a las que da servicio la instalación
P_loads=sum(P_CHARGERS);

C_elec=C_elec+sum(E_PV_dumped.*P_t);

% Coste actual neto
NPC = C_electro+C_pcomb+C_PV+C_elec/CRF;

%% Coste de la energía
LCOE=(NPC*CRF)/P_loads;
cost=LCOE;

end

```

6.3 Precio horario de la energía

Tabla 13. Precios horarios del mercado diario €/MWh Junio 2021

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
Mes		2021 Junio																							
Hora		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dia																									
1		89.50	88.11	86.70	86.75	86.70	88.00	89.50	91.10	92.34	91.90	90.50	88.19	85.90	83.26	79.18	74.52	74.10	78.01	79.75	86.70	90.40	92.54	92.38	91.52
2		89.66	87.00	85.00	85.00	84.17	85.02	88.57	91.14	92.76	90.07	88.57	85.21	84.10	83.51	80.00	78.01	74.36	78.50	79.18	83.34	84.17	89.03	86.70	83.22
3		83.75	79.93	76.58	77.35	77.58	80.75	85.01	88.01	89.18	83.75	81.94	80.00	80.00	78.58	74.36	65.90	65.86	69.30	75.00	81.99	83.01	87.32	86.75	83.35
4		77.20	75.86	74.99	78.00	78.08	80.85	84.12	88.01	89.18	87.56	84.20	83.70	83.60	83.29	79.08	76.08	72.04	75.90	79.91	81.95	81.69	83.13	80.35	75.30
5		76.22	69.10	65.87	65.90	65.65	65.86	65.86	68.87	76.42	79.20	83.74	83.74	83.35	83.74	81.55	77.62	76.22	75.81	75.86	77.01	81.55	84.55	84.34	80.00
6		84.21	81.58	75.00	74.36	69.00	69.05	69.05	67.87	65.90	65.65	64.80	65.00	64.90	65.26	64.59	54.57	39.33	54.99	60.02	68.05	76.38	84.55	85.93	82.80
7		76.75	66.38	65.86	65.86	66.10	76.44	81.01	85.94	90.00	86.00	82.55	81.00	80.00	79.75	78.51	76.97	77.25	79.55	83.18	88.00	89.95	87.24	85.74	82.55
8		81.00	79.33	78.93	79.33	82.18	84.16	84.36	90.03	93.85	85.32	80.14	79.95	80.14	80.00	79.33	76.01	74.47	79.33	83.79	86.52	87.32	87.24	83.96	79.33
9		82.03	79.00	75.01	77.44	79.86	81.98	82.89	86.44	88.11	82.59	81.98	81.98	82.29	82.39	81.98	77.07	72.42	78.32	82.99	85.53	86.70	86.44	85.00	78.00
10		82.95	78.00	75.00	75.00	73.58	81.00	83.25	89.27	92.50	84.59	83.99	84.19	84.34	84.34	83.68	80.91	78.22	81.70	85.74	89.62	89.18	89.18	87.25	82.59
11		83.90	80.00	74.56	71.00	69.05	72.50	82.00	90.00	92.26	85.05	83.00	83.18	83.90	83.34	83.18	81.20	80.00	80.00	82.98	88.07	89.92	88.07	88.63	85.04
12		82.98	81.60	79.95	79.70	77.21	73.35	73.35	73.35	77.96	77.21	73.35	70.50	71.01	76.70	73.35	68.86	68.65	68.90	73.35	81.20	87.85	91.42	91.88	88.68
13		80.62	80.00	79.95	80.00	80.31	81.02	80.72	80.31	80.31	79.70	76.00	73.35	69.99	72.86	73.35	69.99	69.95	70.00	73.35	79.95	88.07	93.27	95.00	92.63
14		87.70	87.08	83.95	85.00	86.70	87.29	88.00	93.00	93.00	90.00	87.54	87.70	88.07	88.07	87.29	81.71	81.71	82.08	88.85	95.00	98.35	95.00	92.29	88.00
15		90.00	87.00	84.05	81.20	81.20	84.05	85.00	93.55	96.81	92.00	90.00	92.00	92.00	92.00	91.10	89.51	89.70	92.20	94.60	100.00	100.00	97.36	94.55	92.74
16		97.50	95.00	93.35	93.35	93.35	93.46	95.01	99.29	100.00	96.16	93.35	92.69	92.20	89.99	89.21	82.58	85.50	92.64	95.65	98.91	105.81	100.84	100.00	95.65
17		97.92	95.92	95.40	93.41	93.10	92.88	92.88	94.08	99.00	96.77	95.40	93.35	92.72	89.67	87.29	83.43	76.29	84.77	92.95	95.92	102.37	98.91	94.86	92.63
18		93.35	90.56	89.15	89.03	88.62	89.64	91.42	97.05	100.02	96.88	95.99	94.40	95.88	94.07	92.21	87.23	86.00	88.77	91.10	97.00	96.91	94.07	93.56	91.27
19		93.35	93.12	92.70	92.19	92.19	91.09	89.09	89.64	92.70	92.03	89.60	88.24	86.83	79.00	66.90	65.99	73.00	81.00	89.00	92.75	92.19	91.25	87.00	
20		80.95	66.80	65.74	62.10	62.00	59.97	58.00	54.58	55.00	55.00	50.20	45.63	39.95	27.20	23.72	26.99	8.00	3.84	21.40	62.10	79.24	85.79	88.13	81.00
21		65.99	62.96	62.49	62.59	63.88	65.99	85.95	88.94	92.00	90.00	88.03	87.90	89.21	89.21	88.24	80.00	80.00	82.94	88.97	93.79	94.07	93.79	93.83	90.47
22		93.04	89.70	87.20	87.20	83.85	86.90	90.01	93.76	96.00	93.65	90.97	90.15	90.28	90.28	89.70	86.90	82.41	89.95	89.70	93.35	90.28	89.70	90.68	82.94
23		89.70	87.01	81.32	82.00	83.00	86.90	90.28	92.08	95.00	94.74	93.35	92.08	91.13	90.76	90.28	89.70	87.35	90.96	93.22	92.32	92.17	92.17	93.35	86.34
24		83.00	79.29	76.19	71.51	68.93	73.38	81.50	92.79	92.45	89.70	87.35	88.55	90.16	87.34	84.64	82.51	84.00	90.26	90.58	93.00	93.35	93.92	94.32	88.91
25		87.20	80.00	76.99	75.44	75.77	78.30	86.90	94.89	98.35	95.02	91.45	89.06	86.45	81.20	79.26	78.96	79.83	85.83	87.42	93.35	95.02	95.82	95.45	89.71
26		91.01	89.73	91.03	91.45	93.00	93.35	93.35	91.45	90.15	87.64	87.35	86.45	76.60	68.97	65.74	64.87	65.34	69.21	75.08	85.30	88.55	91.66	91.03	87.50
27		87.64	86.90	82.60	84.45	84.45	81.20	80.00	75.25	67.99	66.25	65.08	61.99	52.91	50.74	21.73	12.82	16.50	18.77	38.94	65.00	72.00	88.00	92.91	86.96
28		81.20	73.38	70.20	68.92	67.99	74.00	88.61	95.40	98.49	94.24	89.70	86.95	86.74	87.20	86.45	81.20	84.96	90.45	90.00	92.11	95.92	98.98	97.49	93.86
29		92.20	91.45	87.12	87.55	87.12	90.00	93.79	99.45	103.49	100.30	99.14	97.62	95.25	92.98	91.59	88.39	89.00	90.00	93.27	95.55	95.66	95.74	94.97	92.16
30		90.27	89.16	85.92	87.12	86.12	92.00	94.67	97.67	99.93	99.47	98.86	98.14	98.86	96.08	92.43	87.29	87.36	91.99	95.54	98.89	98.97	97.02	96.01	93.51

Tabla 14. Precios horarios del mercado diario €/MWh Julio 2021

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
Mes		2021 Julio																							
Hora		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dia																									
1		93.72	91.99	91.26	91.65	91.99	91.99	92.34	95.95	98.19	96.40	94.93	93.25	93.00	90.19	85.67	85.00	84.04	89.14	93.00	95.24	95.93	95.54	96.18	91.99
2		100.00	99.72	99.56	99.67	99.72	100.12	102.00	107.96	110.00	107.24	102.54	100.00	99.61	95.71	92.32	86.95	82.57	94.23	99.98	101.01	103.69	105.55	105.02	99.98
3		96.55	95.00	93.05	96.55	96.55	95.00	95.00	96.20	99.61	98.00	94.23	93.05	92.32	92.32	88.93	73.75	75.20	85.45	93.61	98.18	100.27	105.69	106.95	100.00
4		94.18	86.74	80.05	75.61	71.12	70.07	74.50	75.42	78.68	77.08	75.24	78.03	78.02	74.00	69.26	67.10	58.45	65.09	69.57	81.02	100.00	102.09	104.92	100.00
5		94.23	92.00	89.46	88.93	89.05	91.50	96.32	101.93	105.69	103.55	101.00	100.09	97.91	94.23	88.93	83.93	79.49	78.40	78.50	92.00	101.73	105.00	103.96	94.58
6		97.50	92.32	89.05	88.93	88.93	89.00	91.10	99.61	100.34	98.60	95.00	92.63	94.20	96.30	88.93	81.60	78.27	78.37	91.46	99.94	103.47	104.42	104.73	101.01
7		97.63	94.23	92.05	92.05	92.05	92.32	96.46	104.78	108.01	104.61	101.21	99.44	97.78	97.36	96.98	95.00	96.03	97.63	97.63	97.00	100.77	107.00	107.70	103.65
8		92.00	86.74	80.38	78.00	77.50	81.61	88.93	96.98	100.70	100.09	100.08	100.09	100.00	97.80	96.00	91.55	91.11	95.56	96.01	99.43	99.74	100.00	102.10	96.70
9		93.35	89.05	86.77	86.60	86.74	88.93	92.88	100.89	107.63	103.19	98.53	96.99	95.00	91.92	91.00	86.32	82.50	88.15	94.47	97.68	98.25	98.43	96.69	91.98
10		95.00	94.31	94.31	94.31	93.91	93.80	94.21	93.00	88.93	86.72	83.03	85.00	85.60	88.55	87.55	75.13	73.00	81.31	93.16	97.91	99.19	100.05	98.50	95.00
11		98.81	97.87	97.87	97.87	97.96	98.56	98.56	98.00	93.50	94.55	92.00	88.93	79.91	74.99	73.75	72.50	67.98	73.75	80.85	94.25	99.76	103.10	103.63	99.44
12		94.05	81.02	74.00	72.92	73.06	76.12	94.83	102.07	105.98	101.80	95.94	92.00	91.16	87.53	86.47	74.99	73.65	72.90	72.80	72.68	84.73	101.80	102.26	95.44
13		88.61	83.40	81.02	81.02	83.01	88.93	98.01	101.53	106.97	101.27	100.05	97.00	98.97	97.96	95.28	92.17	91.92	95.97	98.01	97.72	98.97	98.52	97.00	92.05
14		98.97	95.94	88.93	86.55	79.01	78.00	87.55	90.05	90.05	88.19	84.00	92.00	95.41	88.55	76.65	74.99	73.75	73.74	72.90	74.99	87.50	88.11	85.50	75.68
15		81.00	72.67	70.99	69.94	69.61	69.86	72.57	76.64	93.05	89.04	91.36	93.05	94.79	90.86	96.11	96.11	96.05	95.68</						

Tabla 15. Precios horarios del mercado diario €/MWh Agosto 2021

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
Mes		2021 Agosto																							
Hora	Dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1		76.65	75.00	70.10	72.99	74.15	75.35	75.85	76.01	76.55	69.74	64.20	65.09	65.09	69.49	72.10	64.99	63.99	64.10	67.49	81.00	100.38	108.41	110.68	105.88
2		101.06	100.03	100.32	100.00	98.55	100.97	101.17	104.64	105.18	104.75	104.31	104.56	104.64	104.64	104.56	103.12	101.06	102.51	101.06	108.41	105.82	106.49	104.97	100.97
3		105.23	103.23	100.96	100.96	102.50	105.65	110.00	112.37	113.51	111.55	107.93	107.49	107.52	107.31	106.32	105.00	100.85	100.85	100.85	107.52	108.82	110.00	107.98	106.00
4		110.00	102.85	96.00	93.34	94.82	99.00	108.79	112.22	115.00	114.68	110.77	110.00	108.00	105.01	99.76	91.00	88.91	95.97	102.85	105.00	112.66	116.74	116.86	115.51
5		110.71	107.75	105.27	103.63	102.85	104.00	106.37	107.12	112.66	112.10	108.14	102.85	101.00	97.80	83.00	77.95	77.95	77.95	85.00	100.50	111.91	115.27	115.02	111.91
6		103.81	102.84	99.44	99.00	99.00	102.11	103.24	106.50	108.01	106.50	103.86	103.08	102.99	102.84	99.50	84.01	75.13	71.11	71.11	76.01	101.99	103.86	104.00	103.24
7		101.24	97.00	90.36	89.25	83.40	83.30	89.00	89.74	89.50	73.10	61.97	55.92	53.53	45.00	20.00	7.00	0.90	1.93	12.78	59.98	81.00	98.45	100.66	90.24
8		101.24	92.79	89.87	89.74	89.50	89.87	90.24	89.74	90.24	73.38	70.00	72.50	72.80	76.00	75.47	72.40	65.49	62.99	72.30	87.19	102.35	106.67	107.57	106.67
9		108.56	106.28	100.14	100.00	102.35	106.57	111.00	112.11	112.15	110.41	108.52	107.25	107.25	107.15	105.00	99.44	97.95	101.01	104.28	107.23	110.64	114.07	112.45	110.00
10		113.50	111.00	106.87	106.50	109.81	112.23	114.64	117.15	119.00	117.15	112.86	112.49	112.02	111.25	107.68	104.01	102.02	104.00	104.54	116.29	120.00	120.00	117.15	112.86
11		112.86	107.00	103.00	99.48	100.45	105.73	115.00	118.57	121.61	120.00	116.16	112.41	114.81	113.00	110.10	108.80	110.46	111.00	124.75	125.43	125.01	121.30	117.52	
12		118.06	112.40	110.00	107.00	105.51	107.45	115.81	120.00	120.77	120.00	115.81	113.25	111.00	112.19	113.25	109.29	107.01	111.40	123.51	128.37	130.00	128.77	123.18	115.81
13		119.22	114.46	107.51	104.50	101.52	105.00	113.73	119.22	121.93	120.00	117.87	117.87	118.72	119.22	117.87	115.00	117.87	117.87	120.67	126.00	128.54	128.01	126.17	
14		124.59	123.35	120.00	118.05	115.25	115.25	118.05	119.97	121.50	120.67	120.02	115.95	108.00	105.18	95.90	89.74	89.14	90.74	107.32	120.65	125.98	130.00	129.73	126.17
15		124.91	123.10	121.50	121.08	120.92	120.92	116.75	111.35	112.97	108.00	105.97	100.97	105.91	99.80	89.14	84.67	84.47	84.97	96.07	119.50	122.49	123.09	121.08	
16		102.00	89.50	85.84	85.49	84.99	85.49	89.10	90.24	92.93	89.14	85.83	84.99	84.99	85.74	84.40	83.00	82.70	82.60	84.90	90.24	109.35	105.00	90.74	
17		87.50	84.70	83.49	82.49	82.09	82.49	84.60	85.00	86.00	84.90	84.40	84.60	84.99	89.14	89.99	86.41	85.00	84.99	85.36	96.80	107.02	120.00	112.03	94.00
18		90.24	84.90	84.40	84.10	83.99	84.40	90.10	102.99	113.01	114.90	100.00	101.07	105.45	113.36	116.38	116.38	112.00	110.00	110.00	115.75	125.53	126.84	125.64	116.00
19		103.21	91.02	89.50	89.14	89.14	89.50	112.00	119.85	125.00	120.00	113.05	115.00	119.65	121.10	120.00	116.86	116.86	116.44	116.86	126.78	128.12	129.37	127.60	125.65
20		120.50	119.04	117.49	116.00	115.45	116.00	120.50	122.62	125.00	122.01	118.24	115.45	115.45	112.95	112.95	104.38	104.07	104.99	113.27	123.20	126.14	124.93	121.67	119.04
21		119.45	117.30	114.68	109.99	106.00	110.51	114.62	115.59	115.12	113.99	113.52	107.45	103.75	104.51	100.00	91.20	95.27	107.92	114.68	119.10	123.00	119.10	115.12	
22		110.41	109.39	106.00	107.79	105.00	102.00	107.79	108.20	106.00	99.44	90.24	90.24	98.92	107.89	107.79	88.20	88.17	88.14	88.19	95.00	100.01	108.39	108.00	91.02
23		89.50	86.62	86.56	85.84	85.84	86.56	90.10	111.29	114.59	114.18	106.98	103.47	99.44	94.00	96.10	93.95	91.02	95.00	105.00	114.18	114.18	115.54	114.18	100.00
24		85.74	85.49	85.00	84.77	84.34	85.47	85.84	90.00	110.63	106.97	101.00	96.00	91.49	99.03	112.28	112.28	114.95	114.99	113.75	116.00	118.50	120.35	119.10	115.55
25		114.34	110.00	108.00	105.72	107.90	114.34	117.47	118.08	119.00	119.10	117.68	116.95	116.94	117.03	117.27	116.53	116.74	116.74	117.47	119.00	123.72	129.15	123.84	118.60
26		123.77	122.91	121.37	120.00	119.95	121.01	123.45	123.86	124.65	123.86	122.50	119.95	120.35	122.00	122.91	120.35	121.43	120.91	121.37	123.77	125.26	129.81	127.78	122.94
27		125.33	122.76	121.07	120.06	119.91	119.91	120.41	122.00	122.67	121.86	119.91	119.87	119.87	119.87	107.00	108.72	106.75	107.10	119.91	122.34	124.67	122.95	120.41	
28		128.29	126.53	123.94	122.95	118.53	117.14	119.45	120.27	120.95	122.50	109.43	94.50	93.00	96.40	93.99	91.02	88.59	87.95	89.50	97.50	117.04	125.01	123.94	116.86
29		103.00	93.11	93.08	93.08	93.08	93.11	101.79	102.60	102.44	105.98	93.10	93.06	93.08	96.97	99.44	93.08	93.06	93.06	93.06	111.97	125.53	128.41	127.39	125.60
30		122.81	117.41	112.31	112.31	116.51	120.95	125.00	128.02	131.92	132.92	128.53	126.10	125.05	125.05	125.01	122.53	121.72	122.81	122.81	128.48	130.04	132.82	129.14	126.58
31		132.22	130.00	128.90	125.95	126.53	128.45	132.24	133.47	137.02	135.84	131.45	128.90	128.45	128.95	128.95	123.48	123.35	128.00	129.46	134.07	134.90	137.46	133.47	131.22

Tabla 16. Precios horarios del mercado diario €/MWh Septiembre 2021

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
Mes		2021 Septiembre																							
Hora	Dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1		130.95	125.26	119.45	114.74	114.76	121.15	130.95	136.31	137.92	137.61	136.05	134.93	134.93	134.97	134.93	134.41	134.93	135.12	136.31	138.41	139.16	139.95	138.42	137.54
2		140.60	139.75	138.60	137.78	137.78	138.31	140.00	140.82	141.62	140.72	139.90	138.31	138.60	138.91	138.60	137.78	137.45	138.06	139.21	143.41	144.35	148.00	145.00	141.89
3		143.66	141.00	140.00	139.95	139.27	139.49	140.27	142.96	143.66	142.35	140.00	136.85	131.55	133.01	127.12	121.75	119.42	122.00	136.74	143.93	144.63	147.57	145.37	142.25
4		150.00	149.66	148.20	147.52	147.35	146.62	147.35	147.52	144.50	139.85	120.01	115.01	114.20	113.70	110.92	106.32	106.30	107.54	127.33	146.50	150.01	152.27	150.01	148.78
5		149.20	147.13	140.86	136.33	133.24	136.33	136.85	135.00	129.05	115.28	107.87	106.67	104.20	106.25	107.00	105.36	106.12	107.22	127.45	142.00	150.59	155.00	153.71	150.00
6		140.00	127.37	115.87	108.52	110.00	105.97	144.03	146.00	139.26	135.00	134.75	130.41	126.40	124.77	124.41	128.67	137.73	148.52	153.63	152.88	150.50	140.00	120.27	
7		130.00	112.00	108.52	105.64	105.10	107.74	124.76	142.80	149.58	142.50	134.51	120.07	111.71	108.84	108.28	107.98	113.07	134.28	140.97	149.12	153.45	153.40	150.03	142.19
8		140.28	135.00	130.00	124.00	124.60	130.00	137.49	143.40	146.05	144.74	139.12	135.99	133.84	129.48	116.30	109.08	117.52	136.03	141.09	150.00	152.36	152.36	149.37	137.60
9		143.58	135.70	128.90	121.98	120.92	123.69	139.37	148.05	149.43	145.73	144.01	143.40	143.58	144.80	141.10	138.50	137.00	143.19	147.51	154.38	155.62	154.46	151.00	145.20
10		155.62	152.00	149.41	148.08	146.29	148.68	150.38	158.07	159.31	156.66	153.11	150.00	150.00	150.00	149.76	147.51	146.29	148.40	149.76	156.66	159.31	159.30	157.07	154.00
11		156.51	156.05	155.03	155.03	155.57	155.47	155.27	156.34	156.26	156.00	154.85	150.00	147.20	142.56	140.01	121.79	120.48	133.73	148.30	156.20	161.29	165.00	161.25	158.51
12		162.69	160.03	159.83	159.31	158.76	156.51	156.51	156.34	152.33	150.76	127.00	117.02	116.27	116.30	116.30	110.02	110.01	115.72	140.					

Tabla 17. Precios horarios del mercado diario €/MWh Octubre 2021

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
		2021 Octubre																							
Mes		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Hora																									
Dia																									
1		223.42	220.12	218.83	216.01	215.00	215.92	220.00	225.90	230.00	225.17	220.10	214.17	210.00	205.57	198.77	198.77	198.77	200.00	205.57	221.61	230.00	230.00	222.50	218.00
2		234.37	230.00	224.00	221.33	219.87	218.00	218.00	218.00	216.85	216.12	204.48	160.05	140.00	131.90	128.00	62.00	54.13	89.98	129.50	152.20	203.00	204.48	154.92	136.40
3		117.71	90.00	59.98	55.12	44.00	15.00	44.00	90.00	95.00	130.00	132.20	132.40	132.10	132.00	117.71	58.11	63.66	110.26	127.59	153.84	204.48	210.98	201.29	161.00
4		154.92	150.10	141.59	143.74	150.00	154.92	196.73	217.10	221.99	213.60	198.22	185.87	169.42	163.93	154.92	154.98	160.32	187.61	211.63	230.00	249.00	245.00	217.77	201.62
5		198.73	185.05	167.20	167.10	165.00	167.20	197.50	226.45	229.63	226.00	204.04	194.92	192.90	193.02	180.00	167.40	170.00	193.75	218.99	250.00	256.47	255.00	250.00	232.02
6		240.19	238.00	235.55	231.18	228.25	228.25	238.00	244.34	248.03	243.05	231.18	205.50	200.00	193.43	194.20	193.20	197.19	225.98	240.00	255.00	260.00	247.52	239.93	228.25
7		280.00	270.00	250.00	250.00	249.08	264.31	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	299.92	296.41	287.00	280.02	280.00	298.94	300.00	300.00	300.00	319.03	300.00	300.00	299.90
8		233.52	225.63	216.07	207.75	195.00	200.00	233.46	267.88	284.34	260.00	230.24	211.32	192.60	188.80	190.00	188.60	192.30	223.89	250.00	269.70	290.00	280.00	244.95	224.84
9		246.68	240.00	234.89	230.42	220.00	220.00	223.01	241.27	247.34	249.56	230.00	216.06	216.06	216.06	213.98	185.00	176.92	200.00	229.20	252.32	254.45	250.84	233.80	201.18
10		176.27	175.59	160.00	159.99	150.00	150.18	159.99	163.99	169.11	159.99	150.00	135.07	141.48	160.00	170.00	139.00	139.00	174.99	216.06	240.57	251.60	250.00	230.42	192.07
11		149.14	141.51	125.01	125.01	133.50	146.16	177.19	225.57	226.80	226.29	213.94	187.84	177.27	175.01	168.00	151.24	154.74	192.13	228.00	240.57	241.27	233.45	210.86	177.00
12		176.13	175.53	172.00	170.92	170.92	170.92	182.90	197.85	198.05	203.01	190.05	175.73	175.63	175.53	170.92	154.00	149.36	170.92	196.80	217.60	226.74	216.82	208.60	176.13
13		168.74	152.01	140.07	132.43	135.00	151.45	173.01	216.20	218.57	216.73	185.82	169.68	172.92	168.74	165.42	167.60	189.90	200.00	219.01	240.00	238.69	228.30	213.70	192.67
14		206.68	202.04	196.56	199.80	132.00	203.00	228.00	242.49	249.00	245.00	222.55	212.35	205.74	198.89	175.25	175.35	202.04	223.61	243.87	248.00	243.34	234.49	222.56	228.47
15		237.51	225.00	215.66	212.28	211.72	219.56	237.45	250.23	265.00	260.00	246.59	237.00	216.73	211.72	209.43	201.06	209.73	224.52	244.12	255.00	251.31	248.81	244.34	228.84
16		241.90	234.17	225.81	220.00	217.92	217.92	225.31	232.45	234.89	242.45	228.87	217.76	214.49	216.25	210.94	200.00	192.07	202.52	235.09	253.06	264.54	258.29	234.89	224.71
17		216.20	208.81	198.41	192.03	190.05	189.39	186.27	198.61	198.41	203.56	198.71	198.41	198.41	198.41	197.24	184.71	183.84	191.91	216.00	250.00	270.00	264.54	252.88	244.21
18		230.00	216.60	208.93	205.62	204.46	207.93	216.60	256.07	262.62	250.50	228.70	212.46	197.79	193.73	197.65	195.00	208.00	229.97	252.97	262.12	280.00	265.00	252.37	232.72
19		228.35	208.01	189.07	183.84	182.59	183.27	195.99	239.99	254.91	250.62	214.69	199.42	199.64	188.69	182.00	171.60	172.09	183.27	209.19	235.28	256.33	250.62	208.04	183.84
20		183.28	179.90	179.70	180.00	180.30	183.27	200.78	250.50	261.53	255.40	228.34	198.66	185.92	179.70	164.75	144.98	144.98	165.00	183.84	228.31	257.29	255.00	228.37	213.79
21		205.90	199.24	198.22	192.07	192.07	197.83	212.83	234.91	241.48	243.13	217.46	190.05	187.90	183.27	181.84	180.59	180.59	197.26	214.89	245.45	250.00	234.91	209.45	198.85
22		206.70	184.74	177.00	173.27	173.27	180.30	200.00	234.84	255.50	247.88	220.00	199.54	195.75	188.69	175.92	173.27	175.10	175.92	207.28	230.22	247.88	234.00	218.11	209.89
23		207.74	195.00	192.07	185.38	190.70	185.40	200.01	220.81	230.00	237.58	221.75	201.33	193.25	190.70	188.51	179.21	180.35	204.38	238.22	256.47	256.95	255.00	238.29	220.00
24		241.41	221.75	216.70	202.40	200.00	201.26	200.00	217.01	221.75	216.70	194.83	180.30	190.00	193.60	193.00	176.71	174.93	188.51	216.70	242.15	271.80	270.00	250.00	235.43
25		230.45	229.45	214.19	213.45	213.45	213.80	212.05	242.05	247.92	244.40	232.68	222.96	215.00	203.18	207.30	200.91	216.97	229.45	239.77	262.00	252.46	239.71	219.63	205.47
26		218.20	193.29	182.10	182.30	181.27	182.10	214.50	236.71	250.00	241.31	229.45	222.21	206.42	200.60	182.30	181.26	190.20	223.47	241.86	266.11	270.00	256.95	235.00	217.39
27		240.30	234.58	222.65	220.00	220.00	220.00	223.93	251.02	256.92	253.66	235.27	223.01	219.70	197.67	183.73	180.10	182.24	207.56	235.27	263.29	260.00	251.39	231.23	214.15
28		221.29	195.84	183.73	182.46	174.40	182.46	205.01	237.30	252.33	241.40	222.82	208.34	196.89	185.26	174.99	169.00	173.05	198.93	220.69	242.76	250.00	233.59	190.05	178.49
29		144.05	130.00	127.05	144.05	145.20	145.40	159.98	192.52	209.13	211.13	205.62	194.89	190.37	185.25	178.00	161.32	170.01	189.37	205.62	216.53	209.89	187.88	160.00	156.59
30		100.00	90.11	75.47	63.97	58.79	61.05	77.36	92.06	117.65	149.89	155.21	148.29	144.99	129.89	120.00	105.76	133.46	155.86	167.92	186.21	192.07	178.51	151.45	132.66
31		134.48	88.18	74.78	69.37	57.11	57.81	52.94	53.65	56.00	52.79	71.71	64.99	64.91	61.66	56.12	56.15	55.00	64.31	81.70	91.95	100.04	148.00	130.50	117.84

Tabla 18. Precios horarios del mercado diario €/MWh Noviembre 2021

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
		2021 Noviembre																							
Mes		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Hora																									
Dia																									
1		78.43	55.06	43.92	22.05	15.00	41.09	58.29	77.54	88.81	85.42	83.20	78.31	78.98	70.62	60.34	72.00	85.00	134.89	183.00	179.90	163.08	151.51	147.37	134.90
2		111.11	98.80	95.06	94.13	95.06	98.20	136.45	174.52	176.03	171.79	161.91	133.01	121.11	111.11	108.96	131.16	161.27	171.01	180.53	200.00	223.55	201.00	179.99	167.00
3		146.68	143.08	140.25	130.84	130.03	138.70	161.83	188.53	190.05	180.53	166.91	145.00	135.00	119.90	118.00	119.40	119.90	159.51	180.35	191.03	202.90	183.63	165.92	145.07
4		165.39	152.51	145.87	143.06	145.38	159.61	180.53	191.03	192.96	189.00	180.12	173.46	168.98	162.60	154.74	154.74	173.78	189.52	199.64	193.47	184.21	179.67	175.61	170.02
5		163.51	160.79	156.05	146.10	141.36	159.32	180.06	191.00	190.49	186.79	171.59	163.00	155.34	147.62	141.00	138.25	167.79	187.30	195.00	201.28	203.24	198.10	189.75	180.06
6		184.81	173.71	171.42	160.00	144.00	136.28	146.92	162.40	168.67	155.28	139.06	133.69	131.83	136.28	135.01	131.83	139.06	173.71	186.13	190.31	176.55	173.62	167.00	160.73
7		137.49	121.20	107.14	78.76	58.78	75.75	86.69	87.88	118.94	126.10	126.10	128.28	129.41	123.00	119.89	121.20	129.41	172.97	186.00	194.80	185.51	184.84	179.83	175.98
8		172.86	165.68	150.10	139.41	139.36	152.55	172.30	186.76	186.00	177.90	167.17	141.06	141.06	141.06	139.88	140.28	164.88	179.63	196.14	202.00	203.71	199.62	187.13	177.80
9		153.01	154.53	151.01	145.36	145.50	156.79	173.99	188.70	188.80	185.00	172.07	155.01	169.46	171.46	175.52	184.98	186.67	196.84	213.03	220.01	218.40	197.52	191.00	188.19
10		187.01	180.																						

Tabla 19. Precios horarios del mercado diario €/MWh Diciembre 2021

Indicadores	Precios horarios Mercado Diario €/MWh																								
	2021 Diciembre																								
	Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dia																									
1	289.10	259.05	246.25	232.97	200.30	200.00	244.00	273.73	280.10	260.00	248.00	243.90	241.10	237.90	232.90	237.90	241.10	248.25	267.90	280.10	280.57	254.00	241.10	192.81	
2	231.10	200.01	192.79	190.28	172.29	186.69	192.81	239.63	250.98	250.10	232.25	192.81	190.78	183.13	171.30	182.93	192.81	248.10	261.00	273.47	277.98	276.51	256.10	250.00	
3	243.00	213.58	198.57	195.00	194.06	198.57	208.00	235.00	250.02	248.35	224.82	208.21	202.42	197.78	194.06	200.00	222.57	258.00	272.98	271.96	271.85	263.36	238.69	216.68	
4	240.53	222.00	201.50	185.00	185.01	183.79	187.60	205.00	221.00	230.43	230.65	227.73	229.92	222.00	218.73	210.00	222.00	243.05	250.00	248.00	241.93	248.00	230.23	217.45	
5	175.40	104.99	82.00	10.00	5.00	2.67	3.76	10.00	80.00	87.50	82.50	40.00	20.10	23.08	20.50	10.41	80.00	176.69	219.85	240.00	250.47	251.65	245.05	225.72	
6	204.44	194.06	187.87	179.99	177.47	177.37	179.99	189.17	189.07	190.00	192.79	192.79	190.53	192.79	197.00	210.91	230.29	248.00	257.59	263.01	273.61	250.00	240.00	226.05	
7	221.12	198.02	197.88	197.83	197.73	216.90	215.01	232.43	237.21	235.97	225.00	218.00	207.31	193.99	192.06	192.06	210.00	224.57	232.23	235.97	223.71	200.00	186.28		
8	176.00	113.01	104.78	34.99	14.98	14.00	25.00	25.00	63.13	50.69	94.99	20.00	14.98	50.69	90.00	80.10	140.00	175.45	197.47	231.51	238.75	237.50	220.00	196.42	
9	205.75	180.00	176.53	175.20	175.10	176.53	186.90	237.05	249.43	246.27	242.56	223.52	212.13	210.00	210.00	219.44	232.00	242.87	250.01	250.40	252.59	239.45	220.44	187.52	
10	182.06	177.00	129.70	99.90	98.13	127.00	180.60	215.40	245.94	247.65	246.75	233.49	216.34	215.10	215.00	215.40	236.05	248.06	253.00	260.00	262.16	243.81	236.43	217.00	
11	221.11	213.53	208.03	202.00	201.60	206.70	208.42	201.90	208.42	216.18	215.17	229.33	240.01	250.00	240.77	246.92	260.83	281.59	292.00	290.00	285.00	299.47	277.24	266.03	
12	263.07	251.21	244.78	229.29	218.01	222.70	232.17	250.20	242.34	257.82	251.21	244.40	254.26	257.82	250.00	240.38	253.33	282.00	295.00	298.00	292.30	290.13	286.00	261.00	
13	250.59	229.09	221.50	219.73	217.71	230.11	265.00	284.00	291.92	288.00	262.60	259.26	258.91	259.99	260.86	262.80	282.00	300.00	310.00	313.00	315.43	300.00	287.67	266.81	
14	290.98	283.89	276.80	254.24	250.00	265.45	290.16	294.32	298.04	295.86	289.85	270.65	280.00	284.31	281.23	289.74	292.78	301.07	315.13	319.13	320.00	309.41	292.78	270.99	
15	295.24	281.46	274.59	262.20	261.73	283.53	279.64	299.13	301.51	300.00	297.37	294.00	290.00	290.00	280.01	284.13	292.73	301.00	312.29	317.13	319.13	305.50	299.59	279.55	
16	291.04	279.50	273.79	260.22	251.78	266.49	278.18	318.00	324.96	323.24	310.07	307.16	309.96	309.96	303.41	305.00	310.00	323.00	337.96	340.99	345.00	320.00	290.55	279.37	
17	289.26	276.46	266.64	255.23	250.00	270.09	303.81	326.00	329.02	327.98	320.00	318.28	317.82	317.58	317.58	318.53	322.42	331.85	349.98	350.00	341.98	315.83	310.49	293.88	
18	310.12	300.00	299.03	270.37	266.77	273.24	278.20	300.00	313.08	315.13	312.98	309.39	309.80	293.74	286.80	301.00	309.60	318.03	338.12	341.73	342.03	326.03	320.03	317.69	
19	335.62	318.51	310.00	276.65	274.90	275.55	305.86	317.58	315.86	324.23	325.00	323.83	319.09	321.00	321.00	317.02	319.32	332.99	344.14	349.41	350.00	343.10	328.00	322.42	
20	319.00	304.57	319.05	272.82	267.99	284.12	312.96	355.68	360.00	360.21	353.00	350.01	351.00	353.78	353.74	355.62	359.75	360.00	370.00	374.74	375.00	367.75	350.00	325.35	
21	324.61	313.27	300.00	270.00	270.00	304.73	314.61	331.93	341.61	342.61	335.00	328.32	324.61	322.61	324.61	328.61	335.00	340.61	360.00	365.00	370.00	354.15	336.61	318.61	
22	354.49	350.00	340.00	336.15	333.90	345.01	353.03	372.00	378.65	378.66	370.00	364.25	360.00	357.26	355.00	357.26	365.00	374.49	380.00	380.00	379.49	370.05	354.49	331.40	
23	386.10	354.86	309.25	303.00	317.00	357.83	386.10	398.23	400.00	400.03	400.01	400.00	400.00	400.75	400.75	403.00	401.00	401.00	409.00	409.00	407.00	400.00	392.63	371.60	
24	343.08	309.94	271.23	264.60	264.60	258.50	264.60	295.01	312.78	334.24	356.59	373.34	345.90	323.02	312.88	300.00	307.76	312.68	326.00	335.70	329.43	316.84	307.96	297.62	264.70
25	245.12	224.50	196.29	162.22	135.00	125.31	128.03	180.30	190.00	217.13	226.63	245.04	254.75	248.61	229.32	226.00	231.52	244.81	257.90	280.00	307.53	315.12	300.00	262.86	
26	223.86	185.87	175.07	174.47	134.80	130.24	132.24	162.50	174.39	185.94	199.35	202.81	199.40	193.73	193.30	193.39	195.65	211.73	233.86	241.25	230.76	197.98	184.64	167.40	
27	52.64	3.57	2.67	2.67	2.67	2.67	7.50	10.94	10.94	10.94	10.94	113.08	108.60	104.60	103.64	83.14	104.40	110.87	200.86	207.10	196.05	169.42	133.74	113.05	104.70
28	64.50	44.29	12.53	8.06	14.00	20.00	64.70	103.56	122.61	143.45	142.41	135.71	127.55	116.76	112.54	104.39	111.54	147.35	151.00	171.70	176.03	172.30	127.68	110.08	
29	112.06	93.27	94.37	90.82	94.01	117.63	139.98	188.00	200.00	203.45	204.20	204.38	205.61	205.62	205.70	200.00	195.99	205.00	231.03	240.00	255.00	240.00	220.00	200.00	
30	200.68	185.72	178.34	175.00	174.70	174.90	186.97	196.67	225.75	224.71	191.86	179.91	179.91	184.94	184.25	178.39	186.97	225.75	252.22	251.79	248.63	240.00	202.40	185.90	
31	150.00	127.50	114.60	114.10	111.10	112.60	114.50	125.02	131.97	141.80	138.00	115.60	124.99	125.02	143.00	141.00	156.17	186.03	193.15	187.95	182.30	175.12	140.38	127.81	

Tabla 20. Precios horarios del mercado diario €/MWh Enero 2022

Indicadores	Precios horarios Mercado Diario €/MWh																								
	2022 Enero																								
	Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dia																									
1	145.86	114.90	113.87	97.80	97.80	95.74	97.80	97.80	97.80	70.05	76.79	84.10	94.74	96.80	97.80	98.52	114.50	149.97	177.22	187.52	189.26	190.81	188.39	167.26	
2	133.21	115.87	110.52	113.00	115.87	110.52	115.87	129.60	115.87	115.87	113.00	103.70	103.70	110.52	115.87	109.50	115.87	159.79	194.25	198.00	208.38	209.10	191.36	178.00	
3	181.50	160.72	154.64	149.86	144.49	148.86	153.77	160.72	189.26	183.54	160.72	152.20	148.86	142.04	127.38	112.87	126.80	148.49	175.06	180.00	153.77	141.94	114.11	100.30	
4	125.47	115.55	113.29	105.81	105.00	115.11	153.77	161.03	178.91	190.00	189.88	182.42	182.46	179.59	163.20	157.30	157.30	163.78	184.96	178.99	156.12	148.65	137.92	105.00	
5	120.11	105.10	84.50	75.38	79.11	94.79	169.04	206.07	211.13	213.86	209.10	202.80	199.89	197.34	195.60	200.00	206.07	211.23	225.00	250.34	241.93	218.95	207.46	200.00	
6	207.15	209.21	191.82	180.70	170.10	194.38	204.22	216.14	219.42	220.01	214.90	207.90	205.00	204.43	196.84	189.89	202.17	222.31	273.44	278.36	251.71	229.96	216.44	210.00	
7	213.47	184.00	180.00	164.90	162.80	165.00	165.20	215.89	243.84	250.01	240.00	232.53	216.28	211.94	207.05	210.11	220.21	243.84	260.00	250.00	243.84	243.84	235.69	215.00	
8	270.02	237.86	215.89	211.44	200.90	200.00	201.36	209.09	215.89	231.00	228.95	215.39	206.68	185.00	169.52	162.80	161.73	189.90	206.68	210.00	210.00	209.37	185.30	147.94	
9	109.18	89.61	80.24	55.46	45.82	48.50	74.29	89.78	104.79	140.00	140.00	120.00	69.77	69.77	57.96	14.00	92.52	159.90	207.90	240.00	230.82	214.02	215.88	191.64	
10	196.23	165.00	158.70	159.30	160.10	173.01	200.10	228.46	234.74	240.00	238.76	228.38	222.53	216.01	206.01	200.99	223.00	256.01	286.40	294.98	267.45	242.23	217.03	198.93	
11	210.34	202.42	197.60	193.00	194.90	204.45	219.32	228.38	249.97	249.97	242.47	212.20	207.10	207.00	206.80	206.80	212.00	242.47	260.00						

Tabla 21. Precios horarios del mercado diario €/MWh Febrero 2022

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
Mes		2022 Febrero																							
Hora		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Dia																									
1	208.40	191.95	191.65	186.10	169.97	181.00	191.94	227.00	250.00	233.19	196.84	191.65	191.10	190.02	191.09	171.89	190.96	216.88	245.01	253.00	251.87	226.04	207.14	202.30	
2	184.75	178.69	170.10	168.08	169.53	174.97	182.00	220.72	223.50	225.02	207.27	193.94	196.30	195.00	193.94	193.09	201.53	238.01	266.90	267.88	270.09	267.97	239.95	215.00	
3	215.00	189.09	182.37	178.30	173.25	181.50	193.21	232.74	246.00	231.79	213.26	209.00	199.10	192.68	189.95	189.94	200.00	224.15	237.72	245.68	240.00	225.01	204.88	194.74	
4	197.00	181.32	179.34	167.44	166.59	167.44	180.05	217.32	227.87	227.87	220.72	200.03	190.00	179.85	179.95	174.54	179.55	196.31	218.63	233.34	227.66	223.58	204.74	187.49	
5	217.32	215.00	190.20	189.50	182.02	181.42	190.05	190.98	214.04	210.01	216.43	189.95	190.15	189.00	174.90	170.47	173.95	178.28	223.01	226.50	225.00	223.01	210.00	189.75	
6	189.70	178.85	177.60	176.09	173.44	177.60	179.05	179.35	179.35	179.25	178.75	177.51	179.89	178.95	178.85	172.59	172.18	179.25	225.51	240.00	246.43	235.02	226.01	190.00	
7	189.50	179.41	176.00	175.20	165.97	176.00	205.00	239.03	253.61	246.92	232.18	212.70	201.01	199.46	190.15	186.03	190.15	206.36	235.78	239.42	236.47	227.89	201.30	189.55	
8	184.00	179.88	174.68	170.88	180.01	183.62	190.74	240.11	250.00	233.59	211.50	190.10	185.84	182.44	179.41	178.62	184.10	211.47	240.00	249.49	240.00	235.00	212.71	200.57	
9	195.00	187.38	185.00	183.44	182.59	182.65	200.23	237.91	248.83	235.80	220.45	202.96	192.45	188.05	183.44	188.10	189.95	219.00	249.12	257.28	245.10	240.89	229.97	207.00	
10	206.35	192.61	185.10	172.23	174.85	175.15	203.20	233.46	240.32	230.16	216.24	206.55	193.23	180.14	177.45	184.55	195.98	215.77	238.00	248.01	235.01	226.80	209.99	195.71	
11	199.03	178.85	175.05	167.20	165.00	171.30	196.95	220.04	229.70	223.92	207.83	191.50	174.95	174.50	174.55	172.54	176.99	206.96	226.80	241.18	221.31	216.00	205.79	197.89	
12	212.17	211.10	205.89	203.08	200.47	194.91	199.03	207.43	210.89	211.17	203.23	184.74	179.99	171.00	168.39	166.79	171.56	194.89	212.52	231.55	220.00	214.89	204.89	193.94	
13	220.00	214.23	210.89	187.00	169.00	169.40	170.30	191.08	169.50	169.80	163.34	148.30	148.20	117.92	70.00	93.07	104.77	123.90	164.59	181.92	205.01	205.01	170.84	168.99	
14	153.57	150.00	142.49	107.00	105.00	146.96	170.84	217.51	224.59	228.20	218.09	200.42	170.00	162.90	160.00	156.11	162.68	194.99	221.98	248.71	229.02	225.05	210.55	194.81	
15	198.18	189.00	179.70	173.40	165.85	169.30	204.20	234.06	250.79	240.00	220.43	202.38	183.62	162.90	162.68	162.52	163.10	188.87	224.00	238.26	247.99	238.26	225.78	173.40	
16	171.90	162.30	158.72	151.58	149.54	152.05	163.48	213.51	219.63	215.28	175.13	162.20	165.00	155.20	143.25	138.17	135.39	160.84	210.93	225.00	236.73	226.30	210.06	172.00	
17	130.00	127.23	105.00	100.00	100.00	110.00	138.00	170.00	196.99	192.69	170.00	154.99	145.54	133.89	138.88	131.82	154.68	160.00	210.18	238.07	268.12	237.80	210.30	197.64	
18	206.40	200.00	190.15	181.19	174.10	174.10	200.00	210.86	215.00	210.86	205.61	199.90	188.43	180.49	159.90	154.09	154.00	156.84	190.00	200.00	192.20	178.03	154.00	146.86	
19	129.00	111.99	98.06	77.20	82.57	96.60	111.99	136.40	138.97	169.88	140.70	131.78	120.84	120.84	120.84	110.30	111.99	129.10	168.00	196.85	204.00	204.79	201.00	192.50	
20	196.00	175.36	150.00	140.85	140.84	145.44	160.00	172.54	149.54	140.84	136.10	130.50	129.00	130.16	129.11	125.52	128.60	136.60	200.00	218.10	225.00	223.31	215.00	205.00	
21	199.00	165.00	158.89	147.10	142.00	154.59	201.36	221.12	225.00	218.51	198.36	170.11	161.36	147.10	141.60	125.52	141.60	163.14	218.51	227.92	237.00	227.34	218.50	189.00	
22	176.59	169.72	165.30	163.06	158.00	164.39	192.00	203.00	211.59	200.00	191.63	174.38	171.33	160.00	144.82	140.00	141.50	160.00	203.81	215.00	221.70	211.80	197.72	176.40	
23	178.55	172.87	167.50	163.59	163.07	169.55	201.58	211.93	216.82	214.72	205.51	194.86	183.90	177.89	167.38	170.00	180.00	205.72	230.00	236.86	244.08	223.11	213.21	207.99	
24	210.61	208.12	200.39	197.75	201.20	204.73	211.79	218.75	234.49	220.09	213.91	212.01	210.67	208.12	210.00	195.00	178.30	190.10	203.79	220.36	215.74	210.40	194.43	163.71	
25	230.00	193.16	179.70	159.99	153.32	170.00	203.75	267.18	271.46	270.59	264.02	246.14	252.21	240.30	237.50	232.28	240.00	260.68	277.71	300.00	292.32	278.29	273.56	268.99	
26	285.41	265.00	259.73	246.00	237.14	237.17	249.98	263.46	274.50	267.37	247.49	246.00	243.48	240.28	239.90	239.50	239.60	259.90	299.00	300.00	297.01	300.00	266.77	261.30	
27	256.07	249.11	225.00	220.50	225.00	231.29	250.85	255.20	252.59	254.33	253.46	247.38	235.01	247.28	247.08	209.14	209.14	229.90	275.76	300.00	350.00	350.00	310.01	280.00	
28	295.00	286.83	282.49	282.16	277.73	281.05	286.54	322.90	308.90	284.05	258.45	221.30	224.00	221.88	220.00	218.97	253.79	280.56	300.00	318.73	346.00	324.09	291.18	280.00	

Tabla 22. Precios horarios del mercado diario €/MWh Marzo 2022

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
Mes		2022 Marzo																							
Hora		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Fecha																									
1	268.90	258.46	241.01	224.00	221.00	231.31	268.04	299.02	301.40	294.60	265.02	230.00	225.80	221.50	221.99	220.98	221.99	258.46	282.49	314.01	315.87	294.01	267.16	260.79	
2	251.04	248.43	242.06	233.14	233.62	250.00	267.32	295.00	305.00	294.27	268.30	256.41	246.25	225.90	208.32	204.15	206.64	225.00	258.62	284.24	297.00	279.99	265.78	250.25	
3	331.16	322.53	316.00	307.01	307.30	332.27	369.69	395.01	400.00	363.17	359.15	356.98	353.50	349.15	324.09	319.58	336.53	345.00	350.00	358.05	360.46	350.00	329.92	260.00	
4	350.00	270.14	269.50	267.39	264.61	266.75	269.60	372.76	381.81	375.00	371.33	330.08	343.71	309.97	316.30	331.91	355.77	380.94	392.91	410.00	400.08	390.20	384.60	371.33	
5	376.50	360.00	350.00	330.00	338.85	347.04	369.00	378.10	370.53	370.00	365.04	362.11	360.00	365.04	362.11	311.00	343.50	385.63	405.78	409.30	400.00	390.51	382.11	365.04	
6	390.61	353.00	345.16	334.21	339.44	342.09	350.13	365.86	353.00	390.36	351.07	346.25	350.25	338.54	350.00	338.54	339.61	385.16	435.08	454.28	470.01	470.01	454.09	450.00	
7	441.85	426.46	416.67	400.00	400.00	426.46	465.77	500.00	500.00	483.00	451.00	450.05	450.00	447.48	426.46	382.72	400.00	450.00	472.50	500.00	475.00	450.00	426.46	379.02	
8	450.95	449.50	449.50	424.88	429.89	449.60	550.00	600.00	645.00	601.00	582.00	548.09	515.40	460.00	449.90	449.60	514.31	603.08	651.00	700.00	654.91	650.00	600.00	600.00	
9	510.26	450.01	425.00	420.03	420.03	440.00	523.76	579.45	554.76	504.54	439.60	398.12	359.71	356.74	368.98	393.13	425.09	518.42	549.73	605.00	560.00	549.73	523.76	475.44	
10	378.00	320.93	321.59	319.90	319.90	335.01	414.66	436.06	452.69	422.60	400.95	356.35	361.40	345.92	320.93	320.00	319.60	387.01	415.64	443.75	430.01	408.29	323.25	319.50	
11	270.00	249.99	230.22	193.87	144.80	169.96	269.40	302.95	311.53	309.41	300.01	273.94	277.17	270.00	274.40	271.99	274.73	299.99	310.80	350.00	397.02	403.97	341.95	331.79	
12	290.00	281.96	275.20	244.18	238.22	250.00	249.41	267.49	256.00	242.00	212.95	204.60	199.54	199.54	195.15	196.27	204.40	215.00	284.41	290.96	292.91	282.72	269.55	262.77	
13	214.50	211.42	207.00	189.31	174.51	200.00	213.69	215.00	214.90	250.00	220.67	215.00	215.30	252.95	225.18	223.47	225.55	260.01	290.00	362.02	389.90	351.10	321.96	305.91	
14	291.55	280.03	232.24	224.76	219.91	230.06	277.80	288.33	295.00	292.34	288.33	280.98	258.00	221.10	215.30	214.80	214.48	214.80	219.00	265.32	281.96	280.01	240.0		

Tabla 23. Precios horarios del mercado diario €/MWh Abril 2022

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
Mes		2022 Abril																							
Hora		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Fecha																									
1		218.00	186.00	179.76	176.44	179.76	185.69	197.10	272.58	288.72	275.00	250.00	194.92	195.50	194.92	188.30	184.94	179.76	184.94	194.92	267.64	300.00	319.32	300.00	279.90
2		296.42	287.33	280.00	260.54	258.70	252.70	265.00	248.14	260.54	235.86	181.45	155.00	148.88	164.39	152.17	133.67	126.68	93.69	172.65	248.14	293.78	300.00	296.42	289.86
3		290.00	283.71	280.55	275.40	257.01	258.73	270.60	275.00	277.34	252.01	223.00	181.94	172.70	172.70	172.40	170.00	138.83	129.99	167.02	203.12	273.60	284.03	265.00	204.42
4		194.44	180.00	172.65	172.70	183.00	193.37	265.42	282.92	286.08	279.66	266.70	236.00	264.08	266.70	268.00	269.38	267.81	276.98	280.00	284.61	294.54	298.06	286.97	274.75
5		245.00	232.00	205.50	210.00	215.00	233.00	219.02	264.96	266.75	275.00	280.15	280.30	283.00	284.13	283.67	279.27	275.88	274.27	285.40	290.21	300.97	300.69	291.22	285.00
6		278.11	265.00	259.50	252.00	254.50	265.27	287.84	298.59	311.59	295.43	288.72	262.22	254.96	217.90	226.70	205.57	200.00	198.94	201.56	228.93	277.47	277.10	262.38	249.59
7		249.24	221.78	203.77	172.60	165.46	174.37	224.76	264.22	270.00	268.30	254.00	220.00	193.99	186.38	180.00	172.30	172.30	170.70	183.94	193.50	268.30	266.75	249.99	228.38
8		218.98	181.60	167.12	165.80	165.80	165.91	172.50	240.00	249.41	193.20	158.04	145.10	102.90	82.00	20.00	7.00	7.00	14.00	101.40	165.80	248.58	252.00	248.58	239.91
9		244.12	235.70	236.91	232.00	233.35	236.91	236.21	237.38	237.18	261.91	240.00	232.25	234.02	230.00	221.01	186.40	184.67	217.10	238.04	260.56	294.88	294.88	284.75	287.84
10		282.48	266.30	270.93	256.79	246.89	239.91	250.41	249.53	249.53	200.00	149.81	81.00	3.70	3.70	3.70	1.03	1.03	1.03	3.70	114.00	227.91	260.00	245.57	215.00
11		150.00	114.00	96.00	100.10	117.00	149.81	160.00	255.00	263.40	255.00	214.92	152.50	122.97	90.00	62.75	55.10	62.60	111.00	152.60	239.91	270.20	267.81	247.99	204.40
12		220.26	188.71	188.15	183.00	185.55	191.53	228.09	249.53	252.65	252.88	253.05	249.53	246.20	242.85	244.81	241.58	240.24	231.32	250.96	262.00	280.04	282.26	270.00	260.00
13		242.75	229.77	220.00	201.85	190.90	212.32	248.74	257.02	260.00	254.25	242.75	238.99	227.67	208.00	201.18	196.00	200.47	221.20	219.28	242.36	254.00	259.00	250.00	231.94
14		232.45	207.63	200.14	198.05	199.97	204.46	239.86	245.07	245.07	240.00	214.92	152.50	192.00	195.19	193.64	191.00	190.00	201.55	230.19	245.22	272.31	265.46	253.68	238.98
15		214.90	202.21	197.03	193.70	192.21	196.86	205.33	221.41	229.31	228.43	191.87	170.91	170.90	167.65	157.38	151.11	155.01	170.50	196.21	228.35	235.99	237.29	233.44	215.35
16		242.53	191.00	178.09	184.99	184.99	185.00	200.00	202.51	189.60	172.62	146.58	121.99	99.99	89.99	42.97	40.32	65.84	107.71	138.49	178.76	205.81	200.00	175.84	166.88
17		160.22	139.97	128.46	123.38	133.96	139.96	146.10	168.50	133.55	100.00	75.92	60.14	50.08	25.21	11.00	3.70	15.00	66.20	99.90	180.51	191.54	189.59	171.46	158.07
18		95.90	81.00	84.00	81.00	85.25	92.31	100.94	112.53	120.57	121.77	97.49	89.89	95.90	63.15	45.00	60.58	80.00	63.15	67.80	95.90	196.00	219.69	177.00	151.02
19		120.00	92.91	87.85	87.85	87.85	90.00	135.00	155.67	170.91	160.20	150.00	135.40	120.00	106.17	89.61	75.00	61.00	55.11	64.00	87.85	149.17	160.20	149.17	100.00
20		125.01	100.00	80.11	70.02	76.24	86.04	95.54	145.00	148.00	145.58	125.01	86.04	69.39	60.24	38.08	8.99	6.00	7.00	33.06	66.94	105.60	147.02	126.61	93.02
21		154.50	145.80	145.80	149.18	155.20	167.00	173.57	203.56	209.00	176.82	161.00	153.00	147.02	145.00	104.00	101.77	123.67	154.69	178.07	223.61	220.44	199.71	187.81	
22		216.06	200.00	187.01	179.41	176.09	189.58	218.07	239.95	244.10	221.05	229.00	211.27	207.77	207.00	204.45	201.98	201.98	201.42	206.43	209.61	209.97	215.35	209.89	199.01
23		180.21	173.15	168.03	142.00	126.58	122.45	135.31	120.10	86.69	72.02	55.39	4.79	3.70	3.70	3.70	1.17	1.17	1.17	3.70	18.94	119.99	173.15	182.48	170.38
24		144.00	108.45	112.99	108.45	108.45	112.99	130.04	137.02	154.00	150.01	120.00	109.95	112.99	130.04	116.95	108.24	102.00	112.99	165.01	198.65	224.95	257.04	255.00	246.02
25		267.43	260.51	248.87	238.52	232.61	230.88	237.23	261.87	272.47	238.77	221.75	204.26	181.98	180.10	173.76	170.00	170.56	180.00	207.00	231.76	275.71	264.93	254.00	232.61
26		237.76	231.13	222.62	211.79	214.47	232.95	251.07	255.60	256.00	246.00	237.76	228.57	223.00	215.00	205.53	205.00	207.26	223.00	229.13	241.55	265.01	270.01	255.00	245.51
27		211.96	205.00	196.36	194.53	197.51	209.94	242.97	254.94	265.98	252.74	235.38	216.74	207.66	200.62	193.22	190.96	191.35	206.49	229.26	235.17	254.07	250.94	233.33	224.99
28		219.39	206.12	198.00	202.50	201.50	218.35	250.00	263.45	267.15	251.26	224.93	214.70	208.00	200.09	197.05	196.30	197.13	217.63	230.00	240.34	254.48	267.85	250.16	222.78
29		206.05	203.15	202.52	203.23	205.09	213.86	230.00	245.24	248.41	234.45	213.32	204.66	195.00	191.00	186.00	186.00	195.00	202.11	204.84	218.19	250.01	254.97	241.56	221.46
30		204.78	189.10	189.91	187.47	189.96	194.81	201.00	206.59	210.01	195.50	178.00	175.00	175.00	172.94	166.35	159.69	145.00	138.00	164.25	175.00	212.00	232.01	218.50	193.91

Tabla 24. Precios horarios del mercado diario €/MWh Mayo 2022

Indicadores		Precios horarios Mercado Diario €/MWh																							
Mes		2022 Mayo																							
Hora		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Fecha																									
1		206.00	199.70	197.56	192.20	197.43	201.32	195.00	194.95	186.94	182.04	177.31	170.93	167.39	150.74	140.40	131.70	117.77	95.05	128.27	164.06	211.62	227.00	222.96	210.26
2		198.00	197.52	194.69	193.76	196.34	209.31	209.31	212.93	212.61	208.64	192.45	168.57	165.01	190.45	184.45	168.57	161.88	155.01	161.00	163.94	206.01	217.20	210.00	205.70
3		152.89	153.89	184.08	185.12	187.04	191.19	155.74	199.68	205.70	200.00	175.00	195.01	196.39	196.01	183.33	195.54	195.50	195.50	197.78	205.19	211.96	223.50	211.25	198.02
4		205.25	200.00	199.45	200.56	201.14	201.95	203.60	208.45	213.07	203.29	192.41	185.25	200.78	200.78	200.11	201.16	200.78	200.00	199.45	199.00	210.00	218.00	208.10	199.00
5		199.42	190.99	185.00	191.96	199.84	200.04	200.56	210.00	212.87	205.00	198.92	168.78	180.00	179.00	160.25	157.24	159.00	170.10	191.45	213.00	225.14	214.34	204.45	
6		217.90	213.74	207.56	204.02	206.57	213.11	215.01	220.69	217.68	204.55	200.55	194.55	190.55	181.00	164.03	160.00	150.50	150.05	156.41	198.55	210.00	231.47	224.30	210.38
7		209.78	205.00	202.83	200.01	199.50	200.10	201.78	205.61	205.00	170.70	156.99	151.42	149.99	152.00	148.00	148.00	145.23	145.23	155.11	205.61	218.34	229.00	223.12	208.38
8		208.10	193.30	191.92	186.01	182.98	186.06	184.97	185.93	183.62	163.45	140.33	123.17	128.06	116.87	101.68	93.26	113.60	149.40	180.00	209.78	223.76	238.35	225.91	217.90
9		209.08	199.21	196.07	191.11	193.68	210.72	222.00	231.76	228.47	219.21	199.95	197.60	200.23	199.15	191.92	183.94	190.63	202.01	205.40	211.99	226.82	250.44	231.57	216.72
10		216.41	205.61	197.97	198.00	198.35	202.35	224.08	237.95	235.00	220.00	210.02	201.50	195.63	186.52	185.00	176.22	179.37	193.58	209.78	215.95	230.00	236.96	229.09	223.61
11		207.15	192.80	185.50	179.00	179.46	185.72	216.37	228.84	224.00	200.00	180.24	171.25	166.04	163.98	161.40	154.40	155.11	157.37	166.04	174.16	216.37	220.00	206.01	192.93
12		166.04	164.99	163.98	161.11	163.02	172.42	209.78	212.97	216.06															

REFERENCIAS

- [European Environment Agency, «EEA greenhouse gases - data viewer,» 13 Abril 2021. [En línea].
1 Available: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>.
]
- [European Environment Agency, «Greenhouse gas emissions from transport in the EU,» 28 Noviembre 2022.
2 [En línea]. Available: [https://www.eea.europa.eu/signals/signals-2022/infographics/greenhouse-gas-](https://www.eea.europa.eu/signals/signals-2022/infographics/greenhouse-gas-emissions-from-transport/view)
] [emissions-from-transport/view](https://www.eea.europa.eu/signals/signals-2022/infographics/greenhouse-gas-emissions-from-transport/view).
- [European Automobile Manufacturers Association, «Fuel types of new passenger cars in the EU,» 2022 Julio
3 18. [En línea]. Available: <https://www.acea.auto/figure/fuel-types-of-new-passenger-cars-in-eu/>.
]
- [R. Mijarez Castro, «Dispositivo semiconductor básico: el diodo,» de *Electrónica*, Primera ed., Ciudad de
4 Méjico, Patria, 2014.
]
- [O. Perpiñán Lamigueiro, «Energía solar fotovoltaica - Célula solar,» [En línea]. Available:
5 <http://oscarperpinan.github.io>.
]
- [L. Rodríguez de Luis, «WEB CURSOLAR,» [En línea]. Available:
6 <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/>.
]
- [Q. Dai, J. Liu y Q. Wei, «Optimal Photovoltaic/Battery Energy Storage/Electric Vehicle Charging Station
7 Design Based on Multi-Agent Particle Swarm Optimization Algorithm,» *Sustainability*, 2019.
]
- [International Renewable Energy Agency, «Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to
8 Meet the 1.5°C Climate Goal,» Abu Dhabi, 2020.
]
- [J. R. L. Ramírez, «Modelo dinámico de un electrolizador alcalino,» Escuela Técnica Superior de Sevilla.
9

]

[AIRBUS, 15 10 2020. [En línea]. Available: <https://www.airbus.com/en/newsroom/news/2020-10-15-hydrogen-fuel-cells-explained>. [Último acceso: 30 10 2022].

0

]

[C. Bordons, «Model Predictive Control of Microgrids,» *Springer International Publishing*, 2019.

1

1

]

[J. Sarrias Mena, L. M. Fernández Ramírez, C. A. García Vázquez y F. Jurado, «Electrolyzer models for hydrogen production from wind energy systems,» Algeciras - Linares, 2015.

2

]

[D. Nelson, M. Nehrir y C. Wang, «Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems,» *Renewable Energy*, n° 31, p. 1641–1656, 2005.

3

]

[S. Yang, M. Wu, X. Yao y J. Jiang, «Load Modeling and Identification Based on Ant Colony Algorithms for EV Charging Stations,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 30, pp. 1997-2003, 2015.

4

]

[Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones, «anfac.com,» Febrero 2022. [En línea]. Available: <https://anfac.com/wp-content/uploads/2022/02/Barometro-Electromovilidad-4T-2021.pdf>. [Último acceso: Mayo 2022].

5

]

[B. Parasumanna Gokulan y D. Srinivasan, «An Introduction to Multi-Agent Systems,» 2010.

1

6

]

[R. Ahmad, S. Rahimi, Y.-C. Lee y B. Gupta, «A Multi-Agent Based Approach for Particle Swarm Optimization,» de *International Conference on Integration of Knowledge Intensive Multi-Agent Systems*, Illinois, 2007.

7

]

[A. Rodrigo y Joaquín, «www.cienciadedatos.net,» [En línea]. Available: https://www.cienciadedatos.net/documentos/py02_optimizacion_pso#:~:text=La%20optimizaci%C3%B3n%20por%20enjambre%20de%20part%C3%ADculas%20%28Particle%20Swarm,heur%C3%ADstica%20orientado%20a%20encontrar%20m%C3%ADnimos%20o%20m%C3%A1ximos%20globales..

[B. Zhao, C. X. Guo y Y. J. Cao, «A Multiagent-Based Particle Swarm Optimization Approach for Optimal Reactive Power Dispatch,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, pp. VOL. 20, NO. 2., MAYO 2005.

9

]

