



Master en Energías Renovables y Medio Ambiente

Curso 2023/24

Trabajo Fin de Máster

SISTEMA DE CONTROL DE ENERGÍA EN PLANTAS HÍBRIDAS (EMS)

Fecha: Octubre, 2024

Tutor: Luis Arribas
Maximino Gutiérrez

Autor: J. Julián Rodríguez Murcia

RESUMEN

Palabras Clave: híbrido, EMS, EMMS, control, energía, renovable, potencia.

Debido al reto de la Unión Europea de reducción de las emisiones de compuestos del carbono, la electrificación de la economía se convierte en un reto para todos los sectores, y a lo sumo, el objetivo de sustituir las fuentes de generación eléctrica contaminantes prácticamente en su totalidad por energías renovables, surge la necesidad de hibridar los activos energía renovables con objeto de solventar los principales desafíos técnicos de incapacidad de conexión de la red eléctrica y cubrir la demanda eléctrica variable basada en recursos no controlables con intermitencia y fluctuación.

La construcción y operación de estos activos presenta grandes retos en las diversas ramas técnicas, acentuándose en la parte de control y supervisión. La combinación de varias tecnologías origina la necesidad de gestionar el vertido de cada una de ellas en función de la demanda y/o criterios técnico-económicos. Por esta razón, se propone en este trabajo el diseño, desarrollo y simulación de un sistema de control energético (EMS). Esta aplicación propondrá un algoritmo de optimización que maximizará el beneficio de venta de energía. Para ello, se resolverá un problema de optimización con una función de costes, unas ecuaciones de restricción considerando un horizonte diario, y teniendo como objetivo la maximización de esta.

Como estado del arte, se detallarán las características principales de un parque híbrido renovable, se indagará en los sistemas de control propios de un parque renovable, y posteriormente en los específicos de un activo híbrido de tecnologías.

Tras ello, se planteará un sistema híbrido con tres tecnologías: energía eólica, fotovoltaica y sistema de almacenamiento con baterías para el cual se diseñará y desarrollará el algoritmo de control que gestionará de forma óptima la evacuación de energía del activo (EMS) en el entorno de computación y simulación Matlab, y la implementación del sistema en Homer Pro para la obtención real de datos de generación.

Por último, se evaluarán diversos casos de estudios en función de la potencia máxima del sistema de almacenamiento, el desvío entre la previsión de generación y la generación real y el precio fijo o variable de venta horario. Además, se compararán los resultados de usar este algoritmo de optimización con un algoritmo simple de carga cuando haya excedentes y descarga cuando no se cubra la demanda. En ambos casos, la evaluación se efectuará mediante la comparación de gráficas como la cuantificación de valores acumulados diarios y anuales.

ABSTRACT

Key words: hybrid, EMS, EMMS, control, energy, renewable, power.

Due to the European Union's challenge to reduce carbon compound emissions, the electrification of the economy becomes a challenge for all sectors. Besides, the goal is to replace nearly all polluting electricity generation sources with renewable energy. This creates the need to hybridize renewable energy assets in order to address the main technical challenges of grid connection limitations and to meet variable electricity demand based on uncontrollable resources with intermittency and fluctuation.

The construction and operation of these assets present significant challenges across various technical fields, particularly in the areas of control and supervision. The combination of multiple technologies requires the management of energy output from each source based on demand and/or techno-economic criteria. For this reason, this work proposes the design, development, and simulation of an Energy Management System (EMS). This application will feature an optimization algorithm aimed at maximizing energy sales profit. To achieve this, an optimization problem will be solved with a cost function and constraint equations, considering a daily horizon, and with the goal of maximizing this function.

As part of the state-of-the-art analysis, the main characteristics of a hybrid renewable power plant will be outlined, examining the control systems specific to renewable parks and then delving into those specific to hybrid technology assets.

Following this, a hybrid system with three technologies will be proposed: wind energy, photovoltaic energy, and a battery storage system. An optimized control algorithm will be designed and developed to efficiently manage the energy dispatch of the asset (EMS) in the Matlab computing and simulation environment. The system will be implemented in Homer Pro to obtain real generation data.

Finally, various case studies will be evaluated based on the maximum power of the storage system, the deviation between forecasted generation and actual generation, and the fixed or variable hourly sale price. Additionally, the results of using this optimization algorithm will be compared with those of a simple algorithm that charges during surpluses and discharges when demand is not met. In both cases, the evaluation will be performed by comparing graphs and quantifying accumulated daily and annual values.

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría comenzar la presente memoria agradeciendo a Luis Arribas por brindarme la posibilidad de realizar este proyecto mano a mano con él. Gracias a ello, he tenido la oportunidad de trasladar el conocimiento de este trabajo a la vida profesional con éxito. Adicionalmente a mi co-tutor Maxi Gutiérrez con el cual he trabajado mano a mano en este gran sector. Valoro mucho sus enseñanzas y todos los consejos que se pueden extraer de su experiencia.

Mencionar a mis responsables en Elecnor Sistemas: Pedro Domínguez, y David Ruiz por ofrecerme la oportunidad de realizar este máster. Son fuente de inspiración en el ámbito profesional y personal.

Gracias a mi gran amigo Alberto García Salguero, desde que empezamos esta andadura de la ingeniería, siempre hemos podido contar el uno con el otro. No se ha conseguido librar de este trabajo.

Por último, a mis padres y pareja por el tiempo que siempre han puesto en hacer de mí una mejor persona, el esfuerzo y colaboración para que yo solo tuviese que preocuparme de mis estudios y mi trabajo. Gracias por su confianza y sus ánimos.

Índice

1. Introducción	12
1.1. Antecedentes.....	12
1.2. Justificación	13
1.3. Objetivos.....	13
1.4. Alcance	14
1.5. Normativa y reglamentación aplicada	14
2. Plantas Renovables Híbridas.....	16
2.1. Definición	16
2.2. Clasificación	16
2.3. Ventajas y Desventajas	17
2.4. Especificación técnica	18
2.5. Casos de éxito	18
3. Sistemas de control de un parque renovable.....	20
3.1. SCADA.....	21
3.2. Power Plant Controller (PPC).....	22
3.3. Control en parques renovables híbridos	24
3.3.1. Energy Management System (EMS).....	25
3.3.2. Controlador de Planta Híbrido	27
4. Desarrollo y Descripción del Sistema de Gestión Energético (EMS).....	29
4.1. Definición del caso de estudio.....	29
4.2. Definición y Diseño de la aplicación.....	30
4.3. Algoritmo de Optimización	33
4.4. Desarrollo de la aplicación	36
4.4.1. Obtención de datos	39
4.4.2. Planteamiento del algoritmo.....	43
5. Resultados	46
5.1. Simulación de validación de algoritmo	46

5.2.	Estudio de variación de la potencia máxima de carga/descarga.....	48
5.3.	Simulación de precio constante y precio variable	50
5.4.	Simulación de variación de desvío de generación	51
5.5.	Comparación de algoritmos.....	52
5.5.1.	Justificación Económica.....	55
6.	Conclusiones	56
7.	Bibliografía	59
8.	Anexos.....	61
	Script Condiciones Iniciales.....	61
	Script Optimizado EMS	63
	Script Grafica	66
	Script EMS Simple.....	68

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Arquitectura Control y Comunicaciones de una planta fotovoltaico tipo. Fuente Propia.	20
Ilustración 2: Estructura de Planta con PPC y elementos auxiliares [6]	22
Ilustración 3: Arquitectura de control y comunicaciones de planta renovable [6]	23
Ilustración 4: Jerarquía de control en Plantas Híbridas [13]	25
Ilustración 5: Ubicación del parque híbrido (Google Earth).....	29
Ilustración 6: Diagrama del parque hibrido. Fuente Propia.	30
Ilustración 7: Diagrama de control y comunicaciones EMS. Fuente Propia.	32
Ilustración 8: Diagrama de flujo de la aplicación. Fuente propia.	38
Ilustración 9: Gráfico del precio horario mercado SPOT para el año 2023. Fuente ESIOS.....	39
Ilustración 10: Ubicación del parque hibrido en Homer Pro	40
Ilustración 11: Recurso solar y eólico del emplazamiento (Homer Pro).	41
Ilustración 12: Diseño parque híbrido en Homer Pro	41
Ilustración 13: Perfil de potencia renovable diario medio para cada mes (Homer Pro)	42
Ilustración 14: Representación de gráfica: generación, SOC, Beneficio y Precio horario (Matlab)	47
Ilustración 15 : Representación de graficas con límite de potencia 100 MW y 25 MW, respectivamente (Matlab).....	49
Ilustración 16: Representación de graficas con precio variable horario y fijo, respectivamente (Matlab).	50
Ilustración 17: Representación de gráficas del algoritmo simple y algoritmo de optimización, respectivamente (Matlab).....	53
Ilustración 18: Representación gráfica del algoritmo simple y algoritmo de optimización con precio constante (Matlab).....	54

Índice de Tablas

Tabla 1: Configuración por tecnología del parque híbrido. Fuente Propia.....	29
Tabla 2: Comparación Beneficio real en función de la rampa de carga/descarga del almacenamiento (Simulación Matlab).....	49
Tabla 3: Suma de energía del sistema de almacenamiento en función del desvío (Simulación Matlab).	51
Tabla 4: Beneficio en función del algoritmo para un día típico (Simulación Matlab).	53
Tabla 5: Beneficio económico en función del desvío y potencia máxima de batería para ambos algoritmos (Simulación Matlab).	54
Tabla 6: Beneficio en función del algoritmo con el precio constante (Simulación Matlab).....	55

1. Introducción

1.1. Antecedentes

El objetivo marcado por la Comisión Europea conforme al horizonte 2030 en el cual el 40 % de la energía consumida sea renovable, y el objetivo a nivel nacional basado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de sustituir las fuentes de generación eléctrica contaminantes prácticamente en su totalidad por energías renovables, nos marca la tendencia del aumento de generación eléctrica de este tipo.

Esta tendencia nos supone principalmente dos desafíos técnicos:

- Cubrir la demanda mediante la generación eléctrica variable basada en recursos no controlables con intermitencia y fluctuación, y con dificultades para la regulación frecuencia-potencia.
- Incapacidad de conexión a la red de eléctrica en los principales nudos.

Para solventar estos retos se propone, entre otras soluciones, la hibridación de parques de generación de fuente renovable de varias tecnologías e integración de sistemas de almacenamiento que aseguren disponibilidad energética junto con mayor flexibilidad mediante la generación gestionable, y capacidad para regular frecuencia-potencia. Además, permite aumentar la utilización de los puntos de accesos a la red respecto a su capacidad máxima de evacuación.

[1] Independientemente de que la hibridación se proponga como solución a los diferentes desafíos técnicos descritos en este capítulo, los parques renovables híbridos presentan otras ventajas referentes a sus costes e ingresos:

- Ingresos
 - Incrementar los ingresos por la venta de electricidad a la red independientemente del modelo de mercado.
 - Obtener nuevos ingresos, por ejemplo, participar en los servicios de ajuste (mercados de balance)
- Costes:
 - Menores de costes de mantenimiento y operación de planta, sin comprometer la disponibilidad.
 - Mejora de las herramientas de gestión de activos.

- Optimización de los costes fiscales.
- Reducción de otros costes recurrentes: alquiler del terreno, seguros, consumos propios...

La utilización de fuentes de energías renovables en un sistema híbrido y/o junto a sistemas de almacenamiento requiere el diseño de estrategias de control para una adecuada gestión de la energía. Los sistemas de gestión de energía ('Energy Management Systems', EMS) son sistemas de control que hacen posible el funcionamiento coordinado de todos los elementos del sistema híbrido tratando de incrementar la eficiencia, la fiabilidad, el beneficio económico, reducir costes, etc.

1.2. Justificación

En los parques híbridos, a nivel de control y supervisión es necesario una plataforma/aplicación aguas arriba de los sistemas de control: el sistema de supervisión y monitorización, Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), y el controlador de planta, Power Plant Controller (PPC); ambos sistemas se detallan en el capítulo 3. Esta plataforma superior permite gestionar, como se cita anteriormente, la energía de las diferentes tecnologías renovables y almacenamiento en función de la potencia demandada por la red considerando ciertos aspectos a optimizar.

Debido a la reciente alza de esta combinación de tecnologías, en la actualidad no existen soluciones comerciales validadas, sino que se encuentran en fase de desarrollo y/o certificación por el operador eléctrico nacional, en nuestro caso REE. Inclusive, desde un carácter académico, la investigación se ha centralizado en sistemas de gestión de energía desde un punto de vista de usuario con el objetivo de la autosuficiencia. Esto no implica la ausencia de referencias como las que se citan en este trabajo.

Ante la expectante gran promoción de plantas híbridas renovables, la necesidad de contar con una herramienta de gestión de energía centralizada para la mezcla de tecnologías como un único activo y la escasez de madurez de esta aplicación yace el carácter de investigar, desarrollar y evaluar un sistema que pueda cumplir con los requisitos anteriormente detallados.

1.3. Objetivos

En este trabajo, se plantea desarrollar un sistema de control con un algoritmo de optimización como sistema de gestión de energía en sistemas híbridos con generación renovable y/o almacenamiento de energía con objeto de maximizar el beneficio y capacidad de generación.

El desarrollo de este objetivo se fundamenta en los sistemas de control basados en la resolución de problemas de optimización capaces de evaluar entre los diferentes inputs que rodean a un parque renovable híbrido para maximizar el beneficio económico, aumentar la eficiencia, y reducir los costes de operación y mantenimiento, entre otros aspectos. En este trabajo, se presentará un sistema que trate de maximizar el beneficio económico de venta de energía, optimizando la generación del parque y reduciendo el desvío sobre lo estimado.

1.4. Alcance

Teniendo en cuenta los objetivos planteados anteriormente, el alcance queda delimitado por los siguiente ítems:

- Contextualizar el concepto teórico de un parque híbrido, y sus fundamentos técnicos, así como reflejar los principales casos de éxito en España.
- Definir y detallar los diferentes sistemas de control que tienen lugar en un parque renovable, especificando la complejidad en la mezcla de dos o más tecnologías.
- Diseñar y evaluar un EMS con un algoritmo de optimización encargado de la gestión de la energía del sistema híbrido: eólico, solar y almacenamiento con baterías. Se definirá el problema de optimización: función objetivo, restricción y variables de decisión.
- Definir el caso de estudio propuesto para la aplicación del EMS.
- Detallar el desarrollo de la aplicación junto con el flujo de pasos para emular el caso de estudio propuesto con los diferentes parámetros.
- Simular un banco de casos con unas condiciones de operación determinadas para validar el funcionamiento de este sistema de gestión de energía ante una operativa cotidiana.
- Evaluar y analizar los resultados obtenidos con el fin de establecer las conclusiones del trabajo.

1.5. Normativa y reglamentación aplicada

Dentro de las normas que regulan el correcto funcionamiento de una planta renovable se debe saber diferenciar entre las recomendaciones y las normativas. Las normativas están dictadas a través de mecanismos legales, mientras que las recomendaciones son criterios que se marcan para seguir un criterio de buenas prácticas.

Se destacan las principales normativas existentes respecto a la hibridación, y que por lo tanto aplican a nuestro proyecto:

- Real Decreto 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

Respecto a la normativa eléctrica, el desarrollo del proyecto estará basado en las siguientes normas:

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades del transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Corrección de errores del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. derogado expresamente: a) La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera, y sin perjuicio de lo previsto en la disposición final tercera de la presente ley.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto. 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e instrucciones técnicas complementarias.
- Orden TED/749/2020, del 16 de julio de 2020, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.

2. Plantas Renovables Híbridas

Para entender el sistema de control de energía de un parque renovable híbrido debemos entender previamente técnicamente el funcionamiento de un parque híbrido, y la legislación vigente respecto a la peculiaridad de esta configuración.

2.1. Definición

[2] Un parque renovable híbrido se define como “agrupación al conjunto de instalaciones que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, o que dispongan de línea o transformador de evacuación común, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación. Del mismo modo, formarán parte de la misma agrupación aquellas instalaciones que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos. La potencia instalada de una agrupación será la suma de las potencias instaladas de las instalaciones unitarias que la integran”, según el RD 413/2.014 Art 7.

Los proyectos híbridos son diseñados para funcionar como una fuente de suministro de megavatios/hora limpios con factores de capacidad promedio significativamente más altos que las plantas que utilizan una sola tecnología.

2.2. Clasificación

Para conocer el caso concreto de estudio, la hibridación de plantas renovables puede clasificarse en tres tipos en función de su ubicación y el tipo de conexión [5]:

- Centrales en el mismo emplazamiento co-localizadas (Co-located Power Plants): En un mismo emplazamiento, se construyen múltiples tecnologías las cuales son conectadas a un punto común de interconexión y participación como recursos separados.
- Centrales Híbridas (Hybrid Power Plants): Este tipo de instalación combina múltiples tecnologías en un punto de interconexión común, que son controladas física y electrónicamente como un único Módulo de Generación Eléctrica (MGE) por el operador de la planta.
- Centrales Virtuales (Virtual Power Plants): Una combinación de múltiples tecnologías que no están ubicadas en el mismo emplazamiento y están conectadas en distintos puntos de interconexión, y a su vez son controladas física y electrónicamente por el operador de la planta como un solo recurso.

[3] Además, podemos presentar una clasificación también si la hibridación nace a partir de una instalación existente o nueva:

- Proyectos brownfield: instalación e hibridación de nuevas plantas renovables a otras ya existentes y en operación.
- Proyectos greenfield: diseño, instalación y operación desde el inicio de nuevas plantas renovables que serán hibridadas.

2.3. Ventajas y Desventajas

[7] El desarrollo de proyectos híbridos presenta diversas ventajas en comparación con los parques renovables tradicionales:

- Aumento del factor de capacidad del punto de acceso y conexión a la red de la planta debido a la complementariedad de las curvas de ambas tecnologías.
- Reducción de la inversión en la red al disminuir la cantidad de nodos de conexión, lo que permite un mejor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica existente. En caso de hibridar una instalación existente, no será necesario instalar nuevas líneas eléctricas ni subestaciones.
- Mayor garantía de potencia en el punto de conexión para el sistema y mayor flexibilidad para gestionar y participar en los mercados de ajuste.
- Optimización de la operación y mantenimiento de las instalaciones, así como un uso más eficiente del terreno. En las instalaciones híbridas, es posible compartir recursos humanos e infraestructura para las tecnologías utilizadas.
- Al tener un proceso de tramitación prolongado en las plantas de energía renovable, la hibridación puede acelerar los plazos de conexión y puesta en marcha de nuevos proyectos.
- La incorporación de almacenamiento puede reducir las restricciones técnicas y mejorar significativamente la estabilidad de la energía suministrada a la red.

[1] Sin embargo, también representa desventajas principalmente el desafío técnico de construcción y operación durante la vida del activo:

- Indefinición en la regulación técnica en el caso de incorporar el almacenamiento en la planta de hibridación.
- Falta de experiencia en el tratamiento de las unidades de potencia de diferente tecnología, tanto en la operación técnica como económica del sistema.

- Indefinición del modelo de negocio por la incorporación de baterías. El elevado coste no refleja un retorno contundente en la inversión.
- Indefinición del procedimiento de certificación en el caso de PPC maestro y respuesta combinada de los diferentes Módulos de Generación Eléctrica.

2.4. Especificación técnica

En la actualidad existe gran incertidumbre sobre los procesos de hibridación y la normativa técnica de regulación ante el operador, basándonos en la normativa expuesta en el primer capítulo, la integración de tecnologías se presentan algunas características [8]:

- Para la hibridación, no habría que solicitar un nuevo permiso de acceso y conexión, sino una solicitud de actualización, esto se aplica tanto a las renovables como al almacenamiento. La evacuación de las diferentes tecnologías utilizadas en la hibridación deberá realizarse desde la misma subestación del parque. El centro geométrico de las instalaciones de generación inicial y la hibridada, sin considerar las infraestructuras de evacuación, no puede diferir en más de 10.000 m.
- El control y monitorización del parque híbrido se llevará a cabo desde un sistema de control y monitorización compartido.
- El valor resultante de la suma de los módulos de generación que conforman la instalación puede ser mayor que la potencia máxima de acceso a la red permitida para la misma. En hibridación a partir de instalaciones existentes, la tecnología original no puede disminuir su potencia instalada a menos del 40% del permiso de acceso otorgado. Un parque eólico de 50 MW no puede hibridarse con una planta fotovoltaica por encima de 75 MW. Además, Al agregar un recurso secundario a uno existente la capacidad total de evacuación puede aumentarse hasta en un 5%; un parque eólico original con 100 MW que agrega energía solar ahora puede exportar 105 MW tanto de energía eólica como solar.

2.5. Casos de éxito

El número de proyectos existentes en España es muy reducido debido a la complejidad tecnológica y desconocimiento e indefinición del reglamento técnico para su conexión, y concretamente para el caso de almacenamiento, en la dificultad para alcanzar un modelo de negocio rentable.

Aun así, existen algunos casos de éxito ya operativo aunque de pequeño tamaño en el país. Se destacan los siguientes:

[9] Parque Híbrido Solar-Eólico Cruz de Hierro.

- Localización: Santa María del Cubillo (Ávila).
- Capacidad total: 28,15 MW.
- Estado: En Operación.
- Parque Eólico: 22 Aerogeneradores – 14,5 MW.
- Parque Solar: 25.000 paneles fotovoltaicos bifaciales – 14,25 MW.
- Promotor: EDP Renovables.
- Observaciones: Primer parque híbrido con estas tecnologías en conectarse a la red.

[10] Parque Solar con almacenamiento Arañuelo III

- Localización: Romangordo (Cáceres, Extremadura).
- Estado: En Operación
- Parque Solar: 40 MW.
- Almacenamiento: batería de 3 MW de potencia y 9 MWh de capacidad de almacenamiento.
- Promotor: Iberdrola
- Observaciones: Arañuelo III forma parte de un activo global fotovoltaico integrado por las plantas fotovoltaicas Arañuelo I, II y III, que suman una capacidad instalada de 143 MW.

[11] Parque Eólico con almacenamiento Abadiño

- Localización: Abadiano (Vizcaya, País Vasco).
- Estado: En Operación
- Parque Eólico: 32 MW.
- Almacenamiento: 5 MW y 5 MWh de capacidad de almacenamiento.
- Promotor: Iberdrola
- Observaciones: Primer parque eólico con almacenamiento en conectarse a la red española.

Adicionalmente a los proyectos en operación, actualmente existen otros proyectos en construcción como, por ejemplo: la hibridación del parque eólico de Gecama (329 MW) con un parque fotovoltaico de 250 MW y un almacenamiento de 100 MW, dando lugar al primer parque que combina tres tecnologías; o la hibridación con almacenamiento electroquímico de la planta fotovoltaica ‘Ardila’ – Brovales con un almacenamiento de 70,82 MW sobre el existente PFV de 180 MW.

3. Sistemas de control de un parque renovable

Para un correcto funcionamiento, operación y mantenimiento de un activo renovable, así como para el resto de las infraestructuras, es necesario contar con sistemas de control y supervisión que permitan monitorizar en tiempo real todas las actuaciones en planta, el estado de los sistemas, así como el correcto telemando sobre estos.

Dentro de un parque renovable, independientemente de la tecnología, nos encontramos con los siguientes sistemas de supervisión y control:

- Power Plant Controller (PPC).
- Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)

Adicionalmente, en función de la tecnología de la planta, podremos encontrar sistemas de control relacionados con el seguimiento del sol, trackers, o en función de la configuración de la planta, con sistemas de gestión de baterías, Battery Management System.

A continuación, se muestra una arquitectura tipo de control y comunicaciones para un parque fotovoltaico:

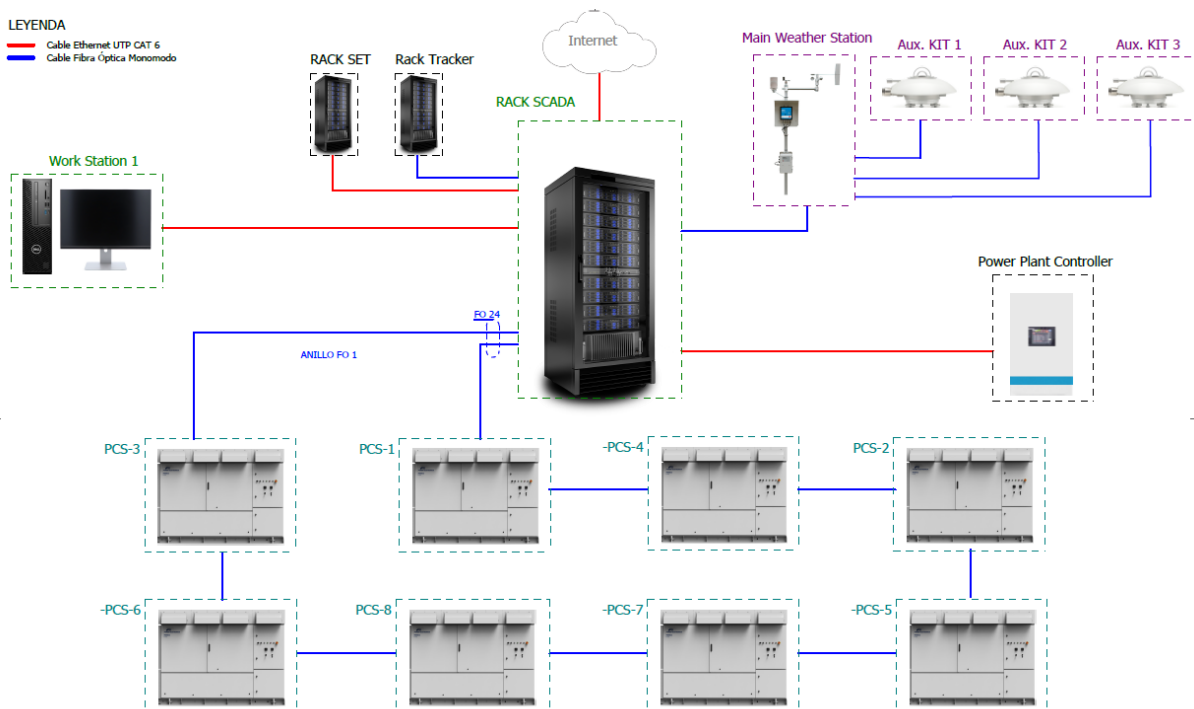


Ilustración 1: Arquitectura Control y Comunicaciones de una planta fotovoltaico tipo. Fuente Propia.

Las estaciones de control de potencia, denominadas como Power Control Stations (PCS) en la anterior ilustración, recogen todas las señales de los sistemas de su unidad de potencia y son enviadas mediante anillo de fibra óptica al rack SCADA que centraliza la monitorización. En otras ocasiones, el envío de datos de algunos sistemas como seguidores solares o de las string box se realiza mediante redes inalámbricas. El Controlador de Energía de Planta está alojado en un rack independiente al del propio SCADA.

Refiriéndonos al caso de estudio de este trabajo, la complejidad del sistema de control aumenta en parques con varias tecnologías de generación, añadiendo nuevos sistemas de gestión que permitan unificar los criterios de control de energía en conjunto de la planta. Para ello, se propone un sistema de gestión de energía – (Energy Management System, EMS) que será encargado de seleccionar la tecnología encargada de verter en función de diversas entradas. El desarrollo teórico de este aplicativo y posterior evaluación son los objetivos fundamentales de este trabajo.

3.1. SCADA

El SCADA de planta es un sistema de supervisión encargado de monitorizar y adquirir los datos de los principales sistemas: inversores o aerogeneradores, seguidores solares, estaciones meteorológicas, analizadores de red, sistemas auxiliares e incluso integrar en la interfaz el PPC, con objeto de incrementar la eficiencia y disponibilidad de las plantas; y de reducir costes operativos y maximizar beneficios. Su función principal es servir como herramienta para la operación y mantenimiento, y adquisición y transmisión de datos para sistemas superiores de gestión de la propiedad.

Esta plataforma almacena grandes volúmenes de información, proveniente de múltiples fuentes, y garantiza la calidad de los indicadores obtenidos que recaen fundamentalmente en datos para la gestión y análisis del estado de los activos.

El sistema de supervisión permite obtener datos en tiempo real de aquellos dispositivos que lo permitan, o información agregada de otros dispositivos que no tengan dicha periodicidad e incluso de otros sistemas que aporten información útil para destacar indicadores clave (KPIs).

A nivel de hardware, el SCADA se centraliza en uno o varios racks en función de la robustez del sistema. Los racks son armarios de servicio de alojamiento con determinadas unidades que permite tener acceso en local al SCADA mediante consola, y cuenta con los sistemas auxiliares de SAI y protecciones; así como las unidades de comunicaciones para la fibra con los paneles de fibra, y un servidor de tiempos que sincroniza la red.

Refiriéndonos al caso de estudio, en plantas renovables híbridas, la arquitectura de mando suele estar formada por un SCADA maestro que centraliza todas las señales de los diferentes SCADAs individualizados por tecnologías. De esta forma, unifica el sistema de visualización para el operador en una única interfaz.

3.2. Power Plant Controller (PPC)

[4] El controlador de energía de planta o PPC es el encargado de gestionar el vertido de energía del activo a la red considerando las necesidades o indicaciones del operador de red. Independiente de los inversores y las turbinas con controles locales, es necesario una coordinación centralizada para conseguir las consignas deseadas en el punto de interconexión (PoI). Por esta razón, se incluye un controlador de planta (PPC), elemento primordial en este tipo de infraestructuras, como maestro para dirigir todos los dispositivos de generación, ya sean inversores (solares o de baterías) o turbinas eólicas.

De esta manera, el PPC leerá las medidas del PoI y enviará comandos (consignas de activa y reactiva) a los dispositivos de generación o de almacenamiento, así como comandos de conexión y desconexión a bancos de condensadores o STATCOM si los hay en planta, como aparece en la siguiente ilustración.

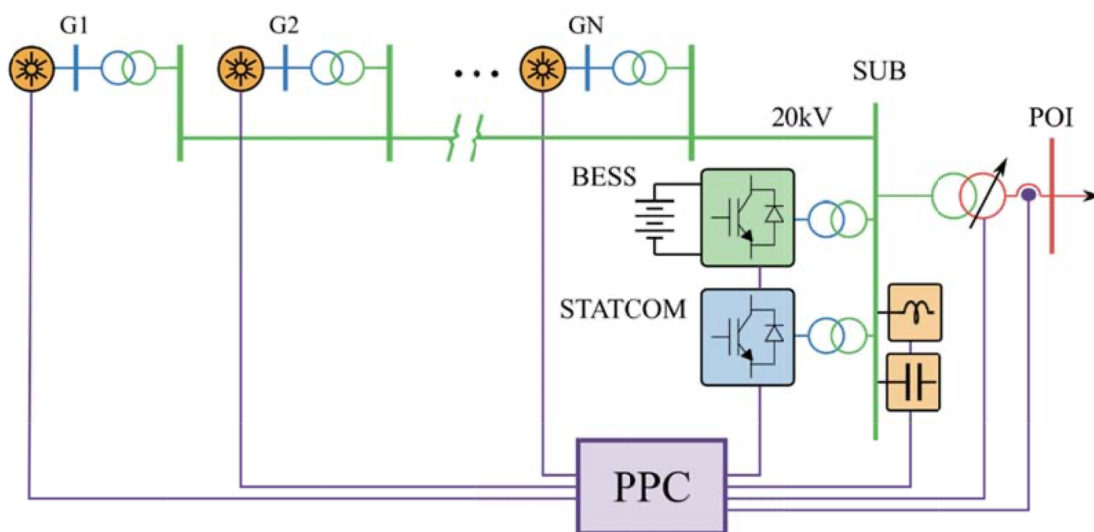


Ilustración 2: Estructura de Planta con PPC y elementos auxiliares [6]

[6] El control de los convertidores electrónicos puede entenderse como una estructura jerárquica. En el nivel más básico, se gestiona el control de las corrientes y la protección del convertidor. El nivel

intermedio abarca varios objetivos, como el control local de la potencia activa y reactiva, así como la regulación de la tensión del bus de corriente continua. En el nivel superior, se realiza el seguimiento del punto de máxima potencia, tanto en sistemas de generación fotovoltaica como eólica.

Por otro lado, la monitorización y mando de una planta renovable requiere de una amplia red de comunicaciones para conseguir las consignas en los generadores desde el propio PPC:

- Un analizador de red mide las variables eléctricas en el punto de interconexión (PoI) y las transmite al PPC. Esta transmisión se realiza a través de fibra óptica.
- El PPC envía las instrucciones a un autómatas programable (PLC, Controlador Lógico Programable) jerárquicamente en la arquitectura de control superior a los generadores. Generalmente, esta comunicación también se efectúa mediante fibra óptica. En este intercambio de información intervienen otros dispositivos de electrónica de red, como cortafuegos, pasarelas (gateways) que convierten un tipo de comunicación a otro y/o conmutadores de red (switches).
- El PLC, o concentrador de señales en otros casos, transmite las órdenes del PPC al grupo de generadores correspondiente.
- En una planta fotovoltaica, el autómatas programable puede monitorizar varios strings constituyendo una unidad de potencia con un inversor central, o un inversor con su propio PLC por cada string o agrupación de ramas.

Además, en las plantas de energías renovables se emplea una amplia gama de protocolos de comunicación industrial, tales como MODBUS, DNP3, OPC-UA, IEC60870-5-104 e IEC60870-5-101, entre otros.

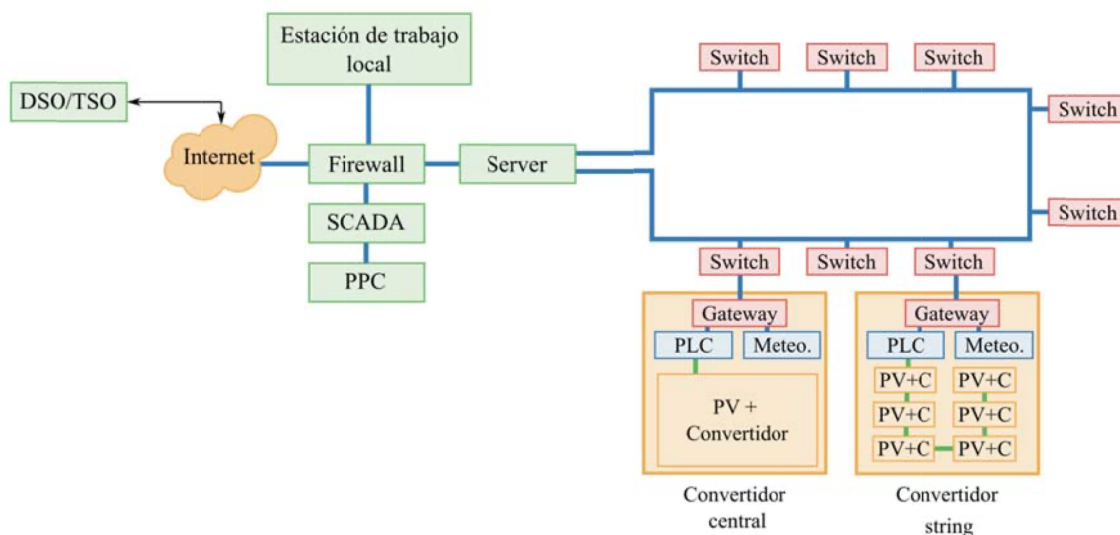


Ilustración 3: Arquitectura de control y comunicaciones de planta renovable [6]

La función principal del Controlador de Planta de Potencia (PPC) es asegurar un balance entre la generación y el consumo de electricidad, así como cumplir con los requisitos impuestos por el Operador del Sistema de Transporte (TSO, por sus siglas en inglés). Cada código de red cuenta con sus particularidades; afectando directamente a los requerimientos solicitados al PPC. Estos están relacionados, como se ha indicado anteriormente, a la potencia activa abarcando la respuesta primaria de frecuencia, la limitación de potencia activa (curtailment) y la rampa de potencia activa; y a la potencia reactiva englobando el control de potencia reactiva, de factor de potencia y de tensión.

A nivel de hardware, este sistema se centraliza de igual forma en un rack de comunicaciones y alojamiento. Se debe considerar mayor robustez y disponibilidad del sistema de gestión de energía por lo que esto afecta a la redundancia de servidores y a la caracterización de estos y de los servicios auxiliares. Además, se debe añadir un analizador de redes que permita obtener información de calidad de esta.

En el caso de que la planta a telemandar sea híbrida, la complejidad del control aumenta, teniendo que añadir un PPC Híbrido para parques renovables que tengan un único medidor fiscal o un PPC Maestro aguas arriba de los “Power Plant Controllers” de cada tecnología para aquellos que tengan medidores fiscales independientes. La diferencia entre ambos es que los PPCs híbridos comparten el mismo lazo de control al contrario que el Master en el que cada tecnología tiene su propio lazo de control.

3.3. Control en parques renovables híbridos

[13] La literatura sobre los sistemas de control de las plantas de generación híbridas nos marca una arquitectura de control jerárquica, con un total de cuatro niveles de control. De arriba a abajo, hay un nivel EMS de la HPP, un nivel de control de la HPP, un nivel de control de la planta y un nivel de control de activos. El nivel de control superior envía comandos y parámetros de control al nivel de control inferior, que se muestra como flechas rojas, y el nivel de control inferior envía estados del sistema al nivel de control superior, que se muestra como flechas azules. Los niveles de control superiores tienen una resolución temporal mayor y viceversa. Por ejemplo, el nivel de control de HPPP EMS actúa en un rango de minutos a horas. Tanto el nivel de control de planta como el de HPP actúan en un rango de segundos a minutos. El nivel de control de activos actúa en un rango de milisegundos a segundos.

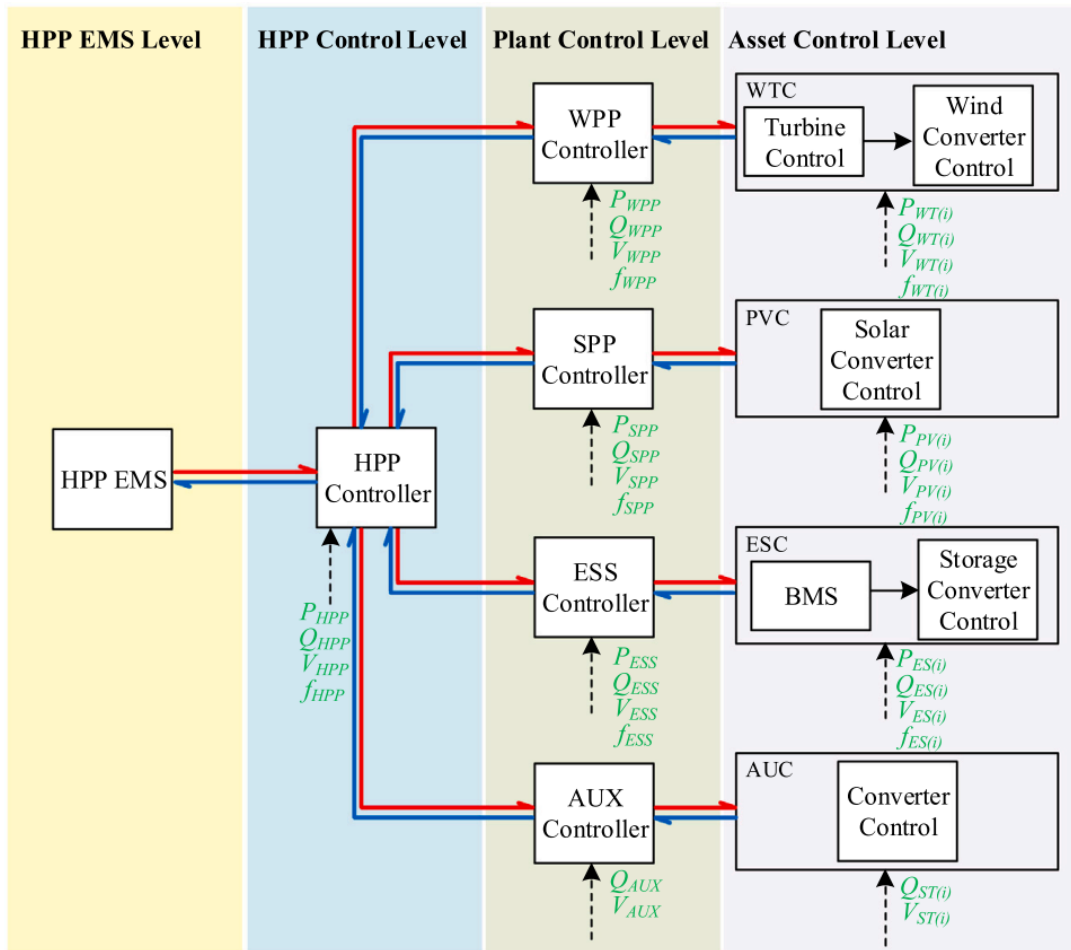


Ilustración 4: Jerarquía de control en Plantas Híbridas [13]

Para este planteamiento de jerarquía de control híbrida, a nivel individual cada planta de energía tendrá su propio controlador de planta, el cual podrá integrar en él diferentes subplantas o unidades de potencia de su propia tecnología. Para cada planta de energía, planta fotovoltaica u otro recurso, tiene puntos de medición en su terminal para proporcionar información a los controladores. Los puntos de medición también se ubican en el punto de conexión de cada subplanta para que las mediciones estén disponibles para los controladores de la planta y respectivamente los puntos de medida de la planta para el controlador híbrido maestro.

3.3.1. Energy Management System (EMS)

[14] El sistema HPP EMS es la capa de control que maximiza los ingresos optimizando el plan de generación en los diferentes mercados en función de las previsiones de precios de mercado, de la previsión de producción energética, de la previsión meteorológica y considerando la degradación de los activos, así como sus costes de operación, entre otros posibles factores técnico-económicos.

El EMS recibe como valores de entrada los precios de venta y las disponibilidades de generación para todas las tecnologías, el EMS generará un perfil de inyección de potencia que debe cumplir con los requerimientos técnicos del operador de red y que debe ser revisado por el departamento comercial y por el de mantenimiento.

El perfil de inyección de potencia activa de cada recurso es utilizado por el Controlador de Planta Híbrido (HPPC) para ordenar a las diferentes tecnologías a través de sus controladores de plantas que alcancen el punto de ajuste deseado en el punto de conexión.

Existen diferentes estrategias dentro de esta capa de control para conseguir maximizar el beneficio económico por la venta de energía. Estas estrategias quedan definidas por la forma de obtener la solución óptima: máquinas de estados (rule-based), algoritmos de optimización, entre otras; y por la modelización de la función objetivo técnico-económica, como los dos siguientes ejemplos que se detallan a continuación.

Yong Yang [15] propone una estrategia de optimización energética para un parque híbrido: eólico y termosolar con almacenamiento, permitiendo almacenar la energía excedente de ambas tecnologías. En su artículo, se expone la afección de los desvíos del plan de generación y los excedentes de producción de ambas tecnologías (curtailment), y a su vez, como se ven reducidos con un sistema de almacenamiento. Se describe a continuación puesto que ha sido la base para el algoritmo desarrollado en este trabajo. Para ello, se define un problema de optimización que maximice los beneficios de venta, minimice los costes de desvío respecto al plan de generación, y los excedentes de energía termosolar-eólica. La función a resolver sería la siguiente:

$$\max = \sum_t^{t=24} S(t)P_{WT}(t) P_{SE}(t) - S(t) \cdot W \cdot |P_{WT}(t) + P_{SE}(t) - L(t)| - C_{SC}P_{th}(t) \quad (1)$$

Siendo $S(t)$, $P_{WT}(t)$, $P_{SE}(t)$, W , $L(t)$, C_{SC} , $P_{th}(t)$ el precio de la electricidad, la potencia eólica, la potencia termosolar, el coste por desvío del plan de generación, el plan de generación, la penalización de potencia excedente y la potencia excedente, respectivamente.

En cambio, Rujie Zhu [14] propone una metodología EMS para las plantas híbridas con almacenamiento para la participación del mercado secuencial eléctrico, tanto para el mercado diario spot como el de balance. El modelo de optimización para la generación del mercado spot que propone incorpora un modelo de degradación de la batería y las restricciones de conexión de red. En este artículo de referencia, el sistema de control de la capa “HPP EMS Level” tiene como entradas la previsión de generación del

parque eólico y la previsión de precios de mercado, entre otros datos proporcionados por el SCADA. Rujie propone la siguiente función objetivo en su problema de optimización para maximizar el beneficio:

$$\max = \sum_t^{t=24} S_{SM,B}(t) P_{SM,G}(t) \Delta t - C(P_{SM,B}(t)) \quad (2)$$

Siendo $S_{SM,B}(t)$, $P_{SM,G}(t)$, $C(P_{SM,B}(t))$ la previsión de precios del mercado de spot, la previsión de potencia total de la planta para el mercado de spot, y el coste de degradación de la batería, respectivamente. El primer argumento representa el beneficio esperado de la venta en el mercado spot, mientras que el segundo argumento define el coste de degradación relacionado con la pérdida de capacidad en función de la potencia. Este segundo ítem se desarrolla durante el artículo.

Como se evidencia en las referencias anteriores, a diferencia de la estandarización de los sistemas de control de planta, la definición interna del controlador EMS viene influenciada por el objetivo a optimizar en las diferentes aplicaciones posibles dentro del mercado y control energético. Por esta razón, la caracterización de esta capa de control estará marcada por las características del promotor/gestor del activo junto con el resto de aplicativos aguas arriba. Estos gestores cuentan con herramientas propias para la venta de energía como agentes del mercado, e incluso centros de control de activos unificados que marcan la definición de esta capa de control. Estas herramientas proponen ofertas (precio de venta junto con el perfil de inyección) en el mercado spot diario y el mercado intradiario en función de diferentes previsiones en distintos horizontes temporales.

En el caso de estudio de este trabajo, se propondrá un caso real donde esta capa está dividida en dos sistemas: un sistema denominado, Sistema de Gestión Energética de Mercado, (Energy Market Management System - EMMS) cuya propia funcionalidad es optimizar los beneficios conforme al plan de venta de energía que propone en los diferentes mercados, y un segundo sistema, Sistema de Gestión Energética (EMS) que gestionará en relaciones temporales menores que el EMMS el cumplimiento del despacho energético entregado por este considerando los errores de previsión, la estrategia de vertido de los diferentes recursos y los costes de penalización por desvío. La ilustración 7 define la arquitectura de control del caso de estudio: separando el nivel HPP EMS en los dos sistemas de control indicados.

3.3.2. Controlador de Planta Híbrido

En los sistemas de generación híbridos, se propone un controlador superior, HPPC, que consta de bucles de control de potencia activa y reactiva. Esta tercera capa, como aparece en la ilustración 4, es la encargada de gestionar de manera individual los diferentes controladores (PPCs) de cada recurso

renovable considerándolos en su conjunto, y de forma global toda la planta. El HPPC tiene las siguientes tareas [13]:

- Ha de asegurar que el perfil de potencia proporcionado por el EMS se cumple en cualquier momento, y que la generación de energía se suministre dentro una ventana de tiempo especificada de manera que se respeten las restricciones del operador de red.
- Garantizar que se mantenga un límite superior absoluto de potencia para limitar la inyección de potencia del activo global en cualquier instante.
- Ha de asegurar que la salida de potencia reactiva en el PoI del activo cumpla con los requisitos del operador del sistema eléctrico.
- Garantizar que el voltaje en el PoI de la planta híbrida cumpla con los requisitos del operador del sistema eléctrico.

A nivel de control de la planta cada PPC garantiza que las referencias del nivel de control HPP se cumplan en el PoI para cada planta mediante controladores PI, y que se envíen las referencias para el control de los aerogeneradores, inversores solares o baterías.

En función de la disposición de medidores fiscales, la configuración de los lazos de control del HPPC tendrán un carácter diferente:

- Único medidor fiscal para la planta: El HPPC gestionará en el mismo lazo de control las diferentes plantas como un solo activo asegurando las restricciones técnicas de generación en el punto de conexión, sin necesidad de controladores de plantas individuales.
- Medidor independiente por cada planta: El HPPC maestro gestionará los diferentes PPCs de cada planta con lazos de control independientes englobándolos en un lazo de control global para el activo, asegurando los requisitos de potencia por planta en cada medidor fiscal, y en el punto de conexión para el activo global.

4. Desarrollo y Descripción del Sistema de Gestión Energético (EMS)

4.1. Definición del caso de estudio

Para el caso de estudio, se ha planteado un sistema híbrido con tres tecnologías: energía eólica, fotovoltaica y sistema de almacenamiento con baterías; considerando la hibridación a partir del parque eólico existente.

La localización del sistema co-distribuido se ubica en Tébar en la provincia de Cuenca, España; concretamente en la ubicación con latitud: $39^{\circ} 31' 53.8''$ y longitud: $-2^{\circ} 14' 20.1''$.



Ilustración 5: Ubicación del parque híbrido (Google Earth).

La instalación híbrida de este estudio combina tres tecnologías en un punto de interconexión común, que son controladas física y electrónicamente como un único MGE por el operador de la planta. La planta híbrida se define con los módulos de generación junto con la potencia asignada que aparece en la siguiente tabla:

Sistema de Generación	Potencia [MW]	Tipo de Almacenamiento	Capacidad [MW/h]
Parque Eólico	326	-	-
Parque Fotovoltaico	250	-	-
Sistema de Almacenamiento	100	Baterías	200

Tabla 1: Configuración por tecnología del parque híbrido. Fuente Propia.

El límite de potencia en el punto de conexión se mantendrá en 300 MW, por lo que la hibridación del parque no ganará en aumento de potencia, sino en su factor de capacidad. El punto de conexión a la REE se encuentra en la Subestación de Minglanilla de 400 kV. El esquema del parque renovable híbrido viene definido por la siguiente ilustración:

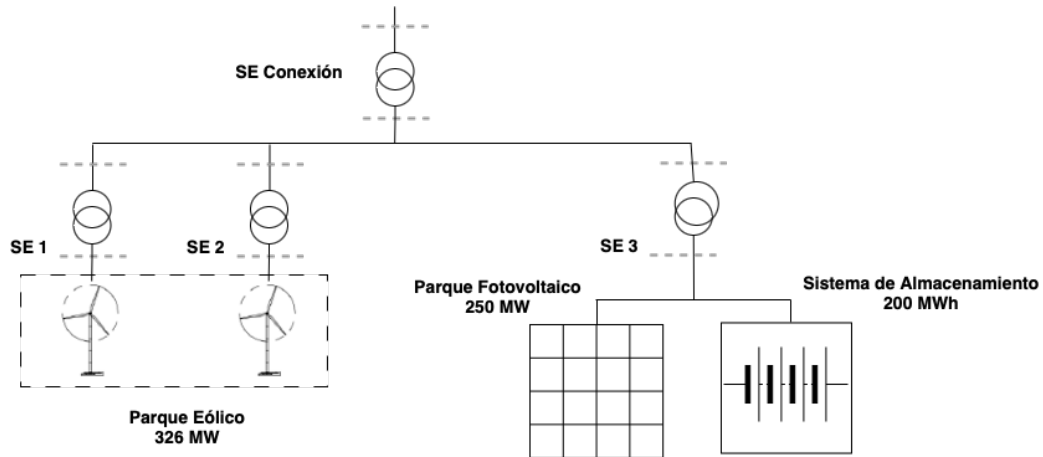


Ilustración 6: Diagrama del parque híbrido. Fuente Propia.

El estudio se ha basado en un activo existente junto con un proyecto real de hibridación en construcción para la elección del emplazamiento, la configuración del sistema y las potencias de cada tecnología. Por esta razón, no se ha llevado a cabo un análisis energético del sistema ni de la caracterización de los recursos del emplazamiento.

4.2. Definición y Diseño de la aplicación

La aplicación desarrollada durante este trabajo se ubica en la cuarta capa de control de la ilustración 5 “HPP EMS Level” que se ha explicado en el anterior capítulo. El sistema de control tendrá como objetivo maximizar los ingresos por la venta de energía optimizando la potencia de generación horaria y reduciendo las penalizaciones de desvío con el despacho de oferta considerando las disponibilidades reales de las plantas. De esta forma, el controlador se fundamentará en la estrategia de gestión energética del sistema de almacenamiento con un horizonte de 24 horas.

Según la introducción realizada anteriormente, la capa “HPP EMS” estará formada por dos sistemas: un sistema de gestión energética (EMS), y un sistema de gestión de mercado energético (EMMS). El segundo tendrá una relación temporal superior al primero: días frente a franjas horarias. Ambos sistemas tendrán el mismo objetivo, obtener el máximo beneficio de la venta de energía de la planta, sin embargo, tendrán funcionalidades diferentes:

- El EMMS tendrá como principal funcionalidad generar propuestas/ofertas de venta de energía. Para ello, formulará una previsión de generación en función de la estimación de disponibilidad de las plantas conforme a la predicción meteorológica en un horizonte de tiempo definido junto con los precios de venta en el mismo horizonte teniendo como base la predicción de precios de mercado. De esta forma, el módulo EMMS tendrá la entrada de servicios de predicción auxiliares: estimación de precios de mercado, y predicción de recursos solares y eólicos, y como salidas el precio de venta, y el perfil de potencia a cumplir.

La generación de precios podrá estar basada en un acuerdo privado PPA, el mercado de SPOT diario y mercado de balance intradiario, aunque este último no tendría cabida en el caso de estudio. Inclusive para ciertos acuerdos PPAs, su oferta de venta es proporcional a los precios de mercado, por lo que se tendrá una aproximación al precio real de venta.

- El EMS tendrá como principal funcionalidad reducir la desviación de la generación real con la previsión realizada por el EMMS en una franja de tiempo superior, considerando los precios de venta para cada instante de potencia con el objetivo de maximizar el beneficio económico optimizando la gestión energética del sistema de almacenamiento.

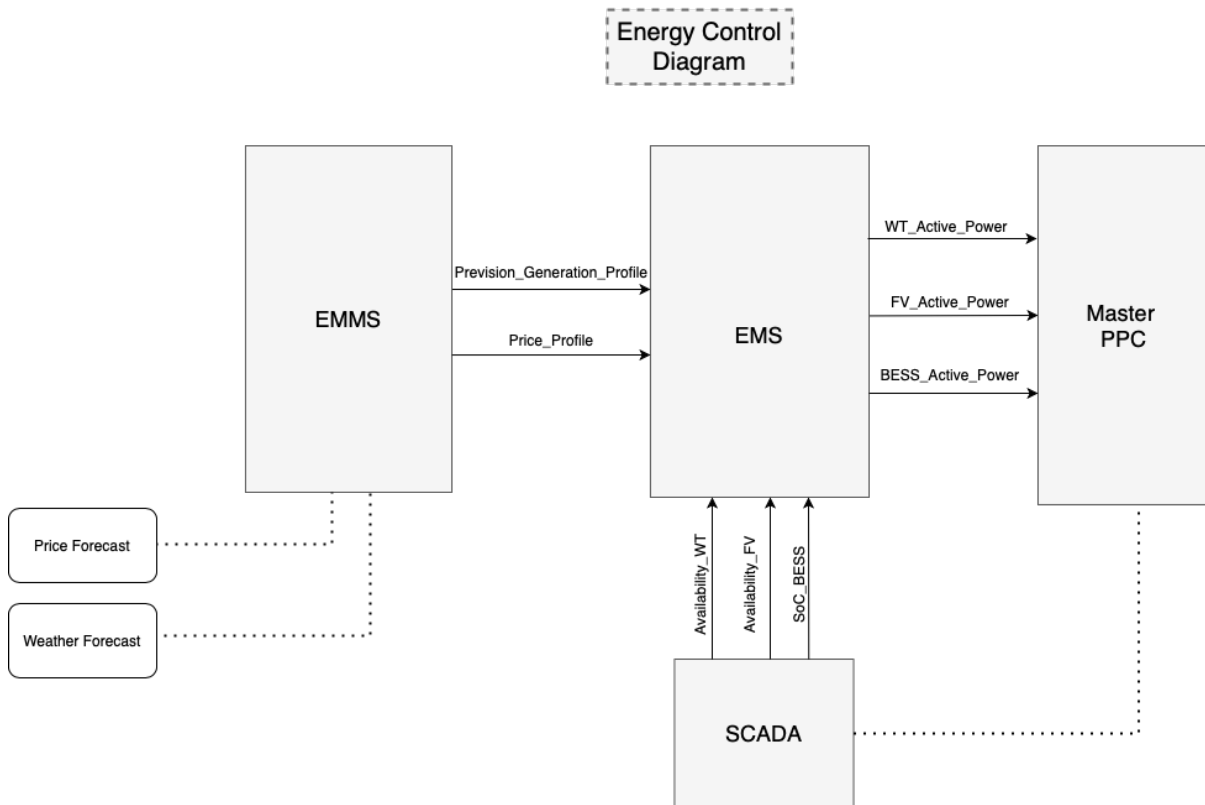


Ilustración 7: Diagrama de control y comunicaciones EMS. Fuente Propia.

El EMS recibirá el despacho de potencia (generación estimada) y precios de venta por el EMMS para un horizonte de 24 horas, mientras que el EMS enviará al Master PPC las potencias activas de cada uno de los sistemas de generación. Además, el EMS recibirá datos directamente del SCADA en tiempo real sobre la disponibilidad de cada uno de los sistemas renovables. Por lo tanto, el EMS se regirá conforme a unos precios fijados y una potencia con cierto desvío a la estimada por el EMMS.

El EMS contará con un algoritmo que nos dará la potencia óptima total para cada una de las horas teniendo como objetivo el beneficio económico. Para ello, el sistema de control tendrá como principal tarea gestionar el sistema de almacenamiento: cargando la batería con la energía excedente, extrayendo energía de la red cuando su precio sea mínimo o directamente de las fuentes de generación, aunque no se produzcan excedentes; o por otro lado, descargando las baterías para cumplir con la estimación de potencia en las horas con mayor precio de venta.

El algoritmo de optimización del EMS tratará de asemejar la potencia horaria con la estimación entregada por el EMMS reduciendo los desvíos conforme a la disponibilidad precisa de cada una de las

plantas en un horizonte diario. En caso de no poder cumplir con el perfil de generación, priorizará aquellos en los que el precio de la energía sea mayor.

El sistema tendrá las siguientes casuísticas a considerar:

- La potencia de venta horaria no podrá ser mayor que la estimación/oferta de potencia generada por el EMMS.
- Se permite cargar las baterías con el excedente de cualquier tecnología, eólico y solar, e incluso comprar directamente de la red.
- No se considera desviación en la propuesta de precios generada por el EMMS. Se mantendrá el precio horario de venta de energía enviado al EMS entendiendo que la oferta está casada o es el precio real del mercado/acuerdo.

4.3. Algoritmo de Optimización

Una forma intuitiva de afrontar el problema control es mediante una máquina de estados en la cual se defina el flujo y diferentes casuísticas del sistema para maximizar el beneficio económico de venta y reducir el total de costos relacionados con el parque híbrido.

[12] Sin embargo, el método óptimo para resolver el problema de optimización energético es mediante una función de costes con restricciones. La teoría de optimización clásica, también conocida como programación matemática, abarca una serie de técnicas y métodos tanto analíticos como numéricos. Su objetivo es encontrar y seleccionar la mejor opción dentro de un conjunto de posibles alternativas, sin necesidad de enumerar ni analizar cada una de ellas de manera individual. En esencia, un problema de optimización se puede entender como un problema de toma de decisiones.

Para la formulación de este algoritmo, se distinguen tres elementos fundamentales, las cuales son las clásicas para la formulación de problemas de optimización: las variables del problema, una función de esas variables y un conjunto de relaciones que deben cumplir las variables del problema:

- **Variables de decisión:** El primer aspecto fundamental al formular problemas de optimización es escoger las variables de decisión que mejor describan los diseños posibles y las condiciones operativas del sistema. Generalmente, se seleccionan como variables independientes aquellas que influyen de manera notable en la función objetivo.

En el caso de estudio, las variables de decisión principales serán potencia de carga y potencia de descarga de las baterías, estado de carga de las baterías, y potencia de ‘curtailment’ o excedente. Estas variables se desglosarán y correlacionarán en las restricciones del problema.

- **Restricciones:** Una vez determinadas las variables de decisión, se establecen mediante ecuaciones o inequaciones las relaciones existentes entre estas. Estas relaciones surgen, entre otras razones, por las limitaciones en el sistema de generación híbrido y principalmente a las impuestas para la gestión correcta del sistema de almacenamiento.

En el caso de estudio, se distinguirán las ecuaciones de desigualdad para las limitaciones de potencia/capacidad, y las ecuaciones de igualdad para modelar el comportamiento de la batería. Detallamos las restricciones del problema de optimización del EMS:

- Limitación del punto de conexión: Potencia máxima en el punto de conexión con la red de transporte de REE.

$$P_G = P_{pv} + P_{wt} + P_{bess} \leq POI + P_{exc} \quad (3)$$

Siendo $P_G, P_{pv}, P_{wt}, P_{bess}, POI, P_{exc}$ la potencia de generación total real, la potencia del parque fotovoltaico, la potencia del parque eólico, la potencia del sistema de almacenamiento, la potencia del punto de conexión, y la potencia excedente, respectivamente. Esta restricción (3) indica que la potencia total generada por todas las tecnologías debe ser inferior o igual a la máxima potencia del punto de inyección junto con la potencia excedente.

- Limitación de la capacidad/potencia de cada uno de los sistemas de generación y en su totalidad.
 - $0 \leq P_{pv} \leq P_{pv,max}$ (4)
 - $0 \leq P_{wt} \leq P_{wt,max}$ (5)
 - $-P_{bess,max} \leq P_{bess} \leq P_{bess,max}$ (6)
 - $P_{bess} = P_{b,ch} + P_{b,dch}$ (7)
 - $E_{SoC,min} \leq E_{bess} \leq E_{SoC,max}$ (8)
 - $P_{G,max} \leq P_{G,est} + P_{exc}$ (9)

Siendo $P_{pv,max}, P_{wt,max}, P_{bess,max}, E_{SoC,min}, E_{SoC,max}, P_{b,dch}, P_{b,ch}, P_{G,max}, P_{G,est}$ la potencia máxima del parque fotovoltaico, la potencia máxima del parque eólico, la potencia máxima de

carga y descarga de la batería, el estado de carga mínimo de la batería, el estado de carga máximo de la batería, la potencia de descarga, la potencia de descarga, la potencia de generación total máxima y el perfil de potencia estimado por el EMMS, respectivamente.

Las ecuaciones (4) y (5) limitan la potencia de generación a la capacidad máxima de ambos parques, fotovoltaico y eólico, respectivamente. De igual forma, la ecuación (6) limita la rampa máxima de carga o descarga de la batería. La suma de las potencias de descarga y la de carga equivale a la potencia global en una franja horaria mediante la ecuación (7). Además, se limita el estado de carga máximo y mínimo de la batería mediante la restricción (8). Por último, se limita la potencia total máxima a la potencia del perfil entregado por el EMMS, ya que no está no podrá ser vendida, y por lo tanto deberá potencia excedente (9).

- Modelización sistema de gestión de la batería

$$E_{bess}(t + 1) = E_b(t) + P_{bess,car}\Delta t * \eta_{charge} + P_{bess,des}\Delta t * \eta_{discharge} \quad (10)$$

Siendo $E_{bess}(t + 1)$, $E_b(t)$, η_{charge} , $\eta_{discharge}$, Δt el estado siguiente de batería, el estado actual de carga de la batería, el rendimiento de carga, el rendimiento descarga y un periodo de tiempo concreto, respectivamente.

La ecuación (10) define el modelo de batería considerando el estado de carga siguiente como la suma de la potencia de carga/descarga con sus respectivos rendimientos más el estado de carga actual.

- **Función objetivo:** Por último, el último ingrediente del citado problema de optimización es la función objetivo. Este elemento decidirá los valores adecuados de las variables de decisión anteriormente descritas que resuelven el problema de optimización. La función objetivo determinará los mejores valores para las variables de decisión. En nuestro caso, el criterio será de tipo económico, maximizando el beneficio de venta de energía y minimizando el coste de penalización de desvío con la previsión.

$$\max Beneficios = \sum_t^{t=24} V(t)P_G(t)\Delta t - V(t) \cdot w_1(t) |P_{G,est}(t) - P_G(t)|\Delta t \quad (11)$$

Siendo $w_1, V(t)$ la penalización de desvío entre la potencia real y la estimada por el EMMS y el precio de venta de energía para cada instante de potencia, respectivamente.

La función objetivo maximizará la potencia en función del despacho de precios en un horizonte de 24 horas, y minimizará la penalización (en este estudio se ha supuesto un valor de 1.2, tal y como se sugiere en [15]) por la diferencia entre la oferta de potencia entregada, y la potencia real generada en esas mismas franjas horarias. En este estudio se considera penalización solo cuando la potencia real generada es menor que la oferta de potencia.

4.4. Desarrollo de la aplicación

El desarrollo de la aplicación se ha basado principalmente en Matlab, la obtención de datos mediante la herramienta Homer Pro, y la plataforma EISO.

La herramienta Matlab ha sido empleada como entorno de desarrollo de los diferentes scripts en archivos .m, el uso de su toolbox para resolver el problema de optimización descrito y representar los casos de estudios en gráficas. La codificación en Matlab ha sido desarrollada mediante cuatro scripts complementarios entre ellos que permiten determinar unas condiciones, definir la función objetivo y evaluar el caso de estudio:

- Condiciones Iniciales Script. Se definen las condiciones características de los sistemas, las condiciones iniciales de estudio, así como los parámetros a variar para caso de estudio.
- EMS Script. Archivo que desarrolla el problema de optimización con un horizonte de 24 horas para los 365 días del año.
- Gráfica Script. Script que representa cuatro gráficas para un día concreto: gráfica de potencia de las diferentes tecnologías junto con la estimada, gráfica del estado de carga de batería, gráfica del beneficio real y estimado y, por último, gráfica de precios.
- EMS Simple Script. Desarrollo que emula el algoritmo simple de carga de baterías cuando la potencia renovable excede el perfil a cumplir y descarga cuando dicha potencia es inferior. Este archivo permite comparar de igual que el “EMS Script” un horizonte de 24 de forma individual para los 365 días del año.

Los cuatro scripts se incluyen al final del trabajo en el primer anexo. Solo se detallará en este apartado el script referente al desarrollo del sistema de control EMS, ya que es el que aporta valor al entendimiento del caso de estudio y de los diferentes resultados.

En cambio, Homer Pro ha sido utilizado para realizar la implementación del parque renovable híbrido: definición las diferentes tecnologías, ubicación y fuentes de datos para los recursos. La simulación en este programa ha sido empleada con el objetivo de tener datos de generación real de cada una de las tecnologías durante un año. A continuación, se explica el procedimiento tanto en Matlab como en Homer Pro para la programación del sistema de control EMS:

1. Se extraen los precios horarios del mercado SPOT diario de todo el año 2023 en un archivo .xls. Se transforma el archivo para ser cargado en un matriz en Matlab (24x365). En paralelo, implementamos en Homer Pro un parque renovable híbrido similar al del caso de estudio, simulamos y extraemos los datos de generación de ambas tecnologías renovables. Se convierte el archivo .csv a un archivo .xls. Este se transforma para ser cargado en Matlab como una matriz (24x365).
2. Tras contar con los datos externos al entorno Matlab, el primer script carga los datos externos en dichas matrices, define las variables iniciales junto con los parámetros de la planta y genera de forma aleatoria la previsión de potencia entregada por el EMMS con unos parámetros configurables.
3. El EMS Script define el algoritmo basado en un problema lineal de optimización: función objetivo, restricciones, y variables de decisión. El problema con horizonte diario se resuelve 365 veces simulando el resultado acumulado del año. Se actualizan los resultados en matrices con dimensión 24x365.
4. Por último, la ejecución del script Gráfica permite visualizar en una representación cuatro gráficas: potencia de cada tecnología junto con la estimación de potencia del EMMS, estado de carga de la batería, comparación del beneficio estimado (EMMS) entre el beneficio real (EMS), y precio horario.

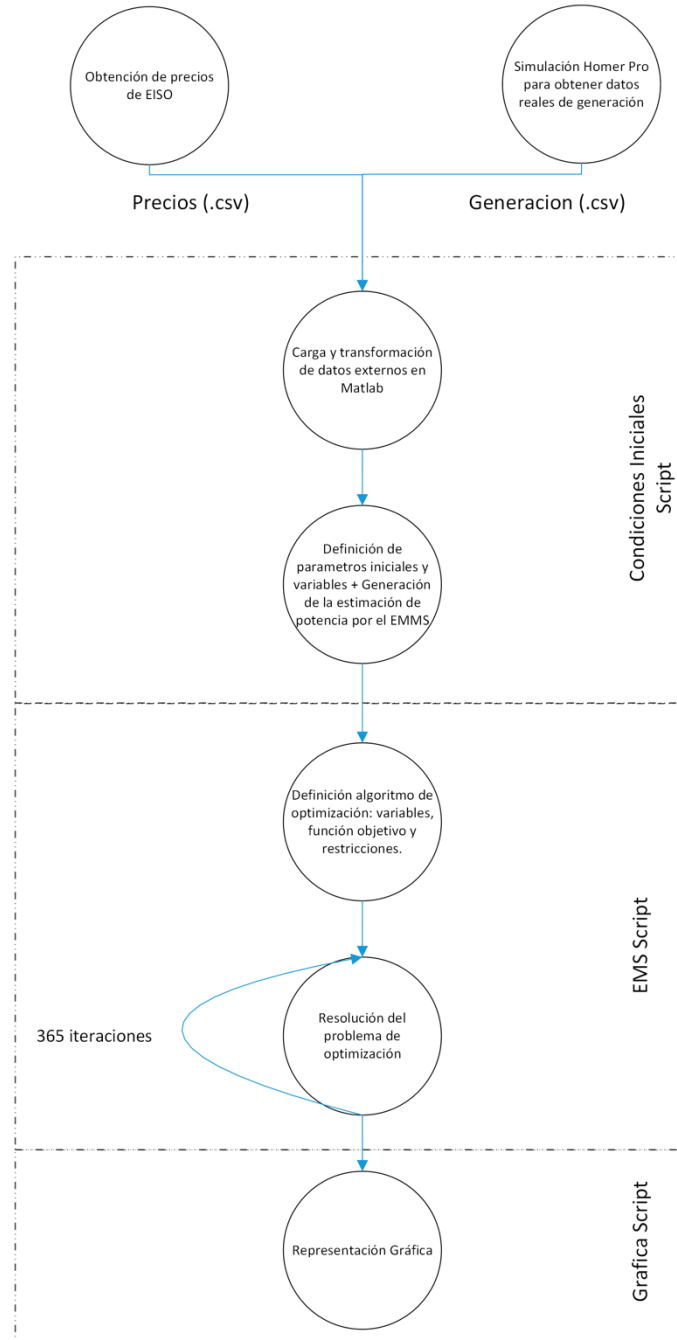


Ilustración 8: Diagrama de flujo de la aplicación. Fuente propia.

4.4.1. Obtención de datos

Para la simulación de precios, se han extraído los datos del SPOT diario del año 2023 completo a través de la página ESIOS de REE en un archivo .xls. El precio medio horario en el mercado SPOT diario es de 81,93 €/MWh para ese año. La siguiente ilustración muestra el precio de este mercado para el año pasado:

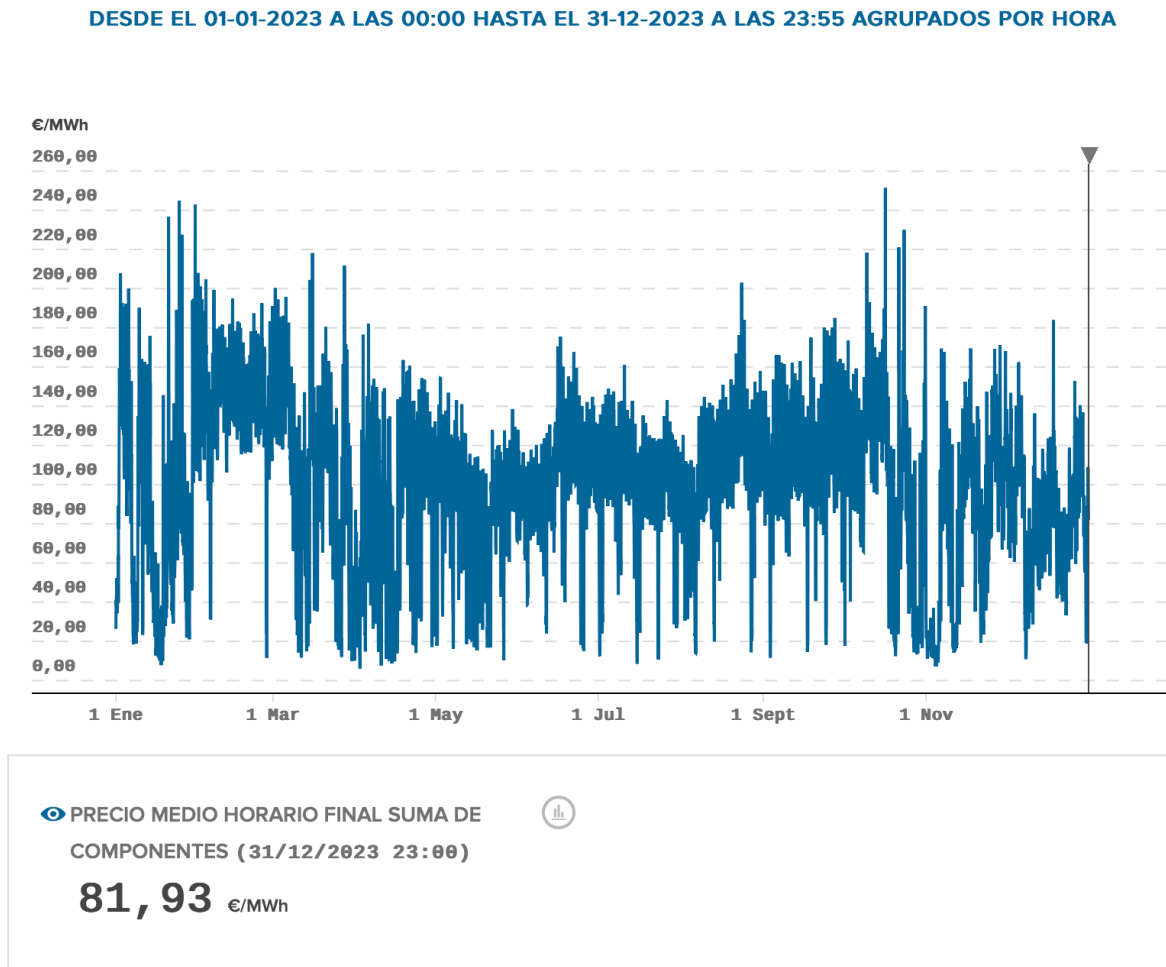


Ilustración 9: Gráfico del precio horario mercado SPOT para el año 2023. Fuente ESIOS

El archivo Excel es modificado para definir únicamente dos columnas con la franja horaria y el precio. Tras esto, dicho archivo cargado con la función “readmatrix” en el script de Matlab de condiciones iniciales en un matriz (365x24).

Por otro lado, la obtención de datos de generación real del sistema híbrido ha sido simulada en Homer Pro. Para ello, se ha definido una estructura similar a la planteada en el caso de estudio a nivel de tecnologías y potencias; y en la misma ubicación. La ubicación es la definida en el caso de estudio: Tébar, en la provincia de Cuenca, España.

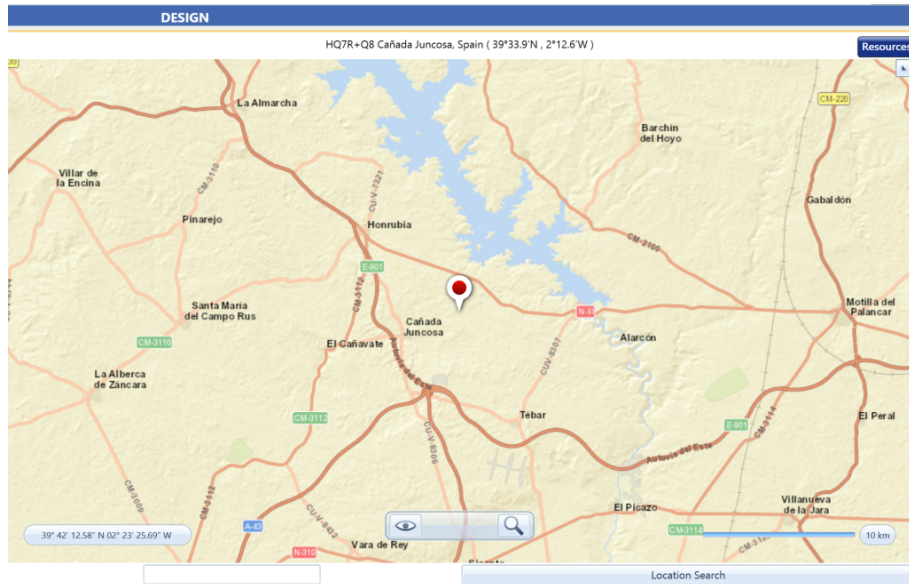
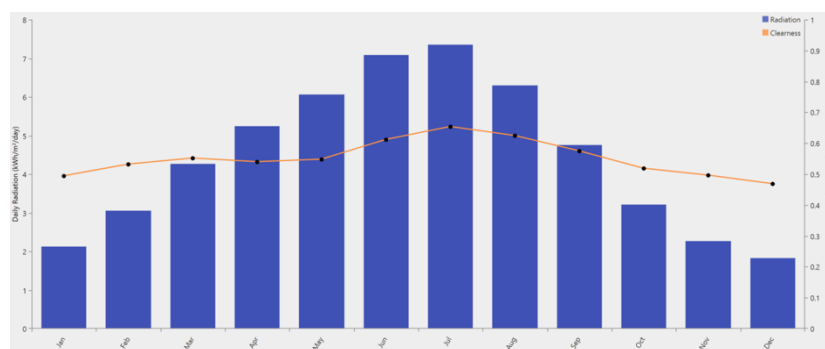


Ilustración 10: Ubicación del parque híbrido en Homer Pro

El recurso eólico y solar utilizados provienen de la base de datos “NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER)” descargado directamente de Homer Pro. La siguiente ilustración muestra los perfiles de irradiación solar (kWh/m²/día) y velocidad media de viento (m/s):



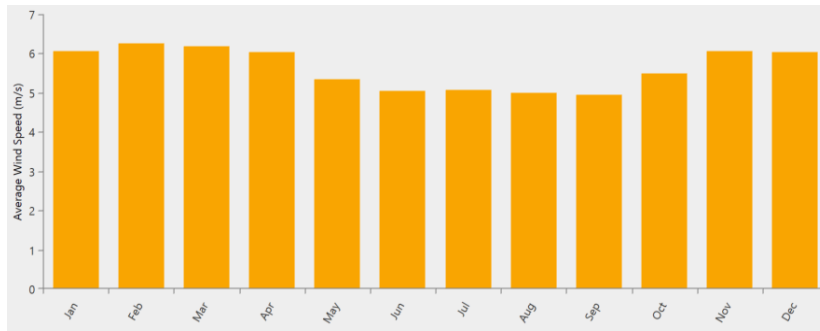


Ilustración 11: Recurso solar y eólico del emplazamiento (Homer Pro).

Los principales equipos seleccionados por cada uno de los activos renovables son:

- Parque Eólico: Aerogenerador Gamesa G114 2.0 MW con una altura de 93 m hasta la góndola.
- Parque Fotovoltaico: Se selecciona la opción de módulos fotovoltaicos genéricos del software.
- Sistema de Almacenamiento: Se selecciona la opción genérica de batería de 1 MWh. Adicionalmente, se selecciona el parámetro máximo de descarga (20 %) y el estado inicial de carga al 100 %.

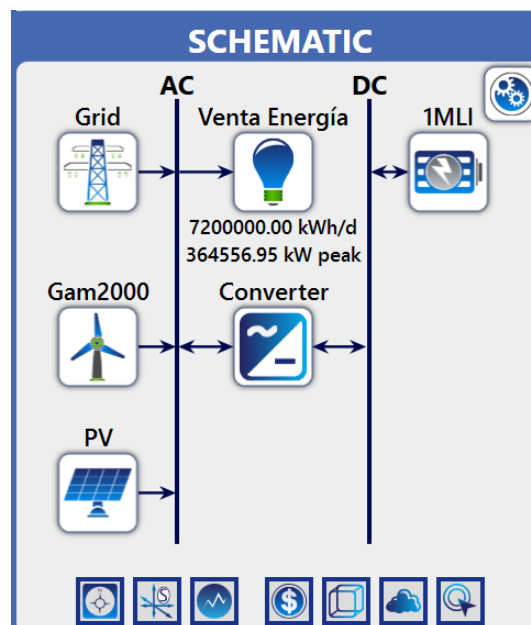


Ilustración 12: Diseño parque híbrido en Homer Pro

Tras realizar la simulación con la configuración anteriormente descrita, obtenemos los datos de generación del parque fotovoltaico y eólico. La suma de generación eólica y solar disponible total tiene presenta los siguientes perfiles para cada uno de los meses del año:

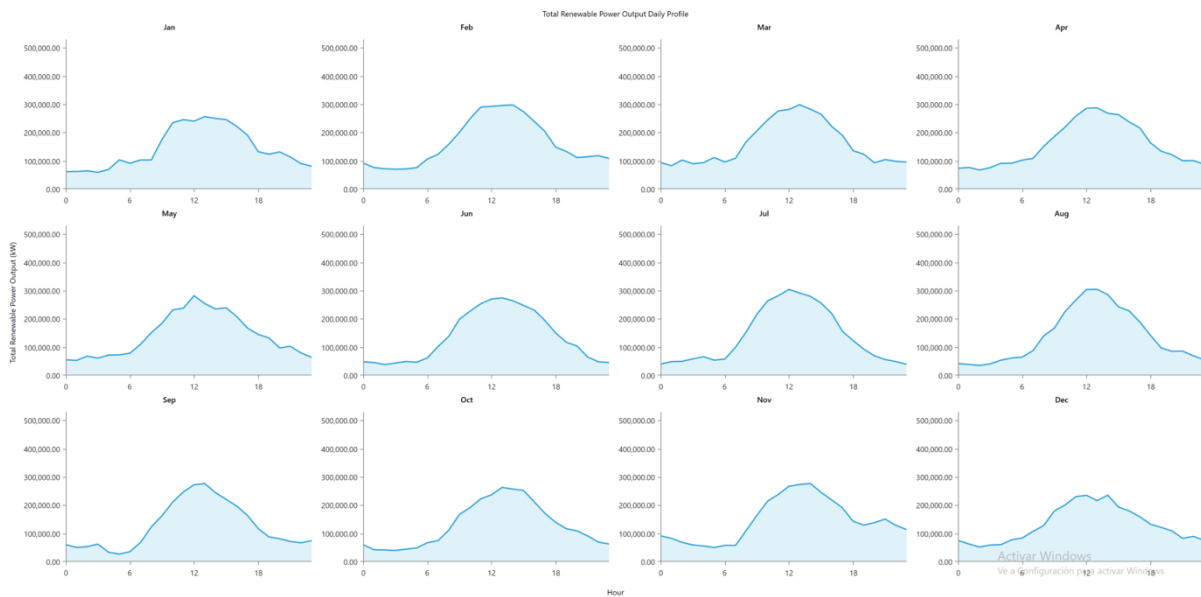


Ilustración 13: Perfil de potencia renovable diario medio para cada mes (Homer Pro)

Extraemos en un archivo .xls todos los datos disponibles de la simulación, modificamos el archivo para que únicamente aparezcan las columnas: tiempo, generación total disponible del parque fotovoltaico, y generación total disponible del parque eólico. El archivo es cargado en el programa de Matlab en una matriz (24x365).

Esta matriz será utilizada como la potencia real generada por las tecnologías eólicas y fotovoltaica, y se usará para la emulación de generación del perfil estimado en el despacho entregado por el EMMS. Para la simulación de este perfil, creamos un factor aleatorio con una media y desvío a determinar que multiplicará a la matriz de potencia real. Se genera estos valores aleatorios para cada una de las horas de un año.

```
for d = 1:timeDays
%Generation random prevision power profile
for t = 1:timeSteps
    PV_generation(t,d) = Y(t+(24*(d-1)),2); % Organize wt power data
generation from the matrix Excel file
    Wind_generation(t,d) = Y(t+(24*(d-1)),3); % Organize pv power data
generation from the matrix Excel file
```

```

    Price_Profile(d,t) = Z(3,t+(24*(d-1))); % Organize the hour prices data
    generation from the matrix Excel file
    RE_random_factor = normrnd(RE_mean, RE_std_dev); %
    Prev_Profile(t,d) =
    min((Wind_generation(t,d)+PV_generation(t,d))*RE_random_factor,PoI); %
    Simulated Power generation (randomized)
end
end

```

En el caso de estudio inicial, se propone una media de datos un 10 % superior a la potencia real con objeto de que la potencia generada real sea inferior a la estimación, y con una desviación respecto a la distribución gaussiana del 5 %.

4.4.2. Planteamiento del algoritmo

La representación del problema de optimización se realiza con la función Matlab “optimproblem”. Esta función permite recrear un problema tipo como hemos detallado anteriormente: definiendo las variables de optimización, las restricciones de igualdad y/o desigualdad y la función objetivo. La parametrización del método de resolución del problema es posible como se enseñará durante este apartado.

El algoritmo de optimización se plantea como la resolución del sumatorio de los ingresos por la venta de energía y el coste de desvío en un día. De esta forma, el algoritmo es capaz de tomar decisiones sobre el total de las horas en el horizonte diario considerando el global de forma optimizada.

En el problema, las variables de decisión son las descritas en el anterior capítulo: potencia de carga y descarga de la batería, estado de carga de batería y la potencia excedente. Estas variables son definidas como una matriz 24x1 correspondiendo con el horizonte diario que se evalúa. En esta fase de definición, se indican las restricciones correspondientes a cada una de ellas. Su codificación se representa de la siguiente forma:

```

% Define Optimvar Battery Power Discharge
PbattVD = optimvar('PbattVD',N,'LowerBound',0,'UpperBound',BESS_power);
% Define Optimvar Battery Power Charge
PbattVC = optimvar('PbattVC',N,'LowerBound',-BESS_power,'UpperBound',0);
% Define Optimvar Battery Energy
EbattV =
optimvar('EbattV',N,'LowerBound',BESS_min_SOC,'UpperBound',BESS_capacity);
% Define Curtailment Power
PCutExc =optimvar('PCutExc',N,'UpperBound',0);

```

Las potencias de los parques eólicos y fotovoltaicos no son consideradas como variables de optimización, sino que vienen indicadas como una entrada determinada; la potencia excedente de ambas tecnologías no aprovechada por las baterías se congrega en la potencia excedente.

Tras la definición de las variables a optimizar, se hace lo propio con la función objetivo como muestra el siguiente extracto del código:

```
% Maximize sell of electricity from de Hibrid Renewable Generation
prob= optimproblem('ObjectiveSense','max'); % Maximize Objective function
%Objective Function
prob.Objective =
Price_Profile(d,1:timeSteps)*(Wind_generation(1:timeSteps,d)+PV_generation(
1:timeSteps,d)+PbattVD+PbattVC+PCutExc)+Price_Profile(d,1:timeSteps)*1.2*(-
Prev_Profile(1:timeSteps,d)+(Wind_generation(1:timeSteps,d)+PV_generation(1
:timeSteps,d)+PbattVD+PbattVC+PCutExc));
```

La función objetivo cuenta con dos argumentos: el primero hace referencia al beneficio de la venta de energía, mientras que el segundo al coste de penalización de la diferencia entre la potencia estimada y la potencia real. El problema de optimización tendrá como objetivo maximizar dicha función.

Para terminar de describir el problema de optimización, se definen las restricciones:

- Se define la variable de acumulación de energía, su estado inicial, y como se determina el estado siguiente a través del actual más la energía descargada/cargada de batería.
- Se indica que la potencia real generada no debe ser superior a la estimación de potencia generada considerando la potencia excedente y la potencia del sistema de almacenamiento. La potencia excedente será la diferencia superior entre la suma de las tres tecnologías del parque híbrido respecto al perfil estimado.

```
% Power input/output to battery
prob.Constraints.energyBalance = optimconstr(N); %Variable Acumulation
prob.Constraints.energyBalance(1) = EbattV(1) == x; % Initial condition
prob.Constraints.energyBalance(2:N) = EbattV(2:N) == EbattV(1:N-1) -
PbattVC(1:N-1) - PbattVD(1:N-1); %Next state of Battery Energy
cons1 = Wind_generation(1:timeSteps,d)+ PV_generation(1:timeSteps,d) +
PbattVC*Battery_Charging_Efficiency +PbattVD + PCutExc <=
Prev_Profile(1:timeSteps,d); % Energy Generation (Battery + WT + FV) must be
inferior lower Prevision_Profile + Curtailment Power
prob.Constraints.cons1 = cons1;
cons2 = PbattVD(24) <= max((Prev_Profile(24,d) -( Wind_generation(24,d) +
PV_generation(24,d))),0); % Power Discharge Limits 24 H
prob.Constraints.cons2 = cons2;
```

Por último, se da paso a resolver el problema mediante el comando `[values,~,exitflag] = solve(prob);` y se almacenan los datos en las variables que se utilizarán para obtener la representación gráfica.

```

if exitflag <= 0 % Optim-Problem has no solutions
    Energy_to_Battery = zeros(N,1);
    Battery_SOC = zeros(N,1);
    Total_Energy = zeros(N,1);
    PExc = zeros(N,1);
else % Update data solutions by day
    Energy_to_Battery(1:timeSteps,d) =
values.PbattVC(1:24,1)+values.PbattVD(1:24,1);
    Total_Energy(1:timeSteps,d) =
values.PbattVC(1:24,1)+values.PbattVD(1:24,1);
    Battery_SOC (1:timeSteps,d)= values.EbattV(1:24,1);
    PExc(1:timeSteps,d)= values.PCutExc(1:24,1);
end

%Update data solutions by day
    Available_REB_generation_opt(1:timeSteps,d)= min(300000,
Wind_generation(1:timeSteps,d) + PV_generation(1:timeSteps,d) +
Energy_to_Battery(1:timeSteps,d) + PExc(1:timeSteps,d));
    Total_REB_generation_opt(1:timeSteps,d)= Wind_generation(1:timeSteps,d) +
PV_generation(1:timeSteps,d) +
Energy_to_Battery(1:timeSteps,d)+PExc(1:timeSteps,d);

% Calculate profit economic
for t=1:24
    Profit_Economic(t,d) =
(Available_REB_generation_opt(t,d))*Price_Profile(d,t)-
1.2*Price_Profile(d,t)*(Prev_Profile(t,d)-
Available_REB_generation_opt(t,d));
    Profit_Economic_Prev(t,d) = (Prev_Profile(t,d))*Price_Profile(d,t);
end

```

Si no se ha encontrado la solución o ha habido un problema en la resolución del problema, se actualiza la variable en ese punto como valores nulos. En caso contrario, los datos obtenidos para las 24 horas son almacenados asignándole un día concreto dentro de la matriz. Con objeto de comparar el beneficio económico, se calcula dicho beneficio con los datos reales de potencia y el perfil de estimación para la franja diaria de estudio.

Todo el código anteriormente descrito está dentro de un bucle “for” que simula los 365 días del año de forma individual. Únicamente se considera la continuidad del estado de batería entre la última hora de un día y la primera del siguiente: el estado de carga de la hora 24:00 del día 1 será el estado de carga de la hora 00:01 del día 2.

5. Resultados

Tras la simulación de un año completo, se analizan los resultados diarios obtenidos con objeto de evidenciar la actuación del controlador, y estudiar cómo se comporta ante cambios en sus variables de entrada.

Para llegar al objetivo anteriormente descrito, se realizará una simulación anual para tener datos acumulados globales, y se escogerán días características que realcen las funcionalidades del EMS desarrollado en Matlab. Se propondrá la simulación del programa evaluando la afectación de las siguientes variaciones:

- Cambio en la potencia máxima de carga/descarga. El aumento de la potencia máxima de carga o descarga mejora la flexibilidad de gestión energética, y por tanto la adaptación a la previsión de generación, y por lo tanto, a maximizar el beneficio económico.
- Cambio en el desvío de previsión de generación. Disminuir o aumentar el desvío normalizado de la previsión influirá proporcionalmente al uso de la gestión energética del sistema de almacenamiento.
- Cambio de precios. Contar con un precio fijo a lo largo del día, o la variación de precios durante todas las horas días influirá en la estrategia de gestión energética de las baterías.

Las anteriores simulaciones se compararán con la utilización de un algoritmo simple que gestionará la carga/descarga de las baterías únicamente en función de los excedentes en comparación la previsión de generación. De esta forma, concluiremos con el potencial beneficio de usar el algoritmo de optimización desarrollado.

5.1. Simulación de validación de algoritmo

En primer lugar, se comprobará el correcto funcionamiento del controlador chequeando el objetivo de la función de costes, y las restricciones definidas. Para ello, se representarán cuatro gráficas correlacionadas por la misma franja temporal:

- Representación de la potencia del parque fotovoltaico, parque eólico, potencia de la batería (positiva en caso de descarga, y negativa en caso de carga), potencia excedente y la potencia total generada como la suma de las anteriores. La previsión de potencia estimada por el EMMS se representa con los puntos discretos. El perfil púrpura se asemejará lo máximo posible a estos puntos, siempre y cuando, esto maximice el beneficio económico.

- Representación del estado de carga de la batería. El estado de la batería mostrará el incremento o descenso de energía del instante anterior.
- Comparación del beneficio estimado por el EMMS entre el beneficio real obtenido. El perfil de beneficio estimado siempre será mayor o igual que el real, porque se ha considerado que la planta no se puede entregar más energía que la ofertada por el EMMS.
- Representación del precio para cada uno de los tramos horarios.

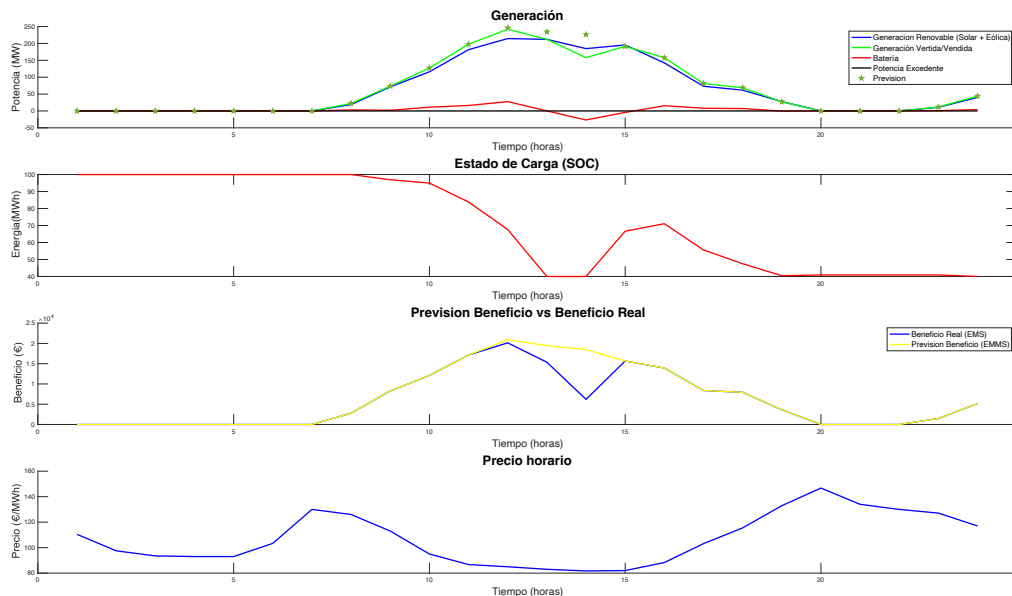


Ilustración 14: Representación de gráfica: generación, SOC, Beneficio y Precio horario (Matlab)

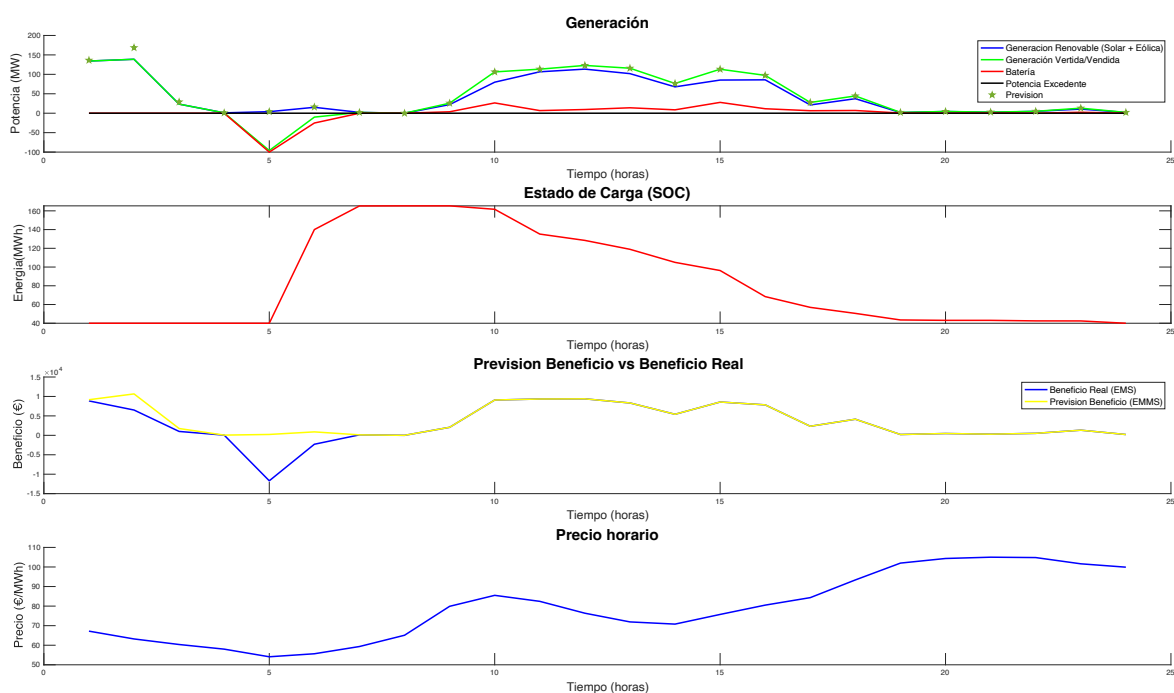
La anterior ilustración verifica las principales funcionalidades, modelos y restricciones implementados en el algoritmo:

1. Se verifica el modelo de almacenamiento impuesto por la ecuación (7). La carga de la batería, que se reflejará en el instante siguiente, se produce cuando la potencia del sistema de almacenamiento de la primera gráfica es negativa, y la descarga cuando la potencia es positiva.
2. El estado de carga de la batería no supera el límite de capacidad superior (200 MWh), y tampoco disminuye el mínimo inferior correspondiente al 20 % de su máxima capacidad (40 MWh).
3. La suma de las potencias de generación de cada una de las tecnologías no supera el límite del punto de conexión o la previsión del perfil considerando en ambos casos la potencia excedente. De la misma forma ocurre con la rampa máxima para las baterías que se indique al principio de la simulación.

4. La carga de la batería se produce en franjas donde la potencia es superior al perfil estimado, y por lo tanto hay excedentes. Esta funcionalidad no se refleja en esta gráfica, pero si en las siguientes ilustraciones. Se refleja la funcionalidad adquisición de energía cuando el precio de venta es bajo, si la estrategia de optimización lo considera.
5. El controlador prioriza contar con almacenamiento para las horas cuyo precio es mayor: el EMS carga la batería en las primeras horas, aunque la generación total no alcance el objetivo del perfil para tener almacenamiento suficiente en las últimas franjas horarias donde el precio es mayor.
6. El beneficio real puede ser negativo si consideramos las penalizaciones por el desvío a la oferta de potencia para cada hora.

5.2. Estudio de variación de la potencia máxima de carga/descarga

En este primer caso de estudio, se comprobará la afección en el controlador del límite de potencia de carga/descarga del sistema de almacenamiento. Se mostrarán dos ilustraciones con las cuatro gráficas representativas, una de ellas con un límite de 25 MW y la otra con un límite de 100 MW.



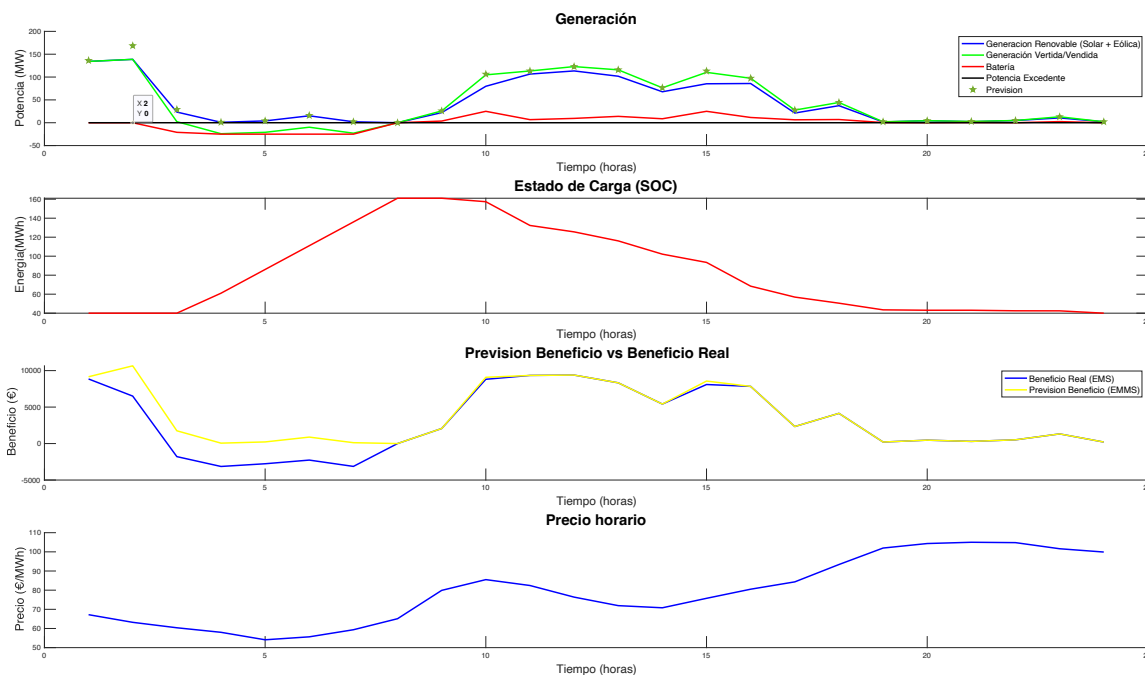


Ilustración 15 : Representación de graficas con límite de potencia 100 MW y 25 MW, respectivamente (Matlab).

Un límite de mayor de potencia de carga y descarga permite a la estrategia de gestión energética tener mayor flexibilidad para asemejar la generación al perfil estimado. De esta forma, el sistema será capaz de cargar mayor cantidad de energía cuando se produzcan excedentes o el precio de venta sea ínfimo, y descargar más energía cuando la suma de eólica y fotovoltaica no alcance la potencia deseada.

En la ilustración anterior, evidenciamos esta característica en las primeras horas del día (02:00 h – 7:00 h): en la primera gráfica, el sistema de almacenamiento permite cargar 100 MWh en única hora (05:00 h), que coincide con el precio más bajos absoluto, para tener carga suficiente (165 MWh) para cumplir el perfil el resto del día; en la segunda gráfica, durante ese periodo de cinco horas el sistema carga con una potencia de 25 MW obteniendo un estado de carga de 160 MWh. Esto supone una pérdida de beneficio debido al no conseguir cargar las baterías con el valor mínimo absoluto de precio en las primeras horas.

Esta diferencia de límite de potencia supone también una gran diferencia económica tanto para un solo como para un año completo, como se indica en la siguiente tabla:

Potencia Máxima BESS	Beneficio día	Beneficio año
25 MW	317.380 €	105.870.000 €
100 MW	327.090 €	106.350.000 €

Tabla 2: Comparación Beneficio real en función de la rampa de carga/descarga del almacenamiento (Simulación Matlab).

5.3. Simulación de precio constante y precio variable

En este segundo caso de estudio, evaluaremos cómo se comporta el sistema de control ante la variación de contar con un precio de venta de energía constante durante todo el día en comparación a los diferentes precios para cada una de las franjas horarias.

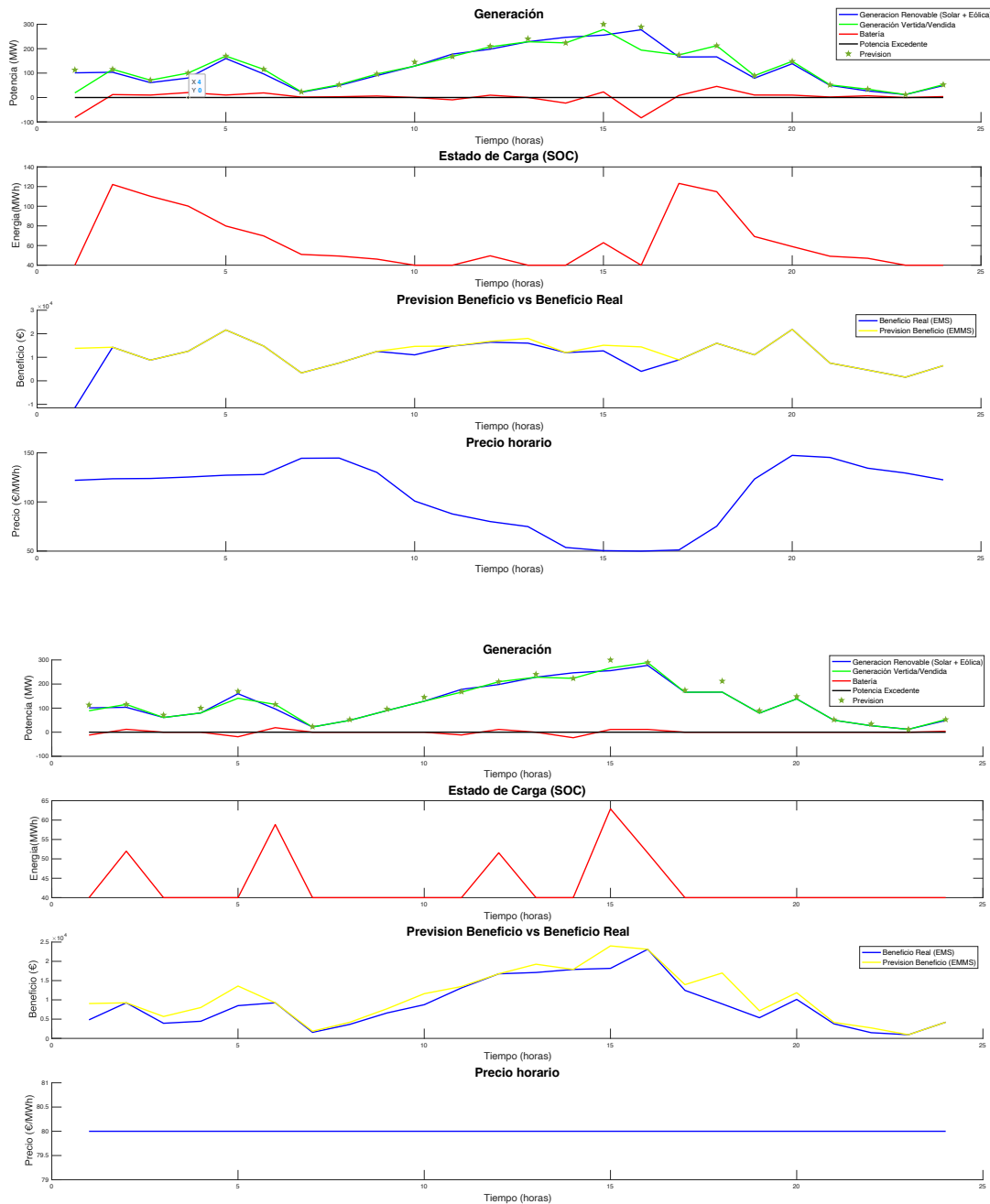


Ilustración 16: Representación de graficas con precio variable horario y fijo, respectivamente (Matlab).

Comparando el comportamiento del sistema con las mismas condiciones exceptuando la variabilidad del precio durante un día, observamos que el EMS, en el caso del precio fijo, sigue una estrategia de

cumplir con el perfil de generación para todas las franjas horarias sin ninguna prioridad; en cambio el EMS, en el caso del precio variable, prioriza cumplir con el perfil de generación en las horas con un precio de venta mayor.

En las gráficas anteriores, esta metodología queda reflejada en el comportamiento del sistema en ambas situaciones concretamente en la franja horaria inicial del día. El sistema de control con precio variable aprovecha la hora 01:00 h para cargar la batería ya que el precio es el mínimo relativo de esa franja. A partir de ese instante, el estado de carga es suficiente para cumplir con la previsión de potencia previsto hasta que el precio vuelve a ser menor que en la hora de carga inicial. En esta segunda franja, la estrategia del algoritmo vuelve a cargar la batería para aprovechar los valores mínimos de precios, incluyendo el absoluto, y contar con energía para el resto de las horas restantes.

Por otro lado, cuando el precio es fijo, el sistema tanto en esa franja como en el resto intenta cumplir con el perfil de generación estimado sin ninguna estrategia de precios. El sistema aprovecha cualquier excedente de energía para cargar la batería cuando el precio es fijo, mientras que el sistema con precio variable aprovecha las franjas horarias con un precio inferior para cargar la batería.

5.4. Simulación de variación de desvío de generación

Al aumentar el desvío gaussiano de la previsión de generación, la dispersión de los puntos en torno a un valor central también aumenta, por lo tanto, habrá más diferencia entre la previsión de generación y la generación real. Esto afecta directamente al uso del sistema de almacenamiento que tendrá que cargar y descargarse en mayor cantidad para cumplir la previsión.

Para evidenciar este hecho, se presenta una tabla con la totalidad de cantidad de energía cargada y descargada por las baterías. Se evidencia que al aumentar el desvío gaussiano a un 10 % e incluso a un 20 % sobre el valor de la media, el total de energía es mayor tanto para un año como para el caso de estudio de un día en concreto.

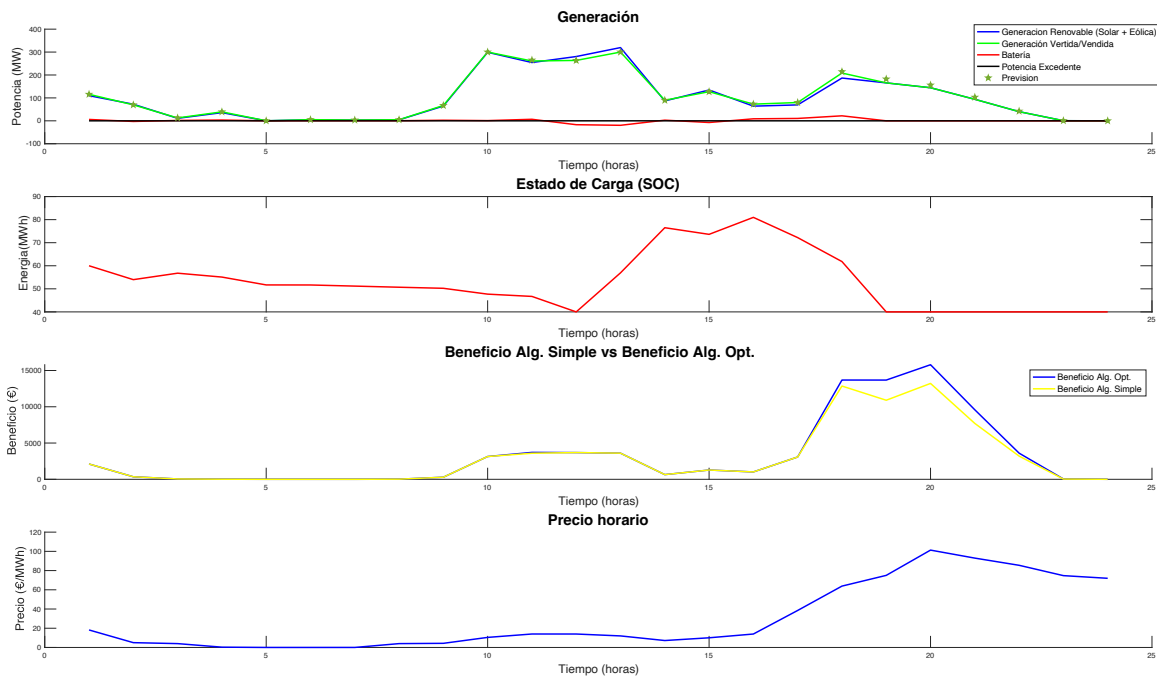
Desvío	Energía Carga/Descarga Batería - Día 25	Energía Carga/Descarga Batería - Año
20 %	562.480 kWh	150.400.000 kWh
10 %	435.680 kWh	124.110.000 kWh
5 %	360.250 kWh	118.060.000 kWh

Tabla 3: Suma de energía del sistema de almacenamiento en función del desvío (Simulación Matlab).

5.5. Comparación de algoritmos

Se propone la comparación entre el algoritmo de optimización planteado en este trabajo contra un algoritmo esquematizado que carga las baterías con el excedente de la totalidad de generación renovable o descarga las baterías en caso de que esta sea insuficiente para conseguir el perfil de generación previsto. Este algoritmo basado en estados no contempla el precio de la venta de energía ni tiene un horizonte de 24 horas vista para la toma de decisiones.

Para entender visualmente la diferencia de comportamiento de ambos algoritmos, se representan dos gráficas tipo. A diferencia de las representaciones anteriores, la tercera gráfica dentro de cada ilustración compara el beneficio obtenido por el algoritmo simple y el algoritmo optimizado:



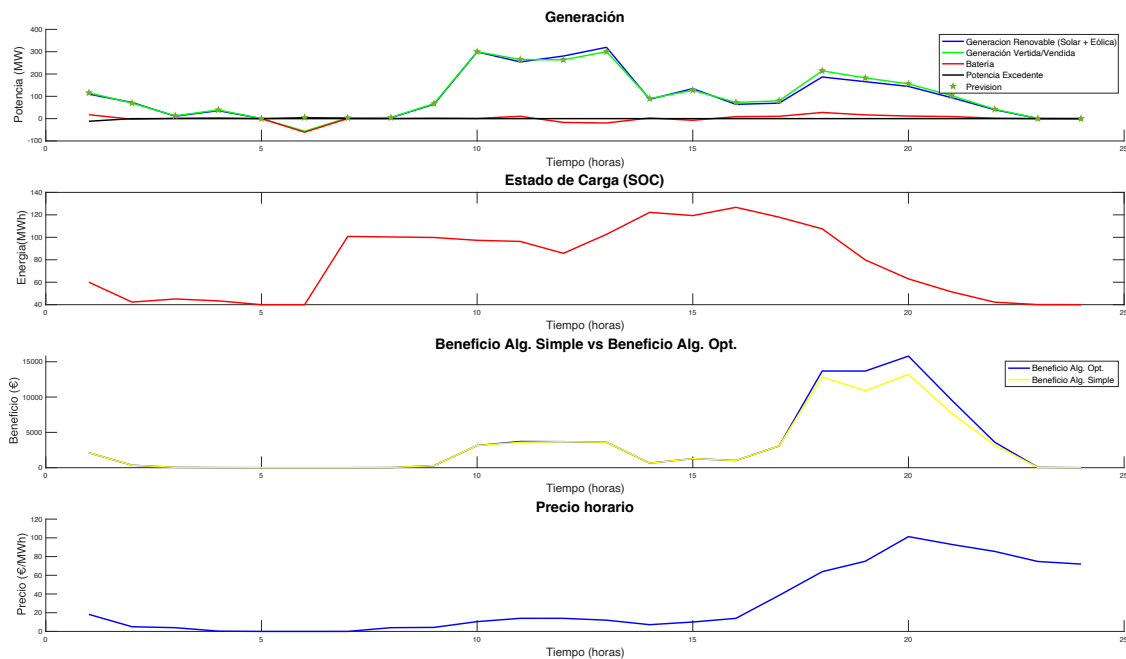


Ilustración 17: Representación de gráficas del algoritmo simple y algoritmo de optimización, respectivamente (Matlab).

En esta representación que coincide con el día de Nochevieja, se muestra el funcionamiento de ambos algoritmos: la primera gráfica muestra como la batería se va descargando durante las primeras horas del día para cumplir con la previsión de potencia, y el sistema de almacenamiento se va descargando hasta las 12:00 h, momento en el que se carga de nuevo hasta las 19:00 h al haber excedentes de energía. Aun así, el estado de carga no es suficiente para afrontar las últimas horas cuyos precios de venta son más altos. En cambio, la segunda gráfica revela la estrategia de optimización de precios del algoritmo, la cual opta por cargar baterías en las primeras horas, aunque no cumpla con la previsión de generación e incluso comprando energía de red, para sí cumplir con la previsión en las horas de mayor precio de venta. Las horas de mayor precio de venta se encuentra en la última franja horaria del día.

La estrategia de optimización optada por el segundo algoritmo permite obtener una diferencia de beneficio de 3.763 € para un día típico.

Potencia Máxima BESS	Beneficio Algoritmo Simple (€/día)	Beneficio Algoritmo Optimizado (€/día)
25 MW	141.150 €	144.910 €

Tabla 4: Beneficio en función del algoritmo para un día típico (Simulación Matlab).

Con objeto de realizar una comparación exhaustiva, se compararán los resultados anuales de beneficio económico para los casos anteriores.

Desvío	Potencia Máxima BESS	Beneficio Algoritmo Simple (€/año)	Beneficio Algoritmo Optimizado (€/año)
20 %	25 MW	104.840.000 €/año	105.100.000 €/año
	100 MW	106.950.000 €/año	107.490.000 €/año
10 %	25 MW	107.560.000 €/año	108.150.000 €/año
	100 MW	108.550.000 €/año	109.190.000 €/año
5 %	25 MW	108.290.000 €/año	109.130.000 €/año
	100 MW	108.980.000 €/año	109.720.000 €/año

Tabla 5: Beneficio económico en función del desvío y potencia máxima de batería para ambos algoritmos (Simulación Matlab).

La tabla expresa el diferencial en cada uno de los casos simulados evidenciando la obtención de un mayor beneficio con la implementación del algoritmo de optimización.

En caso de que el precio sea fijo para todas las horas del día, ambos sistemas se comportan de forma similar. El algoritmo de optimización no tendrá preferencia por cumplir con la previsión de generación en unas horas u otras; similar a la estrategia del algoritmo simplificado. La representación gráfica de ambos algoritmos es idéntica:

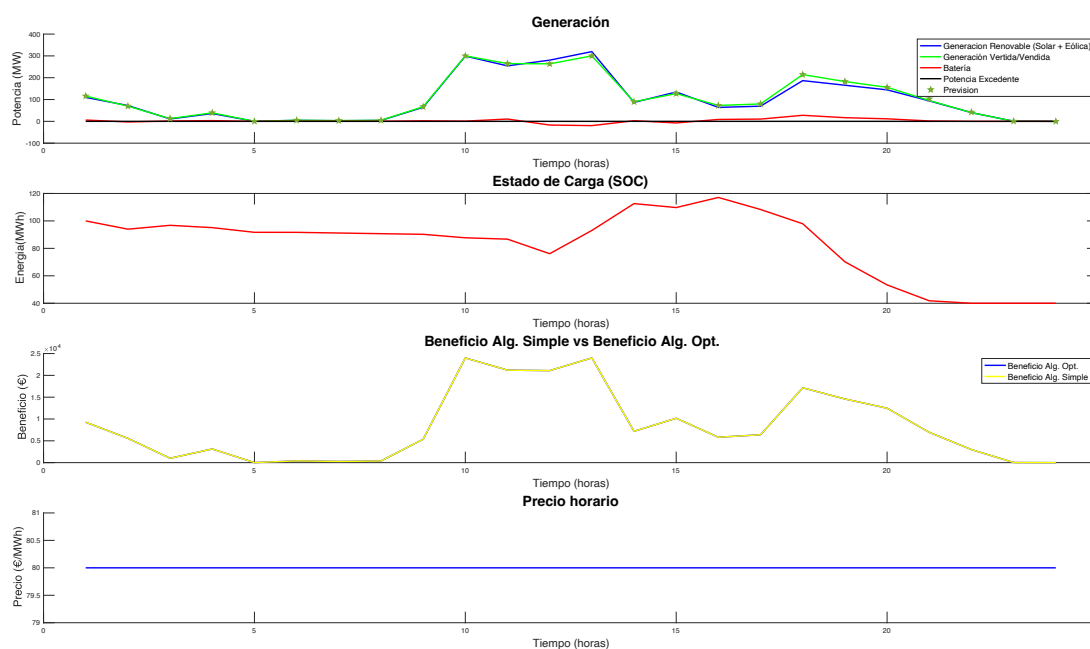


Ilustración 18: Representación gráfica del algoritmo simple y algoritmo de optimización con precio constante (Matlab).

De esta forma, el beneficio económico en ambos casos será idéntico como se muestra en la siguiente tabla:

Desvío	Potencia Máxima BESS	Beneficio Algoritmo Simple (€/día)	Beneficio Algoritmo Optimizado (€/día)
10 %	100 MW	13.080 €	13.080 €

Tabla 6: Beneficio en función del algoritmo con el precio constante (Simulación Matlab).

5.5.1. Justificación Económica

Para evidenciar económicamente la utilización del algoritmo optimizado, se propone el caso de estudio de un desvío sobre la distribución gaussiana del 10 % respecto la previsión de generación sobre la generación real con una potencia máxima de carga/descarga de batería de 100 MW. Obteniendo los datos de la tabla 5, tendríamos el siguiente diferencial económico:

$$\text{Diferencial Beneficio anual} = \text{Beneficio}_{\text{Algoritmo Opt.}} - \text{Beneficio}_{\text{Algoritmo Simple}} = 640.000 \text{ €/año}$$

Si consideramos la vida útil de un activo renovable en 25 años, la afección económica de la implementación del algoritmo es:

$$\text{Beneficio Total} = \text{Diferencial Beneficio anual} \times 25 = 16.000.000 \text{ €}$$

La implementación de la aplicación con el algoritmo de optimización en función del precio de venta tiene un impacto diferencial de 16 millones de euros.

6. Conclusiones

En el presente trabajo se ha realizado un estudio de las principales características que describen la hibridación de los parques renovables híbridos desde un punto de vista técnico. Se ha llevado a cabo un repaso de los principales sistemas de control en los parques de generación renovables, indagando en los sistemas propios de hibridación y evidenciando la necesidad de un sistema de gestión energética (EMS). Se han reflejado algunas referencias académicas que han servido de base para el diseño de este sistema de control.

Por otro lado, se ha se ha propuesto el diseño de la aplicación EMS para un caso real en concreto de un parque híbrido de tres tecnologías: eólico, fotovoltaico y almacenamiento. El desarrollo del sistema de control ha sido elaborado en el entorno Matlab para su codificación y simulación junto con la ayuda de Homer Pro para la obtención de datos reales de generación a partir de los datos de recursos característicos de la ubicación elegida.

Se ha llevado a cabo la verificación de las distintas funcionalidades y el correcto comportamiento del sistema mediante un banco de casos de estudio, así como la afección de los parámetros de configuración del parque en la estrategia de control energética comparando los resultados económicos y energéticos.

Finalmente, se ha comparado el algoritmo de optimización desarrollado con un algoritmo simple para la gestión energética del parque híbrido evaluando el banco de casos de testeo anteriores. Se evidencia la afectación económica del algoritmo de optimización con un diferencial que justifica el uso de esta aplicación en esta topología de activos.

De este modo, se puede concluir el diseño, implementación y verificación de un controlador óptimo para la gestión energética de un parque híbrido planteado al inicio de este trabajo.

Sin embargo, este proyecto de investigación deja posibles líneas de trabajo para continuar que podrían ser:

- Considerar en la función objetivo de optimización los costes de degradación de la batería, y el resto de las fuentes renovables que minimizan el beneficio económico de la planta.
- Implementar en el controlador las funcionalidades correspondientes al mercado de balance intradiario.
- Implementación del controlador en un interfaz visual para el usuario final.

Realizando lo anteriormente descrito, el proceso de desarrollo de un controlador EMS quedaría finalizado, y listo para ser probado en un entorno real. De esta manera, se conseguiría completar todas las fases de diseño, ya que se ha evolucionado desde la fase de definición hasta su validación en unas pruebas con un caso real.

7. Bibliografía

- [1] Ceña, A. (2024). PRINCIPIOS DE HIBRIDACION Y REGULACION. Máster de Energías Renovables y Medio Ambiente
- [2] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
«BOE» núm. 140, de 10 de junio de 2014, páginas 43876 a 43978.
<https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/06/06/413>
- [3] Appa Renovables. (2021). *HIBRIDACIÓN EN LA GENERACIÓN RENOVABLE*.
https://www.appa.es/wp-content/uploads/2021/04/APPA-Renovables-Everis-Hibridacion-en-la-Generacion-Renovable_vf.pdf
- [4] García Vera, Y. E., Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2019). Energy management in microgrids with renewable energy sources: A literature review. *Applied Sciences (Basel, Switzerland)*, 9(18), 3854. <https://doi.org/10.3390/app9183854>
- [5] Gráfico de BayWa r.e Arribas, L. (2024). Introducción al diseño de Plantas Híbridas. Máster de Energías Renovables y Medio Ambiente.
- [6] Moreno Díaz, L., & Mauricio, J. M. (1o trimestre, año 2024). CONTROLADORES DE POTENCIA DE PLANTAS (PPC); *Economía Industrial* Núm. 431: Digitalización y Electrificación.
https://www.mintur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/431/14_MORENO_1.pdf
- [7] Real Decreto 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. «BOE» núm. 175, de 24/06/2020
<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/con>
- [8] Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. «BOE» núm. 340, de 30/12/2020.
<https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183/con>
- [9] *EDP Renewables conecta a la red el primer parque híbrido eólico-solar de España*. (s.f.). edp.com. <https://www.edp.com/es/noticias/edp-renewables-conecta-a-la-red-el-primer-parque-hibrido-eolico-solar-de-espana>
- [10] *Iberdrola pone en marcha Arañuelo III, el primer proyecto fotovoltaico de España que incorpora una batería de almacenamiento de energía* (s.f.). Iberdrola.com <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/aranuelo-iii-primer-proyecto-fotovoltaico-espana-bateria-almacenamiento>
- [11] *Iberdrola alcanzará 900 MW en almacenamiento en baterías, siendo Reino Unido y Australia sus principales mercados* (s.f.) Iberdrola.com <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-alcanza-900-MW-almacenamiento-mundial-baterias>

- [12] Básicos, 1. 1. Conceptos. (s/f). Fundamentos de Optimización. Upct.es. Recuperado el 10 de septiembre de 2024, de https://www.dmae.upct.es/~paredes/am_ti/apuntes/guia_foe.pdf
- [13] Long, Q., Das, K., Pombo, D. V., & Sørensen, P. E. (2022). Hierarchical control architecture of co-located hybrid power plants. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 143(108407), 108407, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108407>
- [14] Zhu, R., Das, K., Sørensen, P. E., & Hansen, A. D. (2022). *Optimal participation of co-located wind-battery plants in sequential electricity markets*. <https://doi.org/10.36227/techrxiv.21618984.v1>
- [15] Yang, Y., Guo, S., Liu, D., Li, R., & Chu, Y. (2018). Operation optimization strategy for wind-concentrated solar power hybrid power generation system. *Energy Conversion and Management*, 160, 243–250. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.01.040>

8. Anexos

Script Condiciones Iniciales

```
% Parameters with description
timeSteps = 24; % Number of hours in a day
N=timeSteps;
timeDays = 365; % Number of days in a year
timeSteps_EMS = 24*365; % Number of hours in a year
PV_capacity = 250000; % Maximum capacity of the PV system in kW
Wind_capacity = 326000; % Maximum capacity of the wind system in MW
BESS_capacity = 200000; % Total energy capacity of the battery in MWh
BESS_power = 25000; % Maximum charging and discharging power of the battery
in MW
BESS_min_SOC = 0.2 * BESS_capacity; % Minimum state-of-charge limit (20% of
the capacity)
PoI=300000;

% Initialize variables
PV_generation = zeros(timeSteps, timeDays);
Wind_generation = zeros(timeSteps, timeDays);
Energy_to_Battery = zeros(timeSteps, timeDays);
Total_Energy = zeros(timeSteps, timeDays);
PV_generation_opt = zeros(timeSteps, timeDays);
Wind_generation_opt = zeros(timeSteps, timeDays);
Battery_SOC = zeros(timeSteps, timeDays);
PExc = zeros(timeSteps, timeDays);
Available_REB_generation = zeros(timeSteps, timeDays);
Available_REB_generation_opt = zeros(timeSteps, timeDays);
Total_REB_generation_opt = zeros(timeSteps, timeDays);
Profit_Economic = zeros(timeSteps, timeDays);
Profit_Economic_Prev = zeros(timeSteps, timeDays);
Prev_Profile = zeros(timeSteps, timeDays);
Price_Profile = zeros(timeDays,timeSteps);

% Gaussian distribution parameters for PV and wind generation
RE_mean = 1.1; % Mean of the Gaussian distribution for generation
RE_std_dev = 0.1; % Standard deviation of the Gaussian distribution
Y=readmatrix("Generacion_Horaria.xls");
Z=transpose(readmatrix("PrecioMercadoSPOTDiario_2023.xls"));

for d = 1:timeDays
%Generation random prevision power profile
for t = 1:timeSteps
    PV_generation(t,d) = Y(t+(24*(d-1)),2); % Organize wt power data
generation from the matrix Excel file
    Wind_generation(t,d) = Y(t+(24*(d-1)),3); % Organize pv power data
generation from the matrix Excel file
    Price_Profile(d,t) = Z(3,t+(24*(d-1))); % Organize the hour prices data
generation from the matrix Excel file
    RE_random_factor = normrnd(RE_mean, RE_std_dev); %Create Random factor
normalized
```

```
Prev_Profile(t,d) =  
min((Wind_generation(t,d)+PV_generation(t,d))*RE_random_factor,PoI); %  
Simulated Power generation (randomized)  
end  
  
end
```

Script Optimizado EMS

```

for d=1:timeDays

    %Update Innitial State of Charge
    if d==1
        x=100000;
    else
        x=values.EbattV(24)+values.PbattVC(24) +values.PbattVD(24);
    end

    % Decision variables
    % Define Optimvar Battery Power Discharge
    PbattVD = optimvar('PbattVD',N,'LowerBound',0,'UpperBound',BESS_power);
    % Define Optimvar Battery Power Charge
    PbattVC = optimvar('PbattVC',N,'LowerBound',-BESS_power,'UpperBound',0);
    % Define Optimvar Battery Energy
    EbattV =
    optimvar('EbattV',N,'LowerBound',BESS_min_SOC,'UpperBound',BESS_capacity);
    % Define Curtailment Power
    PCutExc =optimvar('PCutExc',N,'UpperBound',0);

    % Mamiximize sell of electrity from de Hibrid Renewable Generation
    prob= optimproblem('ObjectiveSense','max'); % Maximize Objective function
    %Objective Function
    prob.Objective =
    Price_Profile(d,1:timeSteps)*(Wind_generation(1:timeSteps,d)+PV_generation(
    1:timeSteps,d)+PbattVD+PbattVC+PCutExc)+Price_Profile(d,1:timeSteps)*1.2*(-
    Prev_Profile(1:timeSteps,d)+(Wind_generation(1:timeSteps,d)+PV_generation(1
    :timeSteps,d)+PbattVD+PbattVC+PCutExc));% -0.00056*(PbattVD-PbattVC);

    % Power input/output to battery
    prob.Constraints.energyBalance = optimconstr(N); %Variable Acumulation
    prob.Constraints.energyBalance(1) = EbattV(1) == x; % Initial condition
    prob.Constraints.energyBalance(2:N) = EbattV(2:N) == EbattV(1:N-1) -
    PbattVC(1:N-1) - PbattVD(1:N-1); %Next state of Battery Energy
    cons1 = Wind_generation(1:timeSteps,d)+ PV_generation(1:timeSteps,d) +
    PbattVC +PbattVD + PCutExc <= Prev_Profile(1:timeSteps,d); % Energy
    Generation (Battery + WT + FV) must be inferior lower Prevision_Profile +
    Curtailment Power

```

```

prob.Constraints.cons1 = cons1;
cons2 = PbattVD <= max(Prev_Profile(1:timeSteps,d) -(
Wind_generation(1:timeSteps,d) + PV_generation(1:timeSteps,d)),0); % Power
Discharge Limits
prob.Constraints.cons3 = cons2;

```

```

% Solve the linear program and options configuration

```

```

[values,~,exitflag] = solve(prob);

```

```

if exitflag <= 0 % Optim-Problem has no solutions

```

```

    Energy_to_Battery = zeros(N,1);

```

```

    Battery_SOC = zeros(N,1);

```

```

    Total_Energy = zeros(N,1);

```

```

    PExc = zeros(N,1);

```

```

else % Update data solutions by day

```

```

    Energy_to_Battery(1:timeSteps,d) =
values.PbattVC(1:24,1)+values.PbattVD(1:24,1);

```

```

    Total_Energy(1:timeSteps,d) =
values.PbattVC(1:24,1)+values.PbattVD(1:24,1);

```

```

    Battery_SOC (1:timeSteps,d)= values.EbattV(1:24,1);

```

```

    PExc(1:timeSteps,d)= values.PCutExc(1:24,1);

```

```

end

```

```

%Update data solutions by day

```

```

    Available_REB_generation_opt(1:timeSteps,d)=
min(300000,
Wind_generation(1:timeSteps,d) + PV_generation(1:timeSteps,d) +
Energy_to_Battery(1:timeSteps,d) + PExc(1:timeSteps,d));

```

```

    Total_REB_generation_opt(1:timeSteps,d)= Wind_generation(1:timeSteps,d) +
PV_generation(1:timeSteps,d) +
Energy_to_Battery(1:timeSteps,d)+PExc(1:timeSteps,d);

```

```

% Calculate profit economic

```

```

for t=1:24

```

```

    Profit_Economic(t,d) =

```

```

(Available_REB_generation_opt(t,d))*Price_Profile(d,t)-

```

```

1.2*Price_Profile(d,t)*(Prev_Profile(t,d)-

```

```

Available_REB_generation_opt(t,d));

```

```

    Profit_Economic_Prev(t,d) = (Prev_Profile(t,d))*Price_Profile(d,t);

```

end
end

Script Grafica

```
% Plot results
```

```
figure;
```

```
% Plot Prev Profile, PV, Wind, Battery and Total Energy
```

```
subplot(4, 1, 1);
```

```
hold on;
```

```
plot(1:timeSteps, PV_generation(1:24,d)/1000, 'b', 'LineWidth', 2);
```

```
plot(1:timeSteps, Wind_generation(1:24,d)/1000, 'g', 'LineWidth', 2);
```

```
plot(1:timeSteps, Available_REB_generation_opt(1:24,d)/1000, 'm',  
'LineWidth', 2);
```

```
plot(1:timeSteps, Energy_to_Battery(1:24,d)/1000, 'y', 'LineWidth', 2);
```

```
plot(1:timeSteps, -PExc(1:24,d)/1000, 'k', 'LineWidth', 2);
```

```
plot(1:timeSteps, Prev_Profile(1:24,d)/1000, 'p', 'LineWidth', 2);
```

```
hold off;
```

```
xlabel('Tiempo (horas)', 'LineWidth', 4);
```

```
ylabel('Potencia (MW)', 'LineWidth', 4);
```

```
legend('Generacion Solar', 'Generación Eolica', 'Generación Total',  
'Batería', 'Potencia Excedente', 'Prevision');
```

```
title('Resultados', 'LineWidth', 4);
```

```
% Plot Battery State of Charge
```

```
subplot(4, 1, 2);
```

```
plot(1:timeSteps, Battery_SOC(1:24,d)/1000, 'r', 'LineWidth', 2);
```

```
xlabel('Tiempo (horas)', 'LineWidth', 4);
```

```
ylabel('Energia(MWh)', 'LineWidth', 4);
```

```
title('Estado de Carga (SOC)', 'LineWidth', 4);
```

```
% Plot Profit
```

```
subplot(4, 1, 3);
```

```
hold on;
```

```
plot(1:24, Profit_Economic(1:24,d), 'b', 'LineWidth', 2);
```

```
plot(1:24, Profit_Economic_Prev(1:24,d), 'y', 'LineWidth', 2);
```

```
hold off;
```

```
xlabel('Tiempo (horas)', 'LineWidth', 4);
```

```
ylabel('Beneficio (€)', 'LineWidth', 4);
```

```
legend('Beneficion Real (EMS)', 'Prevision Beneficio (EMMS)');
```

```
title('Prevision Beneficio vs Beneficion Real', 'LineWidth', 4);
```

```
% Plot Profit
subplot(4, 1, 4);
hold on;
plot(1:24, Price_Profile(d,1:timeSteps)*1000, 'b', 'LineWidth', 2);
hold off;
xlabel('Tiempo (horas)', 'LineWidth', 4);
ylabel('Precio (€/MWh)', 'LineWidth', 4);
title('Precio horario', 'LineWidth', 4);
```

Script EMS Simple

```

for d = 1:timeDays
    Battery_SOC(1,d)=100000;
for t = 1:timeSteps
    % Calculate available renewable generation
    Available_REB_generation(t,d) = PV_generation(t,d) +
Wind_generation(t,d);

    % Calculate the energy balance
    Energy_balance = Available_REB_generation(t,d) - Prev_Profile(t,d);

    % Update battery state of charge
    if Energy_balance > 0 % Excess generation
        Energy_to_Battery_(t,d) = min(Energy_balance, BESS_power); %*
Battery_Charging_Efficiency; % Limit charge rate, account for efficiency
        Battery_SOC(t+1,d) = Battery_SOC(t,d) + Energy_to_Battery_(t,d);
        Battery_SOC(t+1,d) = min(Battery_SOC(t+1,d), BESS_capacity); %
Limit SOC to battery capacity
        Energy_from_Battery(t,d)=0;
    else % Insufficient generation
        Energy_from_Battery(t,d) = min(-Energy_balance, BESS_power); % *
Battery_Discharging_Efficiency; % Limit discharge rate, account for
efficiency
        Battery_SOC(t+1,d) = Battery_SOC(t,d) - Energy_from_Battery(t,d);
        Battery_SOC(t+1,d) = max(Battery_SOC(t+1,d), BESS_min_SOC); % Limit
SOC to minimum SOC or above
        Energy_to_Battery_(t,d) = 0;
    end

    % Update Data
    PExc(t,d)= max(Available_REB_generation(t,d) - Prev_Profile(t,d) +
Battery_SOC(t,d) - Battery_SOC(t+1,d),0);
    Available_REB_generation_opt(t,d)= min(PV_generation(t,d) +
Wind_generation(t,d) + Battery_SOC(t,d) -
Battery_SOC(t+1,d),Prev_Profile(t,d));
    Energy_to_Battery(t,d)= Battery_SOC(t,d) - Battery_SOC(t+1,d);

end

%Calculate Profit Economic
for t=1:timeSteps
    Profit_Economic_H(t,d) =
(Available_REB_generation_opt(t,d))*Price_Profile(d,t)-
1.2*Price_Profile(d,t)*(abs(Prev_Profile(t,d)-
Available_REB_generation_opt(t,d)));
    Profit_Economic_Prev(t,d) = (Prev_Profile(t,d))*Price_Profile(d,t);
end
end

```