

Universidad de Zaragoza

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

SIMULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL  
SUMINISTRO ENERGÉTICO DE LA ISLA  
GRACIOSA (AZORES)

*Proyecto Fin de Máster*

Autor:

Carlota Martín Urruchi

Director:

Rodolfo Dufo López

Máster en Energías Renovables y Optimización Energética

20 de Enero, 2025

## Resumen

En este trabajo se va a simular y optimizar el sistema de suministro energético de la Isla Graciosa (Azores), que funciona como un sistema eléctrico aislado. El sistema híbrido de la isla combina fuentes renovables (solar, eólica y almacenamiento en baterías) con generación diésel, buscando reducir costes e impactos ambientales.

Mediante el uso de la herramienta MHOGA, se simulan diversos escenarios con optimizaciones mono-objetivo y multi-objetivo, enfocadas en reducir los costes y las emisiones, además de evaluar alternativas completamente renovables mediante la eliminación del generador diésel. Estos análisis permiten identificar configuraciones que equilibran la demanda energética con los recursos disponibles, maximizando la penetración de energías renovables y ajustándose a las necesidades del sistema insular.

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>4</b>
1.1. Objetivo del proyecto . . . . .	4
1.2. Sistema Energético Híbrido de la Isla Graciosa . . . . .	5
<b>2. Herramientas y metodología</b>	<b>7</b>
2.1. Introducción a MHOGA . . . . .	7
2.2. Predimensionado de los elementos . . . . .	7
2.2.1. Parque eólico . . . . .	7
2.2.2. Generador fotovoltaico . . . . .	10
2.2.3. Baterías . . . . .	11
2.2.4. NPC . . . . .	11
2.2.5. LCOE . . . . .	11
2.3. Proceso de simulación del modelo actual . . . . .	11
2.3.1. Configuración del proyecto y definición de objetivos . . . . .	12
2.3.2. Demanda eléctrica . . . . .	12
2.3.3. Energía solar . . . . .	13
2.3.4. Energía eólica . . . . .	13
2.3.5. Generador diésel . . . . .	14
2.3.6. Baterías . . . . .	15
2.3.7. Inversores . . . . .	16
2.3.8. Estrategias de Control . . . . .	17
2.3.9. Datos Económicos . . . . .	17
2.4. Resultados de simulación del modelo actual . . . . .	17
<b>3. Casos de estudio</b>	<b>20</b>
3.1. Caso 1: Optimización mono-objetivo . . . . .	20
3.2. Caso 2: Optimización multi-objetivo . . . . .	22
3.2.1. Solución 6 . . . . .	23
3.2.2. Solución 22 . . . . .	23
3.2.3. Solución 11 . . . . .	23
3.2.4. Comparación . . . . .	24
3.3. Caso 3: Optimización sin generador diésel . . . . .	25
3.3.1. Un día de autonomía . . . . .	26
3.3.2. Dos días de autonomía . . . . .	26
3.3.3. Tres días de autonomía . . . . .	27
3.3.4. Comparación . . . . .	27
3.4. Caso 4: Bombeo reversible . . . . .	29
3.4.1. Predimensionado de la central de bombeo . . . . .	30
3.4.2. Proceso de simulación en MHOGA . . . . .	31
3.4.3. Resultados . . . . .	31
<b>4. Análisis de sensibilidad</b>	<b>35</b>
4.1. Inflación del diésel . . . . .	35
4.2. Velocidad del viento e irradiación solar . . . . .	36
<b>5. Conclusiones</b>	<b>40</b>

<b>A. Anexo</b>	<b>43</b>
A.1. Predimensionado: Curvas de potencia vs. velocidad del viento . . . . .	43
A.2. Registro fotográfico MHOGA: Caso actual . . . . .	55
A.3. Simulación MHOGA: Caso 2 . . . . .	60
A.4. Simulación MHOGA: Caso 3 . . . . .	62
A.5. Registro fotográfico y simulación MHOGA: Caso 4 . . . . .	65

# 1. Introducción

Las islas, al operar como sistemas eléctricos independientes, enfrentan importantes retos para asegurar un suministro de energía fiable y sostenible. Dado que no están conectadas a redes eléctricas continentales, dependen fuertemente de combustibles fósiles importados, lo que genera altos costes energéticos y problemas ambientales, además de hacerlas particularmente susceptibles a interrupciones en el suministro.

En años recientes, la necesidad de soluciones energéticas sostenibles y resilientes en estos lugares ha impulsado numerosas investigaciones y el desarrollo de enfoques innovadores basados en sistemas de energía híbrida [1], [2]. Un sistema híbrido combina diferentes fuentes de energía, como solar, eólica e hidroeléctrica, con fuentes convencionales como plantas térmicas y sistemas de almacenamiento, formando una red optimizada e integrada. Este tipo de integración permite una mezcla energética balanceada y eficiente que satisface la demanda de la población insular, a la vez que disminuye la dependencia de combustibles fósiles.

A pesar de múltiples esfuerzos por avanzar hacia la neutralidad de carbono, la descarbonización a la escala necesaria para evitar graves efectos climáticos sigue siendo económicamente complicada. Otro problema relevante en las energías renovables es la intermitencia de su disponibilidad; sin embargo, se proponen el almacenamiento energético [3] y estrategias de gestión energética [4] para hacer frente a este problema.

Los sistemas híbridos de energías renovables combinan múltiples fuentes de energía, equipos de control y equipos de almacenamiento. Estos sistemas pueden funcionar de manera autónoma o conectarse a la red, brindando independencia, respaldo y seguridad en el suministro energético. El acoplamiento de estos sistemas puede realizarse en corriente continua (DC) o corriente alterna (AC), facilitando el intercambio de energía con la red y la regulación del voltaje. Una gestión eficiente de energía es clave para integrar diversos sistemas de producción y almacenamiento en sistemas híbridos. Muchos estudios proponen microrredes para operaciones autónomas, con el objetivo de gestionar el flujo de energía hacia diferentes cargas en el sistema [5].

A pesar del amplio estudio y las aplicaciones prácticas de los sistemas híbridos de energías renovables, estos aún se consideran una tecnología emergente que necesita una mayor investigación. Para que los sistemas híbridos alcancen su máximo rendimiento, es esencial dimensionar correctamente cada componente y aplicar una estrategia eficaz de gestión de energía. Esta estrategia permite regular el flujo de energía y establecer prioridades en el uso de los componentes y así optimizar el funcionamiento del sistema. Un ejemplo puede ser dar prioridad a cargas críticas como sistemas de salud o de comunicación sobre cargas menos esenciales para que las necesidades más importantes se satisfagan incluso en condiciones de escasez. Una estrategia bien diseñada en gestión energética asegura la estabilidad del sistema eléctrico, un suministro constante de energía, menores costes y protege los componentes de sobrecargas. En sistemas no conectados a la red, como los sistemas aislados o en comunidades remotas, la gestión de energía (EM) juega un papel crítico debido a la falta de acceso constante a la red eléctrica.

## 1.1. Objetivo del proyecto

Este proyecto tiene como objetivo principal el estudio y mejora del sistema de suministro energético de la Isla Graciosa, ubicada en el archipiélago de las Azores. La isla, al operar de forma independiente de redes eléctricas continentales, utiliza un sistema híbrido compuesto por generación de energía renovable, almacenamiento en baterías y respaldo diésel. Sin embargo, este sistema enfrenta retos en el ámbito de la sostenibilidad, eficiencia económica y confiabilidad del suministro.

Para abordar dichos retos, el proyecto busca analizar la configuración actual del sistema y encontrar soluciones que aumenten la integración de renovables y disminuyan la dependencia de diésel. Los criterios de optimización incluyen la reducción de costes, la disminución de emisiones de  $CO_2$  y el

incremento de la eficiencia del sistema.

También se plantea la posibilidad de diseñar un sistema completamente renovable eliminando la generación diésel, considerando los efectos de distintos niveles de autonomía energética. Con este enfoque, se busca obtener información que ayude a la transición hacia un sistema más sostenible, fiable y que cumpla con las necesidades energéticas de la isla.

## 1.2. Sistema Energético Híbrido de la Isla Graciosa

La Isla Graciosa se sitúa en el Océano Atlántico y pertenece al archipiélago de las Azores, Portugal. Esta isla es de origen volcánico, tiene un área de  $60,84 \text{ Km}^2$  y una población de 4.100 habitantes.

El sistema energético híbrido de la Isla Graciosa incluye una planta diésel (DPP) con una capacidad total de 4,7 MW (5,9 MVA) y seis generadores diésel conectados a una barra de 15 kV para cubrir la demanda en momentos de baja generación renovable y situaciones de emergencia. La planta híbrida (HPP) integra un parque eólico de cinco turbinas Enercon E-44 (4,5 MW en total), una planta solar fotovoltaica de 1 MW y un sistema de almacenamiento en baterías de litio-titanato (LTO) con una capacidad de 3,2 MWh para almacenar excedentes renovables y mantener la estabilidad de la red. Un sistema autónomo de gestión de energía (EMS) coordina la operación de todas las fuentes de energía, maximizando la penetración renovable y optimizando el uso del almacenamiento para reducir la dependencia del diésel. En la Figura 1 se muestra el esquema unifilar del sistema energético de Isla Graciosa.

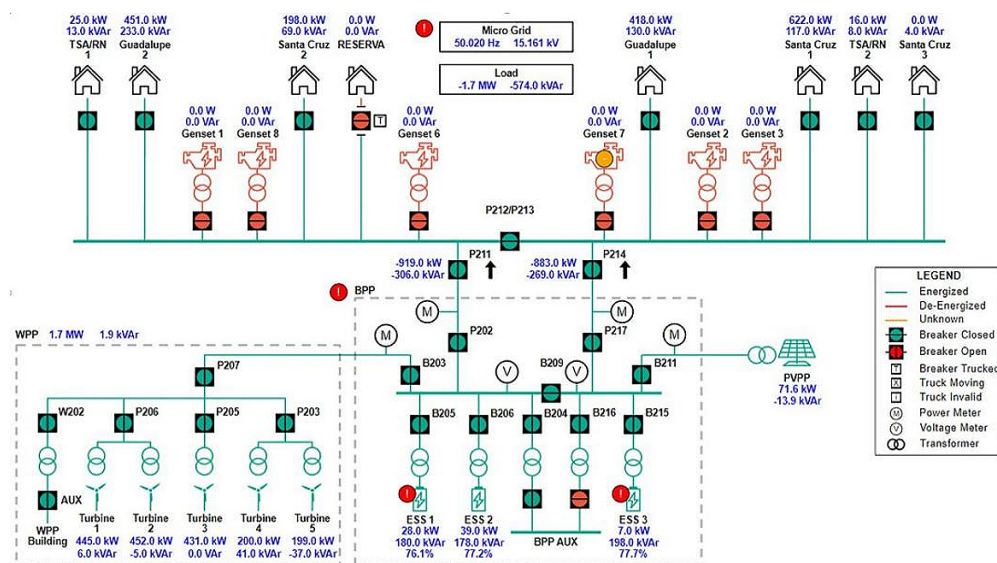


Figura 1: Sección 1.2. Esquema unifilar del sistema energético de Isla Graciosa, Azores. Fuente: [6]

Las localizaciones de las plantas de generación y del sistema de transmisión se pueden ver en la Figura 2. La electricidad se transmite por una línea de baja tensión de 0,4 kV y por tres líneas de media tensión de 15 kV, dos aéreas (roja y azul) y otra subterránea en la ciudad de Santa Cruz (verde).

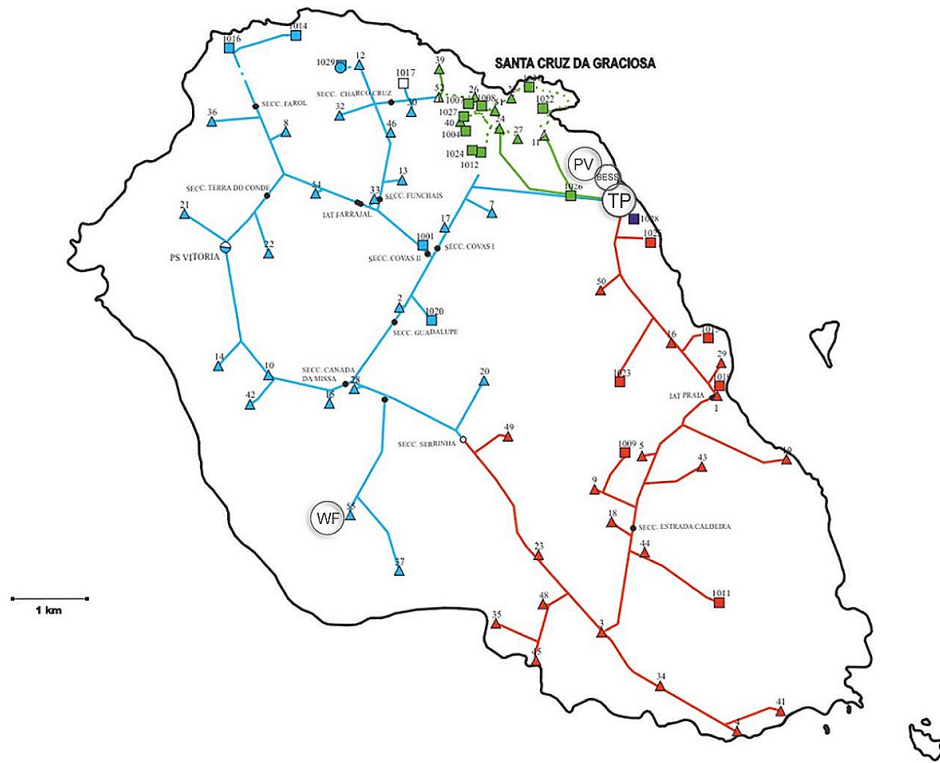


Figura 2: Sección 1.2. Localización geográfica del sistema energético de Isla Graciosa. BESS: Baterías, TP: Central térmica, PV: Planta fotovoltaica, WF: Parque eólico. Fuente: [7]

Antes de implementar el sistema híbrido, la comunidad de Graciosa dependía en gran medida de una planta de energía diésel para cubrir sus necesidades eléctricas, lo que generaba impactos ambientales negativos relacionados con el suministro y la combustión de diésel. Aunque esta planta térmica, propiedad de Eletricidade dos Açores (EDA), sigue operativa, la incorporación del sistema híbrido ha demostrado ser una alternativa atractiva desde los puntos de vista económico y ambiental, reduciendo la dependencia de las importaciones de combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero.

En 2021, la planta híbrida cubrió el 65 % de la demanda eléctrica de la isla (13,55 GWh), mientras que el 35 % restante provino de la planta diésel. El sistema de almacenamiento en baterías permite una respuesta rápida ante fluctuaciones, estabilizando frecuencia y voltaje en milisegundos, lo que permite que las energías renovables cubran hasta el 100 % de la demanda en ciertos momentos. Desde la implementación de la planta híbrida, la dependencia de los generadores diésel ha disminuido, logrando reducir el consumo anual de diésel en aproximadamente 2 millones de litros en comparación con 2018 [8].

Cabe destacar que en los últimos años ha habido pérdidas significativas de energía renovable debido a la limitación de generación (curtailment), un problema que surge cuando no es posible consumir toda la energía producida o equilibrar la red. En Graciosa, estas limitaciones ocurren cuando la red eléctrica enfrenta tensiones imprevistas, lo que lleva a desperdiciar una parte considerable de la energía solar y eólica generada. Este desafío se intensifica a medida que aumenta la adopción de energías renovables.

## 2. Herramientas y metodología

### 2.1. Introducción a MHOGA

En este proyecto se ha utilizado el software MHOGA (MegaWatt Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) con el fin de simular el sistema energético actual y optimizarlo.

Este programa es una herramienta de simulación y optimización de sistemas de energía híbrida, como aquellos que combinan fuentes de energía solar, eólica, baterías y generadores diésel. Está diseñado para ayudar a encontrar la mejor combinación de componentes y configuraciones para cumplir con varios objetivos, como minimizar costes, reducir emisiones y asegurar un suministro de energía confiable.

MHOGA utiliza algoritmos genéticos, herramienta de optimización metaheurística inspirada en la selección natural. En lugar de probar cada combinación posible de componentes de energía, el software simula “poblaciones” de diferentes configuraciones y evalúa cuáles son las más eficaces. Cada generación de configuraciones va mejorando progresivamente (como si “evolucionaran”) hasta encontrar una solución óptima que cumpla con los objetivos establecidos.

Este software es especialmente útil en simulaciones en lugares remotos o aislados donde la red eléctrica es limitada o inexistente, como islas o áreas rurales. Ayuda a diseñar sistemas que combinan varias fuentes de energía, optimizando factores clave:

1. Costes: selecciona configuraciones que reducen el gasto tanto en la inversión inicial como en operación y mantenimiento.
2. Sostenibilidad: busca soluciones que minimicen el uso de combustibles fósiles y reduzcan las emisiones de carbono (en la optimización multiobjetivo).
3. Confiabilidad: asegura que el sistema pueda suministrar energía de manera constante y adecuada a las necesidades del lugar.

MHOGA es muy útil para ingenieros, planificadores y gestores de proyectos energéticos que busquen optimizar sistemas híbridos de energía en unas condiciones específicas.

### 2.2. Predimensionado de los elementos

Conociendo el consumo anual de la isla, se va a llevar a cabo un predimensionado previo, que más tarde volverá a realizar el programa. En este cálculo se obtendrán el número de elementos de cada tipo que es necesario poner en paralelo para satisfacer la demanda.

#### 2.2.1. Parque eólico

Previamente al predimensionado, se han realizado distintos cálculos para caracterizar el recurso eólico disponible en la isla. Se representarán la curva de densidad de probabilidad (PDF) y la curva de densidad de probabilidad de Weibull y más tarde podrán compararse con las que se obtienen en el programa MHOGA.

Conocida la velocidad anual horaria [9] es posible la caracterización del comportamiento del viento utilizando la distribución de frecuencias por intervalos de velocidad. A partir de este histograma podemos obtener la curva PDF.

Adicionalmente, se estudia la variación del viento mediante la distribución de Weibull, la cual representa una curva de densidad de probabilidad que se asemeja a la distribución real de viento. Esta distribución se calcula con la función:

$$p(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (1)$$

donde  $k$  es el factor de forma,  $c$  es el factor de escala y  $v$  es la velocidad.

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (2)$$

$$c = \bar{v} \cdot \left(0,0568 + \frac{0,433}{k}\right)^{-\frac{1}{k}} \quad (3)$$

donde  $\sigma_u$  es la desviación típica de los datos de velocidad de viento y tiene el valor de 3,86, y  $\bar{v}$  es la media de los datos de velocidad de viento y su valor es 7,66 m/s. Calculando, obtenemos que  $k = 2,11$  y  $c = 8,65$ .

A continuación se representan ambas curvas en la Figura 3

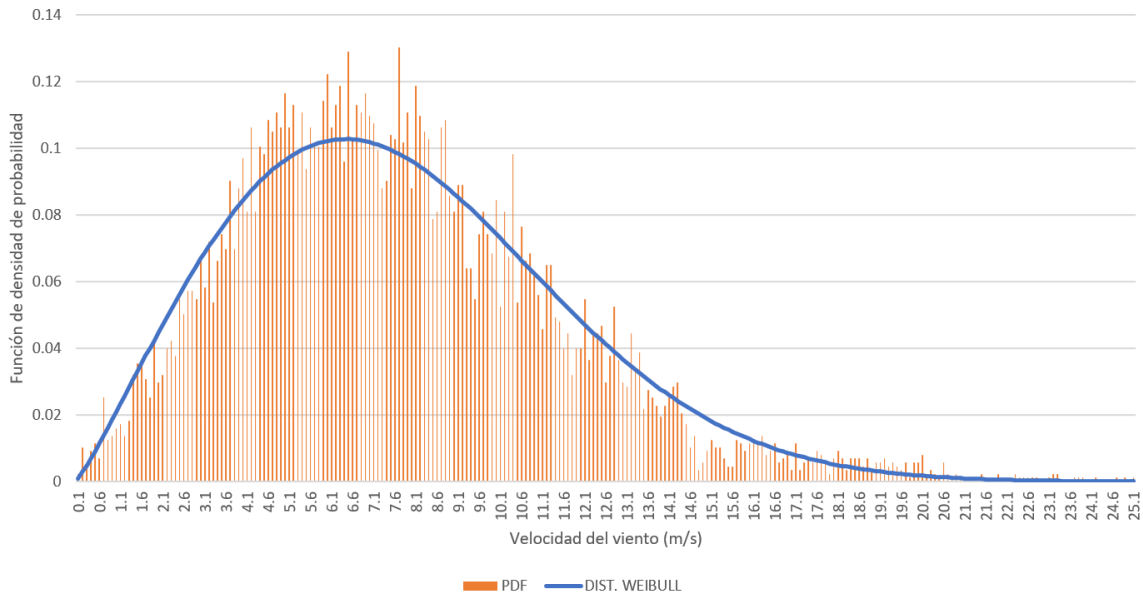


Figura 3: Sección 2.2. Curvas PDF y Weibull. Elaboración propia.

Para calcular cuántos aerogeneradores son necesarios para cubrir por completo la demanda de la isla en un año (13,55 GWh), primero se calcula la misma distribución PDF pero esta vez en pasos de 1 m/s y se multiplica por la curva de potencia del aerogenerador Enercon E-44 (Figura 4).

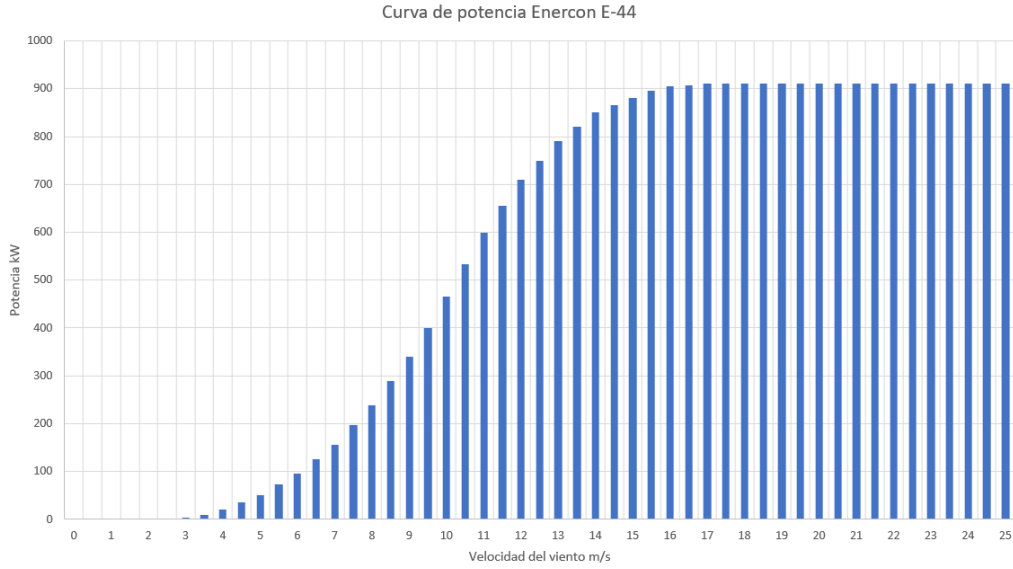


Figura 4: Sección 2.3.2. Curva de potencia del aerogenerador Enercon E-44.

De esta manera, obtenemos la curva de densidad de potencia de salida (Figura 5):

$$P(v) \cdot p(v) \quad (4)$$

donde  $p(v)$  es la probabilidad para la velocidad del viento  $v$  y  $P(v)$  es la potencia de salida de la turbina a esa velocidad  $v$  en kW.

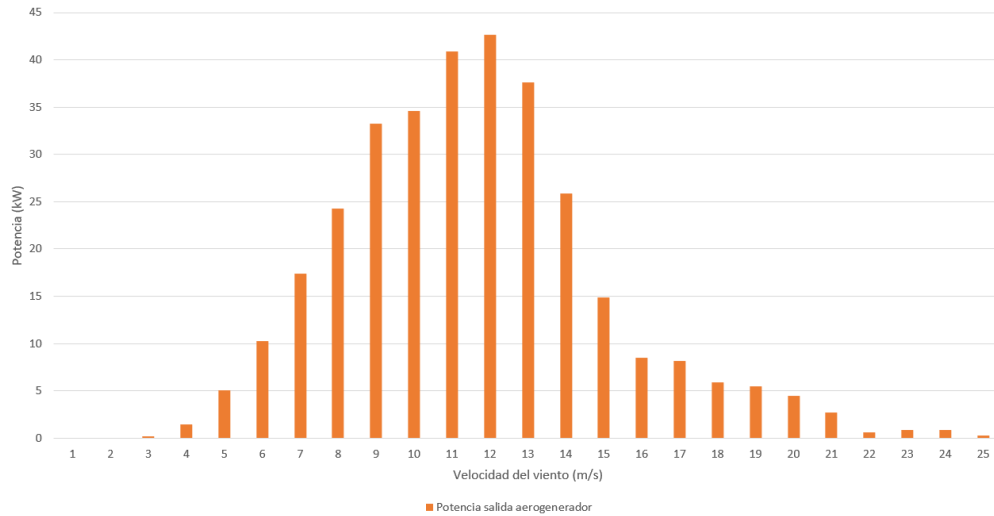


Figura 5: Sección 2.3.2. Potencia de salida del aerogenerador Enercon E-44 (kWh) a lo largo de un año.

Integrando dicha curva, se obtiene la potencia media que cada aerogenerador suministra a lo largo del año en kWh:

$$P_{aerog_{media}} = \int_{v_{cut-in}}^{v_{cut-out}} P(v) \cdot p(v) dv \quad (5)$$

en este caso, la potencia media suministrada por cada aerogenerador es de 326.39 kW.

Para calcular la energía que genera un aerogenerador en un año en kWh:

$$E_{anual} = P_{aerog_{media}} \cdot 365 \text{ dias} \cdot 24 \text{ horas} \quad (6)$$

si damos valores en la ecuación 6, obtenemos una energía suministrada anual de 2.859.152 kWh.

Podemos entonces calcular el número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda anual de la isla simplemente dividiendo dicha demanda entre la energía que puede suministrar un aerogenerador en un año:

$$N_{aeros} = \frac{Demanda}{E_{anual}} = \frac{13,55 \text{ GWh}}{2,86 \text{ GWh}} = 4,74 \approx 5 \text{ aerogeneradores} \quad (7)$$

En MHOGA, se determina la cantidad de aerogeneradores necesarios para cada mes y se selecciona el número adecuado para el mes más desfavorable. Se han vuelto a repetir los cálculos para obtener la energía suministrada por el aerogenerador cada mes y se ha determinado que julio es el mes más crítico, debido a su alta demanda de electricidad y escaso recurso eólico. La energía generada por un aerogenerador en julio es de 0,126 GWh y la demanda eléctrica es de 1,18 GWh. Calculando, obtenemos:

$$N_{aeros} = \frac{Demanda}{E_{enero}} = \frac{1,18 \text{ GWh}}{0,126 \text{ GWh}} = 9,34 \approx 10 \text{ aerogeneradores} \quad (8)$$

### 2.2.2. Generador fotovoltaico

A continuación se calcularán los MW de fotovoltaica necesarios para cubrir todo el consumo de la isla durante un año.

Primeramente se busca la irradiación a lo largo del año sobre la superficie inclinada  $35^\circ$  de los paneles ( $IR_{anual}$ ) en PVGIS, obteniendo un valor de  $1.685,29 \text{ kWh/m}^2$ . Puede obtenerse la producción anual de energía fotovoltaica como:

$$Prod_{anual} = IR_{anual} \cdot P_{generador} \cdot PR \quad (9)$$

siendo PR el performance ratio, que se asume del 80% y  $P_{generador}$  la potencia del generador, de 1 MW. Dando valores se obtiene una producción anual de 1.348.232 kWh, es decir, 1,35 GWh.

Si se divide la demanda energética total entre la energía generada por ese 1 MW de fotovoltaica, obtendremos los MW que son necesarios para satisfacer la demanda total solo con el generador fotovoltaico:

$$MW_{fotovoltaica} = \frac{Consumo \text{ anual}}{Produccion \text{ anual por MW}} = \frac{13,55 \text{ GWh}}{1,35 \text{ GWh}} = 10 \text{ MW} \quad (10)$$

De manera similar a lo que ocurre con el número de aerogeneradores, MHOGA calcula la cantidad de MW fotovoltaicos necesarios centrándose en el mes más desfavorable. Tras realizar los cálculos para cada mes, se concluye que el mes más crítico es enero, con una producción de 0,0745 GWh y una demanda de 1,19 GWh. Realizando el cálculo obtenemos:

$$MW_{fotovoltaica} = \frac{Consumo \text{ enero}}{Produccion \text{ enero por MW}} = \frac{1,19 \text{ GWh}}{0,074 \text{ GWh}} = 15,97 \text{ MW} \approx 16 \text{ MW} \quad (11)$$

### 2.2.3. Baterías

A continuación se calculará el número de baterías en paralelo que serían necesarias para cubrir la demanda de la isla durante medio día, que es la autonomía que se ha especificado para el Caso 1 de optimización.

Siendo el consumo de una hora:

$$\frac{13,55 \text{ GWh}}{8760 \text{ horas}} = 1,5 \text{ MW} \quad (12)$$

Para las 12 horas de autonomía se necesitan:

$$\frac{\text{Consumo en 12 horas}}{\text{Capacidad util bateria}} = \frac{1,5 \text{ MW} \cdot 12 \text{ horas}}{2,24 \text{ MWh}} = 8,035 \approx 9 \text{ baterias en paralelo} \quad (13)$$

### 2.2.4. NPC

El Coste Actual Neto (Net Present Cost, NPC) es un indicador clave en la evaluación económica de sistemas energéticos. Representa el coste total de un sistema a lo largo de su vida útil, expresado en términos del valor presente. Se calcula de la siguiente manera:

$$NPC = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (14)$$

siendo  $CF_n$  los costes del año  $t$  (inversión, operación, mantenimiento, reemplazo, combustible, etc.),  $r$  la tasa de descuento o interés anual (descontada de la inflación),  $t$  el año específico dentro de la vida útil del sistema y  $n$  la vida útil total del sistema.

Este indicador es importante ya que permite comparar distintas configuraciones de sistemas energéticos considerando todos sus costes y su valor en el tiempo y facilita la toma de decisiones ya que éstas pueden basarse, no solo en el coste inicial, sino en el coste total a lo largo del ciclo de vida del sistema.

### 2.2.5. LCOE

El Coste Nivelado de la Energía (Levelised Cost of Energy, LCOE) es un indicador económico utilizado para evaluar el coste promedio de generación de energía durante la vida útil de un sistema. Es una herramienta clave para comparar diferentes tecnologías de generación energética en términos de costes por unidad de energía producida €/kWh.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (15)$$

donde  $I_t$  es la inversión,  $M_t$  es el coste de operación y mantenimiento,  $F_t$  es el coste del combustible y  $E_t$  es la energía eléctrica generada, todo en el año  $t$ .

## 2.3. Proceso de simulación del modelo actual

A continuación se explicará el proceso de simulación del actual sistema energético de la isla. Las imágenes explicativas de esta sección se encuentran en el Anexo A.

### 2.3.1. Configuración del proyecto y definición de objetivos

Lo primero que se hace es crear un proyecto de simulación, indicando que la simulación se realizará para un año y después se extrapolará para el resto de años (25 años por defecto). En la sección de optimización económica se señalará a su vez que se minimizará el coste actual neto (NPC).

Después se indica qué tipo de sistema se quiere simular. El sistema de Isla Graciosa se apoya principalmente en una planta de energía diésel y una innovadora planta híbrida que incluye un parque eólico, una planta fotovoltaica y un sistema de almacenamiento en baterías. La gestión de todo el sistema la realiza un Sistema de Gestión de Energía (EMS), que optimiza el uso de las fuentes renovables.

La planta híbrida permite que la isla funcione completamente con energía renovable cuando el viento y el sol producen suficiente electricidad para cubrir la demanda. El sistema de baterías juega un papel clave, ya que proporciona una respuesta rápida a las variaciones en la generación renovable, estabilizando la frecuencia y el voltaje. Gracias a esta estabilidad, los generadores diésel se usan solo cuando es necesario recargar las baterías o en momentos de alta demanda.

Es necesario seleccionar el número de elementos que forman el sistema que están en paralelo. En este caso, en lugar de introducir unos límites máximo y mínimo, se dará el número exacto de elementos existentes en la isla. Se introducen restricciones como el “Máximo de Carga No Atendida”, lo que significa que el sistema debe cumplir con un nivel mínimo de suministro para satisfacer la demanda, considerando tanto la generación autónoma como el respaldo de la red. La simulación se configura con un paso de tiempo de 60 minutos y una duración máxima de 15 minutos, equilibrando precisión y tiempo de simulación.

### 2.3.2. Demanda eléctrica

A continuación se introducen los datos del sistema, empezando por la demanda eléctrica. Para obtener una aproximación de la curva de demanda en el año 2021 en intervalos de una hora, se han encontrado datos horarios de la generación del 27 de noviembre al 1 de diciembre de 2020 [10] y de la generación cada mes del año 2021 [8]. Se ha calculado qué porcentaje de generación hubo en cada mes de 2021 respecto a noviembre y, tomando como referencia el 27 de noviembre de 2020 (Figura 6), se ha calculado la generación horaria aproximada del día 27 de cada mes (Figura 7). Una vez obtenidos los datos, se ha creado una tabla que se ha importado en MHOGA.

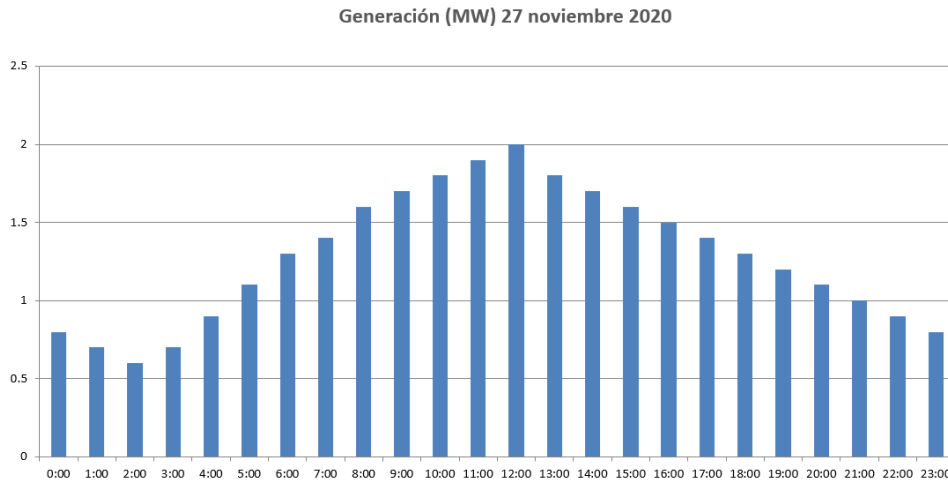


Figura 6: Sección 2.3.2. Generación de energía (MW) el día 27 de noviembre de 2020.

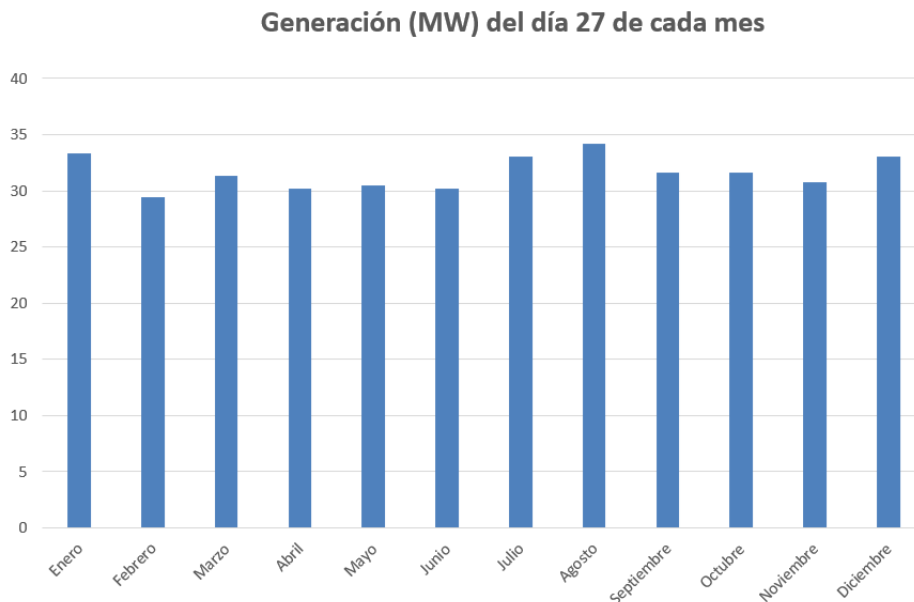


Figura 7: Sección 2.3.2. Generación energética (MW) aproximada en el año 2021.

Después se han indicado los datos de las fuentes de energía.

### 2.3.3. Energía solar

Para introducir esta fuente de energía en el sistema simulado, primero se ha de especificar las características de la zona y el recurso solar del que se dispone. Para ello se indica la latitud y longitud de la isla, siendo  $39,05^{\circ}\text{N}$  y  $-28,01^{\circ}\text{E}$  respectivamente; la inclinación adecuada de los paneles fotovoltaicos, en este caso  $35^{\circ}$  (cerca del valor de la latitud) y su azimut, que será de  $0^{\circ}$  ya que las placas están orientadas hacia el sur para maximizar la captación de luz solar al encontrarse en el hemisferio norte. Con esta información, se han podido obtener los datos de irradiación mensuales desde PVGIS para el año 2020.

Ahora se introducen los datos de los paneles policristalinos fotovoltaicos monofaciales que van a utilizarse en la pestaña de recurso solar. El precio del kW de energía solar fotovoltaica instalada no supera los 1.500 euros según el gobierno de las Azores [11], por otra parte, artículos científicos muestran que los paneles utilizados en sistemas energéticos similares, como en las Islas Baleares, suponen un coste alrededor de 1.000 €/kW [12]. Por ello, en este proyecto se le ha dado un valor de 1.390 €/kW. El coste de operación y mantenimiento se ha considerado el 1% del coste anual [12].

Por otra parte, la vida útil de los paneles es de 25 años [13], su TONC (Temperatura Nominal de Operación) es de  $42 \pm 3^{\circ}\text{C}$  [14] y su coeficiente de temperatura es del  $-0,37\%/^{\circ}\text{C}$  [13]. Se ha considerado un valor de emisiones de  $1100\text{ kg } CO_2/\text{kWp}$  [15]. Cada generador fotovoltaico o string tiene su propio inversor cuya eficiencia se considera del 98% [16], su coste el 8% del precio del panel y su vida útil 10 años.

### 2.3.4. Energía eólica

A continuación se presentan los datos relacionados con el viento y los aerogeneradores utilizados en el programa.

En primer lugar, es necesario introducir la información sobre la velocidad del viento en la zona específica. El parque eólico se sitúa en Serra Branca, un área elevada en el sur de la isla que ofrece condiciones ideales para la generación eólica debido al constante viento. Serra Branca se caracteriza por un paisaje rural con suaves colinas y llanuras abiertas, típico de la geografía de la Graciosa, y cuenta con pocas construcciones y vegetación baja.

Los datos de viento se han recopilado de Renewable Ninja para el año 2020 en intervalos horarios y para una altura de 50 metros, ya que esa es la altura del buje de los aerogeneradores utilizados. Además, se ha determinado que la rugosidad superficial de la zona corresponde a la clase 1, lo que implica que se trata de un área agrícola abierta, caracterizada por la ausencia de cercas y setos, así como por la dispersión de edificaciones, rodeada de colinas suavizadas y redondeadas.

Con todo esto obtenemos la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento y la velocidad del viento media cada mes del año, como vemos en la Figura 8. Se observa que son las mismas funciones que se han obtenido mediante cálculos en la Sección 2.2.1.

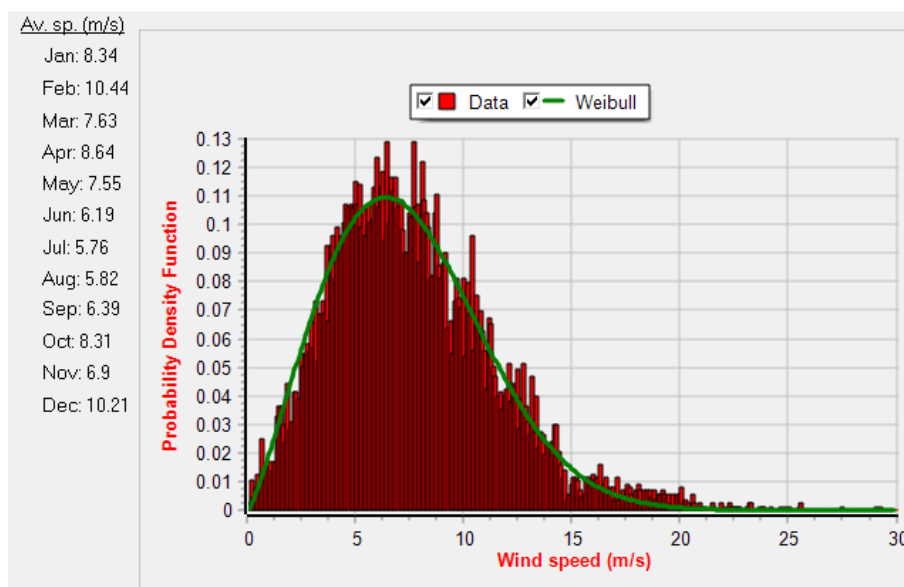


Figura 8: Sección 2.3.2. Función de densidad de probabilidad y distribución de Weibull obtenidas con MHOGA.

Lo siguiente es introducir las características de los aerogeneradores Enercon E-44 utilizados en la isla Graciosa en la pestaña de la Figura 51. Se ha considerado un coste inicial de 1 millón de euros por aerogenerador [17], un coste de operación y mantenimiento del 2,3% del coste inicial [18] y un coste del reemplazo que consideraremos un 60% del precio inicial, es decir, de 0,6 millones de euros [18]. La altura del buje de los aerogeneradores Enercon E-44 es de 50 metros y su vida útil son 25 años. También se ha introducido un valor de emisiones de 0,671 kt de  $CO_2$ , asumiendo unos 745,5 kg  $CO_2$ /kW [19]. Por último, se han introducido los datos de la curva de potencia de estos aerogeneradores [20] y la altitud sobre el mar de la zona, que en Serra Branca es de 325 metros.

### 2.3.5. Generador diésel

Los datos introducidos en esta sección sobre el generador incluyen su nombre, potencia nominal, coste inicial, coste de operación y mantenimiento por hora, vida útil en horas, potencia mínima de operación y tipo de combustible. En este caso, el generador se denomina “Diesel800kW” y su potencia nominal es de 0,8 MVA, con un coste inicial de 0,4 millones de euros y un coste de operación y

mantenimiento de 16 euros por hora [21]. Su vida útil es de 40.000 horas y la potencia mínima de operación está fijada en un 30 % de su potencia nominal. Este generador utiliza diésel como combustible.

En la sección de combustible, se determina información como el coste del combustible por unidad, la inflación de su precio, las emisiones de  $CO_2$  y dos constantes “A” y “B” que representan factores de consumo en función de la potencia. El coste del diésel es de 1,207 €/litro [6].

Para obtener la tasa de inflación del precio del diésel se ha tomado como valor inicial el precio del diésel el 12/15/2014 y como final el del 25/11/2024, ambos sacados de la gráfica de la Figura 9 [22].



Figura 9: Sección 2.3.5. Evolución del precio del diésel en Portugal.

Después, utilizando la fórmula del interés compuesto:

$$C_f = C_i \cdot (1 + i)^n, \quad (16)$$

donde  $C_f$  es el precio tomado de la gráfica en 2024, en este caso 1,6 €/litro;  $C_i$  es el precio en 2014, que tiene un valor de 1,13 €/litro;  $i$  es la tasa de inflación anual y  $n$  es el plazo en años, que en este caso es de 10. Si despejamos la fórmula, la tasa de inflación puede describirse como:

$$i = \left( \frac{C_f}{C_i} \right)^{\frac{1}{n}} - 1, \quad (17)$$

dando valores obtenemos que la tasa de inflación anual es del 3,5 %.

Las emisiones de  $CO_2$  alcanzan los 3,85 kg/litro consumido [15]. Las constantes “A” y “B”, con valores de 0,246  $L/kWh$  y 0,09145  $L/kWh$  respectivamente, permiten calcular el consumo de combustible en función de la potencia de salida.

Se presentan también parámetros adicionales para el análisis, como las emisiones equivalentes de  $CO_2$ , que son de 215 kg  $CO_2eq/kVA$  [23] y la configuración de funcionamiento del generador. Además, se incluyen factores de desgaste y mantenimiento extra cuando el generador funciona fuera de su rango óptimo (entre el 50 % y el 80 % de su potencia), con factores de 1,25 para el 30 % y de 1,5 para el 100 % de carga.

En el gráfico se muestra la relación entre el consumo de combustible y la potencia de salida del generador, así como la eficiencia del generador a distintas potencias. La curva de consumo y la curva de potencia proporcionan una visualización de la eficiencia del generador a diferentes niveles de carga.

Finalmente, se permite ajustar la duración mínima de funcionamiento del generador, que establece que cada arranque del generador consume cinco minutos de su vida útil.

### 2.3.6. Baterías

En esta ventana de MHOGA se configuran los parámetros de una batería que será usada en el sistema de generación, como puede verse en la Figura 53. En la sección “Batteries data” se detallan

las características principales de las baterías como la capacidad nominal en kAh, el voltaje, el coste inicial, el coste de operación y mantenimiento anual en porcentaje respecto al inicial, el estado de carga mínimo (SOCmin) y el porcentaje de autodescarga mensual.

Las baterías utilizadas son de óxido de titanato de litio (LTO) [8]. Estas baterías utilizan titanato de litio en el ánodo en lugar del material de carbono utilizado en las baterías de ion de litio tradicionales. Algunas de las ventajas significativas que las hacen destacar son su larga vida útil, su alta seguridad al ser muy estables térmicamente, su carga rápida, su amplio rango de temperatura (desde  $-40^{\circ}\text{C}$  hasta  $60^{\circ}\text{C}$ ) o su alta resistencia a la degradación.

Estas baterías cuentan con 3,2 MWh de capacidad total, de las cuales se puede utilizar el 70 % (es decir, 2,4 MWh) debido a que se establece un SOC mínimo del 30 %. Este valor de profundidad de descarga mínima se ha elegido de acuerdo a artículos que especifican que se debe mantener el estado de carga entre el 0,3 y el 0,7 [24]. Con esa energía útil disponible, el sistema de baterías puede abastecer la demanda pico de 2,36 MW de la isla durante aproximadamente una hora. Al alcanzar el SOC mínimo del 30 %, se activa automáticamente el generador diésel para continuar con el suministro de energía, evitando una descarga profunda de las baterías y asegurando su longevidad. En este caso, la batería trabaja a un voltaje de 1 kV.

El coste de las baterías de óxido de titanio de litio (LTO) para aplicaciones de alta potencia ronda el valor de 237 €/kWh, por ello, suponemos que el coste inicial es de 0,76 millones de euros y su coste de O&M es del 1,4 % anual [13]. El porcentaje mensual de autodescarga es del 2,23 % [25], su vida útil se considera de 20 años [26] y su eficiencia es del 96 % [26].

Los ciclos de vida de la batería están definidos en función del porcentaje de la profundidad de descarga (DoD), donde se muestra la cantidad de ciclos hasta el fallo para distintos niveles de DoD, que van del 10 % al 100 %.

En la sección de “Batteries Model” se pueden elegir modelos en batería en función de la química y la metodología de cálculo del envejecimiento, con opciones como el modelo de Manwell-McGowan o el modelo de Schniffer. También se ajusta la temperatura de operación, que puede influir en la vida útil y el rendimiento de la batería. Se permite especificar si la vida útil y la capacidad dependen de la temperatura, además de configurar una reducción del tiempo de flotación (periodo durante el cual la batería permanece completamente cargada) cuando aumenta la temperatura  $10^{\circ}\text{C}$ .

En el gráfico que se muestra en esta ventana, se observa la relación entre los ciclos de vida y la profundidad de descarga, así como la energía total cíclica de la batería a lo largo de su vida útil. Esto permite visualizar cómo cambia la duración de la batería en función de su uso y del porcentaje de descarga.

Se pueden ajustar otros parámetros como la inflación anual esperada en el coste de las baterías, que se supone de un -2 %, las emisiones equivalentes de  $\text{CO}_2$ , que son de 76,4 kg/kWh [27] y el estado de carga al principio de la simulación, que es del 100 %.

### 2.3.7. Inversores

A continuación, se accede a la ventana donde se introduce la configuración de los inversores-cargadores dentro del sistema híbrido. Los datos generales del inversor incluyen la potencia nominal, la vida útil, el coste, la corriente de carga máxima y los voltajes mínimo y máximo en corriente continua (DC). El equipo configurado es un inversor-cargador de 7,425 MW de potencia nominal, que en realidad está compuesto por tres unidades del modelo Sunny Central Storage 2475 [28] de 2.475 kW cada una, alcanzando así una capacidad combinada que permitiría suministrar la demanda de potencia pico de la isla, estimada en 2,36 MW en diciembre [8]. Su vida útil es de 15 años [13], su coste inicial de 0,7425 millones de euros y su eficiencia del 98 % [28]. Por otra parte, las tensiones máxima y mínima en DC son de 0,9 kV y 1,1 kV mientras que la corriente máxima en continua es de 7,425 kA.

Este sistema de inversores es “grid-forming”, es decir, son inversores capaces de crear una red

autónoma estable y operar independientemente, manteniendo la frecuencia y el voltaje sin la necesidad de una fuente externa, como un generador diésel. A diferencia de los inversores “grid-following”, que dependen de una red establecida (generalmente gestionada por generadores convencionales) y se sincronizan con esta para inyectar energía, los inversores “grid-forming” son fundamentales en sistemas aislados o en configuraciones donde se busca minimizar el uso de generadores convencionales. Esto puede verse mejor en la Figura 10. En este caso, el sistema de inversores se configura para crear y mantener la red eléctrica de la isla, permitiendo que el generador diésel solo se use de respaldo [29]. Este tipo de inversores se está utilizando en proyectos en Asia, Europa, Oriente Medio y en Norte América. Otro ejemplo del uso de los inversores “grid-forming” es la isla Kauai, la cuarta más grande de las islas principales del archipiélago de Hawái [30].

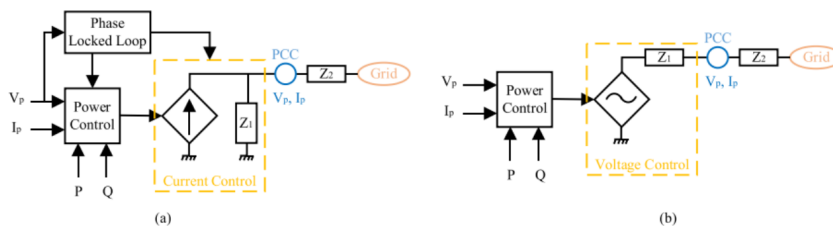


Figura 10: Sección 2.3.7. Inversores grid-following (a) y grid-forming (b).

En esta pestaña también puede verse un gráfico que muestra la eficiencia del inversor en función de la potencia de salida, indicando que el rendimiento del inversor se mantiene cercano al 90 % en gran parte del rango de operación. Además, hay configuraciones adicionales que permiten definir cómo se comporta el sistema en condiciones de potencia máxima, incluyendo limitaciones para evitar sobrecargas y opciones para descartar combinaciones de parámetros que superan los límites del sistema.

### 2.3.8. Estrategias de Control

En la sección “Control Strategies” se establece el funcionamiento del sistema y se optimiza la utilización de generadores y baterías. Se pueden elegir la opción “Load Following”, donde los generadores producen únicamente la energía requerida para cubrir la demanda de carga (no existe sobrante que almacenar), la opción “Cycle Charging”, en la que los generadores operan a su máxima capacidad cuando están encendidos, satisfaciendo la demanda de carga y empleando el sobrante para cargar las baterías hasta llegar al SOC establecido, y la opción “Try both”, que es la elegida en este escenario y determina cuál es la más adecuada según los objetivos de la simulación.

### 2.3.9. Datos Económicos

Finalmente, se establecen los parámetros económicos que ayudan a valorar la viabilidad económica del sistema durante toda su vida útil. Al interés nominal (costo del capital) se le da un valor del 7%, acompañado de una tasa de inflación del 2%. Se define un periodo de análisis de 25 años, que corresponde a la vida útil del sistema, y se activa la opción de considerar el valor residual de los componentes al final del periodo. La moneda elegida es el euro (€), y el impuesto corporativo se establece en 0%.

## 2.4. Resultados de simulación del modelo actual

El sistema simulado cubre una demanda anual total de 13.606 GWh, valor cercano a los 13,55 GWh de la demanda eléctrica real de 2021 [8]. En la simulación se logra una penetración de energías

renovables del 62,06 %. Esto significa que más de la mitad de la demanda es cubierta por energías renovables, optimizando su uso mediante un sistema de baterías. Este alto nivel de penetración muestra la efectividad de la planta híbrida para integrar renovables en una red aislada y minimizar la dependencia de los generadores diésel, que contribuyen con el 37,94 % de la energía.

El almacenamiento en baterías, con una eficiencia de carga y descarga del 96,11 % y una vida útil de 20 años, es fundamental. Durante un año, las baterías cargan 0,283 GWh y descargan 0,272 GWh, lo que indica una buena eficiencia de ciclo completo. Este sistema de almacenamiento asegura que la mayor parte de la energía renovable pueda conservarse y utilizarse sin grandes pérdidas, lo cual es esencial para la estabilidad de la red y maximiza el aprovechamiento de fuentes limpias. En cuanto a emisiones de  $CO_2$ , se calculan 7,4 kt  $CO_2$  al año.

El análisis del Coste Actual Neto (NPC) en 25 años destaca el elevado gasto en combustible para los generadores diésel, de 37,5 millones de euros, que representa aproximadamente el 68,16 % del NPC total del sistema, que es de 55,015 millones de euros. Esto puede observarse en la Figura 11. Se revela así una dependencia significativa en combustibles fósiles, que se traduce en un alto coste operativo. Sin embargo, las energías renovables han ayudado a reducir el consumo de diésel y sus costes asociados, que en comparación son notablemente menores, subrayando la ventaja de las renovables en términos de ahorro a largo plazo. La gráfica del balance energético anual de la Figura 12 refleja que, aunque el sistema híbrido permite una penetración considerable de energías renovables, aún persiste una dependencia de los generadores convencionales, especialmente en períodos de alta demanda o baja producción renovable.

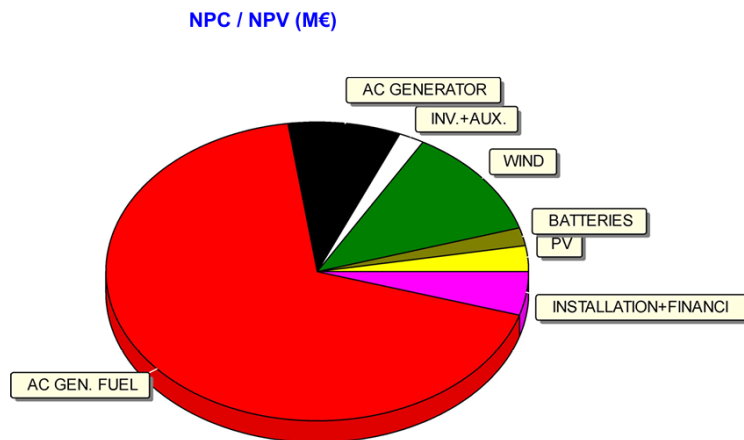


Figura 11: Sección 2.4. Coste Actual Neto de las fuentes de energía utilizadas en 25 años.

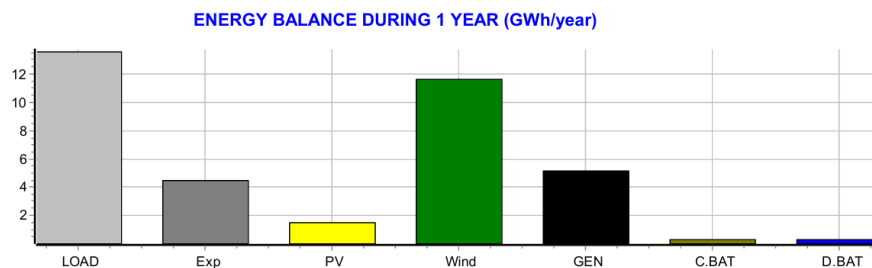


Figura 12: Sección 2.4. Balance de energía anual.

En conclusión, los resultados muestran que el sistema híbrido en la Isla Graciosa ha logrado una

integración efectiva de energías renovables, mejorando la estabilidad de la red y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles. Aunque la penetración renovable es alta, todavía hay un margen de mejora tanto en la capacidad de almacenamiento como en la optimización de la gestión energética, lo que permitiría reducir aún más el uso de diésel y maximizar el uso de energía renovable en la red insular.

### 3. Casos de estudio

#### 3.1. Caso 1: Optimización mono-objetivo

Esta sección se centra en analizar y comparar el sistema energético actual de la isla con una propuesta de optimización mono-objetivo que se basa en la reducción de costes. Primero se ha dado una autonomía de 0,5 días (12 horas) al sistema y, con ello, se ha realizado un predimensionado del número de componentes en paralelo necesarios (Figura 13).

MIN. AND MAX. No COMPONENTS IN PARALLEL:

Bateries in parallel: Min.	<input type="text" value="1"/>	Max.	<input type="text" value="12"/>
PV gen. in parallel: Min.	<input type="text" value="1"/>	Max.	<input type="text" value="20"/>
Wind T. in parallel: Min.	<input type="text" value="1"/>	Max.	<input type="text" value="9"/>
AC Gen. in parallel: Min.	<input type="text" value="1"/>	Max.	<input type="text" value="4"/>

Figura 13: Sección 3.1. Número de componentes del sistema en paralelo en el Caso 1.

En la solución óptima encontrada para este nuevo escenario, se ha aumentado la capacidad renovable mediante 7 MWp fotovoltaicos, 3,4 MW de energía eólica y reduciendo el uso de generadores diésel a 1,6 MW. Este cambio sustancial mejora la autosuficiencia energética al aprovechar los recursos renovables de manera más efectiva. Los componentes del sistema se observan a continuación:

Cuadro 1: Componentes del sistema.

Componente	Número	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)
Paneles fotovoltaicos	7	7 MW	
Baterías	6		15,6 MWh
Aerogeneradores	4	3,4 MW	
Inversores	1		7,43 MWh
Generadores diésel	2	1,6 MW	

En el sistema actual, solo el 61,53% del consumo anual proviene de fuentes renovables, mientras que en el optimizado se alcanza el 92,16%, disminuyendo el uso de generadores diésel. Esto se traduce en una reducción del consumo de diésel de 1,885 millones de litros/año a 0,375 millones de litros/año, impactando positivamente en el balance económico. En la Figura 14 puede verse el balance energético anual de este caso.

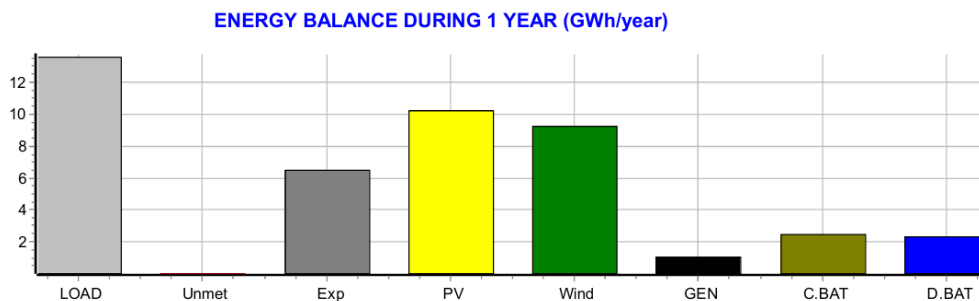


Figura 14: Sección 3.1. Balance de energía anual para el Caso 1.

En cuanto a las emisiones de  $CO_2$ , ha habido una reducción de 5,46 kt, es decir, de un 73.79 % (de 7,4 a 1,94 kt de  $CO_2$ ).

Por otra parte, el sistema actual tiene una inversión inicial de 12,866 millones de euros, frente a los 24,791 millones de euros del sistema optimizado. Sin embargo, en este nuevo caso, hay un menor coste total a 25 años (NPC), de 37,128 millones de euros, en comparación con los 55,015 millones de euros de la configuración actual. Esta reducción de coste se debe a la disminución de la dependencia de diésel, como puede observarse en la Figura 15. Esto se refleja también en un LCOE inferior: 0,192 €/kWh frente a 0,2841 €/kWh.

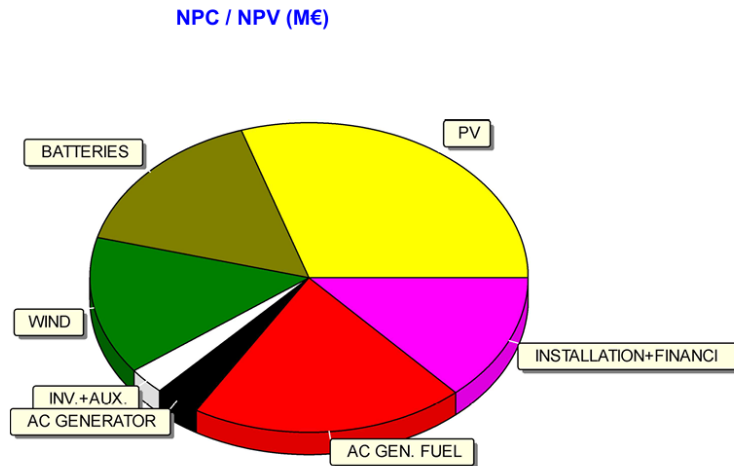


Figura 15: Sección 3.1. Coste Actual Neto de las fuentes de energía utilizadas en 25 años en el Caso 1.

Aunque el sistema optimizado utiliza una mayor extensión de terreno (82,39 ha frente a 79,53 ha), esto puede justificarse con el aumento en la capacidad de generación renovable y los beneficios ambientales asociados.

A continuación se muestra la simulación obtenida con el programa MHOGA donde se pueden ver los datos del suministro energético de la isla para los días 1,2 y 3 de enero y 8, 9 y 10 de septiembre.

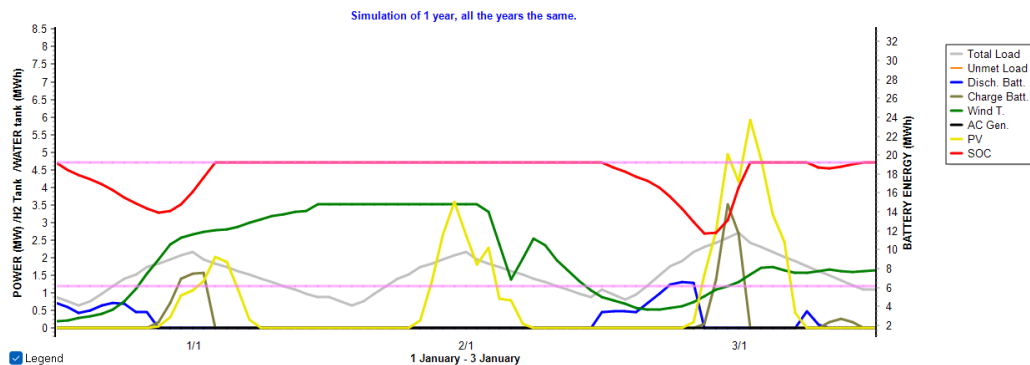


Figura 16: Sección 3.1. Simulación horaria obtenida para los días 1,2 y 3 de enero.

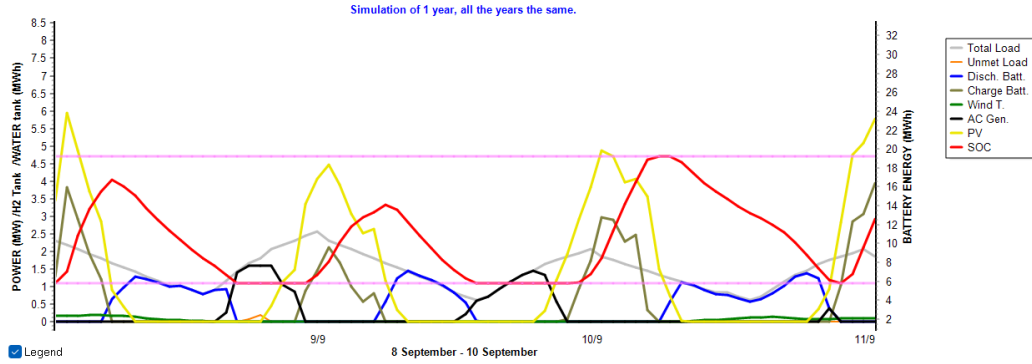


Figura 17: Sección 3.1. Simulación horaria obtenida para los días 8,9 y 10 de septiembre.

En la Figura 16 se observa que la producción de energía eólica, representada por la línea verde, es alta. Esto es importante ya que permite cubrir gran parte de la demanda de la isla reduciendo la necesidad de poner el generador en marcha (línea negra). El uso del generador diésel es esporádico y se activa solo en momentos puntuales cuando la combinación de renovables y la batería no es suficiente.

La línea amarilla representa la generación fotovoltaica, que aunque es menor que en los meses de verano, juega un papel fundamental ya que proporciona unos picos de energía que ayudan a cargar parcialmente la batería (línea azul para la carga) y cubrir parte de la demanda total (línea gris clara), especialmente durante las horas de mayor irradiación solar.

Todo esto hace que el estado de carga de la batería (línea roja) relativamente estable, sin grandes fluctuaciones. En conjunto, el sistema logra responder a las necesidades energéticas con una baja dependencia del generador, apoyándose mayormente en el viento y la batería.

Por otra parte, en la Figura 17 vemos cómo la producción energética en septiembre se caracteriza por una baja generación eólica. Esto suma importancia al uso de baterías y a la generación fotovoltaica, que es mayor que en enero y ayuda a cargar las baterías durante sus picos de generación. Además, se hace necesario poner en marcha los generadores diésel durante las noches y en períodos de poca irradiación solar.

El estado de carga de la batería sufre más variaciones que en enero, alcanzando niveles altos cuando hay mucha generación fotovoltaica y disminuyendo rápidamente cuando la batería se descarga (línea gris oscura) para suplir la demanda.

### 3.2. Caso 2: Optimización multi-objetivo

En este segundo caso, se pretende realizar una simulación multiobjetivo que dé soluciones para abordar el compromiso entre dos objetivos clave: minimizar los costes económicos asociados al sistema de suministro energético y reducir las emisiones de  $CO_2$  generadas por el mismo.

Ambos objetivos suelen estar en conflicto, ya que soluciones de bajo coste suelen implicar un mayor impacto ambiental, mientras que alternativas sostenibles tienden a tener mayores costes iniciales.

El programa ha evaluado 17.280 casos y ha dado con un conjunto de 22 soluciones (Figura 18) donde ninguna es mejor en ambos objetivos al mismo tiempo, por lo que dependiendo del enfoque o prioridades que se tengan se preferirá una u otra.

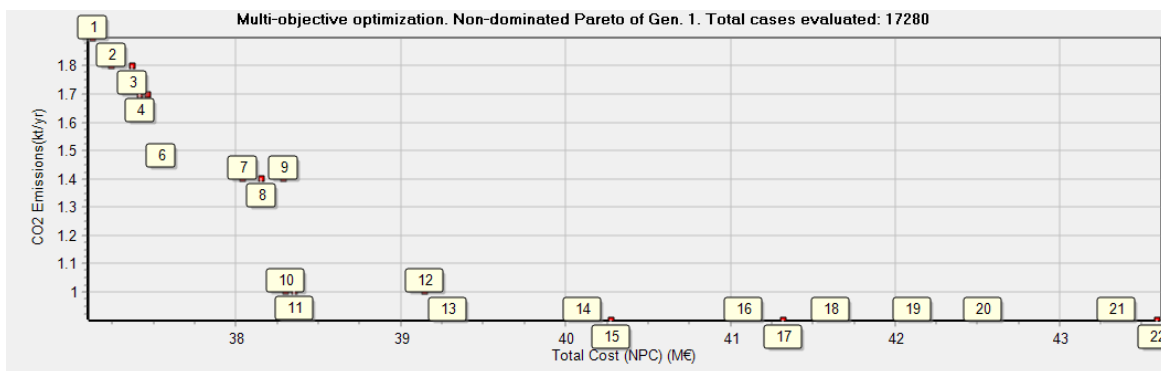


Figura 18: Sección 3.2. Gráfica del frente de Pareto para la primera generación de la optimización multiobjetivo, considerando las emisiones de  $CO_2$  (kt/año) y el coste total (NPC, millones de euros). Los números indican las soluciones seleccionadas en el frente.

A continuación se analizarán tres de estas soluciones: la 6, la 11 y la 22.

### 3.2.1. Solución 6

Esta solución se ha centrado más en el objetivo de disminuir los costes del sistema. A continuación se ven los componentes en paralelo necesarios:

Cuadro 2: Componentes del sistema.

Componente	Número	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)
Paneles fotovoltaicos	8	8 MW	
Baterías	7		18,2 MWh
Aerogeneradores	4	3,4 MW	
Inversores	1		7,43 MWh
Generadores diésel	2	1,6 MW	

### 3.2.2. Solución 22

Esta solución se ha centrado principalmente en reducir las emisiones de  $CO_2$ . Tras calcular los componentes que se necesitan, obtenemos:

Cuadro 3: Componentes del sistema.

Componente	Número	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)
Paneles fotovoltaicos	9	9 MW	
Baterías	12		31,2 MWh
Aerogeneradores	6	5,1 MW	
Inversores	1		7,43 MWh
Generadores diésel	1	0,8 MW	

### 3.2.3. Solución 11

En esta solución se ha querido alcanzar un punto medio entre la reducción de costes y la de emisiones, obteniéndose los siguientes componentes del sistema:

Cuadro 4: Componentes del sistema.

Componente	Número	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)
Paneles fotovoltaicos	9	9 MW	
Baterías	8		20,8 MWh
Aerogeneradores	5	4,25 MW	
Inversores	1		7,43 MWh
Generadores diésel	1	0,8 MW	

### 3.2.4. Comparación

Para una mejor visualización de la solución se han realizado gráficas de barras con los distintos aspectos analizados.

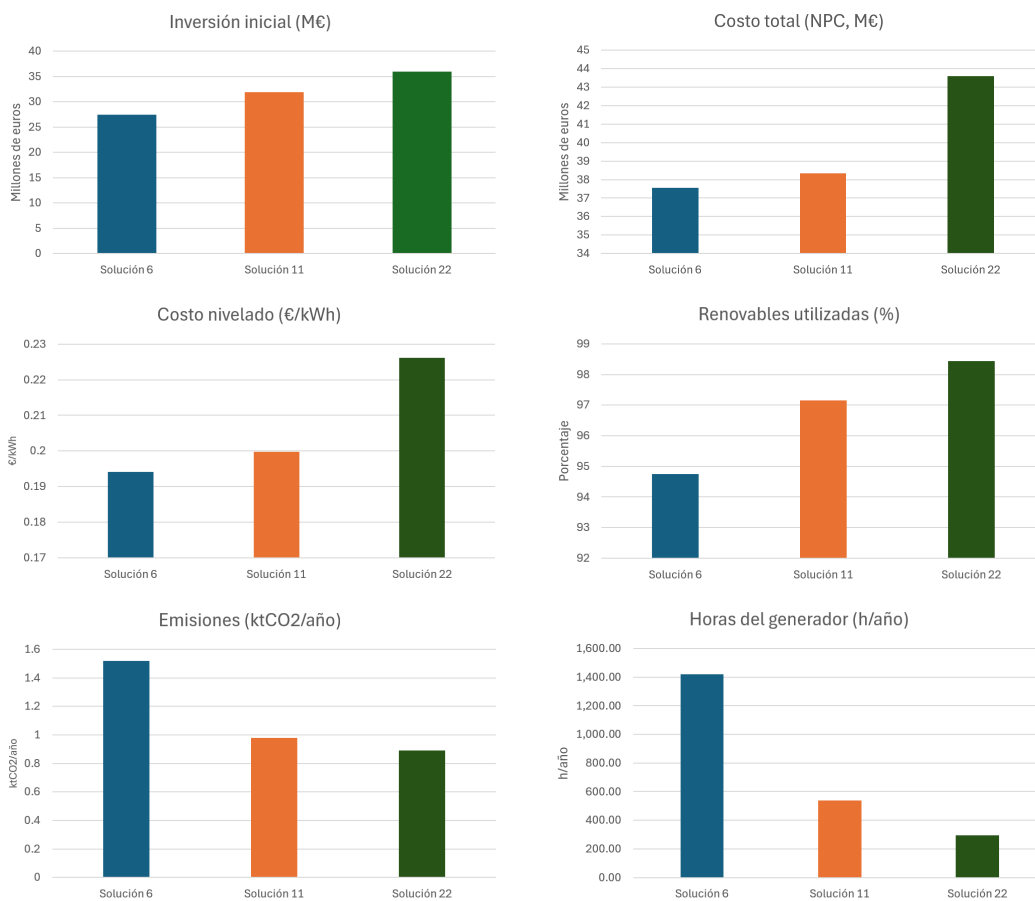


Figura 19: Sección 3.2. Gráficas comparativas de inversión inicial (parte superior izquierda), NPC (parte superior derecha), LCOE (parte central izquierda), porcentaje de renovables utilizadas (parte central derecha), cantidad de emisiones anuales (parte inferior izquierda) y horas de puesta en marcha del generador diésel (parte inferior derecha) para las soluciones 6, 11 y 22.

Como era de esperar, en la Figura 19 se ve cómo la Solución 6 es la más económica en cuanto a inversión inicial y costes nivelados, pero tiene mayores emisiones y depende más del generador AC. La Solución 22 es la más cara, pero maximiza la producción renovable y minimiza las emisiones y el uso del generador AC. Es ideal si se prioriza la sostenibilidad por encima de los costes iniciales. Por

último, la Solución 11 ofrece un buen balance entre costes y reducción de emisiones, aumentando la proporción de energía renovable y reduciendo el uso del generador AC.

La elección de solución dependerá de las prioridades del proyecto (costo inicial, sostenibilidad, o autonomía energética), sin embargo, en el análisis de estas soluciones energéticas, la Solución 11 generalmente sería preferida sobre la 22 debido a su mejor equilibrio entre costes y resultados. A pesar de que la Solución 22 tiene menores emisiones de  $CO_2$  (0,89 kt $CO_2$ /año frente a 0,98 kt $CO_2$ /año en la Solución 11), la diferencia de emisiones no es tan significativa como para justificar el aumento sustancial en costes:

1. Coste Actual Neto (NPC): La Solución 22 es un 12.01 % más cara que la Solución 11 (43,586 M€ frente a 38,352 M€).
2. Costo nivelado de energía (€/kWh): La Solución 22 tiene un costo nivelado un 11,68 % mayor que la Solución 11 (0,2262 €/kWh frente a 0,1998 €/kWh).

Sin embargo, en términos de sostenibilidad, ambas opciones son altamente renovables:

1. Solución 11: 97,16 % de la energía proviene de fuentes renovables.
2. Solución 22: 98,43 % de energía renovable, lo que representa solo una mejora del 1,27 %.

Por lo tanto, a menos que la prioridad sea maximizar la energía renovable y minimizar las emisiones, la Solución 11 ofrece un rendimiento ambiental razonablemente bueno a un costo significativamente menor. Este balance la convierte en la opción más adecuada en la mayoría de los casos donde el presupuesto es un factor limitante.

### 3.3. Caso 3: Optimización sin generador diésel

En este tercer caso, se ha eliminado completamente la dependencia de diésel eliminando el generador AC de la lista de componentes en MHOGA (Figura 20):

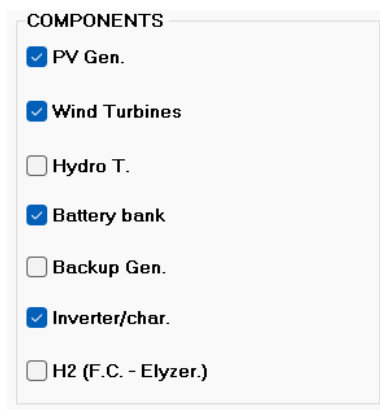


Figura 20: Sección 3.3. Componentes del sistema en el Caso 3.

Para analizar este caso, se han estudiado tres escenarios variando los días de autonomía del sistema. Esto nos ayudará a evaluar compromisos entre costes, confiabilidad y sostenibilidad, y así, identificar el equilibrio más adecuado según las necesidades locales.

### 3.3.1. Un día de autonomía

En este escenario, se ha cambiado el número mínimo de días de autonomía en las restricciones de la simulación a 1 día. Esto nos permite realizar un predimensionado para el sistema con un día de autonomía, obteniendo así los valores de máximo y mínimo número de elementos que puede haber por componente.

El mejor resultado obtenido de esta simulación, después de 15 iteraciones, ha sido que el sistema sin generador diésel está compuesto por:

Cuadro 5: Componentes del sistema.

Componente	Número	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)
Paneles fotovoltaicos	9	9 MW	
Baterías	18		46,8 MWh
Aerogeneradores	6	5,1 MW	
Inversores	1		7,43 MWh
Generadores diésel	0	0 MW	

Este sistema cubre el 99 % de la demanda anual (13,606 GWh/año) con energía renovable, dejando solo un 1 % (0,14 GWh) como carga no cubierta. Esto demuestra que el sistema es eficiente en términos de generación y almacenamiento a corto plazo.

La exportación de energía alcanza 13,024 GWh/año, lo que indica una sobrecapacidad significativa en ciertos períodos.

Por otra parte, el costo total del sistema (NPC) es de 49,399 M€, con un LCOE competitivo de 0,2576 €/kWh. Además, el sistema reduce las emisiones a solo 0,78 kt de  $CO_2$ /año, siendo ambientalmente favorable al eliminar los generadores diésel.

El uso de tierra es relativamente alto, con 119,38 hectáreas necesarias para la instalación.

### 3.3.2. Dos días de autonomía

En este escenario, se ha cambiado el número mínimo de días de autonomía en las restricciones de la simulación a 2 días. Habiendo hecho esto, se ha predimensionado el sistema y se han obtenido los rangos de elementos en paralelo.

El mejor resultado obtenido de esta simulación, después de 10 iteraciones, ha sido que el sistema está formado por:

Cuadro 6: Componentes del sistema.

Componente	Número	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)
Paneles fotovoltaicos	6	6 MW	
Baterías	35		91 MWh
Aerogeneradores	7	5,95 MW	
Inversores	1		7,43 MWh
Generadores diésel	0	0 MW	

Este sistema cubre 99,1 % de la demanda anual (13,606 GWh/año), con solo 0,12 GWh/año (0,9 %) de carga no cubierta, lo que indica que el sistema es confiable y eficiente. Sin embargo, son necesarias 129,22 hectáreas de terreno para su instalación. Se exportan 10,966 GWh/año, lo que muestra una capacidad para generar más energía de la necesaria.

Las baterías se cargan con 2,746 GWh/año y se descargan con 2,636 GWh/año, lo que indica un buen uso de la capacidad de almacenamiento con un balance energético equilibrado.

La inversión inicial en este sistema es de 53,353 millones de euros, su NPC asciende a 65,09 millones de euros y su LCOE es de 0,339 €/kWh.

### 3.3.3. Tres días de autonomía

Ahora, el número mínimo de días de autonomía son tres. Se ha predimensionado el sistema para tres días de autonomía, obtenido los números máximos y mínimos de elementos en paralelo para cada componente y realizado el cálculo. El mejor resultado obtenido de esta simulación, después de 15 iteraciones, ha sido que el sistema está formado por:

Cuadro 7: Componentes del sistema.

Componentes	Número	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)
Paneles fotovoltaicos	6	6 MW	
Baterías	52		166,4 MWh
Aerogeneradores	5	4,25 MW	
Inversores	1		7,43 MWh
Generadores diésel	0	0 MW	

La instalación de este sistema ocupa 96,16 hectáreas, lo que es un poco menor que el sistema de 2 días, debido a la menor capacidad instalada de generación fotovoltaica y eólica.

El sistema cubre 99,11 % de la demanda anual (13,606 GWh/año), con solo 0,12 GWh/año (0,89 %) de carga no cubierta. Este bajo porcentaje resalta la confiabilidad del sistema. Se exportan 6,35 GWh/año, lo que es significativamente menor que los sistemas de 1 y 2 días. Esto refleja un uso más eficiente de la energía generada.

Las baterías se cargan con 3,263 GWh/año y se descargan con 3,132 GWh/año, lo que muestra que el sistema de almacenamiento está funcionando de manera eficiente al ser mínimas las pérdidas de energía durante el ciclo de carga y descarga.

En cuanto a los costes, la inversión inicial es de 67 millones de euros, lo que es más alto que el sistema de 2 días (53,353 M€), como se esperaba debido al aumento en la capacidad de almacenamiento y generación. El NPC asciende a 81,73 millones de euros y el LCOE es de 0,4258 €/kWh.

### 3.3.4. Comparación

Al comparar los tres sistemas con diferentes días de autoconsumo (1, 2 y 3 días) con ayuda de la Figura 21, se pueden observar diferencias clave en términos de costes, eficiencia y confiabilidad.

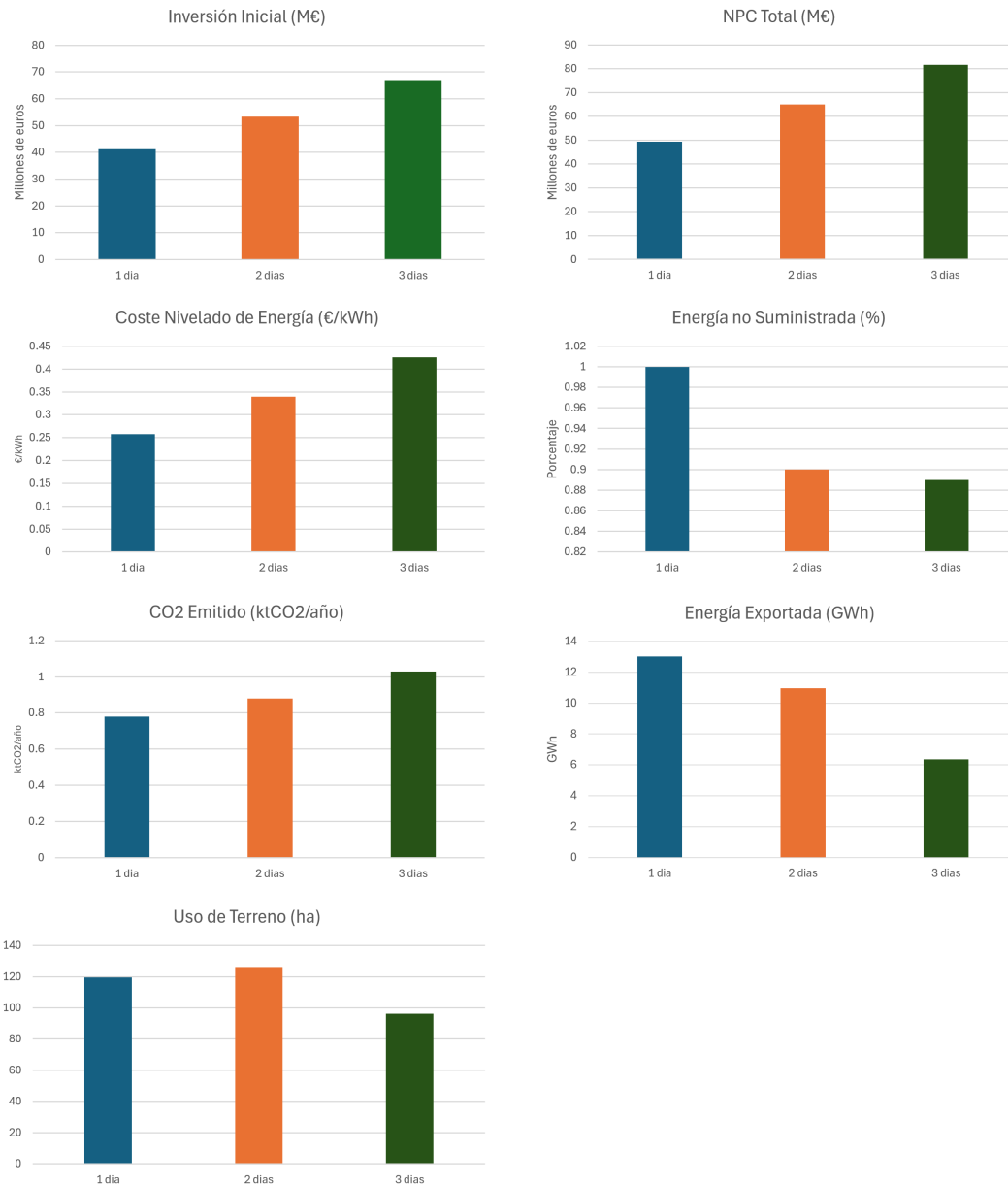


Figura 21: Sección 3.3. Gráficas comparativas de inversión inicial (parte superior izquierda), NPC (parte superior derecha), LCOE (segunda fila izquierda), energía no suministrada (segunda fila derecha), cantidad de emisiones anuales (tercera fila izquierda), energía exportada (tercera fila derecha) y uso del terreno (parte inferior) para 1, 2 y 3 días de autonomía.

Como puede verse en la Figura 21, el sistema del 1 día es el más económico, con un costo inicial de 41,17 M€ y un costo nivelado de energía (LCOE) de 0,2576 €/kWh, lo que lo convierte en una opción atractiva económicamente. Sin embargo, su limitada autonomía de solo un día es un riesgo en términos de confiabilidad, especialmente durante períodos prolongados de baja generación renovable, lo que podría llevar a la insuficiencia energética, aunque en el análisis la carga no cubierta es solo un 1%. Si la demanda diaria es estable y predecible, 1 día podría ser suficiente, pero teniendo en cuenta que en islas los eventos impredecibles (como tormentas o mantenimiento de equipos) son frecuentes, se hacen necesarios más días de autoconsumo o la instalación de un respaldo externo como un generador diésel.

El sistema de 2 días, por otro lado, presenta una mejor estabilidad y confiabilidad gracias a su mayor capacidad de almacenamiento. En La Graciosa, el recurso eólico y el solar pueden ser variables debido a condiciones climáticas cambiantes. Para garantizar confiabilidad, sería necesario al menos 2 días de autonomía, ya que casi podrían cubrirse los períodos de baja generación. Con un costo inicial de 53,353 M€ y un LCOE de 0,3391 €/kWh, la opción de 2 días es más cara que la de 1 día, pero proporciona una reducción significativa en el riesgo de escasez energética. La carga no cubierta es de 0,9%. Además, la exportación de energía se reduce en comparación con el sistema de 1 día, lo que sugiere una mejor utilización de la energía generada.

Por último, el sistema de 3 días, aunque confiable, con un LCOE de 0,4258 €/kWh y un costo inicial de 67 M€, es el más caro de los tres y este aumento de precio podría no ser justificable si el riesgo de escasez energética con 2 días de autonomía es bajo. Aunque garantiza casi el 100% de cobertura energética con solo un 0,89% de carga no cubierta, el alto costo y la menor eficiencia en la exportación de energía (6,35 GWh/año) lo hacen menos atractivo en comparación con los otros dos sistemas. Es el sistema más adecuado para situaciones donde la estabilidad es prioritaria pero su rentabilidad económica es cuestionable debido a la gran inversión inicial y el largo período de recuperación.

Para La Graciosa, un sistema con 2 días de autonomía parece ser el más equilibrado si nos fijamos en la confiabilidad, costes y eficiencia energética, especialmente considerando las características de las islas y la necesidad de autosuficiencia.

### 3.4. Caso 4: Bombeo reversible

En este apartado se va a analizar la viabilidad económica de implementar un sistema de almacenamiento energético basado en una central hidráulica de bombeo reversible. Este estudio surge debido al interés por explorar soluciones más sostenibles y eficientes que puedan mejorar la integración de energías renovables.

Para la instalación de esta central hidráulica reversible, se necesita que exista un emplazamiento con disponibilidad de agua y con un salto neto disponible adecuado entre una balsa superior, a la que se bombeará el agua cuando haya excesos de producción, y una balsa inferior a la que se turbinará el agua cuando se necesite producir energía (Figura 22).

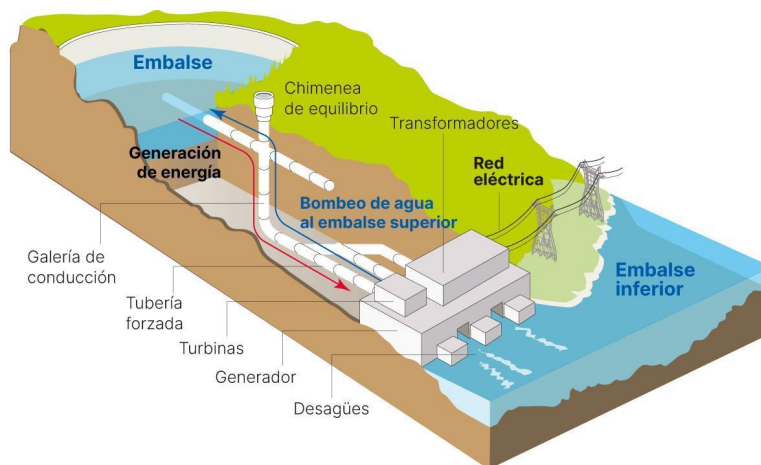


Figura 22: Sección 3.4. Esquema de una central hidroeléctrica reversible.

Este tipo de instalaciones tienen un elevado coste inicial, sin embargo, una vez en funcionamiento los costes de generación son muy bajos en comparación con el resto de tecnologías.

El lugar elegido para su instalación es una de las laderas exteriores de Caldeira da Graciosa (Figura

23), un cráter con un diámetro medio de unos 1,2 km y una circunferencia de casi 4 km. Dicho punto alcanza una altitud de aproximadamente 300 metros y está a una distancia del mar de 1 km.

La implementación de esta central en la isla estaría limitada por varias restricciones ambientales debido a su protección como área natural. La Caldeira forma parte de un Monumento Natural de Graciosa, destacando su valor geológico, ecológico y paisajístico. Además, presenta una biodiversidad única y frágil, lo que requiere la preservación de su equilibrio ambiental y visual. Por otra parte, el área podría enfrentar desafíos relacionados con los impactos sobre especies protegidas y cambios en el flujo de aguas subterráneas [31]. Por todo ello, las autorizaciones requerirían estudios de impacto ambiental detallados y consultas con las autoridades locales responsables de la gestión del parque.

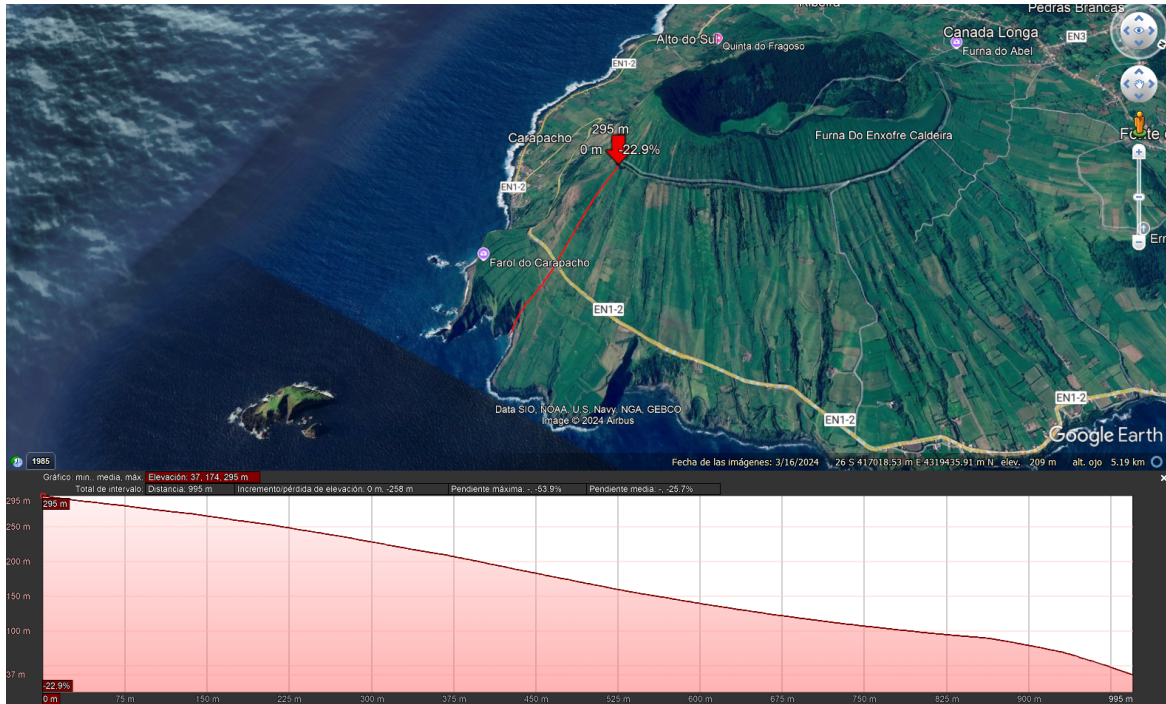


Figura 23: Sección 3.4. Ubicación de la balsa superior de la central hidráulica reversible y recorrido de tubería. Perfil de elevación en la parte inferior.

### 3.4.1. Predimensionado de la central de bombeo

Antes de introducir los datos en MGOGA se realizará un predimensionado de la balsa superior. Se van a introducir cuatro turbinas con diferente potencia nominal: de 0,5 MW, 1 MW, 1,5 MW, 2 MW y 2,5 MW.

Lo primero que se calculará será el caudal nominal de cada turbina, según la ecuación:

$$Q_n = \frac{P_n}{\eta \cdot \rho \cdot g \cdot h} \quad (18)$$

siendo  $\eta$  el rendimiento de las turbinas, que en este caso es de 0,9;  $\rho$  la densidad del agua del mar, de  $1025 \text{ kg/m}^3$ ;  $g$  es el valor de la aceleración de la gravedad, de  $9,81 \text{ m/s}^2$ ;  $h$  la altura del salto entre balsas, de 300 metros aproximadamente, y  $P_n$  la potencia nominal, que varía según la turbina.

Para calcular el volumen, se necesita saber cuál es el tiempo que tarda en descargarse la balsa superior. En este caso serán 12 horas, ya que es el autoconsumo que se impuso en el Caso 1.

$$V = Q_n \cdot 3600 \text{ s/h} \cdot 12 \text{ h} \quad (19)$$

donde se multiplica el caudal por el tiempo en segundos que debe funcionar la turbina.

Cuadro 8: Componentes del sistema.

Turbina	Caudal ( $m^3/s$ )	Volumen de balsa $m^3$
Turbina 0,5 MW	0,18	7.956,04
Turbina 1 MW	0,37	15.912,09
Turbina 1,5 MW	0,55	23.760
Turbina 2 MW	0,74	31.824,17
Turbina 2,5 MW	0,92	39.780,21

### 3.4.2. Proceso de simulación en MHOGA

Para esta simulación se ha tenido en cuenta la posibilidad de que no haya baterías, introduciendo en la ventana de elementos en paralelo:

MIN. AND MAX. No COMPONENTS IN PARALLEL:

Bateries in parallel: Min.	0	Max.	12
PV gen. in parallel: Min.	1	Max.	20
Wind T. in parallel: Min.	1	Max.	9
AC Gen. in parallel: Min.	1	Max.	4

Figura 24: Sección 3.4. Elementos en paralelo Caso 4.

En primer lugar, se introduce la altura del salto total entre la balsa superior y el océano en la pestaña de “Load”. Se supone que las pérdidas por fricción son del 10 % y que la eficiencia total de la bomba es del 90 %.

Por último, en la pestaña “Hydro turbine” se introducen los datos de las cuatro turbinas utilizadas y una adicional llamada “Zero”, que equivale a no utilizar ninguna turbina. Se ha seleccionado una altura mínima de 200 metros y una máxima de 400 metros para las turbinas, haciendo que el salto total de 300 metros esté dentro del rango. Como el coste del kW producido por las turbinas ronda los 1000 €/kW [32], en este proyecto se le ha dado un valor de 1300 €/kW. El coste de operación y mantenimiento se ha supuesto del 1 % anual y su vida útil será de 30 años. El precio del tanque de agua utilizado para la balsa superior es de 25 €/m<sup>3</sup> [32].

Por último, se especifica que el tiempo que tarda el tanque en vaciarse a caudal máximo es de 12 horas y que las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes son de 33 g CO<sub>2</sub> eq/kWh [33].

### 3.4.3. Resultados

Tras 15 iteraciones, el programa obtiene la solución óptima económicamente para este sistema, que está compuesta por los elementos mostrados en la Tabla 9 y por una balsa superior de 34,6 dam<sup>3</sup>:

Cuadro 9: Componentes del sistema.

Componente	Número	Potencia total (MW)	Capacidad total (MWh)
Paneles fotovoltaicos	9	9 MW	
Baterías	2		5,2 MWh
Aerogeneradores	4	3,4 MW	
Inversores	1		7,43 MWh
Generadores diésel	1	0,8 MW	
Bomba turbina	1	2 MW	

En la Figura 25 vemos las diferencias clave en los aspectos técnicos, económicos y medioambientales.

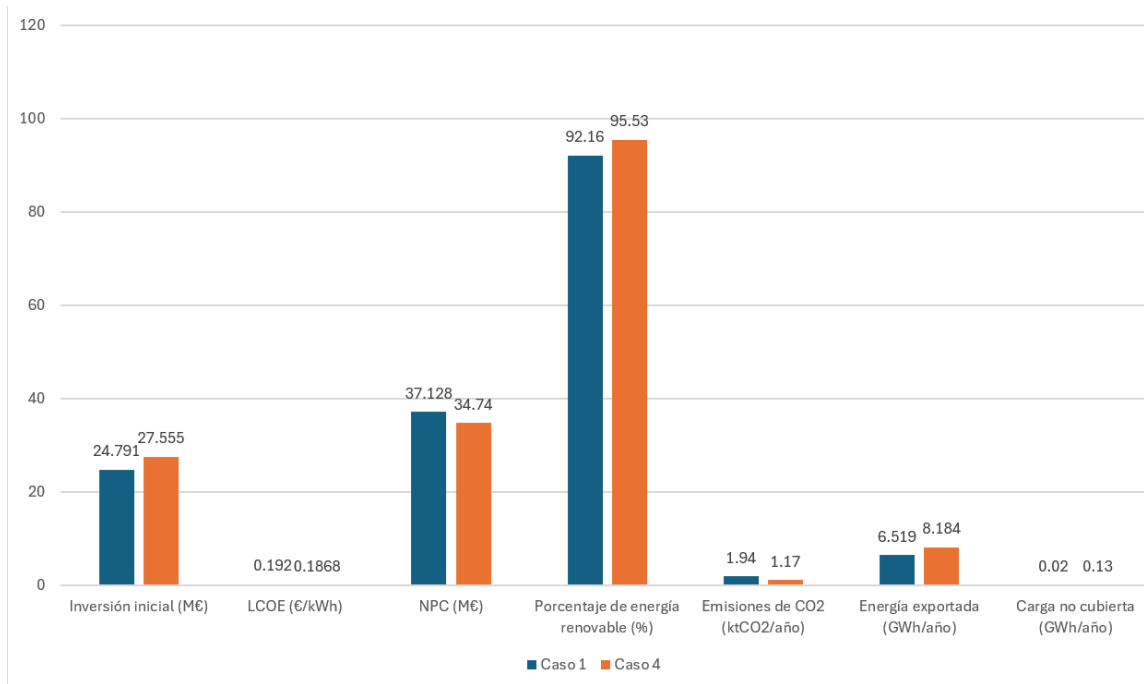


Figura 25: Sección 3.4. Comparación de la optimización del Caso 1 y el Caso 4 con bombeo reversible.

1. Inversión inicial: El sistema con bombeo reversible requiere una inversión inicial mayor (27,56 M€) en comparación con el sistema optimizado el Caso 1 (24,79 M€), debido a la inclusión de una turbina hidroeléctrica, un depósito de agua y más capacidad fotovoltaica.
2. Coste Nivelado de Energía (LCOE): En el Caso 4 se tiene un LCOE ligeramente menor (0,1868 €/kWh frente a 0,192 €/kWh), indicando una mayor eficiencia económica a lo largo del tiempo.
3. NPC (Coste Actual Neto): El sistema con bombeo reversible tiene un menor NPC total (34,74 M€ frente a 37,13 M€), lo que lo hace más económico en términos de coste total durante su vida útil.
4. Energía renovable: En el Caso 4 se genera una mayor proporción de energía renovable (95,53 %) frente al Caso 1 (92,16 %), gracias al uso combinado de almacenamiento hidroeléctrico y energía solar.
5. Emisiones de  $CO_2$ : Las emisiones son significativamente más bajas en el sistema con bombeo reversible (1,17  $ktCO_2/año$ ) en comparación con el sistema del Caso 1 (1,94  $ktCO_2/año$ ), debido a la menor dependencia del generador diésel.

6. Energía exportada: El sistema con bombeo reversible del Caso 4 exporta más energía (8,18 GWh/año) que el sistema del Caso 1 (6,52 GWh/año), reflejando una mayor producción renovable excedente.
7. Carga no cubierta: El sistema optimizado del Caso 1 tiene una carga no cubierta mucho menor (0,02 GWh/año, equivalente al 0,17% de la demanda) frente al sistema con bombeo reversible (0,13 GWh/año, equivalente al 0,98%), lo que mejora la fiabilidad del suministro.

Podría concluirse que la elección del sistema depende de las prioridades del proyecto. El sistema del Caso 1 implica una menor inversión inicial, una mayor fiabilidad y una carga no cubierta menor. Esto hace que sea una buena opción para proyectos con recursos limitados o donde la continuidad del suministro sea prioritaria. Por otra parte, el sistema del Caso 4 (con bombeo reversible) ofrece una mayor sostenibilidad ambiental debido a su mayor proporción de energía renovable, a sus menores emisiones de  $CO_2$  y a un LCOE más bajo, lo que lo hace más eficiente económicamente a largo plazo. Además, aunque el sistema con bombeo reversible requiere una inversión inicial más alta, su NPC total es ligeramente menor (34,74 M€ frente a 37,13 M€), lo que lo hace más rentable en términos de coste total durante toda su vida útil. Esta solución es adecuada para proyectos donde la sostenibilidad, la transición energética y la rentabilidad a largo plazo son la prioridad.

En cuanto al uso de terreno, el sistema con bombeo reversible requiere una mayor extensión debido a la infraestructura necesaria, como el depósito de agua, lo que podría generar un impacto ambiental más significativo en el ecosistema local. Por su parte, el sistema del Caso 1 utiliza menos superficie, reduciendo su huella ambiental directa, aunque su mayor dependencia del generador diésel implica un impacto ambiental más alto relacionado con las emisiones de carbono. Esto refuerza la idea de que la elección depende de las prioridades entre sostenibilidad ambiental y viabilidad económica.

En las Figuras 26 y 27 se puede ver cómo en los días de enero el bombeo se activa gracias a los períodos de alta generación eólica. El agua bombeada se almacena y se utiliza en momentos de déficit energético para estabilizar la red. En septiembre es la energía fotovoltaica la que se usa para poner en marcha las bombas de agua. Esto permite almacenar energía en el tanque superior durante las horas de alta producción solar. Así, en momentos de menor generación o alta demanda, esta energía almacenada puede liberarse para generar electricidad. Debido a que hay viento menos constante en el mes de septiembre, el uso de las bombas es más frecuente.

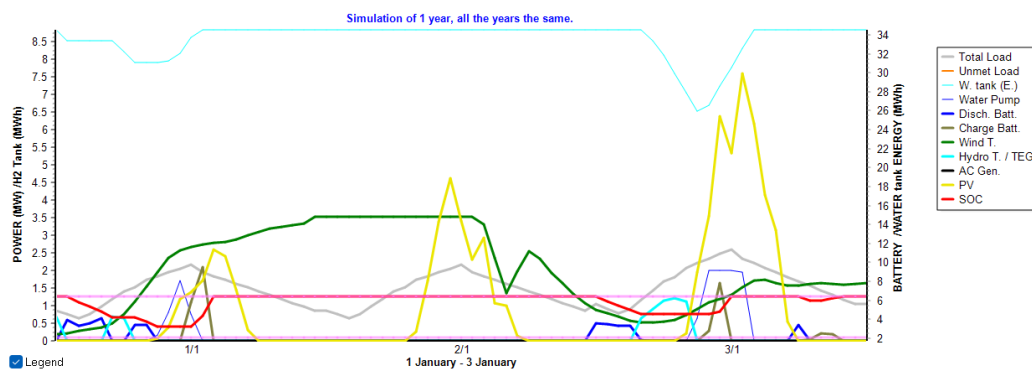


Figura 26: Sección 3.4. Simulación horaria obtenida para los días 1,2 y 3 de enero.

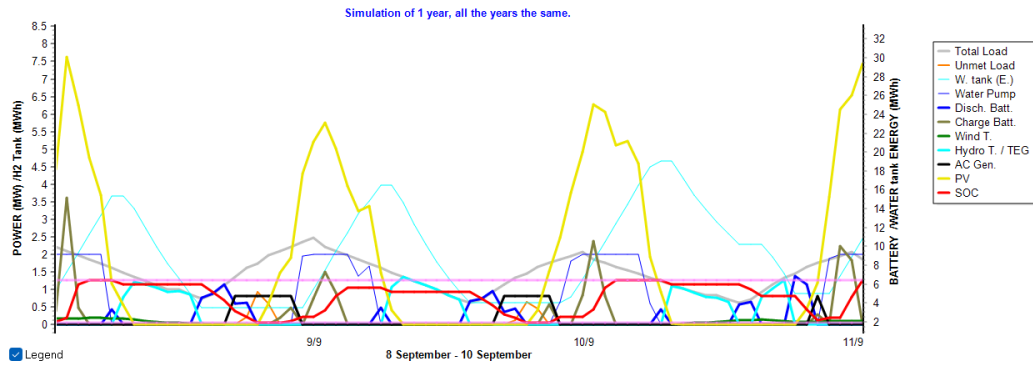


Figura 27: Sección 3.4. Simulación horaria obtenida para los días 8,9 y 10 de septiembre.

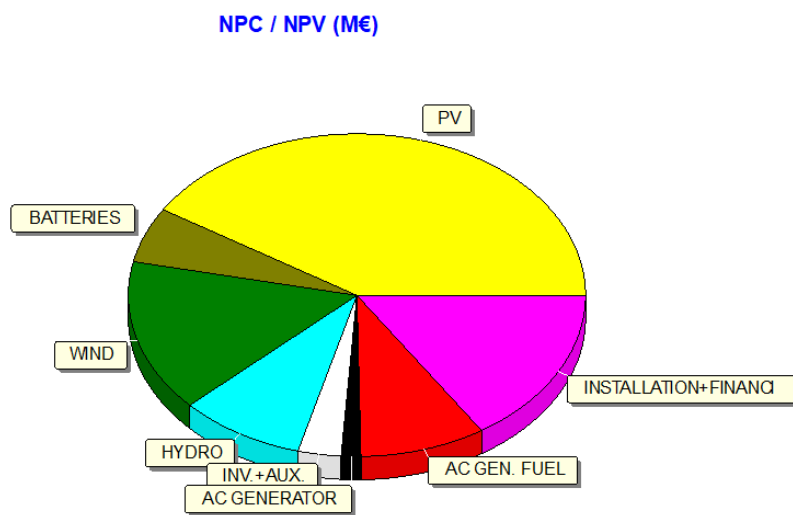


Figura 28: Sección 3.4. Coste Actual Neto de las fuentes de energía utilizadas en 25 años en el Caso 4.

## 4. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad es una herramienta importante en la toma de decisiones, ya que permite evaluar cómo afectan las variaciones en los parámetros de entrada a los resultados de un modelo. Este análisis ayuda a identificar las variables más influyentes en factores como el Coste Actual Neto (NPC), las emisiones de  $CO_2$  o el coste nivelado de la energía (LCOE). Esto es útil para optimizar el diseño y garantizar la viabilidad técnica, económica y ambiental del sistema.

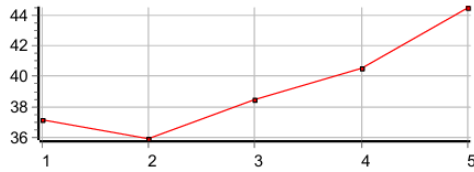
### 4.1. Inflación del diésel

El análisis de sensibilidad realizado sobre el Caso 1 evalúa cómo diferentes escenarios de inflación del combustible afectan parámetros clave en un sistema energético basado en fuentes renovables. Estos escenarios incluyen variaciones en la inflación del combustible del 2 %, 3,5 % (base), 5 %, 10 % y 15 %. Los resultados incluyen el Coste Actual Neto (NPC), emisiones de  $CO_2$ , carga no cubierta, inversión inicial, porcentaje de energía renovable utilizada y el costo nivelado de la energía (LCOE).

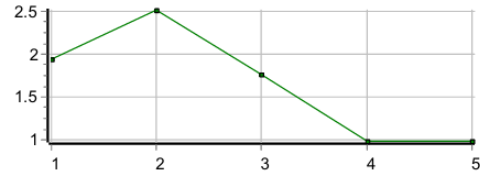
1. Coste Actual Neto (NPC): Aumenta significativamente con la inflación del combustible, pasando de 35,902 M€ (2 %) a 44,459 M€ (15 %). Esto indica que los costes operativos son sensibles a las fluctuaciones en los precios del combustible.
2. Emisiones de  $CO_2$ : Disminuyen con mayores tasas de inflación debido a un aumento en la participación de fuentes renovables en el mix energético. Por ejemplo, las emisiones bajan de 2,517 kt/año (2 %) a 0,98 kt/año (15 %).
3. Energía Renovable: La contribución de las renovables crece del 88,7 % al 97,2 %, lo que muestra una transición hacia fuentes más limpias con inflación creciente.
4. LCOE (€/kWh): Incrementa proporcionalmente con la inflación, desde 0,186 €/kWh (2 %) hasta 0,232 €/kWh (15 %), lo que refleja mayores costes de generación.
5. Carga no cubierta: Aunque el porcentaje es bajo (<1 %), tiende a aumentar ligeramente con mayor inflación, indicando limitaciones operativas en escenarios de alta demanda.
6. Inversión inicial: Se eleva de 22,103 M€ (2 %) a 30,916 M€ (15 %), lo que refleja una mayor necesidad de infraestructura avanzada para garantizar estabilidad en un contexto de inflación alta.

## RESULTS (vs. sensitivity analysis #):

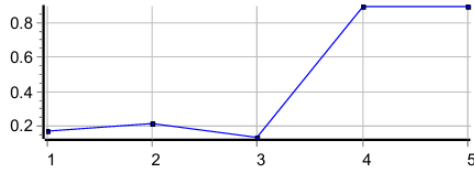
Total NPC (M€):



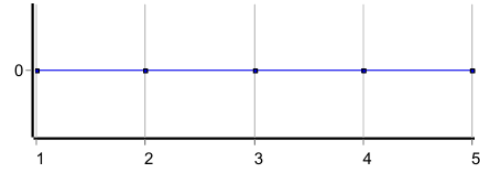
Emis.CO2 (kt/yr):



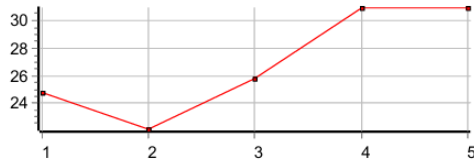
Unmet load (%):



Days autonomy (if INF -> shown '0'):



Investment (M€):



E Bought / E Sold / H2 Sold (NPC/NPV) (M€):

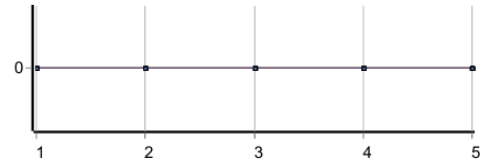


Figura 29: Sección 4.1. Gráficas de resultados del análisis de sensibilidad. Siendo el caso 1 (3,5% inflación), caso 2 (2% inflación), caso 3 (5% inflación), caso 4 (10% inflación), caso 5 (15% inflación) representados en el eje x.

Como se ha podido observar, la inflación del combustible afecta significativamente en los costes económicos del sistema, como el NPC y el LCOE, aumentando debido al incremento de los costes operativos. La inversión inicial muestra también una sensibilidad considerable. En términos ambientales, la inflación actúa como un impulsor positivo, favoreciendo la transición hacia energías limpias y reduciendo las emisiones de  $CO_2$ .

Por otro lado, factores como la carga no cubierta y los días de autonomía permanecen prácticamente inalterados, lo que refleja la robustez del sistema para garantizar la estabilidad operativa independientemente de las fluctuaciones económicas.

## 4.2. Velocidad del viento e irradiación solar

En este análisis de sensibilidad se evaluará cómo afecta la variación de la velocidad del viento y de la irradiación solar diaria al desempeño técnico, económico y ambiental del sistema.

Primeramente se ha tomado de nuevo el Caso 1 y se han considerado cuatro valores representativos del promedio de velocidad del viento (m/s) obtenidos multiplicando el valor base por diferentes factores de escala: 3,83 m/s ( $0,5 \cdot 7,67$ ), 6,13 m/s ( $0,8 \cdot 7,67$ ), 7,67 m/s (valor base) y 9,2 m/s ( $1,2 \cdot 7,67$ ). Esto se observa en la Figura 30 para un mes de duración. En la Isla Graciosa estos cambios radicales de irradiación o velocidad del viento no ocurren, por lo que estos resultados son una extrapolación a otras localizaciones.

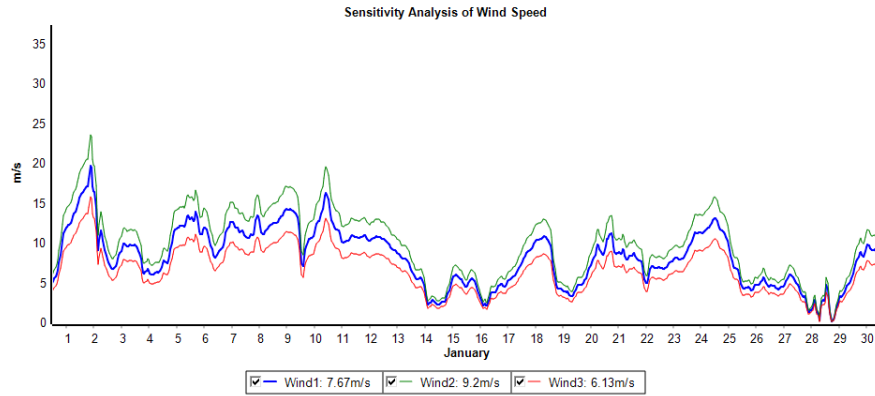


Figura 30: Sección 4.2. Valores de la velocidad del viento en el mes de enero.

Se ha hecho lo mismo en el caso de la irradiación solar promedio diaria, tomándose los valores:  $2,25 \text{ kWh/m}^2$  ( $0,5 \cdot 4,5$ ),  $3,6 \text{ kWh/m}^2$  ( $0,8 \cdot 4,5$ ),  $4,5 \text{ kWh/m}^2$  (valor base) y  $5,4 \text{ kWh/m}^2$  ( $1,2 \cdot 4,5$ ). En la Figura 31 vemos una representación gráfica de estas variaciones durante 5 días.

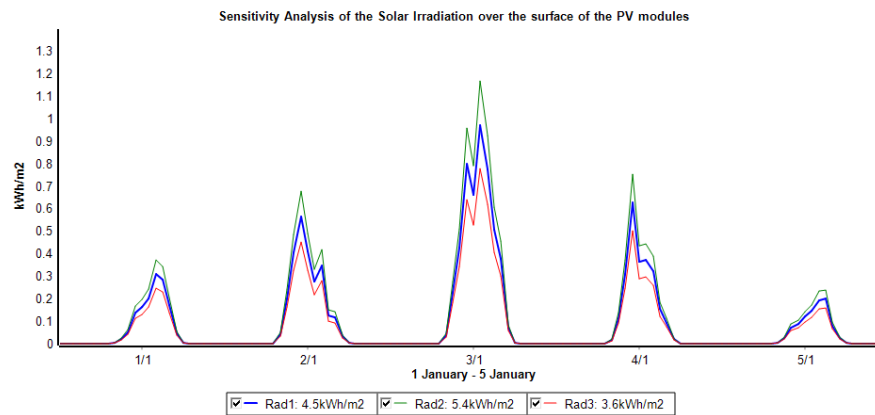
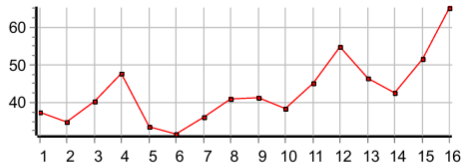


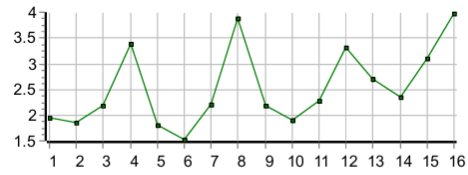
Figura 31: Sección 4.1. Valores de la irradiación solar para los cinco primeros días de enero.

**RESULTS (vs. sensitivity analysis #):**

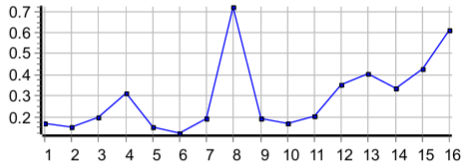
**Total NPC (M€):**



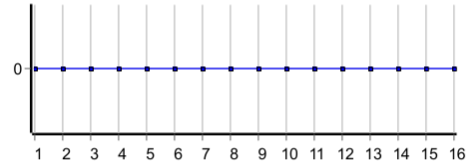
**Emis.CO2 (kt/yr):**



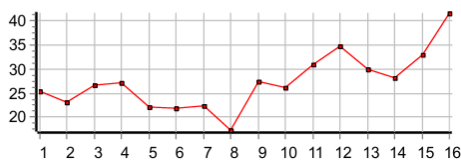
**Unmet load (%):**



**Days autonomy (if INF -> shown '0'):**



**Investment (M€):**



**E Bought / E Sold / H2 Sold (NPC/NPV) (M€):**

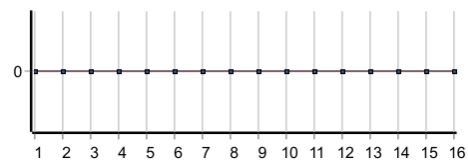


Figura 32: Sección 4.1. Gráficas de resultados para los 16 posibles casos.

**Cuadro 10: Escenarios Análisis de Sensibilidad**

Escenario	Velocidad del viento (m/s)	Irradiancia ( $kWh/m^2$ )
1	7,67	4,5
2	7,67	5,4
3	7,67	3,6
4	7,67	2,25
5	9,2	4,5
6	9,2	5,4
7	9,2	3,6
8	9,2	2,25
9	6,13	4,5
10	6,13	5,4
11	6,13	3,6
12	6,13	2,25
13	3,83	4,5
14	3,83	5,4
15	3,83	3,6
16	3,83	2,25

1. Coste Actual Neto (NPC): Los escenarios con mayor irradiación solar y velocidad del viento más alta tienen un menor NPC. Por ejemplo, el escenario 6, con viento a 9,2 m/s y irradiación de 5,4  $kWh/m^2$  alcanza el menor NPC de 31,637 M€, mientras que el escenario 16, con condiciones desfavorables (viento a 3,83 m/s y irradiación de 2,25  $kWh/m^2$ ), resulta en un NPC de 65,079 M€.

2. Coste Nivelado de Energía (LCOE): El LCOE oscila entre 0,164 €/kWh (condiciones óptimas en escenario 6) y 0,338 €/kWh (escenario 16), lo que muestra la sensibilidad del sistema a la disponibilidad de recursos renovables.
3. Emisiones de  $CO_2$ : Los escenarios con mejores recursos presentan menores emisiones. Por ejemplo, con viento a 9,2 m/s y alta irradiación (escenario 6), las emisiones son de 1,522 kt/año, mientras que en escenarios desfavorables pueden superar las 3,9 kt/año (escenario 16).
4. Carga insatisfecha y autonomía: En escenarios óptimos, la carga insatisfecha es inferior al 0,2% (p.e. escenario 10), garantizando una alta fiabilidad del sistema. Sin embargo, bajo condiciones adversas, la carga insatisfecha aumenta hasta el 0,72%, comprometiendo el suministro energético (escenario 8).
5. Viabilidad financiera: El periodo de recuperación (payback) es más corto en condiciones óptimas (escenario 6), reduciéndose hasta 11,2 años. En condiciones menos favorables, este periodo puede superar los 100 años (p.e. escenario 16), lo que cuestiona la viabilidad económica.
6. Generación renovable: Los escenarios con viento fuerte y alta irradiación como el 6, logran generar hasta un 94% de la energía de fuentes renovables, mientras que en escenarios adversos como el 16, este porcentaje cae por debajo del 83%.

El análisis de sensibilidad muestra que la velocidad del viento y la irradiación solar son factores clave en la operación de los sistemas híbridos solar-eólicos, aunque su influencia varía según el indicador evaluado. La velocidad del viento afecta significativamente los costes económicos (NPC y LCOE), mientras que la irradiación solar impacta más en las emisiones de  $CO_2$  y el porcentaje de energía renovable suministrada.

Ambos factores son menos relevantes para indicadores como la carga insatisfecha o los días de autonomía, que se mantienen en niveles aceptables en la mayoría de los escenarios. Sin embargo, en condiciones desfavorables (baja velocidad del viento y baja irradiación), el sistema muestra un desempeño económico y ambiental limitado.

## 5. Conclusiones

Para finalizar, se extraerán las conclusiones del proyecto basándonos en los resultados obtenidos en las pruebas realizadas.

El sistema híbrido existente ha reducido significativamente la dependencia de combustibles fósiles, logrando cubrir hasta el 65 % de la demanda eléctrica con renovables. Sin embargo, se observa que hay margen de mejora debido al problema del curtailment (limitación de generación renovable) y la necesidad de integrar aún más almacenamiento energético.

El enfoque mono-objetivo del Caso 1 logra reducir costes significativamente al aumentar la penetración renovable al 92 %. Esto evidencia que modificando los componentes, como la adición de baterías y paneles solares, se puede mejorar la sostenibilidad y reducir la dependencia de generadores diésel. Esta configuración es ideal para escenarios donde la prioridad sea el equilibrio entre economía y sostenibilidad.

En el Caso 2, la optimización multi-objetivo demuestra que existe un compromiso entre minimizar costes y emisiones. Las soluciones intermedias, como la solución 11, son preferibles al ofrecer una relación equilibrada entre sostenibilidad y viabilidad económica. Se resalta así la importancia de priorizar objetivos según las necesidades del sistema y los recursos disponibles.

En el Caso 3 se observa que aunque los sistemas completamente renovables son técnicamente factibles, sus costes iniciales y requerimientos de terreno son elevados. Los resultados muestran que eliminar los generadores diésel reduce drásticamente las emisiones, pero puede incrementar mucho los costes (hasta un 50 % más en NPC comparado con sistemas híbridos optimizados). Este caso deja ver que la transición a renovables totales debe ser cuidadosamente planificada para evitar impactos económicos desproporcionados.

El análisis que se ha llevado a cabo en el Caso 4 indica que la inclusión de almacenamiento mediante bombeo reversible permite una mayor flexibilidad y sostenibilidad en la operación del sistema. Además, aunque conlleva una inversión inicial elevada, es rentable a largo plazo, ya que reduce los costes asociados al diésel y disminuye el LCOE.

Las simulaciones de sensibilidad revelan que las fluctuaciones en la velocidad del viento e irradiación solar impactan significativamente en el sistema. Este apartado muestra que, dependiendo de la localización (y por lo tanto del recurso eólico y fotovoltaico), el sistema óptimo tiene una configuración y unos costes distintos. Además, se observa que el incremento del precio del diésel afecta positivamente, ya que favorece la transición hacia energías limpias, reduciendo las emisiones de  $CO_2$ .

El proyecto demuestra que los sistemas híbridos son una solución viable y sostenible para lugares aislados. Sin embargo, su éxito depende de una planificación cuidadosa que combine almacenamiento, gestión energética eficiente y priorización de renovables. Aunque los costes iniciales son elevados, los beneficios ambientales, económicos y sociales a largo plazo justifican la inversión. Sin embargo, aún es necesario avanzar en la investigación para reducir costes, mejorar la integración tecnológica y maximizar el potencial de las energías renovables.

## Referencias

- [1] Ahmed Hamed Ahmed Adam, Jiawei Chen, Salah Kamel, Murodbek Safaraliev, and Pavel Matrenin. Power management and control of hybrid renewable energy systems with integrated diesel generators for remote areas. *International Journal of Hydrogen Energy*, 89:320–341, 2024.
- [2] S. Fukaume, Y. Nagasaki, and M. Tsuda. Stable power supply of an independent power source for a remote island using a hybrid energy storage system composed of electric and hydrogen energy storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(29):13887–13899, 2022.
- [3] Narges Ghorbani, Alibakhsh Kasaeian, Ashkan Toopshekan, Leyli Bahrami, and Amin Maghami. Optimizing a hybrid wind-pv-battery system using ga-pso and mopso for reducing cost and increasing reliability. *Energy*, 154:581–591, 2018.
- [4] Pedro J. dos Santos Neto, Tárício A.S. Barros, Joao P.C. Silveira, Ernesto Ruppert Filho, Juan C. Vasquez, and Josep M. Guerrero. Power management techniques for grid-connected dc microgrids: A comparative evaluation. *Applied Energy*, 269:115057, 2020.
- [5] Chenxia Wang, Ji Han, Dong Jiang, Wenkui Zhang, Weichen Yang, Huihui Song, Yuting Deng, and Yanbin Qu. Research on autonomous operation and mutual aid strategy of ac/dc hybrid microgrid cluster. *Electric Power Systems Research*, 231:110302, 2024.
- [6] Teresa Nogueira; José Jesus; José Magano. Graciosa island’s hybrid energy system expansion scenarios: A technical and economic analysis. *J Sustain Res.* 2024;6(2):e2400010, 2024.
- [7] Eletricidade dos Açores. Caracterização das redes de transporte e distribuição de energia elétrica em alta e média tensão da região autónoma dos açores. [https://www.erse.pt/media/3frhtuvr/pdirtd\\_raa\\_2021-2022-2024.pdf](https://www.erse.pt/media/3frhtuvr/pdirtd_raa_2021-2022-2024.pdf). Accessed: 2024-12-03.
- [8] Duarte Conde Silva; Nuno Taveira. The hybrid power plant in graciosa island - a pioneer project in the azores islands. *6th Hybrid Power Systems Workshop*, 2022.
- [9] Renewables Ninja. <https://www.renewables.ninja/>. Accessed: 2024-12-02.
- [10] Henriques Fernando. The energy challenges in azores. *6th Hybrid Power Systems Workshop*, 2022.
- [11] Governo dos Açores. Açores no rumo na sustentabilidade. <https://sustainable.azores.gov.pt/en/2022/05/18/government-of-the-azores-100-finances-the-purchase-of-photovoltaic-solar-systems/>.
- [12] Florent Montignac, Diego Larrahondo Chavez, Maria-Candelaria Arpajou, and Alain Ruby. Assessment of hydrogen supply chains based on dynamic bi-objective optimization of costs and greenhouse gases emissions: Case study in the context of balearic islands. *Energy*, 308:132590, 2024.
- [13] Fausto A. Canales, Jakub K. Jurasz, Mohammed Guezgouz, and Alexandre Beluco. Cost-reliability analysis of hybrid pumped-battery storage for solar and wind energy integration in an island community. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 44:101062, 2021.
- [14] Canadian Solar. [https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2020/05/Canadian-Solar-Datasheet-KuPower\\_CS3K-P\\_EN.pdf](https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2020/05/Canadian-Solar-Datasheet-KuPower_CS3K-P_EN.pdf). Accessed: 2024-11-19.
- [15] U. Nations. Life cycle assessment of electricity generation options. united nations economic commission for europe, geneva, 2021. [https://unece.org/sites/default/files/2021-11/LCA\\_final.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-11/LCA_final.pdf). Accessed: 2024-12-10.

- [16] Canadian Solar. [https://www.canadiansolar.com/test-na/wp-content/uploads/sites/3/2020/04/CanadianSolar\\_Three-Phase\\_GS\\_50-66K\\_V3.0\\_J5\\_NA-1.pdf](https://www.canadiansolar.com/test-na/wp-content/uploads/sites/3/2020/04/CanadianSolar_Three-Phase_GS_50-66K_V3.0_J5_NA-1.pdf). Accessed: 2024-11-20.
- [17] Wind Turbine Global Marketplace. <https://es.wind-turbine.com/instalaciones-eolicas/54176/enercon-e44-600.html>. Accessed: 2024-11-18.
- [18] Lucas Álvarez Piñeiro, Yago Rivera, César Berna-Escriche, and David Blanco. Formulation of best estimate plus uncertainty methodologies for economy decarbonization in high-energy-demand isolated systems: Canary islands forecasts for 2040. *Energy Conversion and Management*, 314:118691, 2024.
- [19] NREL. Life cycle greenhouse gas emissions from electricity generation: Update, natl. renew. energy lab. (2021) 3. <https://data.nrel.gov/submissions/171>. Accessed: 2024-12-10.
- [20] The Wind Power. Wind Energy Market Intelligence. [https://www.thewindpower.net/turbines\\_2\\_enercon\\_e44-900.php](https://www.thewindpower.net/turbines_2_enercon_e44-900.php). Accessed: 2024-11-18.
- [21] C.F. Matt; L.S.R. Vieira; G.F.W. Soares; L.P.T. De Faria. Optimization of the operation of isolated industrial diesel stations, in: 6th world Congr. struct. and multidisciplinary optim., 2005. <https://citeseerx.ist.psu.edu/document?repid=rep1&type=pdf&doi=c3f1adfb1e5cf2582ef548d53d9324787853c>. Accessed: 2024-12-10.
- [22] Global Petrol Prices. [https://www.globalpetrolprices.com/Portugal/diesel\\_prices/](https://www.globalpetrolprices.com/Portugal/diesel_prices/). Accessed: 2024-11-24.
- [23] Brian Fleck and Marc Huot. Comparative life-cycle assessment of a small wind turbine for residential off-grid use. *Renewable Energy*, 34(12):2688–2696, 2009.
- [24] M. Sterner and I. Stadler. *Handbook of Energy Storage: Demand, Technologies, Integration*. Springer, 2019.
- [25] Liqiang Wang, Zichao Wang, Qun Ju, Wei Wang, and Zhanguo Wang. Characteristic analysis of lithium titanate battery. *Energy Procedia*, 105:4444–4449, 2017. 8th International Conference on Applied Energy, ICAE2016, 8-11 October 2016, Beijing, China.
- [26] Tjark Thien, Hendrik Axelsen, Michael Merten, and Dirk Uwe Sauer. Energy management of stationary hybrid battery energy storage systems using the example of a real-world 5 mw hybrid battery storage project in germany. *Journal of Energy Storage*, 51:104257, 2022.
- [27] J. Quan; S. Zhao; D. Song; T. Wang; W. He; G. Li. Comparative life cycle assessment of lfp and ncm batteries including the secondary use and different recycling technologies, sci. total environ. 819 (2022) 153105. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.153105>. Accessed: 2024-12-10.
- [28] SMA Solar Technology AG. *SUNNY CENTRAL STORAGE 1900 / 2200 / 2475 / 2900 - Battery inverter for large-scale storage systems*, 08 2023.
- [29] Andreas Falk; Oliver Schoemann; Paul Robert Stankat; Thorsten Buelo; Christian Hardt; Wiebke Krueger; Hamed Sadri; Richard Hesse. Experiences with large grid forming inverters on various island and microgrid projects. *4th International Hybrid Power Systems Workshop*, 2019.
- [30] Benjamin Kroposki; Andy Hoke. Getting the grid to net zero. *IEEE Spectrum*, 04 2024.

- [31] Peter Stenzel, Andrea Schreiber, Josefine Marx, Christina Wulf, Michael Schreieder, and Lars Stephan. Renewable energies for graciosa island, azores – life cycle assessment of electricity generation. *Energy Procedia*, 135:62–74, 2017. 11th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2017, 14-16 March 2017, Düsseldorf, Germany.
- [32] Rodolfo Dufo-López and Juan M. Lujano-Rojas. Simulation and optimisation of utility-scale pv-wind systems with pumped hydro storage. *Improvements in the Production, Monitoring, Management and Impact on the Grid of Photovoltaic Installations*, 2024. Appl. Sci. 2024, 14, 7033.
- [33] NREL. <https://data.nrel.gov/submissions/171>. Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update, Natl. Renew. Energy Lab. (2021) 3. Accessed: 2024-12-24.

## A. Anexo

### A.1. Predimensionado: Curvas de potencia vs. velocidad del viento

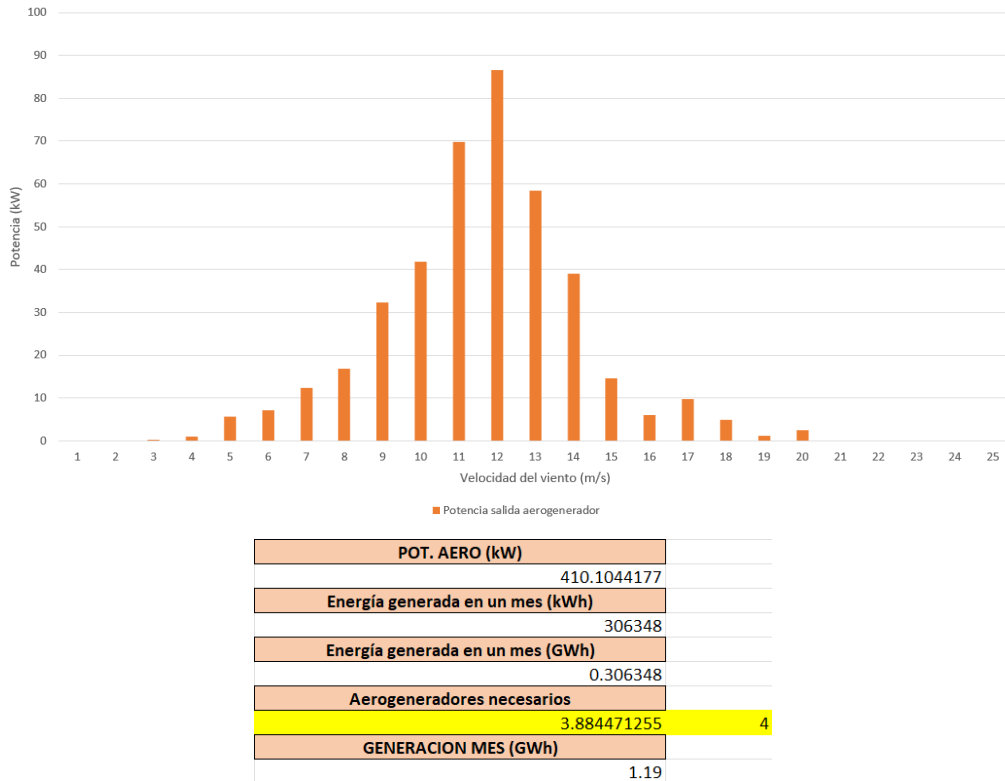


Figura 33: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en enero en función de la velocidad del viento (m/s) (parte superior) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de enero en Excel (parte inferior).

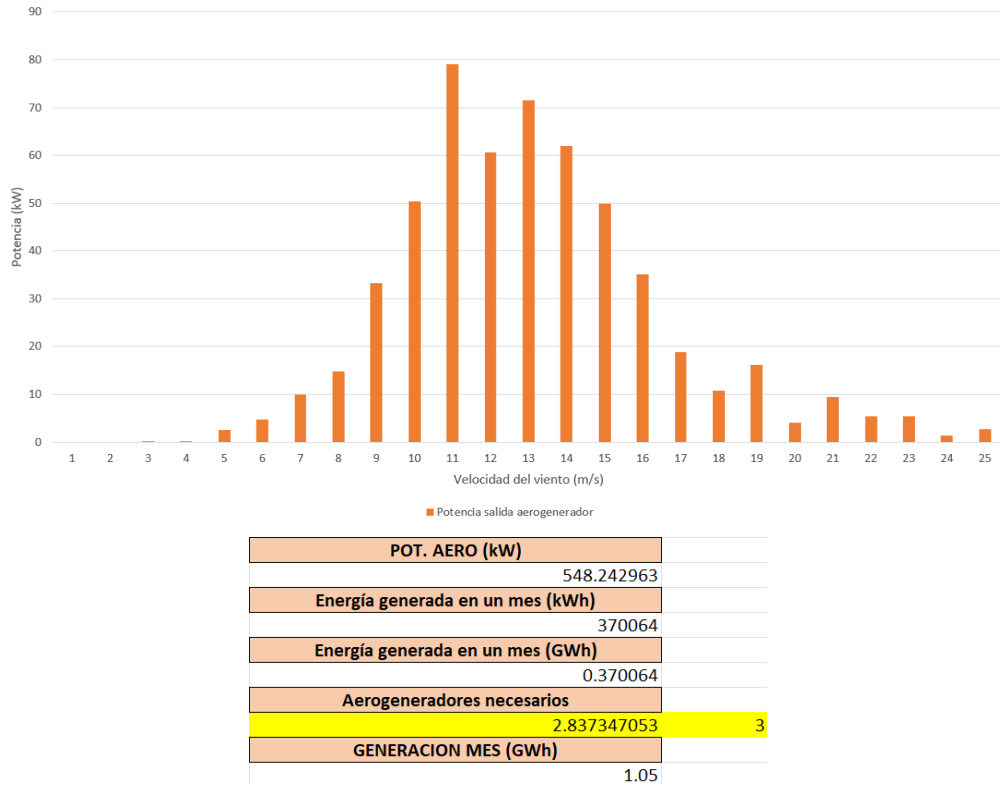


Figura 34: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en febrero (mejor mes) en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de febrero en Excel (parte inferior).

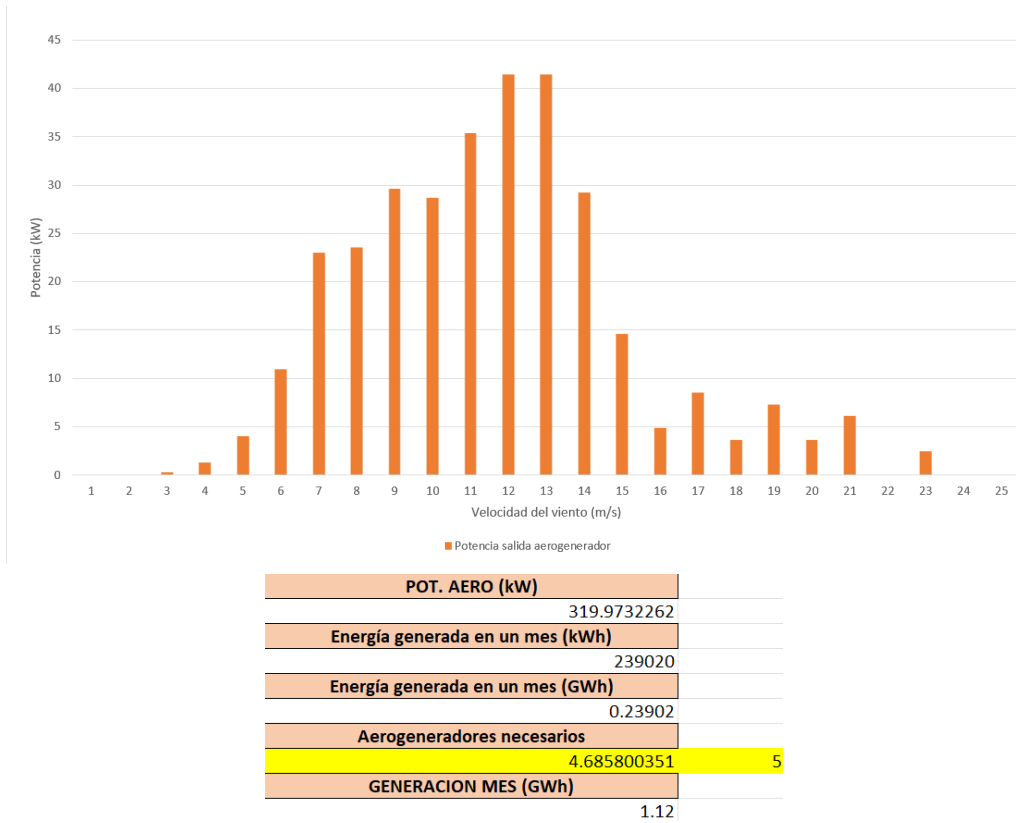


Figura 35: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en marzo en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de marzo en Excel (parte inferior).

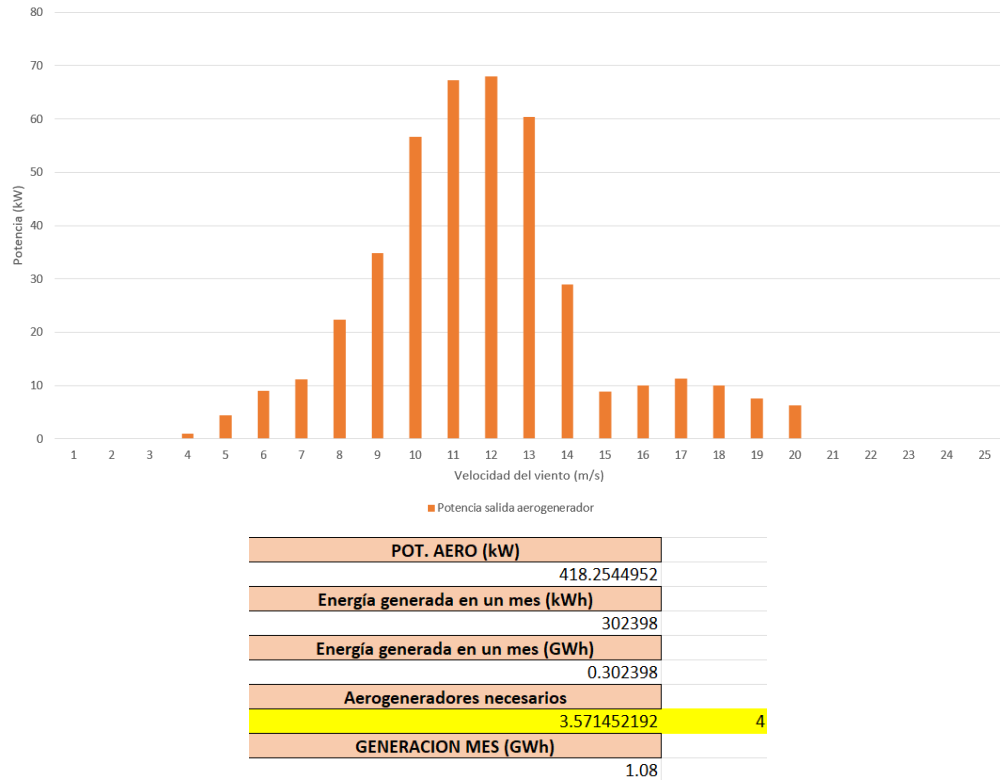


Figura 36: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en abril en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de abril en Excel (parte inferior).

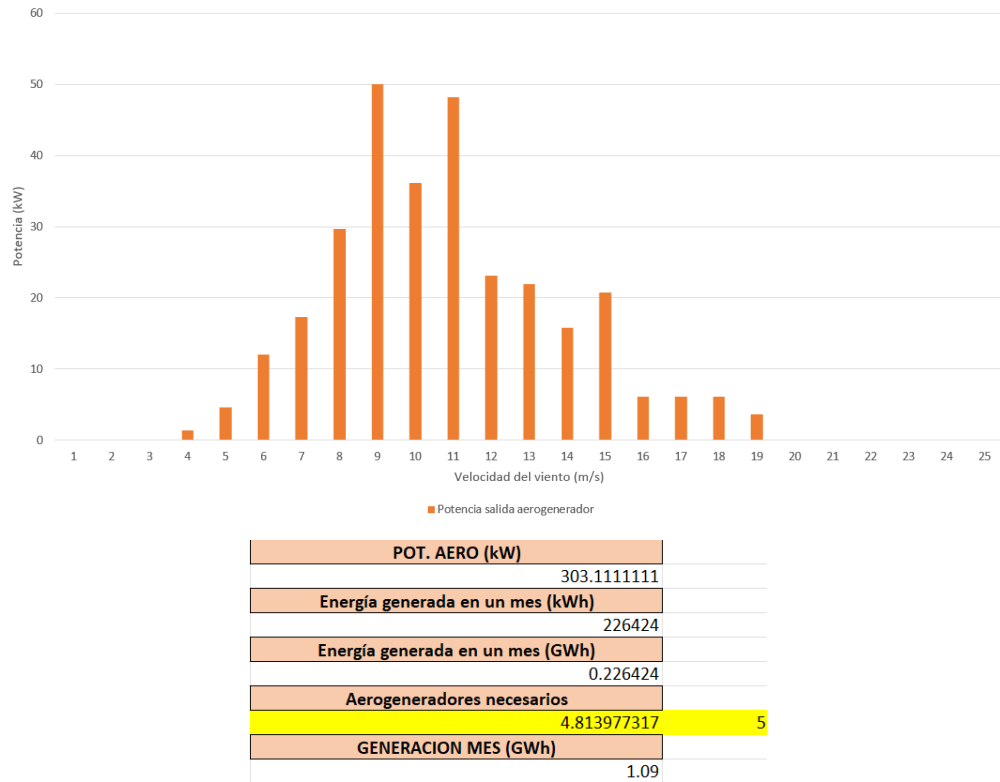


Figura 37: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en mayo en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de mayo en Excel (parte inferior).

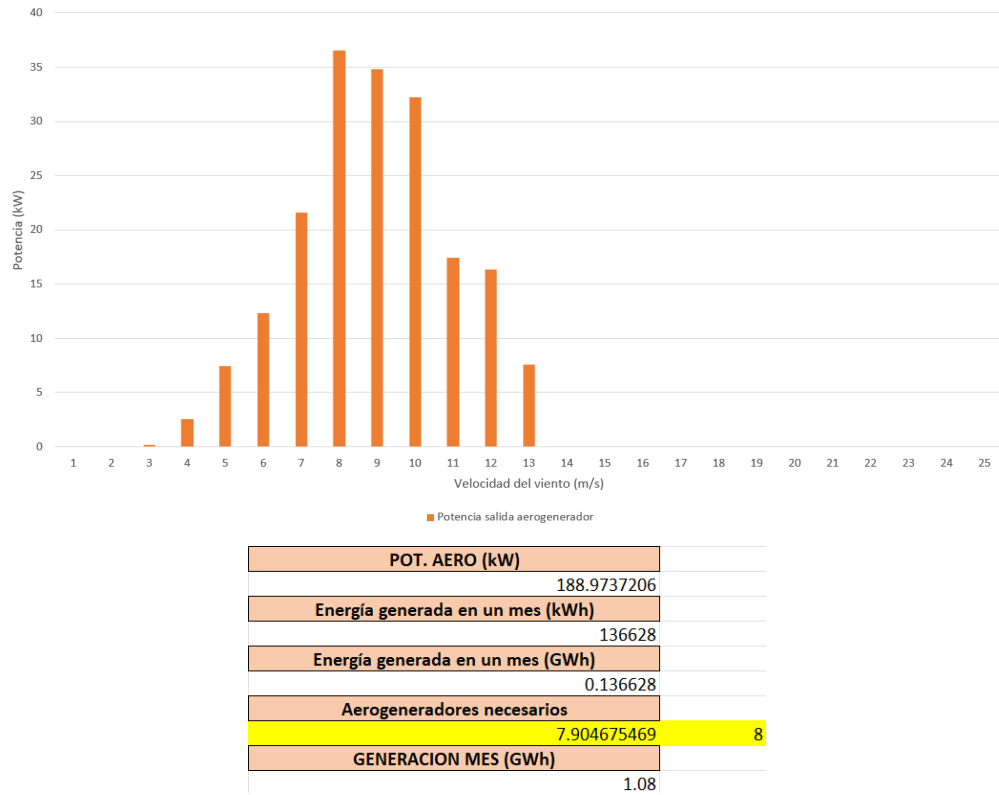


Figura 38: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en junio en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de junio en Excel (parte inferior).

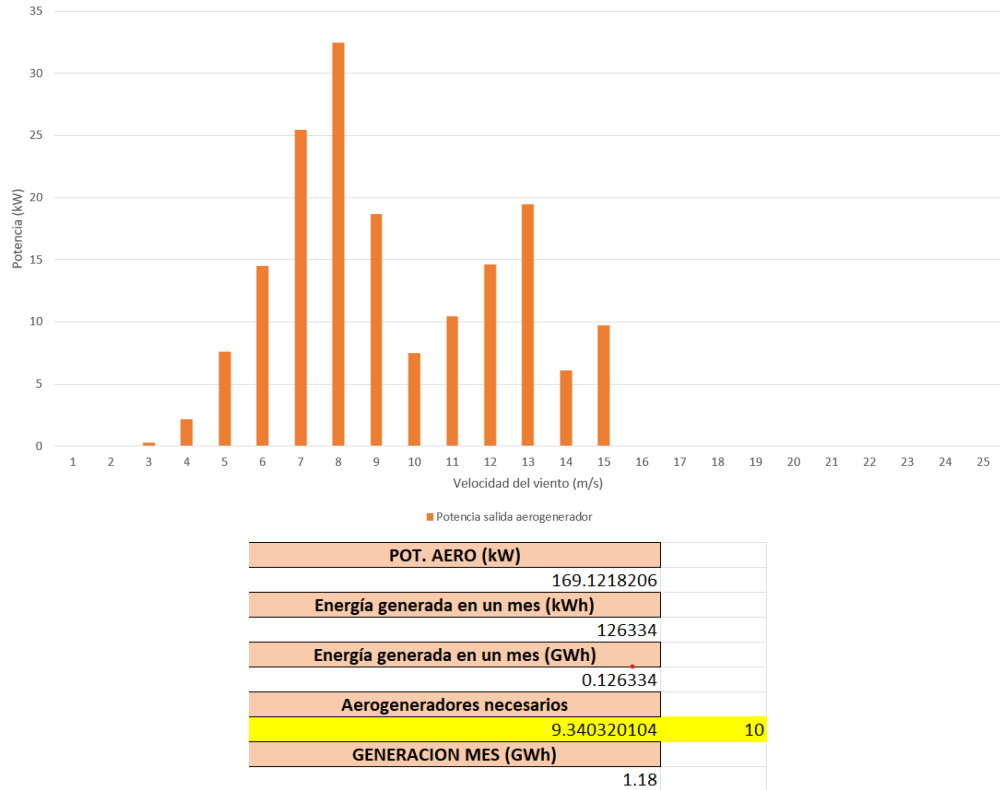


Figura 39: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en julio (peor mes) en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de julio en Excel (parte inferior).

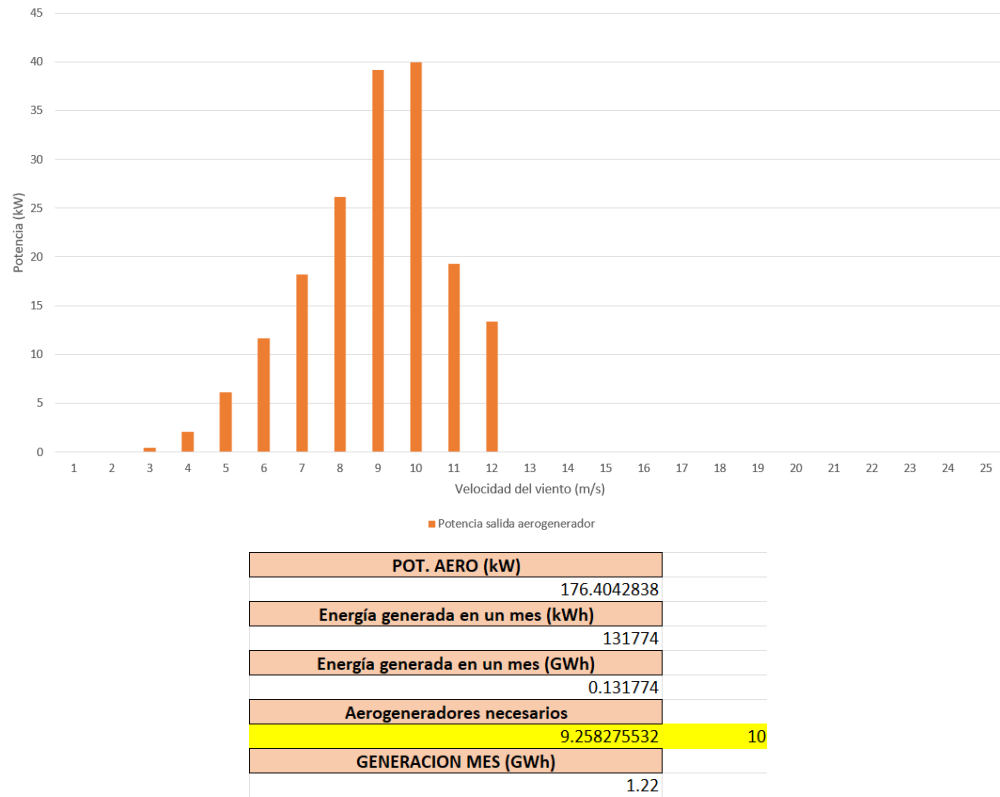


Figura 40: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en agosto en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de agosto en Excel (parte inferior).

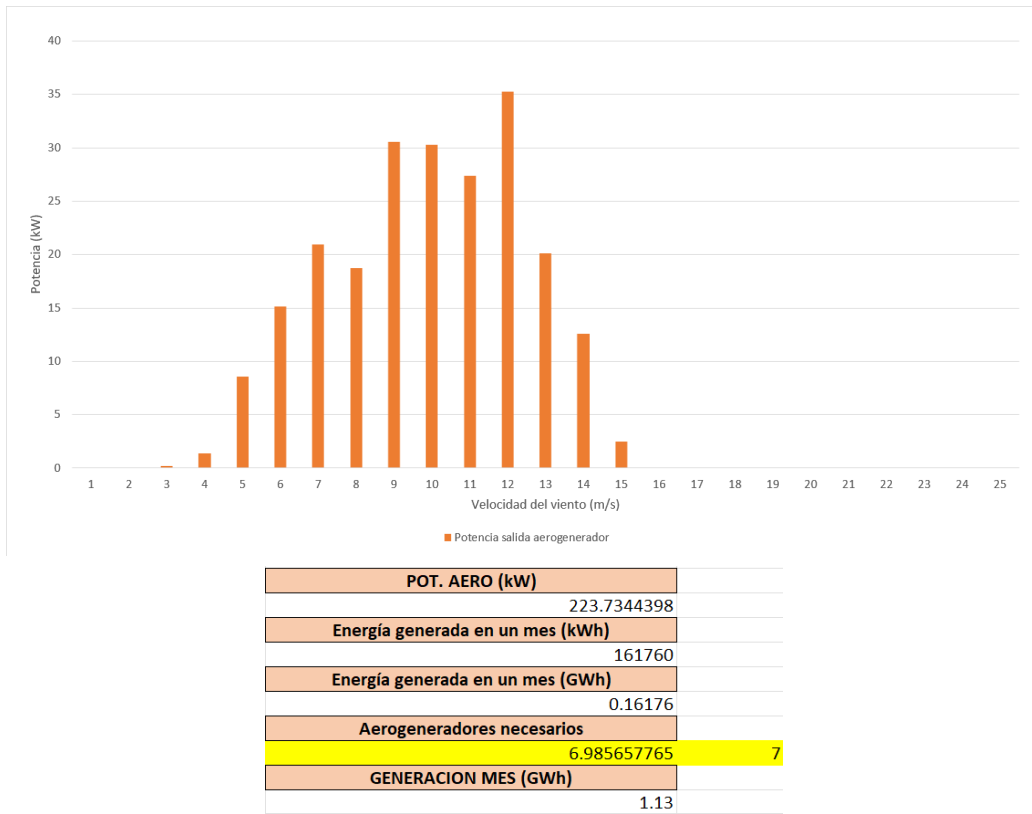


Figura 41: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en septiembre en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de septiembre en Excel (parte inferior).

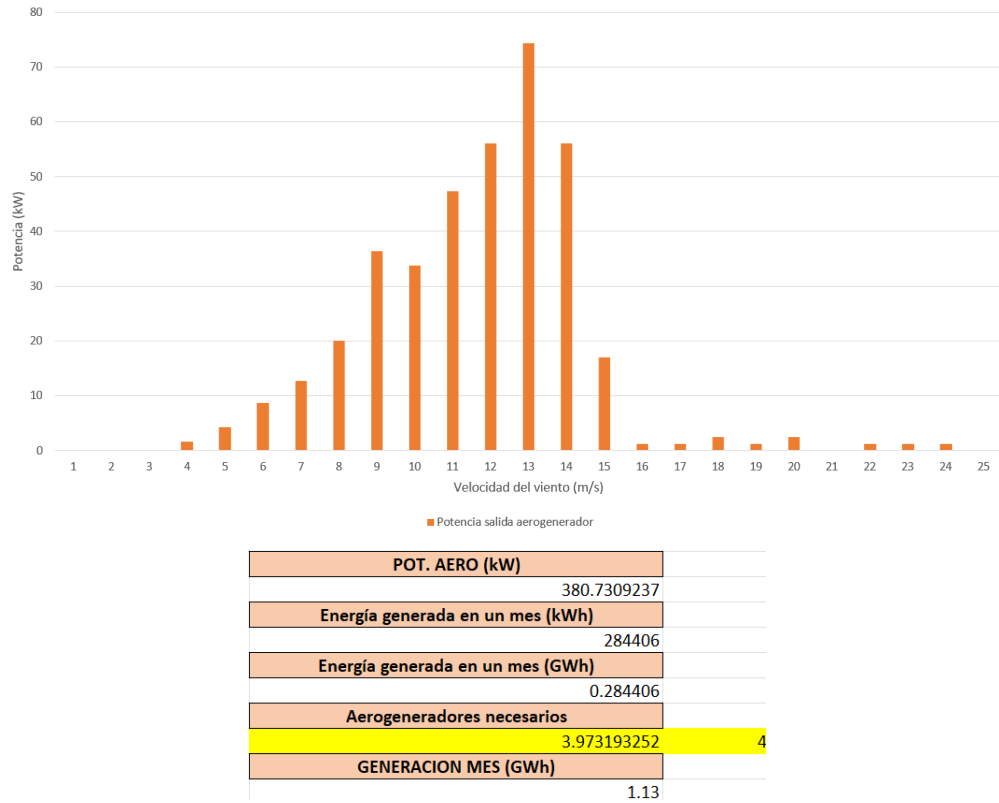


Figura 42: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en octubre en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de octubre en Excel (parte inferior).

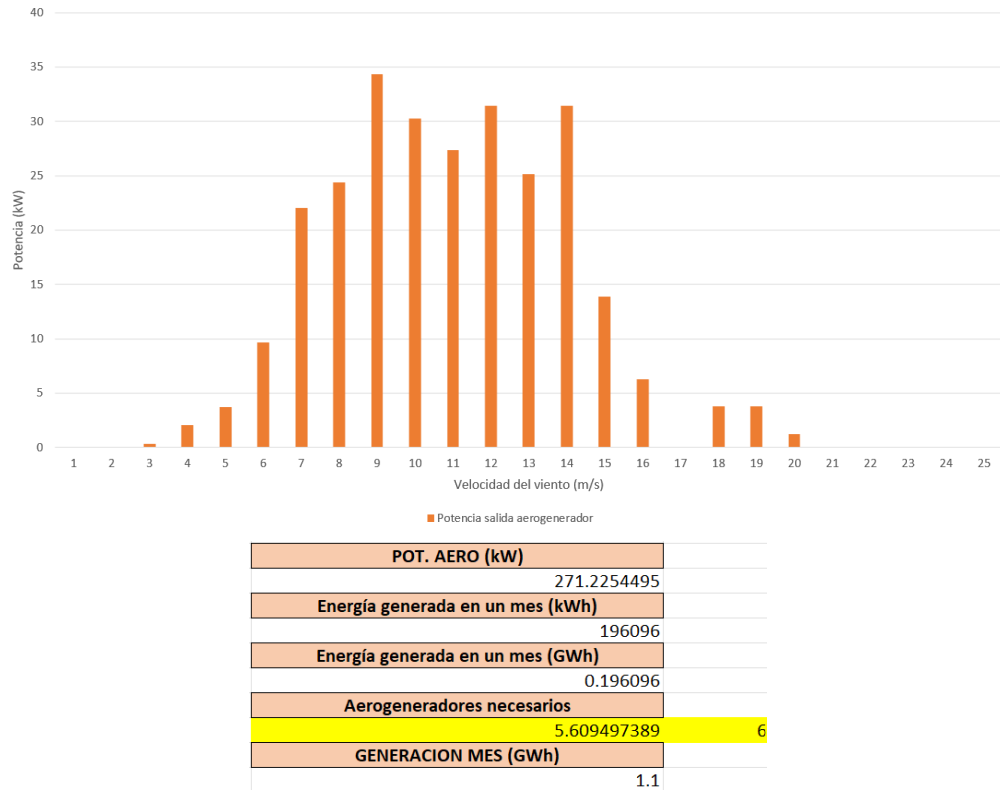


Figura 43: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en noviembre en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de noviembre en Excel (parte inferior).

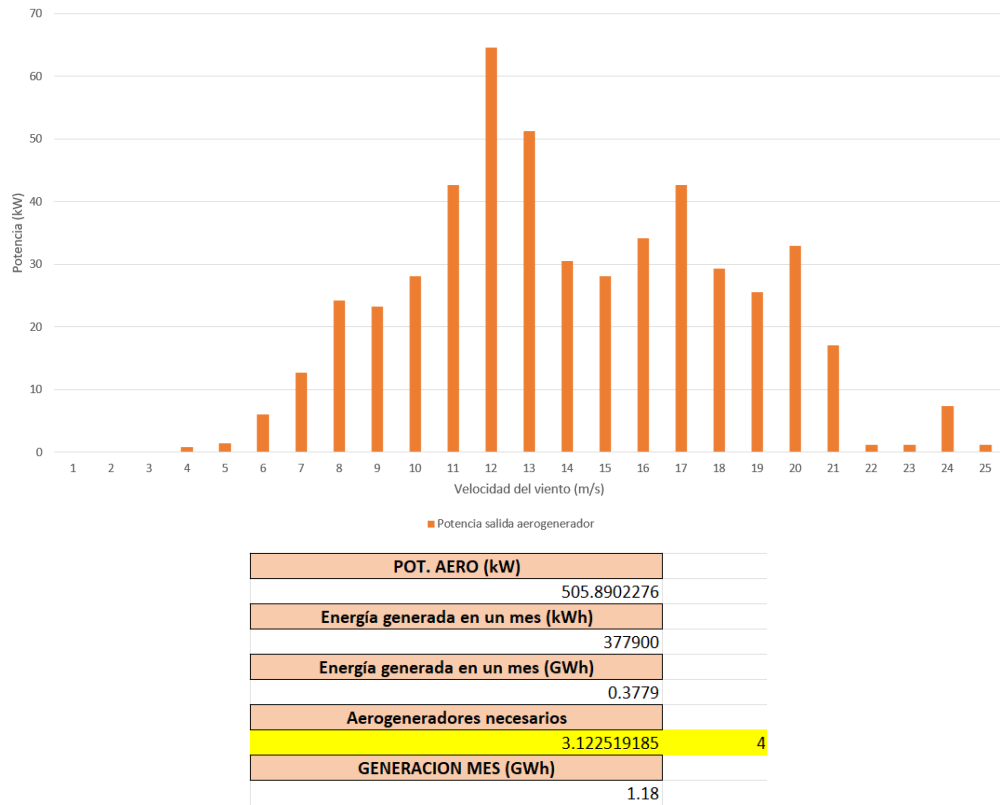


Figura 44: Sección 2.2.1. Potencia de salida (kW) del aerogenerador en diciembre en función de la velocidad del viento (m/s) y cálculo del número de aerogeneradores necesarios para satisfacer la demanda de diciembre en Excel (parte inferior).

## A.2. Registro fotográfico MHOGA: Caso actual

**MAIN OPTIONS:**

Simulation and optimization:

Simulation of the 1st year and extrapolate results

Multiperiod: simulate all the years of the system lifetime (years)

Economic optimization:

Minimize Net Present Cost (NPC), usually for off-grid systems and high load on-grid →

Maximize Net Present Value (NPV), usually for low load or no-load on-grid systems →

Define Wind Farm with 16 power curves, one for each wind direction sector

DC renewable include own charger and controller

When saving the project, update all the results of the table to the present conditions

In the simulation window, show the probability density function (PDF) of the main results

When clicking a component in a table, update the component with the values of the database

Number of decimal places in results of costs

Number of decimal places in results of energy

Min. NPC  
 Min. LCOH  
 Min. Payback period

Max. NPV  
 Min. LCOE  
 Min. LCOH  
 Max. Cap.F. min. LCOE  
 Max. IRR  
 Min. Payback period

Figura 45: Sección 2.3.1. Opciones principales del proyecto en MHOGA.

GENERAL DATA OPTIMIZATION CONTROL STRATEGIES FINANCIAL DATA Maintenance shutdown RESULTS CHART

**COMPONENTS**

PV Gen.

Wind Turbines

Hydro T.

Battery bank

Backup Gen.

Inverter/char.

H2 (F.C. - Elyzer.)

MIN. AND MAX. No COMPONENTS IN PARALLEL:

Bateries in parallel: Min.  Max.

PV gen. in parallel: Min.  Max.

Wind T. in parallel: Min.  Max.

AC Gen. in parallel: Min.  Max.

CONRAINTS:

Maximum Unmet Load allowed:  % annual

Unmet load refers to:

E. not supplied by the stand-alone system

E. not supplied by the system nor by the AC grid

OPTIMIZATION PARAMETERS SELECTED BY:

HOGA  USER

Maximum execution time:

h.  min.

Minimum time for the Genetic Algorithms

Simulation:

Step (min.):

Simulation starts: hour  day  month

Figura 46: Sección 2.3.1. Pestaña de datos generales en el software MHOGA para el sistema energético actual.

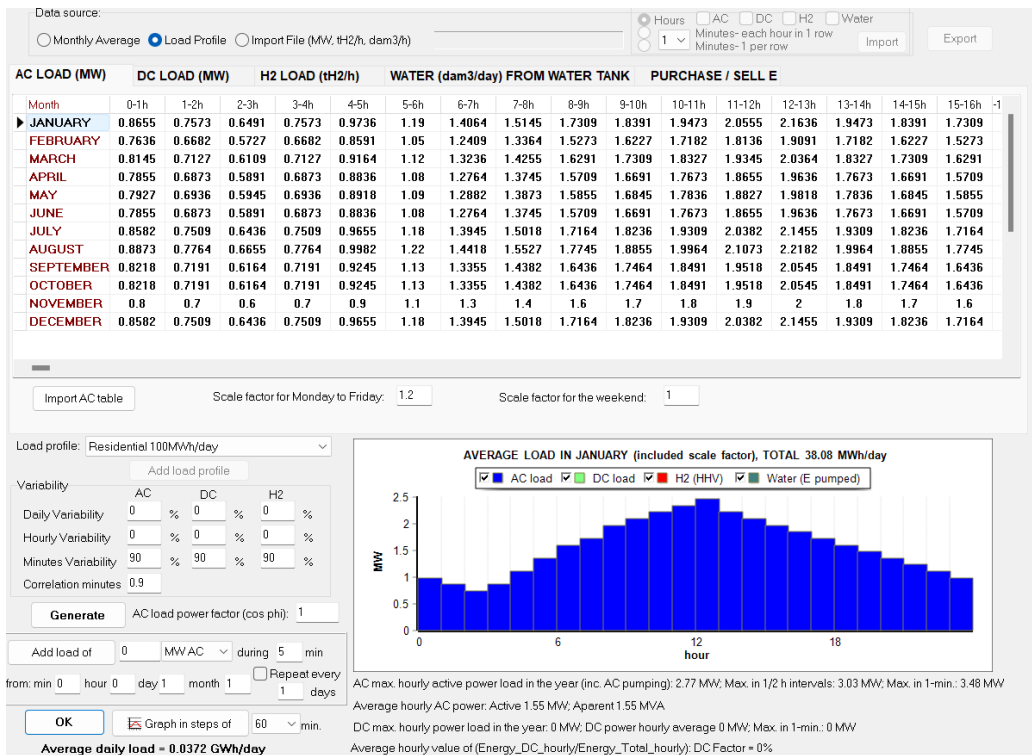


Figura 47: Sección 2.3.2. Pestaña de carga y opciones de venta. Compra de energía a la red AC.

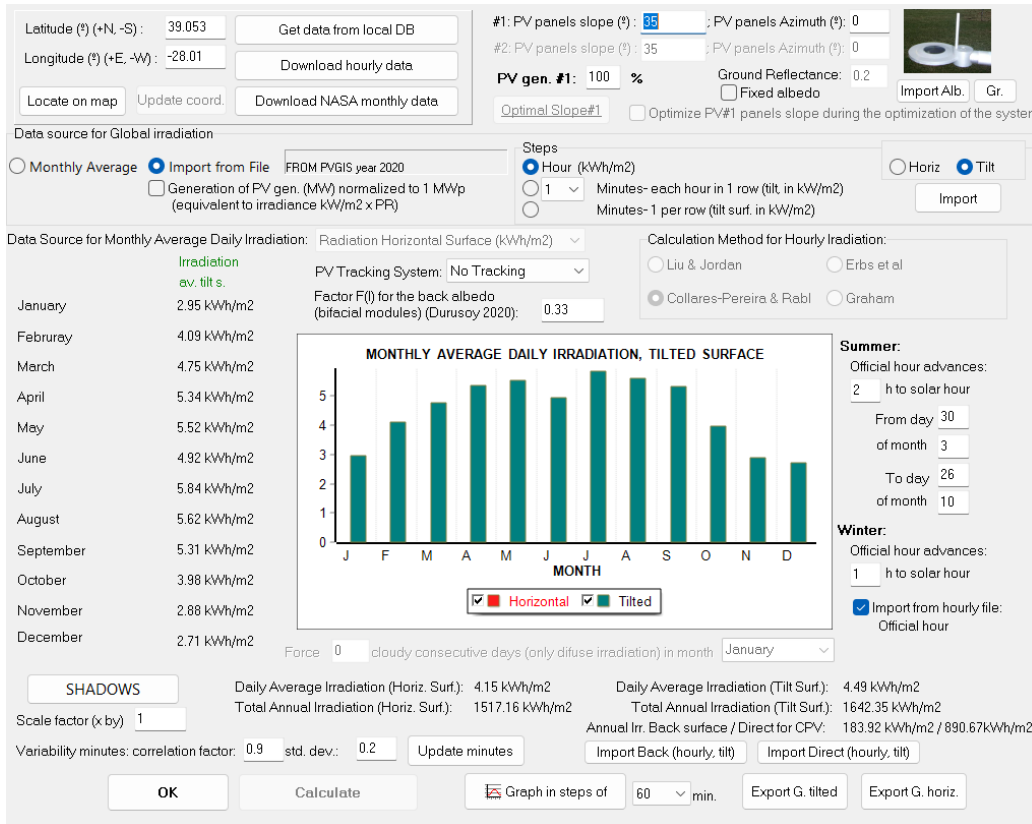


Figura 48: Sección 2.3.2. Pestaña de recurso solar del software MHOGA.

Add PV Gen.

Add PV Gen. family

**PHOTOVOLTAIC GENERATOR DATA:**

Power(MWp_dc)	Cost(M€)	C.O&M(%/yr)	Life(years)	NOCT(°C)	Power T. coef.(%/°C)	BIFACIALITY(0-1)	CPV	Emissions(kgCO2/kWp)
0.1	0.139	1	25	42	-0.37		0 NO	1100

Efficiency due to degradation of the modules, losses in wires, dirt in panels, losses in wires, transformer, etc.

Standard conditions

Fixed Operation and Maintenance Cost:  €/yr

Consider effect of Temperature

Data of ambient temperature (°C)

Monthly average  Erbs model

From file (8760 hourly values)

PV generator is connected to AC bus (it has its own inverter) →

Annual Inflation Rate for PV Generator Cost:  %

Max. Variation of PV gen. Cost (e.g., for an expected 70% reduction on current PV gen. cost, introduce "-70%"):  %

Limit is reached in 59.6 years

Figura 49: Sección 2.3.2. Pestaña de generadores fotovoltaicos del software MHOGA .

Latitude (°) (+N, -S):

Longitude (°) (+E, -W):

Locate on map

Anemometer Height:  m

Data source

Monthly Average  Import data file (in m/s)

Generation of wind turb. (MW) normalized to 1 MW rated p.

Steps:  Hours  1 Minutes- each hour in 1 row  Minutes-1 per row

Surface Roughness

Class:  Length:  m

Agricultural open area without fences neither hedges and with very dispersed buildings. Only smoothly rounded hills

Av. sp. (m/s)

Jan:	8.34
Feb:	10.44
Mar:	7.63
Apr:	8.64
May:	7.55
Jun:	6.19
Jul:	5.76
Aug:	5.82
Sep:	6.39
Oct:	8.31
Nov:	6.9
Dec:	10.21

Correlation factor:

Calculation of wind speed for each minute: std. dev.  m/s

min.

Av. year (m/s):

Scale by (x by):

Form factor of the wind speed serial: 2.2

Info time of calm wind: Calm is considered <  m/s

Figura 50: Sección 2.3.2. Pestaña de recurso eólico del software MHOGA.

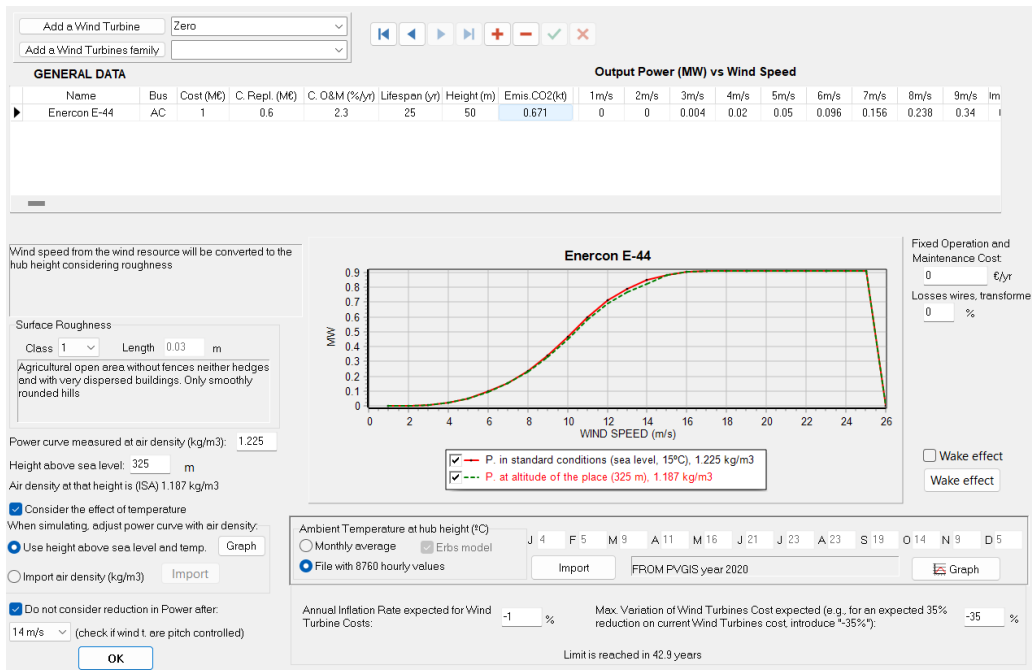


Figura 51: Sección 2.3.2. Pestaña de datos de aerogeneradores del software MHOGA.

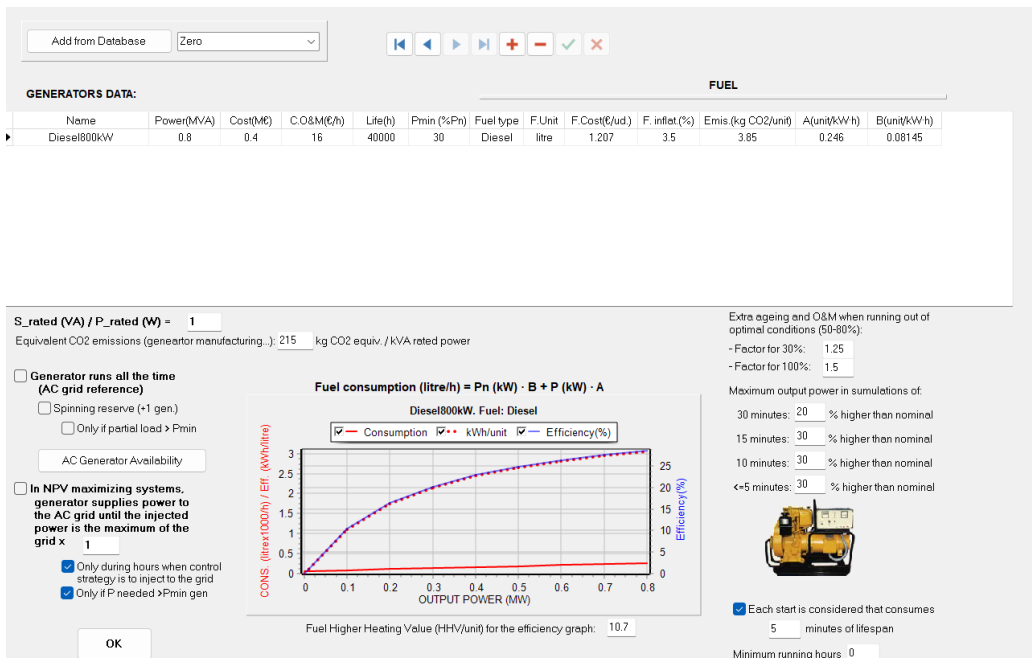


Figura 52: Sección 2.3.2. Pestaña de datos de generadores diésel del software MHOGA.

Zero

Float life at 20 °C      Cycles to Failure vs. Depth of Discharge (%)

Name	Cnom (kAh)	Volt (kV)	Cost(M€)	C.OB(M€/yr)	SOCmin(%)	Self_d(€/mon)	Imax(kA)	Eff(%)	Float(yr)	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	TYPE
BAT3.2MWh	3.2	1	0.76	1.4	30	2.23	5.2	96	20	150000	75000	50000	37500	30000	25000	21430	18750	17000	15000	Li

Batteries Model  
 Ah     Li-Ion model Ah  
 KiBaM (Marwell-McGowan 1993)    Fixed Operation and Maintenance Cost: 0 €/yr  
 Copetti 1994    Auxiliary cooling, BMS... cons. AC (% of max. P): 0    Equivalent CO2 emissions (manufacturing...): 76.4 kg CO2 equiv./kWh capacity  
 Schiffer 2007     DC cons.    Li-Ion batteries maximum SOC: 100 %  
 SOC at the beginning of simulation: 100 % of SOCmax

Temp. J 18 F 18 M 20 A 20 J 22 Mean (°C)  
 Bat (°C) J 22 A 22 S 22 O 20 N 18 D 18  
 Except Schiffer model, consider Tmean+Tfloat life     Mon     Hour

Cycle life depends on T         T Graph  
 Capacity depends on T   

Lead-acid Aging battery model    Li-Ion Aging battery model  
 Wang et al. 2011 (LiFePO4)  
 Grot et al. 2015 (LiFePO4)  
 Saxena et al. 2016 (LiCoO2)  
 Full equivalent cycles  
 Rainflow (cycle counting)  
 Naumann, 2020 (LiFePO4 cyc+cal)   

Remaining capacity of battery end of life (%): 90  
 If there is an AC Gen., every 14 days or 8 equivalent full cycles -> charge battery bank at least up to 95 %   

Number of full equivalent cycles (only > SOCmin): 15000.1  
 Annual Inflation Rate expected for Batteries Costs: -2 %    Max. Variation of Wind Batteries expected (e.g. for an expected 60% reduction on current Batteries cost introduce ~60%): -60 %  
 Limit is reached in 45.4 years

Figura 53: Sección 2.3.2. Pestaña de carga y opciones de venta. Compra de energía a la red AC.

Zero

GENERAL DATA      EFFICIENCY (%) vs. OUTPUT POWER (%) ->

Name	Power(MVA)	Lifespan (yr)	Cost (M€)	Imax_ch_DC(kA)	Et_charger(%)	Vdcmín(kV)	Vdcmáx(kV)	Pmax_ren(MW)	0%	2%	3%	4%	5%	10%	20%	100%
Inv-Ch7.425MW	7.425	15	0.7425	7.425	98	0.9	1.1	0.025	10	30	50	70	85	98	98	100

Proportional to 1st one: Inverter rated power for batt. duration (hours): 4   

Max. output power in sumultations of  
 30 minutes: 20 % higher than nominal  
 15 minutes: 30 % higher than nominal  
 10 minutes: 30 % higher than nominal  
 <=5 minutes: 30 % higher than nominal

If P. max. renewable DC > P. max. ren.:  
 Limit P. from renew. DC to P. max. ren.  
 Discard that combination

Figura 54: Sección 2.3.2. Ventana de datos de los inversores en el software MHOGA

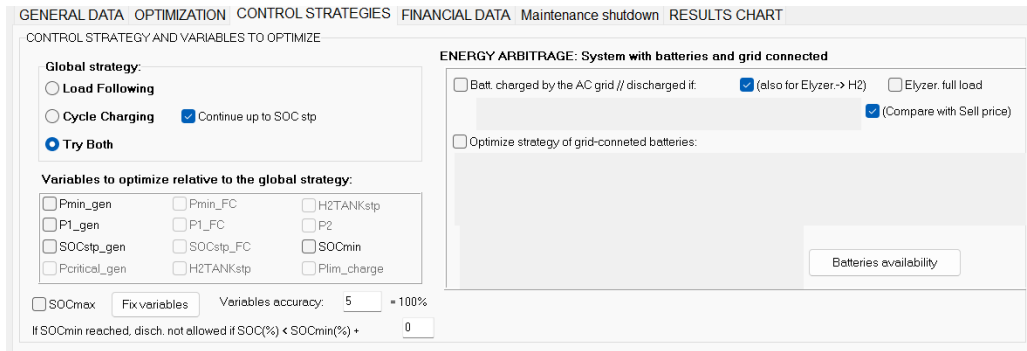


Figura 55: Sección 2.3.2. Estrategia de control en el software MHOGA

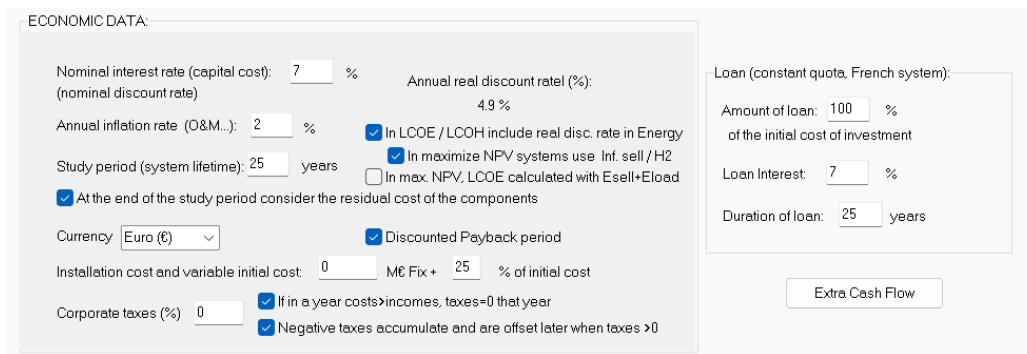


Figura 56: Sección 2.3.2. Ventana de datos de datos economicos del software MHOGA

### A.3. Simulación MHOGA: Caso 2

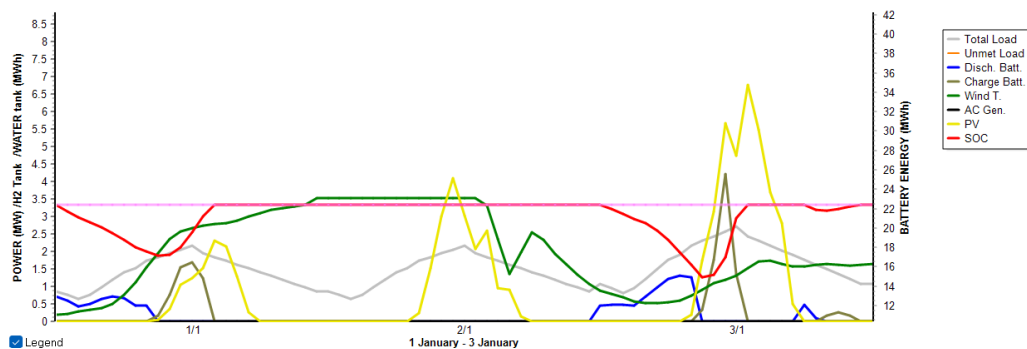


Figura 57: Sección 3.2. Simulación horaria obtenida para los días 1,2 y 3 de enero para la Solución 6.

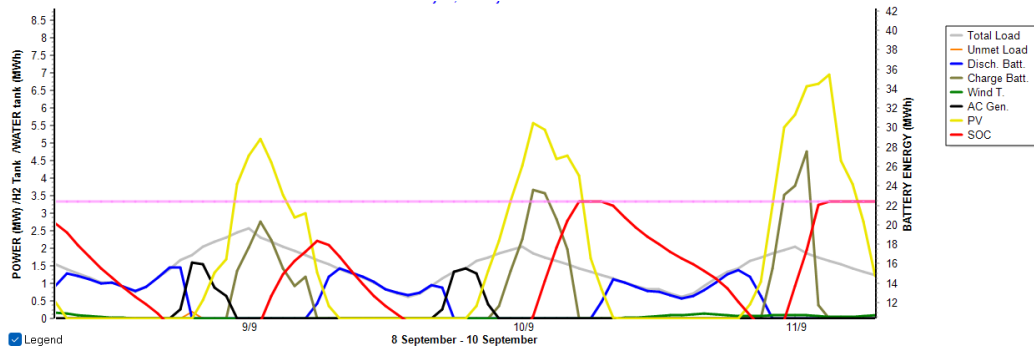


Figura 58: Sección 3.2. Simulación horaria obtenida para los días 8,9 y 10 de septiembre para la Solución 6.

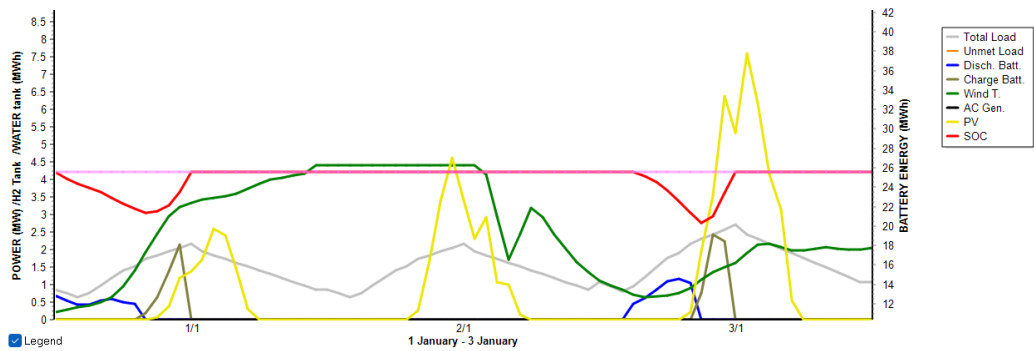


Figura 59: Sección 3.2. Simulación horaria obtenida para los días 1,2 y 3 de enero para la Solución 11.

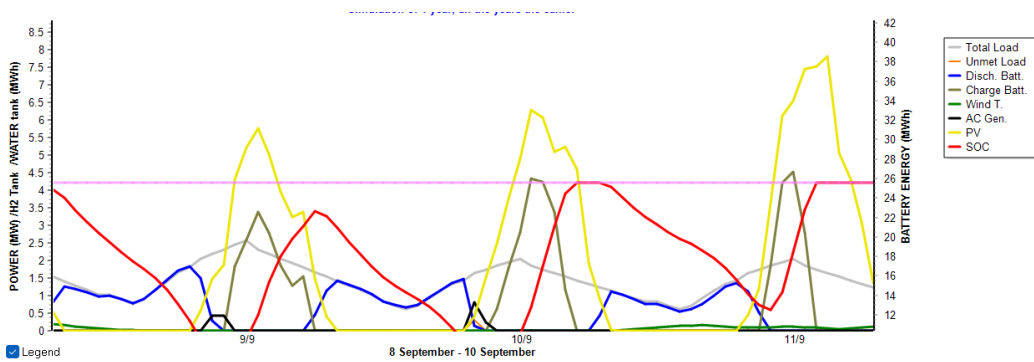


Figura 60: Sección 3.2. Simulación horaria obtenida para los días 8,9 y 10 de septiembre para la Solución 11.

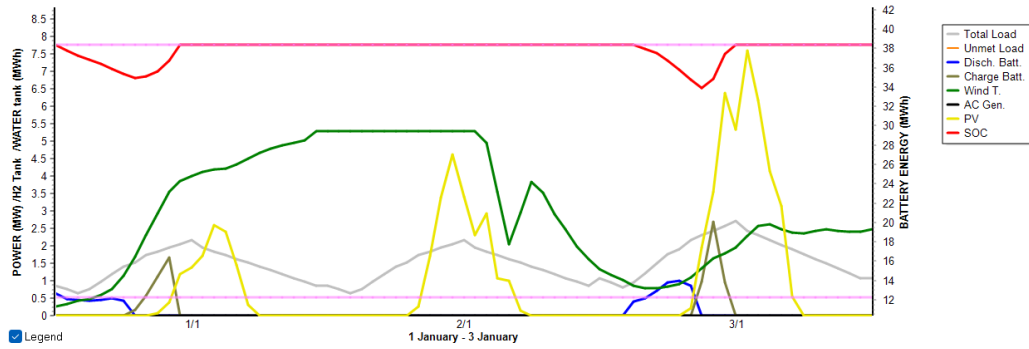


Figura 61: Sección 3.2. Simulación horaria obtenida para los días 1,2 y 3 de enero para la Solución 22.

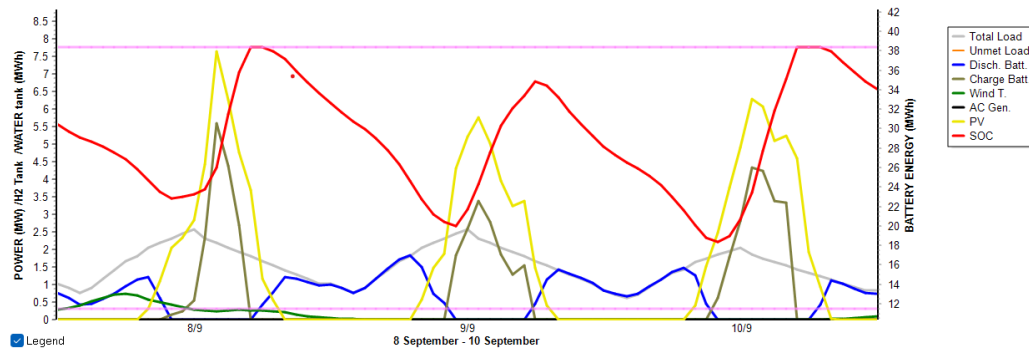


Figura 62: Sección 3.2. Simulación horaria obtenida para los días 8,9 y 10 de septiembre para la Solución 22.

#### A.4. Simulación MHOGA: Caso 3

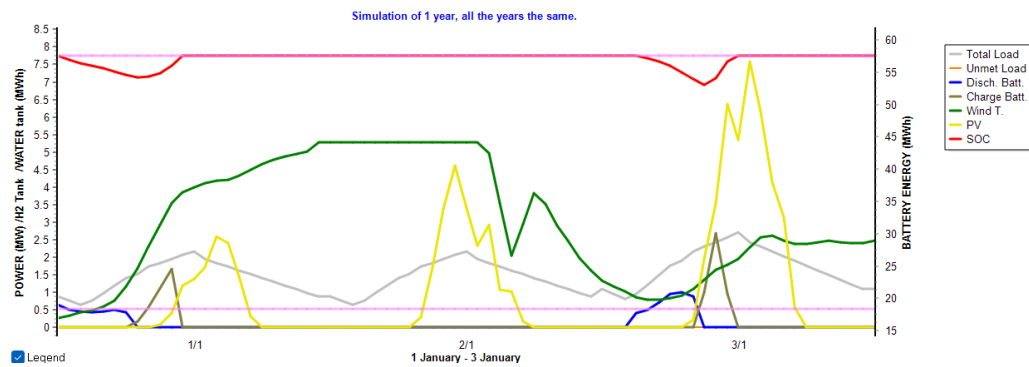


Figura 63: Sección 3.3. Simulación horaria obtenida para los días 1,2 y 3 de enero para un día de autonomía.

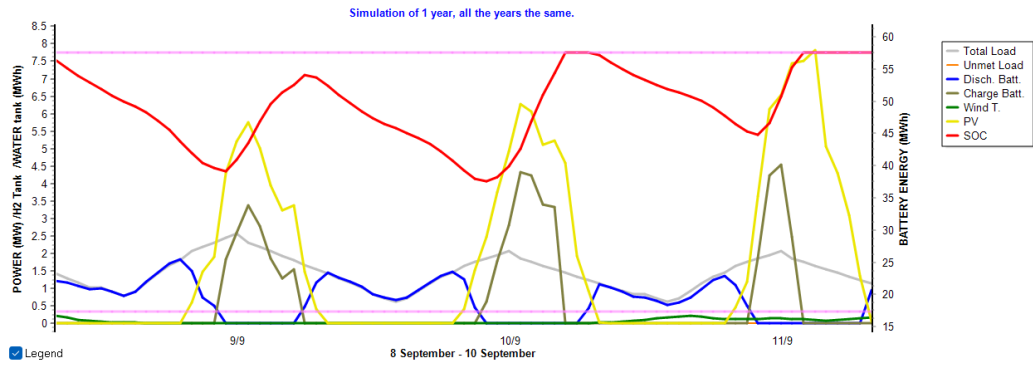


Figura 64: Sección 3.3. Simulación horaria obtenida para los días 8,9 y 10 de septiembre para un día de autonomía.

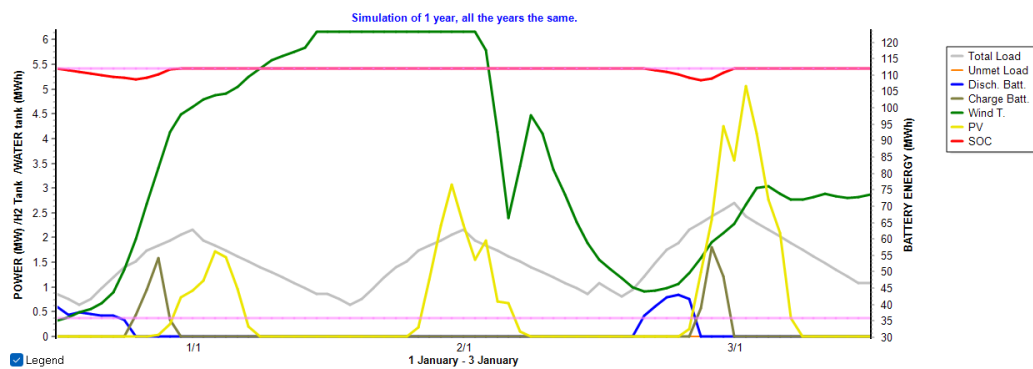


Figura 65: Sección 3.3. Simulación horaria obtenida para los días 1,2 y 3 de enero para dos días de autonomía.

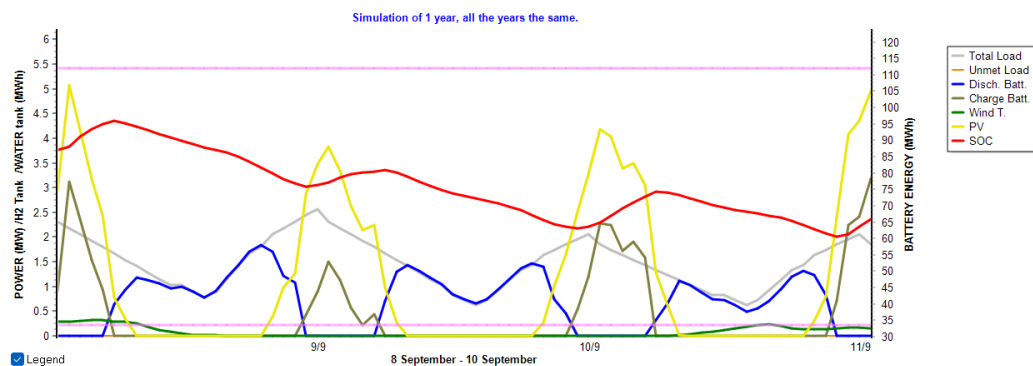


Figura 66: Sección 3.3. Simulación horaria obtenida para los días 8,9 y 10 de septiembre para dos días de autonomía.

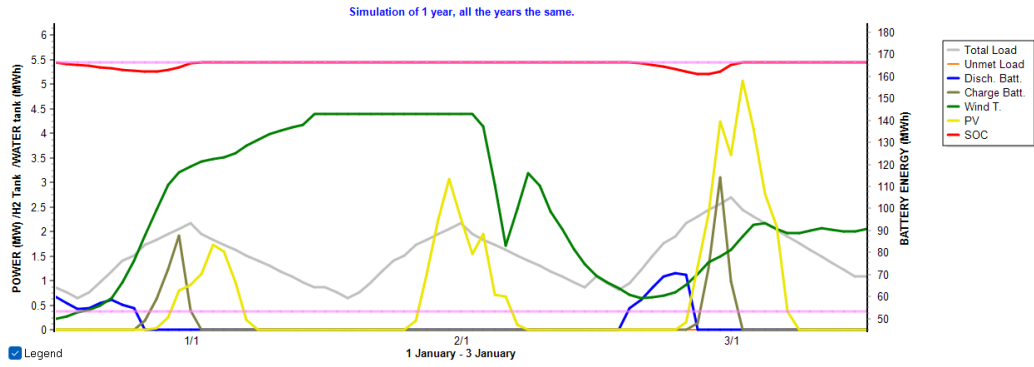


Figura 67: Sección 3.3. Simulación horaria obtenida para los días 1,2 y 3 de enero para tres días de autonomía.

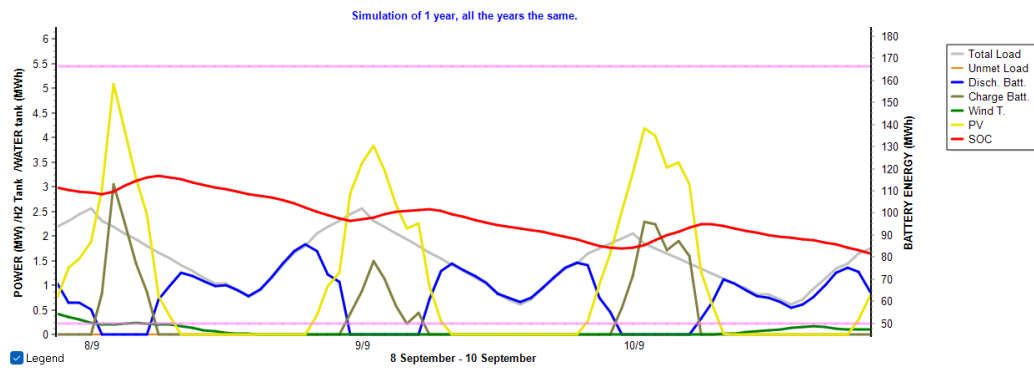


Figura 68: Sección 3.3. Simulación horaria obtenida para los días 8,9 y 10 de septiembre para tres días de autonomía.

## A.5. Registro fotográfico y simulación MHOGA: Caso 4

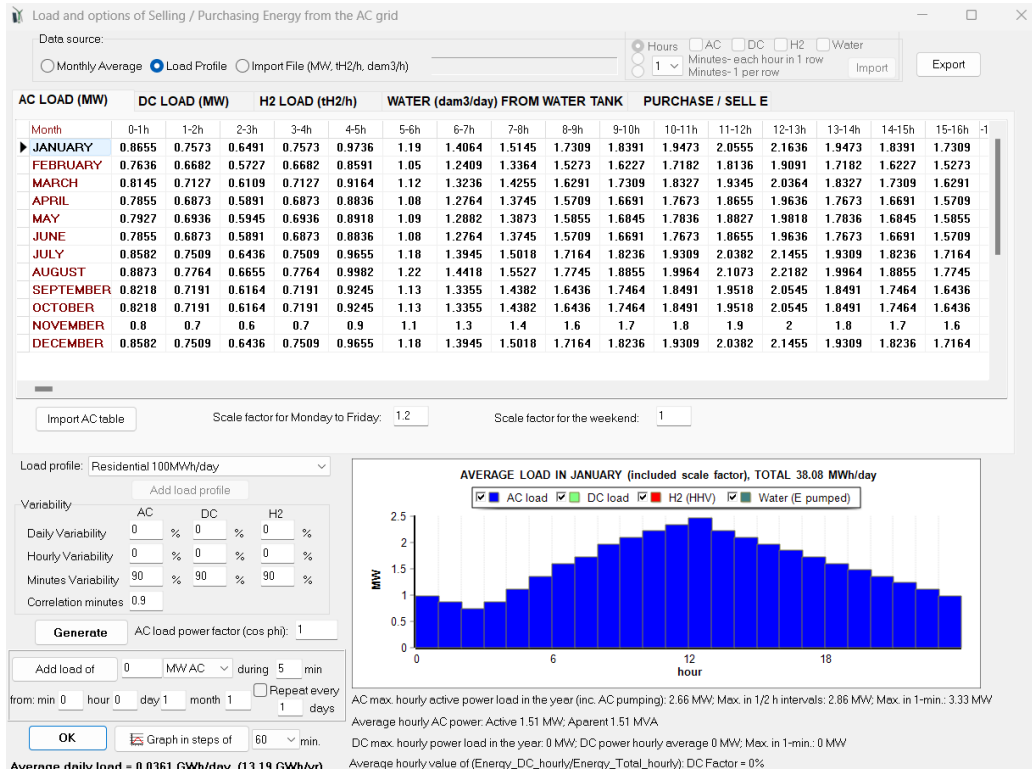


Figura 69: Sección 3.4.2. Ventana de carga para el sistema con bombeo reversible.

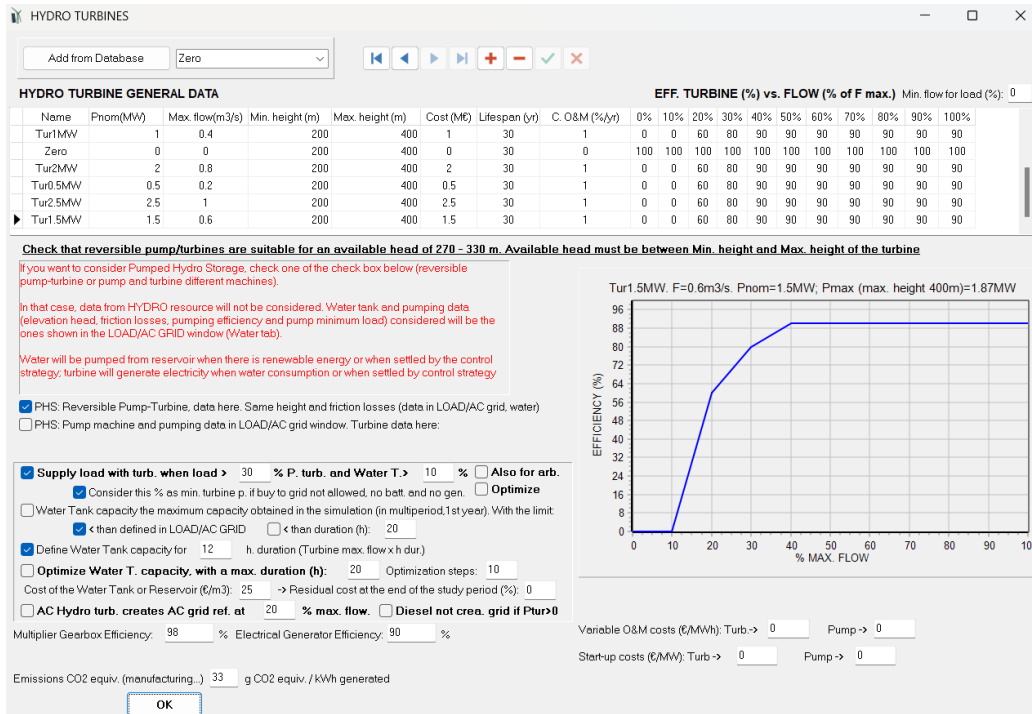


Figura 70: Sección 3.4.2. Ventana de datos para las turbinas hidráulicas del sistema con bombeo reversible.