



Máster en Energías Renovables y Medio Ambiente

Curso 2022/23

Trabajo Fin de Máster

Evaluación de la autonomía energética de la isla de Formentera mediante la instalación de energías renovables con producción hidrógeno como almacenamiento

Fecha: Octubre, 2023

Tutor: Luis Arribas

Autor: Cristina Alcubilla Moreno

Resumen

El objetivo de este Trabajo Final de Máster (TFM) consiste en evaluar la autonomía energética de la isla de Formentera mediante la instalación de energías renovables e hidrógeno como almacenamiento. Para ello, se ha utilizado el programa de hibridación de tecnologías HOMER Pro, para analizar las necesidades de generación eólica y solar y almacenamiento de la isla.

Los cálculos realizados se han basado en los datos de demanda energética horaria real de la isla en 2022, descargados de la página web de Red Eléctrica, y los datos de radiación solar y velocidad del viento en la zona, obtenidos de la fuente *NASA POWER database*. La optimización de este programa tiene en cuenta principalmente los costes económicos de las instalaciones y datos de eficiencias de las diferentes tecnologías. Por tanto, ha sido necesario realizar una importante búsqueda bibliográfica de los precios, eficiencias y vida útil de los diferentes componentes simulados, para que la optimización fuera lo más fiable posible.

En el proyecto se parte del caso actual de producción eléctrica en la isla, para comparar los resultados del Valor Actual Neto (VAN), el Coste Nivelado de la Energía (LCOE) y los costes de operación, con otros escenarios propuestos en los que se incluyen energías renovables y distintas opciones de almacenamiento, como baterías o hidrógeno (pila de combustible y turbina de gas).

Los resultados obtenidos indican que es necesario que el precio de la producción y almacenamiento de hidrógeno se reduzca un 80% respecto a los precios actuales para que sea competitivo económicamente con las baterías y con la situación actual de producción eléctrica.

Una vez evaluado el recurso eólico y solar y el almacenamiento óptimo para la isla, se ha realizado un dimensionamiento preliminar de la planta solar requerida en PVsyst, y del parque eólico en WindPRO, para analizar las zonas de la isla en las que podrían instalarse las diferentes tecnologías. Los cálculos se han realizado en base al recurso solar y eólico obtenidos de las fuentes *Meteonorm 8.1* y *ERA5* respectivamente en las zonas escogidas para la instalación de los parques.

La propuesta más viable extraída de la evaluación consiste en instalar un parque solar de 83.7 MW en la zona de Cala Saona, que ocuparía un 1.6% de la isla; y un parque eólico de 33 MW en la zona de El Pilar de la Mola, que constaría de 5 aerogeneradores de 6.6 MW cada uno.

Finalmente, se han integrado en HOMER Pro los perfiles de producción solar y eólica resultantes de PVsyst y WindPRO, para recalcular el almacenamiento final de hidrógeno requerido. Se ha observado que este almacenamiento depende de manera importante del perfil de generación de la isla, por lo que para establecer unos resultados fiables se recomienda realizar medidas de recurso solar y eólico en las zonas propuestas. De forma preliminar, el almacenamiento constaría de 686 tanques de hidrógeno de 133 m³ cada uno y 2 electrolizadores de 17.5 MW y 8.7 MW, junto con un generador de 23 MW que queme 100% hidrógeno como combustible.

Abstract

The objective of this Master's Thesis is to evaluate the energy autonomy of Formentera Island by installing renewable energies and hydrogen as storage. To this end, the commercial program HOMER Pro for technologies hybridization has been used to analyze the island's wind and solar generation and storage needs.

The performed calculations have been based on the real hourly energy demand data of the island in 2022, downloaded from the Red Eléctrica website, and the solar radiation and wind speed data in the area, obtained from the *NASA POWER database*. The optimization of this program mainly takes into account the economic costs of the facilities and efficiency data of the different technologies. Therefore, it was necessary to carry out important bibliographic research of the prices, efficiencies and lifetimes of the different simulated components, so that the optimization was as much reliable as possible.

Firstly, the current case of electricity production in the island have been performed in order to compare the results of the Net Present Value (NPV), the Levelized Cost of Energy (LCOE) and the operating costs with other proposed scenarios, where renewable energies and different storage options, such as batteries or hydrogen (fuel cell and gas turbine), have also been included.

Results indicate that the prices of the hydrogen production and storage should be reduced by 80% compared to current prices to be economically competitive with batteries and with the current situation of electricity production.

Once the wind and solar resources and the storage for the island have been optimized, a preliminary sizing of the required solar plants and wind farms have been carried out using PVsyst and WindPRO, respectively. This allows analyzing the locations of the island where the different technologies could be installed taking into account the protected areas. The calculations have been made based on the solar and wind resources in the areas proposed for the installation of the plants, obtained from the *Meteonorm 8.1* and *ERA5* sources respectively.

The most viable configuration obtained from the evaluation consists of installing 83.8 MW solar park in Cala Saona, which would extend over an area equivalent to 1.6% of the island, and 33 MW wind farm in El Pilar de la Mola, consisting of 5 wind turbines of 6.6 MW each one.

The solar and wind production profiles resulting from PVsyst and WindPRO have been imported in HOMER Pro, to recalculate the final hydrogen storage required. It has been observed that this storage depends significantly on the solar generation profile of the island, so it is recommended to evaluate the solar and wind resources in the proposed areas to find a reliable conclusion. Preliminarily, the storage would consist of 686 hydrogen tanks of 133 m³ each and 2 electrolyzers of 17.5 MW and 8.7 MW, considering a 23 MW generator that burns 100% hydrogen as fuel.

Índice

1	Introducción.....	1
1.1	Objetivo y alcance.....	1
1.2	Contexto actual.....	1
1.3	Metodología y recursos	2
2	Estado del arte de las energías renovables en Formentera	3
2.1	Situación actual del sistema eléctrico en la isla	3
2.1.1	Demanda energética	7
2.1.2	Producción de energía eólica.....	8
2.1.3	Producción de energía fotovoltaica	9
2.1.4	Tecnologías para la generación de electricidad a partir de hidrógeno	10
2.2	Espacios naturales protegidos	11
2.3	Recurso renovable en Formentera.....	13
2.3.1	Eólico	13
2.3.2	Solar	15
3	Análisis de las potencias requeridas en HOMER Pro	17
3.1	Principales hipótesis para la optimización	17
3.1.1	Recursos solar y eólico.....	17
3.1.2	Casos analizados	18
3.1.3	Componentes considerados para la generación eléctrica	20
3.1.4	Costes de las tecnologías utilizadas.....	22
3.2	Acoplamiento de la electrificación de la movilidad en Formentera.....	23
3.3	Resultados de HOMER Pro y análisis de viabilidad económica.....	25
3.3.1	Esquema 1. Situación actual.....	25
3.3.2	Esquema 2. Tecnologías instaladas en la isla, energías renovables y baterías	25
3.3.3	Esquema 3. Energías renovables, baterías e hidrógeno.....	25
3.3.4	Esquema 4. Energías renovables e hidrógeno	26
3.3.5	Discusión de resultados para los esquemas planteados	26
3.3.6	Discusión de resultados para alternativas con hidrógeno.....	29
3.3.7	Discusión de resultados para la electrificación del transporte.....	31

4	Dimensionamiento en PVsyst y WindPRO	32
4.1	Diseño de la planta solar con PVsyst	32
4.1.1	Ubicación y selección de componentes	32
4.1.2	Dimensionamiento de la planta fotovoltaica	34
4.1.3	Resultados de PVsyst	37
4.2	Diseño de la planta eólica con WindPRO	40
4.2.1	Introducción de datos en la simulación	40
4.2.2	Resultados de WindPRO	43
5	Resultados finales de HOMER Pro y dimensionamiento del almacenamiento	45
6	Conclusiones	52
7	Bibliografía	56
	Anexo I: Resultados de PVsyst	62
	Anexo II: Resultados de WindPRO	72

Índice de Figuras

Figura 1. Red de interconexiones eléctricas Ibiza-Formentera [6].	3
Figura 2. Estructura de generación en el archipiélago Balear (14:00-01/08/22) [13].	4
Figura 3. Potencia renovable instalada en las Islas Baleares en 2022 [9].	5
Figura 4. Ratio de generación renovable frente al total (%) y generación renovable (%) [13].	6
Figura 5. Estructura de generación en Formentera (14:00-01/08/22) [13].	6
Figura 6. Demanda diaria en el mes de abril en la Isla de Formentera [14].	8
Figura 7. Demanda diaria en el mes de agosto en la Isla de Formentera [14].	8
Figura 8. Imagen de <i>Google Earth</i> de la planta fotovoltaica actual en Formentera [18].	9
Figura 9. Zonas protegidas para la instalación de parques fotovoltaicos [22].	12
Figura 10. Zonas protegidas para la instalación de parques eólicos [22].	12
Figura 11. Recurso eólico en Formentera [23].	14
Figura 12. Radiación global horizontal en Formentera [24].	15
Figura 13. Recurso solar en la ubicación escogida (Lat., Long.: 38.66°, 1.54°).	17
Figura 14. Recurso eólico en la ubicación escogida (Lat., Long.: 38.66°, 1.54°).	17
Figura 15. Temperaturas en la ubicación escogida (Lat., Long.: 38.66°, 1.54°).	18
Figura 16. Esquema 1: simulación actual de la isla de Formentera en HOMER Pro.	18
Figura 17. Esquema 2: simulación con generador, renovables y baterías en HOMER Pro.	18
Figura 18. Esquema 3: simulación con renovables, baterías e hidrógeno en HOMER Pro.	19
Figura 19. Esquema 4: simulación con renovables e hidrógeno (pila de combustible o turbina de gas) en HOMER Pro.	19
Figura 20. Perfil diario promedio en 2022 de la demanda eléctrica de Formentera en HOMER Pro [14].	20
Figura 21. Curva de potencia obtenida del catálogo de WindPRO del aerogenerador considerado: Siemens Gamesa SG 6.6-170.	21
Figura 22. Precios horarios de la electricidad en España en 2022 [29].	22
Figura 23. Perfil de producción mensual para el esquema 3 (hidrógeno y baterías).	27
Figura 24. Dimensiones del módulo LR5-72HPH-540M [47].	33
Figura 25. Estructura con rastreador solar de IDERO Solar [48].	33
Figura 26. Dimensiones del inversor SUN2000-175KTL-H0 [49].	34
Figura 27. Definición del sistema de red en PVsyst.	35
Figura 28. Pérdidas óhmicas incluidas en PVsyst.	36
Figura 29. Línea de horizonte sobre el emplazamiento (PVsyst).	37
Figura 30. Resultado del Performance Ratio mensual en PVsyst.	37
Figura 31. Resultado de la producción y pérdidas normalizadas en PVsyst.	38
Figura 32. Diagrama de Sankey de pérdidas de la simulación del parque solar en PVsyst.	38

Figura 33. Área seleccionada para la instalación de la planta fotovoltaica (<i>Google Earth</i>).	39
Figura 34. Site Center seleccionado en WindPRO.	41
Figura 35. Líneas de contorno y de rugosidad consideradas en WindPRO.	41
Figura 36. Selección de la base de datos de viento en WindPRO.....	41
Figura 37. Layout de los aerogeneradores en el parque eólico propuesto de WindPRO.	42
Figura 38. Selección del módulo <i>PARK MESO</i> en WindPRO.....	43
Figura 39. Selección de opciones del módulo <i>SITE Compliance</i> en WindPRO.	44
Figura 40. Perfil de producción solar mensual del caso preliminar en HOMER Pro.	46
Figura 41. Perfil de producción solar mensual del caso final en HOMER Pro.....	46
Figura 42. Perfil de producción eólica mensual del caso preliminar en HOMER Pro.....	47
Figura 43. Perfil de producción eólica mensual del caso final en HOMER Pro.	47
Figura 44. Perfil de producción de hidrógeno del caso preliminar en HOMER Pro.....	48
Figura 45. Perfil de producción de hidrógeno del caso final en HOMER Pro.....	48
Figura 46. Variación anual del nivel de almacenamiento de acuerdo con HOMER Pro.	49
Figura 47. Información del electrolizador Siemens Silyzer 300 [54].	50
Figura 48. Áreas estimadas ocupadas por la planta solar, eólica y el almacenamiento de H ₂ ...	51

Índice de Tablas

Tabla 1. Potencial de generación eólica terrestre en las Islas Baleares [4].	13
Tabla 2. Potencial de generación solar terrestre en las Islas Baleares [4].	16
Tabla 3. Potencial de generación solar en tejados en las Islas Baleares [4].	16
Tabla 4. Precios de cada tecnología en HOMER Pro.....	23
Tabla 5. Número estimado de vehículos de cada tipo en Formentera.	24
Tabla 6. Consumo medio diario estimado en Formentera para la electrificación de vehículos.	24
Tabla 7. Resultados de HOMER Pro para los esquemas de simulación propuestos.	28
Tabla 8. Resultados de las simulaciones alternativas con hidrógeno como almacenamiento. ...	30
Tabla 9. Resultados de las simulaciones considerando electrificación del transporte.	31
Tabla 10. Parámetros mecánicos del módulo [47].	32
Tabla 11. Características del inversor SUN2000-175KTL-H0 [49].....	34
Tabla 12. Especificaciones técnicas del modelo de aerogenerador SG 6.6-170 [50]......	42
Tabla 13. Resultados comparativos del caso preliminar y final en HOMER Pro.	45

1 Introducción

1.1 Objetivo y alcance

En el presente trabajo se pretende evaluar de la autonomía energética de la isla de Formentera mediante la instalación de energías renovables con almacenamiento mediante producción de hidrógeno. El objetivo consiste en:

- Calcular y optimizar el recurso renovable (eólico y solar) y el almacenamiento de hidrógeno requeridos para poder aislar energéticamente la isla de Formentera, analizando la viabilidad económica del proyecto de acuerdo con los resultados obtenidos.
- Analizar técnicamente la viabilidad de la instalación de estas tecnologías en el territorio disponible, mediante la selección de la ubicación y el dimensionamiento preliminar de los parques eólico y solar y el almacenamiento, teniendo en cuenta las zonas protegidas, en las que no es posible localizar plantas eólicas y fotovoltaicas.

1.2 Contexto actual

Las Islas Baleares cuentan desde el año 2019 con una Ley de cambio climático y transición energética que ofrece una hoja de ruta clara hacia la descarbonización del archipiélago y establece las bases para la adaptación al cambio climático. Existe un Plan con tres objetivos principales [1]:

- Realizar una transición energética socialmente justa, basada en actuaciones de autoconsumo y eficiencia en edificios.
- Acelerar la transición energética en las Islas Baleares, pudiendo establecer potencia renovable que, de forma agregada, suponga alcanzar el 30 % de la demanda eléctrica e implementar estrategias de almacenamiento. Cabe destacar que con este Plan se estima instalar 370 MWp de potencia renovable para 2026, lo que representa alrededor de un 10 % de la demanda eléctrica e iniciar el camino del almacenamiento a gran escala en Baleares. Además, la administración autonómica podrá alcanzar hasta un 35 % de energía renovable autoproducida.
- Abordar retos singulares de Baleares que hasta ahora no se han abordado anteriormente, como pueden ser el reto de nuevos modelos de movilidad eléctrica, la descarbonización del mar o la eficiencia en el ciclo del agua. Se estima poder descarbonizar una línea de transporte marítimo interislas y doblar la obligación legal de contar con 1000 puntos de recarga de acceso público en 2025, pudiendo llegar incluso a 2000 puntos.

En relación con las políticas y ayudas llevadas a cabo en las Islas Baleares, se ha creado un Plan de Inversiones para la Transición Energética de las Islas Baleares (PITEIB) dotado con 233 millones de euros procedentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). Con ello se busca acelerar la transición energética en las islas y parte de la necesidad de tener en

cuenta la mayor dificultad que tienen los territorios insulares para alcanzar la descarbonización y el mayor impacto del cambio climático en éstos [2].

Actualmente se ha terminado de construir el proyecto piloto *Green Hysland* en Mallorca, con una potencia de 2,5 MW de hidrógeno renovable para diferentes usos de la isla, producido mediante electrólisis a partir de energía fotovoltaica suministrada por los parques de Lloseta, que tiene una capacidad de 8,5 MW; y Petra, cuya potencia es de 6,8 MW [3].

Los problemas medioambientales y los conflictos entre los países se apuntan como las causas que provocarán el final de la era de los combustibles fósiles y el inicio de la era de las energías renovables [4].

1.3 Metodología y recursos

La metodología seguida y los recursos utilizados en este proyecto han sido los siguientes:

- En primer lugar, se comienza caracterizando y simulando la situación actual de la isla mediante la herramienta HOMER Pro, que es un programa comercial que permite modelizar y optimizar el diseño de microrredes aisladas, hibridando varias tecnologías de producción de energía, teniendo en cuenta diferentes parámetros técnicos y económicos.

Para ello es necesario disponer de los datos de demanda eléctrica de la isla de Formentera, que se han obtenido de la web de Red Eléctrica, y de la variación temporal del recurso solar y eólico de la isla, para los cuales se ha utilizado la fuente *NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) database* disponible en el programa.

Por otra parte, la optimización de este programa tiene en cuenta principalmente los costes económicos de las instalaciones (VAN, TIR, LCOE), por lo que ha sido necesario realizar una importante búsqueda bibliográfica de los precios de las diferentes tecnologías, para que la optimización sea lo más fiable posible.

- A continuación, se simula el caso de electrificación de la demanda actual de la isla con generación solar fotovoltaica y eólica y almacenamiento convencional (baterías) como escenario comparativo.
- Posteriormente se incluye la producción, almacenamiento y generación a partir de hidrógeno, contemplando la posibilidad de electrificar la isla por completo sin combustibles fósiles, evaluando el acoplamiento del sector de la movilidad.
- Por último, se ha realizado un diseño de detalle de la solución seleccionada utilizando los programas comerciales WindPRO y PVsyst, además de una estimación de los tanques y electrolizadores necesarios de acuerdo con las necesidades de almacenamiento calculadas. De esta manera es posible analizar la viabilidad técnica y económica del estudio de forma más precisa.

2 Estado del arte de las energías renovables en Formentera

2.1 Situación actual del sistema eléctrico en la isla

Las islas Baleares se considera un subsistema eléctrico diferenciado, aunque está parcialmente conectado al sistema eléctrico peninsular. Consta de una elevada dependencia exterior, ya que es deficitario debido a su pequeño tamaño y a que producir 1 MWh en la Península cuesta 51 euros, mientras que hacerlo en las Islas vale 141 euros de acuerdo con el informe de la *Conselleria d'Economia i Competitivitat Direcció General d'Indústria i Energia del Govern de les Illes Balears* [4]. Pero los consumidores de estas islas pagan la electricidad al mismo precio que en la Península, lo que genera un déficit que asume el Estado [5].

El sistema eléctrico balear está dividido en dos subsistemas, por un lado, Mallorca y Menorca, y por el otro Ibiza y Formentera. Hasta hace pocos años estaban aislados entre ambos y con la Península, pero en 2011 se instaló un cable que conecta la Península con Mallorca, lo que permite mejorar la fiabilidad del suministro. También hay enlace entre Mallorca e Ibiza e Ibiza y Formentera, como se muestra en la Figura 1 [6]. El primer enlace submarino que se realizó entre Ibiza y Formentera se hizo con un cable de 9 MW y se puso en funcionamiento en 1972, el segundo que se instaló es de 18 MW y entró en servicio en 1980 y actualmente se acaba de llevar a cabo la instalación de un tercer cable tripolar de 53 MW [7]. Por todo ello, se consigue una fiabilidad alta de garantía de suministro.

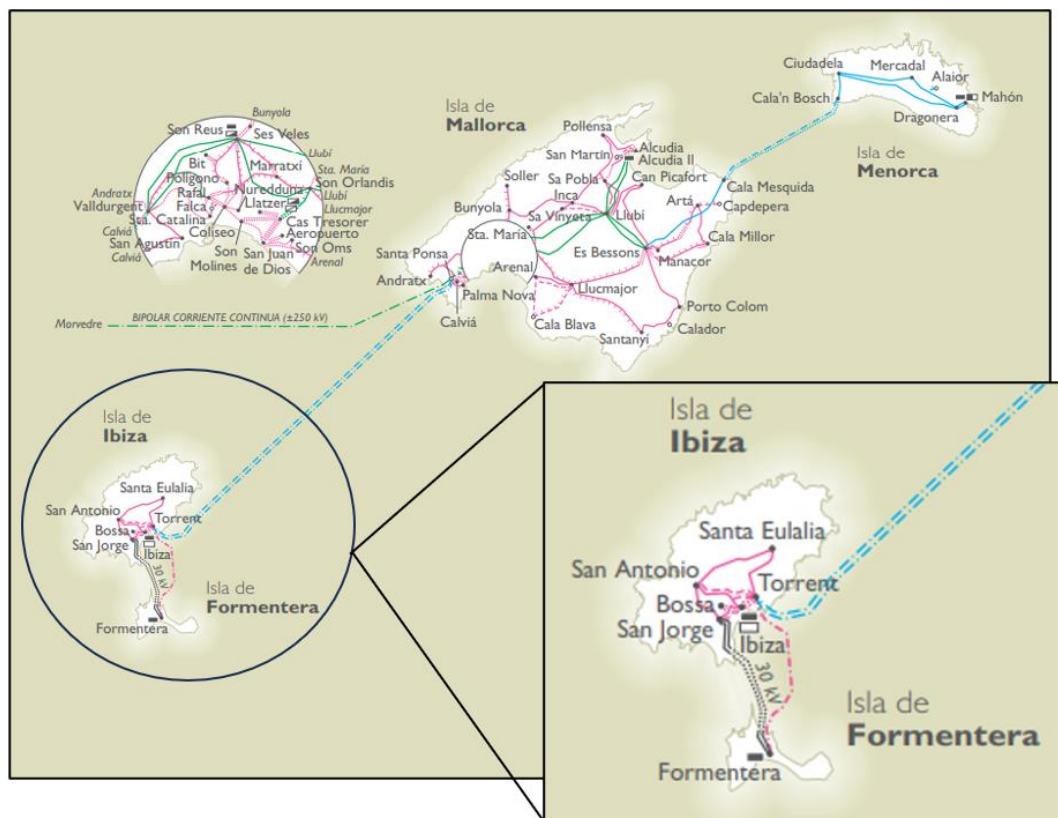


Figura 1. Red de interconexiones eléctricas Ibiza-Formentera [6].

Las Islas Baleares experimentaron en 2021 una renovación de la generación eléctrica, consiguiendo la práctica desaparición del carbón en el mix balear. Esta tecnología sólo integra en el sistema el 1% del total balear y su uso es estacional en los meses de verano, en los que hay mayor demanda energética en las islas. La mayor parte de la electricidad generada en la Islas Baleares tiene su origen en los ciclos combinados, como se puede apreciar en la Figura 2, que aportan el 75,1% de media del total balear [8].

En cuanto a la penetración de renovables, que tiene que ver con la generación de los parques conectados a la red eléctrica, las Islas ven un aumento de un 44,4 % de potencia de generación renovable instalada en 2022 en comparación con las cifras de 2021. Así, se pasa de los 152,5 MW de 2021 a los 220,5 MW en 2022. Su distribución insular es muy desigual, concentrándose principalmente en Mallorca y siendo testimonial en islas como Ibiza y Formentera. Por islas, Mallorca tiene instalados 203,73 MW del total de 220,5 MW, mientras que Menorca presenta 7,96 MW, Ibiza 6,9 MW y Formentera 2,1 MW, como se muestra en la Figura 3.

La evolución del total de potencia renovable en las Islas Baleares, teniendo en cuenta la suma del autoconsumo y los parques de generación ha aumentado un 56,5 % en todo 2022 respecto de 2021. Así, se ha pasado de 198,8 MW de potencia renovable (152,7 MW de parques y 46,1 MW de autoconsumo) en 2021 a 311,2 MW en 2022 (220,5 MW procedentes de parques y 90,7 MW procedentes de autoconsumos) [9].

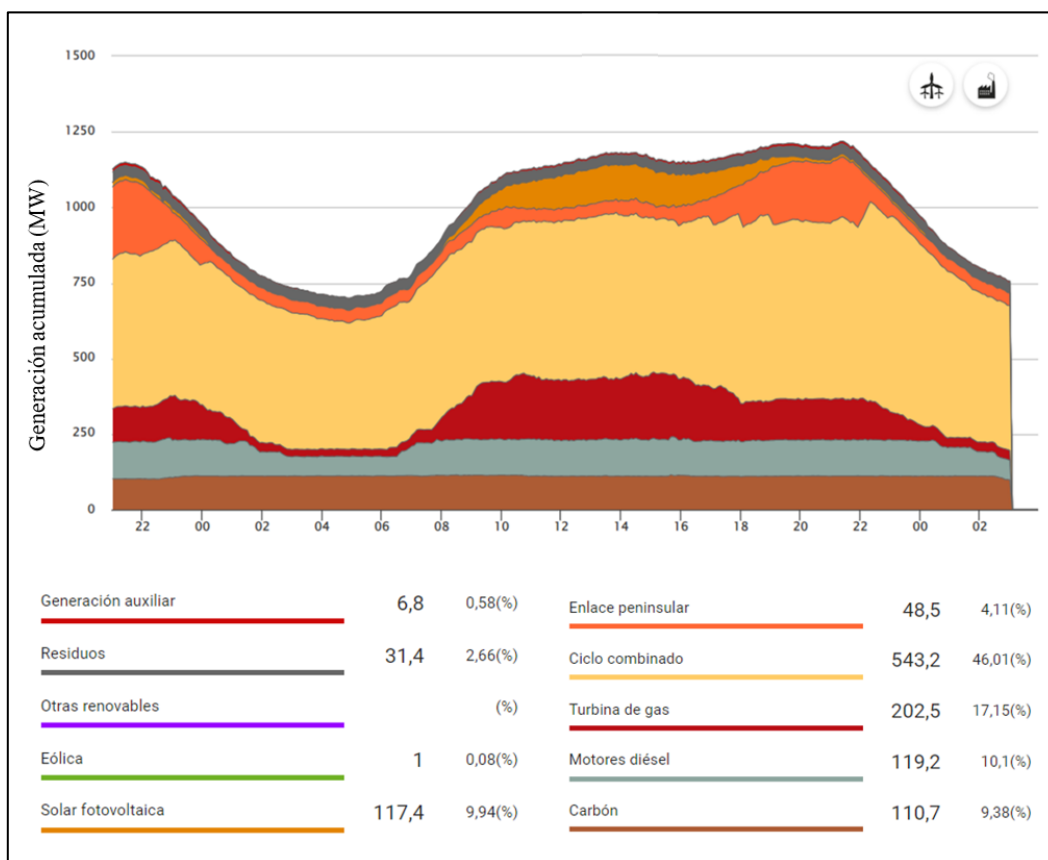


Figura 2. Estructura de generación en el archipiélago Balear (14:00-01/08/22) [13].

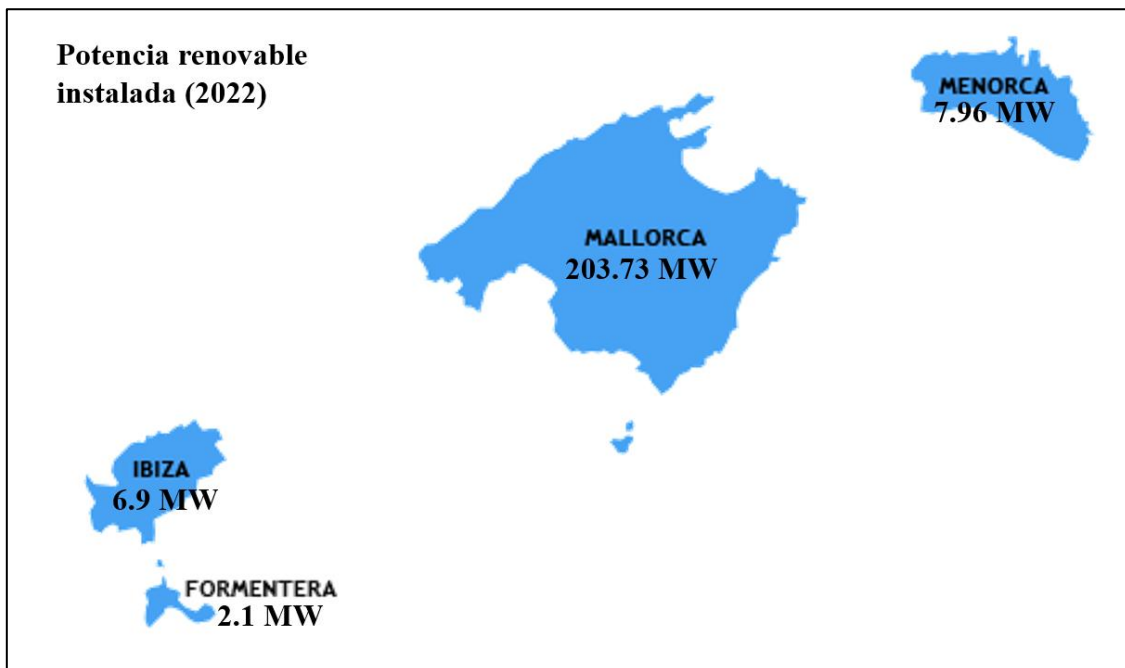


Figura 3. Potencia renovable instalada en las Islas Baleares en 2022 [9].

El enlace eléctrico que une la Península con el archipiélago ha permitido cubrir el 16,1% de la demanda energética de las Islas. La interconexión hace llegar a las islas electricidad proveniente de un mix energético diversificado que aporta más renovables, permitiendo que el 13,9% de la energía consumida en las Islas Baleares sea verde. Todos estos datos se desprenden del avance del informe del sistema eléctrico español que Red Eléctrica de España publica anualmente [8].

De esta forma, en baleares se ha logrado una cuota del 6.7 % de producción renovable sobre el total, una cifra muy inferior a la del sistema eléctrico peninsular, que en el año 2021 alcanzó el 47.7 %, o al canario, con un 19.9 %. Estos datos de 2021 concuerdan con los de 2022 mostrados en la Figura 4.

En cuanto a la producción de energía en Formentera, la isla tan solo cuenta con una turbina de gas de 14 MW operando con gasoil [10] que, juntamente con la escasa aportación de una pequeña estación solar de 2.1 MW, no tiene capacidad para proporcionar de forma autónoma la energía necesaria en periodos punta durante el verano, como se puede observar en la Figura 5. Existe por tanto una enorme dependencia de las líneas eléctricas que conectan Ibiza con Formentera [11].

Cabe señalar que Formentera genera un tercio de la energía que consume, dado que, en muchos momentos, el otro 66% viene de Ibiza. En valores absolutos, es interesante destacar que Formentera alcanzó los 2.866,8 MWh anuales de generación eléctrica solar en 2022 [12].

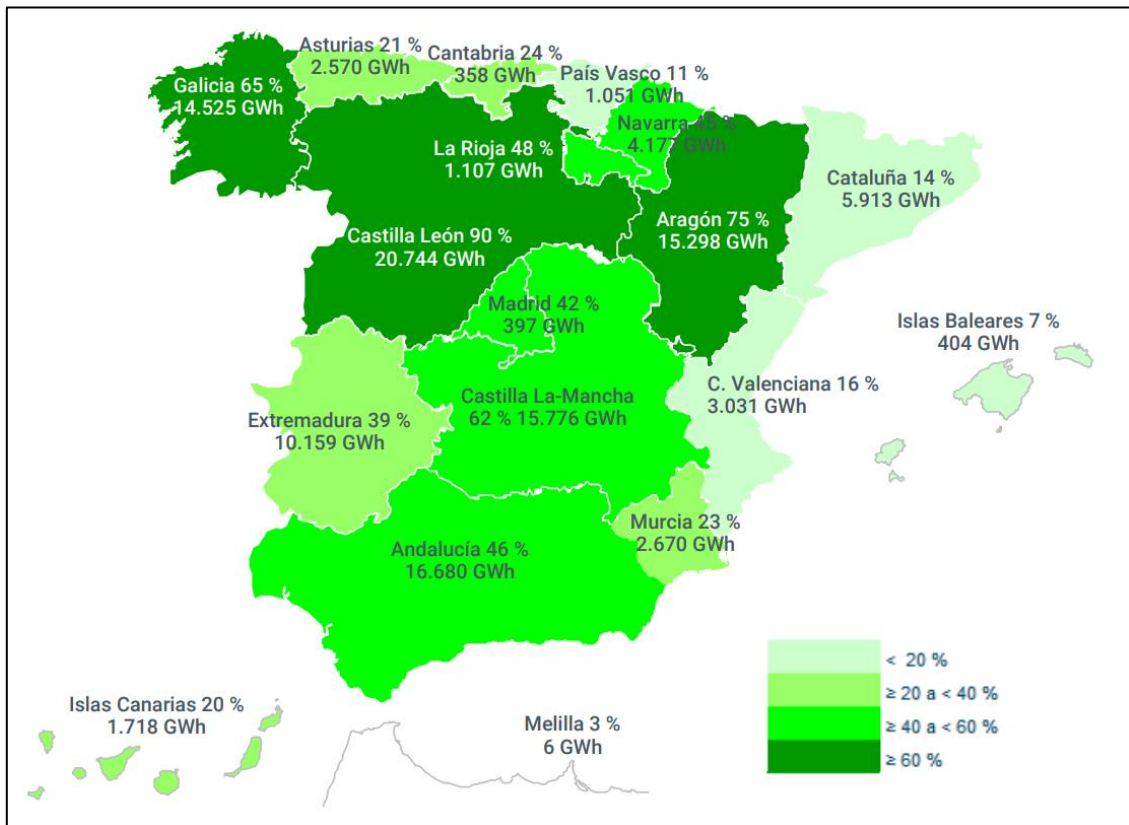


Figura 4. Ratio de generación renovable frente al total (%) y generación renovable (GWh) [13].

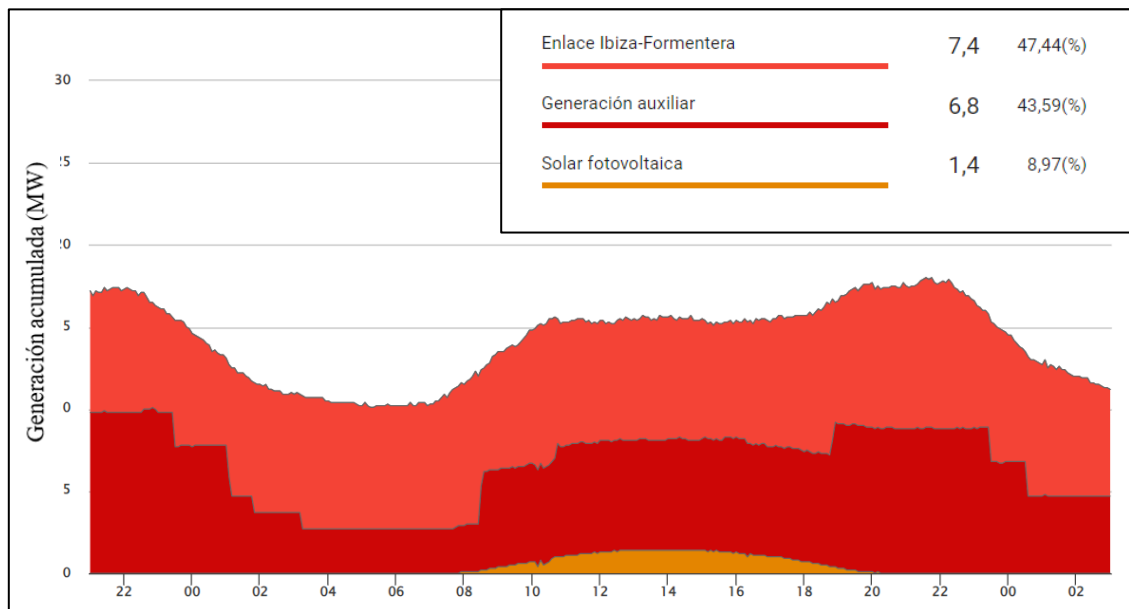


Figura 5. Estructura de generación en Formentera (14:00-01/08/22) [13].

Paralelamente, Baleares posee una alta densidad de población y desde el año 2000 sus habitantes han aumentado un 38.5%. Esta situación, sumada a la fuerte dependencia del turismo, provoca un alto consumo de recursos y de uso de infraestructuras como el transporte. El archipiélago presenta la tasa de vehículos privados más elevada de España (900 por cada 1000 habitantes) y un parque móvil más envejecido.

La naturaleza insular y las dimensiones del territorio hacen de él un espacio idóneo para el desarrollo de la movilidad eléctrica. Además, goza de unas excelentes condiciones climáticas y recursos renovables como el sol, cuyo aprovechamiento permitiría reducir sustancialmente la dependencia del exterior [13].

A nivel global, la capacidad de integración de las energías renovables depende de la posibilidad de responder a los retos de la calidad de la potencia suministrada, de la continuidad de ésta y de la gestión de la energía producida, en un contexto de producción fluctuante y demanda desacoplada.

El gran reto del sistema eléctrico es mejorar los sistemas de acumulación para poder aumentar el porcentaje de energías renovables en el mix eléctrico. Además, actualmente la gestión de la demanda se está estudiando como una buena opción para reducir la contaminación, mejorar la eficiencia en el consumo y reducir el precio de la energía, trasladando el consumo de las horas punta a las horas valle, que es por la noche y de madrugada. La tecnología programada ya permite hacerlo, aunque la participación de la demanda en los mercados todavía no juega un papel importante en los mecanismos de ajuste del sistema eléctrico [5].

2.1.1 Demanda energética

La demanda energética de la Isla de Formentera es estacional. Hay una gran diferencia entre la energía consumida en los meses de primavera, otoño e invierno comparados con los meses de verano, en los que la isla recibe una gran cantidad de turistas y su consumo energético llega a ser superior al doble.

Como se puede observar en la Figura 6 y Figura 7, en el mes de abril la demanda máxima se sitúa alrededor de los 7.5 MW a las 21:20 h, mientras que en el mes de agosto puede alcanzar los 20.2 MW a la misma hora. Por otra parte, cabe destacar que el mínimo diario también sigue la misma tendencia, siendo alrededor de 3.5 MW sobre las 05:05 para un mes de abril y llegando hasta 11.9 MW en agosto [14].

Teniendo esto en cuenta, la energía fotovoltaica tiene una mayor capacidad de integración, ya que centra su mayor producción en verano y en horas centrales del día, precisamente cuando la demanda aumenta.

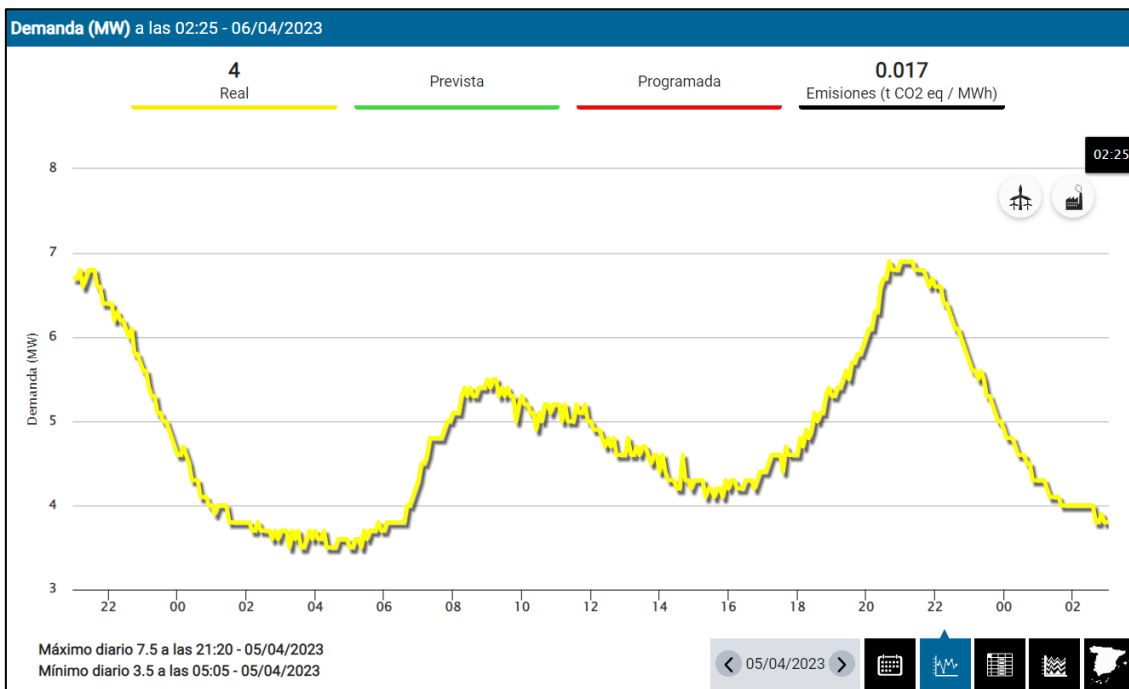


Figura 6. Demanda diaria en el mes de abril en la Isla de Formentera [14].

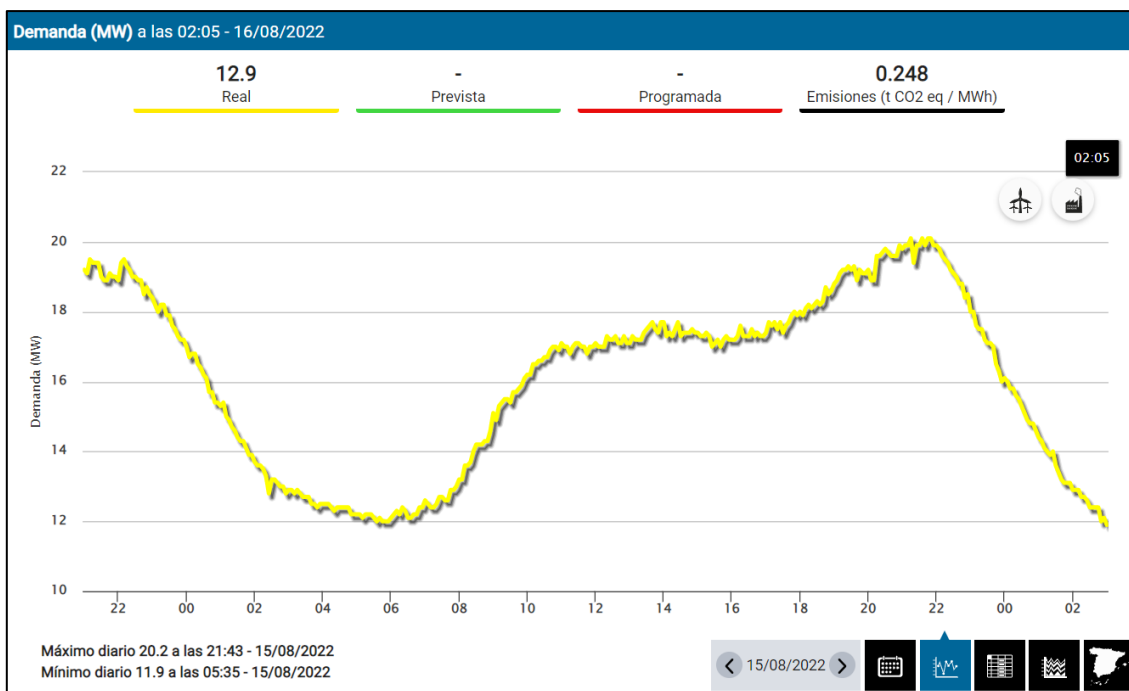


Figura 7. Demanda diaria en el mes de agosto en la Isla de Formentera [14].

2.1.2 Producción de energía eólica.

Actualmente no existe ningún parque eólico en la isla de Formentera. El único parque eólico existente en el archipiélago balear es el de Es Milà en Menorca. El parque eólico de Es Milà fue construido entre los años 2003 y 2004 y está formado por cuatro aerogeneradores modelo Made AE-59, que proporcionan 800 kW de potencia cada uno, para un total de 3200 kW [15].

Según los datos, actualmente no se cuenta con solicitudes para la ejecución de proyectos de energía eólica en la zona. Esto puede deberse a que las zonas con mayor recurso eólico son zonas protegidas de la isla, por lo que no resulta interesante la instalación de grandes parques eólicos en zonas donde medioambientalmente está permitido, pero no hay suficiente recurso eólico [16].

En 2010 se impulsaron algunos proyectos de energía eólica marina en Ibiza y Formentera en unas zonas consideradas aptas para su instalación, pero finalmente se rechazaron por considerarse Lugar de Interés Comunitario (LIC) [17].

2.1.3 Producción de energía fotovoltaica

Desde 2008 existe una planta fotovoltaica cerca de Cala Saona, como se puede observar en el mapa de la Figura 8. Esta planta consta de 2.1 MW de potencia instalada, que produce unos 3420 MWh/año. Hay proyectada una instalación de 1,9 MW con los que se alcanzaría el 15% de producción fotovoltaica [18].

Actualmente se están impulsando proyectos subvencionados de autoconsumo en la isla para comunidades e industrias. También existe interés por instalación de agrovoltaica, aunque hay algunos grupos ecologistas y de entidades de la agricultura ecológica piden una planificación territorial de las instalaciones renovables en las Islas Baleares, para garantizar una transición energética no centrada en la especulación energética del suelo rústico, adaptada en el territorio, democrática y justa [19].

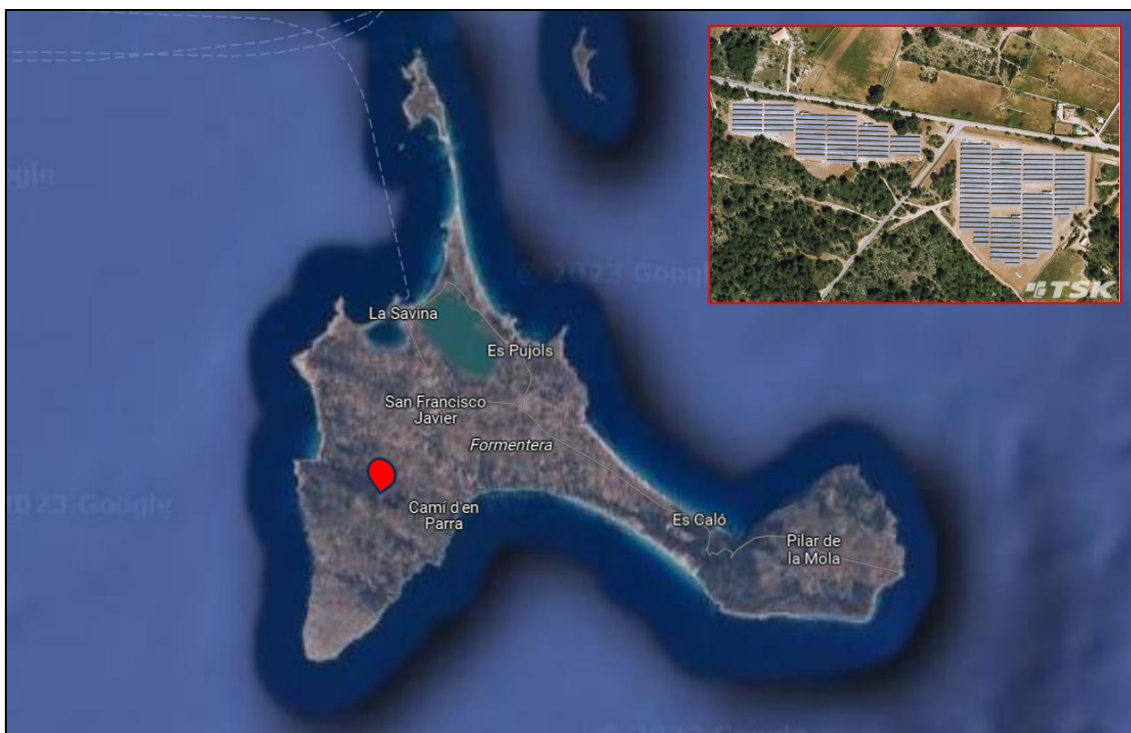


Figura 8. Imagen de *Google Earth* de la planta fotovoltaica actual en Formentera [18].

2.1.4 Tecnologías para la generación de electricidad a partir de hidrógeno

El hidrógeno representa hoy en día menos del 0,2% de la generación eléctrica mundial y los usos principales utilizan gases mezclados con alto contenido de hidrógeno provenientes de la producción del acero, refinerías y plantas petroquímicas, así como gases de escape de la industria cloro-álcali [20].

Hay tecnologías que utilizan hidrógeno para la generación de electricidad que ya están disponibles comercialmente. Algunos diseños actuales de motores, pilas de combustible y turbinas de gas son técnicamente capaces de funcionar con gases ricos en hidrógeno o incluso con hidrógeno puro.

Los motores de gas alternativos pueden manejar gases con un contenido de hidrógeno de hasta el 70% (base volumétrica). Además, varios fabricantes de motores han demostrado que pueden utilizar 100% hidrógeno y podrían desarrollar modelos comerciales en los próximos años.

Las turbinas de gas también pueden funcionar con gases ricos en hidrógeno, en el rango entre el 5% y el 10% en términos de energía (15-30% volumétricos). Se están llevando a cabo actividades de investigación y desarrollo para desarrollar turbinas de gas DLN (*dry low NOx*) que sean capaces de manejar todo el rango de mezcla del hidrógeno hasta el 100%. Los fabricantes confían en poder ofrecer turbinas de gas estándar que funcionen con hidrógeno puro en 2030.

Las pilas de combustible pueden convertir el hidrógeno en electricidad y calor, logrando eficiencias eléctricas de más del 50-60% y manteniendo altas eficiencias también durante el funcionamiento a carga parcial, lo que las hace especialmente atractivas para dotar de flexibilidad a los sistemas eléctricos. En 2021 se instalaron 348 MW de capacidad de celdas de combustible estacionarias en todo el mundo. Incluyendo el despliegue acumulado desde 2007, instalado globalmente, la capacidad de la pila de combustible estacionaria fue de aproximadamente 2,5 GW en 2021, aunque es posible que no toda la potencia esté en funcionamiento y solo se utilicen alrededor de 90 MW de hidrógeno como combustible, mientras que la mayoría funciona con gas natural [20].

A pesar de los bajos niveles de despliegue de hidrógeno en el sector eléctrico, el interés en el uso de hidrógeno y amoníaco está aumentando. Ya se han anunciado varios proyectos en fase de desarrollo que podrían representar alrededor de 3500 MW de capacidad en centrales eléctricas alimentadas con hidrógeno y amoníaco en todo el mundo para 2030. Alrededor del 85% de estos proyectos se centran en el uso de hidrógeno en turbinas de gas de ciclo combinado o de ciclo abierto. El uso del hidrógeno en pilas de combustible y la combustión conjunta con amoníaco en centrales eléctricas de carbón suponen un 10% y 6% de la capacidad de la cartera de proyectos para 2030 respectivamente [20].

2.2 Espacios naturales protegidos

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a través de la Subdirección General de Evaluación Ambiental de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, ha elaborado una herramienta que permite identificar las áreas del territorio nacional que presentan mayores condicionantes ambientales para la implantación de proyectos fotovoltaicos y eólicos. Se basan en un modelo territorial que agrupa los principales factores ambientales, cuyo resultado es una zonificación de la sensibilidad ambiental del territorio. Los indicadores seleccionados son los siguientes:

- Núcleos urbanos.
- Masas de agua y zonas inundables (ríos, embalses, lagos, lagunas, y zonas de inundación).
- Planes de conservación y recuperación de especies (zonas de protección del Real Decreto 1432/2008 y los hábitats de interés comunitario, como representación de la fauna y la flora).
- Red Natura 2000, Espacios Naturales Protegidos, humedales RAMSAR, Reservas de la Biosfera, y Lugares de Interés Geológico.
- Visibilidad, Camino de Santiago, vías pecuarias (Cañadas Reales), montes de utilidad pública y Bienes Patrimonio Mundial de la UNESCO.

El ámbito de la zonificación se restringe al medio terrestre español y está enfocado para proyectos de grandes instalaciones de generación de energía renovable, eólica y fotovoltaica (no incluye pequeñas instalaciones de autoconsumo, infraestructuras aisladas de poca potencia o que se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios o suelos urbanos, pequeñas instalaciones de I+D+i, etc.).

Este modelo no exime del pertinente procedimiento de evaluación ambiental al que deberá someterse cada instalación en su caso, siendo una aproximación metodológica orientativa para conocer desde fases tempranas los condicionantes ambientales asociados a las ubicaciones de los proyectos.

La herramienta de zonificación ambiental para energías renovables consiste en dos capas de información (una para energía eólica y otra para energía fotovoltaica) que muestran el valor del índice de sensibilidad ambiental existente en cada punto del mapa, y los indicadores ambientales asociados a ese punto [21].

En las Figura 9 y Figura 10 se marcan en color naranja las zonas en las que no está permitido instalar parques fotovoltaicos y eólicos en Formentera, teniendo en cuenta los indicadores nombrados anteriormente.

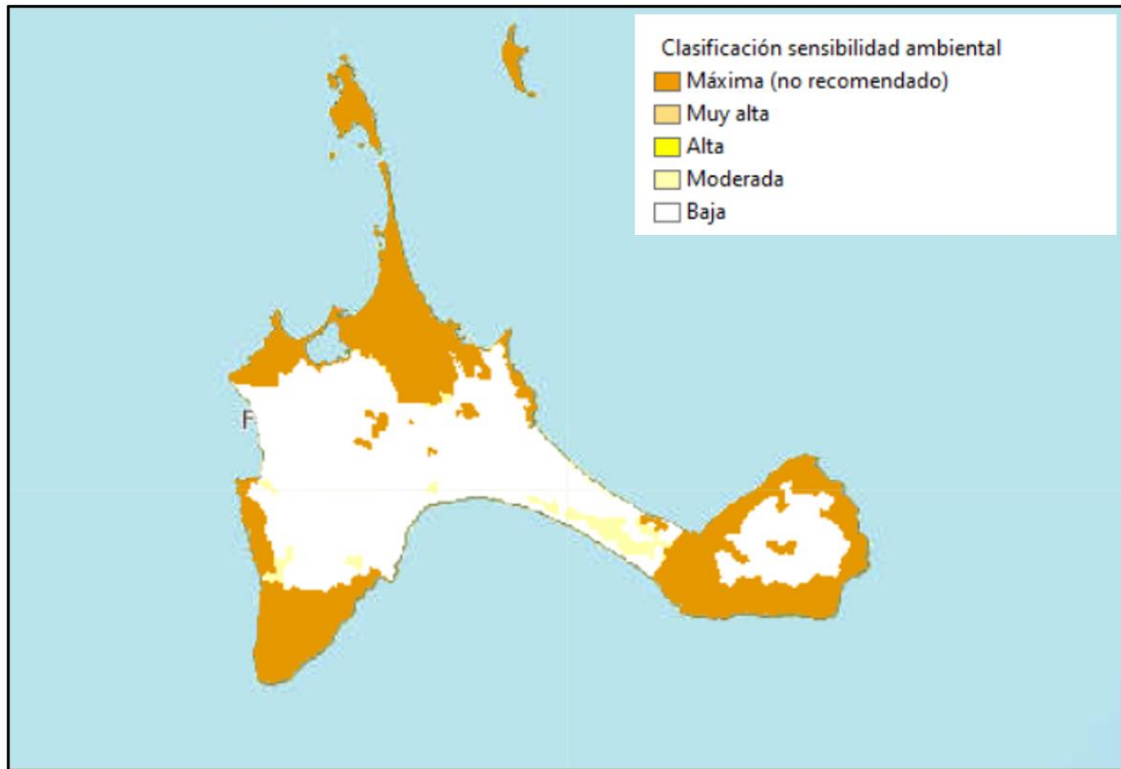


Figura 9. Zonas protegidas para la instalación de parques fotovoltaicos [22].

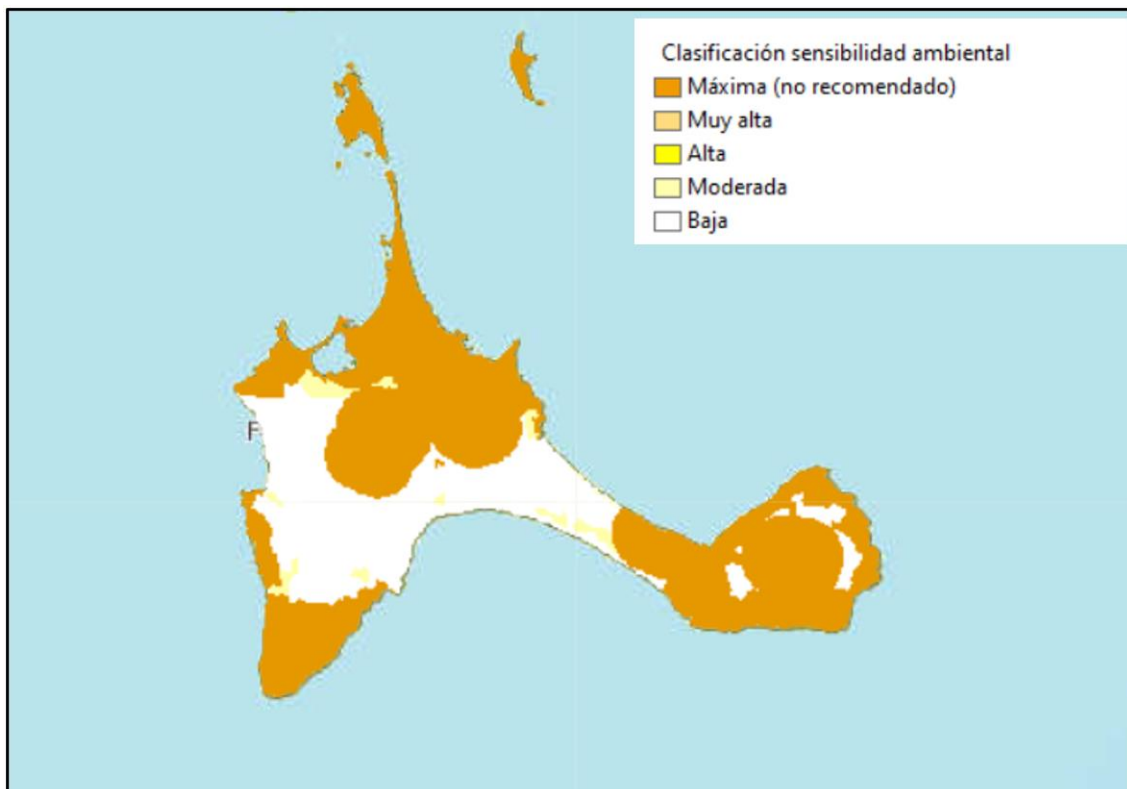


Figura 10. Zonas protegidas para la instalación de parques eólicos [22].

2.3 Recurso renovable en Formentera

2.3.1 Eólico

Para cuantificar el potencial de producción de electricidad con energía eólica, en primer lugar, se tiene que verificar la existencia de áreas con un régimen eólico suficiente.

De acuerdo con un estudio del Gobierno de las Islas Baleares sobre *Energías Renovables y Eficiencia Energética En Las Islas Baleares* en 2015 [4], se elaboró la Tabla 1, en la que se muestra que en Formentera hay un potencial de generación eólica importante, que permitiría abastecer hasta 8 veces su demanda. Esto contrasta con los planes comentados en el punto 2.1.2, ya que realmente no hay grandes parques eólicos instalados en el archipiélago.

Tabla 1. Potencial de generación eólica terrestre en las Islas Baleares [4].

	Energía anual (GWh)	Potencia (MW)	Número de molinos	% consumo 2011	Ocupación (km ²)	%superficie ocupada
Mallorca	7308	3210	1605	166	47.78	1.31
Menorca	2599	1320	660	517	19.46	2.77
Ibiza	511	258	129	66	3.57	0.66
Formentera	483	250	125	841	3.7	4.51
Islas Baleares	10901	5038	2519	190	74.52	1.49

Sin embargo, de acuerdo con lo señalado en este estudio, con el fin de tener valores que permitan precisar el potencial eólico de forma más precisa, es imprescindible realizar para cada proyecto o zona una campaña de medidas de viento durante un periodo mínimo de un año.

Asimismo, también se debe tener en cuenta que, además de las limitaciones territoriales consideradas, hay otros factores que podrían impedir la concreción de instalaciones en los emplazamientos considerados que no se han tenido en cuenta en el estudio, como pueden ser los requerimientos de espacio y accesos, que son necesarios para llevar a cabo la instalación de aerogeneradores [4].

En la Figura 11 se puede observar la velocidad media del viento en la isla a 50 m de altitud [23]. El punto señalado podría resultar interesante para instalar aerogeneradores, teniendo en cuenta que se alcanzan velocidades superiores a 6 m/s y que es una pequeña zona que se encuentra fuera de las áreas protegidas de la isla.

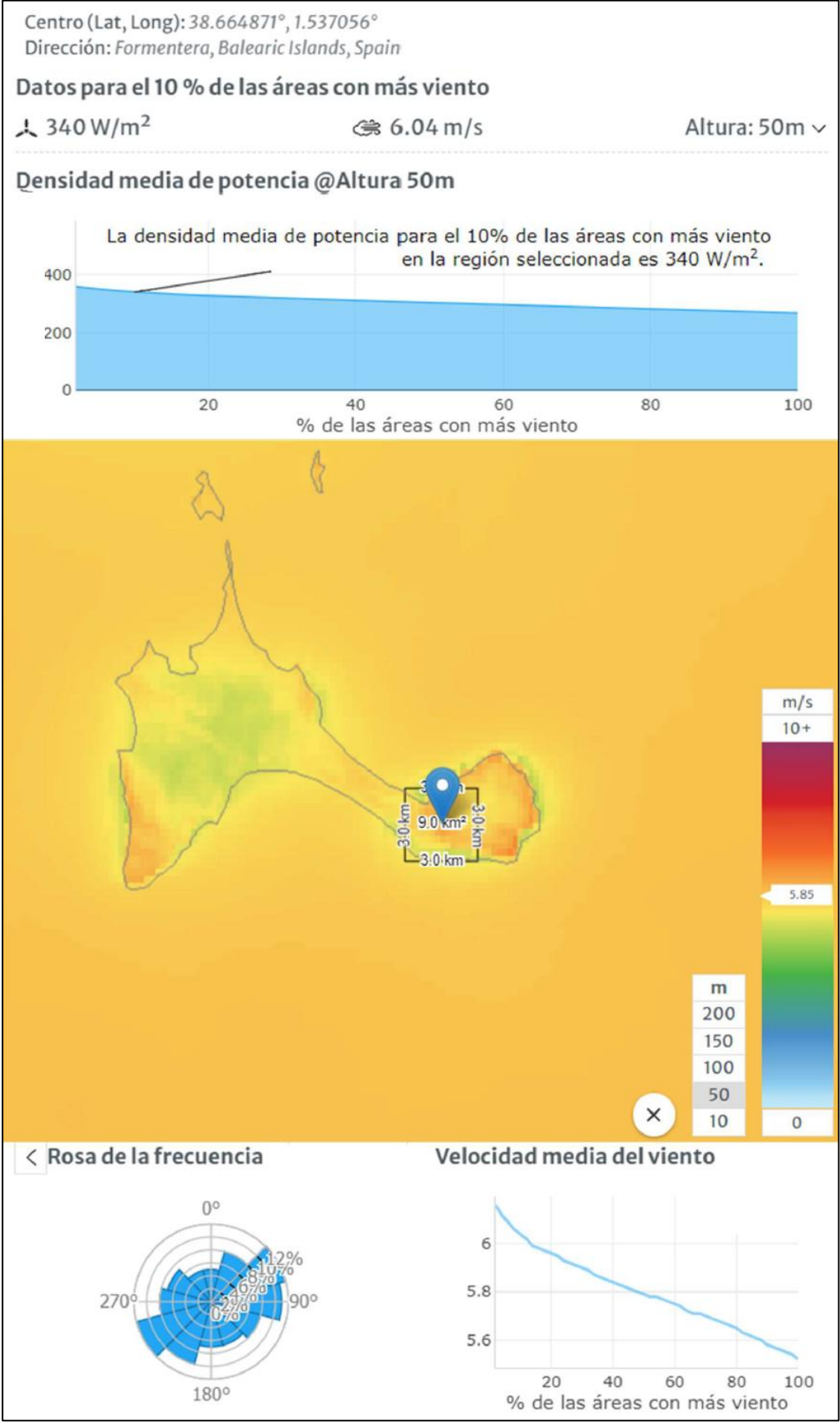


Figura 11. Recurso eólico en Formentera [23].

En cuanto a la energía eólica marina, a pesar de tener un gran potencial en la zona sur de la isla, y aunque esta tecnología haya alcanzado un grado importante de madurez formando parte de la combinación energética de muchos países del norte de Europa, en este caso hay una serie de factores que juegan en contra de poder considerar esta opción a corto o medio plazo:

- La plataforma continental en las zonas ofrece escasa disponibilidad de áreas con profundidades inferiores a los 30 metros y, aunque el límite tecnológico actual se pueda fijar en 50 metros, hay pocas experiencias de aerogeneradores a profundidades mayores de 30 metros.
- Por otra parte, la tecnología marina flotante se encuentra en gran parte todavía en fase experimental.

2.3.2 Solar

El valor medio de la radiación anual total (radiación incidente más radiación difusa) sobre superficie horizontal en las Islas Baleares se encuentra entre 1500 y 2000 kWh/m², lo que supone un recurso solar interesante para la producción de electricidad mediante paneles solares. En la Figura 12 se puede observar la radiación global horizontal en la isla de Formentera en función del mes del año.

El potencial energético fotovoltaico se puede aprovechar teniendo en cuenta la capacidad en suelo rústico, pero también en suelo urbano. En el suelo rústico se consideran instalaciones sobre el terreno, mientras que en el suelo urbano las instalaciones están sobre tejados.

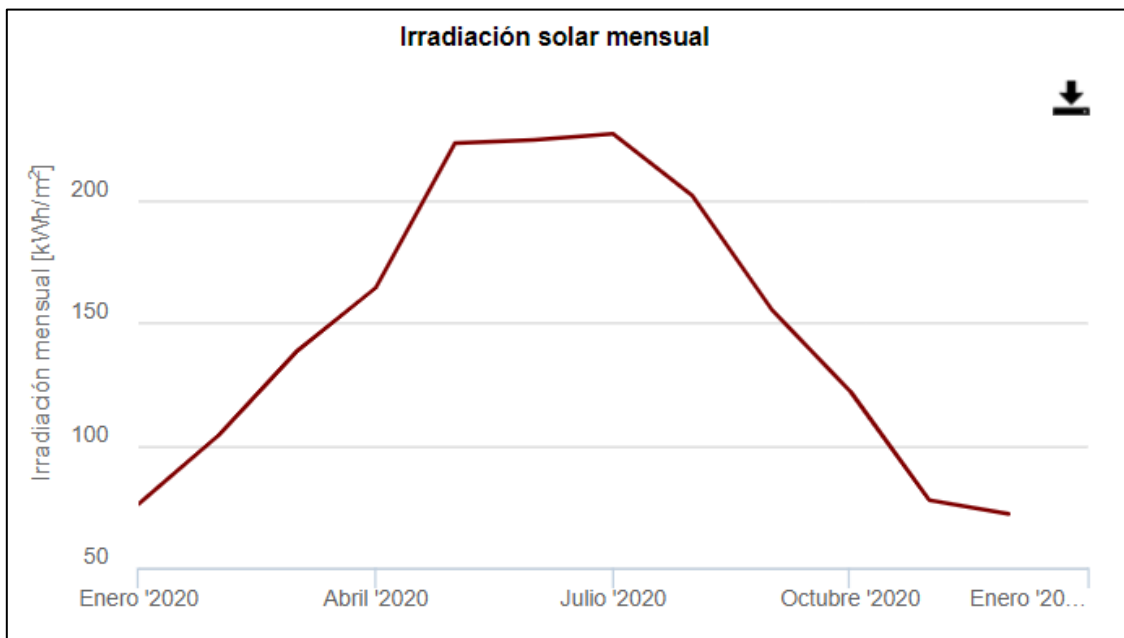


Figura 12. Radiación global horizontal en Formentera [24].

De acuerdo con el estudio del Gobierno de las Islas Baleares sobre *Energías Renovables y Eficiencia Energética En Las Islas Baleares* [4], se elaboró la Tabla 2, en la que se muestra que en Formentera hay un potencial de generación solar importante para cubrir varias veces la demanda energética de la isla. Si se cuantifican las zonas de la isla en las que se podrían instalar paneles fotovoltaicos, se podría cubrir un 3526% del consumo de la isla (es decir, 35 veces más) y si se instalara una planta solar que cubriera todo el consumo de la isla, se ocuparía un 1.11 % de su superficie según este estudio.

Por otra parte, en la Tabla 3 se muestra el potencial fotovoltaico en tejados en las islas y se afirma que podrían instalarse hasta 20 MW de potencia solar si se contabilizan los tejados industriales, residenciales y turísticos disponibles.

Tabla 2. Potencial de generación solar terrestre en las Islas Baleares [4].

	Energía anual (GWh)	Potencia (MW)	Consumo respecto 2011 (%)	Superficie necesaria (km²)	Ocupación territorial (%)	Superficie por 100% consumo (%)
Mallorca	92208	59719	2100	1471	40	1.92
Menorca	9730	6392	1936	158	22	1.16
Ibiza	8909	5601	1151	134	25	2.15
Formentera	2024	1289	3526	32	39	1.11
Islas Baleares	112871	73001	1972	1749	6	1.9

Tabla 3. Potencial de generación solar en tejados en las Islas Baleares [4].

	Energía anual (GWh)	Potencia (MW)	Consumo respecto 2011 (%)	Superficie necesaria (km²)	Ocupación territorial (%)
Mallorca	2473	1752	56	44.8	1.23
Menorca	377	274	75	7.8	1.12
Ibiza	400	277	52	7.4	1.38
Formentera	28	20	48	0.4	0.51
Islas Baleares	3278	2323	57	60.4	1.21

3 Análisis de las potencias requeridas en HOMER Pro

3.1 Principales hipótesis para la optimización

3.1.1 Recursos solar y eólico

Se han realizado una serie de simulaciones preliminares en HOMER Pro para calcular de forma optimizada las potencias que se requieren instalar para aislar Formentera en función de las tecnologías incluidas, para observar la evolución de las necesidades energéticas en función de cómo se genere esta energía.

En primer lugar, se ha seleccionado en el programa la localización de acuerdo con la Figura 11, correspondiente al emplazamiento de la planta eólica, para disponer de datos de recurso eólico más fiables, aunque la planta solar se ubicará en otra zona cercana y a efectos de datos de recurso solar no debería haber impacto importante. A continuación, se han descargado a través del programa los datos mensuales medios de radiación horizontal, velocidad a una altura de buje de 50 m sobre la superficie terrestre, así como los datos mensuales medios de la temperatura del aire de la base de datos *NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER)* según se muestran en la Figura 13, Figura 14 y Figura 15.

Además, también se han incluido otros parámetros para la estimación del recurso eólico, como la altura sobre el nivel del mar, que es 120 m o la longitud de rugosidad del terreno de 0.2 m, de acuerdo con la base de datos del *Global Wind Atlas* [23].

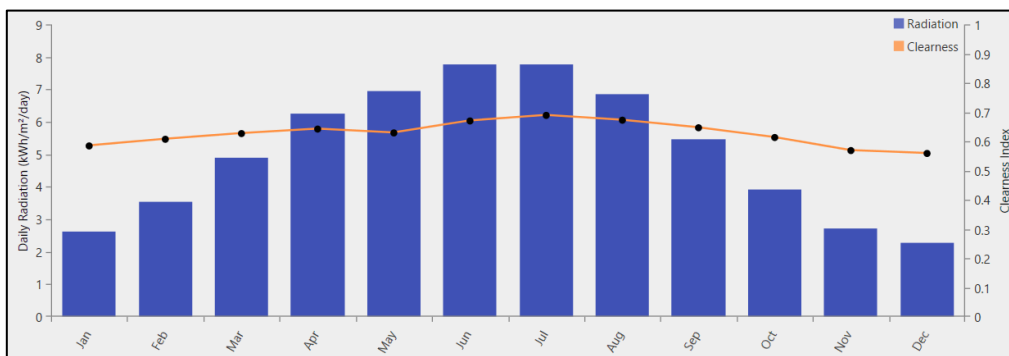


Figura 13. Recurso solar en la ubicación escogida (Lat., Long.: 38.66°, 1.54°).

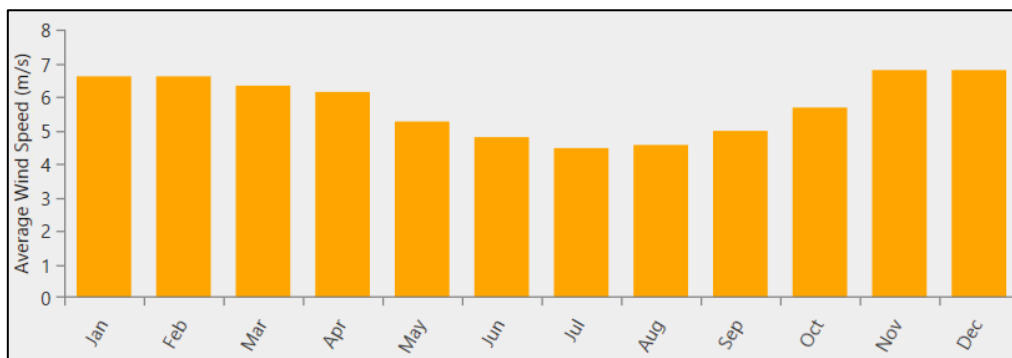


Figura 14. Recurso eólico en la ubicación escogida (Lat., Long.: 38.66°, 1.54°).

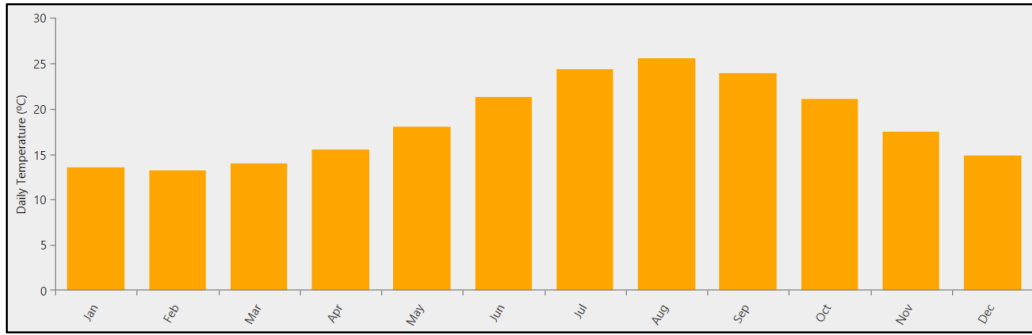


Figura 15. Temperaturas en la ubicación escogida (Lat., Long.: 38.66°, 1.54°).

3.1.2 Casos analizados

A continuación, se muestran los esquemas de las simulaciones realizadas en HOMER Pro:

- **Esquema 1. Situación actual de la isla:** esta simulación incluye la demanda energética de la isla, la red eléctrica, una turbina de gas de 14 MW que opera con gasoil y una planta fotovoltaica de 2.1 MW, como se muestra en el esquema de la Figura 16.

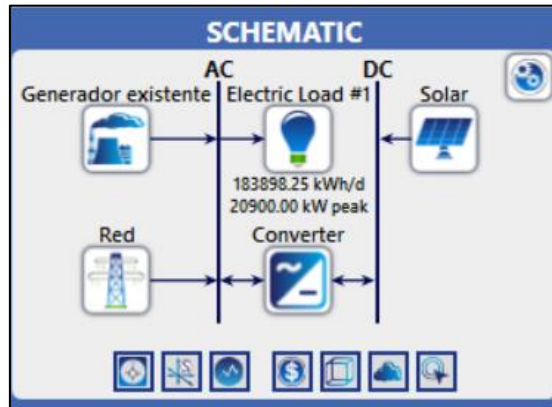


Figura 16. Esquema 1: simulación actual de la isla de Formentera en HOMER Pro.

- **Esquema 2. Tecnologías instaladas en la isla, energías renovables y baterías:** incluye la demanda energética de la isla, la turbina de gas de 14 MW que opera con gasoil, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores eólicos y baterías, como observa en la Figura 17.

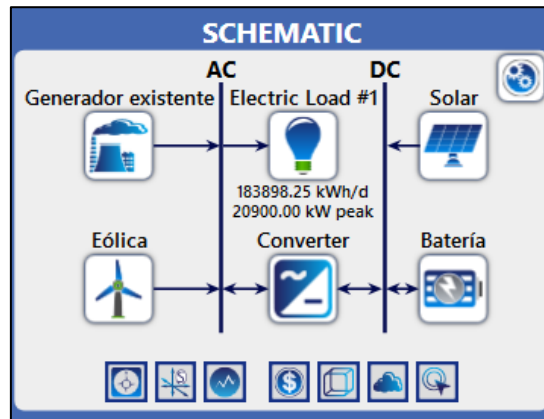


Figura 17. Esquema 2: simulación con generador, renovables y baterías en HOMER Pro.

- **Esquema 3. Energías renovables, baterías e hidrógeno:** incluye la demanda energética de la isla, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores eólicos, baterías y producción de hidrógeno con turbina de gas, mostrados en la Figura 18.

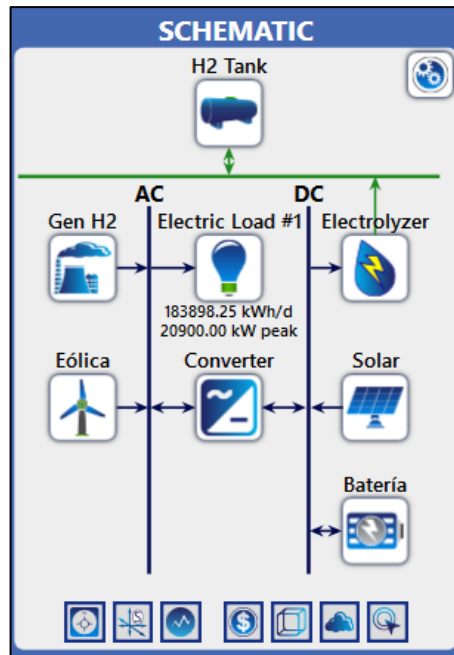


Figura 18. Esquema 3: simulación con renovables, baterías e hidrógeno en HOMER Pro.

- **Esquema 4. Energías renovables e hidrógeno:** incluye la demanda energética de la isla, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores eólicos y producción de hidrógeno. Por una parte, se ha simulado la generación de energía a partir del hidrógeno mediante pila de combustible y a continuación se ha simulado como turbina de gas que quema el 100% de hidrógeno como combustible. Ambos esquemas se pueden observar en la Figura 19.

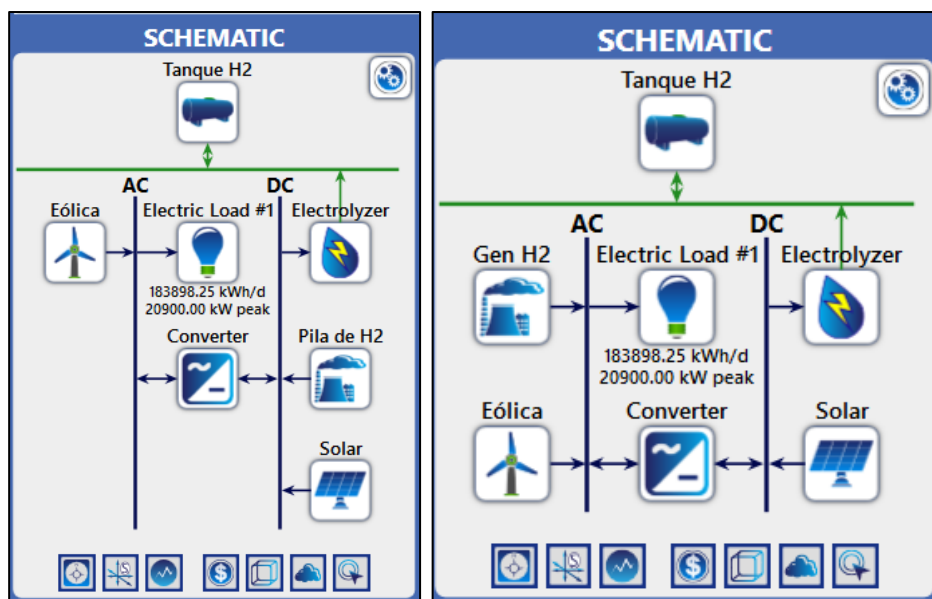


Figura 19. Esquema 4: simulación con renovables e hidrógeno (pila de combustible o turbina de gas) en HOMER Pro.

3.1.3 Componentes considerados para la generación eléctrica

A continuación, se indican las características técnicas de los componentes considerados en las simulaciones en HOMER Pro:

- **Demanda** eléctrica de la isla: se han descargado los datos de 2022 de la web de *esios* de Red Eléctrica y se han incluido en la simulación [14]. En la Figura 20 se muestra el perfil diario promedio que se observa en la simulación a partir de estos datos.
- **Red eléctrica** con una capacidad de 20.9 MW, que se corresponden con el consumo pico de la isla en 2022 y una demanda de energía de 67.1 GWh/año.
- **Turbina de gas existente** de 14 MW de acuerdo con el generador disponible en la isla. Se han considerado 15000 horas de vida útil y mínima carga del 25%.
- Para estimar la potencia que se requiere instalar en los nuevos escenarios simulados se han seleccionado **aerogeneradores** de Siemens-Gamesa de 6.6 MW, 170 m de diámetro de rotor y 115 m de altura de buje y 25 años de vida útil, teniendo en cuenta su curva de potencia, mostrada en la Figura 21. Éste es un tipo de aerogenerador actual que se podrá encontrar en el mercado.
- Para el caso existente se ha seleccionado un **panel solar** genérico con una potencia instalada de 2.1 MW. Para estimar la potencia que se requiere instalar en los nuevos escenarios simulados se han considerado paneles solares de 540 kW *Schneider ConextCoreXC* con seguimiento en el eje horizontal, disponibles en el catálogo del programa, ya que esta potencia es la que se está instalando actualmente en las plantas solares, por lo que será posible encontrar paneles similares en el mercado. La vida útil es de 25 años y se ha seleccionado un *derating factor (performance ratio)* preliminar del 80%.
- El **convertidor** seleccionado debe ser adecuado para grandes almacenamientos centralizados. Para las simulaciones preliminares se ha considerado un convertidor genérico incluido en el catálogo del programa. La vida útil es de 15 años y su eficiencia del 95%.

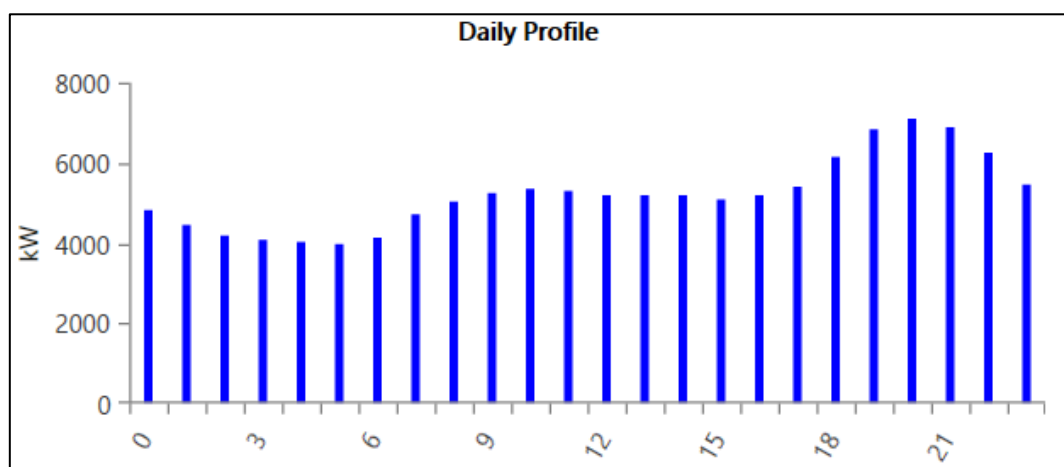


Figura 20. Perfil diario promedio en 2022 de la demanda eléctrica de Formentera en HOMER Pro [14].

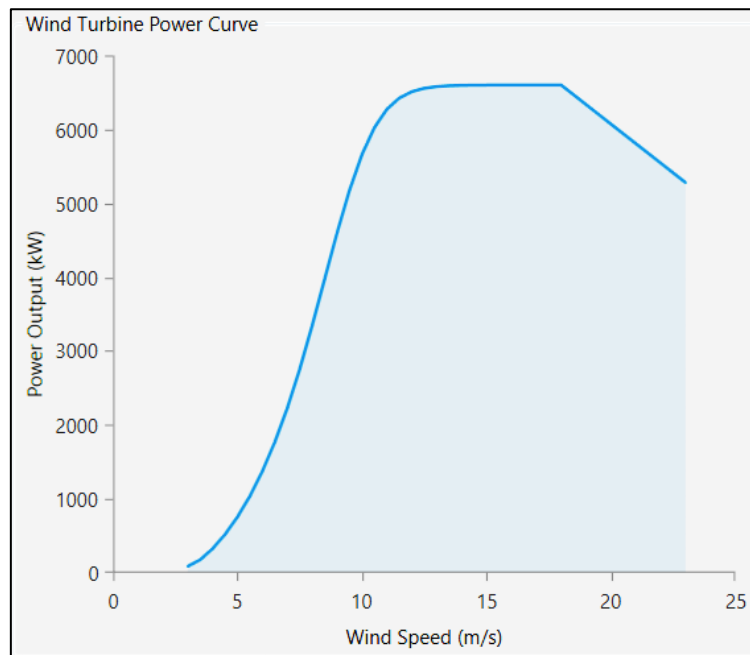


Figura 21. Curva de potencia obtenida del catálogo de WindPRO del aerogenerador considerado: Siemens Gamesa SG 6.6-170.

- Se han seleccionado **baterías** comerciales *Tesla Powerpack 2* de 210 kWh disponibles en el catálogo del programa, con 10 años de vida útil y una eficiencia del 88%, de acuerdo con la información del fabricante. En la selección se ha buscado que sean baterías de más de 100 kWh de capacidad teniendo en cuenta que la potencia que se va a simular es alta.
- **Electrolizador** genérico del programa, en el que se han considerado 10 años de vida útil y un 58% de eficiencia de acuerdo con los datos indicados en las fuentes consultadas [25].
- **Tanque de almacenamiento de hidrógeno** con 25 años de vida útil. Se ha considerado que el nivel mínimo del tanque es del 20%.
- Para la **producción de electricidad a partir del hidrógeno** almacenado se han comparado dos tecnologías diferentes:

Por una parte, se ha considerado un equipo electrógeno alimentado con el hidrógeno almacenado y, por otra parte, se ha considerado una pila de combustible. Las turbinas de gas existentes solo pueden quemar corrientes de gas natural con un 10-15% de hidrógeno, aunque ya hay nuevos desarrollos de turbinas que pueden quemar un 100% de hidrógeno [26], [27]. Para la simulación de esta tecnología se ha considerado la curva de eficiencia que incluye el programa por defecto para la combustión de hidrógeno, que alcanza su máximo en un 40% a máxima carga.

Sin embargo, varios estudios actuales de almacenamiento de hidrógeno se basan en el uso de pilas de combustible. La eficiencia de este tipo de tecnología se encuentra entre un 40-60% [28]. Se ha considerado una curva que alcanza el 50% de eficiencia para el cálculo.

3.1.4 Costes de las tecnologías utilizadas

Una de las condiciones más importantes para optimizar sistemas híbridos en HOMER Pro, además de los detalles técnicos seleccionados, es el coste de las tecnologías, ya que éste es el dato de partida que considera el programa para proponer la capacidad requerida de cada tecnología de forma optimizada. Por ello se ha realizado una búsqueda bibliográfica importante de los costes de capital inicial, reemplazamiento y operación y mantenimiento de cada tecnología considerada en las simulaciones preliminares.

A continuación, se indican los precios de cada tecnología que se han considerado y en la Tabla 4 se recogen los costes requeridos por el programa:

- **Red eléctrica:** se han descargado los datos de precios de la electricidad del año 2022 en Formentera de la página web de *esios* de Red Eléctrica y se han incluido en el programa [29]. Los precios varían de los 0.08 € a los 0.73 € según se puede observar en la gráfica de precios horarios de la Figura 22.
- **Turbina de gas existente:** al ser una tecnología existente en el sistema no se ha considerado capital inicial. El precio de reposición se ha estimado en 100€/kW [30], el coste de operación y mantenimiento se ha estimado en 0.033 €/op.h, ya que suele ser un 4% del capital inicial de este tipo de tecnología [31] y se ha considerado un precio del gasoil usado como combustible de 0.95 €/L [32].
- **Aerogeneradores:** el precio de la tecnología eólica actualmente se sitúa en 1220 €/kW y se ha considerado un OPEX del 2.5% del precio de la tecnología [33][34].
- **Paneles solares:** el precio de la tecnología solar actualmente se sitúa en 750 €/kW y se ha considerado un OPEX del 1.5% del precio de la tecnología [33], [35].
- **Convertidor:** se ha considerado que el precio del convertidor es alrededor un 30% del precio de las baterías, por lo que se ha tenido que iterar en la simulación el coste de este componente observando que el coste final esté alrededor de este valor [36].
- **Baterías:** se ha tomado como referencia un precio de instalación de 311 €/kWh, de reemplazo de 167 €/kWh y de operación de 7 €/kWh para baterías de litio [37].

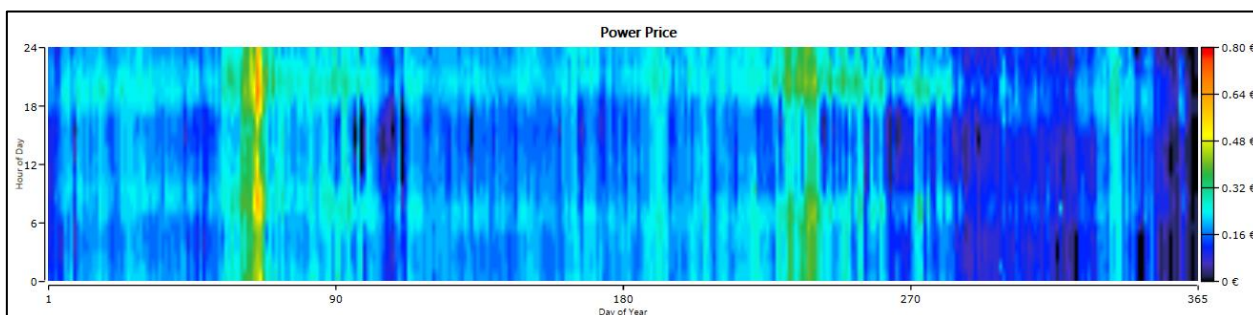


Figura 22. Precios horarios de la electricidad en España en 2022 [29].

- **Electrolizadores:** se ha considerado un precio de 540 €/kW para una escala de 1 MW, 420 €/kW para 20 MW y 365 €/kW para escalas de 100 MW como coste del capital inicial, así como el precio de reemplazo y un 1.5% para el precio de la operación y mantenimiento de la tecnología PEM, que actualmente es una de las que más se está instalando [25].
- **Tanques de hidrógeno:** el precio de un tanque de almacenamiento depende de la escala de almacenamiento. Se ha considerado un precio de 925 €/kg para tanques de 1 tonelada, 210 €/kg para tanques de 100 toneladas y 175 €/kg para tanques de 1000 toneladas como coste de capital y reposición y un 1% de la inversión como precio de operación y mantenimiento [38].
- **Generador de hidrógeno:** el coste del capital inicial de las turbinas de gas se encuentra alrededor de 400-500 €/kW y como en la turbina de gas existente, el precio de reposición se ha estimado en 100€/kW [30], el coste de operación y mantenimiento se ha estimado en 0.033 €/op.h, ya que suele ser un 4% del capital inicial de este tipo de tecnología [31].
- **Pila de hidrógeno:** los precios de inversión para escalas de megavatios están alrededor de 2000 €/kW y los costes de O&M se estiman en un 1.5% del coste de inversión anualmente [39][40][41].

Tabla 4. Precios de cada tecnología en HOMER Pro.

Tecnología	Tamaño	Capital inicial	Coste de reposición	O&M
Turbina de gas existente	1 kW	0 €	100 €	0.033 €/op.h
Aerogeneradores 6.6 MW	1 turbina	8,052,000 €	8,052,000 €	201,300 €/año
Paneles fotovoltaicos	1 kW	750 €	750 €	11.25 €/año
Baterías 210 kWh	1 batería	65,310 €	35,070 €	1470 €/año
Convertidor	1 kW	750 €	750 €	7.5 €/año
Electrolizador	1000 kW	540,000 €	540,000 €	8,100 €/año
	20,000 kW	8,400,000 €	8,400,000 €	126,000 €/año
	100,000 kW	37,000,000 €	37,000,000 €	555,000 €/año
Tanques de hidrógeno	1000 kg	925000 €	925000 €	9,250 €/año
	100,000 kg	21,000,000 €	21000000 €	210,000 €/año
	1,000,000 kg	175,000,000 €	175,000,000 €	1,750,000 €/año
Generador de hidrógeno	1 kW	500 €	100 €	0.033 €/op.h
Pila de hidrógeno	1 kW	2000 €	2000 €	0.05 €/op.h

3.2 Acoplamiento de la electrificación de la movilidad en Formentera

Se ha estimado la demanda eléctrica que supondría incluir la electrificación de la movilidad en la isla, ya que los modelos de vehículos que se pretenden implantar para impulsar la descarbonización en los próximos años son eléctricos. Así se podrá añadir este consumo en el programa HOMER Pro para que calcule las potencias de renovables y almacenamientos requeridos para este caso futuro.

Para ello se ha tenido en cuenta el número de matriculaciones de vehículos en 2022 y 2023 en la isla para determinar porcentaje de cada tipo de vehículo que puede haber en la isla. A continuación, teniendo en cuenta que la isla presenta una tasa de vehículos 900 por cada 1000 habitantes y que los habitantes censados en la isla en 2023 son 12216, se ha calculado el número de vehículos de cada tipo que puede haber en la isla [13][42]. En la Tabla 5 se pueden observar los datos considerados para la estimación.

Finalmente, teniendo en cuenta el consumo eléctrico estimado para cada tipo de vehículo y los kilómetros medios que puede recorrer cada tipo de vehículo, se ha calculado el consumo total que supondría que todos los vehículos fueran eléctricos [43][44]. En la Tabla 6 se recogen los resultados de la estimación, que supone un consumo medio diario estimado de 45938 kWh.

La demanda de energía en Formentera en el año 2022 fue de 67122861 kWh [14] y en la estimación realizada en la Tabla 5 y Tabla 6 resulta un consumo adicional de 16767198 kWh anual, lo que supone un aumento de la demanda energética del 25 %.

De acuerdo con las estimaciones de Bloomberg, en el caso más extremo, si entre el 90 y el 100 % de los vehículos fuesen eléctricos para 2050, se produciría un aumento de consumo eléctrico del 27 % [45]. Por lo que los resultados de la estimación se pueden considerar aceptables para considerarlos en la simulación a futuro en HOMER Pro.

Tabla 5. Número estimado de vehículos de cada tipo en Formentera.

	N.º matriculaciones 2023	N.º matriculaciones 2022	PROMEDIO	N.º vehículos
Turismos	280	375	36.7%	4036
Camiones	19	7	1.6%	174
Autobuses	5	1	0.4%	41
Camionetas	9	18	1.5%	162
Motocicletas	413	585	55.7%	6124
Ciclomotores	38	34	4.2%	457
TOTAL	764	1020	100.0%	10994

Tabla 6. Consumo medio diario estimado en Formentera para la electrificación de vehículos.

	Consumo (kWh/100km)	km diarios/ vehículo	Consumo medio diario estimado por vehículo (kWh)	Consumo medio diario estimado total (kWh)
Turismos	12.60	25	3.15	12713.4
Camiones	80.00	150	120.00	20880
Autobuses	80.00	150	120.00	4920
Camionetas	13.23	50	6.62	1071.63
Motocicletas	5.00	20	1.00	6124
Ciclomotores	5.00	10	0.50	228.5
Consumo medio diario estimado TOTAL (kWh)				45938

Aunque hay diferentes modelos que estiman las horas en las que es más probable que se produzca la recarga de vehículos eléctricos por los hábitos de los usuarios, en este trabajo se aumentará la demanda eléctrica en un 25% de forma lineal para contemplar este escenario de forma simplificada.

3.3 Resultados de HOMER Pro y análisis de viabilidad económica

Se han realizado en HOMER Pro las simulaciones de acuerdo con los esquemas mostrados en la Figura 16, Figura 17, Figura 18 y Figura 19, que incluyen los componentes que se indican a continuación.

3.3.1 Esquema 1. Situación actual

En el esquema 1 se representa la situación actual de generación eléctrica de la isla, en la que se incluyen los siguientes componentes de acuerdo con el esquema de la Figura 16:

- La demanda energética de la isla.
- La red eléctrica.
- Una turbina de gas de 14 MW que opera con gasoil.
- Una planta fotovoltaica de 2.1 MW con paneles genéricos del programa.

3.3.2 Esquema 2. Tecnologías instaladas en la isla, energías renovables y baterías

En el esquema 2 se representa la situación energética actual de la isla, pero sustituyendo la red eléctrica por energías renovables y baterías de acuerdo con el esquema de la Figura 17:

- La demanda energética de la isla.
- Una turbina de gas de 14 MW que opera con gasoil.
- Paneles fotovoltaicos 540 kW *Schneider ConextCoreXC*.
- Baterías *Tesla Powerpack 2*.
- Aerogeneradores Siemens-Gamesa de 6.6 MW.

3.3.3 Esquema 3. Energías renovables, baterías e hidrógeno

En el esquema 3 se representa una situación totalmente renovable, incluyendo los siguientes componentes de acuerdo con el esquema de la Figura 18:

- La demanda energética de la isla.
- Paneles fotovoltaicos 540 kW *Schneider ConextCoreXC*.
- Baterías *Tesla Powerpack 2*.
- Aerogeneradores Siemens-Gamesa de 6.6 MW.
- Electrolizadores de producción de hidrógeno.
- Tanques de hidrógeno.
- Turbina de hidrógeno.

3.3.4 Esquema 4. Energías renovables e hidrógeno

En el esquema 4 se han eliminado las baterías y, por una parte, se ha simulado la generación eléctrica a partir del hidrógeno mediante pila de combustible y a continuación se ha simulado como turbina de gas que quema el 100% de hidrógeno como combustible. Ambos esquemas, que se pueden observar en la Figura 19, contienen los siguientes componentes:

- La demanda energética de la isla.
- Paneles fotovoltaicos 540 kW *Schneider ConextCoreXC*.
- Aerogeneradores Siemens-Gamesa de 6.6 MW.
- Electrolizadores de producción de hidrógeno.
- Tanques de hidrógeno.
- Turbina de hidrógeno o pila de hidrógeno.

3.3.5 Discusión de resultados para los esquemas planteados

Como se puede observar en los resultados de la Tabla 7, la situación actual en la isla supone unas emisiones de CO₂ muy elevadas en comparación con otros escenarios en los que se aumenta la fracción renovable en la generación. Resulta interesante el caso del esquema 2, en el que, a pesar de mantener la turbina de gas existente, el hecho de incluir baterías y una fracción renovable del 88% reduce en gran proporción la generación de emisiones contaminantes y su coste nivelado de la energía (LCOE) es competitivo con el caso actual.

En el esquema 3 se obtienen varios resultados interesantes: por un lado, la optimización lleva a considerar baterías e hidrógeno de manera conjunta como almacenamiento, pero por otro, también resulta competitivo usar únicamente baterías. Si se comparan los resultados, el LCOE del almacenamiento conjunto es más bajo y además requiere menor instalación de renovables, pero tiene más pérdidas, debido a que la eficiencia de la producción de hidrógeno es menor que la eficiencia de las baterías.

En la Figura 23 se puede observar el perfil de producción (solar, eólica e hidrógeno) mensual, donde se puede ver que el hidrógeno produce en los meses de verano, donde la demanda aumenta considerablemente. Habría que analizar si esto pudiera suponer algún problema de operabilidad para los electrolizadores, ya que tendrían que trabajar según las necesidades estacionales.

Por otra parte, se ha simulado el almacenamiento de hidrógeno de dos formas diferentes: con la generación de electricidad como pila de combustible o como generador eléctrico, como se explicó en el apartado 3.1. De los resultados de la Tabla 7 se concluye que, a pesar de que la eficiencia de la pila es mejor que la de la turbina, al ser el precio de ésta muy superior, es más interesante económicamente considerar una turbina de gas, ya que el LCOE resulta menor.

Si se comparan los escenarios 3 y 4 se puede observar que si se utiliza el hidrógeno como almacenamiento se requiere mayor potencia renovable instalada. Esto se debe en gran parte a la eficiencia de la electrólisis y posterior generación eléctrica a partir del hidrógeno, que es mucho menor que la eficiencia de almacenamiento en baterías y, por tanto, tiene mayores pérdidas.

Finalmente, en el esquema 4 se puede ver que el LCOE es de 0.388 para el caso en el que el almacenamiento es hidrógeno con generación con turbina, comparado con un LCOE de 0.273 del esquema 3, en el que el almacenamiento óptimo se basa en baterías e hidrógeno. Es decir, que la mayor rentabilidad del aislamiento energético de la isla requiere instalar, al menos parcialmente, baterías como almacenamiento.

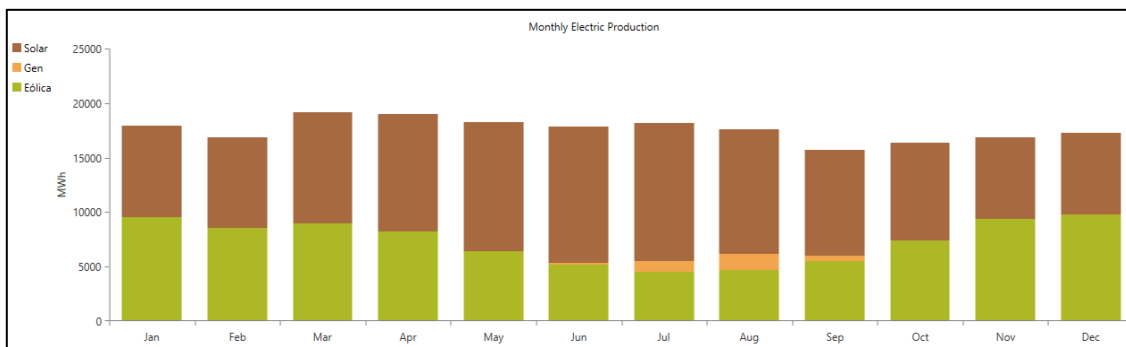


Figura 23. Perfil de producción mensual para el esquema 3 (hidrógeno y baterías).

Tabla 7. Resultados de HOMER Pro para los esquemas de simulación propuestos.

		Esquema 1: Situación actual	Esquema 2: Turbina existente, renovables y baterías	Esquema 3: Renovables, baterías e hidrógeno (turbina)	Esquema 3: Renovables y baterías	Esquema 4: Renovables e hidrógeno (pila de combustible)	Esquema 4: Renovables e hidrógeno (turbina)
Capacidades instaladas	Red eléctrica (MWp)	20.9	-	-	-	-	-
	Turbina Gas existente (MW)	14	14.0	-	-	-	-
	Solar (MW)	2.1	43.2	67.5	102.6	72.9	129.6
	Eólica (MW)	-	13.2	26.4	13.2	72.6	46.2
	Baterías (MWh)	-	86.3	117.0	234.2	-	-
	Electrolizador (MW)	-	-	30	-	45	75
	Pila de combustible (MW)	-	-	-	-	20	-
	Turbina de H₂ (MW)	-	-	23	-	-	23
Almacenamiento H₂ (ton)		-	-	55	-	65	75
Energía (GWh/año)	Demanda	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1
	Red eléctrica	52.8	-	-	-	-	-
	Eólica	-	44.0	88.0	44.0	242.0	154.0
	Solar	3.3	76.7	119.8	182.2	129.4	230.1
	Producción hidrógeno	-	-	3.2	-	21.4	24.6
	Turbina Gas existente	11.1	8.2	-	-	-	-
	Pérdidas del sistema	0.17	3.7	24.0	4.9	91.6	147.3
	No entregada	0	0.15	0.03	0.02	0.007	0.027
	Déficit	0	0.07	0.07	0.07	0.067	0.057
	Excedentes	0.005	58.1	119.9	154.2	234.1	194.3
Excedentes (%)		0.007%	45%	57%	68%	59.6%	48%
Pérdidas (%)		0.25%	3%	11%	2%	23%	36%
Fracción renovable (%)		5%	88%	100%	100%	100%	100%
Costes del sistema (M€)	VAN	168.5	168.6	236.4	259.3	435.1	336.4
	LCOE	0.194	0.194	0.273	0.299	0.501	0.388
	Costes de operación	13.0	6.2	5.3	6.1	16.0	8.8
Emisiones	CO₂ (ton/año)	42531	7452	0	0	0	0

3.3.6 Discusión de resultados para alternativas con hidrógeno

A partir de los resultados obtenidos en el apartado 3.3.5 se ha decidido estudiar cómo debería reducirse el precio de instalación del hidrógeno como almacenamiento único, para que empiece a ser competitivo con la instalación de baterías. Para ello se han realizado una serie de simulaciones en las que se ha incorporado un análisis de sensibilidad de precios para observar los resultados económicos y energéticos del sistema. También se ha simulado un caso en el que se ha limitado la instalación de renovables a los valores obtenidos con la opción óptima (esquema 3: renovables, baterías e hidrógeno) para observar los resultados en el caso en el que hubiera más almacenamiento de hidrógeno.

En la Tabla 8 se pueden observar los nuevos escenarios analizados. Es interesante resaltar que el caso con almacenamiento único de hidrógeno alcanzaría un LCOE y unos costes de operación competitivos con las baterías en el caso en el que los costes de instalación, operación y mantenimiento de éste fueran un 80% menores que los actuales. También cabe destacar que, en el caso de instalar hidrógeno como almacenamiento entra más la eólica que en el caso en el que hay baterías y se reduce la capacidad de almacenamiento requerida, por lo que las potencias que resultan en la alternativa 1 pueden ser más interesantes que las de la alternativa 2 o 3, en la que se ha limitado la potencia renovable.

Para terminar el análisis, se ha realizado una alternativa 4, que es similar al esquema 3 (con hidrógeno y baterías), pero con los costes del hidrógeno reducidos al 20%. En ese caso es necesario instalar menor potencia renovable y siguen entrando las baterías, aunque en menor medida, pero además el LCOE resulta ser competitivo con el de la situación actual. Por lo que este escenario puede ser representativo de una situación futura óptima.

En la Tabla 8 se observa que el coste nivelado de la producción de hidrógeno (LCOH) para el esquema 4 (renovables y turbina de hidrógeno) es de 8.8 €/kg H₂. Este valor es ligeramente superior a los datos encontrados en referencias consultadas, que indican que este precio se encuentra alrededor de entre 3.7 y 8.4 €/kgH₂, aunque hay perspectivas de que se reduzca su coste significativamente para 2030 y 2050 [20]. Si se redujeran los precios del hidrógeno hasta el 20% del precio actual, el LCOH sería del 6.9 €/kg H₂ según los resultados de la alternativa 1.

Teniendo en cuenta este análisis preliminar, se concluye que, para que el coste de la energía producida mediante el almacenamiento de hidrógeno sea competitivo con el almacenamiento en baterías, es necesario que los costes del hidrógeno (producción, almacenamiento y generación de energía) se reduzcan hasta un 20% de sus costes actuales. Además, para instalar renovables con almacenamiento de hidrógeno en Formentera de manera óptima se requerirían alrededor de 83.7 MW de potencia solar, 33 MW de potencia eólica, electrolizadores de 65 MW de potencia con un almacenamiento de 580 toneladas de hidrógeno.

Tabla 8. Resultados de las simulaciones alternativas con hidrógeno como almacenamiento.

		Esquema 4: Renovables e hidrógeno (turbina)	Alternativa 1: Costes de producción de hidrógeno reducidos hasta el 20%	Alternativa 2: Hidrógeno con limitación de renovables	Alternativa 3: Costes de producción de hidrógeno reducidos hasta el 20% con limitación de renovables	Alternativa 4: Renovables, baterías e hidrógeno (turbina de gas) con costes de hidrógeno reducidos al 20%
Capacidades instaladas	Solar (MW)	129.6	83.7	67.5	67.5	37.8
	Eólica (MW)	46.2	33	26.4	26.4	19.8
	Electrolizador (MW)	75	65	65	65	25
	Turbina de H₂ (MW)	23	23	23	23	23
	Baterías (MWh)	-	-	-	-	67
Almacenamiento H₂ (ton)		75	580	3100	3100	550
Energía (GWh/año)	Demanda	67.1	67.1	67.1	67.1	67.1
	Eólica	154.0	110.0	88.0	88.0	66.0
	Solar	230.1	148.6	119.8	119.8	67.1
	Producción hidrógeno	24.6	20.2	33.5	33.5	9.6
	Pérdidas del sistema	147.3	173.1	166.0	165.9	66.2
	No entregada	0.027	0.030	0.023	0.023	0.024
	Déficit	0.057	0.063	0.058	0.067	0.052
	Excedentes	194.3	38.6	8.3	8.4	9.4
Excedentes (%)		48%	14%	3%	3%	7%
Pérdidas (%)		36%	62%	69%	69%	46%
Fracción renovable (%)		100%	100%	100%	100%	100%
Costes del sistema (M€)	VAN	336.4	237.3	845.9	324.6	169.2
	LCOE	0.388	0.274	0.975	0.374	0.195
	LCOH	8.8	6.9	27.3	10.5	14.3
	Costes de operación	0	6.9	13.8	8.1	3.9

3.3.7 Discusión de resultados para la electrificación del transporte

Por último, se han realizado unas simulaciones adicionales para prever el impacto que tendría la electrificación del transporte en las necesidades energéticas de la isla. Para ello, como se comentó en el apartado 3.2, se ha aumentado de forma lineal un 25% la demanda de energía horaria. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 9, donde se observa que sería necesario instalar más energía renovable o más almacenamiento que en el caso actual, pero el coste total de la energía sería muy superior en el caso en el que se instalara más almacenamiento con los precios actuales.

Tabla 9. Resultados de las simulaciones considerando electrificación del transporte.

		Esquema 4: Renovables e hidrógeno (turbina)	Alternativa 1: Electrificación de la movilidad	Alternativa 2: Electrificación de la movilidad con limitación de renovables
Capacidades instaladas	Solar (MW)	129.6	129.6	67.5
	Eólica (MW)	46.2	66	26.4
	Electrolizador (MW)	75	80	65
	Turbina de H₂ (MW)	23	29	29
Almacenamiento H₂ (ton)		75	250	8300
Energía (GWh/año)	Demanda	67.1	36.4	20.3
	Eólica	154.0	220.0	88.0
	Solar	230.1	230.1	119.8
	Producción hidrógeno	24.6	30.7	46.9
	Pérdidas del sistema	147.3	209.6	180.1
	No entregada	0.027	0.052	0.029
	Déficit	0.057	0.078	0.083
Excedentes		194.3	204.1	7.5
Excedentes (%)		48%	42%	2.9%
Pérdidas (%)		36%	44%	71%
Fracción renovable (%)		100%	100%	100%
Costes del sistema (M€)	VAN	336.4	420.6	1877.0
	LCOE	0.388	0.388	1.730
	LCOH	8.8	11.6	61.5
	Costes de operación	0	10.7	24.5

4 Dimensionamiento en PVsyst y WindPRO

4.1 Diseño de la planta solar con PVsyst

Se ha realizado un diseño más detallado de la planta fotovoltaica de acuerdo con la potencia requerida de 83.7 kW según los resultados de HOMER Pro, para conseguir unos resultados más precisos de producción de energía en PVsyst y evaluar la viabilidad técnica de la instalación.

4.1.1 Ubicación y selección de componentes

La ubicación seleccionada es la misma en la que se encuentra la planta solar instalada actualmente de 2.1 MW, mostrada en la Figura 8 (Lat., Long.: 38.71°, 1.43°) y se ha seleccionado la base de datos de *Meteonorm 8.1* como fuente de datos meteorológicos en esa zona. Se han elegido los siguientes componentes para la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta que son modelos comerciales que podrían instalarse en el mercado actual de componentes de plantas fotovoltaicas:

- Paneles de Longi Solar, modelo LR5-72HPH-540M G2 de 540 Wp, con rastreadores horizontales (Norte-Sur). Los paneles de Longi Solar se encuentran en la lista Tier-1 de calidad y el modelo seleccionado está disponible actualmente en el mercado. Sus características mecánicas se muestran en la Tabla 10 y las dimensiones y esquema general se pueden observar en la Figura 24.

No se ha determinado una disposición del parque porque ese detalle no entra dentro la finalidad de este trabajo. En el apartado de “Orientación” en PVsyst se ha seleccionado la opción de “Rastreadores ilimitados, eje horiz.” y se dimensionado la planta teniendo en cuenta que el *Ground Cover Ratio* (GCR) o ratio del área de los módulos respecto al área total del campo solar, supone entre un 30% y un 40%, de acuerdo con los valores recomendados durante el máster [46]. De esta forma, teniendo en cuenta un ancho sensible igual a la longitud del módulo fotovoltaico, el pitch entre módulos se calcula de la siguiente manera:

$$Pitch = \frac{L_{\text{módulo}}}{GCR} = \frac{2.278}{0.373} = 6.1 \text{ m}$$

Tabla 10. Parámetros mecánicos del módulo [47].

Cell Orientation	144 (6x24)
Potencia pico	540 Wp
Voltaje de circuito abierto (STC)	49.5 V
Voltaje de circuito abierto (T _{min} =0°C)	53 V
Caja de conexiones	IP68, tres diodos
Cable de salida	4 mm ² , +400, -200 mm (length customized)
Conector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Cristal	3.2 mm coated tempered glass
Marco	anodized aluminum alloy frame
Peso	27.5 kg
Dimensiones	2278 x 1134 x 35 mm

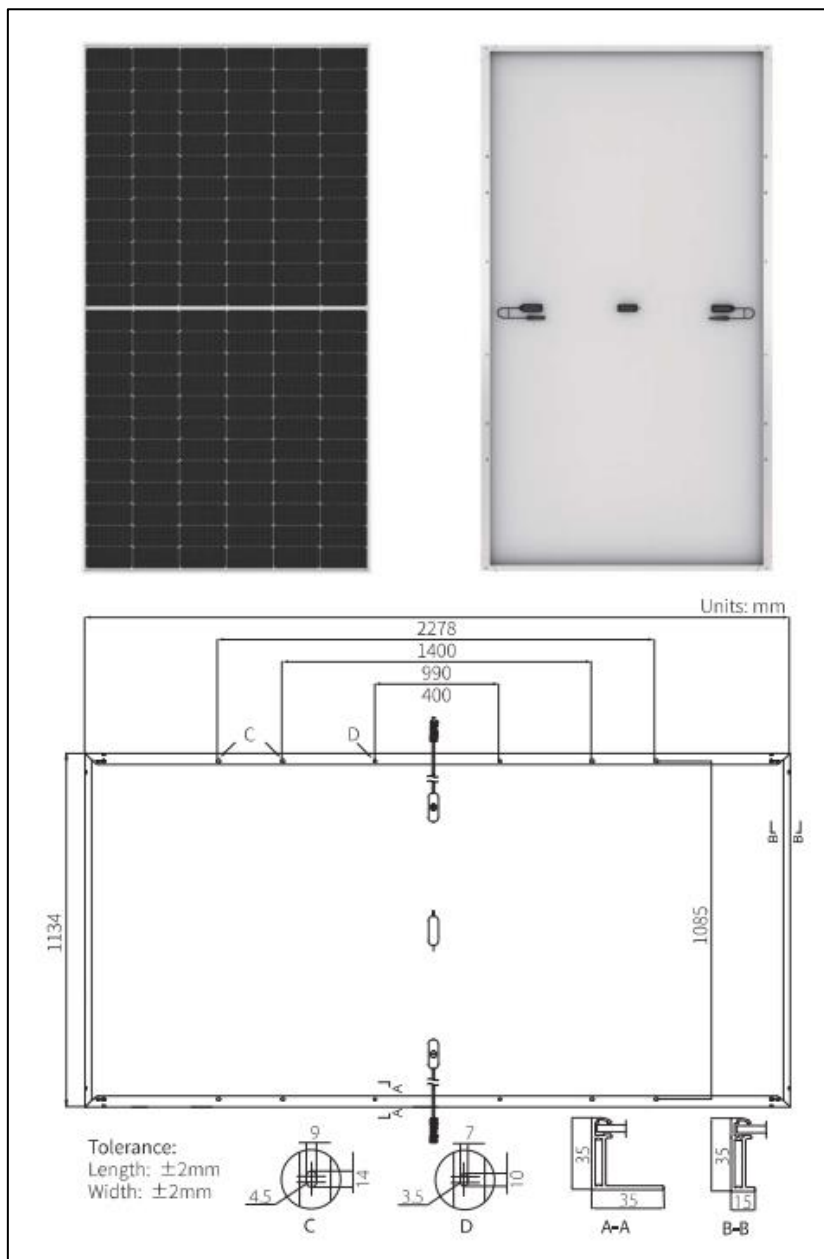


Figura 24. Dimensiones del módulo LR5-72HPH-540M [47].

ESTRUCTURA	
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Acero galvanizado en caliente. ✓ Opción Acero Arcorox (consultar) ✓ Configuración típica: 1 pilote por cada 6 metros / 8 metros. ✓ Eje central de tubo estructural cuadrado. ✓ Correas de perfil Ω. ✓ Dimensionado según requerimientos. ✓ Soportes de rodamientos y motores diseñados para montaje rápido. ✓ Capacidad de absorción de desalineación y diferencia de alturas entre pilotes. ✓ Bulonería: de alta resistencia, grado 8.8. Tratamiento según requerimientos (Zn Ni, Galvanizado en caliente, Dacromet)

Figura 25. Estructura con rastreador solar de IDERO Solar [48].

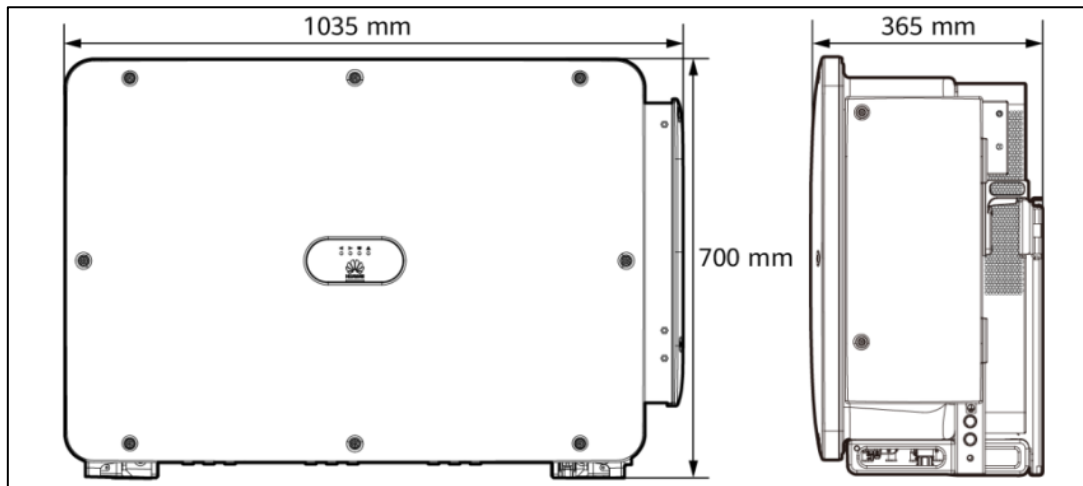


Figura 26. Dimensiones del inversor SUN2000-175KTL-H0 [49].

- Se podría considerar una estructura como el modelo SOLAR TRACKER IDERO T1 mostrado en la Figura 25, del fabricante Idero Solar, fabricado en acero galvanizado. La estructura permite un ángulo máximo de $\pm 60^\circ$ y permite un máximo de 90 paneles por seguidor para configuraciones 1V, con sistema de backtracking incluido.
- Inversores de Huawei Technologies, modelo SUN2000-175KTL-H0 de 175 kW, 50 Hz y 600-1500 V, que también están disponibles en el mercado actualmente. Se ha ajustado el número de inversores para que la ratio DC/AC esté entre 1.15 y 1.25. Sus dimensiones se muestran en la Figura 26 y sus características generales en la Tabla 11.

Tabla 11. Características del inversor SUN2000-175KTL-H0 [49].

Entrada	
Max. Voltaje de entrada	1500 V
Max. Corriente por MPPT	26 A
Max. I_{sc} por MPPT	40 A
V_{min} operación	600 V - 1500 V
Voltaje MPP nominal	1080 V
Número de entradas	18
Salida	
Potencia nominal activa AC	175 kW
Voltaje nominal de salida	800 V
Frecuencia de red nominal AC	50 Hz
Corriente nominal de salida	126.3 A
Máxima corriente de salida	140.7 A
Distorsión armónica máxima total	< 3%

4.1.2 Dimensionamiento de la planta fotovoltaica

A continuación, se muestran los cálculos previos para dimensionar el sistema en PVsystem:

- 1) Cálculo de la potencia en corriente continua del inversor:

$$P_{DC \text{ inversor}} = P_{Nominal \text{ Inversor}} * Ratio \text{ DC/AC} = 175kW * 1.2 = 210 \text{ kW}$$

2) Número de módulos máximo por *string* (STC):

$$N_{Serie} = \frac{Voltaje_{m\acute{a}x. entrada inverter}}{V_{oc \text{ paneles } (T_{min})}} = \frac{1500 V}{53 V} = 28.3 \approx 28$$

3) Cálculo del número de *strings*:

$$N^{\circ} Strings = \frac{P_{DC \text{ inverter}}}{Potencia_{modulo} * N_{Serie}} = \frac{210 kW}{0,54 kW * 28} = 13.9 \approx 14$$

Esto supone un total de 392 módulos por inverter y, unos kWp/inverter de 211.7. El nuevo ratio DC/AC correspondería entonces a 1.21, que se encuentra dentro del rango limitado normalmente para este tipo de plantas, que debe estar entre 1.15 y 1.25 según se ha indicado anteriormente.

4) Continuando, se calcula el número de inversores:

$$N^{\circ} Inversores = \frac{P_{DC \text{ Planta}}}{P_{DC \text{ Inverter}}} = \frac{83716 kWp}{211.7 kWp/inverter} = 395.5 \approx 396$$

5) Se calcula el número módulos:

$$N^{\circ} Modulos \text{ por string} = 396 * 14 strings = 5544$$

$$N^{\circ} Modulos \text{ totales} = 155232$$

6) Se recalcula la potencia DC y la potencia AC:

$$P_{DC \text{ Planta}} = Potencia_{modulo} * N^{\circ} Modulos \text{ totales} = 0,54 kWp * 155232 = 83825 kW \approx 83.83 MWp$$

$$P_{AC \text{ Planta}} = Potencia_{Inversores} * N^{\circ} Inversores = 175 kW * 396 = 69300 kW \approx 69.3MW$$

Teniendo en cuenta estos cálculos se han definido en PVsyst 5544 cadenas de 28 módulos fotovoltaicos en serie, es decir, un total de 155232 unidades de paneles Longi solar LR5-72HPH-540M G2 de 540 Wp y 396 unidades de inversores Huawei Technologies SUN2000-175KTL-H0 de 175 kW, 50 Hz y 600-1500 V, como se muestra en la Figura 27.

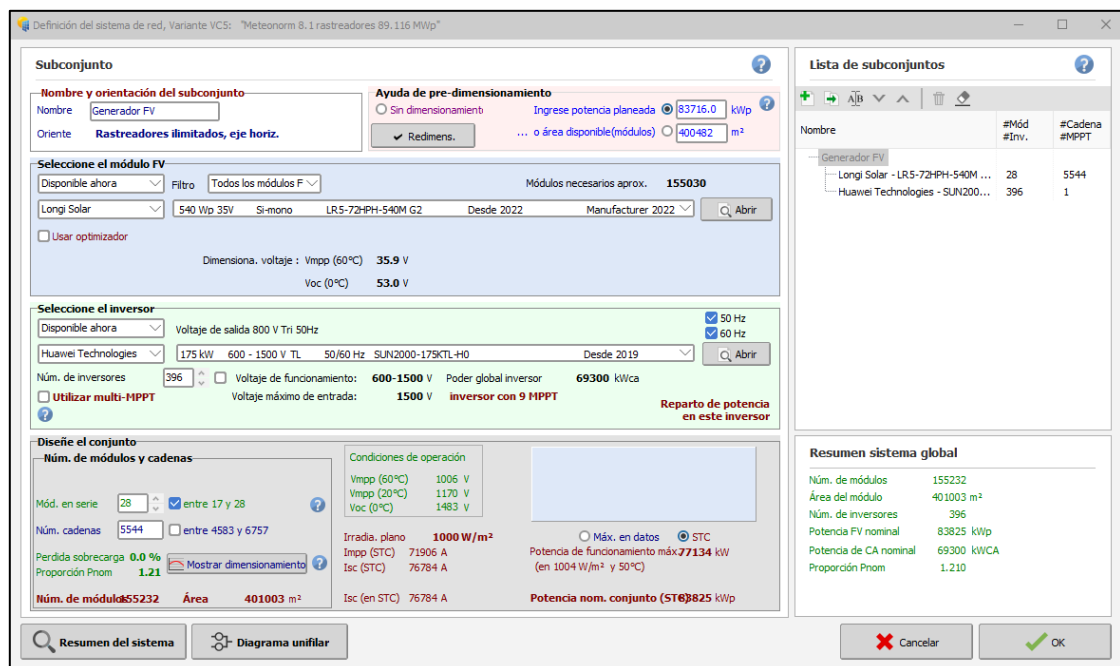


Figura 27. Definición del sistema de red en PVsyst.

En relación con las pérdidas del sistema, se han tenido en cuenta en la simulación los siguientes parámetros recomendados, según las indicaciones aprendidas durante el máster [46]:

- Térmicas: se han considerado los valores predeterminados para módulos montados “libres” con circulación de aire, al estar en un parque solar.
- Óhmicas: se ha considerado un 1.25 % en el conjunto en STC y las pérdidas indicadas en la Figura 28, correspondientes a un transformador de media tensión de 34.5 kV, para conseguir unos resultados más precisos en el cálculo, ya que es muy probable que haya este tipo de pérdidas de energía en un proyecto de este tipo.
- LID: 1.5 %.
- Suciedad: 2 % anual.
- Pérdidas IAM: modelo Fresnel, revestimiento AR.
- Auxiliares: 0.5 W/kW proporcionales a la salida del inversor.
- Disponibilidad: 2% en dos periodos aleatorios.

También se han incluido las sombras lejanas del horizonte del emplazamiento, importando la información orográfica existente de las bases de datos de PVGIS. Se puede observar que no se generan muchas sombras de este tipo de acuerdo con la Figura 29. No se han tenido en cuenta sombras cercanas, al no haber población próxima al emplazamiento.

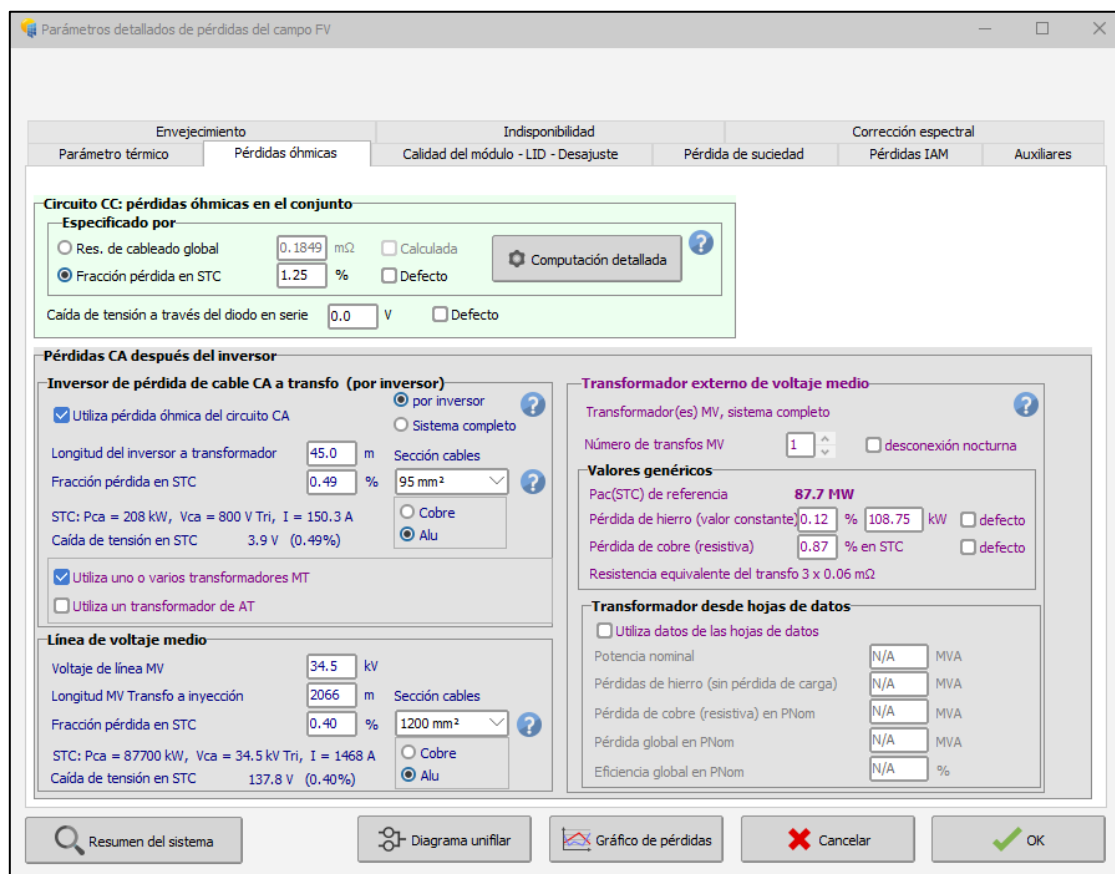


Figura 28. Pérdidas óhmicas incluidas en PVsyst.

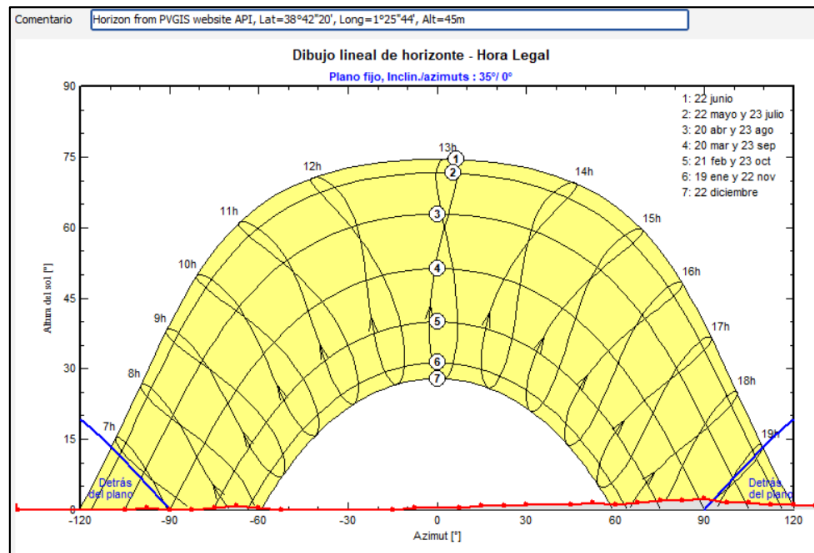


Figura 29. Línea de horizonte sobre el emplazamiento (PVsyst).

4.1.3 Resultados de PVsyst

Finalmente se ejecuta la simulación y se obtienen los resultados que se muestran en el Anexo I: Resultados de PVsyst. Como se puede observar en la Figura 30, se obtiene un performance ratio medio de 0.83, que es un valor adecuado para este tipo de plantas. Este valor es menor en los meses de febrero y septiembre debido a las pérdidas por indisponibilidad aleatorias que se han indicado en el programa. Por otra parte, en la Figura 31 se puede apreciar la variación de las pérdidas en cada mes, siendo éstas mucho mayores en los meses de verano que en los de invierno debido al efecto de la temperatura en los equipos.

En el diagrama de Sankey de la Figura 32 se observa que la energía neta anual producida es de 156.8 GWh/año, que es un poco más alta que los 148.6 GWh/año calculado en HOMER Pro. Esto se puede deber al ajuste del número de módulos en el programa y al *performance ratio* obtenido, que es del 82.98%, mientras que en HOMER Pro se consideró el 80% de forma preliminar.

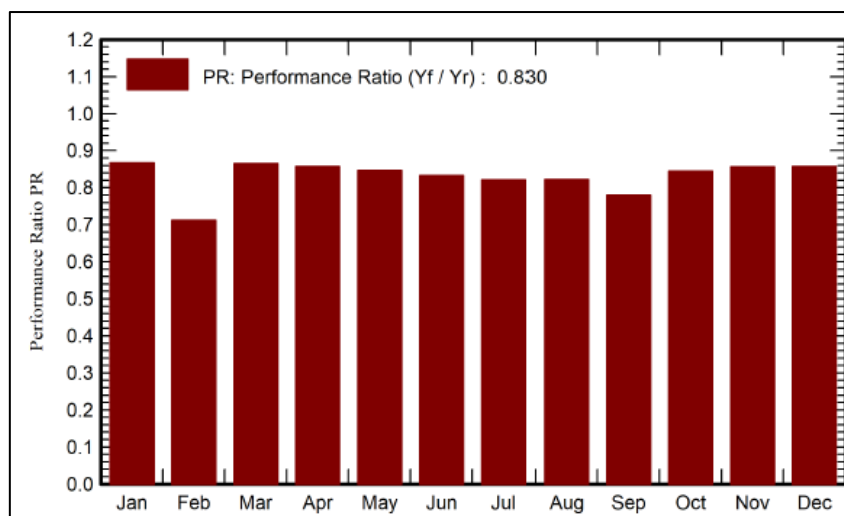


Figura 30. Resultado del Performance Ratio mensual en PVsyst.

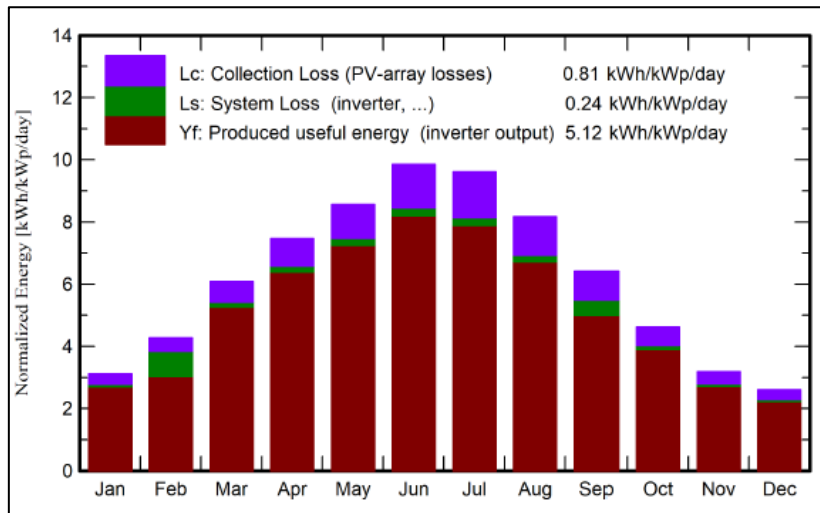


Figura 31. Resultado de la producción y pérdidas normalizadas en PVsyst.

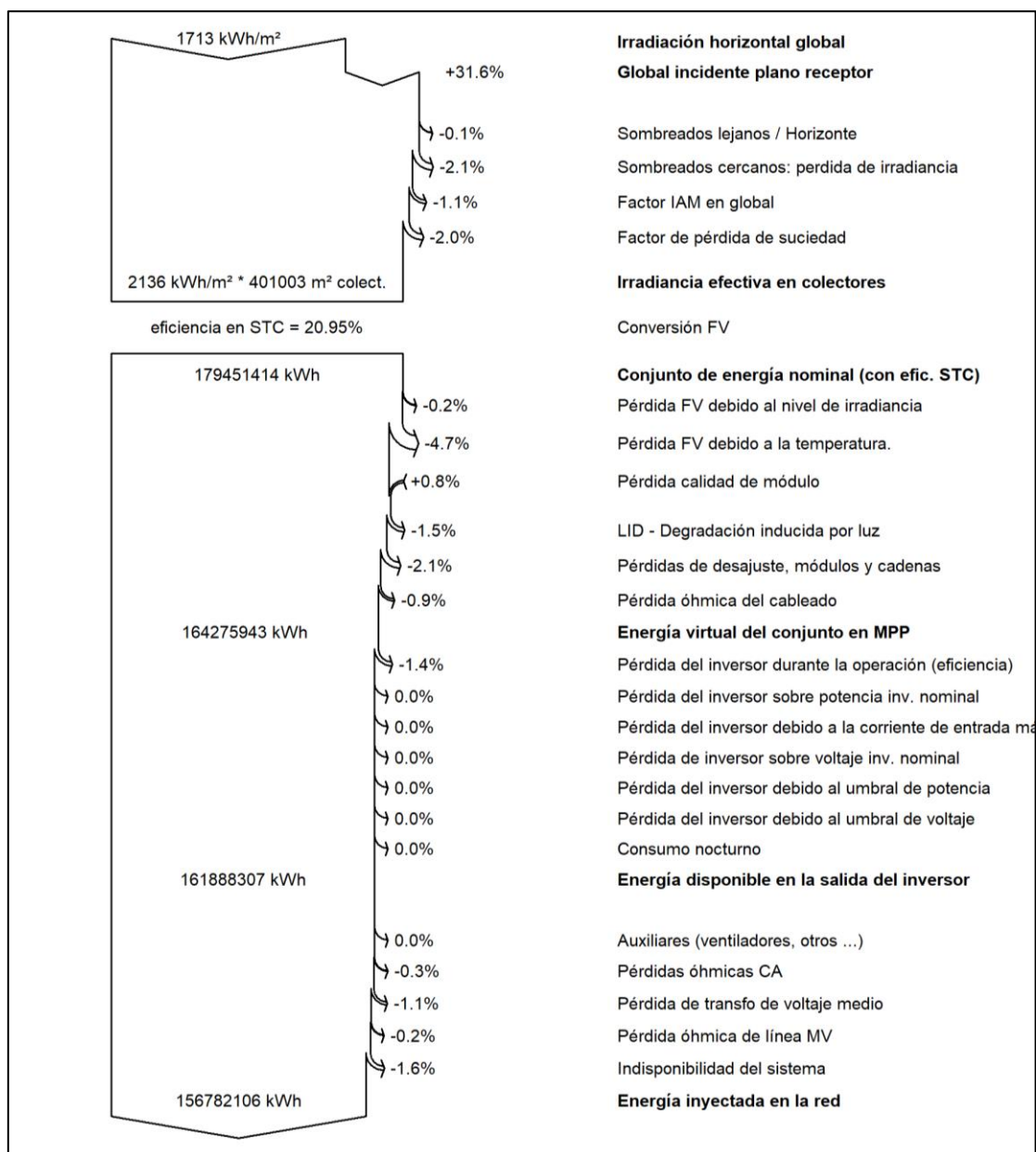


Figura 32. Diagrama de Sankey de pérdidas de la simulación del parque solar en PVsyst.

El área de los módulos supondría 0.401 km², y teniendo en cuenta que la relación entre el área del conjunto fotovoltaico y el área total del terreno (GCR) es del 37.3%, el área neta mínima total que se requeriría para instalar la planta fotovoltaica sería de 1.07 km², únicamente para instalar los paneles solares. Si se considera un 20% de área adicional para accesos a la planta y zonas auxiliares, el área estimada requerida para su instalación sería 1.29 km².

En la Figura 33 se resalta una zona de 1.3 km² en la que se podrían instalar la planta fotovoltaica, teniendo en cuenta las zonas protegidas indicadas en la Figura 9 para no entrar en un área de riesgo de sensibilidad ambiental. En esta misma área se encuentra situada la planta fotovoltaica existente en la isla (Figura 8).

La isla de Formentera consta de 83.24 km², por lo que en caso de que se decidiera abastecer energéticamente a la isla, la planta fotovoltaica ocuparía alrededor de un 1.6% de su territorio. Este valor es del orden del mostrado en la Tabla 2 obtenido en estudios anteriores, donde se indica que para cubrir el 100% del consumo de la isla se requeriría ocupar un 1.11 %.

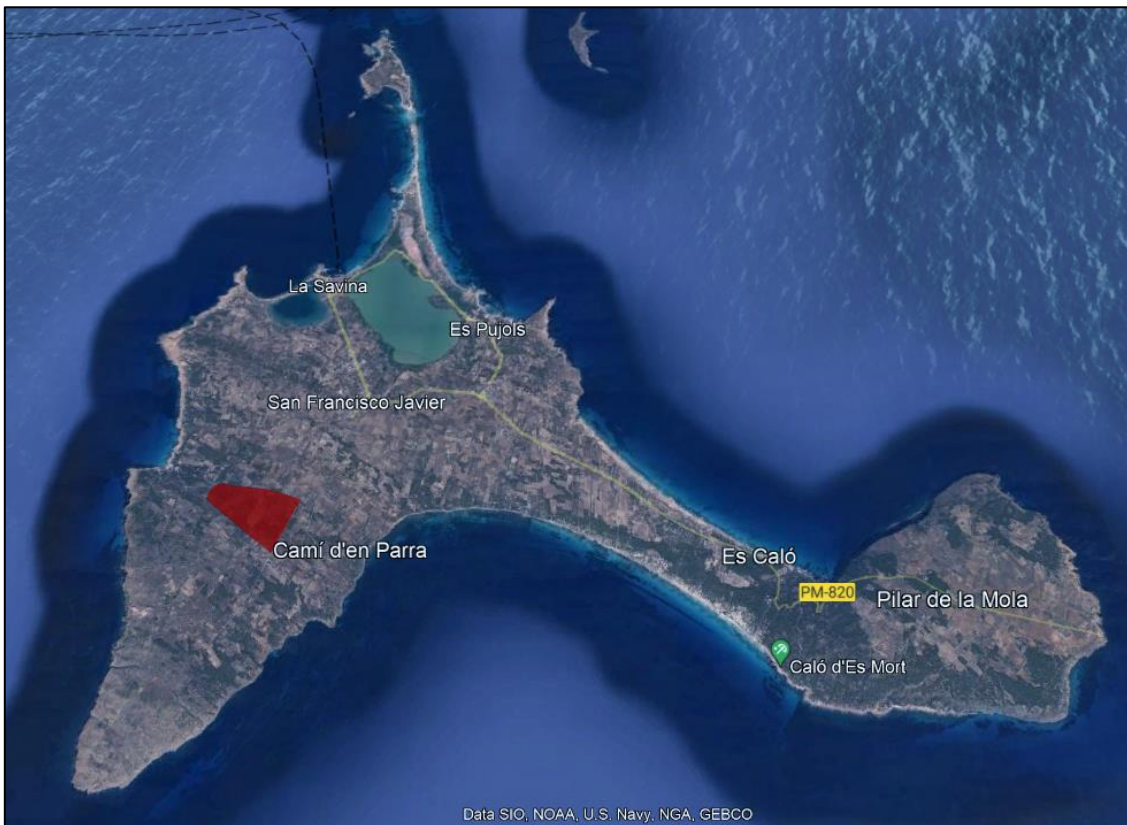


Figura 33. Área seleccionada para la instalación de la planta fotovoltaica (*Google Earth*).

4.2 Diseño de la planta eólica con WindPRO

4.2.1 Introducción de datos en la simulación

Se ha realizado también un diseño más detallado de la planta eólica que se requeriría según los resultados de HOMER Pro, en el que se estimaban 33 MW de potencia eólica (5 aerogeneradores de 5.5 MW cada uno), para conseguir unos resultados más precisos de producción de energía en WindPRO. En primer lugar, se ha establecido la estructura del proyecto en varias capas y se han ido introduciendo los diferentes datos requeridos en cada una de ellas:

- *Site center*: en esta capa se ha seleccionado el punto de referencia del parque eólico en una zona próxima a “el Pilar de la Mola” como se muestra en la Figura 34. La ubicación seleccionada se comentó en el apartado 2.3.1 de acuerdo con el recurso eólico mostrado en la Figura 11 (Lat., Long.: 38.66°, 1.54°). Es una zona con riesgo bajo de sensibilidad ambiental y con un recurso eólico aceptable.
- *Height Countours*: en esta capa se han insertado las curvas de nivel alrededor del punto de referencia escogido, descargando los datos online desde el fichero *The Spanish Elevation Model - 25m grid*. Este es un modelo digital del terreno producido por el Instituto Geográfico Nacional (IGN) español. La mayoría de los datos se han obtenido mediante topografía LIDAR. En la Figura 35 se muestran las líneas de contorno consideradas en la simulación.
- *Roughness Lines*: en esta capa se han insertado las líneas de rugosidad alrededor del punto de referencia escogido, descargando los datos online desde el fichero elegido, en este caso: *DataForWind: European Roughness Contour Data Based from www.DataForWind.com ~ 200 m grid*. En la Figura 35 se muestran las líneas de rugosidad consideradas en la simulación.
- Datos brutos: se han descargado los datos en línea de la velocidad, dirección e intensidad de turbulencia del viento y la temperatura, mediante la opción que facilita WindPRO, en la que aparecen diferentes fuentes de medida de la zona. Se han seleccionado las medidas de la fuente *EMD-WRF Europe+ (ERA5)* medidas en una zona cercana al punto de referencia del proyecto (ver Figura 36).
- Datos filtrados: en este caso no ha sido necesario filtrar los datos descargados, ya que se introducen ya filtrados.
- Periodo de referencia: tampoco ha sido necesario filtrar los datos porque ya se descarga directamente un periodo de referencia de 1 año para el 2022.
- *Site data*: en esta capa se calcula la estadística de viento sintética a la altura de buje del aerogenerador mediante la herramienta de STATGEN, que extrapola los datos meteorológicos introducidos hasta la altura requerida. Además, se realiza el cálculo mediante la herramienta WasP para realizar un modelo avanzado de la estadística de viento sintética a la altura de buje seleccionada.

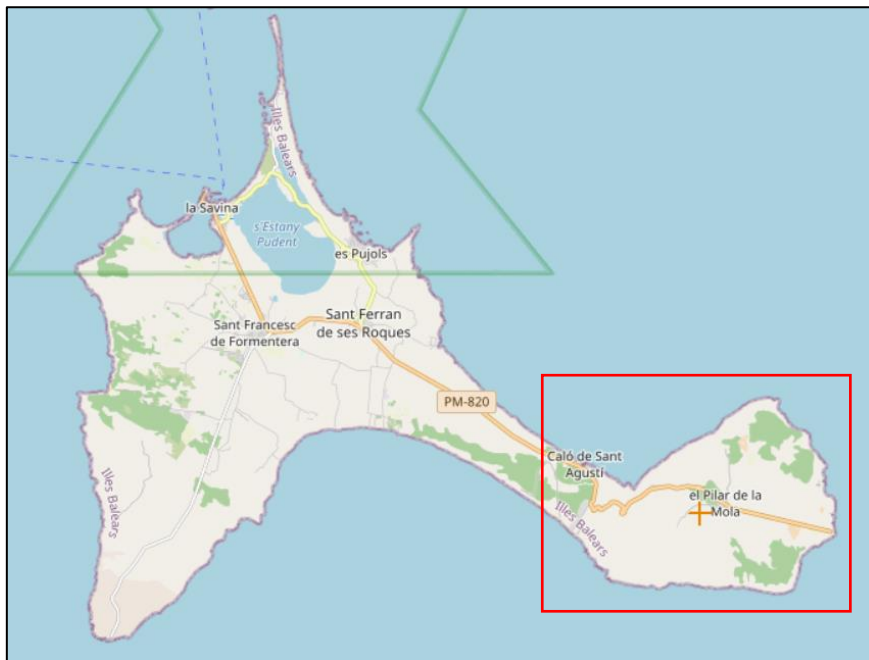


Figura 34. Site Center seleccionado en WindPRO.

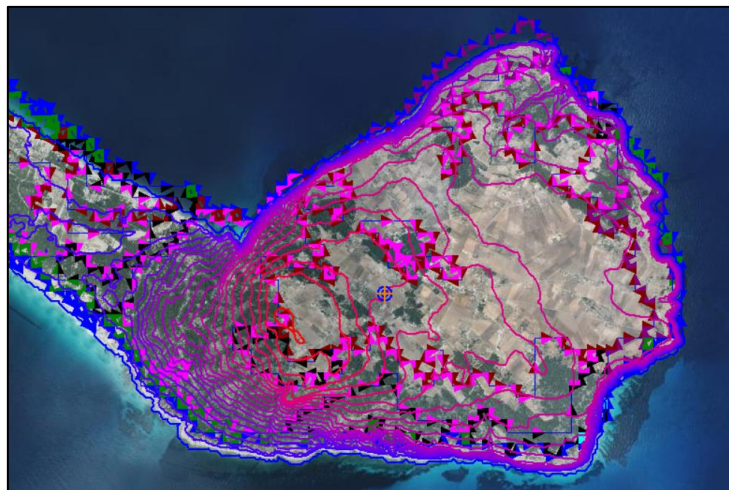


Figura 35. Líneas de contorno y de rugosidad consideradas en WindPRO.

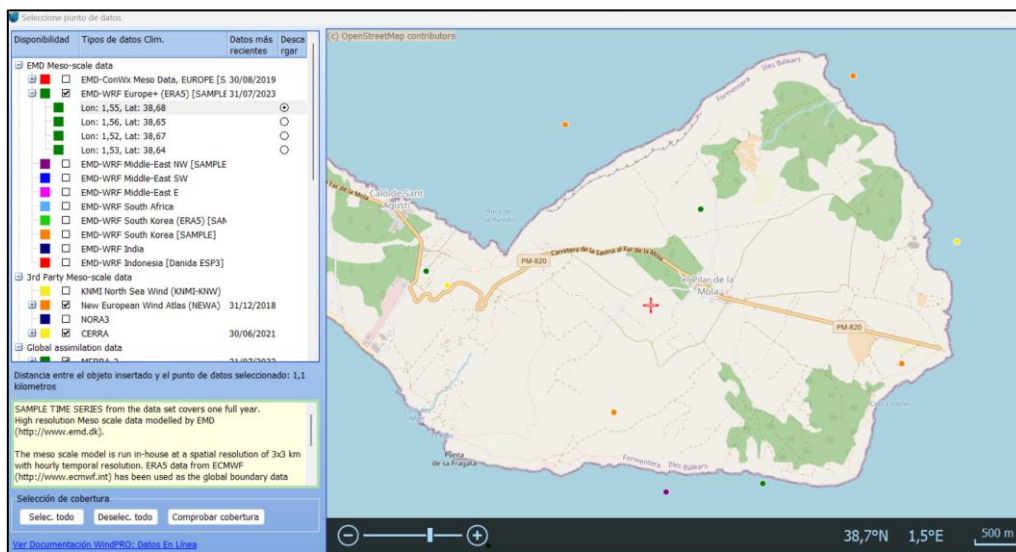


Figura 36. Selección de la base de datos de viento en WindPRO.

- *Test site o Layouts:* se introducen los 5 aerogeneradores considerados de acuerdo con los resultados de HOMER Pro en posiciones aceptables. El aerogenerador seleccionado es de Siemens Gamesa de 6.6 MW de potencia nominal con 170 m de diámetro de rotor y 115 metros de altura de buje, que es el mismo que se ha considerado en la simulación con HOMER Pro y cuya curva de potencia se puede ver en la Figura 21. Sus características técnicas se recogen en la Tabla 12.

Debido al espacio limitado por las zonas protegidas y al recurso eólico disponible según la Figura 10 y la Figura 11, no hay muchas opciones para colocar los aerogeneradores. Se ha tenido en cuenta que al menos haya una separación mínima entre aerogeneradores de 3 a 5 veces el diámetro de rotor (510-850 m), representados por los círculos rojos y azules de la Figura 37.

Tabla 12. Especificaciones técnicas del modelo de aerogenerador SG 6.6-170 [50].

Potencia nominal	6.6 MW
Potencia flexible	Entre 6 MW y 6.6 MW disponible
Clase IEC	S/IIB (25 años de vida) y IIA (20 años de vida)
Control	Pitch y velocidad variable
Diámetro Rotor	170 m
Área de barrido	22.697 m ²
Altura de torre	115 m
Tecnología	<i>Geared</i>
Primer prototipo	2021



Figura 37. Layout de los aerogeneradores en el parque eólico propuesto de WindPRO.

4.2.2 Resultados de WindPRO

Para que el programa realice los cálculos de energía es necesario utilizar el módulo *PARK*. Se puede seleccionar el modelo *Estándar con WASP* si se pretende calcular la energía producida a lo largo de un año tipo o el módulo *PARK MESO*, para obtener la serie temporal (horaria, diaria, semanal o mensual) de producción de energía del parque eólico.

En este caso se han calculado los resultados del módulo *PARK MESO* para la producción horaria de un año, de acuerdo con la selección del programa indicada en la Figura 38. Una vez obtenidos los resultados, éstos se pueden exportar a un fichero Excel mediante la opción “Resultado a fichero”.

Las posiciones de los aerogeneradores deben cumplir una serie de requisitos para asegurar que puedan cumplir con su vida útil, como son: las pérdidas por estela deben ser menores al 7%, el rango de cizalla del viento debe estar entre 0,05-0,25 y ángulo de inclinación del flujo en la pala este entre ± 8 grados.

Para conseguir que todas las máquinas cumplan con estos criterios, se ha ido modificando su posición hasta que los resultados cumplieran con estos parámetros de acuerdo con los cálculos del módulo *SITE Compliance* de acuerdo con la selección que se muestra en la Figura 39.



Figura 38. Selección del módulo *PARK MESO* en WindPRO.

Principal	Datos de torre	AGs	Torre-AG	Corrección a largo plazo	WASP	Verificaciones IEC	Descripción
Nombre 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año							
Verificación de emplazamiento y layout				Modelos de flujo:			
<input checked="" type="radio"/> Datos torre y Modelo(s) de flujo <input type="radio"/> Sólo datos de torre <input type="radio"/> Sin datos de torre <input type="radio"/> Resultados WTG de terceros (*.xml) <input type="radio"/> Resultado site ambiental (*.siteres)				<input checked="" type="radio"/> WEng <input checked="" type="checkbox"/> WASP <input type="checkbox"/> WASP-CFD <input type="radio"/> Resultados Flowres CFD			
				<input type="radio"/> Estadísticas corregidas a largo plazo <input checked="" type="radio"/> Directo de torre			
Cálculo de cargas / recorte:							
<input type="checkbox"/> Incluir LOAD RESPONSE <input type="checkbox"/> Aplicar paradas por sectores							
Estándar de diseño IEC61400-1 ed. 3 (2010)							
<input type="radio"/> Usar clase de diseño desde objeto AG <input checked="" type="radio"/> Sobreescibir clase de diseño del AG con IIB							
Parámetros de diseño básicos							
Clase de velocidad del viento		I	II	III			
Vref [m/s]		50,0	42,5	37,5			
Vmedia [m/s]		10,0	8,5	7,5			
k [-]		2,0	2,0	2,0			
Clase de turbulencia		A	B	C			
Iref [-]		0,16	0,14	0,12			

Figura 39. Selección de opciones del módulo *SITE Compliance* en WindPRO.

En el Anexo II: Resultados de WindPRO de esta memoria se pueden observar los resultados de los diferentes módulos. De acuerdo con los resultados de las series temporales, la energía anual calculada para el parque eólico es de 89.1 GWh con un factor de capacidad del 30.8%, que resulta ser un poco menor que el resultado obtenido en HOMER Pro de 110 GWh/año de acuerdo con la alternativa 1 de la Tabla 8. Los resultados se pueden observar en el apartado *PARK* de cálculo energético la opción variación temporal basado en datos MESO del Anexo II: Resultados de WindPRO.

5 Resultados finales de HOMER Pro y dimensionamiento del almacenamiento

Se ha realizado una última simulación en el programa HOMER Pro teniendo en cuenta los resultados de generación solar y eólica temporales obtenidos en PVsyst y WindPRO, ya que éstos son un poco diferentes de los obtenidos en las simulaciones preliminares.

Para realizar una simulación de la que poder extraer los valores horarios para un año tipo se han exportado los datos de producción de energía horaria de ambos programas y, modificando su formato en Excel para que sea compatible con HOMER Pro, se han incluido como entrada en el programa.

En la Tabla 13 se muestra de forma comparativa los resultados del caso preliminar, correspondiente a la alternativa 1 de la Tabla 8, y los resultados obtenidos con los perfiles de producción de las plantas solar y eólica diseñadas. Lo que más llama la atención de los resultados son las necesidades de producción y almacenamiento de hidrógeno, que son mucho menores en el resultado final que en el preliminar. Esto puede deberse a los perfiles de producción eólica y solar sean diferentes a los considerados porque las bases de datos de viento y sol son diferentes.

Tabla 13. Resultados comparativos del caso preliminar y final en HOMER Pro.

		Caso PRELIMINAR: Costes de producción de hidrógeno reducidos hasta el 20%	Caso FINAL: Costes de producción de hidrógeno reducidos hasta el 20%
Capacidades instaladas	Solar (MW)	83.7	83.8
	Eólica (MW)	33	33
	Electrolizador (MW)	65	25
	Turbina de H₂ (MW)	23	23
Almacenamiento H₂ (ton)		580	410
Energía (GWh/año)	Demanda	67.1	67.1
	Eólica	110.0	89.1
	Solar	148.6	156.8
	Producción hidrógeno	20.2	19.2
	Pérdidas del sistema	173.1	119.4
	No entregada	0.030	0.054
	Déficit	0.063	0.060
	Excedentes	38.6	78.6
Excedentes (%)		14%	30%
Pérdidas (%)		62%	45%
Fracción renovable (%)		100%	100%
Costes del sistema (M€)	VAN	237.3	216.4
	LCOE	0.274	0.250
	LCOH	6.9	10.0
	Costes de operación	6.9	5.2

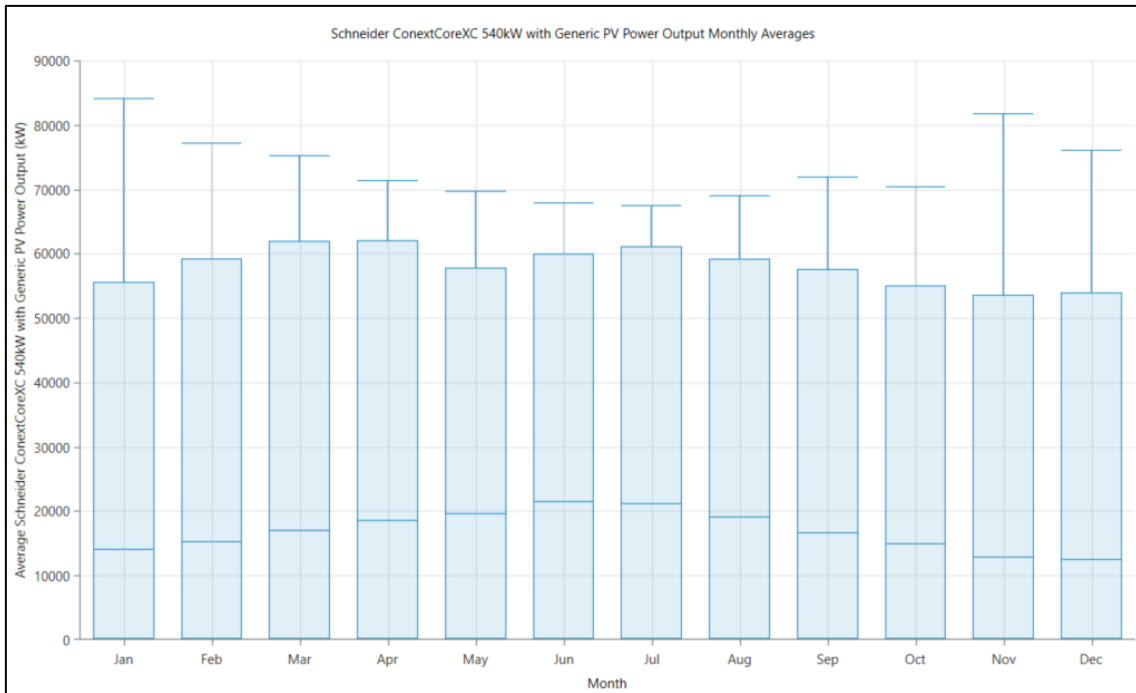


Figura 40. Perfil de producción solar mensual del caso preliminar en HOMER Pro.

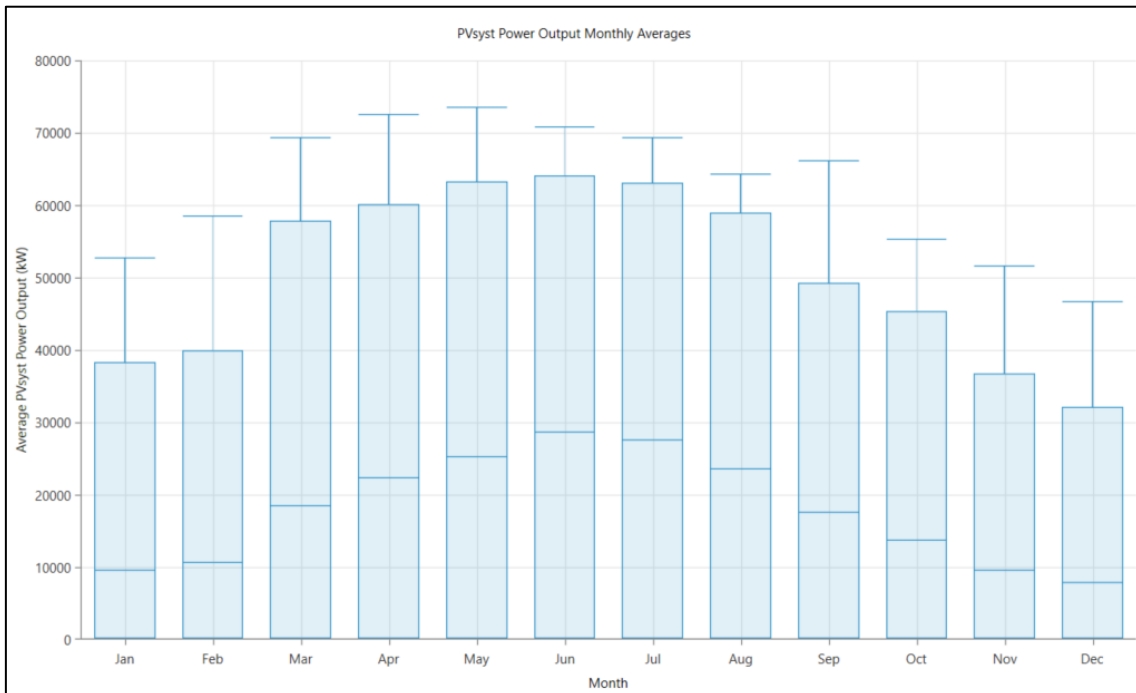


Figura 41. Perfil de producción solar mensual del caso final en HOMER Pro.

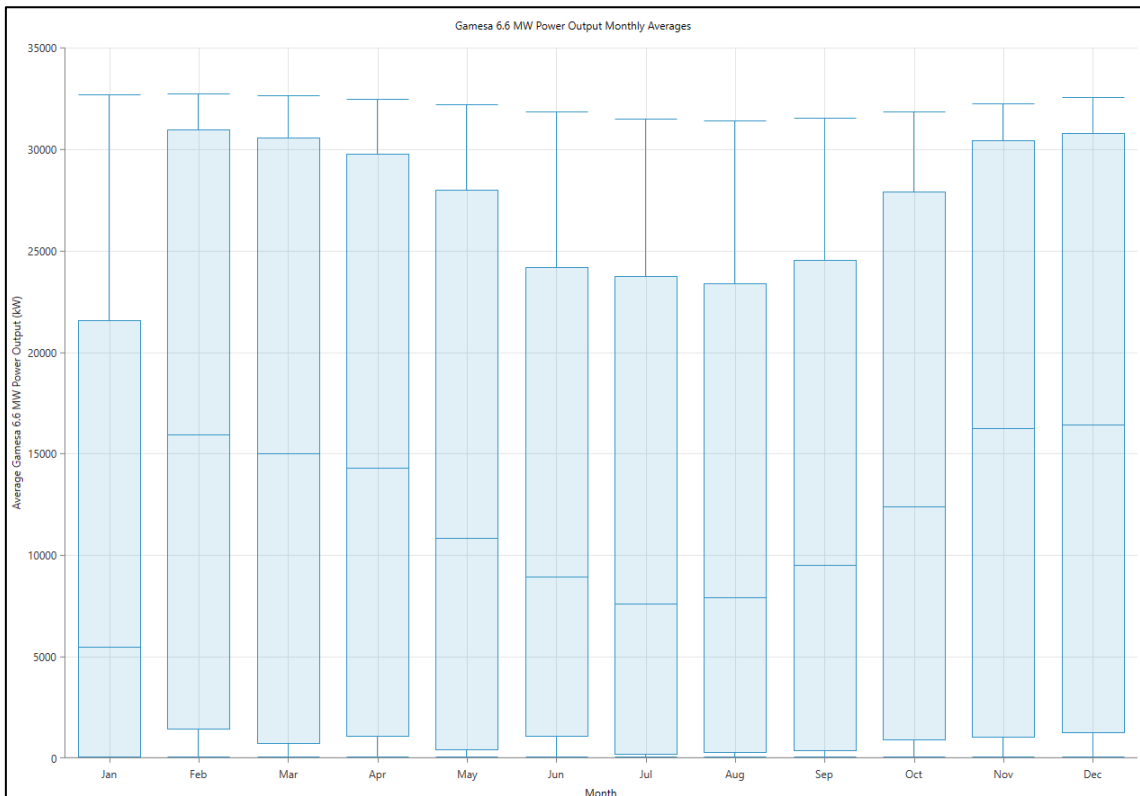


Figura 42. Perfil de producción eólica mensual del caso preliminar en HOMER Pro.

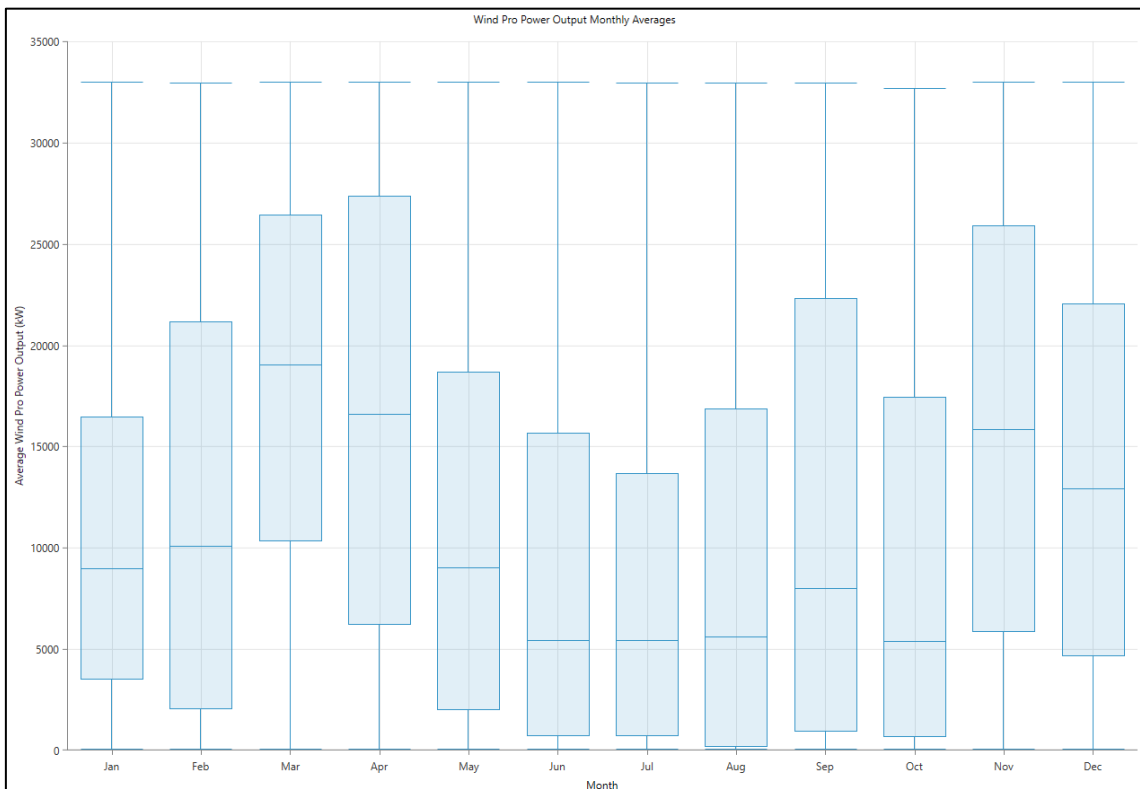


Figura 43. Perfil de producción eólica mensual del caso final en HOMER Pro.

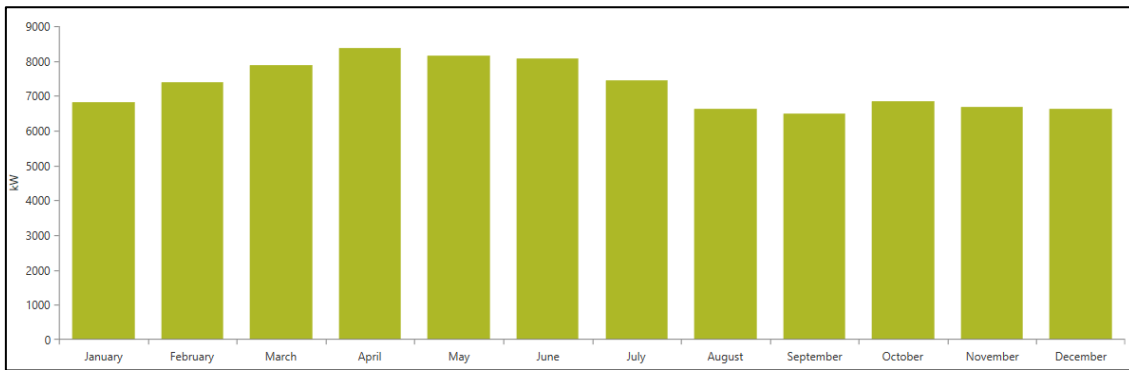


Figura 44. Perfil de producción de hidrógeno del caso preliminar en HOMER Pro.



Figura 45. Perfil de producción de hidrógeno del caso final en HOMER Pro.

En la Figura 40 se puede observar que el perfil de producción solar preliminar es muy homogéneo a lo largo de los 12 meses del año, sin embargo, en la Figura 41, el perfil de producción estimado en PVsyst es más coherente con lo que se puede esperar de esta isla, es decir, que haya mayor generación solar en los meses de verano que en los de invierno. Este perfil va a favor del caso estudiado, en el que hay un aumento de demanda en los meses de verano por el aumento de la población.

Por otra parte, en la Figura 42 se puede observar un perfil homogéneo de la producción eólica estimada preliminar, mientras que en la Figura 43, el perfil final de WindPRO es variable, con una producción mayor en los meses de abril y mayo y noviembre y diciembre. De esta manera, resultan unos perfiles de generación de hidrógeno muy diferentes, que requieren diferente volumen de producción y almacenamiento, como muestran la Figura 44 y la Figura 45.

Se puede concluir, por tanto, que los datos de viento e incidencia solar son muy importantes para calcular de manera precisa el diseño de la planta, sobre todo desde el punto de vista del almacenamiento. Por ello, sería necesario realizar medidas de viento y de incidencia solar en las zonas donde se fueran a construir la planta eólica y fotovoltaica para verificar los resultados finales.

Por otra parte, cabe destacar que en el caso final el LCOE es menor al requerirse menos almacenamiento y que los excedentes de resultado final son mayores y podrían aprovecharse para la producción de más hidrógeno para otros usos, lo que a su vez supondría una mayor rentabilidad del proyecto.

Tanques de almacenamiento de hidrógeno:

Teniendo en cuenta los resultados finales de la simulación, se han calculado las dimensiones que supondría el almacenamiento requerido. El nivel del almacenamiento de hidrógeno en los tanques a lo largo del año tendría la tendencia que se muestra en la Figura 46.

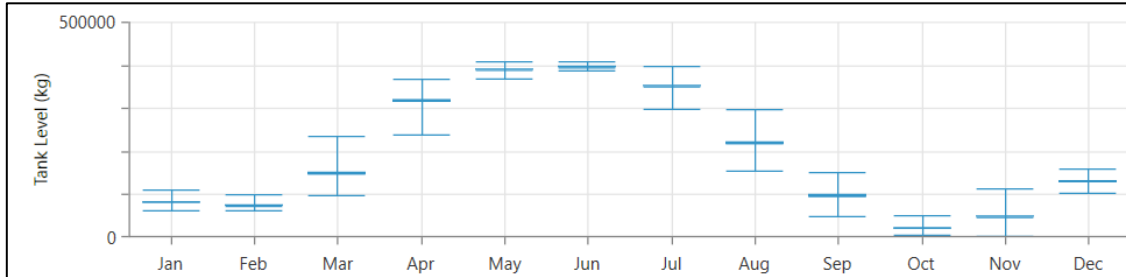


Figura 46. Variación anual del nivel de almacenamiento de acuerdo con HOMER Pro.

En relación con los tanques de almacenamiento requeridos para el hidrógeno, en los proyectos industriales actuales se están seleccionando tanques a 60 bares de presión en un volumen de 133 m³ con unas dimensiones de 24 m de alto por 2.8 de diámetro [51]. Se ha considerado que la temperatura de almacenamiento son 25°C y la presión de descarga próxima a la atmosférica para que descargue el producto.

Por tanto, los cálculos para determinar el número de tanques requeridos son los siguientes:

- Masa de hidrógeno a capacidad máxima:

$$m_{max} = \frac{P_{max} V M}{R T} = \frac{60 \cdot 133 \cdot 10^3}{0.082 \cdot 298.15} = 652.8 \text{ kg}$$

- Masa de hidrógeno a capacidad mínima:

$$m_{min} = \frac{P_{atm} V M}{R T} = \frac{5 \cdot 133 \cdot 10^3}{0.082 \cdot 298.15} = 54.4 \text{ kg}$$

- Masa capaz de almacenar cada tanque:

$$m_{tanque} = m_{max} - m_{min} = 598.4 \text{ kg}$$

- Número de tanques requerido:

$$N_{tanques} = \frac{m_{H2}}{m_{tanque}} = \frac{410000}{598.4} \approx 686$$

- Área de terreno cubierta por los tanques:

$$A_{tanques} = \frac{\pi}{4} D^2 N_{tanques} = \frac{\pi}{4} \cdot 2.8^2 \cdot 686 = 4224 \text{ m}^2$$

- Área estimada total de la zona de almacenamiento: considerando una la distancia de seguridad entre tanques de almacenamiento de gases inflamables de 15 m de acuerdo con la

NTP 50 [52] y que el *layout* es cuadrado, se estima la siguiente área requerida para la zona de almacenamiento:

$$N_{total} = A_{tanques} + \left((\sqrt{N_{tanques}} + 2) \cdot 15 \right)^2 = 182842 \text{ m}^2$$

Teniendo en cuenta estos cálculos, se requerirían 686 tanques, que ocuparían una superficie total de 0.2 km². Estos resultados indican que sería necesario buscar otras alternativas de almacenamiento de hidrógeno menos convencionales que las actuales para poder reducir su volumen, puesto que supone unas dimensiones importantes. Por ejemplo, almacenando a alta presión, pero el coste de compresión será mucho mayor. Quizás habría que revisar si pudiera haber algún problema de seguridad por almacenar tanto volumen de este gas inflamable.

Electrolizadores:

De acuerdo con los resultados finales de HOMER Pro se requiere un electrolizador de 25 MW de potencia, capaz de generar 346 kg/h como máxima producción de salida. Se han seleccionado electrolizadores *Siemens Silyzer 300* con tecnología PEM. Tienen dos modelos, uno de 8.7 MW y otro con 17.5 MW, en función de los módulos que lo formen (12 o 24) como se indica en la Figura 47, con un 75% de eficiencia (basado en el *Higher Heating Value*) al inicio de su vida útil [53][54].

Teniendo en cuenta que la potencia requerida sería de 25 MW se podría instalar un modelo de 17.5 MW y otro de 8.7 MW electrolizadores de estas características, que ocuparían 172.5 m² sin considerar las distancias entre ellos.

Las necesidades de agua de cada electrolizador serían de 10 L/kgH₂ producido y de acuerdo con los resultados de HOMER Pro, se producirían 1674 toneladas de H₂ anuales, lo que supondría 16740 toneladas de agua anuales. Esta agua requiere de un sistema de desalación y acondicionamiento, que no se estudian en este trabajo.

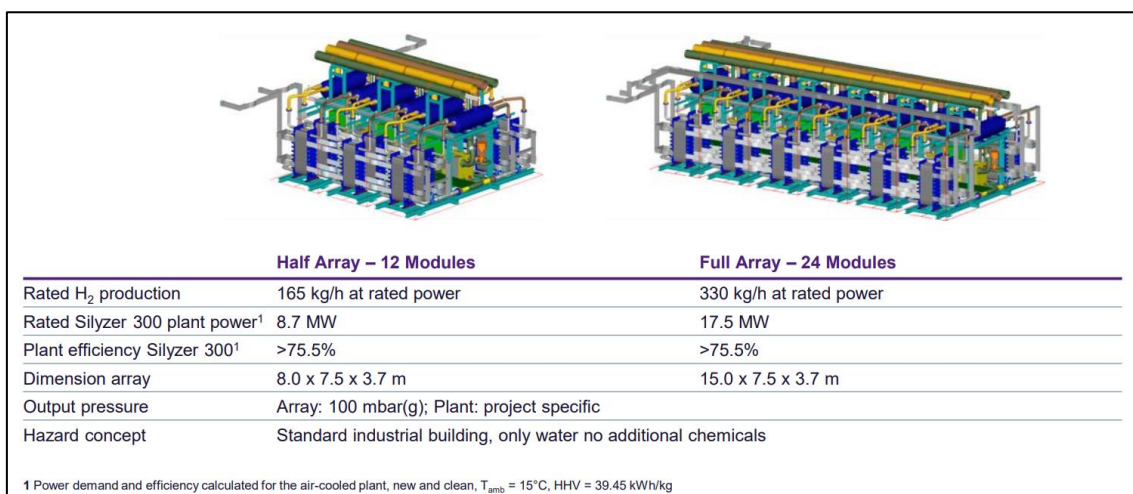


Figura 47. Información del electrolizador *Siemens Silyzer 300* [54].

Teniendo en cuenta estos cálculos, las áreas estimadas requeridas serían las resaltadas en la Figura 48, donde la planta fotovoltaica ocuparía la zona roja (1.3 km²), la producción y almacenamiento de hidrógeno ocuparía la zona verde (0.2 km²) y los aerogeneradores se encuentran marcados en azul en las posiciones consideradas en la simulación en WindPRO.



Figura 48. Áreas estimadas ocupadas por la planta solar, eólica y el almacenamiento de H₂.

6 Conclusiones

Del análisis de viabilidad económica realizado en base a los resultados obtenidos en HOMER Pro se puede concluir que:

- Si se instalaran 43.2 MW de fotovoltaica y 13.2 MW de eólica en la isla, a pesar de mantener la turbina de gasoil en operación para cubrir picos de demanda, el coste de la energía sería competitivo con la situación actual y las emisiones de CO₂ asociadas a la electricidad consumida se podrían reducir hasta un 82%.
- La opción óptima de almacenamiento incluye baterías e hidrógeno, incluso con los precios actuales de las tecnologías. En este caso se requerirían 67.5 MW de solar y 26.4 MW de eólica. El hidrógeno participaría en el mix eléctrico en picos de demanda. Sin embargo, sería necesario analizar si esto pudiera suponer algún problema de operabilidad para los electrolizadores, ya que tendrían que trabajar según las necesidades estacionales. Si esto supusiera un inconveniente, el almacenamiento con baterías sería la opción más adecuada.
- La instalación de hidrógeno como almacenamiento requiere instalar mayor potencia solar y eólica que instalar baterías debido a que la eficiencia del sistema de almacenamiento es menor y por tanto tiene más pérdidas.
- A pesar de que la eficiencia de la pila combustible es mejor que la de las turbinas de gas, al ser el precio de las pilas muy superior al de las turbinas, es más interesante económicamente considerar una turbina de gas para la producción de electricidad a partir de hidrógeno, ya que su LCOE es menor.
- Para que el almacenamiento de hidrógeno sea competitivo económicamente con las baterías sería necesario que sus costes (electrolizador, tanques) se redujeran un 80% respecto de los precios actuales.
- El uso del hidrógeno como almacenamiento favorece a la eólica. Al ser la eólica más eficiente que la fotovoltaica (tiene mayor número de horas equivalentes), esta es la tecnología usada cuando no hay tecnologías de almacenamiento. En el caso en el que se usan baterías, de alta eficiencia, se opta por la solar debido a su bajo precio y el hecho de mover mucha energía a otras horas. El uso de una tecnología con menor eficiencia, como el hidrógeno, se reduce la inversión en paneles solares a favor de la energía eólica.
- Según los resultados de este trabajo se considera que la forma óptima desde el punto de vista económico para aislar energéticamente la isla de Formentera instalando hidrógeno como almacenamiento consiste en instalar 83.8 MW de potencia solar y 33 MW de potencia eólica (5 aerogeneradores de 6.6 MW cada uno), considerando una reducción de precio de la producción y almacenamiento de hidrógeno del 80%.

- En el caso en el que se tuviera en cuenta un escenario futuro de electrificación de la movilidad, la demanda aumentaría un 25% y sería necesario instalar más energía renovable o más almacenamiento, pero el coste total de la energía sería muy superior en el caso en el que se instalara más almacenamiento con los precios actuales.

Del análisis técnico realizado tras el dimensionamiento de la planta solar en PVsyst respecto al diseño fotovoltaico:

- La planta solar de 83.8 MW constaría de 5544 cadenas de 28 módulos fotovoltaicos en serie, es decir, un total de 155232 unidades de paneles Longi solar LR5-72HPH-540M G2 de 540 Wp y 396 unidades de inversores Huawei Technologies SUN2000-175KTL-H0 de 175 kW, 50 Hz y 600-1500 V.
- La energía producida anual es de 156.8 GWh/año, que es un poco más alta que los 148.6 GWh/años calculados en HOMER Pro. Esto se puede deber al ajuste del número de módulos en el programa y al *performance ratio* obtenido, que es del 82.98%, mientras que en HOMER Pro se consideró el 80% de forma preliminar.
- El área de los módulos supondría 0.401 km², y teniendo en cuenta que la relación entre el área del conjunto fotovoltaico y el área total del terreno (GCR) es del 37.3%, el área neta mínima total que se requeriría para instalar la planta fotovoltaica sería de 1.07 km², únicamente para instalar los paneles solares. Si se considera un 20% de área adicional para accesos a la planta y zonas auxiliares, el área estimada requerida para su instalación sería 1.29 km²
- La isla de Formentera consta de 83.24 km², por lo que en caso de que se decidiera abastecer energéticamente a la isla, la planta fotovoltaica ocuparía alrededor de un 1.6% de su territorio, que está en el orden de los resultados obtenidos en estudios anteriores. Esta planta podría estar ubicada en la zona en la que ya se encuentra otra planta fotovoltaica en la isla.

Del análisis técnico realizado tras el dimensionamiento de la planta eólica en WindPRO respecto al diseño final:

- De acuerdo con los resultados de las series temporales, la energía anual calculada para el parque eólico es de 89.1 GWh, que resulta ser un poco menor que el resultado de 110 GWh/año obtenido en HOMER Pro.

Respecto al almacenamiento necesario para cubrir la demanda de la isla:

- Hay una gran diferencia entre los resultados de almacenamiento preliminares obtenidos en HOMER Pro y los finales calculados a partir de las salidas de los programas de diseño eólico y solar. En base a los resultados obtenidos en los programas de simulación

utilizados, los perfiles horarios de los datos de viento e incidencia solar son muy importantes para calcular de manera precisa el almacenamiento de la planta. Por ello, lo ideal sería realizar medidas de viento y de incidencia solar en las zonas donde se vayan a construir la planta eólica y fotovoltaica para verificar los resultados finales.

- De acuerdo con los resultados finales, usando bases de datos de recurso solar y eólico disponibles en los programas de diseño, se requerirían 686 tanques de hidrógeno de 133 m³ de capacidad, que almacenen a 60 bar y 2 electrolizadores *Siemens Sylizer 300*, uno de 17.5 MW y otro de 8.7 MW que podrían generar hasta a 495 kg/h de hidrógeno, con un 75% de eficiencia (*Higher Heating Value*) al inicio de su vida útil. Habría que prever 0.2 km² adicionales para producción y almacenamiento de hidrógeno en la planta y revisar si pudiera suponer algún problema de seguridad el almacenamiento de un volumen tan alto de hidrógeno.
- Las necesidades de agua de cada electrolizador serían de 10 L/kg_{H2} producido y de acuerdo con los resultados de HOMER Pro, se producirían 1674 toneladas de H₂ anuales, lo que supondría 16740 toneladas de agua anuales. Esta agua requiere de un sistema de purificación y acondicionamiento, que no se estudian en este trabajo.

Observaciones adicionales:

- En este trabajo no se ha estudiado en detalle el proceso de producción de hidrógeno, que requeriría etapas de compresión para su almacenamiento y desaladoras para cubrir las necesidades de agua de la electrólisis. Sería necesario incluir estos estudios para obtener una conclusión más exacta de los resultados económicos del estudio.
- De acuerdo con la información encontrada, el almacenamiento en los proyectos actuales de producción de hidrógeno verde se lleva a cabo en tanques a presiones de alrededor de 60 bar. Sin embargo, para grandes capacidades de almacenamiento como las que se requerirían en este proyecto, sería más interesante evaluar opciones que tengan menores necesidades de espacio, como el almacenamiento a altas presiones.
- De acuerdo con estudios anteriores, sería posible instalar hasta 20 MW de potencia fotovoltaica de autoconsumo en Formentera, por lo que esto podría reducir las necesidades de espacio de la planta fotovoltaica.
- A pesar de que por el momento no se han implantado tecnologías de eólica flotante en las Islas Baleares, con el avance de estas tecnologías sería conveniente estudiar su viabilidad porque su uso sería interesante en la zona, al disponer de poco terreno.
- En los resultados se observan excedentes eléctricos debido a los perfiles de generación y demanda. Sería interesante estudiar el uso de esta energía para la producción y

exportación de hidrógeno, ya que esto haría más interesante económicamente la propuesta de instalación de renovables con almacenamiento de hidrógeno en la isla.

- Finalmente, habría que valorar otros aspectos como la seguridad de suministro, la presencia de recursos de demanda flexible o las interconexiones de la isla, ya que pueden ocurrir escenarios no previsibles (horas críticas en la que la producción renovable no está disponible).

7 Bibliografía

- [1] Comunidad Autónoma de Illes Balears, «Plan de Inversiones para la Transición Energética Illes Balears». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.caib.es/govern/rest/arxiu/5151782#:~:text=El%20Plan%20de%20Inversiones%20para,la%20lucha%20contra%20el%20cambio>
- [2] IDAE, «Para la transición energética en las islas PRTR». Accedido: 13 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/para-la-transicion-energetica-en-las-islas-prtr>
- [3] Energía Estratégica España., «Los detalles del proyecto de hidrógeno Green Hysland de 2,5 MW en Mallorca.» Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://energiaestrategica.es/los-detalles-y-usos-del-proyecto-de-hidrogeno-green-hysland/>
- [4] Comunidad Autónoma de Islas Baleares, «Energías Renovables Y Eficiencia Energética En Las Islas Baleares: Estrategias Y Líneas De Actuación». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://www.caib.es/sacmicrofront/archivopub.do?ctrl=MCRST5325ZI190898&id=190898>
- [5] Última Hora, «La electricidad que ilumina Balears». Accedido: 13 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ultimahora.es/noticias/economico/2016/05/13/192768/electricidad-ilumina-balears.html>
- [6] Red Eléctrica de España, «Sistema eléctrico balear.», 2011. Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/diptico_baleares.pdf
- [7] Red Eléctrica, «Red Eléctrica finaliza el tendido submarino del nuevo enlace eléctrico entre Eivissa y Formentera». Accedido: 4 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2023/01/red-electrica-finaliza-el-tendido-submarino-del-nuevo-enlace-electrico-entre-Eivissa-y-Formentera>
- [8] Red Eléctrica, «Nota de Prensa». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/Documentos/2022/1803_NP_Avance_Baleares.pdf

- [9] Comunidad Autónoma de Illes Balears, «Energías Renovables instaladas en las Islas Baleares.» Accedido: 20 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.caib.es/pidip2front/ficha_convocatoria.xhtml?lang=es&urlSemantica=strongel-antildeo-2022-se-instaloacute-en-baleares-tanto-autoconsumo-como-todo-el-instalado-previamente-en-las-islasstrong
- [10] Endesa, «Propuesta Organizativa CT Ibiza», 2020, Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://ccoendesa.com/sites/default/files/2020-09/Propuesta%20Organizativa%20CT%20Ibiza_28092020_RS.pdf
- [11] J. C. Marí, «Escuela Técnica Superior De Ingeniería Industrial de Barcelona», Accedido: 13 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/352657/tfg-colomar-mari-joan.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [12] Periódico de Ibiza, «Energía renovable en Ibiza y Formentera». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.periodicodeibiza.es/pitiusas/ibiza/2020/01/06/1132603/ibiza-produce-mitad-energia-renovable-formentera-esta-cola-balears.html>
- [13] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «El Gobierno destina más de 230 millones para impulsar la transformación energética de las Islas Baleares». Accedido: 13 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-destina-m%C3%A1s-de-230-millones-para-impulsar-la-transformaci%C3%B3n-energ%C3%A9tica-de-las-islas-baleares/tcm:30-538118>
- [14] REE, «Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO2». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://demanda.ree.es/visiona/baleares/formentera5m/total>
- [15] The Wind Power, «Es Mila (España) - Parques eólicos - Acceso en línea - The Wind Power». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/windfarm_es_695_es-mila.php
- [16] Periódico de Ibiza, «Baleares no prevé parques eólicos, pero no los descarta». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.periodicodeibiza.es/noticias/baleares/2021/11/14/1318689/baleares-preve-parques-eolicos-pero-descarta-1.html>

- [17] Diario de Ibiza, «En contra de parques eólicos en el mar - Diario de Ibiza». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.diariodeibiza.es/ibiza/2008/03/01/parques-eolicos-mar-31103684.html>
- [18] Grupo TSK, «Proyecto de planta fotovoltaica en Formentera». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.grupotsk.com/proyecto/planta-fotovoltaica-formentera-2-1-mw/>
- [19] Sociedad Española de Agricultura Ecológica y Agroecología, «Parques fotovoltaicos en suelo rústico en las Islas Baleares». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://agroecologia.net/renovables-si-pero-no-asi-islas-baleares/>
- [20] International Energy Agency (IEA), «Global Hydrogen Review 2022», 2022, Accedido: 30 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: www.iea.org/t&c/
- [21] Ministerio de la Transición Económica y el Reto Demográfico, «Zonificación ambiental para energías renovables: Eólica y Fotovoltaica». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/zonificacion_ambiental_energias_renovables.aspx
- [22] P. y A. Ministerio de Agricultura, «GeoPortal». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://sig.mapama.gob.es/geoportal/>
- [23] Recurso eólico en Formentera, «Global Wind Atlas». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/es>
- [24] European Commission, «PVGIS». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [25] LAZARD, «Lazard's Levelized Cost of Hydrogen Analysis-Executive Summary Overview of Analysis», 2021, Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.lazard.com/media/12qcx11j/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-vf.pdf>
- [26] N. Skordoulias, E. I. Koytsoumpa, y S. Karellas, «Techno-economic evaluation of medium scale power to hydrogen to combined heat and power generation systems», *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, n.º 63, pp. 26871-26890, jul. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.057.
- [27] B. D. James, C. Houchins, J. M. Huya-Kouadio, y D. A. Desantis, «Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis Sponsorship and Acknowledgements», 2016. Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC26493>

- [28] Plug Power, «Fuel Cell Efficiency 101: The Key Metrics». Accedido: 5 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.plugpower.com/fuel-cell-efficiency-101-the-key-metrics/>
- [29] Esios (Red Eléctrica), «Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.esios.ree.es/es/analisis/10211?compare_indicators=805%2C806%2C807%2C808%2C809%2C810%2C811%2C812%2C813%2C814%2C815%2C816%2C1277%2C10403%2C1286%2C1368&start_date=31-12-2021T00%3A00&geoids=&vis=2&end_date=31-12-2022T23%3A55&compare_start_date=30-12-2021T00%3A00&groupby=hour&compare_end_date=31-12-2017T23%3A55
- [30] T. Outland, D. Rogers, G. Awiszus, y G. E. Marine, «COST SAVINGS AND AVAILABILITY IMPROVEMENT WITH GE’s Gas Turbine», Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.geaerospace.com/sites/default/files/split-case-repair-for-marine-gas-turbines.pdf>
- [31] K. Vatopoulos, D. Andrews, J. Carlsson, I. Papaioannou, y G. Zubi, «Study on the state of play of energy efficiency of heat and electricity production technologies», doi: 10.2790/57624.
- [32] preciogas.com, «Comparativa precios de energías». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://preciogas.com/suministro-gas/tarifas-gas/comparador-precios-energias>
- [33] Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), «Costos de generación de energía renovable en 2020: Resumen ejecutivo», [En línea]. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020_Summary_ES.pdf?rev=ac2dc583c470469d88ba64f5b014ff5f#:~:text=En%202020%2C%20la%20disminuci%C3%B3n%20interanual,del%2013%20%25%20experimentada%20en%202019.
- [34] LAZARD, «Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 15.0», 2021, Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>
- [35] Ignis, «Costes de operación y mantenimiento de plantas fotovoltaicas», Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://energia.gob.es/renovables/regimen-economico/26Enero/Proyectos%20de%20inversi%C3%B3n%20fotovoltaicos%20adjudi>

catarios%20de%20la%20subasta/FV_PE27%20IGNIS%20DESARROLLO,%20S.L.%2030%20MW.pdf

- [36] International Renewable Energy Agency (IRENA), «ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030», 2017, Accedido: 9 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: www.irena.org
- [37] IDAE, «ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL ALMACENAMIENTO DETRÁS DEL CONTADOR EN ESPAÑA», Accedido: 9 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: www.idae.es
- [38] E. Tzimas y European Commission. Joint Research Centre. Directorate-General., *Hydrogen storage: state-of-the-art and future perspective*. European Commission, Directorate-General, Joint Research Centre, 2003. Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC26493>
- [39] U.S. Department of Energy, «Manufacturing Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for 5- and 10-kW Backup Power Applications», 2016. Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/manufacturing-cost-analysis-pem-fuel-cell-systems-5-and-10-kw-backup-power>
- [40] Universidad Pontificia de Comillas, «Hidrógeno y pilas de combustible: estado actual y perspectiva inmediata», Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.comillas.edu/documentos/catedras/crm/descargas/2009-2010/LibroH2jornada-WEB.pdf>
- [41] T. Ramsden, «An Evaluation of the Total Cost of Ownership of Fuel Cell-Powered Material Handling Equipment», 2013. Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56408.pdf>
- [42] Foro-ciudad, «Habitantes Formentera 1900-2022.» Accedido: 31 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.foro-ciudad.com/islas-baleares/formentera/habitantes.html#MatriculacionesVehiculos>
- [43] Noticia e-citroen en Xataka, «Estudio sobre la electrificación de la movilidad». Accedido: 31 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://e-citroen.xataka.com/tenemos-energia-todos-coches-sean-electricos/>
- [44] Zurich, «Consumo eléctrico motos eléctricas.» Accedido: 31 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.zurich.es/blog/comprar-una-moto-electrica>
- [45] Noticia motor., «Estimaciones de Bloomberg para la electrificación de la movilidad en 2050.» Accedido: 31 de julio de 2023. [En línea]. Disponible en:

- <https://www.motor.es/noticias/coches-electricos-problema-saturacion-red-estudio-202290448.html>
- [46] H. Cagigas Matanzas, «Ponencia Módulo 7: Dimensionamiento Planta PVsyst», Madrid: Máster ERMA, feb. 2023.
- [47] LONGi, «Panel Longi solar 540 Wp», Accedido: 2 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/pdf/datasheet-540-560m-longi.pdf>
- [48] IDERO Solar, «SOLAR TRACKER IDERO T1». Accedido: 2 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: http://www.iderosolar.com.ar/img_productos/08311344_ESPECIFICACIONESTCNICAS-TRACKERIDEROT1.pdf
- [49] Huawei, «Inversor SUN2000-175KTL-H0», Accedido: 2 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.eeusolar.com/pdf/SUN2000-175KTL-H0.pdf>
- [50] Siemens Gamesa, «SG 6.6-170 Aerogenerador Onshore». Accedido: 2 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-5-8-170>
- [51] IBERDROLA, «Tanques de almacenamiento - Así es la planta de hidrógeno verde de Puertollano». Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.es/blog/sostenibilidad/asi-es-planta-hidrogeno-verde-puertollano-iberdrola>
- [52] Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo, «NTP 50: Almacenamiento de hidrógeno - Gaseous Hydrogen storage systems Hidrogène Stockage Redactor», Accedido: 9 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.insst.es/documents/94886/326853/ntp_050.pdf/3784b865-6ac7-408e-9bfb-649872319ee6
- [53] L. Davis, «Power-to-X - Siemens electrolizers», 2019, Accedido: 7 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:98ea3da0-6e9a-4df3-ae86-2a167ce970ef/20211012-power-to-x-white-paper.pdf>
- [54] Siemens Energy, «Large Scale PEM Electrolysis and Sector Coupling», 2021, Accedido: 8 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.heattofuel.eu/wp-content/uploads/2021/03/6_Ilona-Dickschas.pdf

Anexo I: Resultados de PVsyst

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Formentera

Variant: Meteonorm 8.1 rastreadores 83.825 MWp

Unlimited Trackers with backtracking

System power: 83.83 MWp

Sant Francesc de Formentera - España

Autor(a)

ETSIDI. UPM (Spain)



Project: Formentera

Variant: Meteonorm 8.1 rastreadores 83.825 MWp

ETSIDI. UPM (Spain)

PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date:
01/10/23 20:48
with v7.3.2

Project summary

Geographical Site

Sant Francesc de Formentera
España

Situation

Latitude 38.71 °N
Longitude 1.43 °E
Altitude 45 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Sant Francesc de Formentera
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=28% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

Unlimited Trackers with backtracking

PV Field Orientation

Orientation
Tracking horizontal axis

Tracking algorithm

Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings

No Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 155232 units
Pnom total 83.83 MWp

Inverters

Nb. of units 396 units
Pnom total 69.30 MWac
Pnom ratio 1.210

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 156781387 kWh/year Specific production 1870 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.98 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date:
01/10/23 20:48
with v7.3.2

ETSIDI. UPM (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking horizontal axis

Unlimited Trackers with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Backtracking array

Nb. of trackers 100 units

Unlimited trackers

Sizes

Tracker Spacing 6.10 m

Collector width 2.28 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 37.3 %

Left inactive band 0.02 m

Right inactive band 0.02 m

Phi min / max. -/+ 60.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 67.5 °

Backtracking pitch 6.10 m

Backtracking width 2.28 m

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Average Height 0.7 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic

Model LR5-72HPH-540M G2

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 540 Wp

Number of PV modules 155232 units

Nominal (STC) 83.83 MWp

Modules 5544 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 76.83 MWp

U mpp 1048 V

I mpp 73348 A

Total PV power

Nominal (STC) 83825 kWp

Total 155232 modules

Module area 401003 m²Cell area 372251 m²

Inverter

Manufacturer Generic

Model SUN2000-175KTL-H0

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 175 kWac

Number of inverters 396 units

Total power 69300 kWac

Operating voltage 600-1500 V

Max. power (=>25°C) 193 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.21

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 69300 kWac

Max. power 76428 kWac

Number of inverters 396 units

Pnom ratio 1.21

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 0.20 mΩ

Loss Fraction 1.3 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP



PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date:
01/10/23 20:48
with v7.3.2

ETSIDI. UPM (Spain)

Array losses

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
2 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 0.5 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.50 % at STC

Inverter: SUN2000-175KTL-H0

Wire section (396 Inv.) Alu 396 x 3 x 95 mm²
Average wires length 47 m

MV line up to Injection

MV Voltage 34.5 kV
Wires Alu 3 x 1500 mm²
Length 2436 m
Loss Fraction 0.35 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Medium voltage 34.5 kV

Transformer parameters

Nominal power at STC 82.49 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 102.29 kVA
Iron loss fraction 0.12 % at STC
Copper loss 718.50 kVA
Copper loss fraction 0.87 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.07 mΩ



PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date: 01/10/23 20:48 with v7.3.2

ETSIDI. UPM (Spain)

Horizon definition

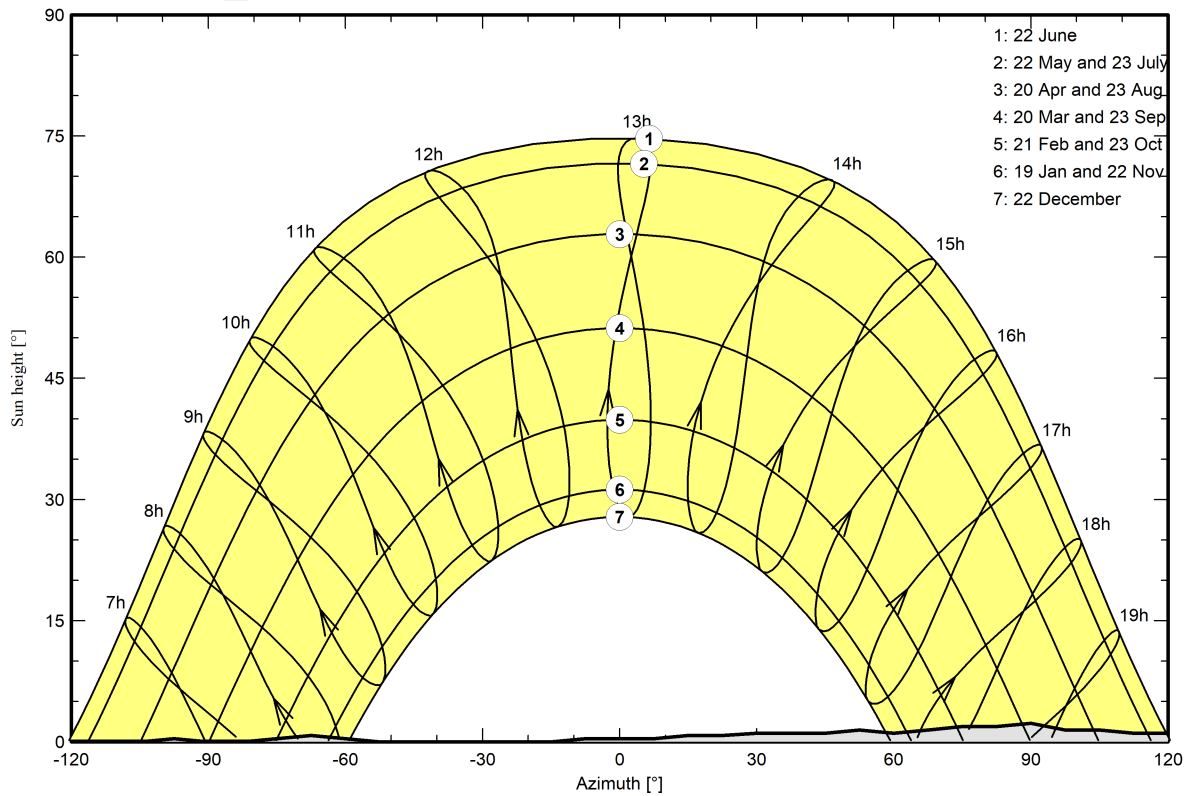
Horizon from PVGIS website API, Lat=38°42'20', Long=1°25'44', Alt=45m

Average Height	0.7 °	Albedo Factor	0.93
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-150	-143	-105	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	0.8	0.8	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.4	0.8	0.4	0.0
Azimuth [°]	-15	-8	8	15	23	30	45	53	60	68	75
Height [°]	0.0	0.4	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	1.5	1.1	1.5	1.9
Azimuth [°]	83	90	98	105	113	120	128	135	143	180	
Height [°]	1.9	2.3	1.5	1.5	1.1	1.1	0.8	0.4	0.8	0.8	

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





Main results

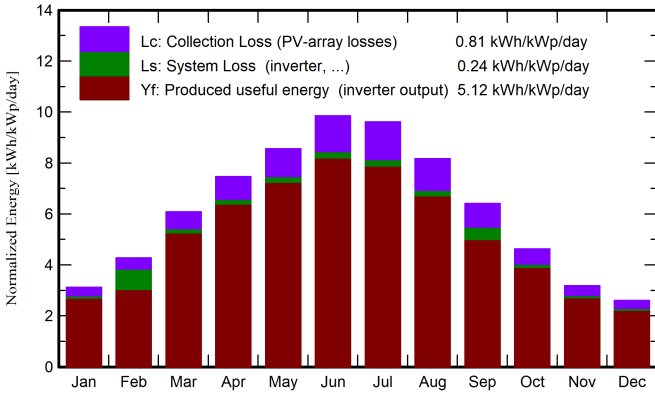
System Production

Produced Energy 156781387 kWh/year

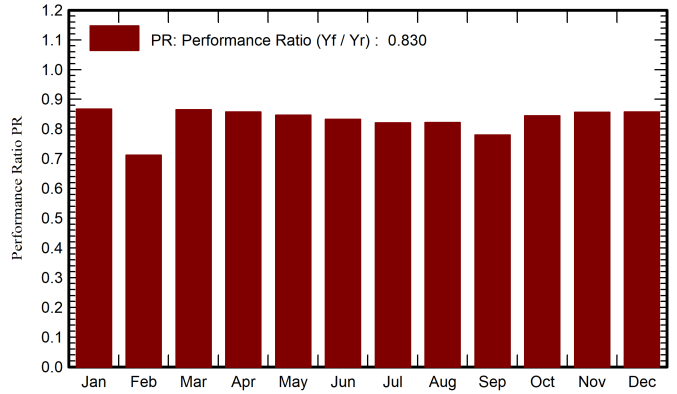
Specific production
Performance Ratio PR

1870 kWh/kWp/year
82.98 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	71.0	27.99	11.69	96.9	90.4	7268464	7037670	0.867
February	88.6	36.43	11.73	119.8	112.6	9036029	7149463	0.712
March	140.4	50.27	13.64	188.7	179.0	14119679	13692150	0.865
April	171.5	71.08	15.68	223.8	212.6	16580013	16080236	0.857
May	205.5	83.94	18.84	265.5	252.7	19433570	18842087	0.847
June	225.0	77.41	23.02	295.6	282.2	21286550	20628949	0.832
July	226.5	76.91	26.48	298.1	284.4	21153751	20496317	0.820
August	195.6	77.54	26.97	253.4	241.3	18020842	17466693	0.822
September	146.0	56.56	23.68	192.3	182.4	13826013	12572757	0.780
October	109.4	48.89	20.55	143.6	135.1	10477948	10161443	0.844
November	72.2	32.90	15.56	95.4	88.9	7074219	6852090	0.857
December	60.9	27.48	12.82	80.7	74.6	5998988	5801533	0.858
Year	1712.6	667.41	18.43	2253.9	2136.3	164276067	156781387	0.830

Legends

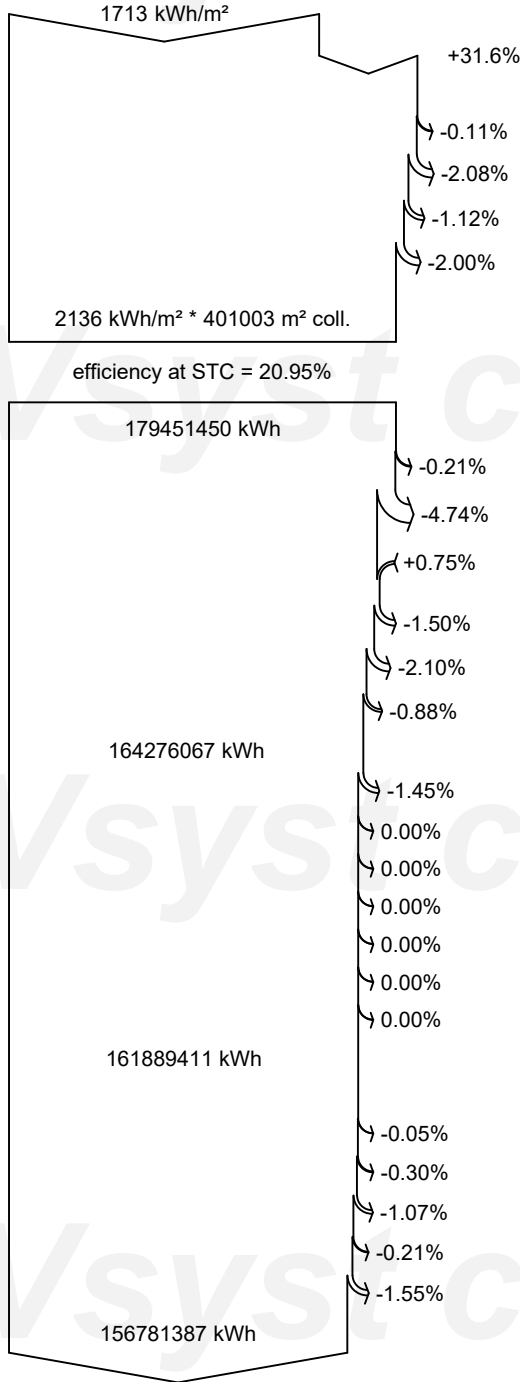
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date:
01/10/23 20:48
with v7.3.2

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Far Shadings / Horizon

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

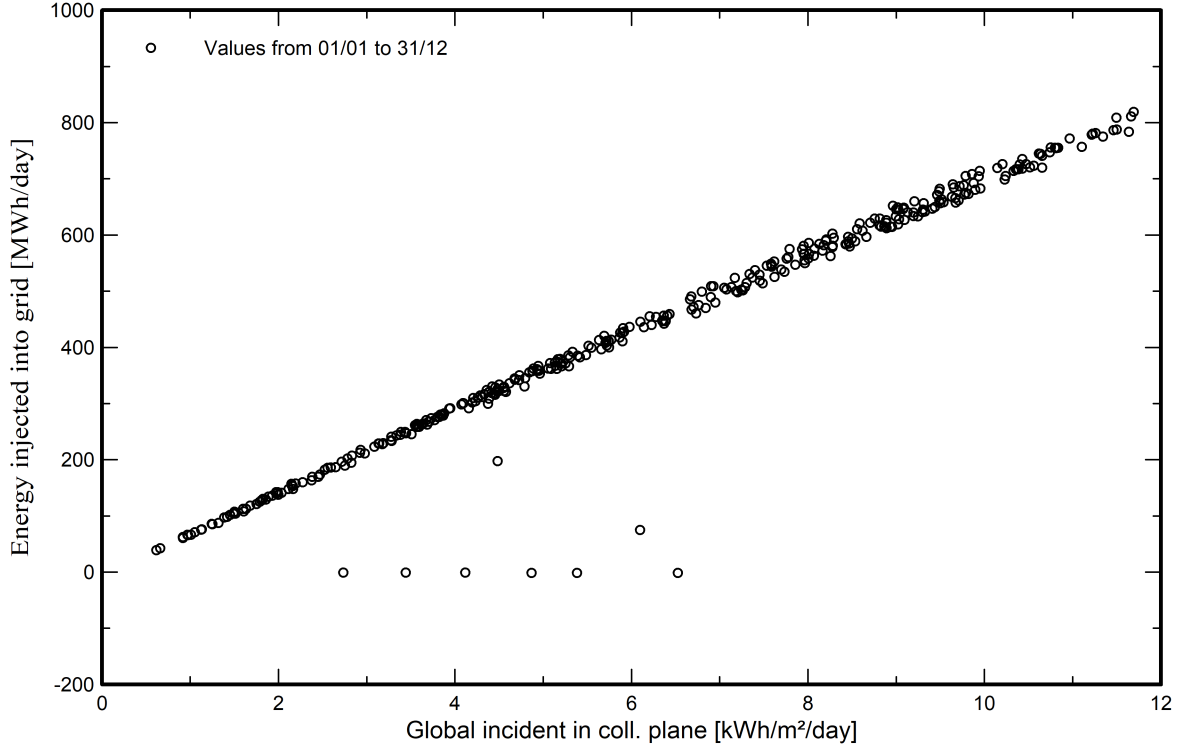
System unavailability

Energy injected into grid

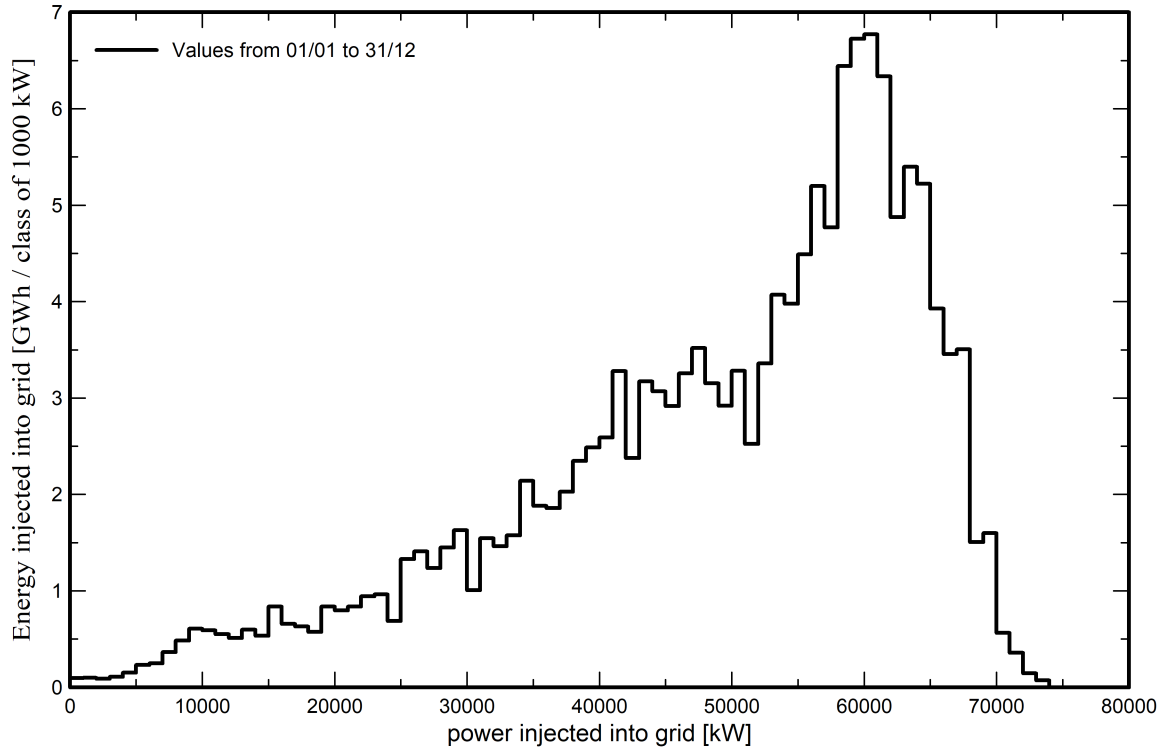


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

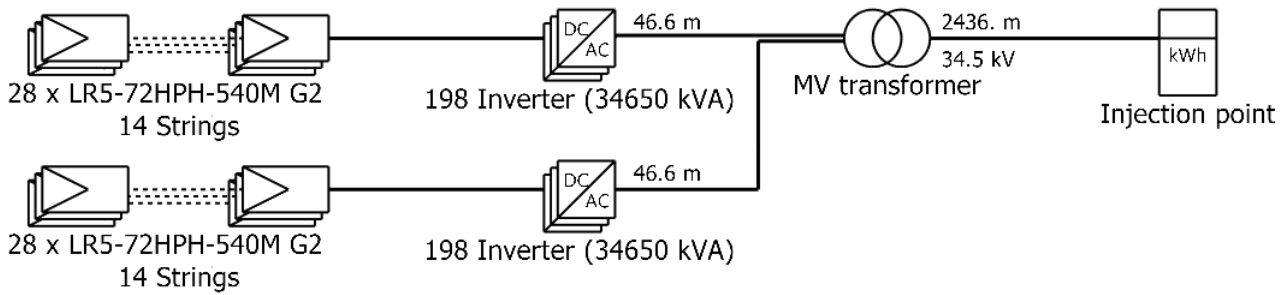




Single-line diagram

PVsyst V7.3.2

VC5, Simulation date:
01/10/23 20:48
with v7.3.2



PV module	LR5-72HPH-540M G2
Inverter	SUN2000-175KTL-H0
String	28 x LR5-72HPH-540M G2

Formentera		ETSIDI. UPM (Spain)
		01/10/23
VC5 : Meteonorm 8.1 rastreadores 83. 825 MWp		

Anexo II: Resultados de WindPRO

STATGEN - Análisis de Datos de Viento

Cálculo: Torre 1 - Estadísticas de viento - 1 año - 115 m Datos de Viento: A - Torre 1 - Periodo de referencia 1 año -115 m; Altura: 115,0

Coord. del Emplazamiento
UTM (north)-WGS84 Zona: 31
Este: 372.911 Norte: 4.280.857

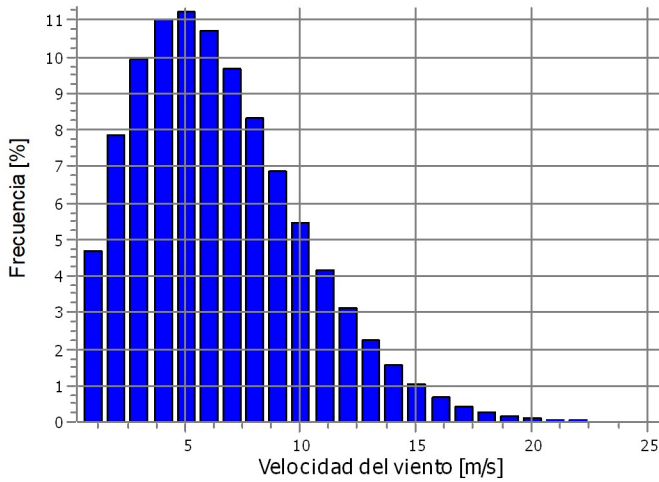
Datos Meteo

Torre 1 - Torre 1 - Periodo de referencia 1 año -115 m

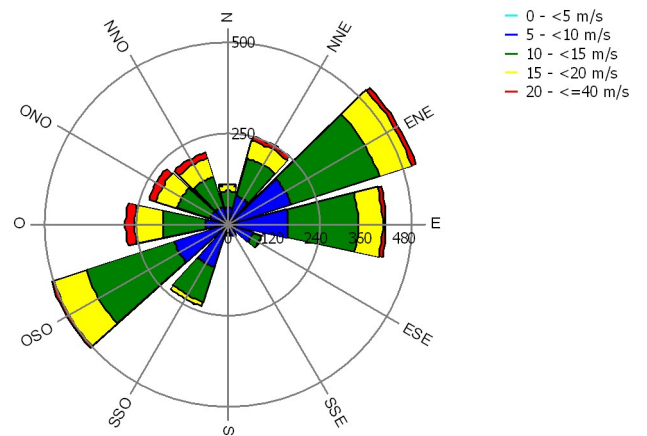
Datos Weibull

Sector	Parámetro - A [m/s]	Velocidad del viento [m/s]	parámetro - k	Frecuencia [%]
0 N	6,64	5,91	1,755	4,6
1 NNE	7,35	6,54	1,781	7,9
2 ENE	8,02	7,11	2,060	15,3
3 E	7,23	6,42	1,887	15,2
4 ESE	5,13	4,55	1,846	9,4
5 SSE	4,61	4,08	2,159	5,4
6 S	4,63	4,10	2,277	5,0
7 SSO	7,16	6,34	2,225	10,2
8 OSO	8,81	7,81	2,317	12,1
9 O	8,75	7,76	1,920	5,7
10 ONO	8,63	7,66	1,893	4,7
11 NNO	8,55	7,58	1,906	4,5
Todo	7,25	6,44	1,842	100,0

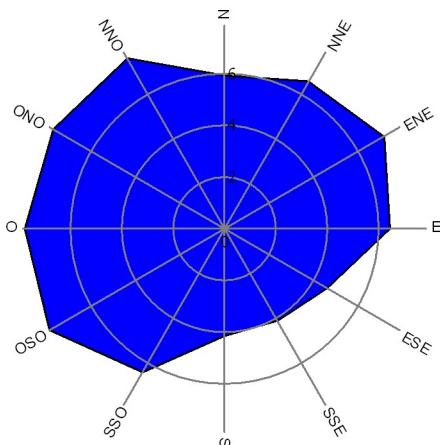
Distribución Weibull



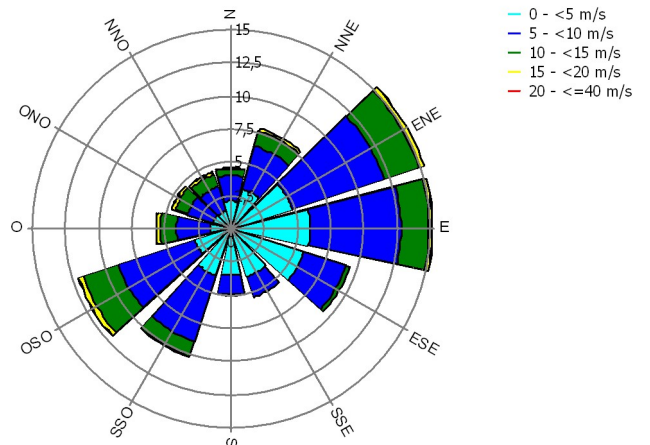
Rosa de Energía (kWh/m²/año)



Vel. media viento (m/s)



Frecuencia (%)



PARK - Resultado principal

Cálculo: series temporales 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Layout v1 - Torre 1 1 año 115 m

Configuración

AEP escalado a un año completo en función del número de muestras
Factor de escala de 1,0 años a 1 año: 1,001

Cálculo realizado en UTM (north)-WGS84 Zona: 31

En el centro del emplazamiento, la diferencia entre el norte del grid y el norte verdadero es: -0,9°

Estela

Modelo de Estela: N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Constante de Decaimiento de Estela (WDC)

Constante de Decaimiento de Estela (WDC): 0.090 DTU por defecto onshore Independiente de la altura del buje
WTG referencia: AG - 01

Escalador/datos de viento

Nombre EMD Default Measurement Mast Scaler
Escalado de terreno Escalar con datos medidos
Modelo de flujo de micro terreno WASP IBZ de los datos del sitio
Periodo usado 01/01/2022 1:00:00 - 01/01/2023
Obj.(s) Meteo Torre 1 - Periodo de referencia 1 año -115 m
Alt. de desplazamiento Omnidireccional desde objetos
Versión WASP WASP 12 Version 12.08.0032

Corrección de curva de potencia

Corrección de curva de potencia (métod. IEC ajustado, mejorado para coincidir con el control)

	Min	Máx	Med.	Corr. [%]	Neg. corr. [%]	Pos. corr. [%]
Densidad del Aire						
Desde los ajustes de densidad del aire [°C]	16,6	17,0	16,8			
Ajustes de densidad del aire [hPa]	978,3	985,4	981,7			
Dens. del aire resultante [kg/m³]	1,176	1,183	1,180			
Relativa a 15°C al nivel del mar [%]	96,0	96,6	96,3	-2,5	-2,5	0,0



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Escala 1:40.000

Nuevo AG

Energía anual calculada para el Parque Eólico

Combinación AG	Resultado PARK [MWh/año]	BRUTO (sin pérdidas) AGs libres [MWh/año]	Pérdidas por Estela [%]	Resultados específicos ^{a)}		Velocidad del viento		
				Factor Capacidad [%]	AG Medio resultado [MWh/año]	Plena carga horas [Horas/año]	libre [m/s]	reducida por estela [m/s]
Parque eólico	89.111,8	92.439,8	3,6	30,8	17.822,4	2.700	6,3	6,2

^{a)} Basado en resultados reducidos y en cualquier reducción.

Energía Anual Calculada para cada uno de los 5 nuevos AGs del parque con 33,0 MW de potencia nominal total

Tipo de AG	Válido	Fabricante	Modelo de AG	Potencia nominal [kW]	Diámetro de rotor [m]	Altura buje [m]	Curva de Potencia		Energía Anual		Velocidad del viento	
							Crearor	Nombre	Resultado [MWh/año]	Pérdidas por Estela [%]	libre [m/s]	reducido [m/s]
1 Sí		Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m3	19.073,1	2,1	6,53	6,46
2 Sí		Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m3	18.728,4	3,8	6,54	6,41
3 Sí		Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m3	16.912,4	6,5	6,27	6,08
4 Sí		Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m3	16.564,4	4,3	6,11	5,98
5 Sí		Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD	(AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m3	17.833,4	1,5	6,25	6,21

El resultado anual de energía incluye las pérdidas mostradas. Las pérdidas adicionales y la incertidumbre deben ser consideradas para una decisión de inversión.

Distribución AGs

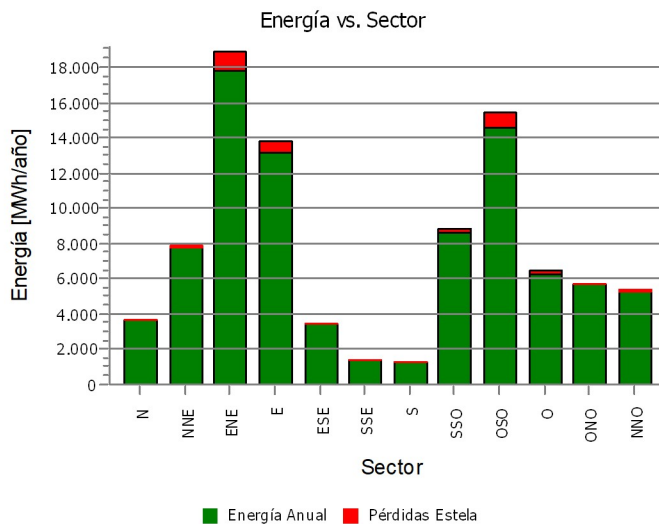
	UTM (north)-WGS84 Zona: 31			Datos brutos/Descripción	Periodo de cálculo	
	hacia Este	hacia Norte	Z [m]		Empezar	Final
1 Nuevo	372.983	4.280.150	179,4	AG - 01	01/01/2022	01/01/2023
2 Nuevo	372.681	4.280.972	184,1	AG - 02	01/01/2022	01/01/2023
3 Nuevo	373.569	4.281.595	157,0	AG - 03	01/01/2022	01/01/2023
4 Nuevo	374.558	4.281.905	127,0	AG - 04	01/01/2022	01/01/2023
5 Nuevo	375.568	4.281.742	122,6	AG - 05	01/01/2022	01/01/2023

PARK - Análisis de Producción

Cálculo: series temporales 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Layout v1 - Torre 1 1 año 115 m AG: Todos los nuevos AGs, La densidad del aire varía con la posición del AG 1,176 kg/m³ - 1,183 kg/m³

Análisis direccional

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSO	8 OSO	9 O	10 ONO	11 NNO	Total
Energía basada en modelos [MWh]	3.706,5	7.924,8	18.896,5	13.808,6	3.467,7	1.433,0	1.312,5	8.877,2	15.389,0	6.471,7	5.773,7	5.378,6	92.439,8
-Reducción debida a pérdidas por estela [MWh]	40,7	147,1	1.047,2	621,0	43,0	65,8	24,0	201,2	788,0	213,5	21,8	114,8	3.328,0
Energía resultante [MWh]	3.665,8	7.777,7	17.849,3	13.187,6	3.424,7	1.367,2	1.288,5	8.676,0	14.601,0	6.258,2	5.751,9	5.263,8	89.111,8
Energía específica [kWh/m ²]													785
Energía específica [kWh/kW]													2.700
Reducción debida a pérdidas por estela [%]	1,1	1,9	5,5	4,5	1,2	4,6	1,8	2,3	5,1	3,3	0,4	2,1	3,60
H. Equivalentes a plena carga [Horas/año]	111	236	541	400	104	41	39	263	442	190	174	160	2.700



SITE COMPLIANCE - Resultado principal

Cálculo: 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año
Diseño estándar: IEC61400-1 ed. 3 (2010)

Resumen de los datos/cálculos

Total nuevos AGs	5
Clase AG IIB	Omitir todo
Altura buje	115,0 m
Torres de emplazamiento 1	
Torre 1 - Período de...	115m, 1,0Año(s), 100%recup
Información de la corre...	Directo de la torre, sin corregir
Alt. desplazamiento	Núm
Cálculo WASP	WASP 12 Version 12.08.0032
	Usados predeterminados
Cálculo WEng	Núm
Cálculo WASP-CFD	Núm
Cálculo Flowres	Núm
Verif. IEC	7 de 10 Verif. principales IEC realizado
	0 de 3 Otros controles y análisis de IEC realizado
RESPUESTA DE CARGA	Núm



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

Escala: 1:50.000

Resultado principal

Verif. principales IEC	
Terreno (Complejidad del Terreno)	Aceptar
Fatiga/condiciones normales	
Turbulencia efectiva	Aceptar
Distribución del viento	Aceptar
Inclinación de flujo	Aceptar
Cizalla de viento	Aceptar
Densidad del Aire	Aceptar
Últimas/condiciones extremas	
Viento extremo	Aceptar

Detalles de Resultados

			Clase AG	Método	Calidad	AG Media	Máx AG	Min AG	AGs OK	AGs Precaución	AGs Crítico
Verif. principales IEC											
Terreno (Complejidad del Terreno)	ic	[-]		MDE activo		0,00	0,00	0,00	5	0	0
Fatiga/condiciones normales											
Turbulencia efectiva	seff(u)*	[-]	IIB	Torre	A+B	-	-	-	5	0	0
Distribución del viento	pdf(u)*	[-]	IIB	Weibulls de WASP	A	-	-	-	5	0	0
Inclinación de flujo	fmax	[°]		Ajuste del terreno	C	2,1	3,4	1,0	5	0	0
Cizalla de viento	a	[-]		Torre WASP	A	0,09	0,10	0,08	5	0	0
Densidad del Aire	?	[kg/m³]		Torre	A/B	1,172	1,175	1,168	5	0	0
Últimas/condiciones extremas											
Viento extremo	u50a	[m/s]	IIB	POT-N	B+B	31,4	32,3	29,8	5	0	0

* Parámetro revisado para una gama de velocidades del viento (u), un valor de resumen único no es posible.

Proyecto:
Formentera

Usuario con licencia:
Fundación General de la Universidad Politécnica de Madrid
This license ONLY to be used for educational purposes
- -

CRISTINA / c.alcubilla@alumnos.upm.es
Calculado:
07/10/2023 19:16/3.6.366

SITE COMPLIANCE - Resultados de AG

Cálculo: 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año
Diseño estándar: IEC61400-1 ed. 3 (2010)

Verificaciones principales - AGs

Criterio

Crítico
Precaución
Aceptar

Torres

A Torre 1 - Periodo de referencia 1 año -115 m

AG-nombre	Clase	Torre	Verif. principales IEC		Distribución del viento	Inclinación de flujo	Cizalla de viento	Densidad del Aire	Viento extremo	Total
			Terreno (Complejidad del Terreno)	Turbulencia efectiva						
1 AG - 01	IIB	A	[-]	[-]	[-]	[°]	[-]	[kg/m³]	[m/s]	Aceptar
2 AG - 02	IIB	A	0,0	Aceptar	Aceptar	3	0,08	1,169	29,8	Aceptar
3 AG - 03	IIB	A	0,0	Aceptar	Aceptar	3	0,08	1,168	30,8	Aceptar
4 AG - 04	IIB	A	0,0	Aceptar	Aceptar	2	0,09	1,171	32,3	Aceptar
5 AG - 05	IIB	A	0,0	Aceptar	Aceptar	2	0,10	1,175	32,0	Aceptar
			0,0	Aceptar	Aceptar	1	0,08	1,175	31,8	Aceptar

SITE COMPLIANCE - Turbulencia efectiva

Cálculo: 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año
Diseño estándar: IEC61400-1 ed. 3 (2010)

Resultado: **Aceptar**

Configuración de verificación

Método usado	Torre_WAsP	(Calidad: A+B)
Detalles del método		
<u>Datos de turbulencia</u>	Turbulencia ambiental desde mediciones en torre	
	Media s, Sectorial, N > 10	
	Desv. Estd. s, Media ponderada, N > 50, Usar ajuste para todos los bins, Tipo ajuste: Automático	
<u>Estimación del cuantil del 90%</u>	Utilizar aproximación normal (kp = 1.28)	
<u>Modelo de propagación</u>	Speed-up sectorial WAsP, s-error constante	
<u>Corrección de turbulencia de estructura</u>	Verificación de complejidad	
<u>Modelo Frandsen</u>	m = 10, Ancho de Estela: Fixed	
<u>Corrección gran parque eólico</u>	Automático	

Métodos disponibles

<u>Datos de turbulencia</u>	<u>Modelo de propagación</u>	<u>Escalado</u>	<u>Corrección de turbulencia de estructura</u>	<u>Corrección gran parque eólico</u>	<u>Estrategia de parada por sectores</u>
Torre (A)	WAsP-CFD / Flowres turbulencia (series temporales) (A) Turbulencia WEng (A) Speed-up sectorial WAsP (B) Sin escalar (-)	Asimótico s-error constante Uniforme	Verificación de complejidad Componentes de turbulencia WEng Sin corrección	Automático Todos los Ags Sin AGs	

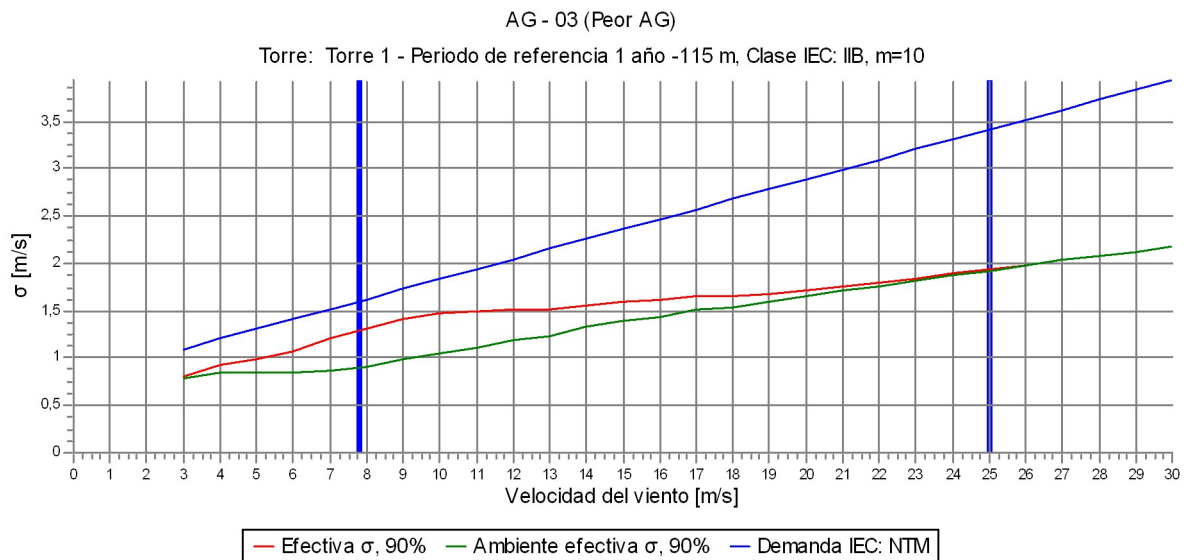
Comentarios de usuario

Límites IEC

Modelo de turbulencia normal [NTM] (s) para cada bin de velocidad del viento en m/s

Clase IEC	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]
IIB	1,62	1,73	1,83	1,94	2,04	2,15	2,25	2,36	2,46	2,57	2,67	2,78	2,88	2,99	3,09	3,20	3,30	3,41

Resultados (gráficos)



Resultados (Tabla)

AG	Clase	Torre	Obj. Datos de Emplazamiento	Turb. efectiva, P90(seff(u)) para cada interv. de vel. viento en m/s																		
				8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
AG - 01	IIB	A	A	1,17	1,28	1,37	1,40	1,43	1,43	1,49	1,53	1,56	1,62	1,64	1,69	1,73	1,78	1,84	1,91	1,90	1,96	
AG - 02	IIB	A	A	1,22	1,31	1,37	1,40	1,41	1,41	1,44	1,49	1,53	1,56	1,59	1,62	1,66	1,71	1,76	1,81	1,86	1,92	
AG - 03	IIB	A	A	1,31	1,41	1,46	1,49	1,50	1,51	1,55	1,59	1,62	1,65	1,65	1,68	1,71	1,75	1,80	1,84	1,89	1,93	
AG - 04	IIB	A	A	1,30	1,40	1,46	1,48	1,50	1,52	1,57	1,61	1,63	1,69	1,67	1,71	1,75	1,79	1,84	1,89	1,94	1,96	
AG - 05	IIB	A	A	1,15	1,20	1,28	1,30	1,37	1,42	1,49	1,55	1,56	1,65	1,66	1,69	1,74	1,79	1,84	1,89	1,95	1,99	

SITE COMPLIANCE - Distribución del viento

Cálculo: 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año
Diseño estándar: IEC61400-1 ed. 3 (2010)

Resultado: **Acceptar**

Configuración de verificación

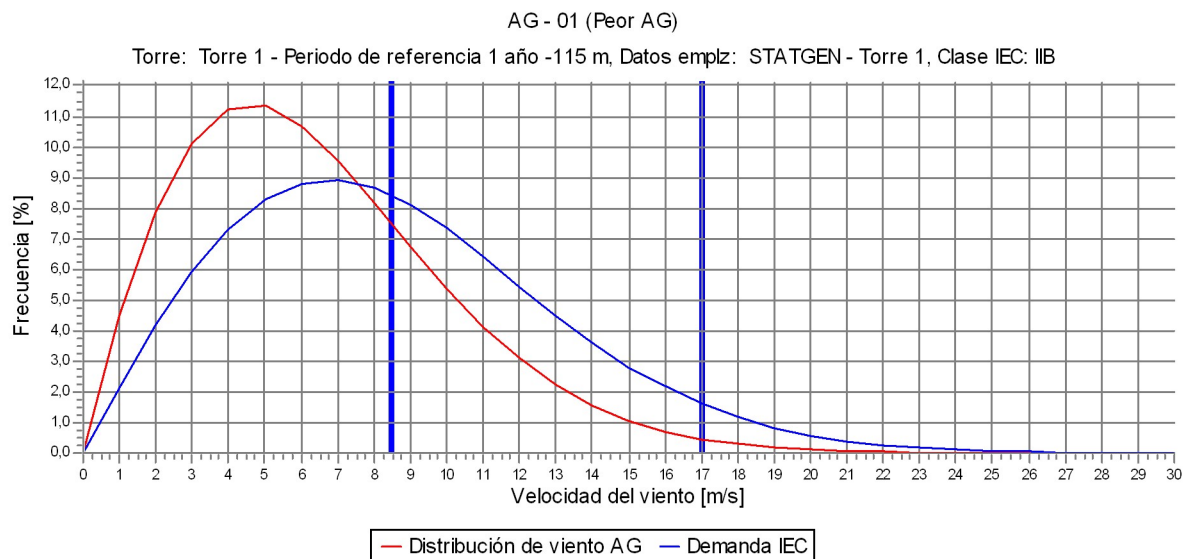
Método usado	Weibulls de WASP	(Calidad: A)
Detalles del método	Weibulls WASP por sectores	
Métodos disponibles	Weibulls de WASP	(Calidad: A)
	Cizalla Weibull en torre	(Calidad: B)
	Directo de torre	(Calidad: C)

Comentarios de usuario

Límites IEC

Frecuencia máxima para cada bin de velocidad [m/s]									
Clase IEC	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
IIB	8,1	7,3	6,4	5,5	4,5	3,6	2,8	2,2	1,6

Resultados (gráficos)



Resultados (Tabla)

AG	Clase	Torre	Obj.	Datos de Emplazamiento	Frecuencia para cada bin de velocidad [m/s]									
					9	10	11	12	13	14	15	16	17	
					[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
AG - 01	IIB	A	A		6,7	5,4	4,1	3,1	2,2	1,6	1,1	0,7	0,5	
AG - 02	IIB	A	A		6,7	5,4	4,1	3,1	2,2	1,6	1,1	0,7	0,5	
AG - 03	IIB	A	A		6,5	5,0	3,8	2,7	1,9	1,3	0,9	0,6	0,4	
AG - 04	IIB	A	A		6,2	4,8	3,5	2,5	1,7	1,2	0,8	0,5	0,3	
AG - 05	IIB	A	A		6,4	5,0	3,8	2,7	1,9	1,3	0,9	0,6	0,4	

SITE COMPLIANCE - Inclinación de flujo

Cálculo: 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año
Diseño estándar: IEC61400-1 ed. 3 (2010)

Resultado: **Aceptar**

Configuración de verificación

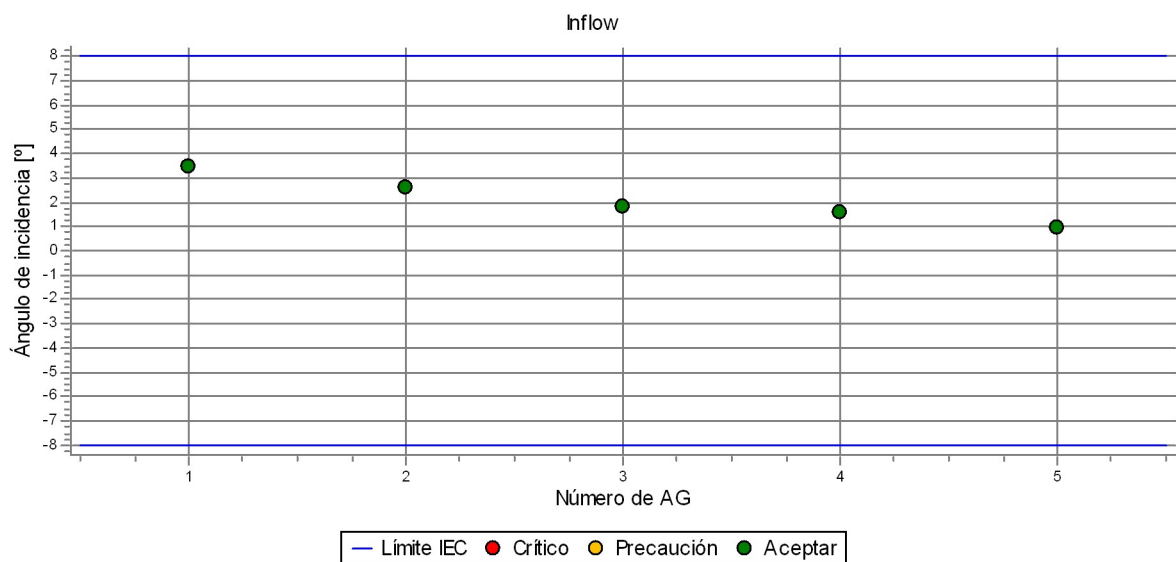
Método usado	Ajuste del terreno	(Calidad: C)
Detalles del método	Ajuste del terreno (disco 5xHH), desde la comprobación de complejidad	
Métodos disponibles	Ajuste del terreno	(Calidad: C)
Comentarios de usuario		

Límites IEC

Inclinación del flujo

Min -8 °
Máx 8 °

Resultados (gráficos)



Resultados (Tabla)

AG	Clase	Ángulo de entrada Máx [°]	Dirección [°]
AG - 01	IIB	3,4	177
AG - 02	IIB	2,6	331
AG - 03	IIB	1,8	10
AG - 04	IIB	1,5	56
AG - 05	IIB	1,0	32

SITE COMPLIANCE - Cizalla de viento

Cálculo: 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año
Diseño estándar: IEC61400-1 ed. 3 (2010)

Resultado: **Aceptar**

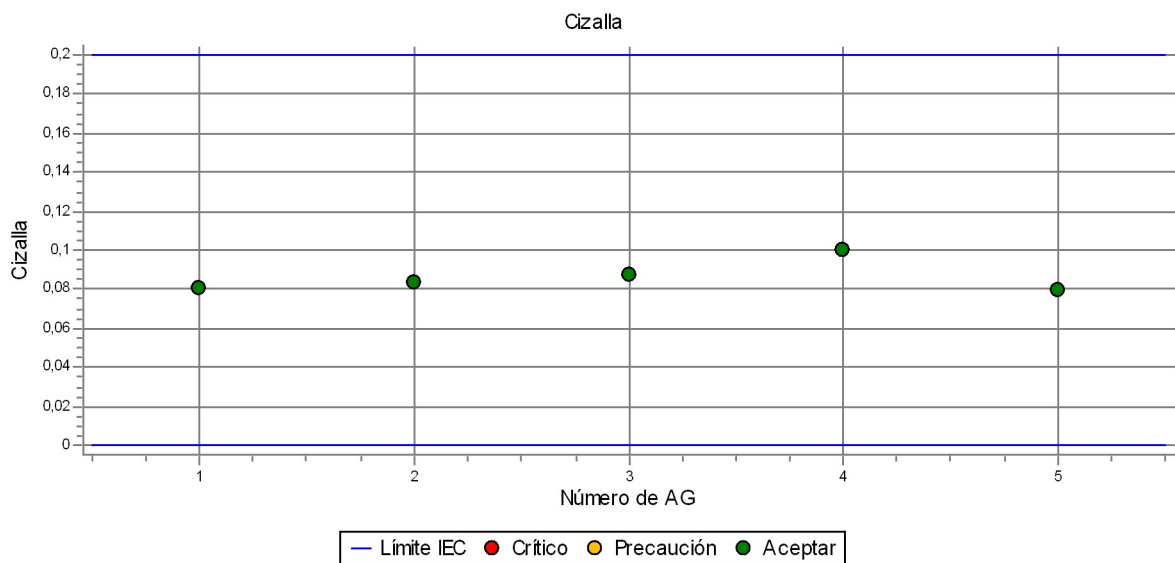
Configuración de verificación

Método usado	Torre WAsP_Muestras	(Calidad: A)
Detalles del método	Cizalla WAsP ajustada usando error WAsP en cizalla de torre *) *) asume giro de viento negligible verticalmente y a lo largo del emplazamiento Cizallamiento del mástil basado en muestras concurrentes. Ignora todas las alturas de desplazamiento en las estimaciones de corte.	
Métodos disponibles	Torre WAsP WAsP Mástil	(Calidad: A) (Calidad: A/B) (Calidad: C)
Comentarios de usuario		

Límites IEC

Ver límites en Resultados (Tabla)

Resultados (gráficos)



Resultados (Tabla)

AG	Clase	Torre	Obj.	Datos de Emplazamiento	Límite CEI		Cizalla media
					Min	Máx	
AG - 01	IIB	A	A		0,00	0,20	0,08
AG - 02	IIB	A	A		0,00	0,20	0,08
AG - 03	IIB	A	A		0,00	0,20	0,09
AG - 04	IIB	A	A		0,00	0,20	0,10
AG - 05	IIB	A	A		0,00	0,20	0,08

SITE COMPLIANCE - Viento extremo

Cálculo: 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año
Diseño estándar: IEC61400-1 ed. 3 (2010)

Resultado: **Aceptar**

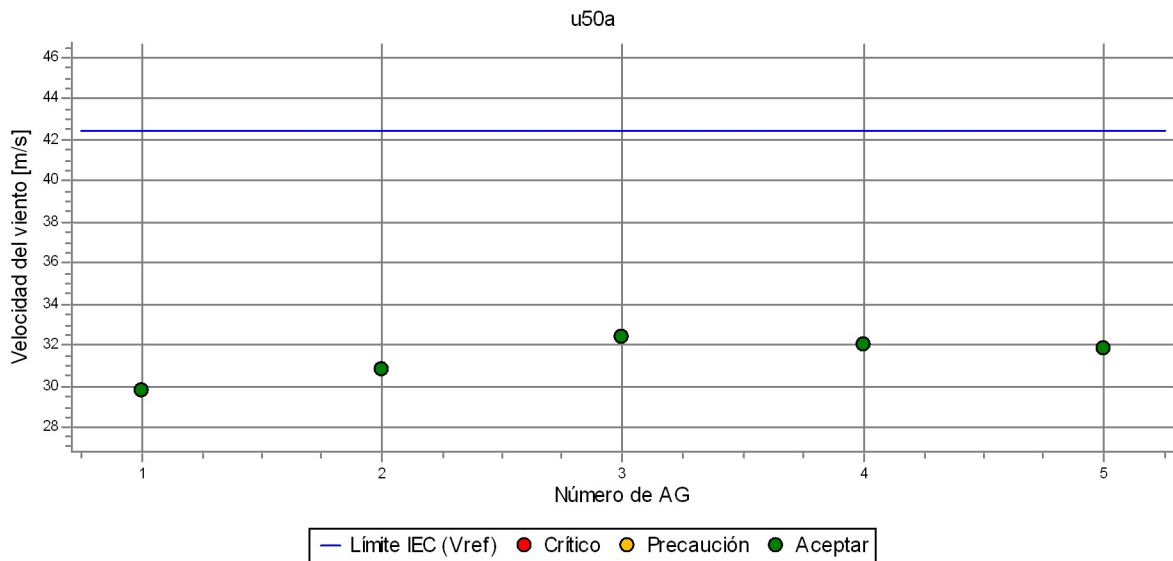
Configuración de verificación

Método usado	POT-N_WAsP	(Calidad: B+B)	
Detalles del método	<u>Modelo estadístico</u> <u>Modelo de propagación</u>	POT-N & Gumbel WAsP (speedup sectorial)	N = 20, ?t = 4 días
Métodos disponibles	<u>Modelo estadístico</u> POT-N (B) Weibull (C) Eurocódigo (A-C)	<u>Modelo de propagación</u> WAsP-CFD / Flowres (speed-up torre-a-AG avanzado) (B) WEng (speedup sector-wise mast-to-wtg speedup) (B) WAsP (speedup sectorial) (B) Cizalla (sólo extrapolación vertical sectorial) (B) Sin modelo (la torre es representativa) (B)	<u>Ajustes adicionales</u> Corrección densidad del aire Corrección de índice a largo plazo factor-k precondicionado estimación racha 3s Corrección del factor de seguridad para COV > 0.15 (IEC61400-1 ed. 4)
Comentarios de usuario			

Límites IEC

Ver límites en Resultados (Tabla)

Resultados (gráficos)



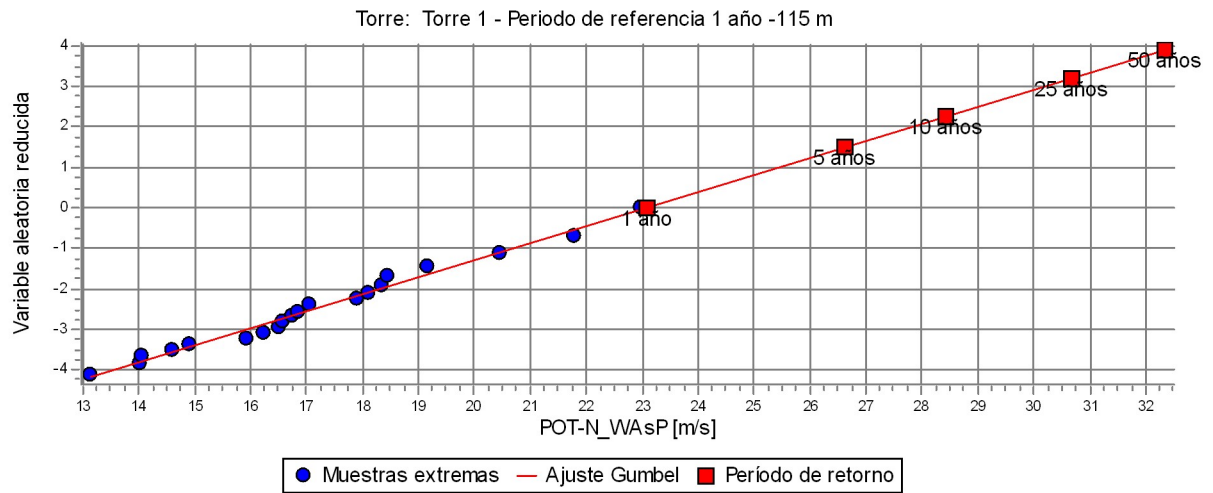
Resultados (Tabla)

AG	Clase	Torre	Obj. Datos de Emplazamiento	Límite CEI Máx	u50a [m/s]
AG - 01	IIB	A	A	42,5	29,8
AG - 02	IIB	A	A	42,5	30,8
AG - 03	IIB	A	A	42,5	32,3
AG - 04	IIB	A	A	42,5	32,0
AG - 05	IIB	A	A	42,5	31,8

SITE COMPLIANCE - Viento extremo

Cálculo: 5 x SG6.6 - 170 115 HH - Torre 1 - 1 Año
Ajuste Gumbel Peor AG

AG - 03



Datos extraídos

