

TRABAJO FIN DE MASTER

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE SISTEMAS DE HIBRIDACIÓN EÓLICA – SOLAR EN LA PENÍNSULA IBÉRICA

TRABAJO FIN DE MASTER
PARA LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE MASTER EN
INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Junio 2024

Marichell Dayanis Zarzavilla Solis

DIRECTORES DEL TRABAJO FIN DE MASTER:

Julio Amador Guerra

Daniel Cabezón Martínez



UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA
DE MADRID



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA
ITINERARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE
SISTEMAS DE HIBRIDACIÓN
EÓLICA – SOLAR EN LA PENINSULA
IBÉRICA

Elaborado por:

ZARZAVILLA SOLIS, MARICHELL DAYANIS

Tutor académico:

JULIO AMADOR GUERRA

Tutor externo:

DANIEL CABEZÓN MARTÍNEZ

JUNIO 2024



DEDICATORIA

A mi familia (humana y gatuna)

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, me gustaría agradecer enormemente a mis tutores Daniel y Julio por su apoyo incondicional y sus amplios conocimientos. Gracias por su vocación, la cual ha sido una fuente de inspiración para mí y me ha motivado a contribuir en este apasionante sector, con plena conciencia de su impacto en las generaciones futuras.

A David, ya que sin él este trabajo no hubiera sido posible, por su apoyo desde el principio y por el cual siempre estaré agradecida.

A Iker, por brindarme asistencia tanto con sus conocimientos como en recursos necesarios para aprender y complementar este trabajo.

A Andrea, por su continua disposición y ayuda en cada una de las veces que necesité recurrir a sus conocimientos.

Al profesor Emilio Migoya, por su orientación y apoyo durante todo este proyecto.

A mi familia, por su apoyo inquebrantable desde muchos kilómetros de distancia.

A Carlos, por ser mi incondicional en las buenas y en las malas.

A mis amigos y compañeros en este camino, a los cuales agradezco enormemente por tomarse un pequeño tiempo en preguntar cómo llevaba este trabajo.

Por último, pero no menos importante, a mis amigos peluditos que siempre han estado presentes en mis pensamientos.

A todos, mil gracias.

RESUMEN

Este proyecto se enfoca en el potencial de los recursos eólico y solar en tres distintas ubicaciones de la península Ibérica, evaluando su complementariedad en una instalación híbrida eólica – solar. Las tres localidades están ubicadas en las provincias de La Coruña, Zaragoza y Cádiz. Con este proyecto se pretende proporcionar una visión integral de cómo los recursos eólicos y solares pueden ser aprovechados de manera complementaria en diferentes ubicaciones de la Península Ibérica, ofreciendo al mismo tiempo una base sólida para la implementación de plantas híbridas eólico-solares en la región.

La evaluación del recurso eólico se estudiará utilizando el software *WAsP 10*, teniendo en cuenta los criterios específicos de cada ubicación. Por otro lado, para el estudio del recurso fotovoltaico se analizarán distintas bases de datos que permitirán conocer la diferencia obtenida en cada una de ellas, para luego seleccionar la más adecuada para el estudio. Posteriormente, se empleará el software *PVSyst* como referencia para estimar la generación de energía y el análisis de pérdidas de cada uno de los sitios de estudio.

Además, se estudiará la complementariedad entre los recursos eólicos y fotovoltaicos en las distintas localidades, evaluando sus perfiles de producción de energía para determinar la ubicación más apta para el emplazamiento de una planta híbrida. Se considerarán aspectos esenciales para un emplazamiento de este tipo, como la conexión a red, las características del terreno, las restricciones existentes, entre otros.

Por último, se llevará a cabo un breve estudio económico de una posible planta híbrida eólica – solar, como también una evaluación de impacto ambiental.

Palabras Clave: Planta híbrida, Complementariedad de recursos, Producción anual de energía, Evaluación de recursos, Energía eólica, Energía fotovoltaica, Energías Renovables.

Códigos UNESCO:

332202	Generación de Energía
251091	Recursos Renovables
210601	Energía Solar



CONTENIDO CAPITULAR

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN.....	iv
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Objetivos.....	6
1.3 Justificación	7
1.4 Metodología.....	10
CAPÍTULO II: PLANTAS DE HIBRIDACIÓN.....	11
2.1 Definición	11
2.2 Beneficios y dificultades.....	12
2.3 Marco Regulatorio	14
2.4. Procedimientos administrativos	15
2.5. Aspectos por considerar.....	17
CAPÍTULO III: RECURSOS ENERGÉTICOS	27
3.1 Datos de los emplazamientos.....	27
3.2 Evaluación del recurso eólico	29
3.3 Evaluación del recurso solar	41
CAPÍTULO IV: RESULTADOS DE SIMULACIONES.....	48
4.1 Producción del recurso eólico.....	48
4.2 Producción del recurso fotovoltaico	53
CAPÍTULO V: COMPLEMENTARIEDAD DEL RECURSO	62
5.1 Estudio de la complementariedad	62
5.2 Análisis técnico.....	69
5.3 Análisis económico.....	70
5.4 Evaluación de Impacto Ambiental.....	77
CONCLUSIONES	79
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
PLANIFICACIÓN TEMPORAL Y PRESUPUESTO	viii
A.1 Planificación del estudio	viii



A.2 Presupuesto del estudio.....	viii
A.2.1. Recursos humanos	viii
A.2.2. Recursos materiales	ix
A.2.3. Total global de recursos.....	x
CONTRIBUCIÓN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xv
ABREVIATURAS, UNIDADES Y ACRÓNIMOS.....	xvi
ANEXOS.....	viii
DATOS DE VIENTO PARA LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS	viii
RESULTADOS DE SIMULACIONES EN WASP 10: LA CORUÑA.....	viii
RESULTADOS DE SIMULACIONES EN WASP 10: ZARAGOZA.....	x
RESULTADOS DE SIMULACIONES EN WASP 10: CÁDIZ	xii
FICHA TÉCNICA: AEROGENERADOR	xiv
TRAYECTORIA SOLAR DE LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN GLOBAL SOLAR ATLAS	xv
COMPARATIVA DE PRODUCCIÓN MENSUAL FOTOVOLTAICA PARA LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN MWh	xvi
FICHA TÉCNICA: MÓDULO FOTOVOLTAICO	xlvi
FICHA TÉCNICA: INVERSOR.....	xlvii
PRODUCCIÓN HORARIA DE LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN MW.....	xlix
PRODUCCIÓN MENSUAL DE LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN MWh	l
PRODUCCIÓN PROMEDIO MENSUAL POR HORA DE LA LOCALIDAD EN LA CORUÑA EN MW.....	li
PRODUCCIÓN PROMEDIO MENSUAL POR HORA DE LA LOCALIDAD EN ZARAGOZA EN MW	liv
PRODUCCIÓN PROMEDIO MENSUAL POR HORA DE LA LOCALIDAD EN CÁDIZ EN MW	lvii
PRODUCCIÓN ANUAL PARA LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN MWh	lx

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Varios países europeos han intensificado sus esfuerzos hacia la transición energética y la descarbonización. La adopción del Acuerdo de París y los compromisos de neutralidad de carbono para mediados de siglo han acelerado aún más la inversión y la expansión de las energías renovables en la región.

Por otro lado, la Unión Europea (UE) ha desempeñado un papel crucial estableciendo objetivos comunes y directrices para los Estados miembros. La Directiva de Energías Renovables de la UE en 2001 y sus sucesivas revisiones, como la de 2009 y 2018, han establecido metas ambiciosas para la participación de las energías limpias en el mix energético. La Comisión Europea presentó el Green Deal, una iniciativa que se presenta como una hoja de ruta integral para convertir a Europa en el primer continente neutro en carbono para el año 2050 [1].

Estos antecedentes reflejan la evolución de las políticas, tecnologías y la adopción de energías renovables en Europa a lo largo del tiempo, marcando el camino hacia una matriz energética más sostenible y limpia.

Por otro lado, en los últimos años la región de la Península Ibérica, abarcando España y Portugal, ha presenciado un significativo avance en el ámbito de las energías renovables. Ambas naciones han llevado a cabo la instalación de diversos parques eólicos y plantas fotovoltaicas con el objetivo de ampliar su matriz energética y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Abordando el contexto de la energía eólica, España es el segundo país de Europa con más potencia instalada, por detrás de Alemania, y es el quinto país de forma global, por detrás de geografías como China, EE.UU, Alemania e India [2].

Tomando como referencia el año 2023, fue la energía eólica la primera fuente de generación de energía del mix energético español, pudiendo sobrepasar el 24 % de la cobertura de la demanda. Hasta febrero del 2024, la potencia eólica instalada en la España peninsular es de 30,135 MW, lo que representa una parte significativa de los 118,442 de potencia instalada total en la península. Esta última incluyendo las fuentes de tecnología convencional y otras renovables [3].

Según los datos encontrados en [4], existen un total de 1,111 instalaciones eólicas. En la Figura 1 se puede observar las diferentes instalaciones eólicas localizadas en toda la España peninsular [5].



Figura 1. Mapa de instalaciones eólicas en el territorio español.
Fuente: Red Eléctrica

Por otro lado, España cuenta con grandes proyectos eólicos, siendo incluso uno de los más grandes de Europa. En la Tabla 1 se muestran aquellos parques con mayor potencia instalada en el territorio español.

Tabla 1. Parques eólicos con mayor potencia instalada en España.

Nº	Proyecto	Región	Propietario	MW	Referencia
1	P.E. Gecama	Castilla - La Mancha	Enlight Renewable Energy	329	[6]
2	P.E. Tico Wind	Aragón	Enel GreenPower	180	[7]
3	P.E. Cuevas de Velasco	Castilla - La Mancha	Azora	100	[8]
4	P.E. Campillo II	Castilla - La Mancha	Enel GreenPower	87.5	[9]
5	P.E. Campillo III	Castilla - La Mancha	Enel GreenPower	87.5	
6	P.E. Campillo I	Castilla - La Mancha	Enel GreenPower	76.8	

Considerando las geografías nacionales, es Castilla y León, Aragón, Galicia, Castilla – La Mancha y Andalucía las comunidades autónomas con más parques eólicos. Concentran aproximadamente con el 80 % de la generación nacional y el 72 % de los aerogeneradores en toda España [10].

Por otro lado, otro recurso muy importante en la Península Ibérica es el recurso solar. España al encontrarse en el suroeste de Europa, cuenta con una ubicación privilegiada en cuanto a radiación solar. Por este motivo, existe una gran cantidad de parques

fotovoltaicos alrededor de la península. A continuación, en la Figura 2, se muestran la localización de estos considerando de referencia [11].

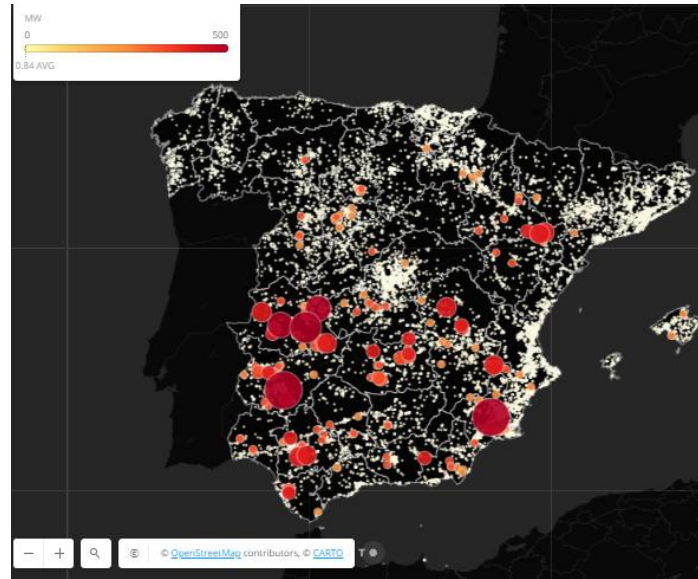


Figura 2. Mapa de instalaciones fotovoltaicas en territorio español.
Fuente: Red Eléctrica.

Como se puede observar, son las regiones de Extremadura, Andalucía y Castilla – La Mancha las que cuentan con la mayor cantidad de centrales fotovoltaicas, teniendo aproximadamente un 60 % de la potencia fotovoltaica acumulada en todo el territorio español. Esto se debe a que presentan mayor número de horas de insolación y por la mayor extensión en cuanto a territorio rústico, por lo que su explotación energética es considerable [12].

Hasta febrero del 2024, la potencia instalada en la España peninsular fotovoltaica es de 24,934 MW [3]. Según los datos encontrados en [4], existen un total de 1,171 instalaciones solares en España. Al igual que la energía eólica, España cuenta con mega parques fotovoltaicos a nivel europeo, presentándose algunos de ellos en la Tabla 2.

Tabla 2. Proyectos fotovoltaicos con mayor potencia instalada en España.

Nº	Proyecto	Región	Propietario	MW	Referencia
1	Complejo fotovoltaico Cifuentes - Trillo	Extremadura	Solaria	626	[13]
2	Planta fotovoltaica Francisco Pizarro	Extremadura	Iberdrola	553	[14]
3	Planta fotovoltaica Núñez de Balboa	Extremadura	Iberdrola	500	[15]
4	Central fotovoltaica Mula	Murcia	Qualitas Energy y Northleaf Capital	494	[16]
5	Talayuela Solar	Extremadura	Statkraft	300	[17]
6	Talazol	Extremadura	Soltec	300	[18]

Por otro lado, aplicar la hibridación en plantas es cada vez más común en el contexto global debido a las ventajas que esta provee. Países como India, EE.UU, Australia y Grecia cuentan con subastas multi-tecnologías, mientras que en regiones como Irlanda y Alemania están en estudio [19].

Se puede mencionar, el proyecto *Skeleton Creek* en el estado de Oklahoma, donde en el mes de julio del año 2017, *Western Farmers Electric Cooperative* integró 250 MW de energía eólica, 250 MW de energía fotovoltaica y 200 MW de almacenamiento de baterías.

Por otro lado, un país que merece una mención especial en este aspecto es India, que ha sido un referente en el campo de la hibridación de tecnologías para la producción de energía. En el mes de abril del año 2018, la compañía General Electric anunció la construcción de una planta híbrida que combinaba generación eólica y fotovoltaica, con una capacidad total de 41 MW. Más adelante en ese mismo año, Siemens Gamesa inauguró la planta comercial *Kavital*, con una capacidad de 50 MW en energía eólica y 28.8 MW en energía fotovoltaica, convirtiéndose en la primera de su tipo conectada a la red en India. La tendencia hacia la hibridación de tecnologías también ha sido impulsada por otras empresas destacadas en este país, como por ejemplo el caso de IL&FS Energy Development Company Limited y Black & Veatch. Estas empresas han desarrollado proyectos híbridos en el país, como aquel que combinó 25 MW de energía fotovoltaica, 16 MW de energía eólica y un sistema de batería. India continúa apostando por este tipo de proyectos, como lo demuestra con el proyecto de *Andhra Pradesh* de adquirir 5,000 MW de proyectos híbridos eólicos-solares hasta el año 2023.

En otras partes del mundo también se han desarrollado iniciativas importantes de proyectos híbridos. En el mes de septiembre del año 2018, el Banco Asiático de Desarrollo financió una planta híbrida eólica-solar en Mongolia. Mientras tanto, en EE. UU., la planta híbrida de *Portland General Electric*, que comenzó a operar en febrero de 2019, se destacó por su combinación de energía eólica, fotovoltaica y almacenamiento de baterías, combinando 300 MW de energía eólica, 50 MW de energía fotovoltaica y de 120 MWh de almacenamiento de baterías.

En Australia, está el caso de *Port Augusta*, el cual consistirá en una instalación híbrida que incluirá un parque eólico de 210 MW y una planta fotovoltaica de 107 MW, sumando una potencia total instalada de 317 MW, promovida por Iberdrola. Además, el Kennedy Energy Center anunció un proyecto para finales de 2019 que consistía en 43 MW eólicos, 15 MW fotovoltaicos y 4 MWh de almacenamiento baterías. En los Países Bajos, la empresa sueca Vattenfall construyó una planta híbrida que combina 22 MW de energía eólica, 38 MW de energía solar fotovoltaica y 12 MWh de batería.

Estos ejemplos ilustran la creciente tendencia hacia la integración de múltiples fuentes de energía en proyectos híbridos en diferentes partes del mundo [20]. En la Figura 3, se muestra algunas de ellas.

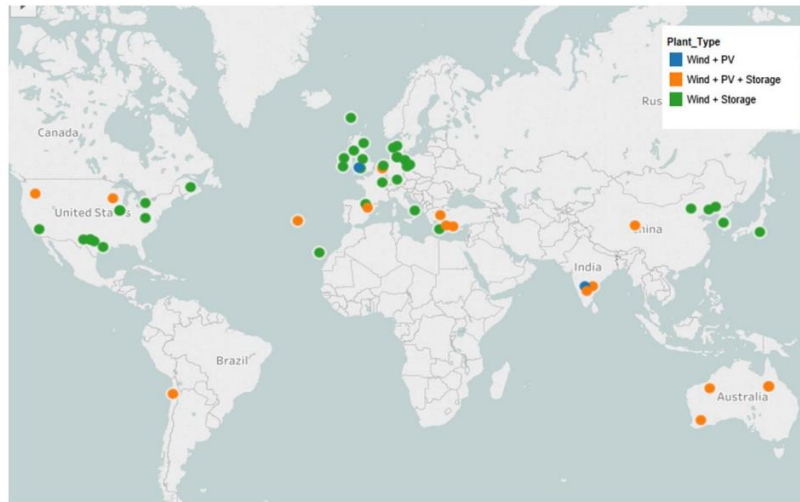


Figura 3. Ubicación de plantas híbridas a lo largo del mundo.
Fuente: Asociación Empresarial Eólica.

Considerando el contexto en la Península Ibérica, existen proyectos pioneros en esta configuración. Se puede mencionar el parque eólico de *Mosteiro*, el cual se ha hibridado con la planta fotovoltaica de *Mina de Orgueirel* en Sabugal, Portugal. La planta fotovoltaica cuenta con una capacidad de 8.4 MW, mientras que el parque eólico cuenta con una capacidad de 19.4 MW, produciendo en conjunto un total de 39,599 MWh al año [21].

En cuanto a España se refiere, EDPR ha realizado la conexión de forma exitosa del primer parque híbrido del territorio español, localizado en Santa María del Cubillo, provincia de Ávila. El concepto de esta instalación fue de tomar el existente parque eólico *Cruz de Hierro*, el cual posee 22 aerogeneradores y una capacidad instalada de 14.5 MW. Posteriormente, se ha añadido una instalación basada en aproximadamente 25,000 placas solares bifaciales, obteniéndose una capacidad instalada conjunta de 28.75 MW. Las dos instalaciones tendrán una producción de más de 58 GWh de electricidad al año [22].

Por otro lado, Iberdrola recientemente ha terminado con la construcción de su primera planta híbrida eólica – solar en España. Dicha planta está ubicada en la provincia de Burgos, contando con una capacidad de 74 MW a través de aproximadamente 120,000 módulos fotovoltaicos e hibridando una infraestructura eólica existente de 69 MW [23]. Otro ejemplo ha sido Acciona Energía, la cual ha apostado por hibridar el parque eólico *Escepar* de 36 MW, ubicado en los términos municipales de Villalba del Rey y Tinajas en la provincia de Cuenca, Castilla – La Mancha. Se le sumó una generación de 29.4 MW provenientes de una planta fotovoltaica. Dicho parque cuenta con una cantidad de 54,208

módulos fotovoltaicos, generando aproximadamente 48,170 MWh al año de forma adicional a los ya generados 57,500 MWh del parque eólico *Escepar* [24].

Estos son ejemplos de que las grandes energéticas de la región están invirtiendo en este tipo de tecnología, por lo que en un futuro se irá implementando esta configuración cada vez más frecuente.

1.2 Objetivos

A continuación, se ampliará brevemente sobre los objetivos del presente proyecto.

OBJETIVO GENERAL: Diseñar y comparar una planta de hibridación de origen eólico – solar en tres distintos puntos de la Península Ibérica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Identificar las dificultades existentes de la hibridación de plantas eólica – solar en el sector.
- Identificar y definir los factores necesarios para el estudio preliminar de una planta híbrida eólica – solar.
- Evaluar el potencial eólico y solar de los diferentes emplazamientos.
- Analizar la complementariedad de producción tomando en cuenta los diferentes parámetros involucrados.
- Identificar la normativa y políticas necesarias para el emplazamiento de una planta híbrida eólica – solar en el territorio español.
- Evaluar los aspectos económicos y ambientales de la instalación de esta tecnología.
- Determinar la ubicación más adecuada para la implementación de una planta híbrida eólica – solar considerando los criterios técnicos y geográficos.

1.3 Justificación

Como se ha abordado anteriormente, la transición energética y la descarbonización han alcanzado prioridad en la agenda europea. Se han realizado inversiones significativas en infraestructuras renovables y tecnologías innovadoras, respaldando el rápido desarrollo de parques eólicos y plantas solares en toda la región. Además, el aumento de la interconexión de redes eléctricas entre países europeos ha facilitado el intercambio de energía y mejorado la estabilidad del suministro. Esta tendencia es especialmente relevante para los proyectos híbridos eólico-solar, los cuales permiten una integración más eficiente de la energía generada por ambas fuentes.

Para cumplir con los objetivos climáticos más ambiciosos presentados en el *Pacto Verde Europeo*, se han realizado revisiones adicionales de la Directiva de Energías Renovables. En julio del 2021, la Comisión Europea presentó los nuevos objetivos climáticos para el año 2030, con la intención de aumentar el objetivo de fuentes de energía renovable en la matriz energética total de la UE del 32 % a un mínimo de 40 %. Posteriormente, el plan *REPowerEU*, publicado en el mes de mayo del 2022, propone aumentar el objetivo al 45 %, lo que impulsaría aún más el desarrollo de proyectos híbridos en toda Europa [25].

Por otro lado, conflictos y tensiones geopolíticas han influido en la seguridad energética y en las decisiones relacionadas con las fuentes de energía, como lo es el caso de la guerra en Ucrania. Históricamente, estos conflictos han tenido el potencial de influir en el mercado energético, debido a las consecuencias que puede tener en la región. Durante la crisis energética, los mercados eléctricos experimentaron precios elevados, superando los 500 € por MWh. Sin embargo, en los últimos meses, el precio de la electricidad han logrado moderarse debido al mayor aporte de las energías renovables [26].

Esto confirma que la inversión en innovación contribuye a mejorar el rendimiento de estas fuentes de energía, así como también lo hace la economía de escala al abaratar los precios en la industria. Primeramente, es necesario conocer los actores clave que forman parte de la escena de las instalaciones de este tipo. Los mismos son:

- **Gobiernos:** Son los responsables de promover la expansión de las redes a través del uso del terreno, como también de implementar políticas que favorezcan al sector.
- **Desarrolladores de sistemas de energías renovables:** Buscan maximizar sus ingresos mientras enfrentan desafíos como la reducción de costos y la gestión de la intermitencia en los perfiles de generación de energía.
- **Usuarios:** Serán los mayores beneficiarios, ya que la energía producida es directamente utilizada por ellos.

En la Figura 4, se muestran los distintos mercados energéticos emergentes en cada país del mundo. Como se puede observar, en la mayoría de ellos se tiene una capacidad tanto eólica como solar, es decir, se encuentran en una situación de paridad [19].

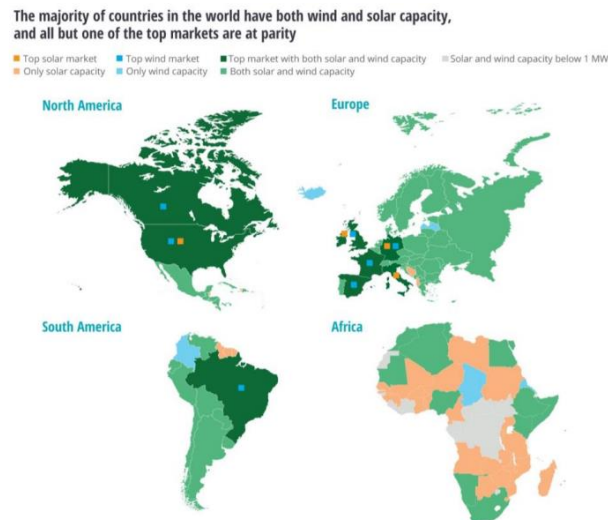


Figura 4. Mercado renovable más relevante respecto a la capacidad del recurso de cada país.
Fuente: Asociación Empresarial Eólica.

La adopción de proyectos híbridos eólico - solar en Europa se justifica por múltiples razones fundamentales. En primer lugar, estos proyectos ofrecen una solución versátil y eficiente al combinar dos fuentes de energía renovable altamente complementarias, ya que proporcionan una generación de energía más constante y predecible a lo largo del día y de forma estacional. Además, la adopción de proyectos híbridos fortalece la seguridad energética al diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles, lo que mejora la capacidad de recuperación del sistema eléctrico al proteger contra posibles interrupciones en el suministro de energía. Asimismo, su implementación apoya los objetivos climáticos de Europa al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo así a mitigar el cambio climático y a proteger el medio ambiente para las generaciones futuras.

Este tipo de proyectos también impulsan la generación de empleo y la innovación tecnológica, al requerir una variedad de habilidades y conocimientos en la planificación, diseño, construcción y mantenimiento de estas instalaciones. Además, fomentan la investigación y el desarrollo de tecnologías más eficientes y rentables, contribuyendo al avance global en energías limpias.

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) destaca que la integración de energía eólica y fotovoltaica en instalaciones híbridas puede proporcionar bajos costos nivelados de energía (LCOE) para ambas tecnologías, aprovechando sus curvas de generación complementarias en la mayoría de los países. Esto resultará en una entrega de energía

más constante y prolongada durante las horas de mayor demanda, lo cual mejorará la rentabilidad y permitirá alcanzar economías de escala en CAPEX y OPEX.

Durante el año 2023, España registró hitos significativos en su transición hacia una matriz energética más limpia, como se refleja en el borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) enviado a la Comisión Europea. El objetivo del gobierno español se enfoca en lograr que el 80% de la electricidad provenga de fuentes renovables para el año 2030. En ese año, la electricidad sin emisiones de CO₂, incluyendo renovables y nuclear, alcanzó un récord el 72% del total.

En el mes de noviembre del año 2023, se registró un máximo histórico con el 60.2% de la energía proveniente de fuentes verdes. En el transcurso de finales del 2023, la energía eólica lideró la producción eléctrica con un 23,3%, superando a la generación nuclear con un 20,2% y a las centrales de gas con un 17,4%. Las instalaciones de energía fotovoltaica han contribuido con un 12,4%, esto sin incluir la producción de autoconsumo, que podría sumar aproximadamente otro 2%, mientras que las centrales hidroeléctricas representan un 9% [26].

Tomando en cuenta los datos de Red Eléctrica, en la Figura 5 se muestra de forma general el valor porcentual de los últimos 10 años de la estructura de generación del sistema eléctrico en España, siendo clasificada por el origen de esta [27].

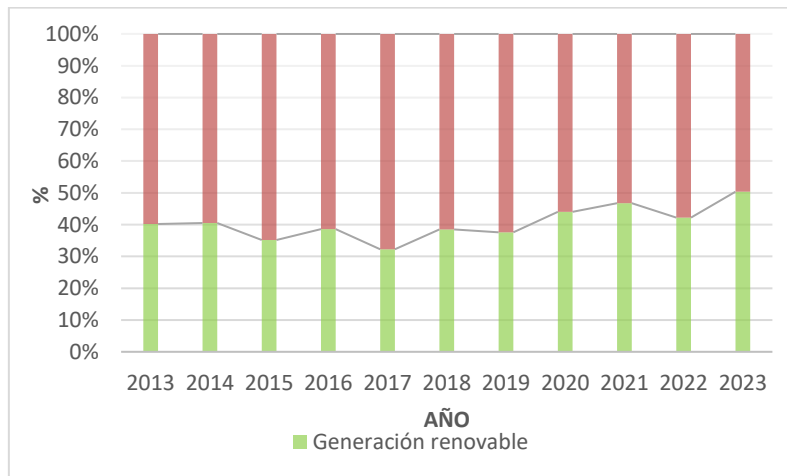


Figura 5. Estructura de la generación renovable y no renovable en el sistema eléctrico español en los últimos 10 años.
Fuente: Red Eléctrica.

Estos datos subrayan los progresos de España en su transición hacia fuentes energéticas más sostenibles. Este logro respalda la justificación de canalizar recursos hacia proyectos híbridos, los cuales ofrecen una solución competitiva y eficaz para la producción de energía limpia. Además, evidencian la viabilidad técnica y económica, consolidando su papel en la estrategia de descarbonización y en el logro de los objetivos climáticos establecidos.

1.4 Metodología

Como primer punto de metodología de este estudio, se abordará la contextualización de los sistemas de hibridación, considerando la configuración de una planta híbrida eólica – solar. Se tomará en cuenta la especificación de los componentes claves en el diseño en la integración y coordinación de ambas tecnologías, como consecuencia de la gestión de su variabilidad.

Luego, se abordará la selección de los emplazamientos, mediante la identificación y justificación de la ubicación geográfica. Será necesario realizar un estudio del recurso energético en los emplazamientos a estudiar.

Posteriormente, se realizará un análisis de los resultados de dicha planta, en donde se compararán los resultados obtenidos en los tres puntos de la Península Ibérica, considerando los parámetros estudiados, la complementariedad del recurso, la evaluación de los costos asociados a la instalación de la planta, como también la evaluación de impacto ambiental.

Por último, se abordarán las conclusiones del presente trabajo, junto a sus contribuciones en calidad del estudio de manera económica, a los objetivos de desarrollo sostenible y a su planificación.

CAPÍTULO II: PLANTAS DE HIBRIDACIÓN

2.1 Definición

Una instalación híbrida se define como un proyecto único que incorpora dos tecnologías de generación de energía, con o sin almacenamiento. La electricidad generada por ambas tecnologías debe utilizar la misma subestación interna del parque, compartir un punto de conexión común a la red y operar bajo un sistema de control que gestione la generación inyectada en ese punto [19].

Existen dos enfoques para la hibridación: uno implica la hibridación de una planta existente y el otro caso es el estudio de una planta híbrida nueva [28], tal y como se ilustra en la Figura 6.

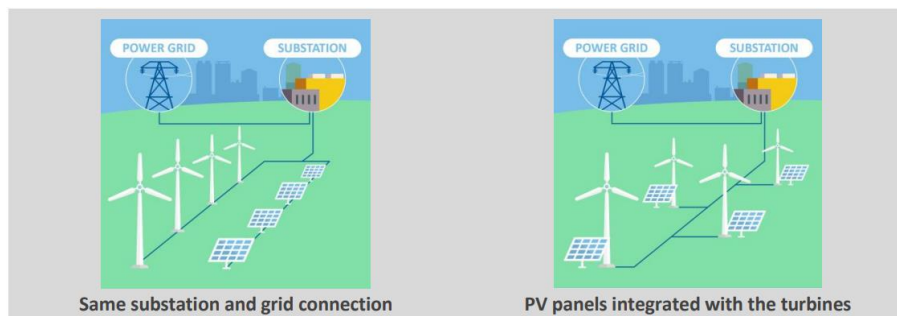


Figura 6. Diferentes casos de plantas de hibridación eólica – solar.
Fuente: WindEurope.

Las instalaciones combinadas de energía eólica y solar aseguran un suministro continuo de energía a lo largo del año, ya que cada tecnología contrarresta la variabilidad de la otra. Los meses con mayor duración de la luz solar resultan más propicios para la generación solar [29]. En la mayoría de las ubicaciones, la radiación solar disminuye significativamente durante 3 a 4 meses al año. Además, la orientación óptima de los paneles solares varía según las estaciones y los meses [30]. Por otro lado, la eficiencia de los sistemas eólicos está más influenciada por factores como la densidad, velocidad y turbulencia del viento, así como el diseño de los aerogeneradores [31].

Adicionalmente, se registran mayores velocidades de viento en la noche, mientras que se tendrá una alta generación de energía solar durante el día [32]. Por lo tanto, en configuraciones híbridas, los sistemas fotovoltaicos y eólicos se complementan mutuamente.

2.2 Beneficios y dificultades

A continuación, en la Tabla 3 se presentan las ventajas y desventajas que representa cada una de las tecnologías, tomando como referencia lo establecido por [28].

Tabla 3. Tipos de plantas híbridas en términos de integración y operación de diferentes módulos de generación.
Fuente: WindEurope.

	Una sola subestación y conexión a la red	Planta fotovoltaica integrada con la planta eólica
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reducción de gastos de CAPEX y del tiempo de obtención de permisos gracias a un único punto de conexión a la red y a una única subestación. ✓ Aprovechamiento máximo de la capacidad de conexión a la red ✓ Mayor facilidad para optimizar el dimensionamiento de la subestación en función del mayor rango posible de potencia, pero es necesario tener en cuenta el recorte. ✓ Adaptabilidad de la planta híbrida a las condiciones del emplazamiento en función de las necesidades del propietario. ✓ Desarrollo conjunto del proyecto y servicios de O&M. 	
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Configuración más sencilla y flexible de desarrollar y dimensionar, especialmente cuando el almacenamiento está integrado 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se pueden eliminar los inversores solares. ✓ La capacidad de evacuación de los aerogeneradores puede utilizada para la energía solar.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> * Los procesos de conexión y medición son bastante nuevos para las autoridades, aún no están normalizados ni racionalizados. 	
	-	<ul style="list-style-type: none"> * Posible sombreado de los paneles fotovoltaicos por las palas. * La capacidad fotovoltaica está limitada por la capacidad y por el espacio. * Prestación de servicios auxiliares algo limitados porque los inversores solares no están conectados a la red.

De forma adicional, se pueden mencionar varios beneficios generales para una planta híbrida eólica – solar. En primer lugar, existirá un mejoramiento de la estabilidad y fiabilidad del suministro, dado que la curva de la carga resultante de la central híbrida es más estable que la de centrales independientes. La integración de ambas tecnologías permite una reducción en la variabilidad del perfil de generación, lo que mejora la eficiencia en el aprovechamiento de recursos. Esto se debe principalmente al factor de planta, que posibilita la obtención de un mayor número de horas de generación al integrar dos o más tecnologías. También asegura una entrega más constante y predecible, reduciendo la necesidad de respaldo con fuentes de energía convencionales.

Por otro lado, esta configuración permite un óptimo aprovechamiento de la infraestructura al compartir aspectos técnicos como la conexión a red, los costos de operación y mantenimiento (O&M) y la tramitación de permisos, resultando en una significativa reducción de costos respecto a aquellas plantas instaladas de forma individual. Además, permite un mejor uso del terreno al compartir recursos, personal e infraestructura, incrementando así la rentabilidad económica. Adicionalmente, se garantiza una mayor capacidad en el punto de conexión y se tendrá un escenario más flexible en los mercados de ajuste.

Asimismo, no se puede dejar pasar por alto los importantes beneficios que aportaría a la sociedad en general. La hibridación podría traducirse en una disminución de los precios finales para los consumidores y aceleraría los procesos de electrificación en zonas que no cuentan con el suministro, por lo que ayudaría notablemente en las inversiones en redes de transmisión y distribución [1]. Además, se agilizarían en gran medida los plazos de conexión y puesta en marcha de nuevas plantas renovables, lo cual es fundamental para cumplir con los ambiciosos objetivos del *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*.

En la Figura 7 se presentan los perfiles de producción para una planta híbrida eólica – solar en España.

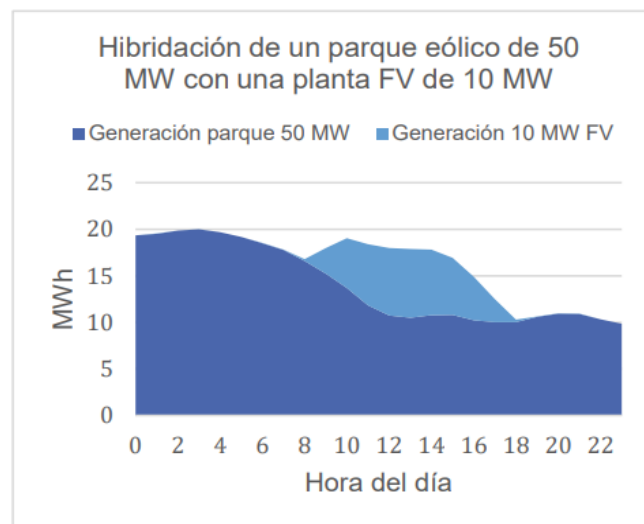


Figura 7. Perfiles de generación para una planta híbrida en España.
Fuente: Asociación Empresarial Eólica.

2.3 Marco Regulatorio

En cuanto a la legislación española, se puede mencionar las siguientes normas que rigen lo relacionado a las plantas híbridas:

- ✓ Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- ✓ Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- ✓ Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- ✓ Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- ✓ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- ✓ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- ✓ Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- ✓ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- ✓ Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- ✓ Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- ✓ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- ✓ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- ✓ Real Decreto 900/2015 de 9 de octubre (derogado), por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Imponía el peaje de respaldo, también llamado impuesto al Sol.
- ✓ Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- ✓ Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

- ✓ Real Decreto Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica [20], [33].

2.4. Procedimientos administrativos

2.4.1 Documentación requerida

En el contexto de la instalación de una infraestructura en territorio español, es imprescindible cumplir con una serie de documentación requeridos por entidades gubernamentales. Estos documentos incluyen:

- **Estudio de impacto ambiental:** Este estudio se centra en identificar y analizar los posibles efectos negativos de las actividades planteadas, enfocándose principalmente en aspectos como el impacto en la fauna, flora, paisaje urbano, ruido, entre otros. Además, propone medidas de mitigación para minimizar estos efectos.
- **Plan urbanístico:** Esta documentación proporciona un marco integral para el desarrollo sostenible, equitativo y funcional de áreas urbanas, asegurando la coherencia con los objetivos de la comunidad y las regulaciones gubernamentales. Se basa en aspectos como zonificación y uso del suelo, planificación de infraestructuras y servicios públicos, normativas y regulaciones urbanísticas, áreas verdes y recreación, densidad poblacional, accesibilidad y movilidad, entre otros.
- **Proyecto técnico:** Se examina detalladamente componentes esenciales para su ejecución, como la evaluación de caminos para asegurar una integración eficiente con la infraestructura existente, la gestión de servicios públicos para asegurar un abastecimiento sostenible, la colaboración con las autoridades locales para garantizar la conformidad normativa y la evaluación de impactos en la calidad del agua y ecosistemas acuáticos.
- **Capacidades:** Se fundamenta en tres áreas clave: el área legal, el área técnica y el área económica. Desde una perspectiva legal, se analizan las capacidades para cumplir con los requisitos normativos. En el ámbito técnico, se evalúan las habilidades y competencias necesarias para la implementación exitosa del proyecto. En términos económicos, se examina la capacidad financiera para respaldar la iniciativa, abarcando aspectos como la viabilidad económica y la gestión de costos.

Estos documentos garantizan la conformidad normativa, la participación comunitaria y la planificación integral, lo que resulta fundamental para el desarrollo exitoso de proyectos de infraestructura en España.

2.4.2 Proceso de concesión de permisos

El proceso de concesión de permisos para proyectos renovables requiere un enfoque ordenado y paso a paso para garantizar el cumplimiento de todos los requisitos. La fase de “Ready to Build” (RTB), es crucial ya que indica que el proyecto ha obtenido todos los permisos necesarios para su construcción. Antes de llegar a la fase de construcción, es necesario llevar a cabo una serie de procesos y cumplir con hitos específicos en la tramitación del proyecto, los cuales son:

- 1. Identificación y aseguramiento de los contratos de suelo:** Como primer punto, se debe tener la solicitud de la planta que se quiere construir. Esto involucraría varias partes, como lo es el proceso administrativo previo a la construcción. El futuro terreno debe ser negociado con los dueños, por lo que se llega a un acuerdo para los derechos del uso del suelo. Esto deriva en la expropiación forzosa o no forzosa.
- 2. Gestionar los permisos para el acceso y conexión a la red:** Se debe coordinar los permisos pertinentes para la conexión del proyecto a la red. Esto debe ser coordinado con el operador de la red eléctrica.
- 3. Presentar la garantía de punto de conexión:** Se basa en presentar en forma de aval o depósito a la Administración Pública, una garantía para asegurar los procedimientos para la conexión a la red según lo planificado y autorizado.
- 4. Obtener la Declaración de Impacto Ambiental:** De forma paralela se debe también realizar la petición medioambiental a las autoridades pertinentes como también realizar un estudio del uso urbanístico del suelo.
- 5. Obtener la Autorización Administrativa Previa (AAP):** Es necesario obtener esta autorización, ya que otorga el derecho para llevar a cabo una instalación específica bajo determinadas condiciones. Además, autoriza a Red Eléctrica como promotor de la instalación para iniciar las labores preliminares considerando la ubicación del proyecto.
- 6. Obtener la Autorización Administrativa de Construcción (AAC):** Facilita llevar a cabo la construcción de la instalación en conformidad con los estándares técnicos requeridos.
- 7. Obtener la Autorización de Explotación definitiva (AE):** Tras la ejecución del proyecto, se autoriza a poner en tensión de la infraestructura y se procede a su respectiva explotación.

Una vez obtenidos todos los permisos y publicada la Autorización Administrativa Previa y de Construcción en el Boletín Oficial del Estado, el proyecto entra en la fase de "Ready to Build" y puede iniciar la construcción [34], [35].

2.5. Aspectos por considerar

En base a la localización geográfica, hay una serie de parámetros por considerar. Los mismos se abordarán en el presente subcapítulo.

2.5.1 Características del terreno

Para una planta eólica, los factores del terreno juegan un papel crucial en la generación de energía. Se deben considerar elementos como mesetas, crestas y otros aspectos topográficos que puedan influir en la eficiencia de los aerogeneradores. Además, es importante evaluar el acceso por carretera al terreno para garantizar una construcción y operación eficientes de la planta.

En el caso de una planta fotovoltaica, se requiere un terreno plano, sin obstrucciones ni sombras que puedan afectar la captación de la luz solar. Además, es fundamental que el terreno no esté destinado a usos alimentarios para evitar conflictos de uso de suelo. Se prefiere una orientación hacia el sur para maximizar la exposición solar a lo largo del día y maximizar la eficiencia de los paneles solares.

2.5.2 Restricciones

Existen diversos factores de diferente naturaleza por considerar en cuanto al emplazamiento de una planta, algunos de ellos son:

- **Aspectos medioambientales:** Es fundamental evaluar el impacto ambiental que pueda tener la instalación en el entorno circundante, incluyendo la fauna, la flora y los ecosistemas locales.
- **Arqueológicos:** Se deben realizar estudios arqueológicos para identificar y proteger posibles yacimientos o patrimonio cultural que pueda encontrarse en la zona de emplazamiento.
- **Infraestructura de transporte:** La accesibilidad a través de carreteras y vías ferroviarias es crucial para el transporte de materiales y equipos durante la construcción y operación de la planta.
- **Concesiones mineras:** Se debe verificar la existencia de concesiones mineras en la zona y su posible interferencia con la planta.
- **Infraestructura eléctrica:** Es importante considerar la proximidad a líneas eléctricas para facilitar la conexión y el suministro de energía y recursos.

- **Recursos hidrográficos:** Se deben evaluar los recursos hídricos disponibles en la zona y su compatibilidad con la instalación y operación de la planta.
- **Vías pecuarias:** Es necesario respetar las vías pecuarias existentes y garantizar que la planta no interfiera con su uso tradicional.
- **Seguridad aérea:** Se deben tener en cuenta las regulaciones de seguridad aérea y evitar interferencias con rutas de vuelo y zonas restringidas.
- **Ausencia de ruidos y parpadeos en las proximidades:** Es deseable que la planta esté ubicada en un área donde no se generen molestias por ruidos o parpadeos para la comunidad local.

2.5.3 Recurso adecuado

Para considerar la instalación de una planta híbrida eólica-solar, será necesario conocer si el lugar de estudio tendrá el recurso adecuado. Es decir, que tenga un número apto de horas de funcionamiento a plena capacidad para conocer la producción anual. Este término también es conocido como Full Load Hour (FLH). En la Figura 8, la cual pertenece a [36], se muestra las horas equivalentes para una instalación fotovoltaica de inclinación fija y para una instalación eólica.

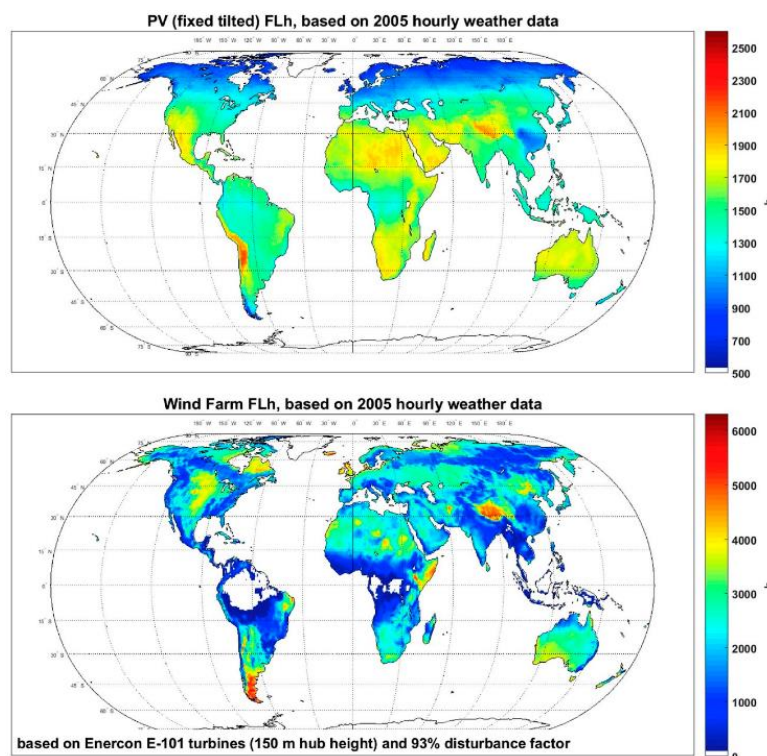


Figura 8. Mapa mundial con horas de plena carga de energía fotovoltaica (fija) y eólica.
Fuente: LUT University.

Considerando el estudio realizado [37], se examinó las ventajas de la coubicación de plantas fotovoltaicas junto a parques eólicos en Europa. Se determinó que existe una posibilidad más baja de nula-generación en el Mediterráneo y países Bálticos al implementar la energía solar y eólica, por lo que esta zona cuando no tenga energía de al menos de 50% del tiempo, otras zonas circundantes tendrán potencial de producción de energía, lo que ayudaría a mantener un suministro más constante y confiable de energía en la región en su conjunto.

La investigación resalta que la combinación de recursos de energía solar y eólica puede mitigar la intermitencia en la generación de energía, especialmente en áreas donde las interconexiones de las instalaciones eólicas ya contribuyen a esta mitigación. Se encontró que las regiones del sur de Europa tienen un potencial significativo en energía solar, con una alta coincidencia de generación en países como Francia, España, Italia, Alemania y Grecia. También se evidencia que la combinación de energía eólica y solar puede aumentar la coincidencia en países mediterráneos y bálticos, destacando la viabilidad de esta estrategia para abordar los desafíos de intermitencia en la generación de energía renovable.

El estudio revela una anticorrelación entre los potenciales eólicos y solares en diferentes escalas temporales, tanto estacionales como mensuales. Al emplear la coubicación de plantas fotovoltaicas y eólicas, se constata que la generación de energía renovable está disponible más del 70% del tiempo en el sur de Europa y más del 50 % en latitudes intermedias europeas, tal y como se muestra en la Figura 9.

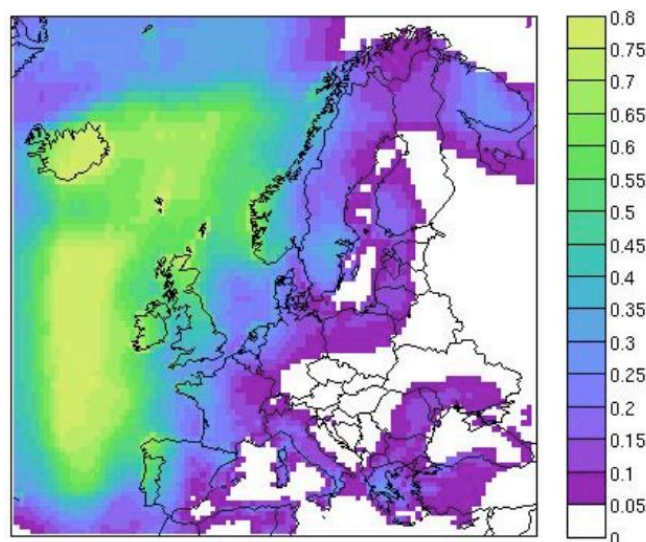


Figura 9. Variación geográfica del parámetro de anticorrelación normalizado para la coubicación de las potencias eólica y solar a lo largo de las horas de luz solar.
Fuente: MIT Joint Program.

Según [38], en España los sectores más afectados por los fuertes vientos tienen una distribución irregular, influenciada por la disposición de la línea de costa y la proximidad de relieves que favorecen la formación de corredores de viento. Por lo tanto, se pueden identificar las siguientes áreas:

- La costa del Cantábrico, especialmente la costa gallega desde la Ría de Arosa hasta la Estaca de Bares.
- El Valle del Ebro, donde las velocidades del viento son más altas, especialmente alrededor de Zaragoza.
- El cuadrante suroccidental de España, entre las bahías de Algeciras y Cádiz.

Diversos factores explican los constantes vientos en ciertas zonas de la Península Ibérica. Galicia, debido a su ubicación geográfica, es una de las principales puertas de entrada a Europa para las profundas borrascas y sistemas frontales que se forman sobre el Océano Atlántico. Los fuertes gradientes de presión asociados a estas áreas de baja presión son los responsables de generar vientos intensos en la región.

En el Valle del Ebro, el viento cuenta con una alta frecuencia y con características muy específicas, también conocido como “*El Cierzo*”. Esta zona está encajada entre dos macizos montañosos de gran altitud, en donde el viento sigue una trayectoria noroeste-sureste o viceversa. En Zaragoza, el viento sopla de manera continua e intensa, con calmas que representan solo el 13,5 % del año. La velocidad del viento es particularmente alta durante el invierno y la primavera.

La región de Tarifa en Andalucía es el lugar de España con menos días de calma, registrando un promedio anual de solo el 2,7 % de días sin viento. Además, su proximidad al estrecho de Gibraltar genera condiciones de viento favorables, lo que también beneficia la complementariedad con la energía eólica.

Estas regiones no solo cuentan con un apreciable potencial eólico, sino que también presentan una alta irradiación solar. Adicionalmente, presentan condiciones meteorológicas excepcionalmente favorables.

La provincia de La Coruña, aunque generalmente asociada a condiciones climáticas más húmedas y nubladas, también presenta períodos de considerable irradiación solar, especialmente en las regiones costeras durante el verano. Esta combinación de factores, junto con una creciente inversión en infraestructura para energías renovables y un fuerte potencial de integración con la energía eólica, hace de Galicia una zona prometedora para la investigación y el desarrollo del sector.

Por otro lado, la provincia de Zaragoza se destaca por su alta irradiación solar a lo largo del año. La región tiene un clima semiárido con cielos despejados la mayor parte del

tiempo, lo que proporciona condiciones óptimas para la generación de energía solar. Además, la región de Aragón tiene una política activa de apoyo a las energías renovables, lo que facilita la implementación y el estudio de este tipo de tecnologías.

Asimismo, la provincia de Cádiz destaca por sus elevados niveles de irradiación solar anual. Con un clima mediterráneo caracterizado por veranos calurosos y secos, junto con una media anual de horas de sol elevada, esta región se posiciona como un lugar ideal para la generación de energía fotovoltaica.

2.5.4 CAPEX

Es crucial considerar el CAPEX asociado con cada tecnología analizada en este estudio, tanto para instalaciones fotovoltaicas como para instalaciones eólicas. En la Figura 10 se presenta la evolución proyectada del CAPEX en los últimos años para ambas tecnologías, lo que proporciona una perspectiva importante de los costos asociados con la implementación de estos sistemas [39].

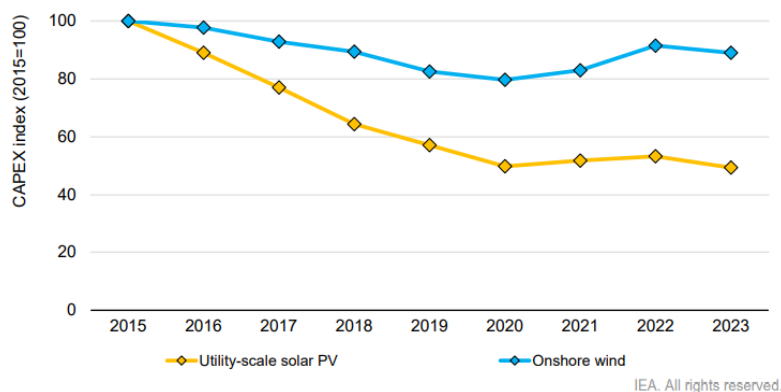


Figura 10. Estimación del CAPEX en energía solar fotovoltaica y eólica terrestre para nuevos proyectos a través de los últimos años.

Fuente: International Energy Agency.

Según la referencia bibliográfica, el incremento de los gastos asociados a la energía solar fotovoltaica y eólica se previó que continuara durante los años 2022 y 2023, sin representar una amenaza para la competitividad de estas. Desde principios del año 2021, los precios de diversas materias primas y los costos de transporte han experimentado un constante aumento. Para marzo de 2022, el costo del polisilicio fotovoltaico había cuadruplicado, el acero aumentó un 50%, el cobre un 70%, el aluminio se duplicó y el transporte casi quintuplicó su precio. Esta inversión en la tendencia a largo plazo de reducción de costos se refleja en el encarecimiento de los aerogeneradores y los módulos fotovoltaicos, ya que los fabricantes trasladan el aumento de los costos de los equipos.

Los costos de producción de las tecnologías de electricidad renovable están experimentando un incremento debido a los altos precios del petróleo, gas natural y carbón. Esto se debe a que los combustibles fósiles se emplean tanto en los procesos industriales como en la generación de electricidad, influyendo indirectamente en estos costos.

Finalmente, se puede mencionar que una planta fotovoltaica debe tener de forma promedio un CAPEX aproximadamente menor a $600 \text{ k } \text{€}/\text{MW}$, mientras que para una planta eólica se deberá tener un CAPEX menor a $1000 \text{ k } \text{€}/\text{MW}$.

2.5.5 Conexión a red

Para una planta de generación de energía, es muy importante su cercanía a la infraestructura eléctrica. Por lo tanto, es necesario mencionar algunos conceptos clave sobre los actores que forman parte y sus roles.

2.5.5.1 Aspectos generales

La infraestructura eléctrica juega un papel fundamental en la operación de una planta de generación de energía. A continuación se abordará una serie de elementos involucrados, los cuales son:

- **Centros de generación de energía:** Estas instalaciones eléctricas producen energía, ya sea a partir de una planta de fuentes renovables o convencionales.
- **Red de transmisión:** Serán las encargadas de transportar la energía desde las centrales eléctricas hasta los centros de consumo. La conforman las líneas de alta tensión y subestaciones.
- **Red de distribución:** Utiliza líneas de baja y media tensión para transportar la energía desde las subestaciones hasta el usuario final, que puede ser un cliente residencial, comercial o industrial.
- **Centros de control:** Serán los encargados de asegurar y supervisar el flujo de energía, asegurando la estabilidad del sistema.

En todo el sistema, es necesario aplicar regulaciones técnicas que dependerán de la normativa local. Esto implica una serie de parámetros como la utilización de equipos de protección, medidores y contadores, así como la frecuencia y tensión de la red, entre otros [40].

2.5.5.2 Red de la Península Ibérica

En el caso de la España peninsular, el operador del sistema de transmisión (TSO) es *Red Eléctrica*. Este operador maneja una tensión mayor a 220 kV. Por otro lado, los operadores de sistemas de distribución (DSO) manejan una tensión menor a 220 kV y existen varios según la zona [41].

En la Figura 11 se muestra un esquema de los componentes del sistema eléctrico peninsular.

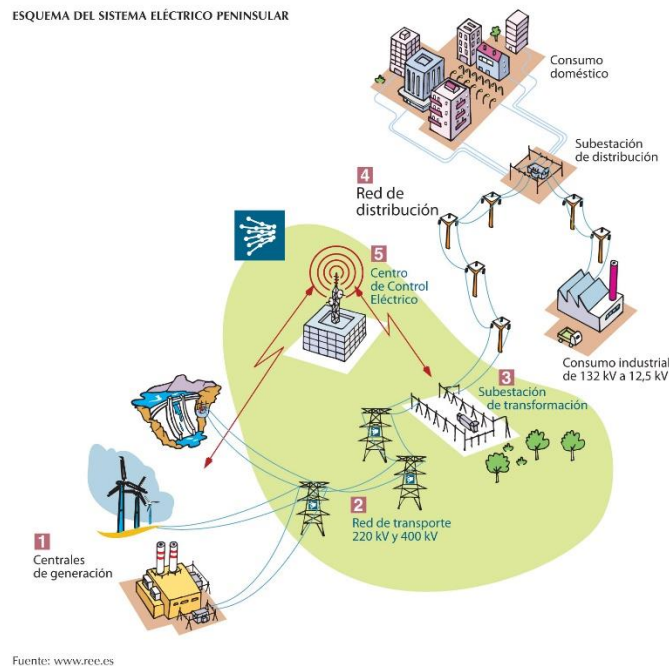


Figura 11. Esquema del sistema eléctrico peninsular.
Fuente: Red Eléctrica.

Es importante tener en cuenta el límite de evacuación en el punto de interconexión (POI) en estos estudios, ya que superar este límite requeriría el redimensionamiento del proyecto. Esto es fundamental para limitar la cantidad de energía que se puede verter en la red y evitar posibles impedimentos en la construcción del proyecto. Se considera aceptable un valor alrededor del 5% por debajo de dicho límite.

2.5.5.3 Configuración para un proyecto de hibridación

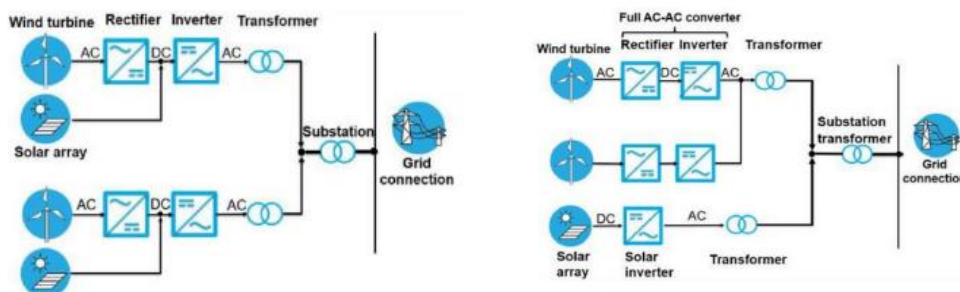
Para la implementación de una planta híbrida es necesaria la modificación de la subestación, como también de la conexión a la red de esta. Debido a esto, será de carácter obligatorio realizar estudios en cuanto a la evacuación.

En el caso de las instalaciones de producción de energía eólica y solar, se emplean equipos como los inversores para inyectar la energía en la red de transmisión. Considerando el

funcionamiento de las plantas fotovoltaicas, estas generan en corriente directa (DC), por lo que necesitan estos equipos para elevar el nivel de voltaje y ajustar la frecuencia de corriente alterna (AC) antes de la conexión a la red. Considerando los parques eólicos, estos producen generalmente en AC, por lo que se utiliza un rectificador para convertir la corriente a DC, seguido de un inversor que convierte nuevamente en AC para la conexión al sistema.

A continuación, se explicará brevemente las dos formas para poder conectar las plantas y lo que abarca cada una de ellas, basado en [1]:

- **Conexión en corriente continua (DC):** En este diseño se establece la conexión entre ambas plantas cuando están en DC, tal y como se ilustra en la Figura 12. Ambas estarían interconectadas antes de llegar al inversor, por lo que se facilitaría la exportación de energía utilizando los mismos inversores, transformadores, subestaciones y líneas de transmisión eléctrica hasta el punto de conexión a red.
- **Conexión en corriente alterna (AC):** Mediante este diseño se establece la conexión entre ambas plantas posteriormente que estas hayan convertido la corriente de DC a AC, como se puede apreciar en la Figura 12. Ambas plantas estarían interconectadas después de sus respectivos inversores, lo que posibilita la exportación de energía utilizando la misma subestación y líneas de transmisión eléctrica hasta el punto de conexión a red.



Configuración de conexión en DC

Configuración de conexión en AC

Figura 12. Configuraciones de conexión para una planta híbrida.

Fuente: Universidad de Sevilla.

Las dos configuraciones son útiles para tener un uso común de las mismas infraestructuras, cables y equipos utilizados para conectarse a la red. Esto es clave para obtener un ahorro respecto a la inversión de activos que conlleva en estos proyectos.

Es en la conexión en DC donde se podría llevar un mayor ahorro ya que se comparten más equipos. No obstante, es más utilizada la configuración en AC en plantas híbridas a nivel global debido a las dificultades asociadas con el uso de este diseño eléctrico [1].

2.5.5.4 Puntos de conexión a red eléctrica

Para este estudio, se consideró un posible proyecto híbrido conectado a la red eléctrica. En esta sección, se abordarán brevemente las conexiones a la red para cada uno de los puntos estudiados en este proyecto.

Actualmente, España cuenta con un gran número de elementos en su red eléctrica distribuidos en distintos puntos del país, lo cual facilita la inyección de energía generada por un proyecto de este tipo. Estos elementos se pueden visualizar en [42]. Es crucial considerar la disponibilidad de nodos con capacidad disponible cerca de la zona de interés, ya que la falta de capacidad disponible podría resultar en el rechazo de los permisos pertinentes, impidiendo la ejecución del proyecto.

Para el punto estudiado en La Coruña, una posible conexión se encuentra en la subestación de Vimianzo, que posee una capacidad de 220 kV. Aunque esta subestación no es ampliable según [43], su posición es idónea para un proyecto en esta región. En la Figura 13 se muestra una sección del mapa ampliado a dicha conexión.

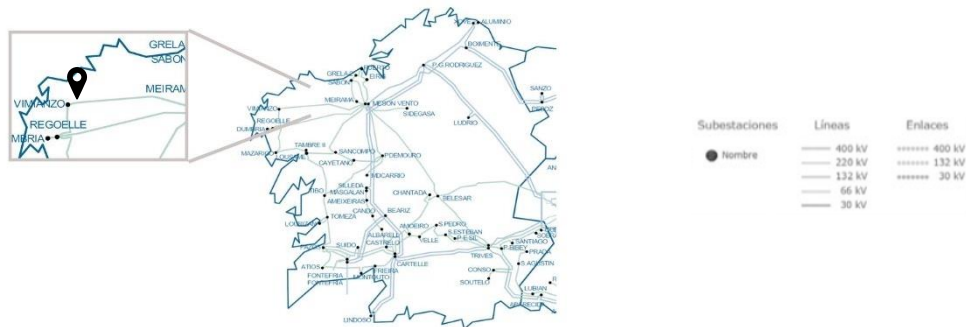


Figura 13. Red eléctrica para el punto de estudio en La Coruña
Fuente: Red Eléctrica.

Para el segundo punto estudiado, localizado en la provincia de Zaragoza, la conexión a red podría realizarse mediante la subestación eléctrica de Magallón, que tiene una capacidad de 400 kV, según [44]. Dicha conexión se muestra en la Figura 14.

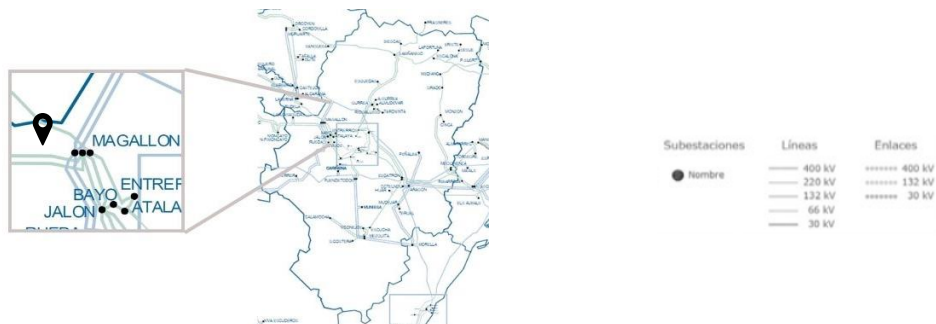


Figura 14. Red eléctrica para el punto de estudio en Zaragoza.
Fuente: Red Eléctrica.

Finalmente para el tercer punto de estudio, localizado en la región de Cádiz, se considera una conexión en la subestación de Fascinas, con una capacidad de 220 kV, según [45]. La conexión se muestra en la Figura 15.

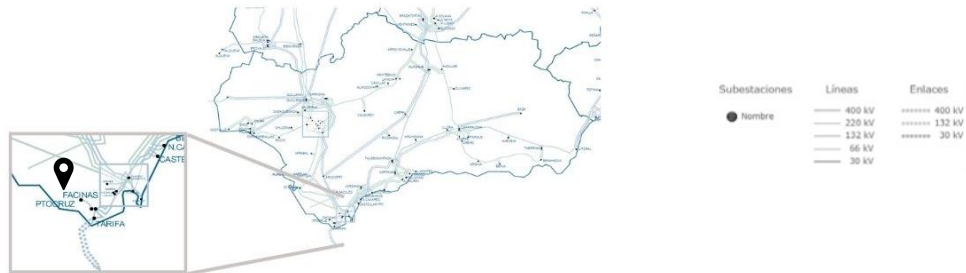


Figura 15. Red eléctrica para el punto de estudio en Cádiz.
Fuente: Red Eléctrica.

La elección de las conexiones a la red eléctrica es fundamental para la viabilidad del proyecto híbrido. La presencia de nodos con una capacidad adecuada y una ubicación favorable asegura que la energía generada pueda ser inyectada a la red, garantizado así la estabilidad del sistema eléctrico nacional.

CAPÍTULO III: RECURSOS ENERGÉTICOS

En esta sección, se realizará la evaluación del recurso eólico y fotovoltaico para un mismo sistema híbrido en tres distintos puntos. Consistiría en una instalación eólica de 12.5 MW y una instalación fotovoltaica de aproximadamente 5 MW. Con esto se busca analizar las variaciones del recurso en cada ubicación y así poder conocer el potencial energético disponible en cada región.

3.1 Datos de los emplazamientos

Como primer paso, se seleccionaron los tres puntos a analizar. Estas localidades se encuentran ubicadas en diferentes puntos de la Península Ibérica, lo que implica que presentarán geografías y recursos distintos. Las coordenadas geográficas de los lugares seleccionados se detallan en la Tabla 4.

Tabla 4. Coordenadas geográficas de los puntos a estudiar en el presente trabajo.
Fuente: Elaboración propia.

Provincia	Latitud	Longitud
La Coruña	43.09811	-8.86443
Zaragoza	41.88755	-1.5683
Cádiz	36.1520	-5.78054

El siguiente paso de esta sección implica el análisis del recurso disponible para los puntos mencionados.

En lo que respecta al recurso eólico, será necesario recurrir a los datos pertenecientes a la plataforma *Global Wind Atlas* [46], herramienta sumamente útil para realizar un análisis preliminar y comprender las características del recurso en la zona de estudio. En la Figura 16 se muestra el mapa de la densidad de potencia media para la Península Ibérica, donde se indica los tres puntos seleccionados en el presente trabajo para su posterior análisis.

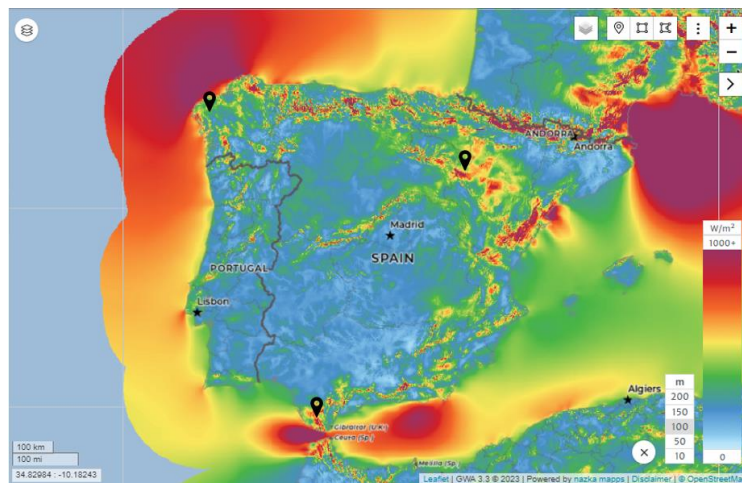


Figura 16. Mapa de la densidad de potencia media en España junto a los tres puntos a estudiar.
Fuente: Global Wind Atlas.

Como se puede observar, ambos puntos están localizados en zonas ventosas de la península, lo que los hace convenientes para un posible emplazamiento eólico.

Abordando el contexto de las características propias de cada zona, se puede mencionar que la localidad seleccionada en la provincia de La Coruña está fuertemente influenciada por la corriente de viento “*Nordés*”, proveniente de la región atlántica de la Península. En invierno, los vientos pueden llegar a ser más fuertes y variables, por lo general acompañados de sistemas de baja presión que aumentan la velocidad del viento, por lo que pueden cambiar su dirección hacia el oeste y suroeste de la región.

Mientras tanto, la localidad elegida en la provincia de Zaragoza está altamente influenciada por “*el Cierzo*”, el cual suele ser un viento intenso, seco y frío, proveniente desde el noroeste a través del valle del Ebro de forma muy intensa en los meses de invierno y primavera.

Por último, para la localidad ubicada en la provincia de Cádiz, está influenciada por el viento de Levante o viento del Este, proveniente del Estrecho de Gibraltar. Este viento es cálido y seco, alcanzando velocidades relativamente altas [47].

Abordando el contexto desde un análisis solar, se utilizaron de forma preliminar los datos contenidos de la plataforma *Global Solar Atlas* [48]; herramienta homóloga a la utilizada anteriormente para el recurso eólico, pero para instalaciones fotovoltaicas. La Figura 17 muestra el mapa de la densidad de potencia media para la Península Ibérica, considerando los tres puntos a estudiar en este trabajo.



Figura 17. Mapa de potencia de salida en módulos para la Península Ibérica
Fuente: Global Solar Atlas.

Según los datos de esta plataforma, la irradiación global horizontal para la localidad en La Coruña será de aproximadamente $1,307.3 \text{ kWh/m}^2$, para la localidad en Zaragoza de $1,602.5 \text{ kWh/m}^2$, y para la localidad en la provincia de Cádiz será de $1,844.3 \text{ kWh/m}^2$. Es relevante mencionar que son valores altos y favorables para un emplazamiento fotovoltaico, lo que confirma que la Península Ibérica es uno de los lugares más propicios para esta tecnología en Europa, debido a su ubicación privilegiada de alta irradiación solar.

Es importante destacar que los puntos seleccionados para este estudio cuentan con diferentes condiciones climatológicas, lo que sugiere la necesidad de realizar un análisis detallado del potencial que puede existir en cada una de las localidades. Esto permitirá comprender mejor cómo estas variaciones climáticas pueden influir en la eficiencia y producción de energía de los sistemas fotovoltaicos en cada ubicación.

3.2 Evaluación del recurso eólico

Para esta sección se emplearán los datos de viento provenientes de la plataforma *ERA 5 (Reanalysis 5)*, la cual pertenece al *Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo (ECMWF)*. La plataforma utiliza una resolución espacial de datos equivalente a 0.25° de latitud y longitud, como también de un modelo numérico basado en una resolución de 31 kilómetros.

Como primer paso, se descargará a través de la plataforma *Copernicus* [49] el reanálisis promedio mensual, teniendo en cuenta las componentes u y v del viento a 100 metros de altura considerando los 10 últimos años. Estos componentes se emplean para describir de manera precisa la dirección y la magnitud del viento, donde u representa la componente del viento en el eje x y v la componente en el eje y .

Se tomó un rango de tiempo de 10 años, comprendiéndose un periodo de estudio desde el mes de enero del año 2014 al mes de diciembre del año 2023. Estos datos son horarios, por lo que se obtuvo un total de 87,648 para cada punto de estudio. Con esto se podrá conocer los datos de velocidad y dirección del viento para los tres distintos puntos de este estudio. En la sección de Anexos se puede observar de forma más detallada un extracto de estos datos.

Una vez obtenidos los datos, se procede a utilizar la herramienta *Observed Wind Climate Wizard* que ofrece el software *WAsP*, tomando en cuenta los datos del sitio basado en un fichero en formato *.txt* cuya estructura contiene la fecha de cada valor horario junto a su velocidad y dirección. En caso de que existan valores anómalos en los datos obtenidos, se le puede indicar al programa, pero no es el caso. Por otro lado, se tomaron como valores de discretización 0.01 para la velocidad y 1 para la dirección, ya que es posible que existan

valores que estén inherentemente discretizados por la resolución aproximada de los datos sin procesar. También se tomó en cuenta un criterio en cuanto a los valores límites de dirección y velocidad, limitándolos a 360 como valor superior de dirección y 50 como límite superior de velocidad. El valor límite inferior para ambos será 0. Se consideró un valor de 16 sectores, obteniéndose así un número de bins o rangos de velocidades de viento de 25 [50].

El software *WAsP* puede proporcionar una variedad de datos interesantes, como la velocidad media para cada dirección en el punto de estudio, así como también los parámetros A y K de la distribución de Weibull. El parámetro A de Weibull se refiere al parámetro de escala, el cual está relacionado con la velocidad media en el lugar de estudio, mientras que el parámetro K se refiere al parámetro de forma, el cual indica como se distribuyen los datos en torno a la media, siendo este adimensional [50]. Estos parámetros son útiles para conocer la densidad de potencia, y posteriormente, la Producción Anual de Energía. En la Tabla 5 se muestran los valores obtenidos para cada punto.

Tabla 5. Parámetros obtenidos para todos los sectores de cada punto estudiado.
Fuente: Elaboración propia utilizando los datos obtenidos del software WAsP 10.

	Weibull - A	Weibull - K	Velocidad Media	Densidad de Potencia
LA CORUÑA	7.9 m/s	2.07	7.00 m/s	387 W/m ²
ZARAGOZA	6.0 m/s	1.99	5.34 m/s	179 W/m ²
CÁDIZ	7.6 m/s	1.91	6.74 m/s	377 W/m ²

Como siguiente paso, se procedió a utilizar las hojas con escala 1:25.000 de los mapas escaneados del *Instituto Geográfico Nacional* para conocer en mayor medida el uso del terreno [51]. Para el correcto estudio de los puntos a analizar, será necesario considerar, no solo la hoja donde se encuentra el punto, sino también las hojas circundantes. En la Tabla 6 se muestran las hojas utilizadas para cada punto, incluyendo datos como el año de estudio. Las localidades resaltadas en dicha tabla harán referencia donde se encuentra las coordenadas del emplazamiento, lo que influenciará en la rugosidad del terreno.

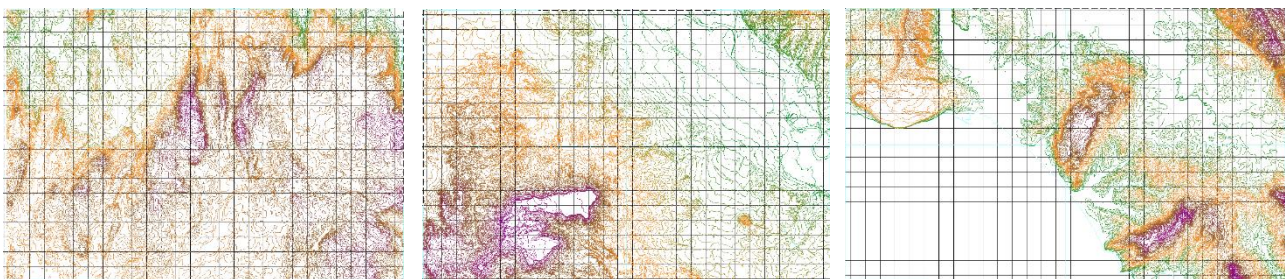
Tabla 6. Hojas de los mapas topográficos a estudiar para cada punto.
Fuente: Elaboración propia utilizando recursos del Instituto Geográfico Nacional.

	Localidad	Nº Hoja MTN 50	Año
LA CORUÑA	ZAS	68-II	2021
	BAÑAS	68-IV	2021
	A AGUALADA	69-I	2014
	SANTA COMBA	69-III	2014
ZARAGOZA	CASCANTE	320-II	2019
	BORJA	320-IV	2019
	CORTES	321-I	2019
	MALLÉN	321-III	2018
CÁDIZ	BARBATE	1073-IV	2015
	LOS PAJARES	1076-II	2007
	TAHIVILLA	1074-III	2007
	FACINAS	1077-I	2007

También se procede a descargar los mapas topográficos de altimetría, los cuales se pueden encontrar en los recursos disponibles de Cartografía Digital de la *Universidad Politécnica de Madrid* [52].

Como siguiente paso, se utiliza el software *Global Mapper* para recopilar las hojas de los mapas cartográficos escaneados, así como las hojas de altimetría. Cada mapa tendrá una extensión de 30 x 20 kilómetros aproximadamente. Esto representa una cifra confiable al estudiar el terreno a escala de proyecto.

Posteriormente, se procede a utilizar la herramienta *WAsP Map Editor*, la cual permite poder crear un archivo formato *.map*, el cual será usado posteriormente en el software *WAsP 10*. Como primer punto, se procede a cargar los datos de altimetría en formato *.dxf* obtenidos del *Global Mapper*. El programa mostrará las curvas de nivel para cada punto a estudiar. La Figura 18 presenta el mapa correspondiente para cada uno de los puntos estudiados. Para observarlo con mayor detalle, los mapas están disponibles en la sección de Anexos.



La Coruña

Zaragoza

Cádiz

Figura 18. Curvas de altimetría recopiladas de los puntos a estudiar en La Coruña, Zaragoza y Cádiz.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software Global Mapper.

Seguidamente, se crearán los mapas de rugosidad para cada punto tomando como referencia el mapa cartográfico recopilado también del software *Global Mapper*. Este estará en formato *.jpg*. A continuación, se procede a calibrar dichos mapas para que coincida con las curvas de nivel ya cargadas en el *WAsP Map Editor*. En la Tabla 7, se muestran los 16 puntos utilizados para calibrar los mapas.

Tabla 7. Puntos para calibrar en el WAsP Map Editor para los tres puntos en estudio.

Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta WAsP Map Editor.

Provincia	Localidad	Puntos
LA CORUÑA	ZAS	PUNTO A: UTM X 499 000 m, UTM Y 4779 000 m PUNTO B: UTM X 499 000 m, UTM Y 4771 000 m PUNTO C: UTM X 511 000 m, UTM Y 4779 000 m PUNTO D: UTM X 511 00 m, UTM Y 4771 000 m
	BAINAS	PUNTO E: UTM X 499 000 m, UTM Y 4769 000 m PUNTO F: UTM X 499 000 m, UTM Y 4761 000 m PUNTO G: UTM X 511 000 m, UTM Y 4769 000 m PUNTO H: UTM X 511 000 m, UTM Y 4761 000 m
	A AGUALADA	PUNTO I: UTM X 512 000 m, UTM Y 4779 000 m PUNTO J: UTM X 512 000 m, UTM Y 4771 000 m PUNTO K: UTM X 525 000 m, UTM Y 4779 000 m PUNTO L: UTM X 525 000 m, UTM Y 4771 000 m
	SANTA COMBA	PUNTO M: UTM X 512 000 m, UTM Y 4770 000 m PUNTO N: UTM X 512 000 m, UTM Y 4761 000 m PUNTO O: UTM X 525 000 m, UTM Y 4770 000 m PUNTO P: UTM X 525 000 m, UTM Y 4761 0000 m
ZARAGOZA	CASCANTE	PUNTO A: UTM X 609 000 m, UTM Y 4650 000 m PUNTO B: UTM X 609 000 m, UTM Y 4642 000 m PUNTO C: UTM X 622 000 m, UTM Y 4651 000 m PUNTO D: UTM X 622 000 m, UTM Y 4642 000 m
	BORJA	PUNTO E: UTM X 609 000 m, UTM Y 4641 000 m PUNTO F: UTM X 609 000 m, UTM Y 4633 000 m PUNTO G: UTM X 622 000 m, UTM Y 4641 000 m PUNTO H: UTM X 622 000 m, UTM Y 4633 000 m
	CORTES	PUNTO I: UTM X 623 000 m, UTM Y 4650 000 m PUNTO J: UTM X 623 000 m, UTM Y 4642 000 m PUNTO K: UTM X 636 000 m, UTM Y 4651 000 m PUNTO L: UTM X 636 000 M, UTM Y 4642 000 m
	MALLÉN	PUNTO M: UTM X 623 000 m, UTM Y 4641 000 m PUNTO N: UTM X 623 000 m, UTM Y 4633 000 m PUNTO O: UTM X 636 000 m, UTM Y 4641 000 m PUNTO P: UTM X 636 000 m, UTM Y 4633 000 m
CÁDIZ	BARBATE	PUNTO A: UTM X 229 000 m, UTM Y 4015 000 m PUNTO B: UTM X 229 000 m, UTM Y 4007 000 m PUNTO C: UTM X 243 000 m, UTM Y 4015 000 m PUNTO D: UTM X 243 000 m, UTM Y 4007 000 m
	LOS PAJARES	PUNTO E: UTM X 229 000 m, UTM Y 4006 000 m PUNTO F: UTM X 229 000 m, UTM Y 3998 000 m PUNTO G: UTM X 243 000 m, UTM Y 4006 000 m PUNTO H: UTM X 242 000 m, UTM Y 3998 000 m
	TAHIVILLA	PUNTO I: UTM X 244 000 m, UTM Y 4015 000 m PUNTO J: UTM X 244 000 m, UTM Y 4007 000 m PUNTO K: UTM X 258 000 m, UTM Y 4015 000 m PUNTO L: UTM X 258 000 m, UTM Y 4007 000 m
	FACINAS	PUNTO M: UTM X 244 000 m, UTM Y 4006 000 m PUNTO N: UTM X 244 000 m, UTM Y 3998 000 m PUNTO O: UTM X 258 000 m, UTM Y 4005 000 m PUNTO P: UTM X 258 000 m, UTM Y 3997 000 m

Por otro lado, cada tipo de uso del terreno tendrá un valor de rugosidad distinto, los mismos se pueden observar en la Tabla 8. Se tomarán de referencia los valores de [53] para crear los mapas de rugosidades en el *WAsP Map Editor*.

z_0 [m]	Características del terreno (uso del suelo)	Clasificación de la rugosidad
1,00	Ciudad	4 (1 m)
0,80	Bosques bajos	
0,50	Zona suburbana	
0,40	Línea de árboles de protección	3 (40 cm)
0,20	Grupo de árboles o arbustos	
0,10	Granjas cercanas	2 (10 cm)
0,05	Granjas lejanas	
0,03	Granjas con pocos árboles	1 (3 cm)
0,02	Aeropuertos con algunos edificios	
0,01	Pistas de aeropuertos	
0,008	Césped	
0,005	Suelo desnudo	
0,001	Nieve	
0,0003	Arena	
0,0002	Agua (utilizado en el Atlas)	0 (0,2 mm)
0,0001	Agua (lagos, mar abierto)	

Tabla 8. Valores de rugosidad y su clase según las características del terreno.

Fuente: Universidad de Buenos Aires.

A continuación, en la Figura 19 se muestran los mapas de rugosidad realizados para cada uno de los puntos a analizar en este trabajo. Disponibles en la sección de Anexos para observarlos con mayor detalle.

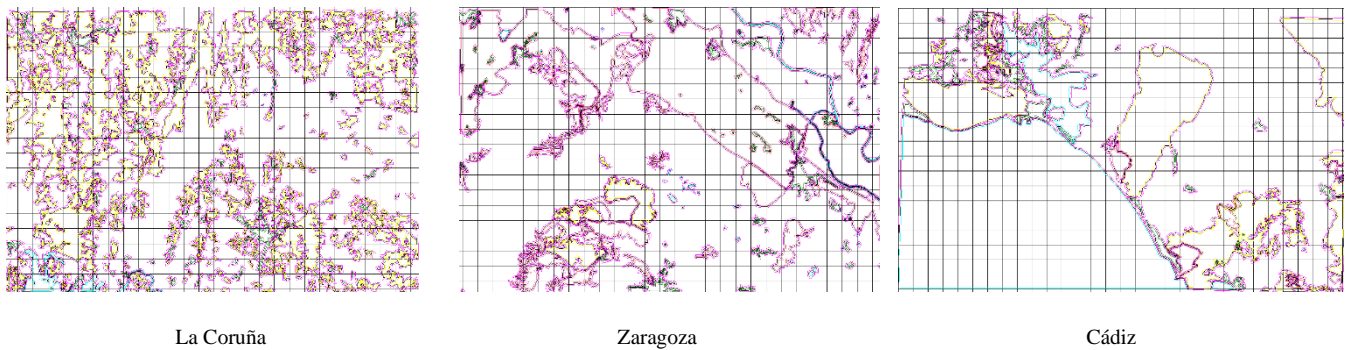


Figura 19. Mapas de rugosidades de los puntos estudiados.

Fuente: Elaboración propia utilizando la herramienta WAsP Map Editor.

Para este proyecto, se consideró un número de 5 aerogeneradores del fabricante *Nordex*, específicamente del modelo *N90-2500 LS*, cada uno con una potencia nominal de 2.5 MW. Esto resulta en una capacidad eólica total de 12.5 MW, tal y como se ha establecido al inicio de este capítulo. En la Figura 20 se muestra el aerogenerador seleccionado.



Figura 20. Aerogenerador N90/2500 LS del fabricante Nordex.

Fuente: WindPower.

Este modelo y sus datos forman parte de la base de datos que contiene el software *WAsP 10*. Además de formar parte del catálogo on-shore de un fabricante renombrado en el mercado, fue escogido con esta potencia ya que es una cifra comúnmente utilizada en el sector, adicionalmente de encajar con el criterio de la potencia total del sistema híbrido establecido anteriormente en este capítulo. Cuenta con una capacidad para operar en un amplio rango de temperaturas y su resistencia a vientos intensos hace que se ajuste al presente estudio. En la Tabla 9, se muestran sus características operativas, las cuales se adaptan a las condiciones topográficas y climáticas de los sitios de estudio.

Tabla 9. Especificación técnica del aerogenerador Nordex N90/2500 LS.
Fuente: Nordex.

Datos generales	<i>Fabricante</i>	Nordex
	<i>Modelo</i>	N90 / 2500 LS
	<i>Tipo</i>	Rotor de 3 palas con eje horizontal, paso a barlovento
	<i>Potencia nominal</i>	2,500 kW
	<i>Tipo de viento</i>	Clase 1
	<i>Temperatura operativa estándar</i>	- 20... + 30°C
	<i>Velocidad inicial de viento</i>	Approx. 3 m/s
	<i>Velocidad del viento para potencia nominal</i>	14 m/s
	<i>Densidad de Potencia</i>	393 W/m ²
Rotor	<i>Diámetro</i>	90 m
	<i>Área de barrido</i>	6,362 m ²
Palas	<i>Longitud</i>	43.8 m
	<i>Peso por pala</i>	Approx. 10.2 t
	<i>Material</i>	Fibra de vidrio - Plástico reforzado
Torre	<i>Material</i>	S355
	<i>Altura</i>	100 m
Multiplicadora	<i>Tipo</i>	Planetario de varias etapas + engranaje de una etapa
Generador	<i>Tipo</i>	IP 54
	<i>Tensión</i>	660 V
	<i>Frecuencia</i>	50 o 60 Hz
	<i>Velocidad</i>	740...1,310 rpm
	<i>Polos</i>	6
	<i>Peso por pala</i>	Approx. 12 t

De igual forma, en la sección de Anexos se encontrarán más detalles del equipo.

En la Figura 21, se presenta la curva de potencia obtenida a través de la herramienta *WAsP Turbine Editor*.

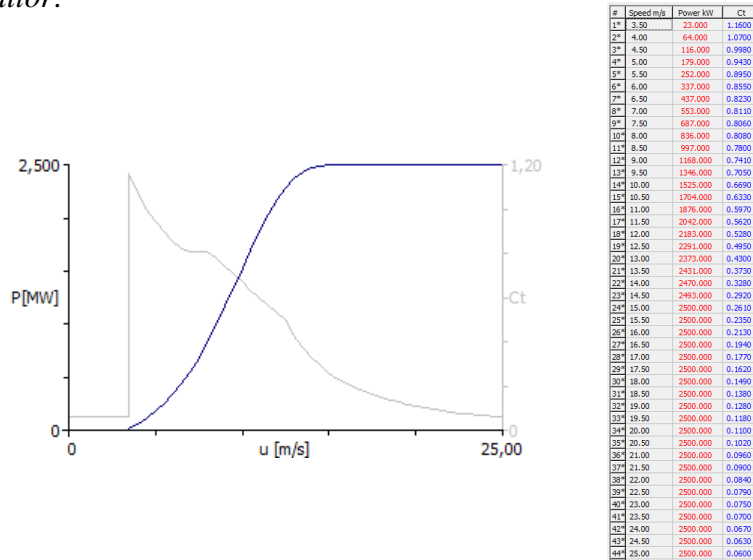


Figura 21. Curva de potencia del aerogenerador Nordex N90-2500 LS junto a sus datos de producción.
Fuente: Herramienta *WAsP Map Editor*.

Tomando en cuenta los valores presentados, el aerogenerador comenzará a generar energía a partir de una velocidad de 3.5 m/s, produciendo un mínimo de aproximadamente 0.023 MW. A medida que la velocidad del viento aumenta, también lo hará la potencia generada, hasta alcanzar un límite de 25 m/s. Cuando se alcanza la velocidad nominal, el aerogenerador producirá su potencia máxima de 2.5 MW.

Los datos para este equipo se han de guardar en formato *.wtg*, ya que de esta forma podrá utilizarse en el software *WAsP*.

Como siguiente paso, se procede a insertar los archivos ya generados en un nuevo proyecto en el software *WAsP*. Estos serán: el archivo generado por el *Observed Wind Climates Wizard* en formato *.tab* (OWC), el archivo *.map* generado por la herramienta *WAsP Map Editor*, y el archivo *.wtg* generado por el *WAsP Turbine Editor*.

Para determinar el potencial de un sitio para la generación de energía eólica, es esencial comprender la rosa de los vientos de cada punto de estudio. Este gráfico detallado ilustra la distribución de la velocidad y dirección del viento a lo largo del tiempo, proporcionando información sobre la frecuencia de la dirección del viento y el porcentaje de horas en las que el viento sopla en una dirección particular [50]. Este análisis facilita la identificación de ubicaciones óptimas para emplazamientos eólicos. A continuación, en la Figura 22, se muestran la rosa de los vientos junto con los resultados asociados para la localidad analizada de La Coruña.

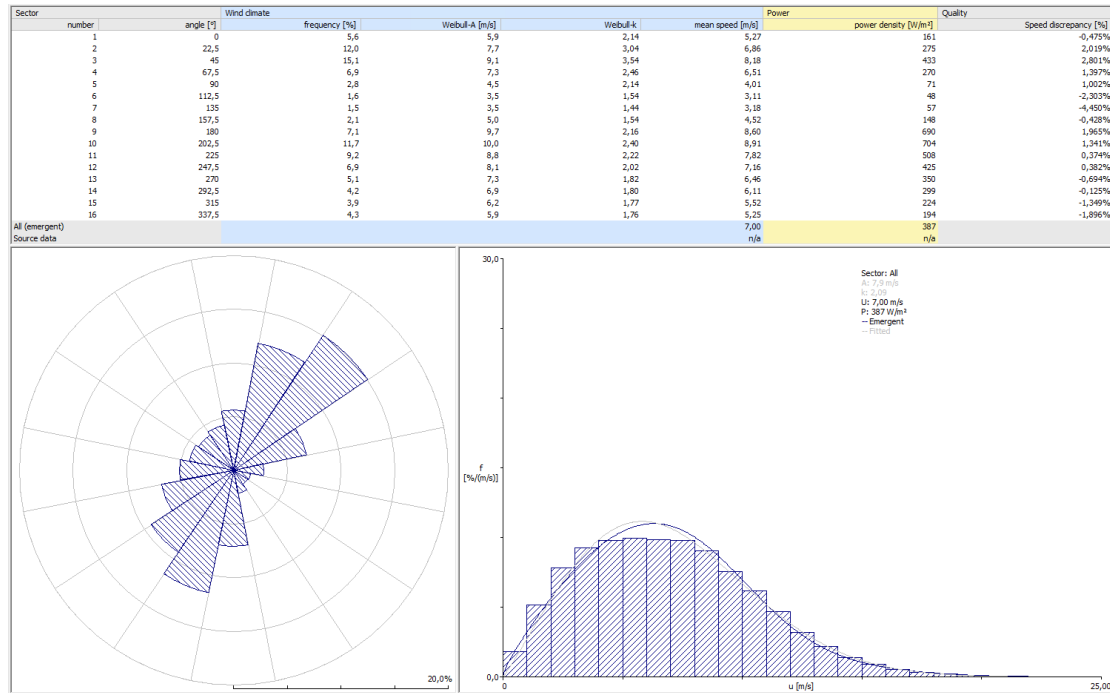


Figura 22. Rosa de los vientos para la localidad de La Coruña.
Fuente: Simulaciones utilizando el software WASP 10.

Según los datos recopilados, el viento sopla con mayor frecuencia en el Sector N° 3, con una velocidad media de 8.18 m/s y una frecuencia del 15.1%. Sin embargo, la mayor velocidad del viento y densidad de potencia, que son de 8.91 m/s y 704 W/m², respectivamente, se registran en el Sector N° 10, ocurriendo a una menor frecuencia de 11.7 %.

Por otro lado, en la Figura 23 se presentan los resultados obtenidos para la localidad ubicada en Zaragoza. En ella se observa que el viento sopla con mayor frecuencia en el Sector N° 15, con una velocidad media de 7.04 m/s, una frecuencia del 24.8%, y una densidad de potencia de 288 W/m², siendo esta última el segundo valor más alto entre todos los sectores. La velocidad del viento más alta se registra en el Sector N° 16, con 7.23 m/s y una frecuencia del 18%, siendo esta la segunda más alta para este punto de estudio. Además, el Sector N° 16 cuenta con la mayor densidad de potencia, que es de 326 W/m².

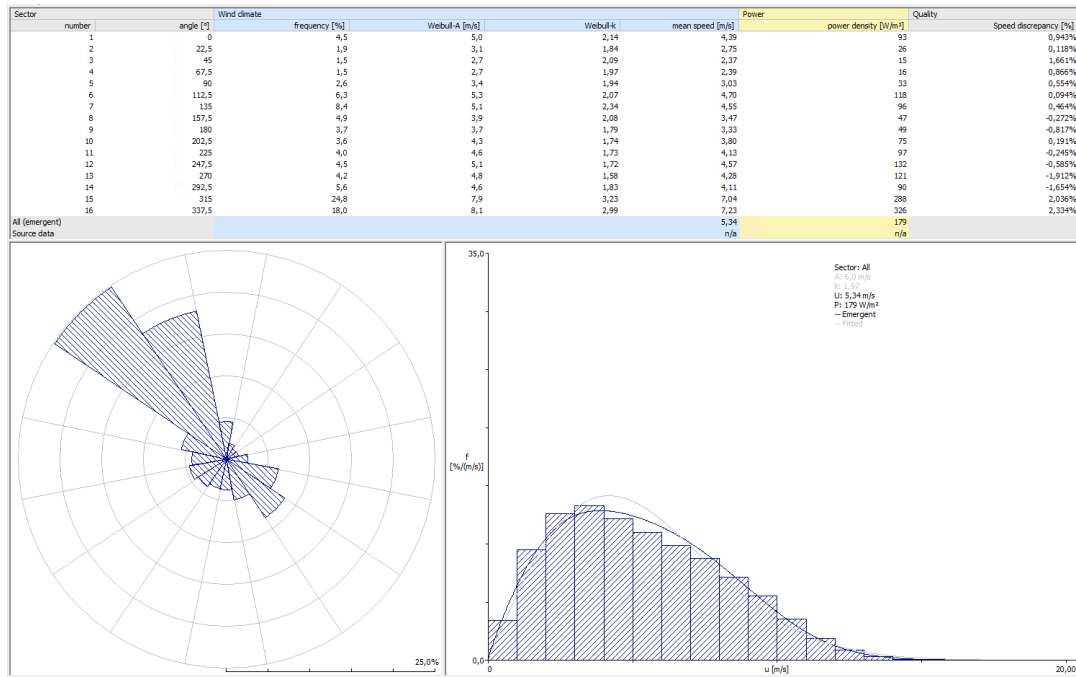


Figura 23. Rosa de los vientos para la localidad de Zaragoza.

Fuente: Simulaciones utilizando el software WASP 10.

Finalmente, para la localidad en Cádiz, como se muestra en la Figura 24, se observa que la mayor frecuencia de viento se registra en el Sector N° 5, con un 29.9% y una velocidad media de 9.80 m/s. Este sector también coincide con la mayor velocidad registrada y la mayor densidad de potencia, que es de 775 W/m².

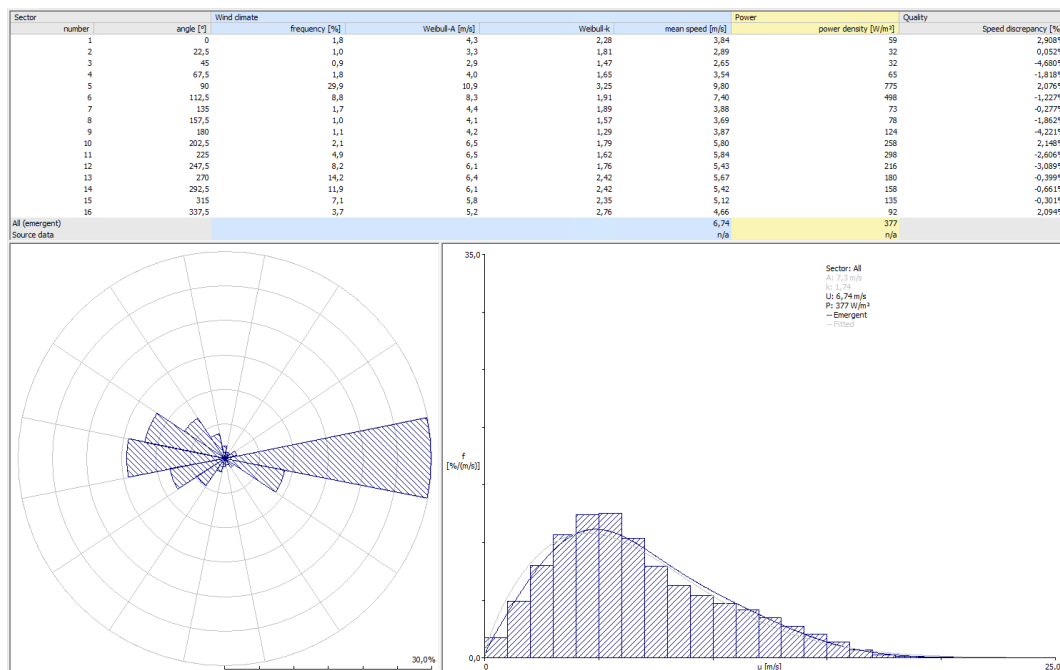


Figura 24. Rosa de los vientos para la localidad de Cádiz

Fuente: Simulaciones utilizando el software WASP 10.

Otros datos valiosos que se muestran en estas simulaciones serán los resultados de la velocidad y la densidad de potencia en función de la altura y la rugosidad. En los datos iniciales de este estudio, se consideró una altura de estudio de 100 metros, por lo que se tomó en cuenta la curva de Weibull correspondiente para este valor. Al analizar los datos para cada uno de los puntos de este estudio, considerando los factores de rugosidad y orografía de cada uno de ellos, se obtienen distintos valores los cuales se abordarán detalladamente a continuación.

Para el caso de la localidad en La Coruña, se puede observar en la Figura 25 que al considerar la orografía y la rugosidad para este punto, la velocidad del viento disminuye ligeramente de 7,00 m/s a 6.81 m/s, mientras que la dirección predominante del viento permanece constante. Se tiene una densidad de potencia media en todos los sectores de $388 \text{ W} / \text{m}^2$.

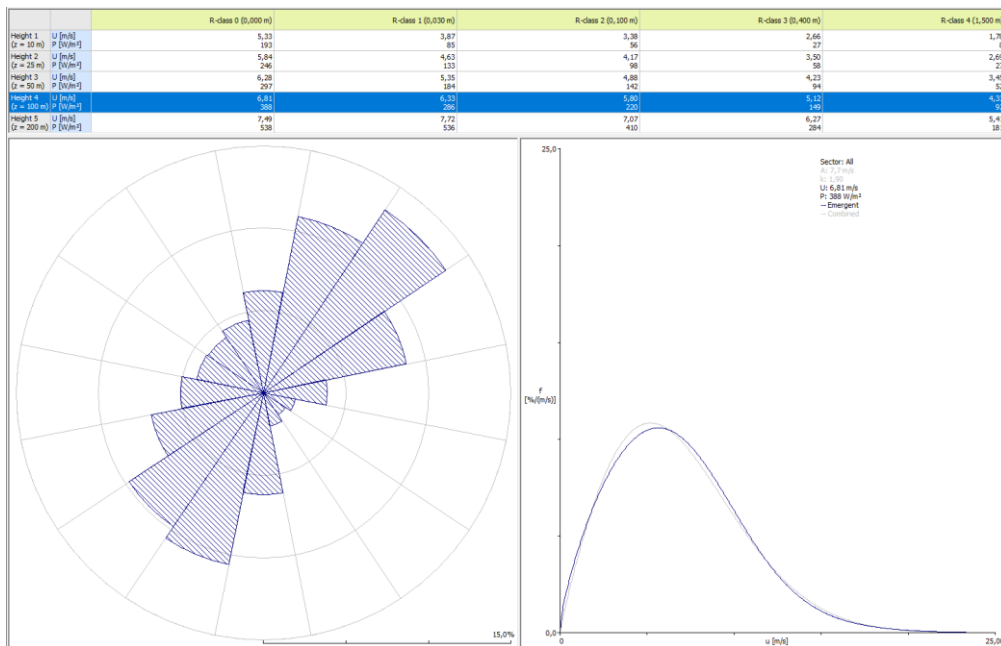


Figura 25. Velocidad y potencia en función de la altura y rugosidad para la localidad en La Coruña.
Fuente: Simulaciones utilizando el Software WAsP 10.

Para el siguiente punto en la localidad de Zaragoza, se pueden observar en la Figura 26, que la velocidad media total pasa de 5.34 m/s a 5.52 m/s, por lo que la orografía y la rugosidad favorece a este punto. Además, se obtiene una densidad de potencia media en todos los sectores de $215 \text{ W} / \text{m}^2$.

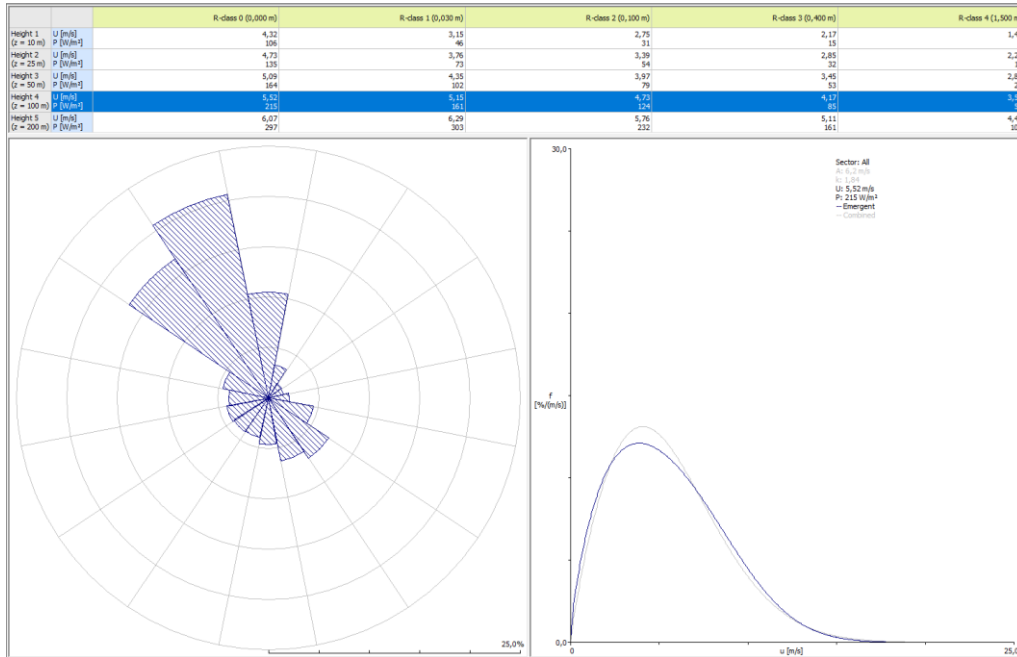


Figura 26. Velocidad y potencia en función de la altura y rugosidad en la localidad en Zaragoza
Fuente: Simulaciones utilizando el Software WAsP 10.

Por último, para la localidad en Cádiz, como se muestra en la Figura 27, la velocidad media del viento aumentó de 6.74 m/s a 7.49 m/s. De igual forma, este incremento se atribuye a la rugosidad y orografía del terreno, que favorecen un aumento tanto en la velocidad media como en la densidad de potencia media en todos los sectores del área estudiada.

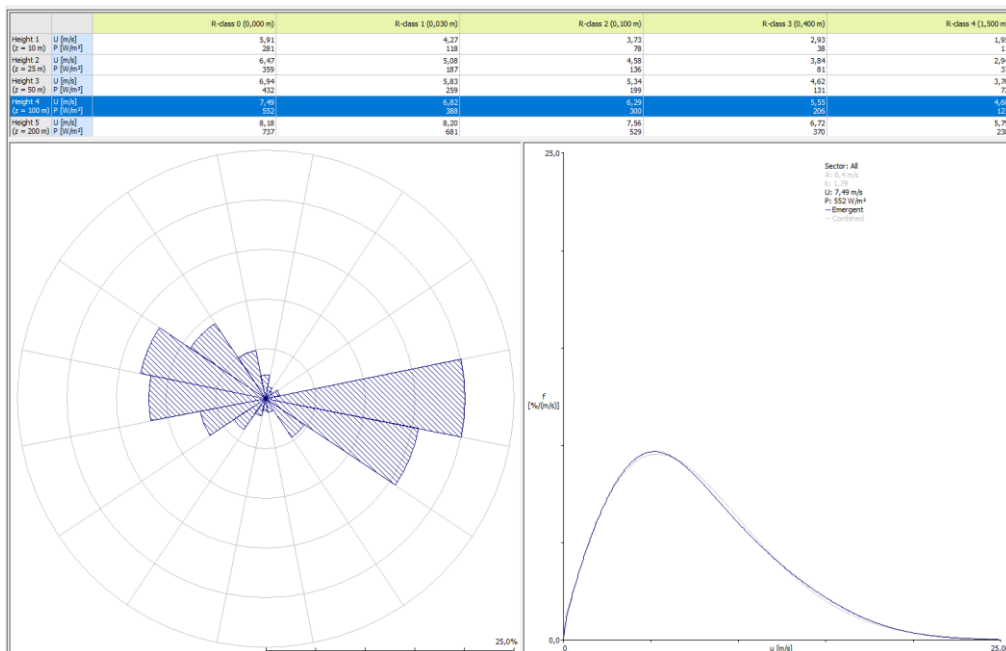


Figura 27. Velocidad y potencia en función de la altura y rugosidad para la localidad en Cádiz.
Fuente: Simulaciones utilizando el Software WAsP 10.

Conociendo esta información, resultará interesante considerar el criterio de situar los aerogeneradores en una configuración perpendicular en el terreno respecto a la dirección del viento que predomina, ya que de esta forma se tendrá el máximo beneficio en el estudio de recurso de este tipo [54].

Una vez realizada la ubicación de los aerogeneradores en el terreno, se puede conocer la AEP para cada región del mapa en estudio utilizando el software *WAsP*, como se puede observar en la Figura 28. En la sección Anexos se puede observar con mayor resolución.

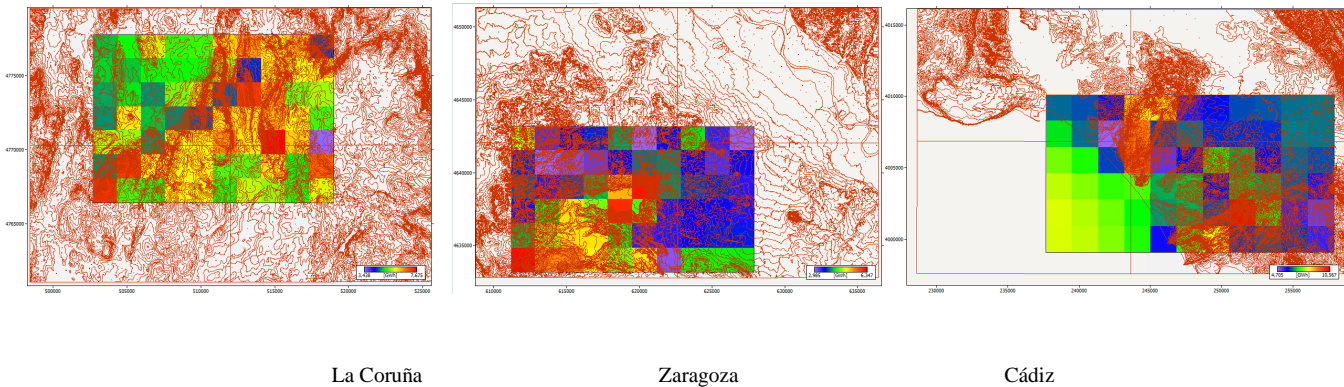


Figura 28. Distribución de la AEP para todos los sectores de los puntos a estudiar en La Coruña, Zaragoza y Cádiz.

Fuente: Simulación utilizando el software WAsP 10.

El valor de la AEP máxima para cada punto de estudio variará, por lo que el emplazamiento definitivo de los aerogeneradores para cada uno de estos se escogerá considerando las zonas con mayor producción de energía. Cabe mencionar que se debe verificar con anterioridad de que no existen restricciones en el sitio a través de herramientas útiles como *Google Earth*. Además, otro de los criterios aplicados en el estudio fue considerar una distancia entre cada aerogenerador de 3 veces su radio, así como también valores menores a 2.5 % asociados a las pérdidas por estelas. Esto es beneficioso para el promotor del proyecto, ya que al optimizar el emplazamiento de esta manera, serán menores los costos asociados a la extensión del proyecto.

3.3 Evaluación del recurso solar

Para esta sección se hará uso de la base de datos de radiación solar de distintas plataformas tomando en cuenta los tres puntos a estudiar.

Como primera base de datos de referencia, se hace uso de la herramienta *Global Solar Atlas* [48]. Esta plataforma permite conocer de forma aproximada los valores promedios horarios y anuales de radiación solar, así como la potencia generada por un sistema fotovoltaico en cualquier parte del mundo. En este caso, se introdujo una potencia aproximada de 5 MWp y una inclinación de 30° para los módulos fotovoltaicos. La elección de este valor se fundamenta en la localización geográfica de la Península Ibérica, siendo este un valor promedio representativo para la inclinación en dicha región.

En la Figura 29, se presenta de forma preliminar el comportamiento de la trayectoria solar de cada uno de los puntos de estudio, indicándolo en horas solares.

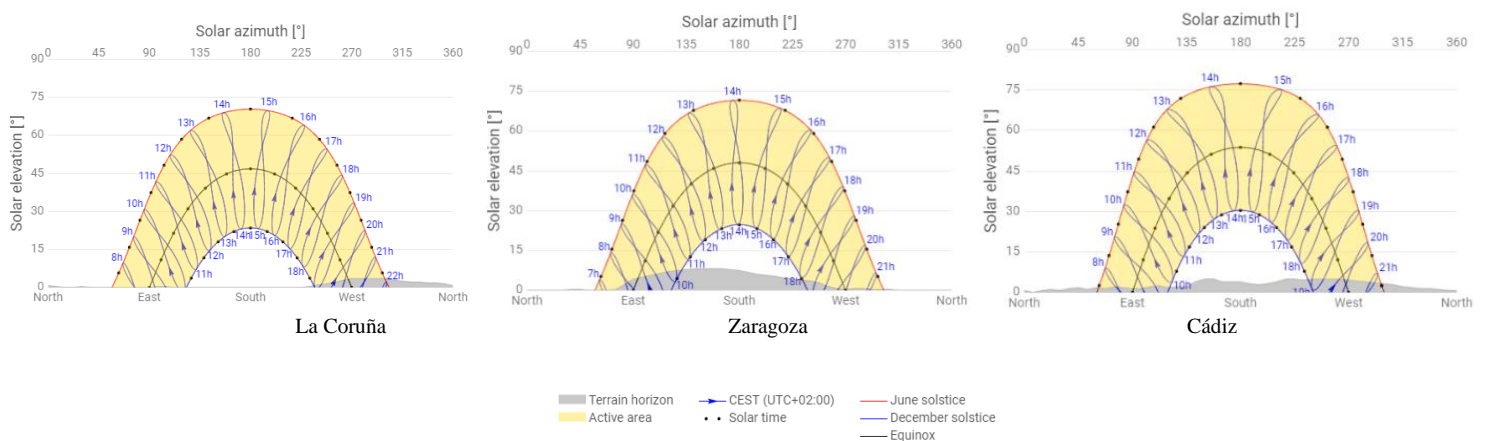


Figura 29. Trayectoria solar para las localidades estudiadas.
Fuente: Global Solar Atlas.

Como se puede observar, el ángulo de elevación del sol aumenta conforme se avanza hacia el sur. Debido a esto, la mayor cantidad de horas de sol para este estudio se encontrará en la localidad de Cádiz, mientras que se tendrán menos horas de sol en la localidad ubicada en La Coruña. Esto indica inicialmente el posible comportamiento de los datos de radiación en cada uno de los puntos. En secciones posteriores, se analizarán los datos obtenidos de esta herramienta con mayor detalle.

El siguiente paso involucra el uso de la plataforma *MERRA-2*, la cual proporciona datos con una escala aproximada de $0.5 \times 0.625^\circ$ de latitud por longitud. La misma forma parte del “*The POWER Project*” de la *NASA* [55]. Esta plataforma permite obtener datos climáticos y de radiación solar que complementarán el análisis preliminar realizado con

el Global Solar Atlas, proporcionando una mayor precisión y detalle en la evaluación del recurso solar disponible en los sitios seleccionados.

Para este estudio, se consideró un rango temporal desde el año 2014 hasta el año 2023, tomando en cuenta los valores de radiación solar horarios para cada punto. Dado que los datos obtenidos son para superficies horizontales, se procede a conocer los valores de radiación tomando en cuenta su respectiva inclinación. Más adelante de esta sección, se recopilarán los datos obtenidos de esta herramienta y se analizarán.

Como tercera base de datos de consulta, se utilizó el software *PVSyst* como método de referencia para comprobar la veracidad de la base de datos y sus diferencias. Este software es ampliamente utilizado en el ámbito comercial debido a su amplia base de datos, que permite realizar estudios y modelados detallados de instalaciones fotovoltaicas.

Los criterios utilizados en este programa consisten en un arreglo fotovoltaico conectado a la red, el cual está orientado en una estructura fija con una inclinación de 30° y un azimut de 0° , maximizando así la captación del sistema. Se consideró un horizonte libre, sin obstáculos que creen sombra en el sistema, utilizándose el modelo de la Transposición de Perez para la radiación difusa.

Considerando que se requiere una potencia fotovoltaica total de aproximadamente 5 MW, tal y como se estableció en las secciones anteriores, se han seleccionado los módulos fotovoltaicos *RSM132-8-675BHDG* de 675 Wp del fabricante *Risen Solar*, el cual se encuentra incluido en la base de datos del programa *PVSyst*. Se muestra en la Figura 30.



Figura 30. Módulo fotovoltaico *RSM132-8-675BHDG*.
Fuente: *Risen Solar*.

Se ha optado por este modelo ya que es producido en la actualidad, además de que sus prestaciones coinciden con las especificaciones técnicas requeridas en instalaciones fotovoltaicas de gran escala. Es de tecnología bifacial, conteniendo células tipo N. Tiene una alta eficiencia, además de que resiste de mejor manera a la degradación inducida por luz y altas temperaturas, según el fabricante. En la Tabla 10 se muestra las características generales con las que cuenta este equipo.

Tabla 10. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado.
Fuente: Risen Solar.

Datos generales	<i>Fabricante</i>	Risen Solar
	<i>Modelo</i>	RSM132-8-675BHDG
	<i>Potencia máxima</i>	675 Wp
	<i>Tecnología de célula</i>	Bifacial
	<i>Nº de células</i>	132
	<i>Dimensiones</i>	2384 x 1303 x 35 mm
Características Eléctricas en STC	U_{MPP}	41.41 V
	I_{MPP}	16.32 A
	U_{OC}	49.38 V
	I_{SC}	17.4 A
	<i>Eficiencia</i>	21.70%
Características Térmicas	<i>Coefficiente de Temperatura P_{MPP}</i>	- 0.24 % / °C
	<i>Coefficiente de Temperatura U_{OC}</i>	- 0.22 % / °C
	<i>Coefficiente de Temperatura I_{SC}</i>	0.047 % / °C

Para su mejor comprensión, se procede a describir brevemente algunos de los parámetros anteriormente presentados:

- **STC:** Se refiere cuando el equipo esté bajo condiciones estándar de prueba, consistiendo en 1000 W/m² de irradiancia solar, 25°C de temperatura de célula y una masa de aire de 1.5.
- **U_{MPP} :** Se refiere a la tensión en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico.
- **I_{MPP} :** Se refiere a la corriente en el punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico.
- **U_{OC} :** Se refiere al valor de tensión del equipo cuando está en circuito abierto, es decir, cuando la corriente de salida es cero.
- **I_{SC} :** Se refiere al valor máximo de corriente que puede suministrar el equipo cuando sus terminales están cortocircuitados.
- **P_{MPP} :** Es la potencia máxima que el módulo puede producir bajo condiciones óptimas de funcionamiento.
- **Coefficiente de Temperatura P_{MPP} :** Indica cómo varía la potencia máxima de salida del módulo fotovoltaico en relación con la temperatura ambiente.

- **Coefficiente de Temperatura U_{oc} :** Indica como varía la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico con respecto a la variación de temperatura.
- **Coefficiente de Temperatura I_{sc} :** Indica como varía la corriente de cortocircuito de un módulo fotovoltaico con respecto a la variación de temperatura.

En la sección de Anexos se puede observar más detalladamente más parámetros del equipo.

Por otro lado, se consideró el uso de un inversor de 5000 kW del fabricante *Siemens* cuyo modelo es el *Sinacón PV5000*. Este equipo se utiliza en centrales fotovoltaicas medianas y grandes, además de estar diseñado para entornos difíciles. Esto lo hace apto para operar en lugares húmedos, coincidiendo con las condiciones de algunos de los puntos seleccionados en este proyecto. Además, este modelo está disponible en la actualidad.



Figura 31. Inversor Sinacón PV5000.
Fuente: Siemens.

En el análisis del inversor en el *PVSyst*, será necesario abordar el concepto del ratio DC/AC. Un valor adecuado de este asegura que el inversor funcione cerca de su capacidad máxima la mayor parte del tiempo, optimizando la eficiencia del sistema. Un inversor sobredimensionado puede operar muy por debajo de su capacidad, reduciendo la eficiencia, mientras que uno subdimensionado podría desperdiciar parte de la energía generada. Debido a esto, es importante escoger un equipo adecuado.

Por otro lado, el módulo fotovoltaico seleccionado cuenta con un ancho de 1.303 metros y una longitud de 2.384 metros. Utilizando el *PVSyst*, se consideró un total de 16 tablas de módulos como criterio de diseño; donde cada una cuenta con dos módulos en altura y 238 módulos en longitud, con una separación de 0.02 m de forma vertical y horizontal, respectivamente. Esto da un total por mesa de 476 módulos.

Cada tabla comprendería de un área de 1,502.42 m², con una separación de 10 metros entre cada tabla. Se tendría un total de 23,657.98 m² de área útil de instalación fotovoltaica. En la Figura 32 se proporciona una vista previa que ofrece el *PVSyst* para este arreglo.

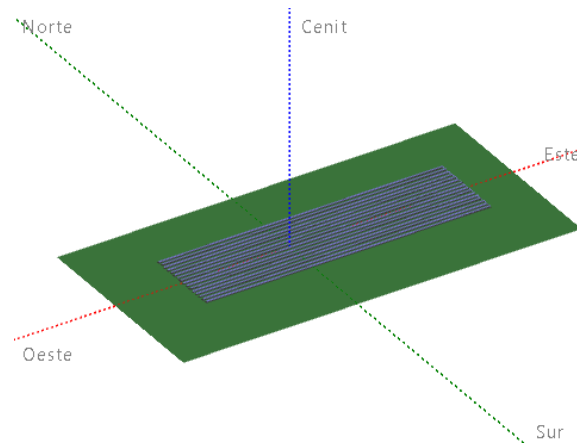


Figura 32. Vista previa de la instalación fotovoltaica.
Fuente: Simulaciones en software PVSystem.

Para asegurar una simulación conservadora del sistema fotovoltaico, será necesario considerar las posibles pérdidas que pueden afectar su rendimiento. Se han tenido en cuenta los siguientes valores, tomando como referencia [20]:

- **Pérdidas por parámetro térmico del campo:** Considera las pérdidas que existen debido al aumento de temperatura de los módulos fotovoltaicos. Para geografías como en la Península Ibérica se considera un valor de $20 \text{ W/m}^2 \cdot k$ para el factor de pérdida constante U_c , mientras que un valor de $1.6 \text{ W/m}^2 \cdot k \cdot m/s$ para el factor de pérdida del viento U_v .
- **Pérdida por suciedad:** Toma en cuenta la reducción en el rendimiento debido a la suciedad que pueda existir sobre los módulos. Puede ser polvo, suciedad u otros contaminantes. Se considera un valor para el factor de pérdida de suciedad anual de 2 %
- **Pérdida por envejecimiento:** Considera la disminución que puede haber en el rendimiento de la producción fotovoltaica a lo largo del tiempo debido al deterioro de los elementos. Se considera un valor de 0.40 % / año para los parámetros de envejecimiento de módulo FV.
- **Pérdidas en cuanto a la calidad del módulo – LID – Desajuste:** Estas pérdidas están relacionadas a la reducción temporal en la eficiencia de los módulos después de exponerse inicialmente a la radiación solar como también a las diferencias de rendimiento entre módulos. Se tomó en cuenta un valor de pérdida de eficiencia para el módulo de – 0.7%. Para el factor de pérdidas LID o degradación inducida por luz se tiene un valor de 1.5%. Se asumió un valor de 2% para las pérdidas de desajuste de módulo y un 0.15% de pérdidas por desajuste de voltaje de las cadenas.
- **Pérdidas por indisponibilidad:** Considera aquellos periodos en los que el sistema fotovoltaico no está disponible, debido a fallas o mantenimiento. Se

consideró un valor de fracción de tiempo de indisponibilidad representativo de 2%, tratándose de una duración de indisponibilidad de 7.3 días al año en un número de 3 periodos.

- **Pérdidas óhmicas:** Se tomarán en cuenta aquellas pérdidas en energía debido a la resistencia eléctrica en elementos del sistema como lo son cables o conexiones. Se asumió un valor de fracción perdida en STC del circuito en CC de 1.5%.
- **Pérdidas IAM:** Serán aquellas pérdidas relacionadas a la variación existente en el ángulo de incidencia de la radiación. Para las simulaciones, se asumió el valor por defecto dado por el programa.
- **Pérdidas de energía auxiliares:** Son aquellas pérdidas que no están directamente relacionados con la radiación solar; sin embargo, influirán en la producción de energía y en su eficiencia. Para este estudio, se utilizó un valor para los auxiliares durante el funcionamiento proporcional a la potencia de salida del inversor de 3 W/kW
- **Pérdidas por corrección espectral:** Se trata de la reducción en la eficiencia de los módulos debido al cambio en la distribución espectral de la radiación incidente. Para este caso de estudio no se consideraron en las simulaciones del programa.

Con los datos recopilados de la base de datos *MERRA-2*, el software *PVSystem*, la herramienta *PVGIS* [56] y el *Global Solar Atlas*, se puede apreciar en la Figura 33 el comportamiento de los valores de producción solar para los tres puntos en estudio. Estos datos permitirán comprender la variación entre las diferentes bases de datos. Esta información es crucial para comprender cómo difieren los datos de producción solar según las fuentes utilizadas, lo que puede influir en la precisión del estudio.

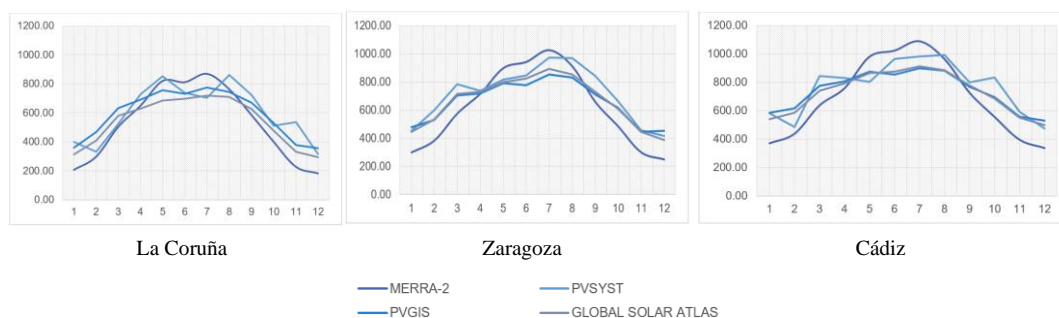


Figura 33. Valores de la producción solar en MWh para los puntos estudiados.
Fuente: Elaboración propia utilizando datos de MERRA-2, PVSystem, PVGIS y GLOBAL SOLAR ATLAS.

Como se puede observar, los datos obtenidos a través de la base de datos *MERRA-2* mantienen valores similares a los de otras bases de datos. Sin embargo, los valores mínimos de producción son notablemente más bajos, mientras que los valores máximos son muy inferiores al comportamiento observado en las otras fuentes de datos. Debido a

esta diferencia, se procederá a utilizar los valores del *PVSyst* como datos de referencia para la producción solar de este trabajo, ya que se consideran más precisos y tienen en cuenta aspectos técnicos que otras bases como *MERRA-2*, *PVGIS* y *Global Solar Atlas* no contemplan. Por otro lado, los resultados estudiados fueron tomando en cuenta mediante los valores de suma mensuales por hora de la instalación fotovoltaica, expresados en MWh.

Sabiendo esto, en la Tabla 11 se muestran las características obtenidas para la instalación fotovoltaica a través de las simulaciones en el software *PVSyst*. A continuación, se explicará brevemente cada uno de los conceptos abordados para su mejor comprensión [57]:

- **Número de módulos FV:** Hace referencia al número total de módulos fotovoltaicos que forman parte del sistema.
- **Nominal (STC):** Se refiere a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica cuando este se encuentre bajo condiciones estándar de prueba.
- **Configuración:** Se refiere al número de strings y al número en serie de los módulos. El número de strings indica cuántas cadenas independientes de módulos hay, mientras que el número en serie indica cuántos módulos están conectados secuencialmente dentro de cada cadena.
- **Área de módulos:** Será el área total que ocupan los módulos fotovoltaicos instalados.

Tabla 11. Características de la instalación fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software PVSyst.

Datos generales	<i>Número de módulos FV</i>	7,616 unidades
	<i>Nominal (STC)</i>	5,141 kWp
	<i>Configuración</i>	272 string x 28 en serie
	<i>Área de módulos</i>	23,658 m ²
	<i>Ratio DC/DC</i>	1.028
En condiciones de operación (50 °C)	P_{MPP}	4,832 kWp
	U_{MPP}	1,072 V
	I_{MPP}	4,517 A

Finalmente, en la Figura 34 se muestra el diagrama unifilar de la instalación, obtenido del software *PVSyst*.

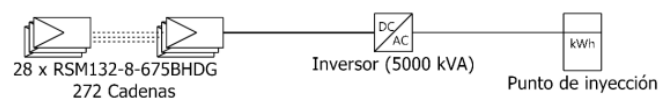


Figura 34. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica.
Fuente: Simulaciones realizadas en el PVSyst.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS DE SIMULACIONES

A continuación, en este capítulo se abordarán los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas en los softwares *WAsP 10* y *PVSystem*.

4.1 Producción del recurso eólico

En la Tabla 12 se muestran los valores obtenidos por el *WAsP 10* para cada uno de los tres puntos estudiados. Estos abordan los resultados obtenidos para los 5 aerogeneradores junto los diferentes parámetros explicados brevemente a continuación [50]:

- **Coordenadas en los ejes X, Y del emplazamiento:** Son las ubicaciones específicas de los aerogeneradores en un sistema de coordenadas cartesianas, que permiten identificar con precisión la posición de cada aerogenerador en el mapa del proyecto.
- **Altura del buje sobre el nivel del suelo:** Es la altura a la que se encuentra el centro del rotor del aerogenerador sobre el terreno.
- **Índice de rugosidad del terreno (RIX):** Es un índice que describe la rugosidad del terreno alrededor del emplazamiento de la turbina. Un terreno con mucha vegetación, edificios o colinas tendrá un índice de rugosidad más alto que un terreno llano y despejado.
- **Diferencia de rugosidad vs. la estación meteorológica (DR):** Es la diferencia en la rugosidad del terreno entre el sitio del aerogenerador y la estación meteorológica más cercana. Esta diferencia puede afectar la precisión de las mediciones de viento y la estimación del recurso eólico disponible.
- **La velocidad media prevista del viento en el sitio (U):** Es la velocidad promedio del viento en el sitio de emplazamiento del aerogenerador, basada en modelos meteorológicos.
- **Producción Anual de Energía bruta:** Es la cantidad total de energía que un aerogenerador puede generar en un año sin considerar las pérdidas que puedan contener, como por ejemplo, por estelas.
- **Producción Anual de Energía neta:** Es la cantidad de energía que realmente se espera generar en un año, después de descontar las pérdidas.
- **El porcentaje de proporción de pérdidas por estelas:** Es el porcentaje de energía que se pierde debido a las turbulencias generadas por otros aerogeneradores cercanos, conocidas como estelas. Estas turbulencias pueden reducir el rendimiento de los aerogeneradores que están ubicados detrás de otros en la dirección del viento predominante, por lo cual resulta de gran importancia este dato.

Tabla 12. Resultados obtenidos de la instalación eólica para los tres puntos estudiados.
Fuente: Simulaciones utilizando el software WASP 10.

Resultados obtenidos												
	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]	
LA CORUÑA	Reference site	511130,3	4772338,0	513,0	8,5	0,3	100,0	7,07	-	-	-	
	Turbine site 001	510908,0	4772811,0	545,5	8,7	0,5	100,0	7,43	7,504	7,359	1,93	
	Turbine site 002	510976,2	4772523,0	528,8	8,5	0,3	100,0	7,23	7,106	6,929	2,49	
	Turbine site 003	511120,3	4772260,0	506,8	8,3	0,0	100,0	6,92	6,488	6,338	2,32	
	Turbine site 004	511290,0	4772049,0	499,6	8,2	0,0	100,0	6,88	6,413	6,254	2,49	
	Turbine site 005	511470,8	4771823,0	503,0	7,9	-0,3	100,0	7,15	6,948	6,820	1,84	
ZARAGOZA	Reference site	619999,0	4638667,0	715,7	8,8	-	100,0	6,51	-	-	-	
	Turbine site 001	619977,1	4638611,0	715,8	8,2	2,2	100,0	6,47	5,918	5,818	1,68	
	Turbine site 002	620259,0	4639089,0	699,6	10,6	4,6	100,0	6,77	6,479	6,375	1,61	
	Turbine site 003	620144,9	4638836,0	715,9	9,7	3,8	100,0	6,64	6,225	6,092	2,12	
	Turbine site 004	619790,2	4638398,0	716,7	7,8	1,8	100,0	6,34	5,673	5,594	1,4	
	Turbine site 005	619581,2	4638215,0	720,1	6,9	1,0	100,0	6,25	5,486	5,480	0,12	
CÁDIZ	Reference site	249852,8	4005262,0	123,8	2,1	-	100,0	7,38	-	-	-	
	Turbine site 1	249730,7	4005667,0	103,3	1,6	0,0	100,0	7,28	7,237	7,215	0,31	
	Turbine site 2	249767,2	4005399,0	131,3	1,8	0,2	100,0	7,50	7,615	7,533	1,08	
	Turbine site 3	249921,3	4005168,0	133,0	2,3	0,8	100,0	7,47	7,556	7,400	2,06	
	Turbine site 4	249947,0	4004896,0	130,0	2,7	1,1	100,0	7,69	7,973	7,900	0,92	
	Turbine site 5	250056,2	4004633,0	119,5	3,3	1,8	100,0	7,56	7,726	7,645	1,05	

Un término relevante en un análisis de este tipo, es el de horas equivalente, el cual se define como el número de horas que tendría que operar la instalación a potencia nominal para producir la misma cantidad de energía en un periodo de tiempo considerado [58]. Para este caso, el periodo sería de un año, por lo que se considera la siguiente ecuación:

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{\text{Producción anual de energía en la instalación (MWh)}}{\text{Potencia nominal de la instalación (MW)}}$$

En la Tabla 13 se muestran los resultados obtenidos de forma general para la instalación eólica para las localidades en La Coruña, Zaragoza y Cádiz, incluyendo las horas equivalentes.

Tabla 13. Valores obtenidos para los diferentes puntos en estudio.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software WASP 10.

		WTG N°1	WTG N°2	WTG N°3	WTG N°4	WTG N°5	Total GWh	Total MWh	Horas equivalentes
NET AEP GWh	LA CORUÑA	7.359	6.929	6.338	6.254	6.82	33.70	33,700	2,696
	ZARAGOZA	5.818	6.375	6.092	5.594	5.48	29.36	29,359	2,349
	CÁDIZ	7.215	7.533	7.4	7.9	7.645	37.69	37,693	3,015

Considerando que según [58], el valor de horas equivalentes debe ser mayor de 2,400, tanto el punto estudiado en La Coruña como el punto estudiado en Cádiz, cumplen con este criterio. Para el punto estudiado en Zaragoza, aunque está por debajo de este valor, se encuentra bastante cerca, por lo que se podría considerar como aceptable en términos comerciales.

Rated power: 12,500 (data below are in units of MW)
Reference site at (249852.8, 4005262.0) at 100,0 m a.g.l.

	3,00 m/s	4,00 m/s	5,00 m/s	6,00 m/s	7,00 m/s	8,00 m/s	9,00 m/s	10,00 m/s	11,00 m/s	12,00 m/s	13,00 m/s	14,00 m/s	15,00 m/s	16,00 m/s	17,00 m/s	18,00 m/s	19,00 m/s	20,00 m/s	21,00 m/s	22,00 m/s	23,00 m/s	24,00 m/s
1 (0°)	0,000	0,155	0,492	1,082	1,884	2,899	4,222	5,793	7,509	9,212	10,706	11,775	12,298	12,469	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
2 (4,5°)	0,000	0,155	0,539	1,198	2,049	3,135	4,526	6,162	7,895	9,575	10,975	11,906	12,344	12,480	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
3 (9°)	0,000	0,185	0,651	1,333	2,238	3,410	4,875	6,547	8,279	9,917	11,208	12,011	12,381	12,491	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
4 (13,5°)	0,000	0,201	0,714	1,407	2,334	3,547	5,035	6,699	8,405	10,011	11,261	12,021	12,387	12,495	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
5 (18°)	0,000	0,248	0,757	1,462	2,411	3,663	5,174	6,844	8,543	10,129	11,340	12,056	12,400	12,496	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
6 (22,5°)	0,000	0,248	0,757	1,462	2,411	3,663	5,174	6,844	8,543	10,129	11,340	12,056	12,400	12,496	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
7 (27°)	0,000	0,248	0,757	1,462	2,411	3,663	5,174	6,844	8,543	10,129	11,340	12,056	12,400	12,496	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
8 (31,5°)	0,000	0,248	0,757	1,462	2,411	3,663	5,174	6,844	8,543	10,129	11,340	12,056	12,400	12,496	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
9 (36°)	0,000	0,205	0,676	1,337	2,219	3,375	4,787	6,374	8,022	9,598	10,898	11,775	12,248	12,449	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
10 (40,5°)	0,000	0,205	0,676	1,337	2,219	3,375	4,787	6,374	8,022	9,598	10,898	11,775	12,248	12,449	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
11 (45°)	0,000	0,205	0,676	1,337	2,219	3,375	4,787	6,374	8,022	9,598	10,898	11,775	12,248	12,449	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
12 (49,5°)	0,000	0,205	0,676	1,337	2,219	3,375	4,787	6,374	8,022	9,598	10,898	11,775	12,248	12,449	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
13 (54°)	0,000	0,205	0,676	1,337	2,219	3,375	4,787	6,374	8,022	9,598	10,898	11,775	12,248	12,449	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
14 (58,5°)	0,000	0,143	0,569	1,162	1,951	2,984	4,249	5,681	7,198	8,684	9,957	10,900	11,529	11,924	12,172	12,319	12,416	12,474	12,497	12,500	12,500	12,500
15 (63°)	0,000	0,143	0,569	1,162	1,951	2,984	4,249	5,681	7,198	8,684	9,957	10,900	11,529	11,924	12,172	12,319	12,416	12,474	12,497	12,500	12,500	12,500
16 (67,5°)	0,000	0,143	0,569	1,162	1,951	2,984	4,249	5,681	7,198	8,684	9,957	10,900	11,529	11,924	12,172	12,319	12,416	12,474	12,497	12,500	12,500	12,500
17 (72°)	0,000	0,143	0,569	1,162	1,951	2,984	4,249	5,681	7,198	8,684	9,957	10,900	11,529	11,924	12,172	12,319	12,416	12,474	12,497	12,500	12,500	12,500
18 (76,5°)	0,000	0,143	0,569	1,162	1,951	2,984	4,249	5,681	7,198	8,684	9,957	10,900	11,529	11,924	12,172	12,319	12,416	12,474	12,497	12,500	12,500	12,500
19 (81°)	0,000	0,366	0,974	1,816	2,969	4,459	6,186	8,010	9,767	11,179	12,014	12,407	12,498	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
20 (85,5°)	0,000	0,366	0,974	1,816	2,969	4,459	6,186	8,010	9,767	11,179	12,014	12,407	12,498	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
21 (90°)	0,000	0,366	0,974	1,816	2,969	4,459	6,186	8,010	9,767	11,179	12,014	12,407	12,498	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
22 (94,5°)	0,000	0,366	0,974	1,816	2,969	4,459	6,186	8,010	9,767	11,179	12,014	12,407	12,498	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
23 (99°)	0,000	0,366	0,974	1,816	2,969	4,459	6,186	8,010	9,767	11,179	12,014	12,407	12,498	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
24 (103,5°)	0,000	0,393	1,024	1,897	3,097	4,636	6,405	8,253	10,007	11,351	12,112	12,443	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
25 (108°)	0,000	0,393	1,024	1,897	3,097	4,636	6,405	8,253	10,007	11,351	12,112	12,443	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
26 (112,5°)	0,000	0,393	1,024	1,897	3,097	4,636	6,405	8,253	10,007	11,351	12,112	12,443	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
27 (117°)	0,000	0,393	1,024	1,897	3,097	4,636	6,405	8,253	10,007	11,351	12,112	12,443	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
28 (121,5°)	0,000	0,393	1,024	1,897	3,097	4,636	6,405	8,253	10,007	11,351	12,112	12,443	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
29 (126°)	0,000	0,372	0,993	1,852	3,030	4,544	6,301	8,147	9,913	11,292	12,082	12,434	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	7,500
30 (130,5°)	0,000	0,336	0,941	1,781	2,928	4,399	6,140	7,990	9,776	11,209	12,048	12,427	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	7,500
31 (135°)	0,000	0,302	0,883	1,701	2,807	4,228	5,944	7,789	9,593	11,076	11,994	12,412	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
32 (139,5°)	0,000	0,272	0,794	1,575	2,624	3,969	5,639	7,473	9,306	10,862	11,903	12,385	12,499	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
33 (144°)	0,000	0,213	0,697	1,469	2,469	3,750	5,284	7,210	9,066	10,696	11,828	12,367	12,497	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
34 (148,5°)	0,000	0,153	0,510	1,185	2,047	3,134	4,581	6,297	8,127	9,880	11,315	12,148	12,462	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
35 (153°)	0,000	0,117	0,419	0,980	1,781	2,757	4,088	5,715	7,536	9,355	10,948	12,002	12,427	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
36 (157,5°)	0,000	0,054	0,300	0,740	1,486	2,380	3,543	5,034	6,829	8,715	10,438	11,782	12,372	12,496	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
37 (162°)	0,000	0,054	0,289	0,687	1,382	2,112	3,198	4,559	6,292	8,184	10,004	11,516	12,298	12,482	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
38 (166,5°)	0,000	0,093	0,363	0,683	1,382	2,247	3,332	4,752	6,499	8,366	10,102	11,597	12,298	12,481	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
39 (171°)	0,000	0,123	0,389	0,909	1,672	2,615	3,823	5,376	7,132	8,931	10,542	11,786	12,346	12,494	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
40 (175,5°)	0,000	0,164	0,489	1,095	1,921	2,959	4,299	5,931	7,701	9,431	11,039	11,969	12,396	12,497	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
41 (180°)	0,000	0,187	0,525	1,197	2,060	3,148	4,567	6,237	8,017	9,715	11,161	12,054	12,420	12,499	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
42 (184,5°)	0,000	0,187	0,520	1,119	2,132	3,401	4,998	6,616	8,405	10,070	11,400	12,150	12,450	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
43 (189°)	0,000	0,187	0,729	1,459	2,432	3,694	5,260	7,009	8,787	10,405	11,585	12,222	12,469	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
44 (193,5°)	0,000	0,251	0,774	1,504	2,487	3,771	5,324	7,045	8,783	10,374	11,521	12,169	12,446	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
45 (198°)	0,000	0,282	0,821	1,565	2,574	3,895	5,470	7,192	8,918	10,479	11,577	12,191	12,451	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
46 (202,5°)	0,000	0,282	0,821	1,565	2,574	3,896	5,470	7,192	8,918	10,479	11,577	12,191	12,451	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
47 (207°)	0,000	0,282	0,821	1,565	2,574	3,896	5,470	7,192	8,918	10,479	11,577	12,191	12,451	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500	12,500
48 (211,5°)	0,000	0,282	0,821	1,565	2,574	3,896	5,470	7,192	8,918													

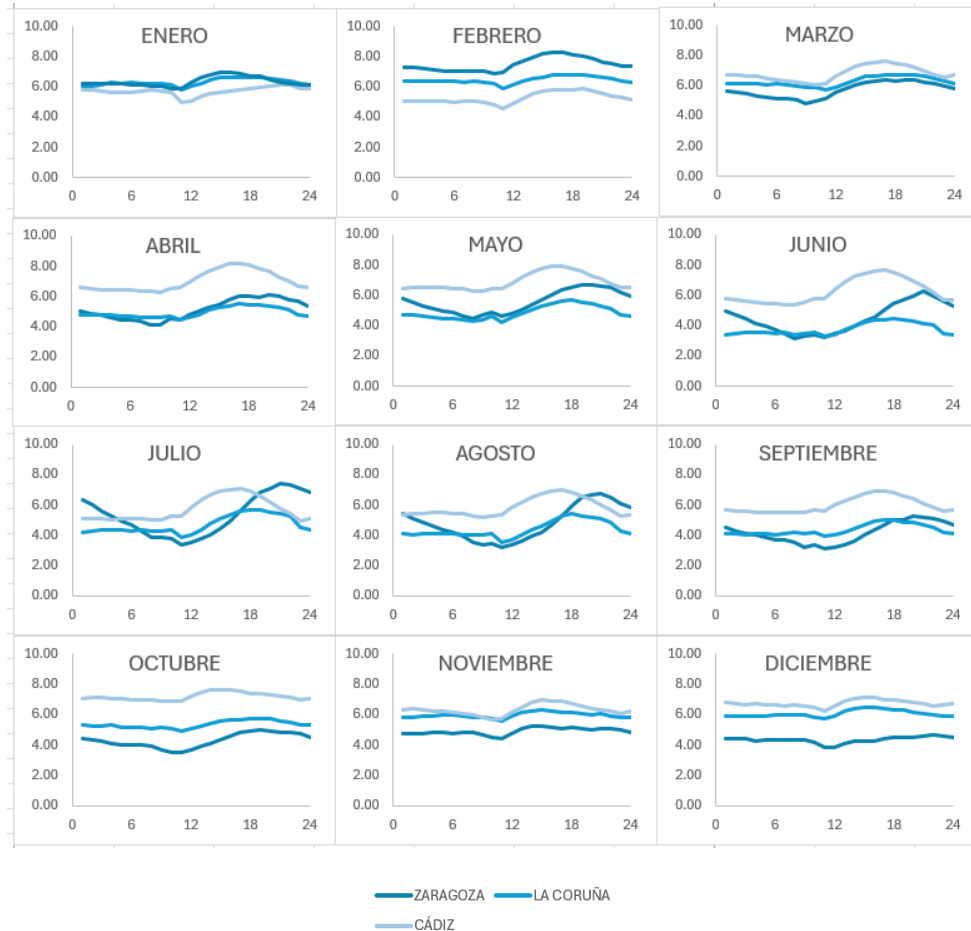


Figura 38. Perfiles horarios mensuales de potencia generada por el sistema eólico en MW para los tres puntos estudiados.
Fuente: Elaboración propia.

A partir del análisis del gráfico anterior, se confirma una vez más que las tres localidades presentan condiciones favorables para la instalación de parques eólicos, dado que se encuentran en regiones ventosas de la Península Ibérica.

Al examinar con mayor detalle los resultados, es posible observar que la localidad de Cádiz es la que genera la mayor producción a lo largo de un día promedio, siendo predominante a lo largo del año. Sin embargo, en ciertos periodos del año, como en los meses de enero y febrero, predomina el punto ubicado en la provincia de Zaragoza. Durante este periodo, los valores de producción en la localidad de Cádiz son los más bajos.

En la localidad ubicada en La Coruña, se observa que las mejores producciones ocurren desde el mes de noviembre hasta el mes de marzo (otoño a primavera), mientras las peores producciones se registran desde el mes de abril hasta el mes de septiembre (primavera a verano). El valor más bajo registrado fue para el mes de junio, mientras que el más alto fue en el mes de febrero.

En cuanto al análisis horario, se destaca que el mejor rango de producción abarca desde las 13:00 horas hasta las 21:00 horas, mientras que el peor rango de producción será desde las 22:00 horas hasta las 11:00 horas. La hora de mayor producción es a las 17:00 horas, mientras que la hora de menor producción es a las 10:00 horas, todo en horario local.

Por otro lado, en la localidad ubicada en Zaragoza, se tendrá un comportamiento de valle bastante pronunciado durante los meses de mayo a agosto a lo largo del día. Las producciones más altas se registran en la primera mitad del año, mientras que las más bajas son a partir de junio hasta finalizar el año. El valor más alto registrado es en el mes de julio y el más bajo en el mes de junio. Este hallazgo resulta interesante, ya que se puede deducir que durante ciertas épocas del año existe una diferencia considerable en la producción, ocasionando un efecto valle en la generación de energía. Por lo tanto, resultaría relevante explorar la complementariedad con el recurso fotovoltaico en estas condiciones.

Abordando el análisis horario para esta misma localidad, se observa que el mejor rango de producción será desde las 15:00 horas hasta la medianoche, mientras que el peor rango de producción será desde las 4:00 horas hasta las 13:00 horas. La hora de mayor producción es a las 17:00 horas y la de menor producción corresponde a las 10:00 horas.

Por último, en la localidad de Cádiz, las producciones más altas se registran entre los meses de febrero y mayo, mientras que las más bajas son de junio a septiembre. El valor más alto registrado corresponde al mes de febrero, mientras que el más bajo corresponde al mes de julio.

En cuanto al análisis horario, se observa que el mejor rango de producción va desde las 11:00 horas hasta las 21:00 horas, mientras que el peor rango de producción será desde las 22:00 horas hasta las 10:00 horas. La mejor hora de producción será a las 15:00 horas, mientras que la peor hora de producción será a las 8:00 horas.

En la sección de Anexos se puede observar de forma más detallada dichos datos.

4.2 Producción del recurso fotovoltaico

A continuación, en la Tabla 14, se muestran los valores obtenidos respecto a la producción general de energía, tomando en consideración una configuración fotovoltaica uniforme para los tres puntos de estudio situados en la provincia de La Coruña, Zaragoza y Cádiz.

Tabla 14. Resultados obtenidos para los puntos en estudio.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software PVSyst.

	Producción del sistema <i>MWh/año</i>	Producción específica <i>kWh/kWp/año</i>	Proporción de rendimiento	Producción normalizada <i>kWh/kWp/día</i>	Pérdidas del conjunto <i>kWh/kWp/día</i>	Pérdidas del sistema <i>kWh/kWp/día</i>
LA CORUÑA	7,014	1,364	0.824	3.74	0.68	0.12
ZARAGOZA	8,265	1,608	0.814	4.4	0.85	0.16
CÁDIZ	8,844	1,720	0.808	4.71	0.94	0.18

A partir de esto, se puede confirmar que es en la localidad de Cádiz donde más producción fotovoltaica se tiene de la instalación fotovoltaica, seguida por la localidad de Zaragoza y finalmente por la localidad de La Coruña.

En la Tabla 15, se muestra detalladamente los valores anuales obtenidos para cada uno de los puntos de estudio.

Tabla 15. Resultados anuales obtenidos para el sistema fotovoltaico de los tres puntos en estudio.
Fuente: Elaboración propia utilizando el software PVSyst

Definición	Siglas	Unidad	Valores obtenidos		
			LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ
Radiación solar global horizontal	<i>GlobHor</i>	<i>kWh/m²</i>	1,419.5	1,665.1	1,872.1
Radiación solar difusa horizontal	<i>DiffHor</i>	<i>kWh/m²</i>	641.36	568.25	593.69
Temperatura ambiente	<i>T_Amb</i>	°C	12.78	12.88	17.99
Radiación solar incidente global	<i>GlobInc</i>	<i>kWh/m²</i>	1656.4	1974.9	2130.5
Eficiencia global del sistema	<i>GlobEff</i>	<i>kWh/m²</i>	1587.7	1896.1	2046.4
Energía efectiva a la salida del arreglo FV	<i>Earray</i>	<i>kWh</i>	7,241,860	8,564,549	9,187,336
Energía inyectada a la red	<i>E_Grid</i>	<i>kWh</i>	7,014,193	8,265,449	8,844,495
Rendimiento Global	<i>PR</i>	-	0.824	0.814	0.808

Al analizar los resultados de manera global, se observa que la localidad de La Coruña alcanzó el índice de rendimiento más alto, superando en aproximadamente un 2% al de Cádiz y un 1% al de Zaragoza. Esta diferencia puede atribuirse a las condiciones geográficas, ya que La Coruña suele experimentar temperaturas inferiores a las del sur de

la península, lo que resulta en menos pérdidas por temperatura para los módulos fotovoltaicos y, por ende, un rendimiento superior.

A pesar de esto, es en la localidad de Cádiz donde mayor radiación solar se recibe en la instalación, por lo que tendrá una mayor producción anual. Esta será aproximadamente 21 % superior respecto al punto en La Coruña y un 7% superior respecto al punto en Zaragoza.

Por otro lado, al abordar de forma individual los diagramas de Sankey obtenidos por el PVsyst para cada uno de los puntos, se podrá conocer de forma más detallada el comportamiento de la instalación.

Considerando el primer punto estudiado en la Figura 39, siendo este el localizado en la provincia de La Coruña, se puede observar que al sistema le llegan 1,419 kWh/m² en forma de irradiación horizontal global. Después de la conversión fotovoltaica, el sistema termina recibiendo una energía nominal de 8,179,264 kWh. Sin embargo, de este valor, solo 7,014,193 kWh termina siendo energía inyectada a la red. Esto implica unas pérdidas del 14.24 % exclusivamente en el sistema fotovoltaico.

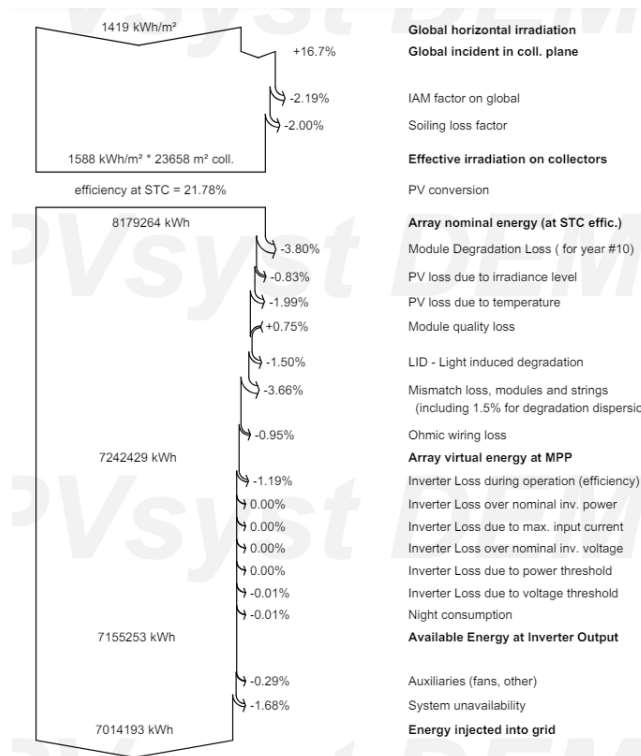


Figura 39. Diagrama de Sankey obtenido para la localidad de La Coruña.
Fuente: Simulaciones en software PVsyst.

Por otro lado, para el segundo punto estudiado, el cual está ubicado en la provincia de Zaragoza, se obtuvo el diagrama de Sankey mostrado en la Figura 40. De forma general se puede observar que la instalación fotovoltaica recibe una irradiación horizontal global

de 1,665 kWh/m². En términos de energía nominal generará 9,767,990 kWh aproximadamente, en donde solo terminan inyectándose a la red un total de 8,265,449 kWh. Teniendo en cuenta todas las pérdidas asociadas en el sistema fotovoltaico, se tendría un total de 15.38 % para esta ubicación.

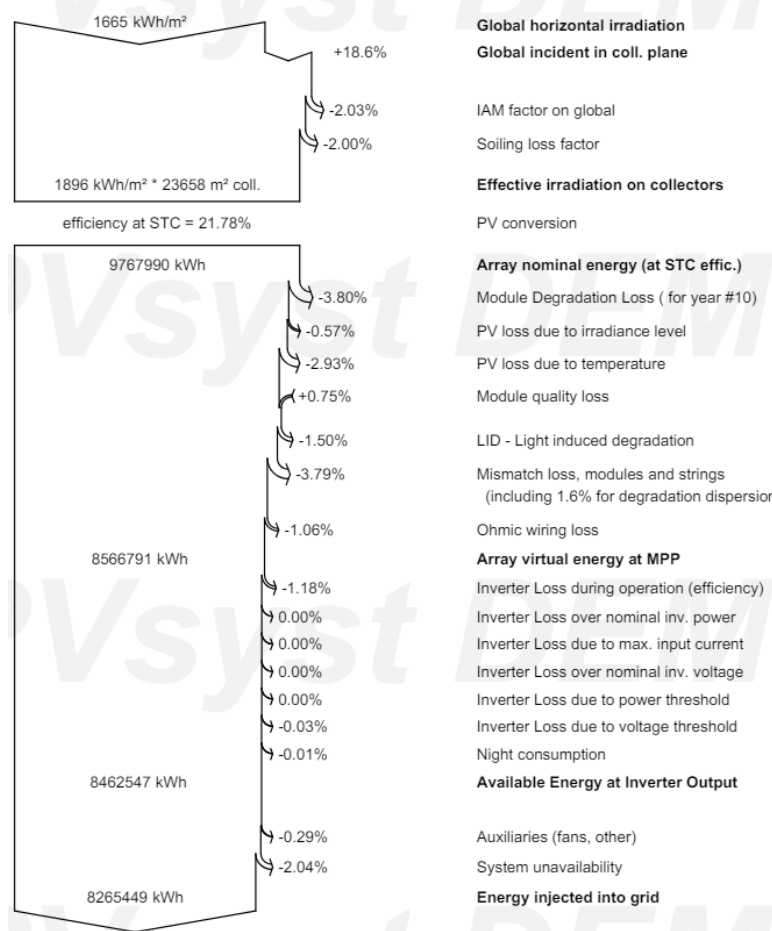


Figura 40. Diagrama de Sankey obtenido para la localidad de Zaragoza.
Fuente: Simulaciones en Software PVSystem.

En cuanto al tercer punto estudiado, correspondiente a la localidad en Cádiz, se obtuvo el diagrama de Sankey mostrado en la Figura 41. El sistema fotovoltaico recibe una irradiación horizontal global de 1,872 kWh/m² y alcanza una energía nominal de 10,542,436 kWh, siendo este el valor más alto obtenido en el presente estudio. Sin embargo, las pérdidas asociadas en el sistema serán representadas por un 16.11 %.

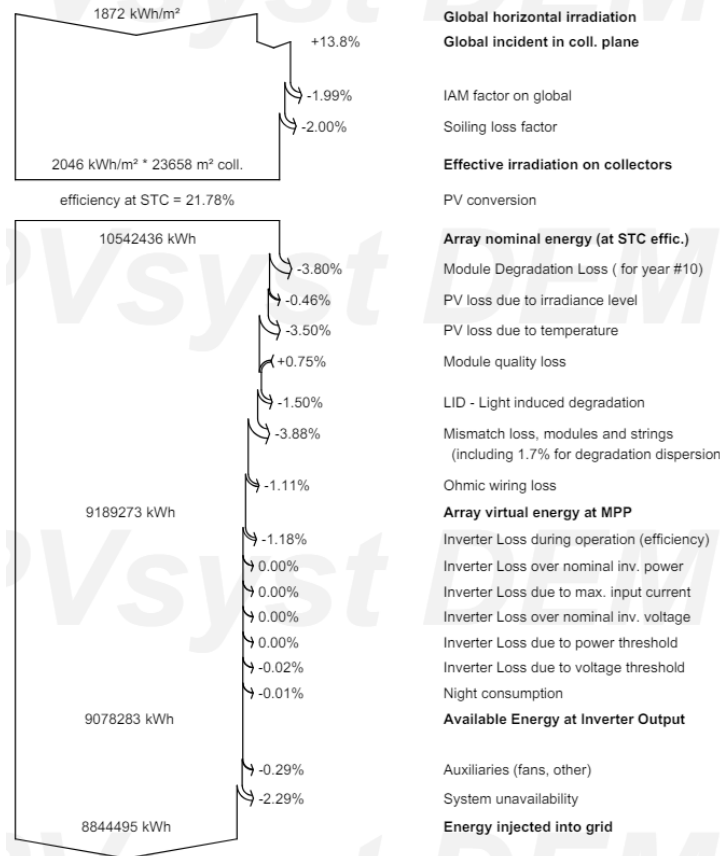


Figura 41. Diagrama de Sankey obtenido para la localidad de Cádiz.
Fuente: Simulaciones en Software PVSyst.

Analizando estos resultados, se puede afirmar entonces que es en la localidad de Cádiz donde mejores resultados se tienen.

Debido a esto, se abordará brevemente cada uno de los parámetros estudiados, tomando de referencia esta última localidad:

- La irradiación horizontal global, la cual hace referencia a la cantidad total de energía solar que llega a una superficie horizontal por unidad de área en un periodo determinado, vendría siendo 11.06 % menor en la localidad ubicada en Zaragoza y 24.20 % menor en la localidad ubicada en La Coruña.
- El conjunto de energía nominal, el cual se refiere a la energía que los paneles fotovoltaicos generarían teóricamente bajo condiciones estándar de prueba, y que se usa como referencia para comparar la producción real del sistema en diversas condiciones, vendría siendo 7.35 % menor en Zaragoza y 22.42 % menor en La Coruña.
- La energía virtual del conjunto en MPP no es más que la energía que los paneles fotovoltaicos producirían en el punto de máxima potencia. Representará la cantidad de energía disponible antes de considerar las pérdidas en el sistema. En

este caso de estudio, será de 6.77 % menor en la ubicación de Zaragoza y 21.19 % menor en la ubicación de La Coruña.

- La energía disponible en la salida del inversor, la cual vendría siendo la energía que queda después de todas las pérdidas del sistema y que vendría estando disponible en la salida del inversor, será 6.78% menor en Zaragoza y en 21.18 % menor en La Coruña.
- La energía inyectada a la red que no es más que la cantidad de energía eléctrica que se entrega efectivamente a la red pública después de todas las conversiones y pérdidas del sistema. Esta es la energía que realmente se suministra a la red eléctrica. Para este caso se representa con un valor 6.55% menor para la localidad en la provincia de Zaragoza y 20.69 % menor para la localidad en la provincia de La Coruña.

Abordando ahora de forma más detallada los parámetros del sistema fotovoltaico en las tres localidades, se puede mencionar que el valor global incidente en el plano receptor será más favorable para la localidad de Zaragoza, estableciendo así el valor de referencia para este análisis. En la localidad de La Coruña, el valor es un 10.22% inferior, mientras que en la localidad de Cádiz es un 25.81 % inferior respecto a Zaragoza. Esto confirma que tanto las localidades en Zaragoza como en Cádiz, se reciben más radiación solar que la localidad de La Coruña.

Otro aspecto muy importante serán las pérdidas fotovoltaicas por temperatura, en el que de igual forma será menor para la localidad de La Coruña, con un valor de 1.99%. La localidad de Zaragoza experimenta un incremento del 47.24% en comparación con La Coruña, resultando en pérdidas del 2.93%. En la localidad de Cádiz, las pérdidas por temperatura son aún mayores, alcanzado el 3.5%, lo que representa un 75.88% más respecto a La Coruña. Estas diferencias muestran la influencia negativa de las altas temperaturas sobre la eficiencia de los módulos fotovoltaicos.

En cuanto a las pérdidas por ajustes en los módulos y en las cadenas, La Coruña también presenta el valor más bajo, estando Zaragoza un 3.55% por encima, mientras que en Cádiz estas pérdidas serán de casi el doble, con un incremento del 6.01%. Este parámetro resalta la importancia de la configuración de los módulos y cadenas para minimizar las pérdidas de producción.

Al analizar el comportamiento en cuanto a las pérdidas óhmicas del cableado será de igual forma más bajas en la localidad de La Coruña. Será de 11.58% superior para la localidad de Zaragoza, mientras de 16.84 % superior para la localidad de Cádiz respecto a La Coruña. Este tipo de pérdidas es crucial, ya que el aumento de la resistencia eléctrica con la longitud y temperatura del cableado puede afectar significativamente al rendimiento del sistema.

Considerando la indisponibilidad del sistema, la localidad de La Coruña tendrá nuevamente el mejor desempeño. La localidad de Zaragoza muestra una indisponibilidad del 21.43% por encima de La Coruña, mientras que en Cádiz este valor es un 36.31% superior. La disponibilidad del sistema es un factor crítico para garantizar una operación continua y eficiente en la instalación.

Por otro lado, a diferencia de la tendencia de los parámetros anteriores, las pérdidas fotovoltaicas debido al nivel de irradiancia son mínimas, obteniéndose un valor de 0.46% para la localidad en Cádiz. La localidad en la provincia de Zaragoza cuenta con unas pérdidas de un 23.91% superiores, alcanzando el 0.57%, mientras que la localidad en La Coruña presenta las mayores pérdidas en este aspecto, con un 0.83%, lo que supone un 80.43% más que en la localidad de Cádiz. Este resultado destaca la alta calidad de la irradiancia esta última localidad.

De igual forma se obtuvo un comportamiento similar en cuanto a las pérdidas asociadas al factor IAM, las cuales serán menores en la localidad de Cádiz. La localidad de Zaragoza tendrá pérdidas del 2 % superior, mientras que la localidad ubicada en La Coruña presentará pérdidas de un 10.05% más altas que en Cádiz.

Por último, en un contexto general se observa en el diagrama de Sankey que las mayores pérdidas se deben a las pérdidas por degradación de los módulos, donde todas las localidades obtuvieron el mismo valor. De manera similar, las pérdidas por desajustes en módulos y cadenas son de 3.66 % en La Coruña, 3.79 % en Zaragoza y 3.88% en Cádiz. Sin embargo, las pérdidas por temperaturas y por el nivel de irradiancia muestran valores considerablemente diferentes según la localidad.

Por otro lado, se hizo un análisis de los valores obtenidos con las simulaciones realizadas en el programa *PVSyst*. En la Figura 42, se muestran los perfiles horarios correspondiente a cada mes de los tres puntos en estudio. En este caso, se utilizaron los valores promedios.

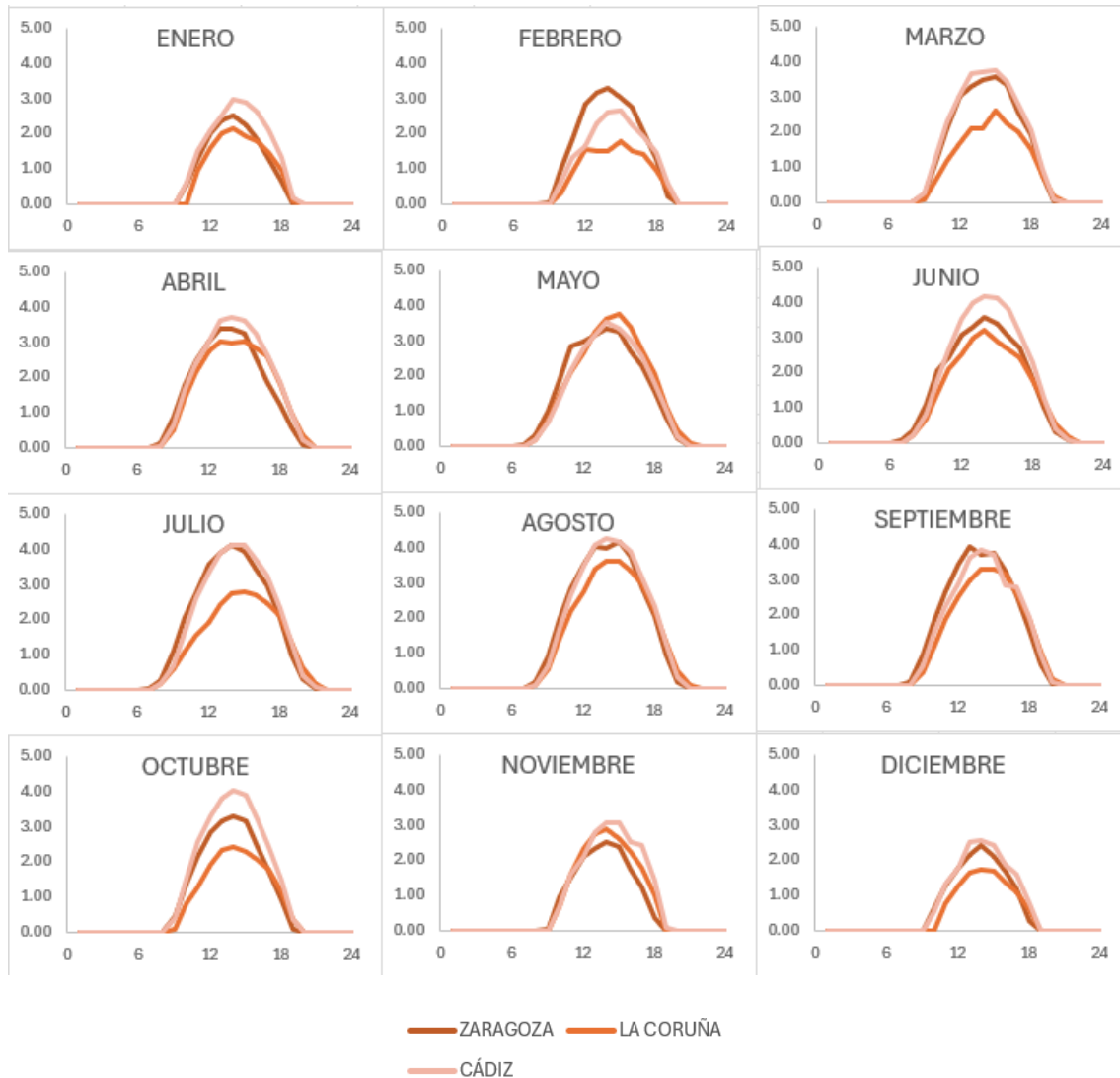


Figura 42. Perfiles horarios mensuales de potencia generada por el sistema fotovoltaico en MW para los tres puntos estudiados.
Fuente: Elaboración propia.

De forma general, se puede mencionar que para las tres localidades se tiene una mayor producción de potencia en la instalación fotovoltaica en los meses de verano, mientras que la menor producción corresponderá a los meses de invierno, que es cuando menos horas de sol se tiene.

Para el caso de la localidad ubicada en La Coruña, los mejores meses de producción corresponden al periodo de abril a septiembre, mientras que los peores meses de producción van desde diciembre hasta marzo. El mejor valor de producción registrado corresponde al mes de agosto, seguido por el mes de mayo. En contraste, el peor valor registrado corresponderá al mes de diciembre.

Considerando el caso del punto localizado en la provincia de Zaragoza, los mejores meses de producción será desde junio a septiembre, mientras que los peores meses de producción será desde octubre a febrero. El mejor valor registrado se tiene en los meses

de julio y agosto, mientras que el valor mínimo registrado corresponde al mes de noviembre.

Por último, para la ubicación en Cádiz, los mejores meses de producción son del mes de junio hasta el mes de agosto, mientras que los peores meses son de noviembre a febrero. El mejor valor registrado corresponde a los meses diciembre y febrero, mientras que el peor valor registrado será para el mes de diciembre.

Analizando los datos de forma general a lo largo del año, se observó que la producción de energía fotovoltaica alcanza su mayor valor alrededor de las 13:00 horas local en la ubicación de Zaragoza, mientras que en la localidad de La Coruña y Cádiz será en torno a las 13:30 horas local. Esta diferencia en el mediodía solar se asocia a la ubicación geográfica relativa de estas localidades. Zaragoza, al estar más al este, experimenta el mediodía solar antes que Galicia y Cádiz, que están más al oeste.

Es al mediodía cuando se tendrá un ángulo óptimo de sol, que maximiza la incidencia de los rayos solares sobre los módulos fotovoltaicos, así como a la intensidad máxima de la luz solar, lo que reduce la probabilidad de sombreado. Por otro lado, la producción es menor al amanecer y al atardecer debido a los bajos ángulos de incidencia, la menor intensidad de la luz solar y una mayor probabilidad de sombreado. Estos factores disminuyen enormemente la eficiencia de conversión de la radiación solar en electricidad.

CAPÍTULO V: COMPLEMENTARIEDAD DEL RECURSO

En esta sección se abordará la complementariedad entre el recurso eólico y el recurso fotovoltaico para cada uno de los puntos estudiados. También se examinará la comparación de los perfiles horarios, diarios, mensuales y anuales para cada una de las localidades. Posteriormente, se realizará un análisis desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

5.1 Estudio de la complementariedad

Para conocer la complementariedad del recurso, será esencial evaluar cómo las producciones de energía fotovoltaica y eólica se complementan a lo largo del año para determinar cuándo un recurso puede respaldar al otro durante períodos de baja producción.

Analizar estos patrones permite optimizar la combinación de energía renovable en la red eléctrica, lo que garantiza un suministro más estable y confiable, contribuyendo así a la transición a un sistema energético más eficiente.

Al considerar conjuntamente la producción de energía de las instalaciones eólica y fotovoltaica, se determinará la cantidad total de producción de la planta híbrida. A continuación, en la Figura 43, Figura 44 y Figura 45 se muestran los perfiles horarios de producción de energía para cada mes, considerando los recursos fotovoltaico y eólico, así como el de la planta híbrida en cada punto de estudio. Esta última proporcionará una visión adecuada de cómo ambos recursos se complementan durante ese periodo de tiempo.

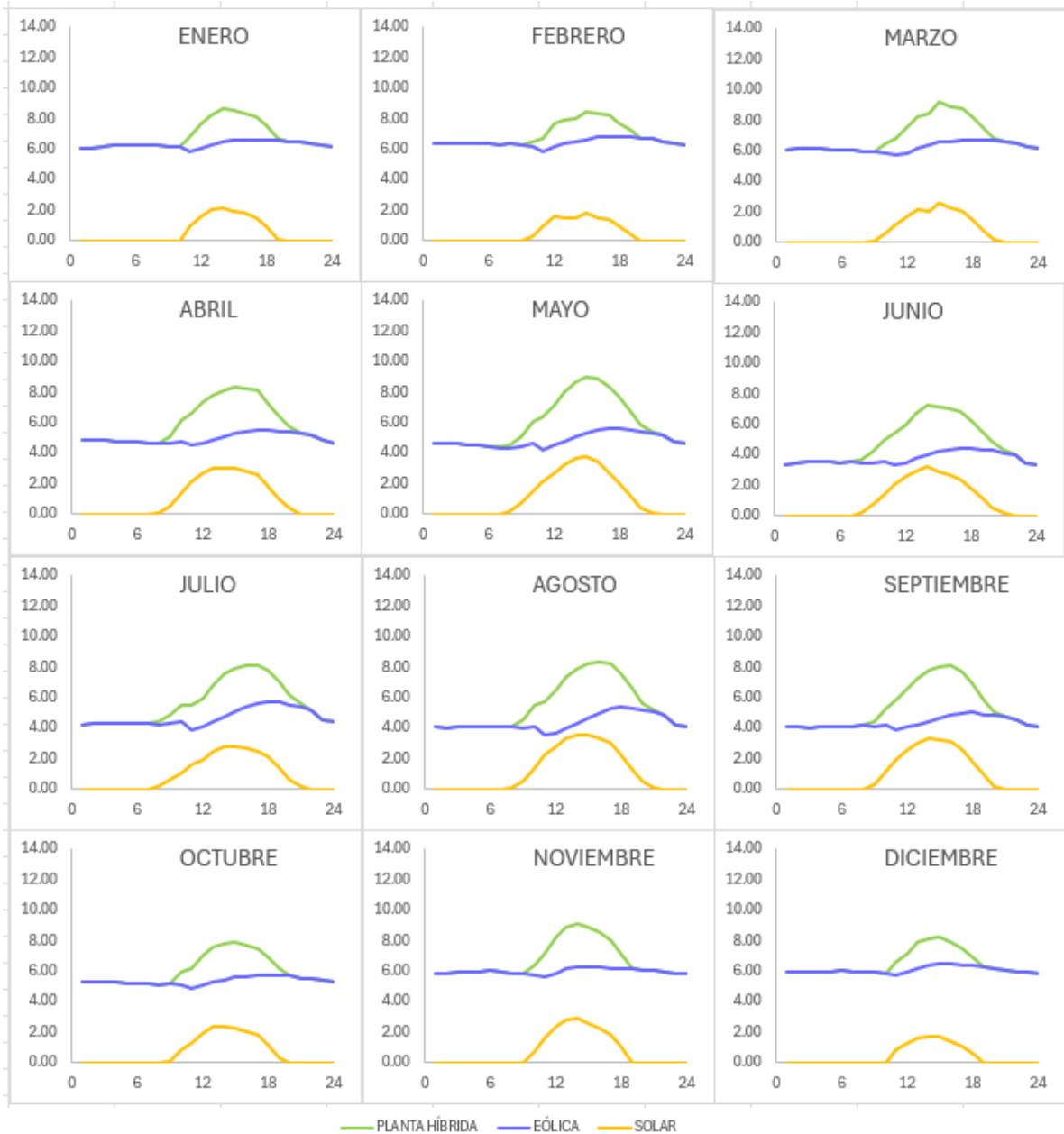


Figura 43. Perfiles horarios mensuales de la potencia generada por el sistema eólico, fotovoltaico y la planta híbrida en MW para la localidad de La Coruña.
Fuente: Elaboración propia.

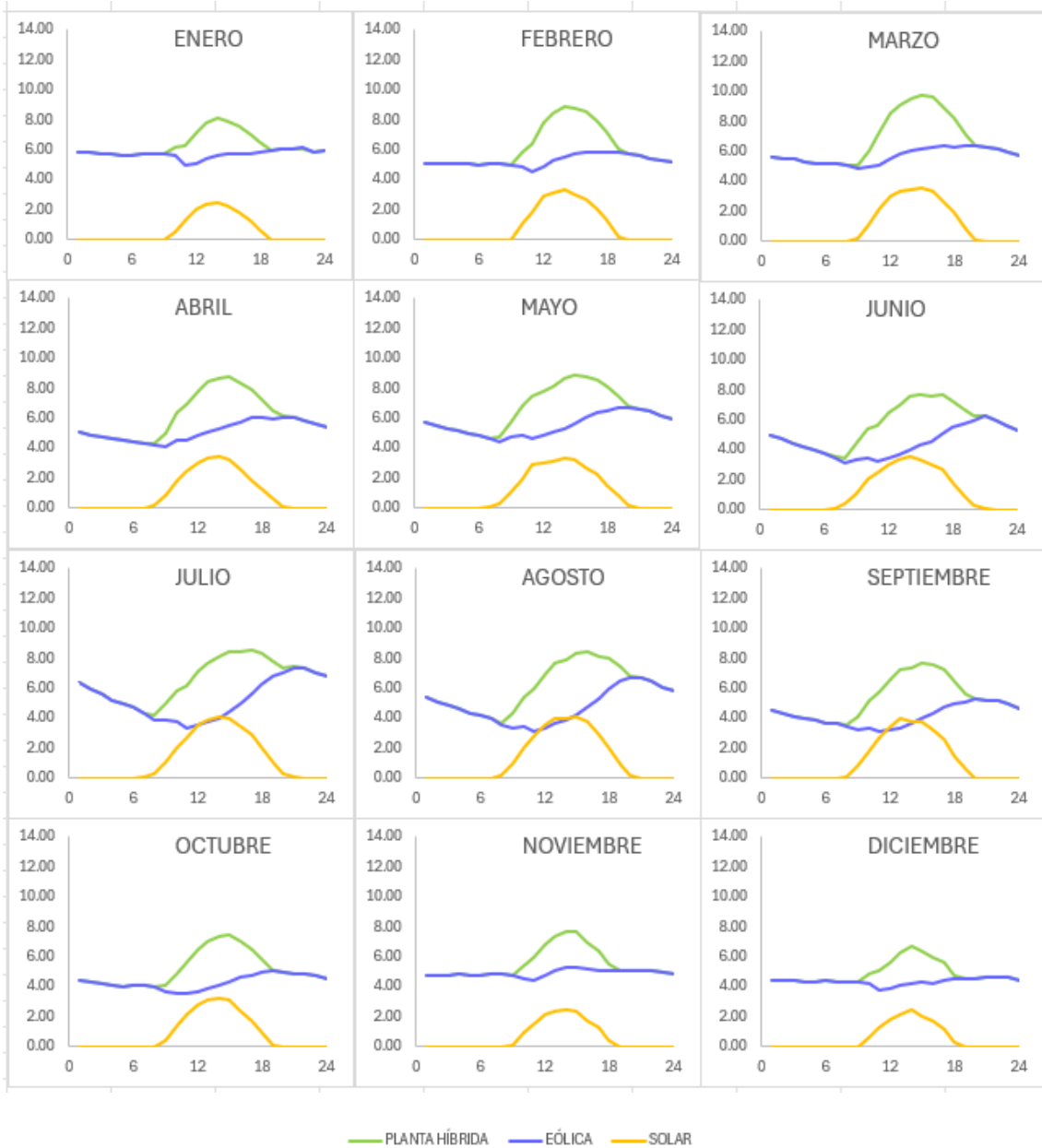


Figura 44. Perfiles horarios mensuales de potencia generada por el sistema eólico, fotovoltaico y la planta híbrida en MW para la localidad de Zaragoza.

Fuente: Elaboración propia.

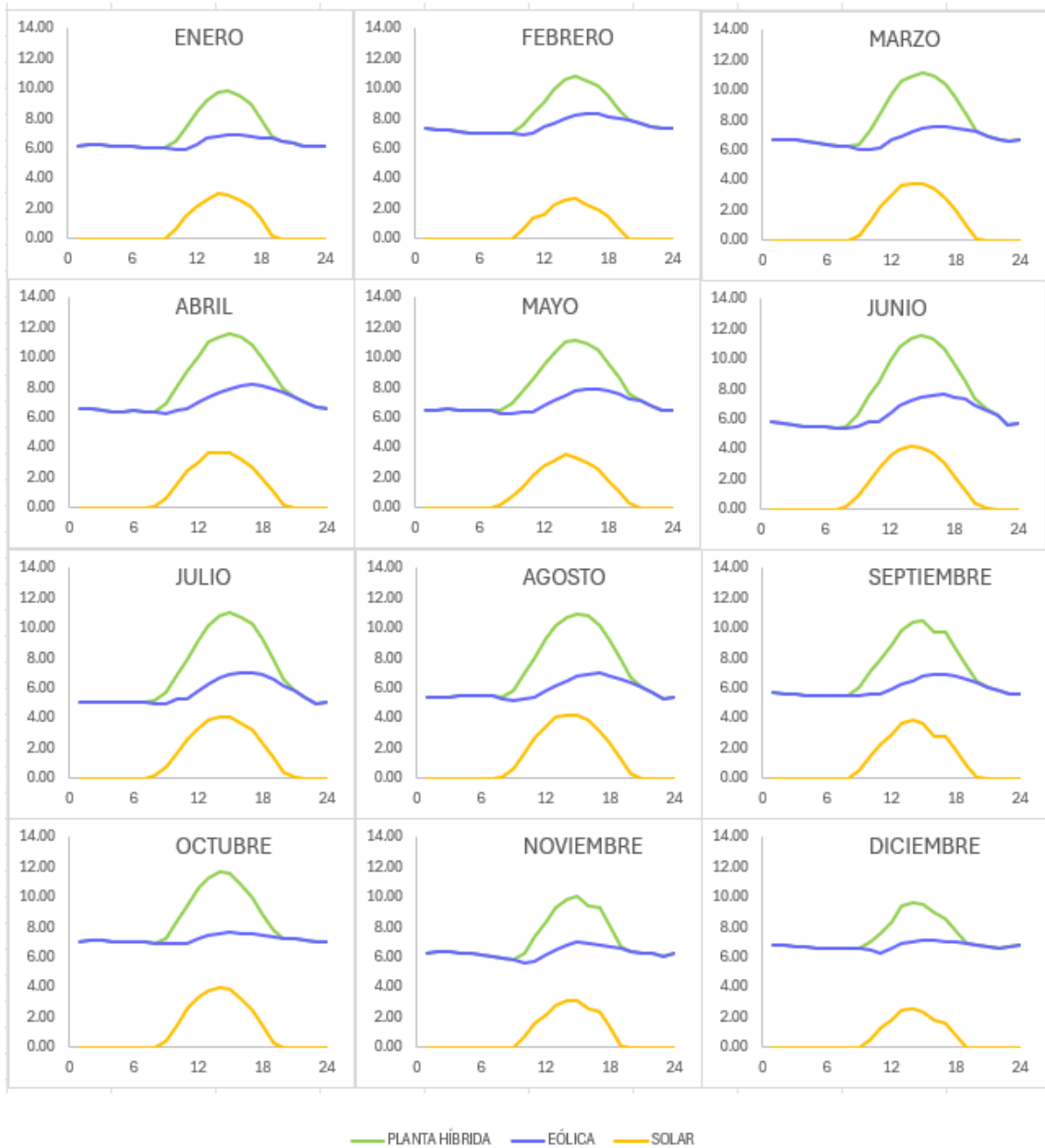


Figura 45. Perfiles horarios mensuales de potencia generada por el sistema eólico, fotovoltaico y la planta híbrida en MW para la localidad de Cádiz.

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, en la Figura 46 se muestra la producción horaria promedio para todos los meses del año considerando los tres puntos estudiados en este trabajo.

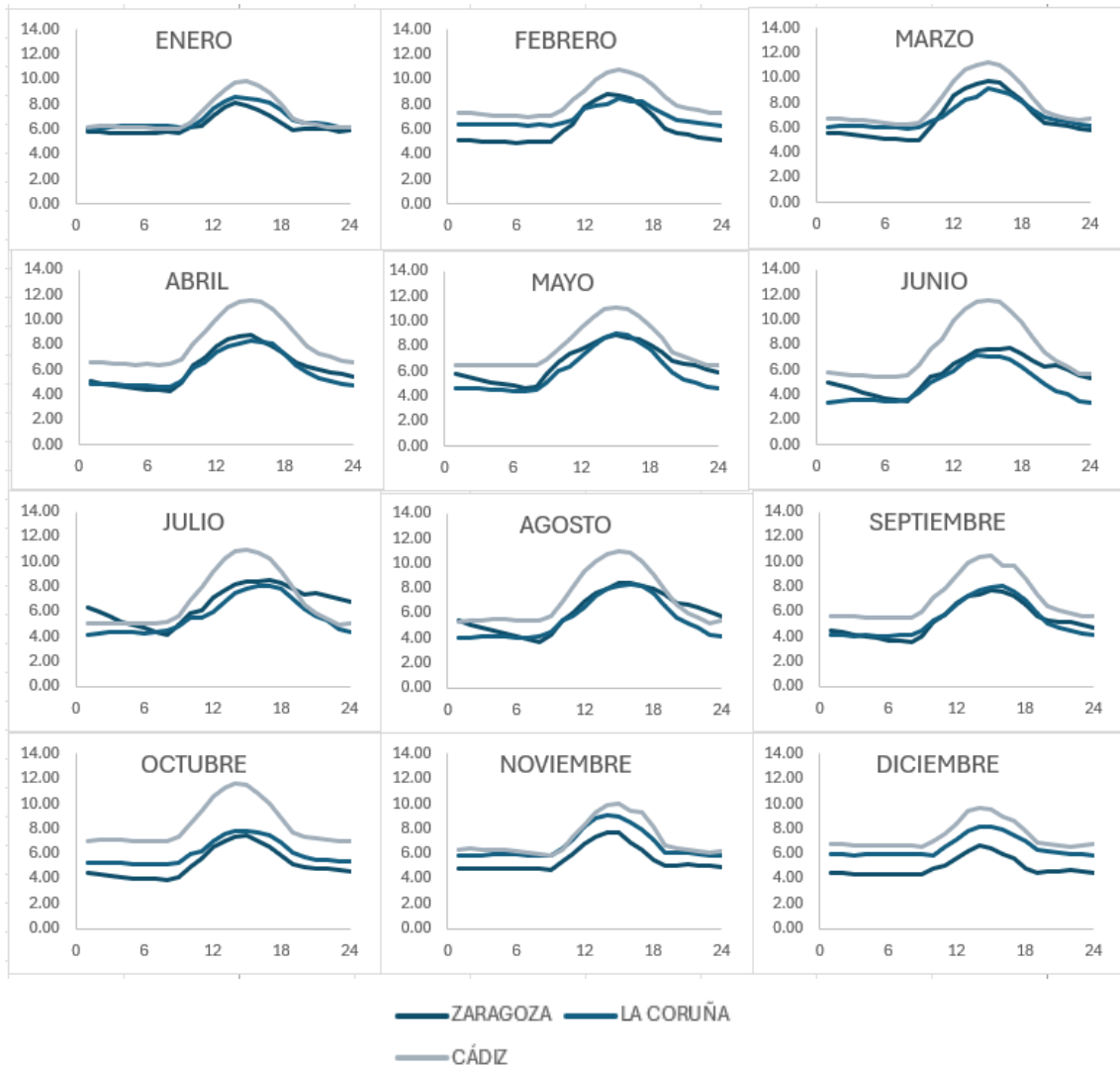


Figura 46. Perfiles horarios mensuales de la planta híbrida en MW en los tres puntos de estudio.
Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar, la planta híbrida alcanzará su máxima producción a lo largo del año en la localidad de la provincia de Cádiz. En el caso de las otras dos localidades, existirá una variación en la producción predominante. En algunos meses del año predominará la producción en la localidad de Zaragoza, mientras que en otros meses del año predominará la localidad de La Coruña. Esto se asocia a la variaciones estacionales y condiciones específicas del recurso.

Si se examina la generación de energía para cada localidad a lo largo de un día promedio en el año, tal y como se muestra en la Figura 47, se tiene lo siguiente:

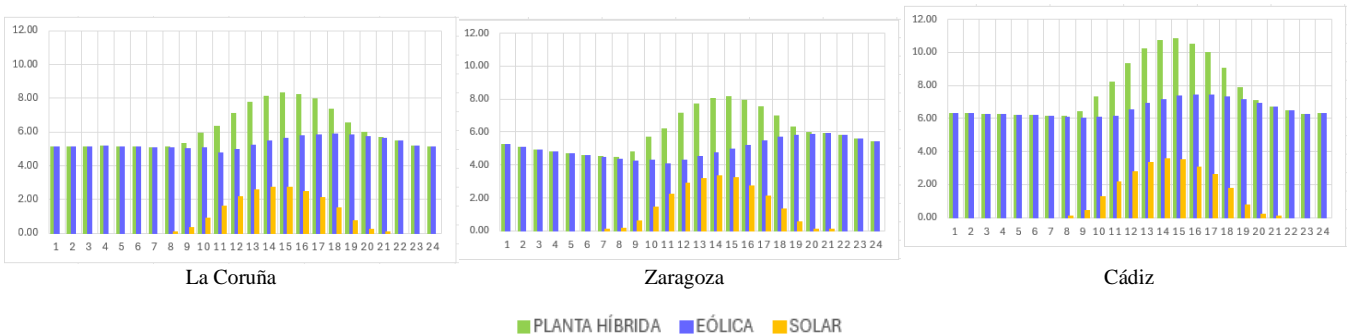


Figura 47. Perfil diario anual en MWh para las localidades estudiadas.
Fuente: Elaboración propia.

Analizando la anterior figura, se puede observar que a las 11 a.m., la producción eólica tiene un pequeño descenso el cual es complementado con la producción de fotovoltaica. Esta aumenta la producción de la planta híbrida alrededor de las 2 p.m. en ambas localidades, ya que es el periodo del día con mayor radiación incidente en los módulos fotovoltaicos.

Considerando la naturaleza del proyecto, se observa que la planta híbrida ubicada en la localidad de Cádiz podría enfrentar una limitación significativa en términos de capacidad de evacuación en el punto de interconexión debido a su alta producción de energía, lo que podría obstaculizar la viabilidad del proyecto. En casos como estos, se procede a la optimización de la planta.

En contraste, las otras dos localidades muestran valores de producción más bajos y dentro de rangos aceptables.

Al examinar el perfil mensual de generación de energía en la Figura 48, se evidencia que la instalación eólica, al poseer la mayor potencia nominal, establece la tendencia dominante en la producción a lo largo del año.

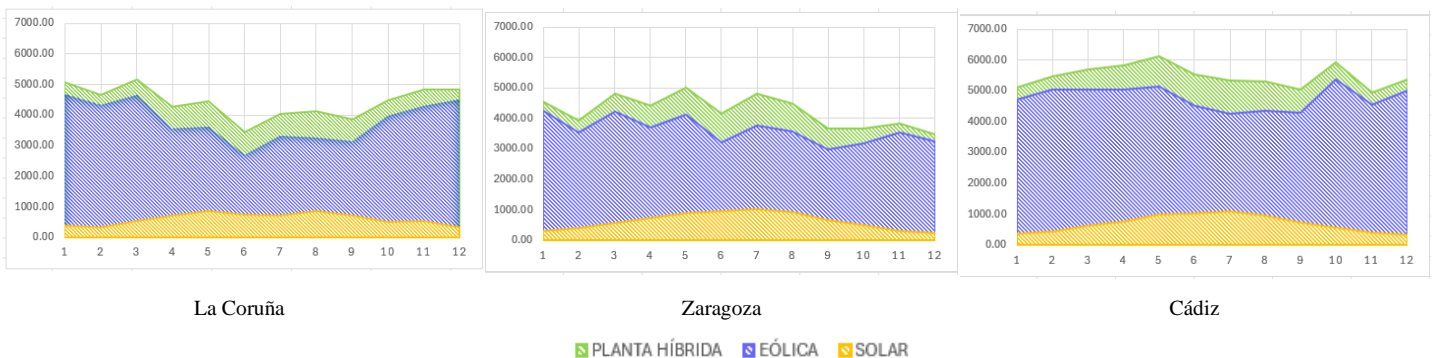


Figura 48. Perfiles mensuales en MWh para las localidades estudiadas.
Fuente: Elaboración propia.

Es importante destacar que, aunque este estudio se centra en una nueva planta, proyectos eólicos anteriores que han sido hibridados pueden exhibir un comportamiento similar, como se ilustra en el caso mostrado en la Figura 7. Esto se debe a que el diseño inicial del proyecto se basa en la capacidad del parque eólico como único recurso, lo que demanda una robustez en la energía generada por este.

Tanto la energía fotovoltaica como la energía eólica en la Península Ibérica, muestran patrones estacionales distintivos debido a las variaciones climáticas a lo largo del año. Como se ha podido comprobar, la energía fotovoltaica alcanza su punto máximo de producción durante el verano, aprovechando la intensidad solar, mientras que la energía eólica tiende a generar más electricidad en invierno debido a los vientos más fuertes.

A continuación, en la Figura 49 se presenta el análisis obtenido del perfil anual de generación de la planta híbrida en las localidades de estudio.

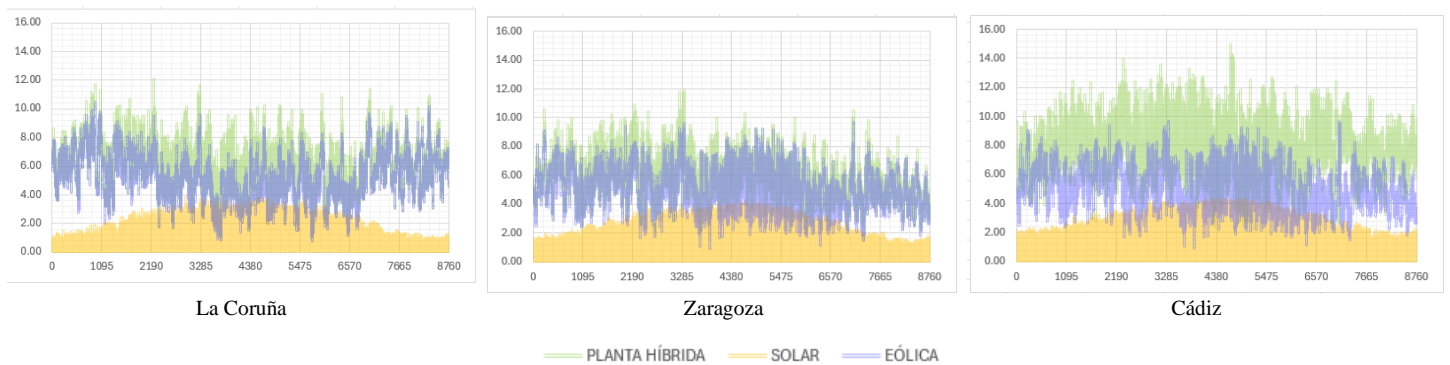


Figura 49. Perfiles anuales de la planta híbrida en MWh en las localidades estudiadas.
Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de la localidad en La Coruña, es apreciable la complementariedad del recurso, principalmente durante los meses de verano, con una mayor contribución de la energía fotovoltaica, mientras que en los meses de invierno prevalece la producción eólica.

Analizando los resultados obtenidos para la localidad de Zaragoza, se evidencia una complementariedad más pronunciada durante la primera mitad del año, donde la generación fotovoltaica respalda la producción eólica. Este comportamiento va disminuyendo al final del año, donde predomina principalmente la producción eólica.

Por otro lado, es en la localidad de Cádiz donde se tiene un mayor número de energía generada al complementar ambas generaciones. Sin embargo, esta ubicación no sería la más idónea para implementar la complementariedad debido a que la producción de la planta híbrida sigue el patrón asociado a la producción eólica durante todo el año.

5.2 Análisis técnico

Como se ha podido comprobar a través de este trabajo, la combinación de energía fotovoltaica y eólica en una planta híbrida ofrece numerosas ventajas. Ambas tecnologías se complementan naturalmente debido a sus patrones de producción. La energía eólica suele ser más fuerte durante la noche, mientras que la energía solar alcanza su pico durante el día. Esta complementariedad permite una producción más estable y constante de energía a lo largo del día y del año. La combinación de ambas puede proporcionar un suministro de energía continuo y confiable, minimizando las interrupciones y maximizando la eficiencia.

La complementariedad no solo se manifiesta en la distribución diaria, sino también en las variaciones estacionales. Por ejemplo, en los meses de invierno se suelen tener menos horas de luz solar pero más viento; mientras que en los meses de verano se tienen más horas de sol y menos viento. Esta variabilidad estacional puede ser aprovechada para equilibrar la producción de energía a lo largo del año, lo que es crucial para satisfacer las demandas energéticas fluctuantes y reducir la necesidad de almacenamiento a gran escala o de fuentes de energía de respaldo.

Para diseñar plantas híbridas de manera óptima, es crucial analizar los datos reales de la producción energética en lugar de depender solo de aproximaciones. Este análisis detallado permitiría ajustar el diseño de la planta para maximizar la producción y eficiencia según las características específicas del sitio. La decisión sobre el tamaño de la parte fotovoltaica de la instalación se basa generalmente en consideraciones económicas.

Después de evaluar los recursos disponibles, se procede a la optimización de la planta según las características del lugar. Esto puede implicar ajustar variables técnicas, como la potencia nominal de los equipos. Sin embargo, este trabajo se enfoca en evaluar la complementariedad de los recursos fotovoltaicos y eólicos, sin abordar la optimización técnica. Como se mencionó en secciones anteriores, uno de los aspectos más críticos en una planta híbrida es el límite de evacuación de energía, el cual se gestionaría con este paso.

Finalmente, la complementariedad de los recursos también implica una mayor capacidad de recuperación del sistema energético frente a las variaciones climáticas. La diversificación en la fuente de generación reduce la dependencia de un solo tipo de recurso, lo que puede ser crucial en situaciones de eventos climáticos extremos que afectan la disponibilidad de luz solar o el viento. Esta integración también contribuye significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, apoyando los objetivos de sostenibilidad y transición energética hacia fuentes de energía limpias y renovables.

5.3 Análisis económico

A continuación, se desarrollará un breve análisis económico en la evaluación de un proyecto híbrido en la Península Ibérica, considerando los parámetros técnicos establecidos en las secciones anteriores.

Utilizando la plataforma disponible para distintos tipos de tecnologías del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EE.UU [59], se tiene una base de datos que considera un aproximado anual para los CAPEX y OPEX en los próximos 30 años. Para este caso, se utilizarán los datos recopilados para una instalación fotovoltaica a gran escala y una instalación eólica on-shore. La herramienta permite hacer un estimado conservador, moderado o avanzado. En este análisis, se consideró un análisis moderado. En la Figura 50 y la Figura 51, se puede apreciar el comportamiento de ambas variables a lo largo de 30 años.

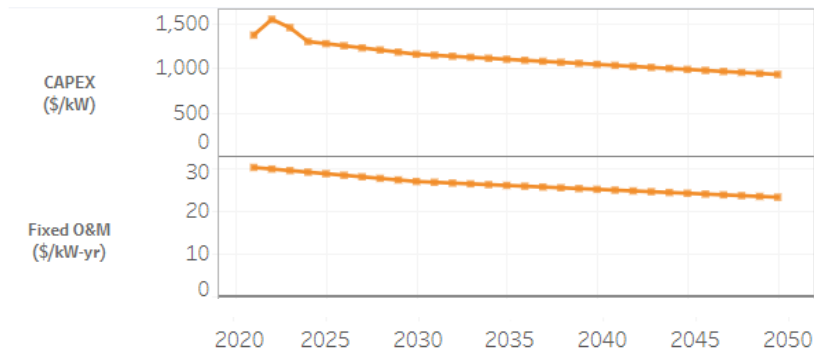


Figura 50. CAPEX y OPEX para una instalación eólica on-shore.
Fuente: NREL de EE. UU.

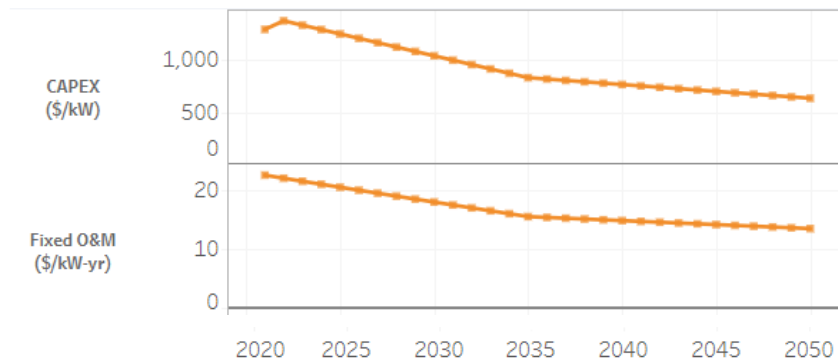


Figura 51. CAPEX y OPEX para una instalación fotovoltaica a gran escala.
Fuente: NREL de EE. UU.

5.3.1 CAPEX

Utilizando estos datos como referencia, se procederá a calcular el CAPEX aproximado para ambas instalaciones. El CAPEX considera los siguientes aspectos:

- **Equipos principales:** Corresponde al equipo principal de la instalación. En la instalación eólica serán los aerogeneradores, mientras que para la instalación fotovoltaica serán los módulos fotovoltaicos.
- **EPC:** Este término hace mención a “*Engineering, Procurement and Construction*”, el cual considera las fases de estudios de ingeniería, adquisiciones de equipos y servicios, como también de la fase de construcción.
- **Infraestructura eléctrica:** Considera todos los estudios e implementaciones de ingeniería relacionados con la conexión a la red. Esto incluiría los trabajos eléctricos, las subestaciones, entre otros servicios.
- **Terreno:** Toma en cuenta el arrendamiento del terreno en donde se pondrá el emplazamiento.
- **Permisos y licencias:** Considera todas las gestiones relacionadas a la administración local o nacional para poder ejecutar el proyecto.

Al implementar una planta híbrida empleando las tecnologías eólica y fotovoltaica, se compartirían gastos asociados en comparación con tener ambos sistemas por separados. Entre los aspectos compartidos se encuentran la infraestructura eléctrica, el terreno y los permisos.

Para conocer entonces el CAPEX de una planta híbrida, primero se procederá a calcular CAPEX por separado de cada una.

Tomando en cuenta el valor de referencia dado en la Figura 50 para una instalación eólica, el cual será $1,292.00 \text{ USD}/\text{kW}$ de construirse en el año 2024, y que la instalación cuenta con una potencia de 12,500 kW, se tendría un costo de:

$$(1,292 \text{ USD}/\text{kW})(12,500 \text{ kW}) = \mathbf{16,150,000.00 \text{ USD}}$$

Para la instalación fotovoltaica, se tomará el valor asociado a este tipo de instalación dado en la Figura 51, el cual será de $1,289.51 \text{ USD}/\text{kW}$ de construirse en el año 2024, y que la instalación tiene una potencia asociada de 5,141 kW, por lo que se tendrá un costo de:

$$(1,289.51 \text{ USD}/\text{kW})(5,141 \text{ kW}) = \mathbf{6,629,370.91 \text{ USD}}$$

Ahora, tomando en cuenta una tasa de conversión equivalente a $0.9277 \frac{\text{EUR}}{\text{USD}}$, se tendría entonces:

- Para la instalación eólica:

$$CAPEX_{EÓLICA} = 16,150,000.00 \text{ USD} \left(\frac{0.9277 \text{ EUR}}{1 \text{ USD}} \right)$$

$$CAPEX_{EÓLICA} = \mathbf{14,982,355.00 \text{ EUR}}$$

- Para la instalación fotovoltaica:

$$CAPEX_{FV} = 6,629,370.91 \text{ USD} \left(\frac{0.9277 \text{ EUR}}{1 \text{ USD}} \right)$$

$$CAPEX_{FV} = \mathbf{6,150,067.39 \text{ EUR}}$$

Tomando en cuenta el CAPEX asociado a cada MW, la instalación eólica de 12.5 MW requerirá un total de 1,198,588.40 €/MW, ligeramente por encima de lo rentable establecido anteriormente. Por otro lado, el sistema fotovoltaico necesitará 1,196,278.43 €/MW, mostrando cierto desfase en comparación a su tipo.

La integración de una planta híbrida permite reducir significativamente la inversión en la infraestructura de red, como las líneas de transporte y las subestaciones, lo que se traduce directamente en menores costos de CAPEX. El coste de las subestaciones suele representar entre el 10 % y el 15 % de la inversión total. Los costes del terreno se reducen ya que ambas instalaciones comparten el mismo terreno.

En la planta híbrida se tendrá una potencia combinada de 17.6 MW, es decir, la suma del sistema eólico y fotovoltaico. Para conocer su CAPEX aproximado, se comenzará exponiendo la siguiente suposición:

$$CAPEX_{EÓLICA + FV} = CAPEX_{EÓLICA} + CAPEX_{FV}$$

Al reemplazar, se tiene que:

$$CAPEX_{EÓLICA + FV} = 14,982,355.00 \text{ EUR} + 6,150,067.39 \text{ EUR}$$

$$CAPEX_{EÓLICA + FV} = \mathbf{21,132,422.39 \text{ EUR}}$$

Al ser este un caso académico, se supondrá que los aspectos compartidos en la planta híbrida representarán un 12% de ahorro, por lo tanto:

$$CAPEX_{PLANTA HÍBRIDA} = (CAPEX_{EÓLICA + FV})(\%_{PLANTA HÍBRIDA})$$

$$CAPEX_{PLANTA HÍBRIDA} = (21,132,422.39 \text{ EUR}) (0.88)$$

$$CAPEX_{PLANTA HÍBRIDA} = \mathbf{18,596,531.70 \text{ EUR}}$$

Al calcular los costos por separado para las instalaciones eólicas y fotovoltaicas, se puede apreciar que apenas podrían ser rentables con las potencias establecidas inicialmente. Esta falta de rentabilidad se debe a que los costos serán más atractivos a medida que se incremente la potencia y se optimiza el aprovechamiento de los recursos. Sin embargo, la planta híbrida se presenta como una opción atractiva al combinar las funciones de dos tecnologías distintas en una sola unidad, lo que conlleva un significativo ahorro.

5.3.2 OPEX

Por otro lado, para el OPEX, se consideró la operación y mantenimiento de las instalaciones en los próximos 25 años, que es un valor promedio para la vida útil de una planta de generación de energía. El OPEX se considerará a partir del año N° 1, ya que el año N° 0 se contabiliza en el CAPEX del proyecto.

Tomando como referencia los datos de la Figura 50 y Figura 51, para la instalación eólica se tomará un valor de $28.833 \text{ USD}/_{kW}$ al año al comenzar a realizar el OPEX a partir del año 2025, mientras que para una instalación fotovoltaica se considerará un valor equivalente a $20.483 \text{ USD}/_{kW}$ al año, tomando el mismo criterio.

Tomando en cuenta la potencia de las instalaciones, se tendrá entonces:

- Para la instalación eólica:

$$\begin{aligned} \text{USD}/_{\text{año } EÓLICA} &= (28.833 \text{ USD}/_{kW} * \text{año})(12,500 \text{ kW}) \\ \text{USD}/_{\text{año } EÓLICA} &= \mathbf{360,412.50 \text{ USD}/_{\text{año}}} \end{aligned}$$

- Para la instalación fotovoltaica:

$$\begin{aligned} \text{USD}/_{\text{año } FV} &= (20.483 \text{ USD}/_{kW} * \text{año})(5,141 \text{ kW}) \\ \text{USD}/_{\text{año } FV} &= \mathbf{105,303.10 \text{ USD}/_{\text{año}}} \end{aligned}$$

Al igual que en la sección anterior, se consideró una tasa de cambio de $0.9277 \frac{EUR}{USD}$. Adicionalmente, se supuso un valor de 1% de inflación correspondiente a cada año.

Por lo tanto, para una instalación eólica se tiene que:

$$OPEX_{EÓLICA - \text{Año } n} = (360,412.50 \text{ USD}/_{\text{año}})(Tasa \text{ de cambio }_{\text{Año } n})$$

De modo que:

- Para el Año 1:

$$OPEX_{EÓLICA - \text{Año } 1} = (360,412.50 \text{ USD/año}) \left(0.9277 \frac{EUR}{USD} \right) = 334,354.68 \text{ EUR/año}$$

- Para el Año 2:

$$OPEX_{EÓLICA - \text{Año } 2} = (360,412.50 \text{ USD/año}) \left(0.9370 \frac{EUR}{USD} \right) = 337,698.22 \text{ EUR/año}$$

Y así sucesivamente para el resto de los años.

Por otro lado, para la instalación fotovoltaica también se tomaría el mismo criterio, cambiando a su respectivo valor de 105,303.10 USD/año .

$$OPEX_{FV - \text{Año } n} = (105,303.10 \text{ USD/año}) (\text{Tasa de cambio}_{\text{Año } n})$$

Por lo tanto:

- Para el Año 1:

$$OPEX_{FV - \text{Año } 1} = (105,303.10 \text{ USD/año}) \left(0.9277 \frac{EUR}{USD} \right) = 97,689.69 \text{ EUR/año}$$

- Para el Año 2:

$$OPEX_{FV - \text{Año } 2} = (105,303.10 \text{ USD/año}) \left(0.9370 \frac{EUR}{USD} \right) = 98,666.59 \text{ EUR/año}$$

Y así sucesivamente, hasta el Año N° 25.

A continuación, en la Tabla 16 se muestra el OPEX a través de los años para una instalación eólica y fotovoltaica independientes.

Tabla 16. OPEX para una instalación eólica y fotovoltaica independientes.
Fuente: Elaboración propia utilizando datos del NREL de EE. UU.

Año	Tasa de cambio		$OPEX_{EÓLICA}$	$OPEX_{FV}$
	EUR/USD	EUR/año	EUR/año	EUR/año
0	2024	-	-	-
1	2025	0.9277	€334,354.68	€97,689.69
2	2026	0.9370	€337,698.22	€98,666.59
3	2027	0.9463	€341,075.21	€99,653.25
4	2028	0.9558	€344,485.96	€100,649.78
5	2029	0.9654	€347,930.82	€101,656.28
6	2030	0.9750	€351,410.13	€102,672.84
7	2031	0.9848	€354,924.23	€103,699.57
8	2032	0.9946	€358,473.47	€104,736.57
9	2033	1.0046	€362,058.20	€105,783.93
10	2034	1.0146	€365,678.79	€106,841.77
11	2035	1.0248	€369,335.57	€107,910.19
12	2036	1.0350	€373,028.93	€108,989.29
13	2037	1.0454	€376,759.22	€110,079.19
14	2038	1.0558	€380,526.81	€111,179.98
15	2039	1.0664	€384,332.08	€112,291.78
16	2040	1.0770	€388,175.40	€113,414.70
17	2041	1.0878	€392,057.15	€114,548.84
18	2042	1.0987	€395,977.72	€115,694.33
19	2043	1.1097	€399,937.50	€116,851.27
20	2044	1.1208	€403,936.88	€118,019.79
21	2045	1.1320	€407,976.25	€119,199.99
22	2046	1.1433	€412,056.01	€120,391.98
23	2047	1.1547	€416,176.57	€121,595.90
24	2048	1.1663	€420,338.33	€122,811.86
25	2049	1.1779	€424,541.72	€124,039.98
TOTAL			€9,443,245.83	€2,759,069.37

En el caso de una planta híbrida, se ha considerado la suma del OPEX para una instalación eólica en conjunto con el OPEX de una instalación fotovoltaica, considerando un 10 % de ahorro para cada año.

Se tiene entonces que:

$$OPEX_{Planta\ Híbrida} = (OPEX_{Eólico} + OPEX_{FV}) - Ahorro_{Aspectos\ compartidos}$$

En la Tabla 17 se muestran los valores obtenidos para una instalación híbrida eólica – solar en los próximos 25 años.

Tabla 17. OPEX para una instalación híbrida eólica – solar.
Fuente: Elaboración propia.

Año		$OPEX_{Eólica} + OPEX_{FV}$	Ahorro	$OPEX_{planta\ Híbrida}$
		EUR/año	EUR/año	EUR/año
0	2024	-	-	-
1	2025	€432,044.36	€43,204.44	€388,839.93
2	2026	€436,364.81	€43,636.48	€392,728.33
3	2027	€440,728.46	€44,072.85	€396,655.61
4	2028	€445,135.74	€44,513.57	€400,622.17
5	2029	€449,587.10	€44,958.71	€404,628.39
6	2030	€454,082.97	€45,408.30	€408,674.67
7	2031	€458,623.80	€45,862.38	€412,761.42
8	2032	€463,210.04	€46,321.00	€416,889.03
9	2033	€467,842.14	€46,784.21	€421,057.92
10	2034	€472,520.56	€47,252.06	€425,268.50
11	2035	€477,245.76	€47,724.58	€429,521.19
12	2036	€482,018.22	€48,201.82	€433,816.40
13	2037	€486,838.40	€48,683.84	€438,154.56
14	2038	€491,706.79	€49,170.68	€442,536.11
15	2039	€496,623.86	€49,662.39	€446,961.47
16	2040	€501,590.09	€50,159.01	€451,431.09
17	2041	€506,606.00	€50,660.60	€455,945.40
18	2042	€511,672.06	€51,167.21	€460,504.85
19	2043	€516,788.78	€51,678.88	€465,109.90
20	2044	€521,956.66	€52,195.67	€469,761.00
21	2045	€527,176.23	€52,717.62	€474,458.61
22	2046	€532,447.99	€53,244.80	€479,203.19
23	2047	€537,772.47	€53,777.25	€483,995.23
24	2048	€543,150.20	€54,315.02	€488,835.18
25	2049	€548,581.70	€54,858.17	€493,723.53
TOTAL				€10,982,083.67

El costo asociado al OPEX de una planta híbrida será de 10,982,083.67 €. Con esto, se puede afirmar que existe un ahorro equivalente a 1,220,231.53 €, en comparación con el OPEX por separado de la ejecución de un proyecto eólico y solar de forma independiente.

La energía solar y eólica son actualmente dos de las fuentes de energía más económicas disponibles, con costos que siguen disminuyendo cada año. Esta tendencia hacia la reducción de costos hace que la inversión en plantas híbridas sea cada vez más atractiva para los promotores de parques.

Las referencias bibliográficas indican que los mayores ahorros en cuanto al CAPEX de la sección fotovoltaica de la planta híbrida estarían principalmente en la obra civil, en el

desarrollo del proyecto y en los equipos y redes eléctricas. Esto también incluiría un ahorro económico en la parte correspondiente a la operación y mantenimiento de la planta [60]. Por otro lado, la economía de escala es esencial en este tipo de proyectos. Entre más alta sea la potencia nominal de la instalación, se tendrá una disminución en los costos asociados.

Por otro lado, el personal de la planta y los costes fijos asociados se comparten conjuntamente. De esta forma existe la posibilidad de prestar los servicios de operación y mantenimiento al proyecto de una forma más rentable.

5.4 Evaluación de Impacto Ambiental

En esta sección se abordará los distintos aspectos de interés ambiental considerados en la implementación de una planta híbrida eólica – solar. Al ser este un proyecto de carácter académico, se considerará aquellos impactos más relevantes. Estos se analizarán en la Tabla 18.

Tabla 18. Evaluación de Impacto Ambiental para el presente proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

Impacto	Objetivo	Tipo de impacto	Justificación
CALIDAD DEL AIRE LOCAL	Analizar la ausencia de contaminación del aire en comparación con plantas de energía basadas en combustibles fósiles.	SIN IMPACTO	Al no generar contaminantes atmosféricos como las plantas basadas en combustibles fósiles, no se observa impacto en la calidad del aire local.
CONSUMO DE AGUA	Considerar la baja demanda de agua, crucial en áreas con recursos hídricos limitados.	SIN IMPACTO	No requiere grandes cantidades de agua para la generación de energía, lo que no impacta el consumo de agua en áreas con recursos limitados.
DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA	Evaluar cómo el proyecto mejora la seguridad energética y reduce la dependencia de fuentes fósiles.	IMPACTO POSITIVO	Al ser de origen renovable, la planta híbrida mejora la seguridad energética y reduce la dependencia de combustibles fósiles.
EMISIONES DE CALOR	Examinar la falta de calor residual significativo que podría afectar el microclima local.	SIN IMPACTO	Al no producir calor residual significativo, no se observa impacto en las emisiones de calor locales.
ESTABILIDAD DE LA RED ELÉCTRICA	Considerar cómo la planta híbrida puede mejorar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.	IMPACTO POSITIVO	La combinación de energía eólica y solar puede proporcionar una fuente de energía más estable y confiable, reduciendo la intermitencia que se observa cuando se utilizan por separado.
IMPACTO EN LA FAUNA	Evaluar los efectos adversos y la posible perturbación de la vida silvestre en la zona.	IMPACTO NEGATIVO	Puede interrumpir los hábitats naturales y reducir áreas de alimentación y reproducción, además del potencial molesto del reflejo solar en las superficies de los paneles solares, como también del riesgo de colisiones en los aerogeneradores.
IMPACTOS VISUALES	Analizar cómo el cambio en el paisaje visual es percibido por la comunidad y los turistas.	IMPACTO NEGATIVO	Alteración del paisaje visual, percibido negativamente por locales y turistas. Esto puede afectar su experiencia y valoración del entorno.
INTEGRACIÓN CON OTRAS INFRAESTRUCTURAS	Evaluar la capacidad de integración con sistemas de almacenamiento de energía y otras infraestructuras, mejorando la eficiencia energética.	IMPACTO POSITIVO	Permite una mejor gestión de la energía generada, así como una mayor flexibilidad en la respuesta a la demanda eléctrica. Con esto se puede mejorar la eficiencia y la fiabilidad del suministro energético en la región.

GENERACIÓN DE EMPLEO	Analizar los beneficios económicos y sociales derivados de la creación de empleos locales durante la construcción y operación.	IMPACTO POSITIVO	La construcción y mantenimiento de plantas híbridas eólicas-solares puede generar empleos locales y fomentar el desarrollo económico.
GESTIÓN DE RESIDUOS AL FINAL DE SU VIDA ÚTIL	Planificar la eliminación o reciclaje de componentes al final de su vida útil, abordando los desafíos ambientales y logísticos.	IMPACTO NEGATIVO	La gestión de residuos al final de su vida útil presenta desafíos en la eliminación o reciclaje de componentes al final de su vida útil.
REDUCCIÓN DE EMISIONES	Cuantificar la disminución de CO ₂ y otros contaminantes en comparación con las plantas de energía fósil.	IMPACTO POSITIVO	La planta híbrida contribuye a la disminución de CO ₂ y otros gases contaminantes en comparación con plantas de energía fósil.
RUIDO	Estudiar el impacto del ruido de los módulos fotovoltaicos y turbinas eólicas en la fauna y comunidades cercanas al proyecto.	IMPACTO NEGATIVO	Los paneles solares no generan ruido; sin embargo, las turbinas eólicas pueden afectar en este aspecto a la fauna y a las comunidades cercanas.
USO DEL SUELO	Evaluar el uso eficiente del terreno cuando se combinan infraestructuras eólicas y solares, evitando la necesidad de terrenos adicionales para instalaciones separadas.	IMPACTO POSITIVO	Las plantas híbridas utilizan las mismas infraestructuras y terrenos, optimizando el uso del suelo en comparación con instalaciones separadas de energía eólica y solar.

En resumen, la implementación de sistemas híbridos que combinan la energía eólica y solar presenta una serie de ventajas ambientales significativas. Estos sistemas permiten reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, lo que contribuye a mitigar el cambio climático y preservar la calidad del aire. A pesar de que puedan surgir impactos negativos, como la interrupción de hábitats naturales y el deslumbramiento potencial de aves debido al reflejo solar, una planificación detallada y la aplicación de medidas de mitigación pueden reducir estos efectos adversos. En consecuencia, los sistemas híbridos representan una solución ambientalmente responsable para satisfacer las demandas energéticas de manera sostenible.

CONCLUSIONES

En el presente estudio se examinó el potencial de generación de energía eólica y fotovoltaica para la implementación de una planta híbrida. Se estudiaron tres ubicaciones con diferentes condiciones geográficas y meteorológicas de la Península Ibérica, estando estas ubicadas en las provincias de La Coruña, Zaragoza y Cádiz.

Desde el contexto fotovoltaico, la localidad en La Coruña cuenta con un índice de rendimiento equivalente al 1.99%, resultando en el valor más alto debido a sus menores pérdidas por temperatura. Sin embargo, esta localidad tendrá una producción total menor, inyectando un 20.69 % menos a la red que la localidad en Cádiz. Esta última, destaca por su alta producción fotovoltaica anual debido a la radiación solar que recibe, siendo 21% superior a La Coruña y un 7% superior a Zaragoza. No obstante, la localidad en Cádiz presenta pérdidas significativas por temperatura, aproximadamente un 3.5%, lo cual es un 75.88 % más respecto a la localidad en La Coruña. Por otro lado, la ubicación en Zaragoza se encuentra en una posición intermedia en términos de producción y eficiencia, resultando tener el valor global de incidencia en el plano receptor más favorable del estudio, siendo este de un 18.6%.

Abordando la perspectiva eólica, los tres puntos estudiados cuentan con una producción comercialmente viable ya que los tres sitios se encuentran en zonas muy ventosas de la península. En el análisis realizado, la localidad de Cádiz obtuvo la mayor producción eólica, obteniendo un total de 37.69 GWh. En segundo lugar, está La Coruña con una producción de 33.70 GWh. Por último, la localidad en Zaragoza con 29.36 GWh, la cual obtuvo una diferencia de 666 horas equivalentes en comparación con la localidad de Cádiz.

El análisis reveló una complementariedad prometedora entre el recurso eólico y fotovoltaico en estas localidades, lo que permite maximizar la producción y garantizar un suministro energético estable a lo largo del año. Esta complementariedad se hace evidente en las variaciones estacionales de producción, donde cada fuente de energía alcanza su pico en diferentes momentos del año. Esta variabilidad estacional es esencial para satisfacer las demandas energéticas cambiantes y reducir la necesidad a otras fuentes de energía de respaldo. Además, se ha podido comprobar que las características geográficas y meteorológicas del sitio de la instalación están estrechamente relacionadas con esta complementariedad entre ambos recursos. Por lo tanto, es fundamental realizar un análisis exhaustivo del emplazamiento para poder así garantizar su rentabilidad.

Esto se ve reflejado en casos de estudios como el de la localidad de Zaragoza; la cual cuenta con una marcada producción eólica con valles y que se ve compensada por la

instalación fotovoltaica en los periodos de baja generación. Este punto se destaca como el más adecuado para una planta híbrida en comparación con las demás localidades abordadas en este estudio debido a su equilibrio óptimo entre ambas producciones. Cabe mencionar que, aunque la localidad de Cádiz obtiene la mayor cantidad de energía generada al complementar ambas fuentes, no sería la más idónea para implementar la complementariedad. Esto se debe a que la producción de la planta híbrida en Cádiz sigue el patrón de la generación eólica durante todo el año. No obstante, es interesante plantear a la localidad de La Coruña como una segunda opción para implementar la planta híbrida. Esto se debe a que su comportamiento de complementariedad es apreciable principalmente durante los meses de verano, donde cuenta con una alta contribución de energía fotovoltaica y con un alto potencial eólico en todo el año.

Por otro lado, este estudio reafirma que los proyectos híbridos pueden servir como un respaldo valioso para proyectos eólicos existentes; ya que, al combinar estas plantas con tecnología fotovoltaica, existirá un incremento en la producción de energía, obteniendo como resultado un mínimo riesgo de ingresos insuficientes en periodos de baja generación eólica para los desarrolladores de proyectos.

La optimización del diseño de una planta híbrida es crucial después de evaluar el recurso del sitio. Esto implica realizar un análisis detallado de los datos de producción y adaptar el diseño de la planta según las características específicas del sitio. Asimismo, la gestión del límite de evacuación de energía disponible para la conexión a la red eléctrica es un parámetro crítico que debe considerarse en todas las etapas del proyecto.

Desde una perspectiva económica, las plantas híbridas ofrecen un atractivo significativo al compartir infraestructura y terrenos para dos instalaciones de tecnologías diferentes, reduciendo así un 12% de ahorro en el CAPEX y un 10 % por año del OPEX, en comparación del caso de una ejecución de proyectos eólicos y fotovoltaicos de forma individual. Por otro lado, este enfoque también minimiza los impactos ambientales al maximizar la utilización de los recursos disponibles.

La integración de estas tecnologías en una planta híbrida representa una solución técnica y económicamente eficiente, contribuyendo a una transición energética más eficiente y sostenible hacia un futuro ambientalmente responsable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. G. Robles Velotti, «Análisis económico de hibridación de planta solar fotovoltaica y eólica», Universidad de Sevilla, 2023. Accedido: 2 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://idus.us.es/handle/11441/151911>
- [2] «La eólica en España», Asociación Empresarial Eólica. Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://aeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [3] R. Eléctrica, «REData - Potencia instalada», Red Eléctrica. Accedido: 24 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- [4] ESIOS - Red Eléctrica, «Unidades físicas». Accedido: 24 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es/unidades-fisicas>
- [5] ESIOS - Red Eléctrica, «Mapa Instalaciones Eólicas | ESIOS». Accedido: 24 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-eolicas>
- [6] E. Press, «Enlight Energiza Gecama, el parque eólico más grande de España». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.europapress.es/comunicados/internacional-00907/noticia-comunicado-enlight-energiza-gecama-parque-eolico-mas-grande-espana-20220725090127.html>
- [7] «Enel Green Power España ha puesto en servicio su mayor parque eólico de España, Tico Wind». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/2022/05/enel-green-power-espana-puesto-servicio-mayor-parque-eolico-espana-tico-wind>
- [8] «La turbina eólica más potente que hay en España se instalará en el nuevo parque Cuevas de Velasco - Voces de Cuenca». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.vocesdecuenca.com/provincia/la-turbina-eolica-mas-potente-que-hay-en-espana-se-instalara-en-el-nuevo-parque-cuevas-de-velasco/>
- [9] «Enel Green Power España inicia la construcción de capacidad eólica en la provincia de Cuenca». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/2021/12/enel-green-power-espana-inicia-la-construccion-de-capacidad-eolica-en-la-provincia-de-cuenca>
- [10] Clara Pinar, «La España “eólica” y la que no lo es: el 80% de la población de Albacete y Zaragoza vive junto a un parque; en Madrid y Alicante no hay», *www.20minutos.es - Últimas Noticias*. Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.20minutos.es/noticia/5202963/0/espana-eolica-que-no-es-mas-80-poblacion-albacete-zaragoza-vive-lado-un-parque-madrid-alicante-no-hay/>
- [11] ESIOS - Red Eléctrica, «Mapa Instalaciones Fotovoltaicas | ESIOS». Accedido: 24 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes/mapa-instalaciones-fotovoltaicas>
- [12] D. Page, «El mapa del boom solar en España: tres CCAA acaparan el 80% de todas las nuevas plantas», *elperiodicodeespana*. Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.epe.es/es/activos/20231001/renovables-fotovoltaica-mapa-boom-solar-espana-92726363>
- [13] «Solaria conecta a la red eléctrica el complejo fotovoltaico Cifuentes-Trillo (Guadalajara), con 626 MW». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea].

- Disponible en: <https://www.europapress.es/economia/noticia-solaria-conecta-red-electrica-complejo-fotovoltaico-cifuentes-trillo-guadalajara-626-mw-20230302143958.html>
- [14] Iberdrola, «Francisco Pizarro, el mayor proyecto fotovoltaico de Europa», Iberdrola. Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/planta-fotovoltaica-francisco-pizarro>
- [15] Iberdrola, «Núñez de Balboa, la mayor planta fotovoltaica de Europa», Iberdrola. Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica/planta-fotovoltaica-nunez-de-balboa>
- [16] «Qualitas Energy cierra una refinanciación de casi 280 millones de euros para la planta solar de Mula, una de las más grandes de Europa | Qualitas Energy». Accedido: 4 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://qualitasenergy.com/qualitas-energy-cierra-una-refinanciacion-de-casi-280-millones-de-euros-para-la-planta-solar-de-mula-una-de-las-mas-grandes-de-europa/>
- [17] Statkraft, «Talayuela Solar». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.proyectos.statkraft.es/talayuela/>
- [18] Soltec, «Talasol - Soltec». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://soltec.com/es/proyectos/talasol/>
- [19] Asociación Empresarial Eólica, «Fomento de la Hibridación Eólica: Propuesta Regulatoria», ago. 2019.
- [20] F. Gomez Molina, «Proyecto de Instalación Renovable Híbrida (Solar + Eólica)», masters, E.T.S.I. Diseño Industrial (UPM), 2022. Accedido: 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://oa.upm.es/71501/>
- [21] Carmen Monforte, «EDP pone en marcha la primera planta renovable híbrida de la Península | Empresas | Cinco Días», Cinco Días. Accedido: 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2023/01/13/companias/1673633450_357453.html#
- [22] «EDPR conecta a la red el primer parque híbrido eólico-solar de España», El Periódico de la Energía. Accedido: 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/edpr-conecta-red-primer-parque-hibrido-eolico-solar-espana/>
- [23] «Iberdrola concluye la construcción en Castilla y León de la primera planta híbrida eólica y solar de España», El Periódico de la Energía. Accedido: 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-concluye-construccion-castilla-y-leon-primer-planta-hibrida-eolica-solar-espana/>
- [24] «ACCIONA Energía completa su primera planta híbrida eólica y solar». Accedido: 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.acciona.com/es/actualidad/noticias/acciona-energia-completa-primer-planta-hibrida-eolica-solar/?utm_source=linkedin&utm_medium=social&utm_campaign=202401&utm_content=post&utm_term=energia&_adin=0199766968
- [25] «Renewable energy targets - European Commission». Accedido: 11 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en

- [26] D. Page, «España hace historia y producirá este año por primera vez más de la mitad de su electricidad con renovables», *elperiodicodeespana*. Accedido: 3 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.epe.es/es/activos/20231212/energias-renovables-espana-record-renovables-mitad-electricidad-95712251>
- [27] Red Eléctrica, «REData - Evolucion renovable no renovable», Red Eléctrica. Accedido: 3 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/evolucion-renovable-no-renovable>
- [28] WindEurope, «Renewable Hybrid Power Plants: Exploring the benefits and market opportunities». julio de 2019. [En línea]. Disponible en: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-renewable-hybrid-power-plants-benefits-and-market-opportunities.pdf>
- [29] M. Jiménez-Torres, C. Rus-Casas, L. G. Lemus-Zúiga, y L. Hontoria, «The Importance of Accurate Solar Data for Designing Solar Photovoltaic Systems—Case Studies in Spain», *Sustainability*, vol. 9, n.º 2, Art. n.º 2, feb. 2017, doi: 10.3390/su9020247.
- [30] M. Nfaoui y K. El-Hami, «Extracting the maximum energy from solar panels», *Energy Rep.*, vol. 4, pp. 536-545, nov. 2018, doi: 10.1016/j.egy.2018.05.002.
- [31] Ll. Lledó, V. Torralba, A. Soret, J. Ramon, y F. J. Doblas-Reyes, «Seasonal forecasts of wind power generation», *Renew. Energy*, vol. 143, pp. 91-100, dic. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.04.135.
- [32] A. Das, H. K. Jani, G. Nagababu, y S. S. Kachhwaha, «A comprehensive review of wind-solar hybrid energy policies in India: Barriers and Recommendations», *Renew. Energy Focus*, vol. 35, pp. 108-121, dic. 2020, doi: 10.1016/j.ref.2020.09.004.
- [33] IDAE, «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red: Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica». [En línea]. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_5654_fv_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_c20_julio_2011_426c3c8f.pdf
- [34] R. Eléctrica, «Cómo se tramita un proyecto», Red Eléctrica. Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-de-transporte/como-se-tramita-un-proyecto>
- [35] BMS Renovables, «El estado Ready To Build en renovables y la fase de construcción», Seguros para Energías Renovables. Accedido: 11 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.segurorenovables.com/punto-conexion-fotovoltaica/ready-to-build/>
- [36] M. Fasihi y C. Breyer, «Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants», *J. Clean. Prod.*, vol. 243, p. 118466, ene. 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118466.
- [37] C. Bozonnat y C. A. Schlosser, «Characterization of the Solar Power Resource in Europe and Assessing Benefits of Co-Location with Wind Power Installations».
- [38] C. Espejo Marín, «La energía eólica en España», *Investig. Geográficas*, n.º 35, p. 45, dic. 2004, doi: 10.14198/INGEO2004.35.03.
- [39] International Energy Agency (IEA), «Renewable Energy Market Update 2022: Outlook for 2022 and 2023», may 2022, [En línea]. Disponible en:

- <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d6a7300d-7919-4136-b73a-3541c33f8bd7/RenewableEnergyMarketUpdate2022.pdf>
- [40] Apuntes de clase, «Tecnología eléctrica y Redes», Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, 2023.
- [41] REE, «Red Eléctrica». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es>
- [42] «Planificación vigente 2021 - 2026 | Planificación eléctrica». Accedido: 5 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.planificacionelectrica.es/planificacion-vigente>
- [43] R. Eléctrica, «Subestaciones no ampliables para nuevas conexiones», Red Eléctrica. Accedido: 16 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/subestaciones-no-ampliables-para-nuevas-conexiones>
- [44] «BOE-A-2023-8929 Resolución de 24 de marzo de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Fornax Energy, SL, autorización administrativa previa para la instalación fotovoltaica Fornax I, de 119,75 MW de potencia pico y 117,8 MW de potencia instalada y sus infraestructuras de evacuación, en Pozuelo de Aragón, Magallón y Agón (Zaragoza).» Accedido: 16 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-8929
- [45] «Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico». Accedido: 16 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/maptra2005.pdf>
- [46] «Global Wind Atlas». Accedido: 18 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://globalwindatlas.info>
- [47] aemetblog, «VIENTOS MARÍTIMOS Y “TERRALES” EN ESPAÑA.», Aemetblog. Accedido: 24 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://aemetblog.es/2018/11/26/vientos-maritimos-y-terrales-en-espana/>
- [48] «Global Solar Atlas». Accedido: 25 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/map>
- [49] Copernicus Climate Change Service, «ERA5 monthly averaged data on single levels from 1940 to present». [object Object], 2019. doi: 10.24381/CDS.F17050D7.
- [50] Apuntes de clase, «Energía Eólica», Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, 2023.
- [51] O. A. C. N. de I. Geográfica, «Centro de Descargas del CNIG (IGN)», Centro de Descargas del CNIG. Accedido: 11 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://centrodedescargas.cnig.es>
- [52] Universidad Politécnica de Madrid, «Recursos de Cartografía Digital - 1:25.000». [En línea]. Disponible en: mapas.upm.es/BCN25/index_n.html
- [53] G. Navarro Diaz, «(Español) Simulación del efecto de la interacción de turbinas eólicas con su entorno - (English) Simulation of the effect of the wind turbines interaction with the environment», 2019.
- [54] «Energía Eólica: Guía Técnica - Agencia Andaluza de la Energía». Accedido: 26 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/guia_tecnica_energia_minieolica.pdf
- [55] «POWER | Data Access Viewer». Accedido: 25 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

- [56] «JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission». Accedido: 25 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [57] Apuntes de clase, «Energía Fotovoltaica», Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial, Universidad Politécnica de Madrid, 2023.
- [58] J. Santa Cruz Montero, «Study of electric road feasibility with the contribution of wind power», masters, E.T.S.I. Industriales (UPM), 2023. Accedido: 25 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://oa.upm.es/75252/>
- [59] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Technologies | Electricity | 2023 | ATB | NREL». Accedido: 9 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/technologies>
- [60] Australian Renewable Energy Agency, «Co-Location Investigation: A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia», Australia, 15 de marzo de 2016. [En línea]. Disponible en: <https://arena.gov.au/assets/2016/01/AECOM-Wind-solar-Co-location-Study-1.pdf>
- [61] «WAsP - Prices». Accedido: 17 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.wasp.dk/prices>
- [62] «Shop – PVsyst». Accedido: 17 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/shop-prices/>
- [63] «Global Mapper- El poder de crear mapas | Danysoft», Danysoft : Soluciones Software Profesionales. Accedido: 17 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.danysoft.com/global-mapper/>
- [64] «Compara todos los planes de Microsoft 365 (anteriormente Office 365): Microsoft Store». Accedido: 17 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.microsoft.com/es-es/microsoft-365/buy/compare-all-microsoft-365-products>
- [65] «Portátil HP Pavilion 15-eg3000ns, i5, 16GB, 512GB SSD, 15,6", W11 · HP · El Corte Inglés». Accedido: 17 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.elcorteingles.es/electronica/A47363587-portatil-hp-pavilion-15-eg3000ns-i5-16gb-512gb-ssd-156-w11/>
- [66] «SDG Impact Assessment Tool». Accedido: 13 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://sdgimpactassessmenttool.org/en-gb>

PLANIFICACIÓN TEMPORAL Y PRESUPUESTO

En esta sección se abordará la planeación temporal y económica que ha conllevado la confección del presente trabajo.

A.1 Planificación del estudio

El proyecto tiene una duración desde el lunes 4 de diciembre de 2023 hasta el martes 30 de abril de 2024, con un total de 148 días. Excluyendo 42 días de fines de semana, se cuenta con 106 días efectivos para su realización. A continuación, en la Figura 52 se muestra la distribución de la elaboración del trabajo.

MES	DICIEMBRE		ENERO					FEBRERO					MARZO					ABRIL				
N.º SEMANA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19			
PROPUESTA DE PROYECTO FINAL	■																					
DESARROLLO TEÓRICO		■	■	■	■	■	■	■														
DESARROLLO DE SIMULACIONES									■	■	■	■	■	■	■							
ANÁLISIS DE RESULTADOS															■	■	■	■	■			
CONCLUSIONES																		■	■			

Figura 52. Estructura temporal para el presente estudio en semanas.
Fuente: Elaboración propia.

A.2 Presupuesto del estudio

A continuación, se abordará brevemente en esta sección los diferentes recursos necesarios para la realización de este proyecto.

A.2.1. Recursos humanos

Para este apartado, se ha considerado que el estudiante gana 5.00 € por cada hora, trabajando un total de 7 horas en días laborales. Con 106 días de trabajo, se obtendría un total de 3,710.00 €.

En cuanto a los tutores académicos y externos, ambos poseen un título de ingeniero doctor superior. Se ha considerado un costo de 45.00 € por hora, suponiendo 35 horas de supervisión y apoyo al estudiante, por lo que el costo total para cada tutor sería de 1,575.00 €. En la Tabla 19 se muestran los costos asociados a los recursos humanos para este proyecto.

Tabla 19. Recursos humanos utilizados en el presente estudio.
Fuente: Elaboración propia.

RECURSOS UTILIZADOS	TIEMPO (h)	COSTO (€/h)	TOTAL
ACTIVIDAD REALIZADA POR EL ESTUDIANTE	742	5.00	€ 3,710.00
ACTIVIDAD REALIZADA POR EL TUTOR ACADÉMICO	35	45.00	€ 1,575.00
ACTIVIDAD REALIZADA POR EL TUTOR EXTERNO	35	45.00	€ 1,575.00
TOTAL			€ 6,860.00

A.2.2. Recursos materiales

Para la ejecución de este proyecto, se han empleados los siguientes recursos materiales:

- **Software WAsP 10:** De acuerdo con la información proporcionada por el fabricante [61], la licencia inicial del software *WAsP* que incluye todo el paquete necesario para el primer año, tiene un costo de 1,990.00 €.
- **Software PVSyst:** La licencia profesional del software *PVSyst*, que proporciona funciones ilimitadas, acceso sin restricciones a la base de datos y actualizaciones, tiene un costo anual de 615.00 € según el fabricante [62].
- **Software Global Mapper:** El costo de la licencia del software *Global Mapper*, que incluye una amplia gama de funciones SIG, es de 599.00 € [63].
- **Microsoft 365 personal:** Este paquete incluye licencias para software de productividad como *Microsoft Word* y *Microsoft Excel*, entre otros. El costo anual del plan personal, que cubre a una sola persona, es de 69.00 € [64].
- **Equipo Informático:** Se ha utilizado el portátil HP Pavilion 15-eg3000ns, con las siguientes especificaciones: procesador i5, 16GB, 512GB SSD, pantalla de 15,6" y sistema operativo Windows 11. El valor de este equipo es de 749.00 € [65].

A continuación, en la Tabla 20 se recopilan los costos asociados a los recursos materiales del presente proyecto:

Tabla 20. Recursos materiales utilizados en el presente estudio.
Fuente: Elaboración propia.

RECURSOS UTILIZADOS	COSTO (€)
ORDENADOR	€ 749.00
LICENCIA PARA MICROSOFT OFFICE	€ 69.00
LICENCIA PARA WAsP 10	€ 1,990.00
LICENCIA PARA PVSYST	€ 615.00
LICENCIA PARA GLOBAL MAPPER	€ 599.00
TOTAL	€ 4,022.00

A.2.3. Total global de recursos

Si se recopila los costos asociados a recursos humanos y materiales, abordados en las secciones anteriores, se tiene el costo total del proyecto, el cual asciende a la cantidad de 10,882.00 € en total.

Tabla 21. Total global de recursos utilizados en el presente estudio.
Fuente: Elaboración propia.

RECURSOS UTILIZADOS	COSTO
RECURSOS HUMANOS	€ 6,860.00
RECURSOS MATERIALES	€ 4,022.00
TOTAL	€ 10,882.00

CONTRIBUCIÓN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Esta sección se enfocará en la contribución que conlleva este proyecto en cuanto a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Utilizando la herramienta *SDG Impact Assessment* [66], se procederá analizar cada uno de los ODS.

A continuación, en la Tabla 22, se mostrarán una definición de cada uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, además de su respectiva justificación en cuanto al tipo de impacto en el estudio.

Tabla 22. Análisis de los Objetivos de Desarrollo Sostenible para el proyecto estudiado.
Fuente: *Elaboración propia.*

Nº ODS	NOMBRE	CONTEXTO	TIPO DE IMPACTO	JUSTIFICACIÓN
1	FIN DE LA POBREZA	Poner fin a la pobreza en todas sus formas en todo el mundo	SIN IMPACTO	-
2	HAMBRE CERO	Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible	SIN IMPACTO	-
3	SALUD Y BIENESTAR	Garantizar una vida sana y promover el bienestar para todos en todas las edades	SIN IMPACTO	-
4	EDUCACIÓN DE CALIDAD	Garantizar una educación inclusiva, equitativa y de calidad y promover oportunidades de aprendizaje permanente para todos	SIN IMPACTO	-
5	IGUALDAD DE GÉNERO	Lograr la igualdad entre los géneros y empoderar a todas las mujeres y las niñas	SIN IMPACTO	-
6	AGUA LIMPIA Y SANEAMIENTO	Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos	SIN IMPACTO	-
7	ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE	Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos	DIRECTO POSITIVO	Las fuentes de origen renovables reemplazan a las fuentes de energía convencional, por lo que se emitiría menos emisiones contaminantes debido a su explotación y operación.
8	TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO	Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos	DIRECTO POSITIVO	Se crearían nuevos empleos como un desarrollo económico en la región.
9	INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA	Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación	DIRECTO POSITIVO	Contribuyen al desarrollo de una infraestructura sostenible al ser de fuente renovable, como también incentiva la innovación en este tipo de tecnología.

10	REDUCCIÓN DE LAS DESIGUALDADES	Reducir la desigualdad en los países y entre ellos	INDIRECTO POSITIVO	Crea un aumento en el acceso a las energías limpias en la población, creando empleos, a la vez que se promueve la sostenibilidad.
11	CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES	Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles	DIRECTO POSITIVO	La producción de energía de manera descentralizada a través de plantas híbridas puede beneficiar a las comunidades locales al ofrecer una fuente sostenible de energía.
12	PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES	Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	DIRECTO POSITIVO	Al ser una fuente de origen renovable, constituye un enfoque sostenible para aprovechar los recursos del planeta sin causar daños al medio ambiente.
13	ACCIÓN POR EL CLIMA	Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos	DIRECTO POSITIVO	Bajo impacto ambiental y emisiones mínimas al ambiente.
14	VIDA SUBMARINA	Conservar y utilizar sosteniblemente los océanos, los mares y los recursos marinos para el desarrollo sostenible	INDIRECTO NEGATIVO	La extracción de materiales para los equipos y el transporte de estos implican el uso de infraestructuras portuarias en donde si no se gestiona adecuadamente, podría afectar.
15	VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES	Proteger, restablecer y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres, gestionar sosteniblemente los bosques, luchar contra la desertificación, detener e invertir la degradación de las tierras y detener la pérdida de biodiversidad	DIRECTO NEGATIVO	Afectación a las aves debido a las palas. Cambios en la migración y anidación de animales. Posible afectación por el electromagnetismo en las subestaciones.
16	PAZ, JUSTICIA E INSTITUCIONES SÓLIDAS	Promover sociedades pacíficas e inclusivas para el desarrollo sostenible, facilitar el acceso a la justicia para todos y construir a todos los niveles instituciones eficaces e inclusivas que rindan cuentas	INDIRECTO NEGATIVO	En algunos casos, la implementación de este proyecto podría generar conflictos relacionados con el uso de tierras entre comunidades locales y los desarrolladores del proyecto.
17	ALIANZAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS	Fortalecer los medios de implementación y revitalizar la Alianza Mundial para el Desarrollo Sostenible	INDIRECTO POSITIVO	Implica la colaboración entre el sector público y privado, como también promueve la cooperación internacional al contribuir a la aceleración de la transición energética.

Por lo tanto, se ha obtenido el siguiente resultado:

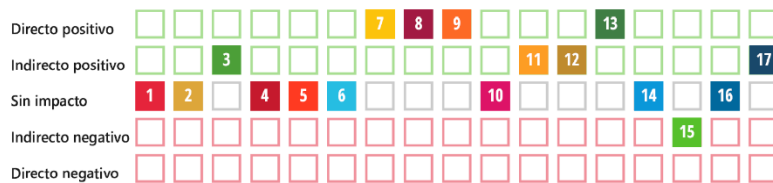


Figura 53. Resultado obtenido para una planta de hibridación eólica – solar.
Fuente: SDG Impact Assessment.

El análisis realizado evidencia que un proyecto híbrido eólico-solar se alinea considerablemente con los ODS y resulta beneficioso. El proyecto contribuye de forma positiva a múltiples ODS. Aunque se obtienen algunos impactos negativos indirectos, los beneficios generales del proyecto en términos de sostenibilidad ambiental, económica y social lo posicionan como una iniciativa favorable y coherente con los Objetivos globales de Desarrollo Sostenible.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de instalaciones eólicas en el territorio español.	2
Figura 2. Mapa de instalaciones fotovoltaicas en territorio español.	3
Figura 3. Ubicación de plantas híbridas a lo largo del mundo.	5
Figura 4. Mercado renovable más relevante respecto a la capacidad del recurso de cada país.	8
Figura 5. Estructura de la generación renovable y no renovable en el sistema eléctrico español en los últimos 10 años.	9
Figura 6. Diferentes casos de plantas de hibridación eólica – solar.	11
Figura 7. Perfiles de generación para una planta híbrida en España.	13
Figura 8. Mapa mundial con horas de plena carga de energía fotovoltaica (fija) y eólica.	18
Figura 9. Variación geográfica del parámetro de anticorrelación normalizado para la ubicación de las potencias eólica y solar a lo largo de las horas de luz solar.	19
Figura 10. Estimación del CAPEX en energía solar fotovoltaica y eólica terrestre para nuevos proyectos a través de los últimos años.	21
Figura 11. Esquema del sistema eléctrico peninsular.	23
Figura 12. Configuraciones de conexión para una planta híbrida.	24
Figura 13. Red eléctrica para el punto de estudio en La Coruña.	25
Figura 14. Red eléctrica para el punto de estudio en Zaragoza.	25
Figura 15. Red eléctrica para el punto de estudio en Cádiz.	26
Figura 16. Mapa de la densidad de potencia media en España junto a los tres puntos a estudiar.	27
Figura 17. Mapa de potencia de salida en módulos para la Península Ibérica.	28
Figura 18. Curvas de altimetría recopiladas de los puntos a estudiar en La Coruña, Zaragoza y Cádiz.	31
Figura 19. Mapas de rugosidades de los puntos estudiados.	33
Figura 20. Aerogenerador N90/2500 LS del fabricante Nordex.	33
Figura 21. Curva de potencia del aerogenerador Nordex N90-2500 LS junto a sus datos de producción.	35
Figura 22. Rosa de los vientos para la localidad de La Coruña.	36
Figura 23. Rosa de los vientos para la localidad de Zaragoza.	37
Figura 24. Rosa de los vientos para la localidad de Cádiz.	37
Figura 25. Velocidad y potencia en función de la altura y rugosidad para la localidad en La Coruña.	38
Figura 26. Velocidad y potencia en función de la altura y rugosidad en la localidad en Zaragoza.	39

Figura 27. Velocidad y potencia en función de la altura y rugosidad para la localidad en Cádiz.....	39
Figura 28. Distribución de la AEP para todos los sectores de los puntos a estudiar en La Coruña, Zaragoza y Cádiz.	40
Figura 29. Trayectoria solar para las localidades estudiadas.....	41
Figura 30. Módulo fotovoltaico RSM132-8-675BHDG.	42
Figura 31. Inversor Sinacon PV5000.	44
Figura 32. Vista previa de la instalación fotovoltaica.	45
Figura 33. Valores de la producción solar en MWh para los puntos estudiados.....	46
Figura 34. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica.	47
Figura 35. Curva de parque de la localidad de La Coruña.	50
Figura 36. Curva de parque de la localidad en Zaragoza.	50
Figura 37. Curva de parque de la localidad en Cádiz.....	51
Figura 38. Perfiles horarios mensuales de potencia generada por el sistema eólico en MW para los tres puntos estudiados.	52
Figura 39. Diagrama de Sankey obtenido para la localidad de La Coruña.	55
Figura 40. Diagrama de Sankey obtenido para la localidad de Zaragoza.	56
Figura 41. Diagrama de Sankey obtenido para la localidad de Cádiz.....	57
Figura 42. Perfiles horarios mensuales de potencia generada por el sistema fotovoltaico en MW para los tres puntos estudiados.	60
Figura 43. Perfiles horarios mensuales de la potencia generada por el sistema eólico, fotovoltaico y la planta híbrida en MW para la localidad de La Coruña.....	63
Figura 44. Perfiles horarios mensuales de potencia generada por el sistema eólico, fotovoltaico y la planta híbrida en MW para la localidad de Zaragoza.....	64
Figura 45. Perfiles horarios mensuales de potencia generada por el sistema eólico, fotovoltaico y la planta híbrida en MW para la localidad de Cádiz.	65
Figura 46. Perfiles horarios mensuales de la planta híbrida en MW en los tres puntos de estudio.....	66
Figura 47. Perfil diario anual en MWh para las localidades estudiadas.....	67
Figura 48. Perfiles mensuales en MWh para las localidades estudiadas.....	67
Figura 49. Perfiles anuales de la planta híbrida en MWh en las localidades estudiadas.....	68
Figura 50. CAPEX y OPEX para una instalación eólica on-shore.....	70
Figura 51. CAPEX y OPEX para una instalación fotovoltaica a gran escala.	70
Figura 52. Estructura temporal para el presente estudio en semanas.	viii
Figura 53. Resultado obtenido para una planta de hibridación eólica – solar.	xii



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parques eólicos con mayor potencia instalada en España.	2
Tabla 2. Proyectos fotovoltaicos con mayor potencia instalada en España.	3
Tabla 3. Tipos de plantas híbridas en términos de integración y operación de diferentes módulos de generación.	12
Tabla 4. Coordenadas geográficas de los puntos a estudiar en el presente trabajo.	27
Tabla 5. Parámetros obtenidos para todos los sectores de cada punto estudiado.	30
Tabla 6. Hojas de los mapas topográficos a estudiar para cada punto.	30
Tabla 7. Puntos para calibrar en el WAsP Map Editor para los tres puntos en estudio.	32
Tabla 8. Valores de rugosidad y su clase según las características del terreno.	33
Tabla 9. Especificación técnica del aerogenerador Nordex N90/2500 LS.	34
Tabla 10. Especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado.	43
Tabla 11. Características de la instalación fotovoltaica.	47
Tabla 12. Resultados obtenidos de la instalación eólica para los tres puntos estudiados.	49
Tabla 13. Valores obtenidos para los diferentes puntos en estudio.	49
Tabla 14. Resultados obtenidos para los puntos en estudio.	54
Tabla 15. Resultados anuales obtenidos para el sistema fotovoltaico de los tres puntos en estudio.	54
Tabla 16. OPEX para una instalación eólica y fotovoltaica independientes.	75
Tabla 17. OPEX para una instalación híbrida eólica – solar.	76
Tabla 18. Evaluación de Impacto Ambiental para el presente proyecto.	77
Tabla 19. Recursos humanos utilizados en el presente estudio.	ix
Tabla 20. Recursos materiales utilizados en el presente estudio.	x
Tabla 21. Total global de recursos utilizados en el presente estudio.	x
Tabla 22. Análisis de los Objetivos de Desarrollo Sostenible para el proyecto estudiado.	xi

ABREVIATURAS, UNIDADES Y ACRÓNIMOS

Siglas	Definición
A	Parámetro de escala de Weibull
AAC	Autorización Administrativa de Construcción
AAP	Autorización Administrativa Previa
AC	Alternating Current
AE	Autorización de Explotación definitiva
AEE	Asociación Empresarial Eólica
AEP	Annual Energy Production
CAPEX	Capital Expenditure
CC/DC	Direct Current
<i>DiffHor</i>	Radiación solar difusa horizontal
DR	Diferencia de rugosidad vs. la estación meteorológica
DSO	Operador del Sistema de Distribución
<i>E_Grid</i>	Energía inyectada a la red
<i>Earray</i>	Energía efectiva a la salida del arreglo fotovoltaico
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
EPC	Engineering, Procurement and Construction
FLH	Full Load Hours
FV	Fotovoltaico
<i>GlobEff</i>	Eficiencia global del sistema
<i>GlobHor</i>	Radiación solar global horizontal
<i>GlobInc</i>	Radiación solar incidente global
IAM	Incident Angle Modifier
IGN	Instituto Geográfico Nacional
<i>IMPP</i>	Corriente en el punto de máxima potencia
<i>Isc</i>	Corriente de Cortocircuito
<i>k</i>	Parámetro de forma de Weibull
LCOE	Levelized Cost of Electricity
MERRA-2	Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications version 2
MPP	Punto de máxima potencia
MTN	Mapa Topográfico Nacional
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NET AEP	Producción Anual de Energía Neta
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operación y Mantenimiento
OPEX	Operational expenditure
OWC	Observed Wind Climate
P.E.	Parque Eólico
<i>P_{MPP}</i>	Máxima potencia
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
POI	Punto de interconexión
PR	Rendimiento global
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PVSyst	Photovoltaic System Software
RIX	Ruggedness Index
RTB	Ready to Build
SDG/ODS	Sustainable Development Goals
STC	Standard Test Conditions
<i>T_Amb</i>	Temperatura ambiente
TSO	Operador del sistema de transmisión
<i>u</i>	Componente de la velocidad del viento en el eje x
U	Velocidad media del viento
UE	Unión Europea
<i>U_{MPP}</i>	Tensión en el punto de máxima potencia
<i>U_{oc}</i>	Tensión de Circuito Abierto
UTM	Universal Transverse Mercator Coordinate System
<i>v</i>	Componente de la velocidad del viento en el eje y
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WTG	Wind Turbine Generator

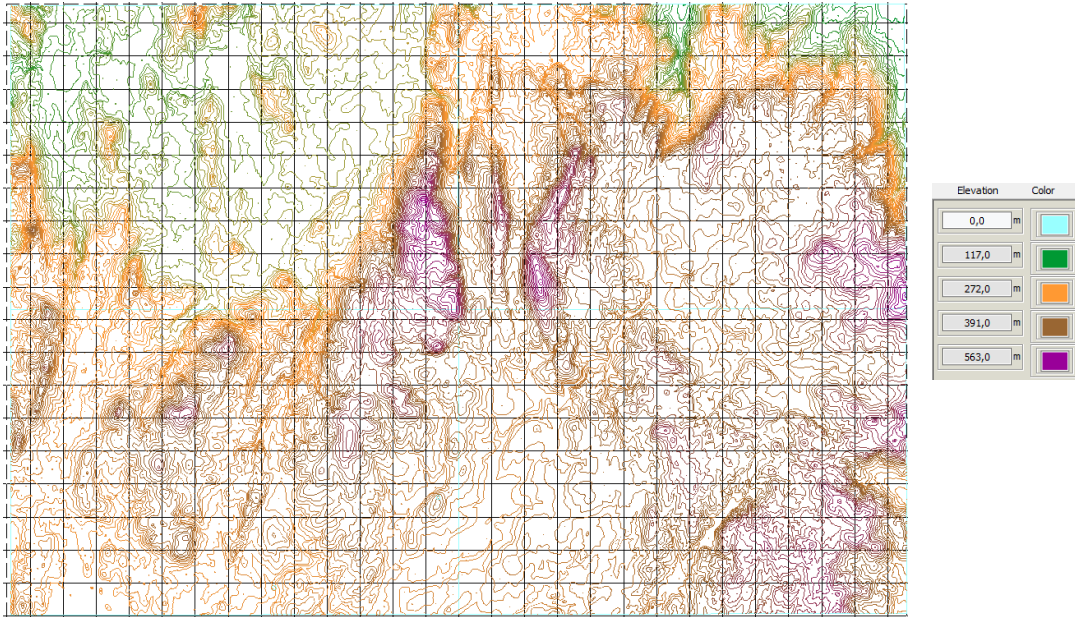
ANEXOS

DATOS DE VIENTO PARA LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS

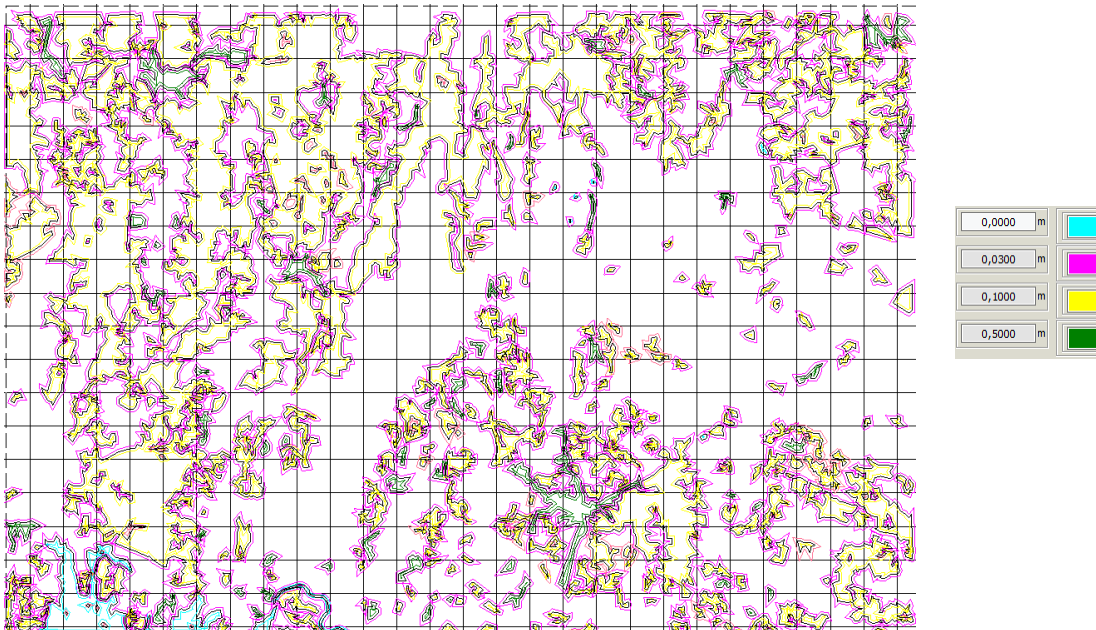
En esta sección de Anexos, se muestra la tabla adjunta que contiene los primeros 15 valores que conforman los datos de viento para los tres sitios de estudio. Esta selección se realiza debido a la extensión de los datos y con el propósito de mantener la concisión y legibilidad del documento.

HORA N°	LA CORUÑA				ZARAGOZA				CÁDIZ			
	COMPONENTE u (m/s)	COMPONENTE v (m/s)	VELOCIDAD MEDIA (m/s)	DIRECCIÓN (°)	COMPONENTE u (m/s)	COMPONENTE v (m/s)	VELOCIDAD MEDIA (m/s)	DIRECCIÓN (°)	COMPONENTE u (m/s)	COMPONENTE v (m/s)	VELOCIDAD MEDIA (m/s)	DIRECCIÓN (°)
1	7.56	8.81	11.61	221	4.31	3.90	5.81	228	4.14	1.12	4.29	255
2	7.81	9.70	12.45	219	3.96	3.69	5.41	227	3.81	2.19	4.39	240
3	7.26	10.75	12.97	214	3.61	3.06	4.74	230	3.75	2.29	4.39	239
4	6.89	11.96	13.81	210	2.83	2.95	4.09	224	3.69	2.86	4.67	232
5	7.49	12.60	14.66	211	1.89	3.39	3.88	209	3.68	3.24	4.90	229
6	8.20	13.19	15.53	212	1.26	4.15	4.34	197	3.44	3.69	5.04	223
7	7.97	14.12	16.21	209	1.41	4.77	4.97	196	3.23	3.76	4.96	221
8	9.05	14.95	17.48	211	1.61	5.14	5.39	197	3.09	3.87	4.95	219
9	8.75	15.55	17.84	209	1.70	5.58	5.84	197	2.82	3.78	4.72	217
10	8.99	16.15	18.49	209	1.74	5.98	6.23	196	2.52	3.96	4.69	212
11	10.67	15.94	19.19	214	1.19	5.44	5.56	192	3.07	3.16	4.41	224
12	10.73	15.44	18.81	215	3.59	5.45	6.52	213	3.47	3.75	5.11	223
13	10.82	15.26	18.71	215	5.02	4.98	7.07	225	4.75	3.76	6.06	232
14	11.10	15.30	18.90	216	5.04	5.15	7.21	224	5.57	4.02	6.87	234
15	11.62	14.16	18.32	219	4.36	5.57	7.08	218	5.90	4.52	7.44	233

RESULTADOS DE SIMULACIONES EN WASP 10: LA CORUÑA

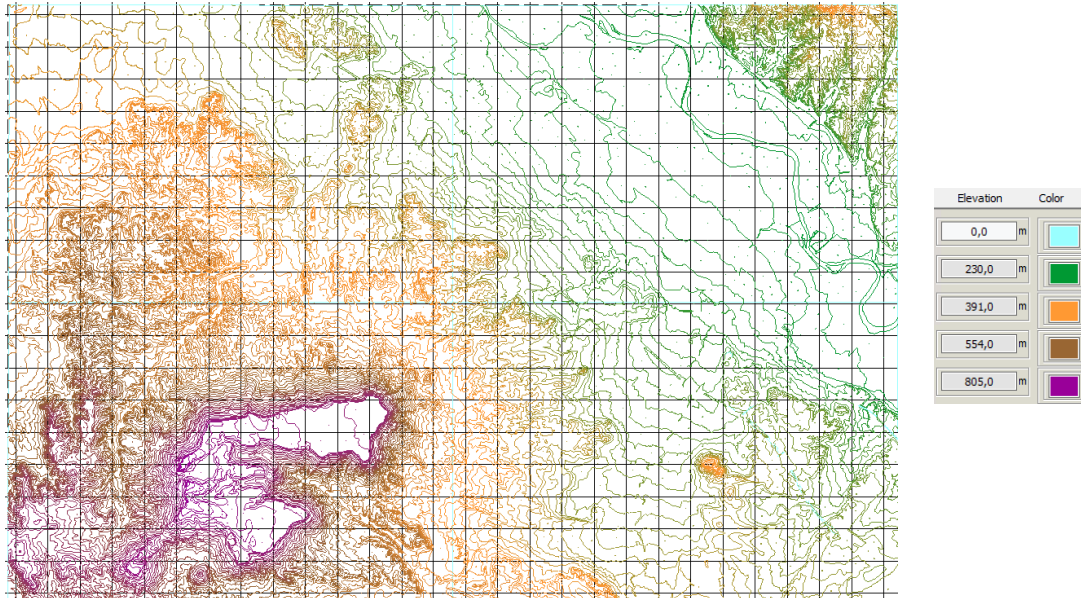


Anexo 1. Curvas de nivel para la localidad en La Coruña.

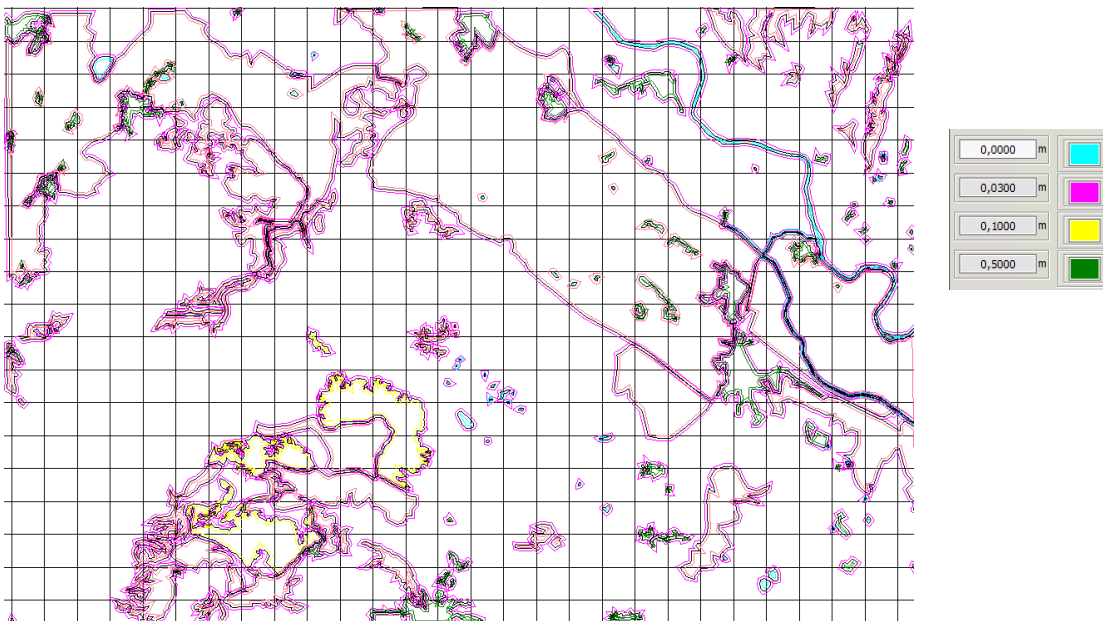


Anexo 2. Mapa de rugosidades para la localidad en La Coruña.

RESULTADOS DE SIMULACIONES EN WASP 10: ZARAGOZA

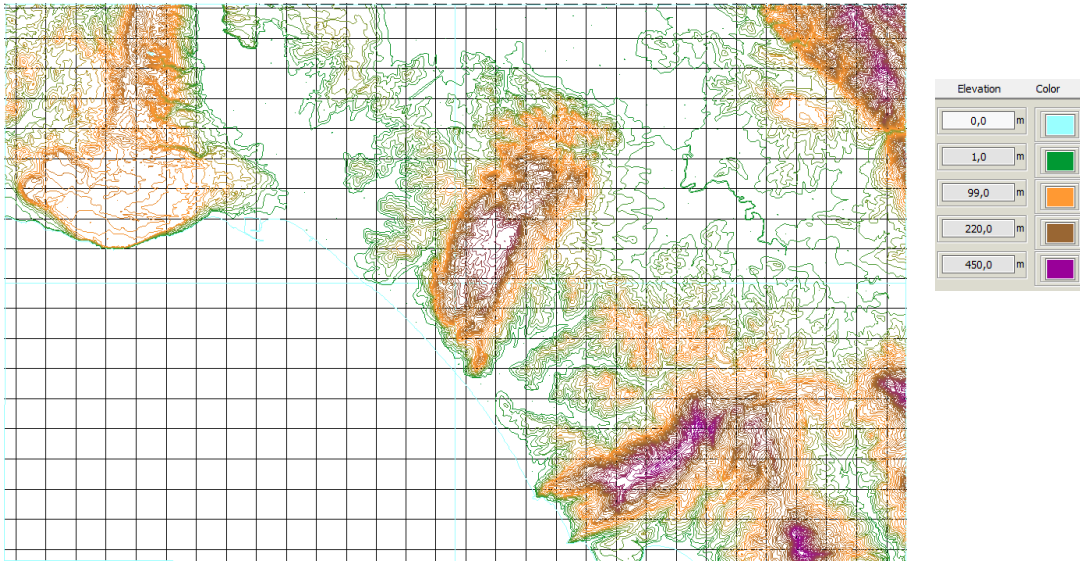


Anexo 5. Curvas de nivel para la localidad de Zaragoza.

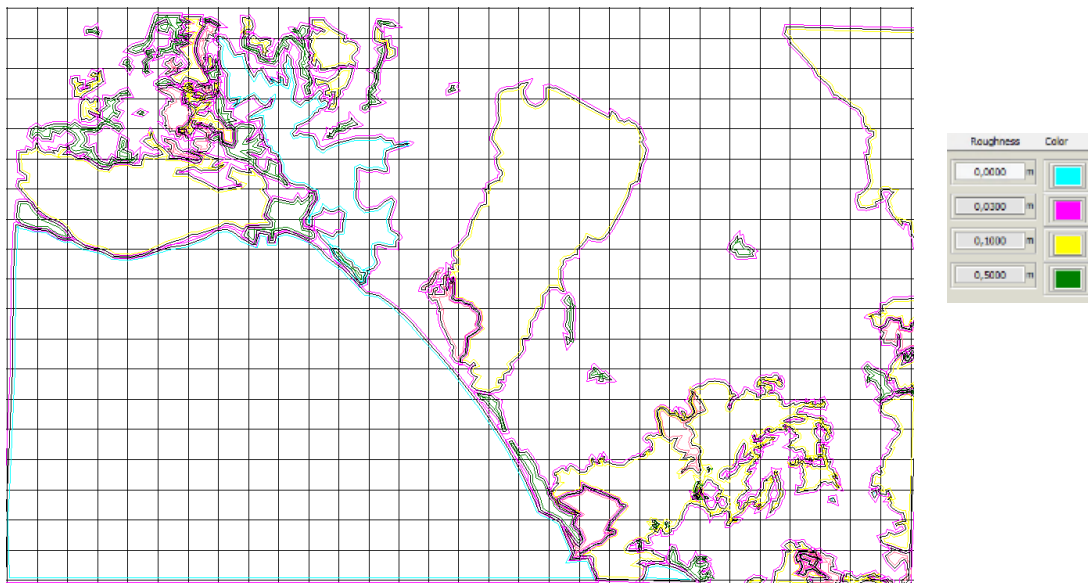


Anexo 6. Mapa de rugosidades para la localidad de Zaragoza.

RESULTADOS DE SIMULACIONES EN WASP 10: CÁDIZ



Anexo 9. Curvas de nivel para la localidad de Cádiz.



Anexo 10. Mapa de rugosidades para la localidad de Cádiz.

FICHA TÉCNICA: AEROGENERADOR

1 Design

The NORDEX N90/2500 is a speed-variable wind turbine with a rotor diameter of 90 m and a nominal power of 2,500 kW. It is offered in several variants for different site conditions, 50 Hz and 60 Hz and also LS and HS (low speed, high speed). The nacelle and rotor are designed for wind class 1. To regulate power the blades can be pitched individually.

This machine is based on the well proven turbine family NORDEX N80.

NORDEX is certified according to ISO 9001 quality standards. Our quality control system and thus also the production processes fulfil the requirements of ISO 9001. For all main components NORDEX co-operates with a number of qualified suppliers.

General Data	
Type	3-blade rotor with horizontal axis, up-wind
Power regulation	pitch
Rated power	2,500 kW
Start wind speed	approx. 3 m/s
Wind speed for rated power	LS: approx. 14 m/s HS: approx. 13 m/s
Stopping wind speed	25 m/s
Calculated lifetime	20 years

Climatic Design Conditions	
Nacelle and rotor certified acc. to	LS: DIBt 3, IEC 2a HS: IEC 1b
Ambient temperature range	-20...+30 °C
Option for hot climate version (HCV)	-20...+40 °C

Rotor main data	
Rotor diameter	90 m
Swept area	6,362 m ²
Maximum tip speed	LS: approx. 70 m/s HS: approx. 75 m/s
Specific power	393 W/m ²
Rotor speed N90/2500 LS	9.6...14.85 rpm
Rotor speed N90/2500 HS	9.6...16.00 rpm
Rotor tilt angle	5°
Blade cone angle	2°
Total weight	approx. 55 t

Rotor hub	
Material	spheroidal graphite cast iron EN-GJS-400-18U-LT
Total weight, incl. pitch system	approx. 25 t

Rotor blades	
Material	glass fibre-reinforced plastic
Total length	43.8 m
Weight per blade	approx. 10.2 t

Rotor shaft	
Material	42CrMo4 or 34CrNiMo6
Weight	approx. 11.8 t
Bearing	self-aligning roller bearing
Bearing housing	spheroidal graphite cast iron EN-GJS-400-18U-LT

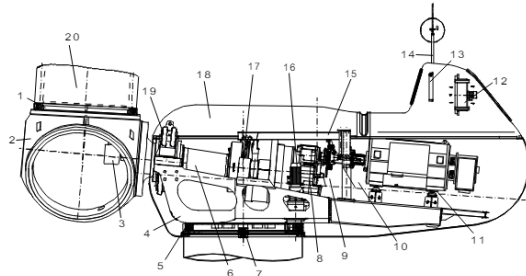
Gearbox	
Type	multi-stage planetary + one-stage spur gear
Nominal power	2,775 kW
Gear ratio N90/2500 LS	50 Hz: 1 : 77.44 60 Hz: 1 : 92.93
Gear ratio N90/2500 HS	50 Hz: 1 : 71.88 60 Hz: 1 : 86.25
Lubrication	pump-fed lubricated
Oil quantity	approx. 360 l
Oil type	VG 320
Oil change	check at every maintenance, change as required
Weight	approx. 18.5 t

Yaw bearing	
Type	ball bearing
Material	42CrMo4
Weight	approx. 2.3 t

Yaw drive	
Motor	asynchronous motor
Gear	4-stage planetary gear
Number of drives	2
Lubrication	oil, ISO VG 620
Yaw rate	approx. 0.5 1/s

Hub height	80 m (MT)	80 m (MT)	100 m (MT)
Classes	LS: IEC 2a (GL 2a) LS: DIBt 3	HS: IEC 1b	LS: DIBt 2 LS: IEC 3a
Number of tower segments	4	4	6
Weight with built-in equipment	[t], approx. 170.4	190.2	306.2

Nacelle overview NORDEX N90/2500



1 Pitch bearing	6 Rotor shaft	11 Generator	16 Yaw drive
2 Rotor hub	7 Yaw brakes	12 Generator cooler	17 Gearbox mounting
3 Pitch drive	8 Gearbox	13 Gearbox cooler	18 Nacelle cover
4 Nacelle frame	9 Emergency brake	14 Wind sensors	19 Main bearing
5 Yaw bearing	10 Generator coupling	15 Hoist	20 Rotor blade

Generator	
Type of enclosure	IP 54
Nominal power	2,500 kW
Nominal voltage	660 V
Frequency	50 or 60 Hz
Speed	740...1,310 rpm
Poles	6
Weight	approx. 12 t

Aerodynamic Brake	
Type	individual blade pitch
Activation	electrical

Mechanical Brake	
Type	active disc brake
Location	on the high-speed shaft
Disc diameter	1,030 mm
Number of brake callipers	1
Material of brake pads	sintered metal

Hydraulic system	
Hydraulic oil	VG 32
Oil quantity	approx. 20 l
maximum operation pressure	185 bar
Nominal power of the hydraulic pump	1.1 kW

Nacelle	
Type of nacelle frame	cast construction
Material	cast iron GGG EN-GJS-400-18U-LT
Type of nacelle cover	shell construction on welded frame
Material	glass fibre-reinforced plastic (GRP)/S235JR

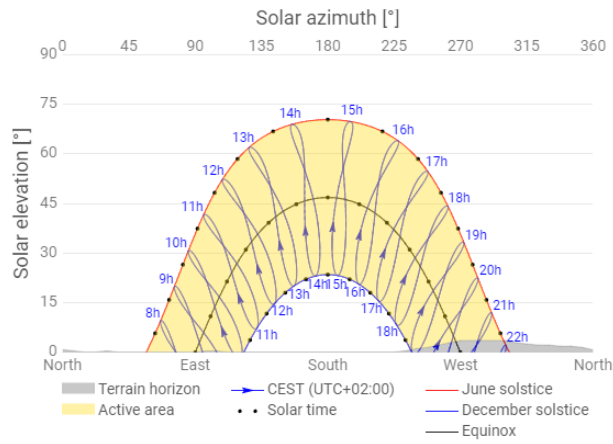
Standard equipment	pillar slewing crane
Allowed load	250 kg
Option 1	slewing crane with adjustable telescope extension arm and electrical chain
Allowed load	1000 kg
Option 2 (only with option 1)	PowerCrane, hydraulically heavy-load crane
Allowed load	13.000/25.000 kg

Yaw brake	
1 st Type	hydraulic disc brake
Material of brake pads	organic
Number of brake callipers	10 or 14
2 nd Type	Electric spring brake at yaw drive

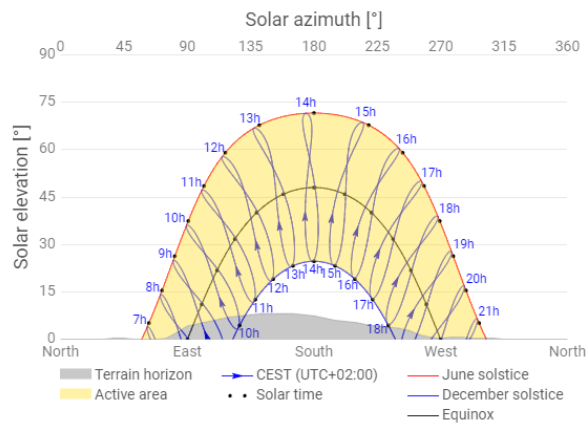
Tower	
Material	S355
Corrosion protection	multi-layer epoxy coating
Tower-to-base connection	anchor cage cast in concrete foundation

Controller		
Type	Hardware	remote Field Controller/SPS
	Software	Nordex Control 2
Automatic restart:		
- After grid drop		yes
- After cut-out wind		yes

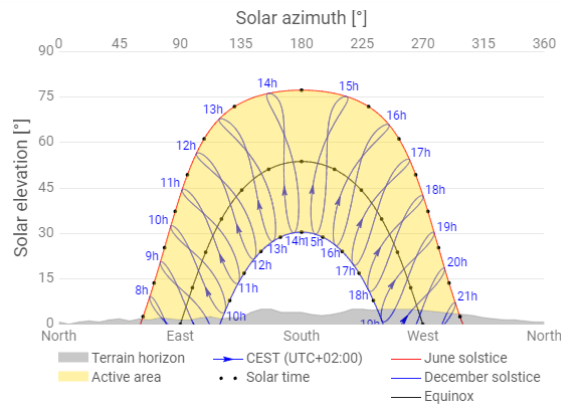
TRAYECTORIA SOLAR DE LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN GLOBAL SOLAR ATLAS



Anexo 13. Trayectoria solar para la localidad en La Coruña.



Anexo 14. Trayectoria solar para la localidad en Zaragoza.



Anexo 15. Trayectoria solar para la localidad en Cádiz.

COMPARATIVA DE PRODUCCIÓN MENSUAL FOTOVOLTAICA PARA LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN MWh

MES	LA CORUÑA				ZARAGOZA				CÁDIZ			
	MERRA-2	PVSyst	PVGIS	Global Solar Atlas	MERRA-2	PVSyst	PVGIS	Global Solar Atlas	MERRA-2	PVSyst	PVGIS	Global Solar Atlas
ENERO	207.10	400.00	359.85	313.20	298.14	454.00	479.68	444.10	371.62	582.00	585.22	541.30
FEBRERO	297.37	330.00	466.01	409.10	383.39	599.00	531.13	531.40	439.22	485.00	618.04	586.20
MARZO	503.90	524.00	631.65	579.90	575.34	785.00	705.96	715.80	638.48	845.00	773.74	741.60
ABRIL	649.10	728.00	690.70	630.10	715.70	737.00	719.25	728.50	759.45	832.00	805.24	794.00
MAYO	820.33	851.00	754.29	683.80	897.17	816.00	792.22	798.70	981.10	803.00	873.92	865.80
JUNIO	811.99	738.00	731.31	696.90	941.26	846.00	775.26	825.60	1023.86	966.00	855.24	874.90
JULIO	869.61	703.00	773.61	719.50	1024.78	975.00	853.39	894.60	1089.59	982.00	899.81	911.90
AGOSTO	763.38	862.00	742.87	708.60	909.96	969.00	831.96	853.50	963.54	992.00	880.42	885.90
SEPTIEMBRE	585.81	723.00	667.88	624.60	657.97	842.00	712.07	728.30	727.45	800.00	769.60	780.20
OCTUBRE	401.15	510.00	530.50	477.60	482.97	664.00	616.53	608.90	557.35	835.00	695.40	686.80
NOVIEMBRE	228.54	537.00	377.28	332.00	299.17	455.00	446.89	446.40	396.71	593.00	558.25	552.40
DICIEMBRE	182.88	316.00	356.19	292.90	248.81	417.00	451.84	386.40	338.25	475.00	529.07	499.20

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Proyecto: TFM - LA CORUÑA

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5141 kWp

Galicia - España



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 15:56
with V7.4.6

Project summary

Geographical Site

Galicia
España

Situation

Latitude 43.10 °N
Longitude -8.86 °W
Altitude 508 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Galicia
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 10

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 7616 units
Pnom total 5141 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 5000 kWac
Pnom ratio 1.028

Results summary

Produced Energy 7014193 kWh/year Specific production 1364 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.37 %

Table of contents

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



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 15:56
with V7.4.6

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Models used	
Horizon		Transposition Perez	
Free Horizon		Diffuse Imported	
		Circumsolar separate	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Risen Solar	Manufacturer	Siemens
Model	RSM132-8-675BHDG	Model	Sinacon PV5000
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	675 Wp	Unit Nom. Power	5000 kWac
Number of PV modules	7616 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5141 kWp	Total power	5000 kWac
Modules	272 string x 28 In series	Operating voltage	1006-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.03
Pmpp	4842 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	1072 V		
I mpp	4517 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	5141 kWp	Total power	5000 kWac
Total	7616 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	23658 m²	Pnom ratio	1.03

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	3.8 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	1.6 W/m²K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.2 %	Year no	10					
		Loss factor	0.4 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0.4 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0.4 %/year					
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



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 15:56
with V7.4.6

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.



PVsyst V7.4.6

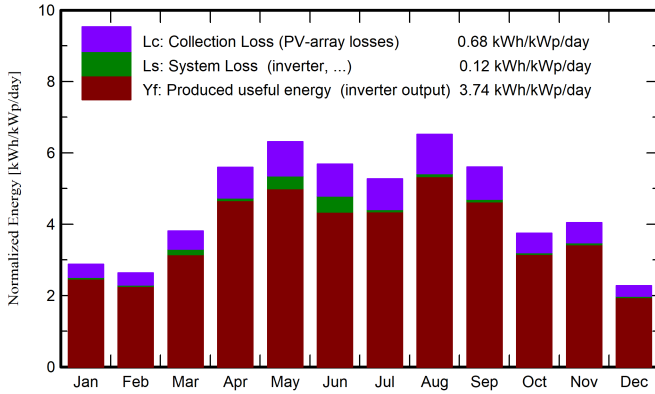
VCO, Simulation date:
 05/01/24 15:56
 with V7.4.6

Main results

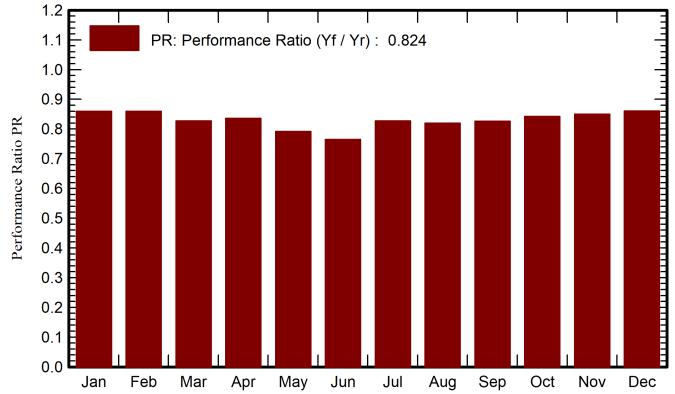
System Production

Produced Energy 7014193 kWh/year Specific production 1364 kWh/kWp/year
 Perf. Ratio PR 82.37 %

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	54.6	27.95	7.90	89.2	85.8	400388	394450	0.860
February	56.1	36.75	7.92	73.7	70.5	331015	325952	0.860
March	97.8	54.97	9.07	118.1	113.1	526456	501976	0.827
April	151.3	66.08	11.65	167.7	160.5	731664	720780	0.836
May	193.7	79.32	14.31	195.8	187.7	854495	796399	0.791
June	177.0	80.93	15.73	170.6	163.2	739264	670537	0.764
July	167.5	86.61	18.10	163.3	155.9	704522	694051	0.827
August	187.0	65.99	19.69	202.1	193.8	864632	851787	0.820
September	139.1	56.49	17.02	168.1	161.2	725060	714339	0.827
October	83.4	37.99	13.53	116.2	111.6	511046	503304	0.843
November	71.4	27.48	10.27	121.2	116.6	537102	529278	0.849
December	40.7	20.78	7.83	70.4	67.6	316216	311341	0.860
Year	1419.5	641.36	12.78	1656.4	1587.7	7241860	7014193	0.824

Legends

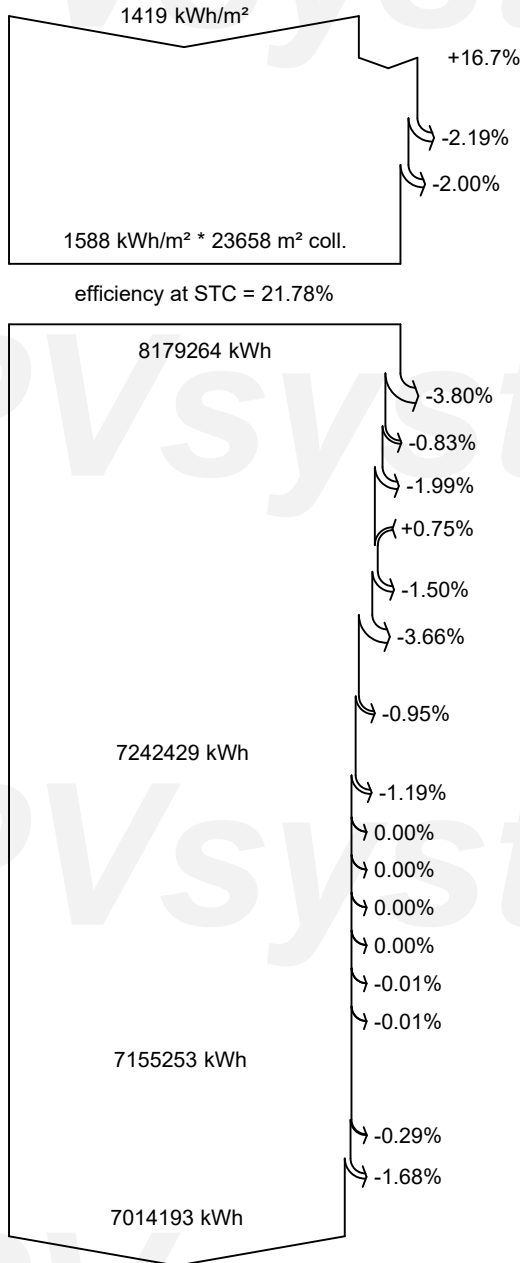
GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
 EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance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



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
 05/01/24 15:56
 with V7.4.6

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

IAM factor on global
 Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #10)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings
 (including 1.5% for degradation dispersion)

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)

System unavailability

Energy injected into grid



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 15:56
with V7.4.6

Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector

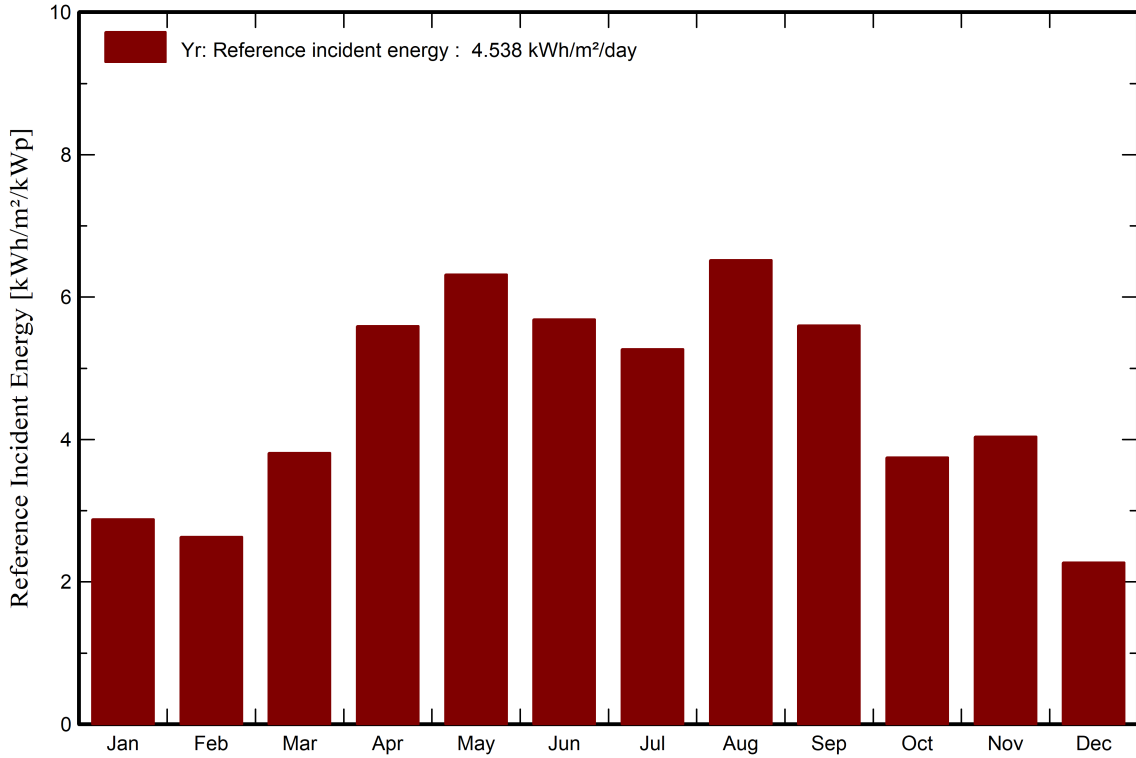
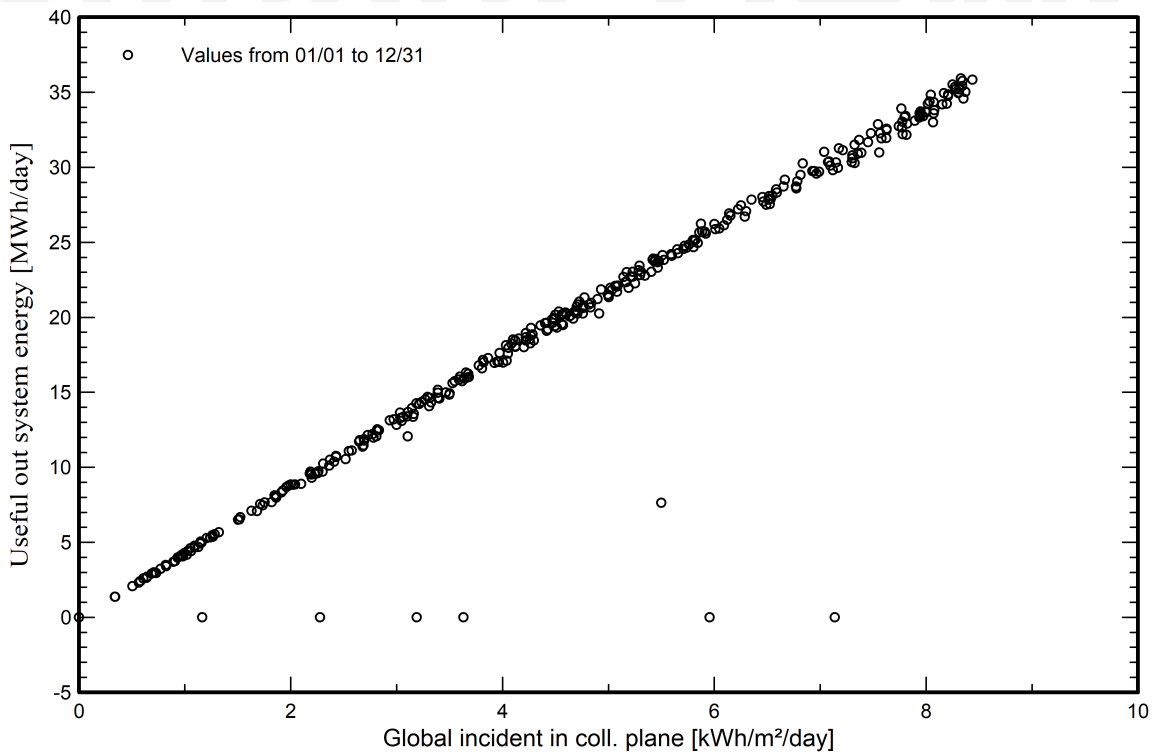


Diagrama entrada/salida diaria



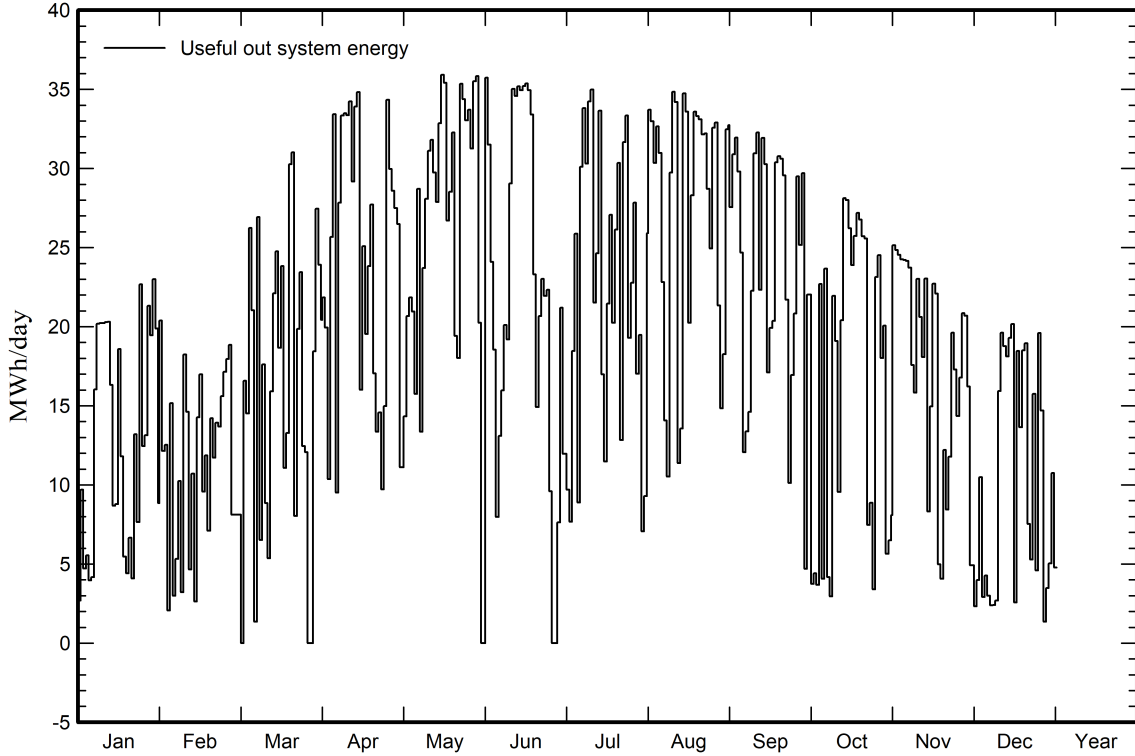


PVsyst V7.4.6

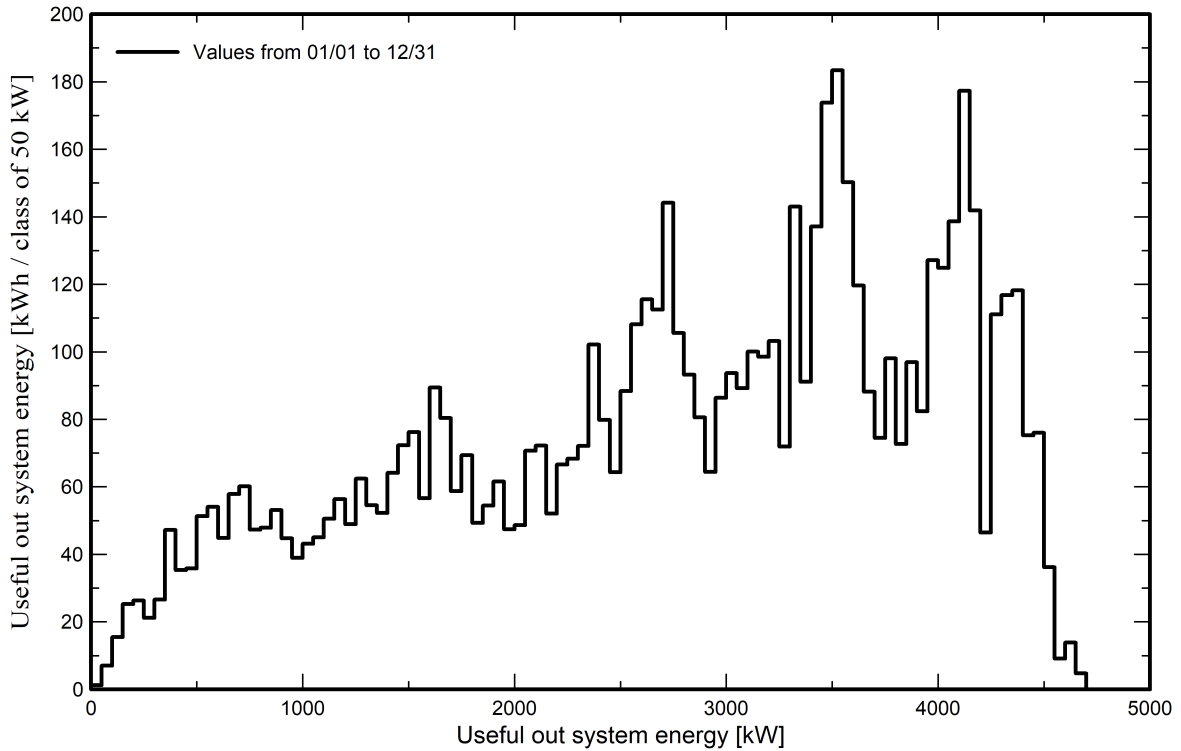
VC0, Simulation date:
05/01/24 15:56
with V7.4.6

Predef. graphs

Energía diaria a la salida del sistema



Distribución de potencia de salida del sistema

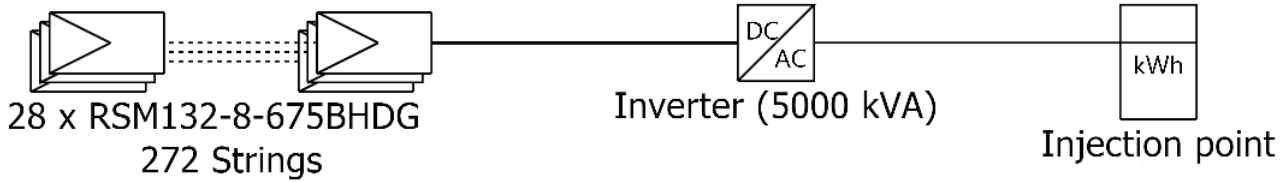




PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 15:56
with V7.4.6

Single-line diagram



PV module	RSM132-8-675BHDG
Inverter	Sinacon PV5000
String	28 x RSM132-8-675BHDG

TFM - GALICIA

VC0 : Nueva variante de simulación

05/01/24

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM - ZARAGOZA

Variant: TFM - ZARAGOZA

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5141 kWp

Zaragoza - España



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 16:21
with V7.4.6

Project summary

Geographical Site

Zaragoza
España

Situation

Latitude 41.89 °N
Longitude -1.57 °W
Altitude 729 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Zaragoza
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 10

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 7616 units
Pnom total 5141 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 5000 kWac
Pnom ratio 1.028

Results summary

Produced Energy 8265449 kWh/year Specific production 1608 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 81.41 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	9
CO ₂ Emission Balance	10



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date: 05/01/24 16:21 with V7.4.6

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	Models used
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		Diffuse Imported
			Circumsolar separate
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Risen Solar	Manufacturer	Siemens
Model	RSM132-8-675BHDG	Model	Sinacon PV5000
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	675 Wp	Unit Nom. Power	5000 kWac
Number of PV modules	7616 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5141 kWp	Total power	5000 kWac
Modules	272 string x 28 In series	Operating voltage	1006-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.03
Pmpp	4842 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	1072 V		
I mpp	4517 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	5141 kWp	Total power	5000 kWac
Total	7616 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	23658 m²	Pnom ratio	1.03

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	3.8 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	1.6 W/m²K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP			
Strings Mismatch loss		Module average degradation						
Loss Fraction	0.2 %	Year no	10					
		Loss factor	0.4 %/year					
		Mismatch due to degradation						
		Imp RMS dispersion	0.4 %/year					
		Vmp RMS dispersion	0.4 %/year					
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



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 16:21
with V7.4.6

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 16:21
with V7.4.6

Main results

System Production

Produced Energy 8265449 kWh/year

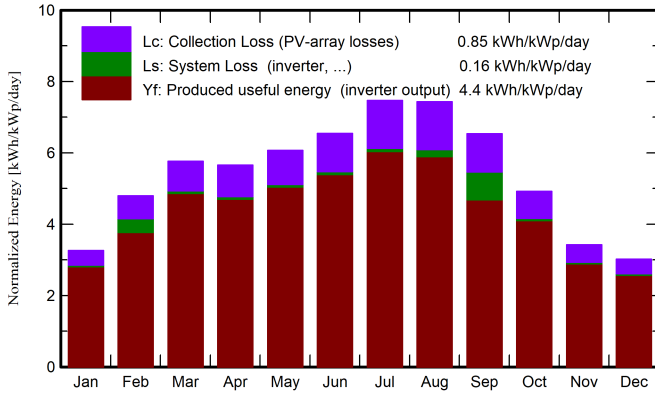
Specific production

1608 kWh/kWp/year

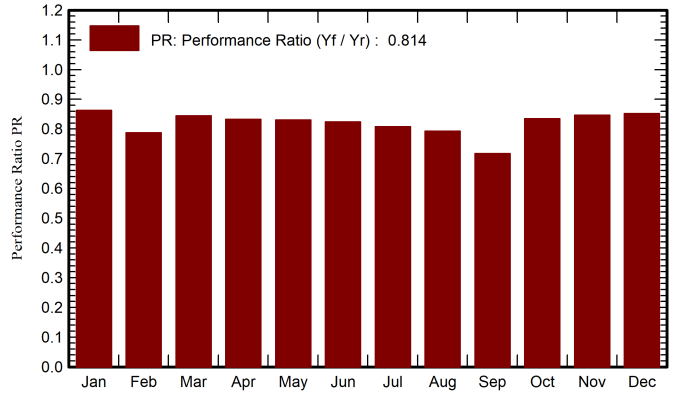
Perf. Ratio PR

81.41 %

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	61.7	29.99	6.07	101.1	97.2	455118	448421	0.863
February	87.7	30.04	6.16	134.1	129.3	598665	543028	0.787
March	138.1	47.48	8.19	178.8	172.0	787422	775686	0.844
April	154.5	58.62	11.15	169.6	162.7	737179	726056	0.833
May	187.5	76.94	13.87	188.2	180.0	816055	803877	0.831
June	203.7	71.16	15.87	196.3	187.6	844365	831726	0.824
July	233.2	62.13	22.26	231.6	221.9	976921	962377	0.808
August	212.7	50.48	22.53	230.5	221.3	971557	939777	0.793
September	160.3	49.56	17.11	196.0	188.4	842944	722958	0.717
October	107.8	38.83	15.08	152.5	146.9	664340	654512	0.835
November	63.6	27.22	9.34	102.6	98.8	453544	446785	0.847
December	54.2	25.80	6.30	93.6	90.0	416440	410246	0.852
Year	1665.1	568.25	12.88	1974.9	1896.1	8564549	8265449	0.814

Legends

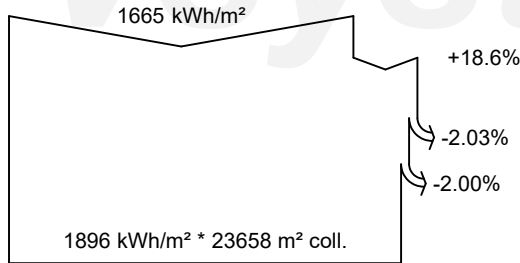
- | | | | |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_Grid | Energy injected into grid |
| T_Amb | Ambient Temperature | PR | Performance Ratio |
| GlobInc | Global incident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



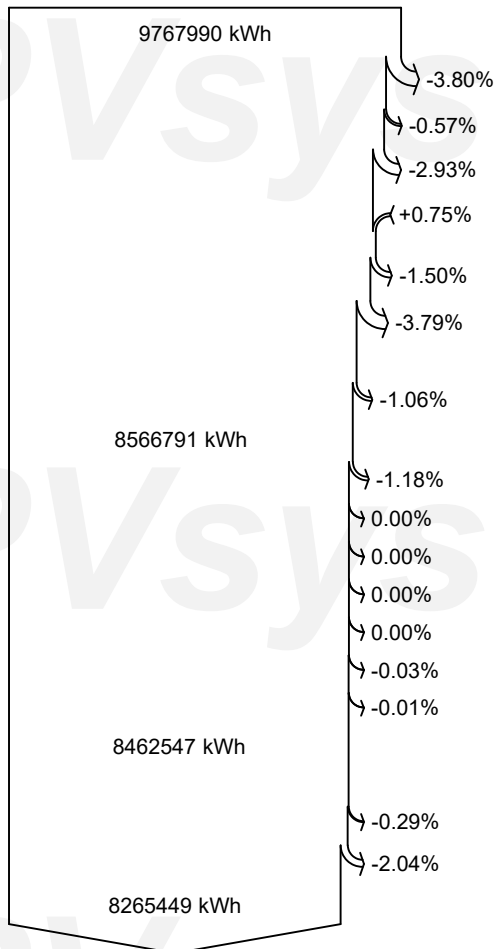
PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 16:21
with V7.4.6

Loss diagram



efficiency at STC = 21.78%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #10)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings
(including 1.6% for degradation dispersion)

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)

System unavailability

Energy injected into grid



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 16:21
with V7.4.6

Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector

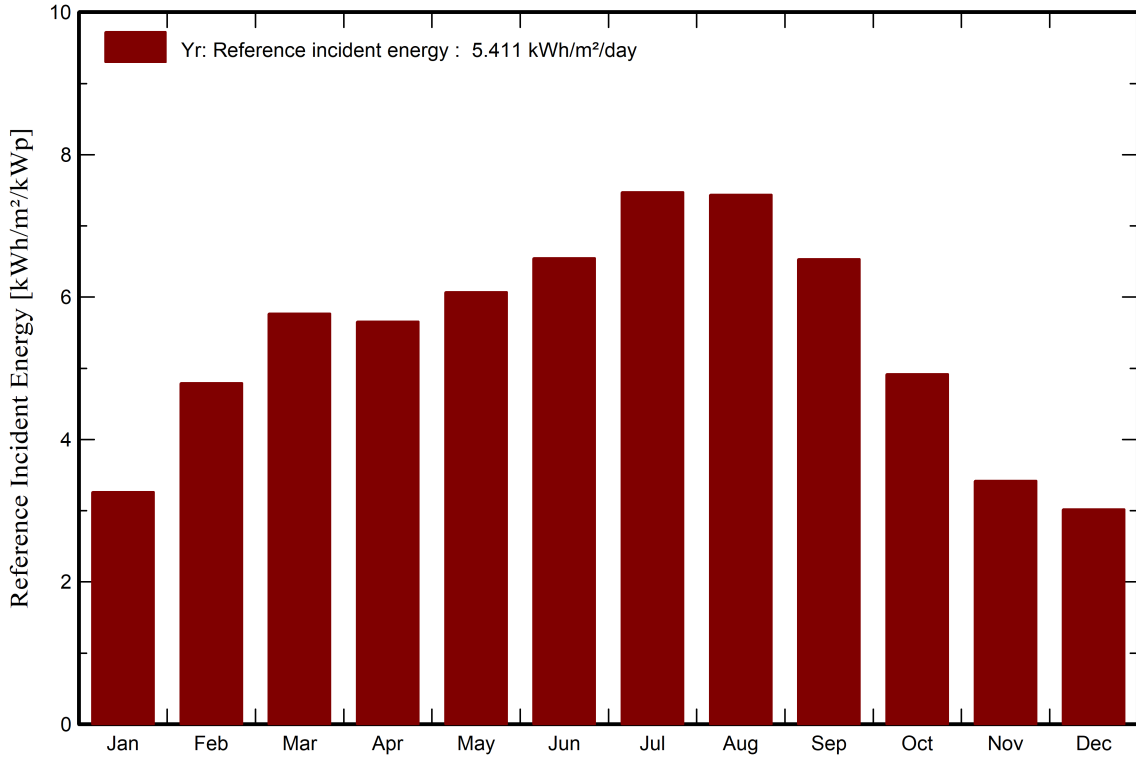
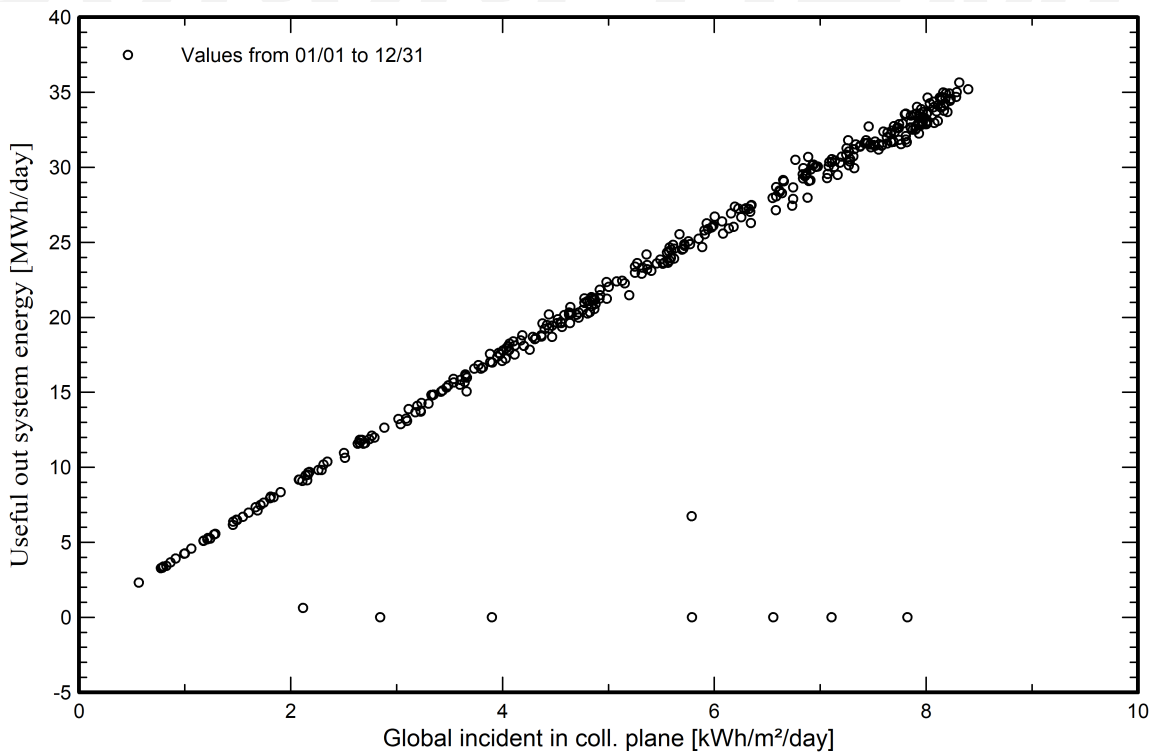


Diagrama entrada/salida diaria



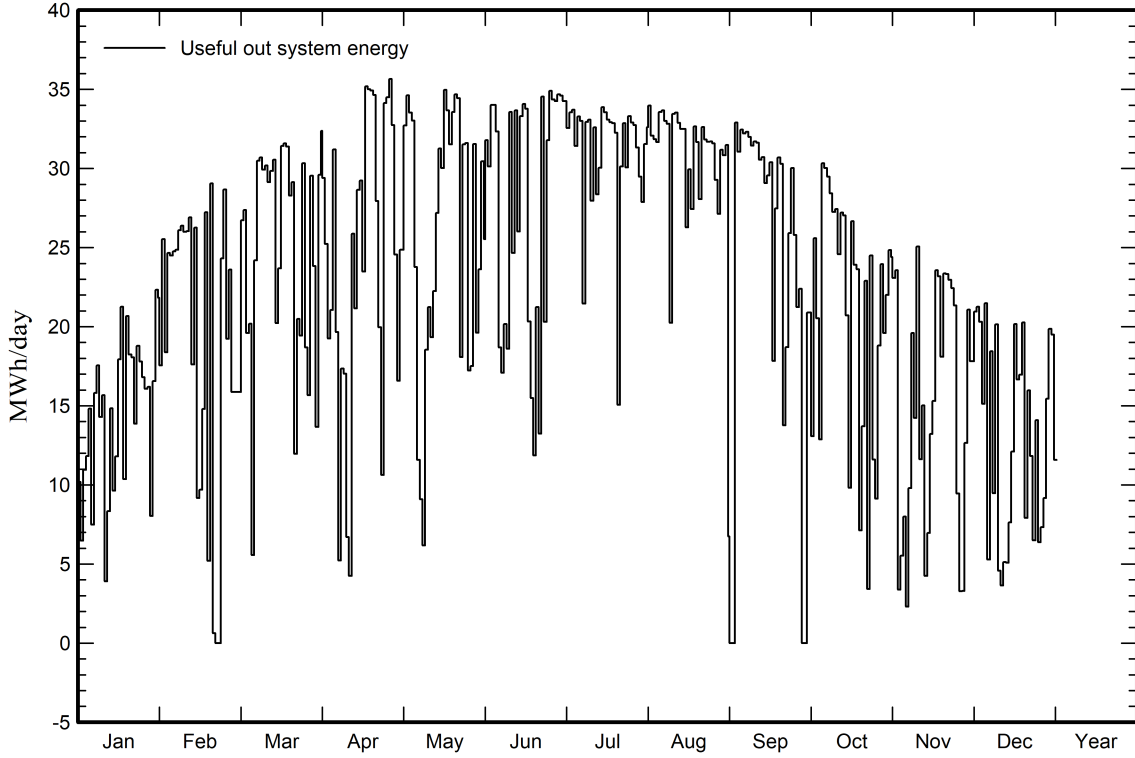


PVsyst V7.4.6

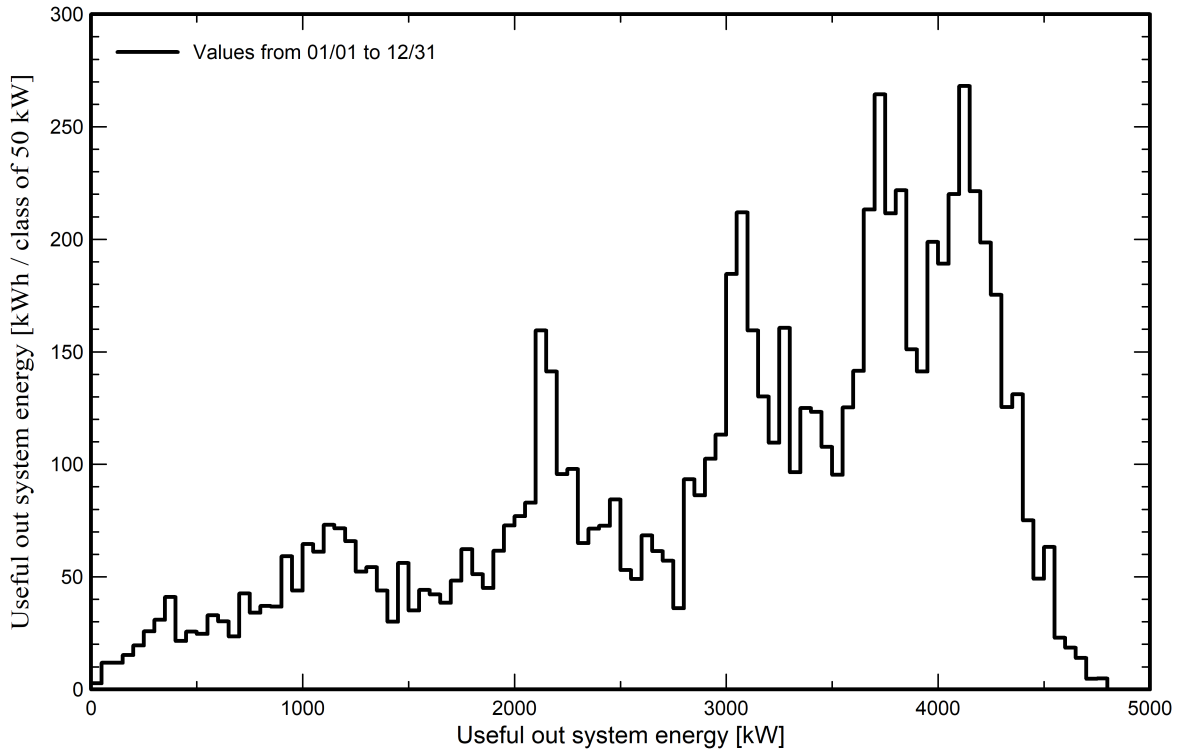
VC0, Simulation date:
05/01/24 16:21
with V7.4.6

Predef. graphs

Energía diaria a la salida del sistema



Distribución de potencia de salida del sistema

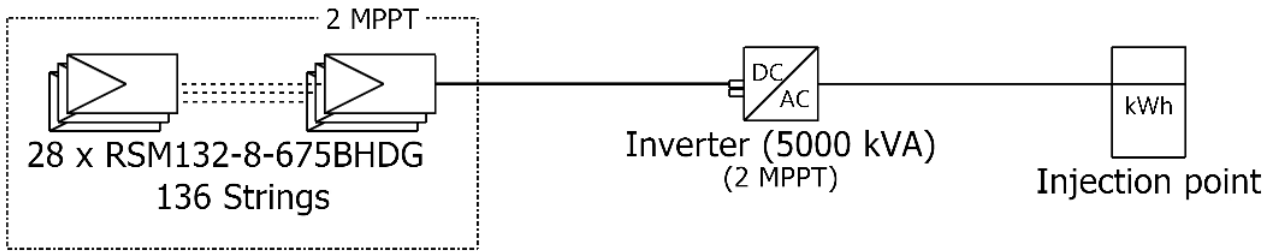




Single-line diagram

PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 16:21
with V7.4.6



PV module	RSM132-8-675BHDG
Inverter	Sinacon PV5000
String	28 x RSM132-8-675BHDG

TFM - ZARAGOZA

VC0 : TFM - ZARAGOZA

05/01/24



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 16:21
with V7.4.6

CO₂ Emission Balance

Total: -8805.3 tCO₂

Generated emissions

Total: 8805.26 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 0.0 tCO₂

System production: 8265.45 MWh/yr

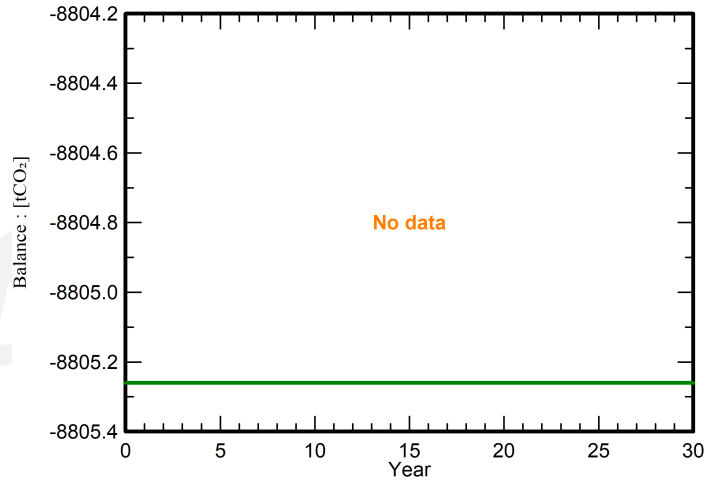
Grid Lifecycle Emissions: 0 gCO₂/kWh

Source: Custom value supplied by user

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	5141 kWp	8804751
Supports	0.01 kgCO ₂ /kg	76160 kg	508
Inverters	0.66 kgCO ₂ /	1.00	0.66

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM - CADIZ

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5141 kWp

Cádiz - España

| Author



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

Project summary

Geographical Site

Cádiz
España

Situation

Latitude 36.15 °N
Longitude -5.78 °W
Altitude 105 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Cádiz
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System

Simulation for year no 10

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 7616 units
Pnom total 5141 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 5000 kWac
Pnom ratio 1.028

Results summary

Produced Energy 8844495 kWh/year Specific production 1720 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 80.75 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	9
CO ₂ Emission Balance	10

**PVsyst V7.4.6**

VC0, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

General parameters**Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation**Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 30 / 0 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition	Perez
Diffuse	Imported
Circumsolar	separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

Risen Solar

Model

RSM132-8-675BHDG

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

675 Wp

Number of PV modules

7616 units

Nominal (STC)

5141 kWp

Modules

272 string x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

4842 kWp

U mpp

1072 V

I mpp

4517 A

Inverter

Manufacturer

Siemens

Model

Sinacon PV5000

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

5000 kWac

Number of inverters

1 unit

Total power

5000 kWac

Operating voltage

1006-1500 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.03

Power sharing within this inverter

Total PV power

Nominal (STC)

5141 kWp

Total

7616 modules

Module area

23658 m²**Total inverter power**

Total power

5000 kWac

Number of inverters

1 unit

Pnom ratio

1.03

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

1.6 W/m²K/m/s**DC wiring losses**

Global array res.

3.8 mΩ

Loss Fraction

1.5 % 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

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Module average degradation

Year no

10

Loss factor

0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion

0.4 %/year

Vmp RMS dispersion

0.4 %/year

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



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
 7.3 days,
 3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

Main results

System Production

Produced Energy 8844495 kWh/year

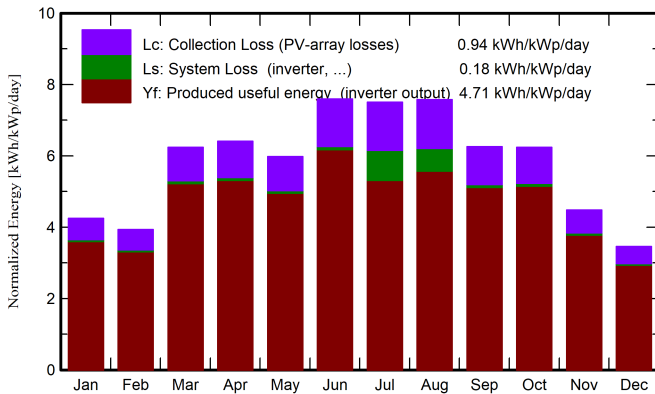
Specific production

1720 kWh/kWp/year

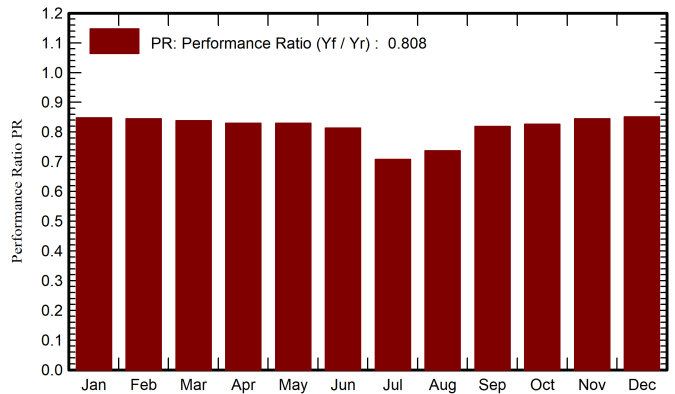
Perf. Ratio PR

80.75 %

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	82.9	30.85	11.79	131.6	126.7	582010	573392	0.848
February	84.2	43.58	13.62	110.0	105.8	484608	477435	0.844
March	156.8	51.67	13.38	193.4	185.9	845329	832689	0.838
April	180.6	57.10	16.00	192.4	184.5	832639	820129	0.829
May	190.3	69.96	17.28	185.4	177.6	801936	790013	0.829
June	245.6	60.22	22.49	227.8	218.2	966406	952050	0.813
July	245.2	60.81	24.77	232.7	222.9	981194	846564	0.708
August	225.8	57.38	24.75	234.8	225.3	990226	889048	0.737
September	161.5	53.83	22.51	187.6	180.2	801218	789403	0.819
October	141.6	41.80	20.74	193.3	186.3	833716	821422	0.827
November	89.4	34.65	14.48	134.5	129.8	592368	583679	0.844
December	68.2	31.84	13.72	107.2	103.2	475686	468671	0.851
Year	1872.1	593.69	17.99	2130.5	2046.4	9187336	8844495	0.808

Legends

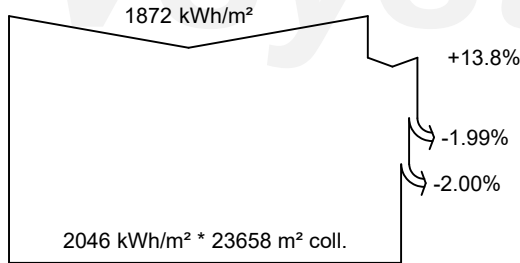
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



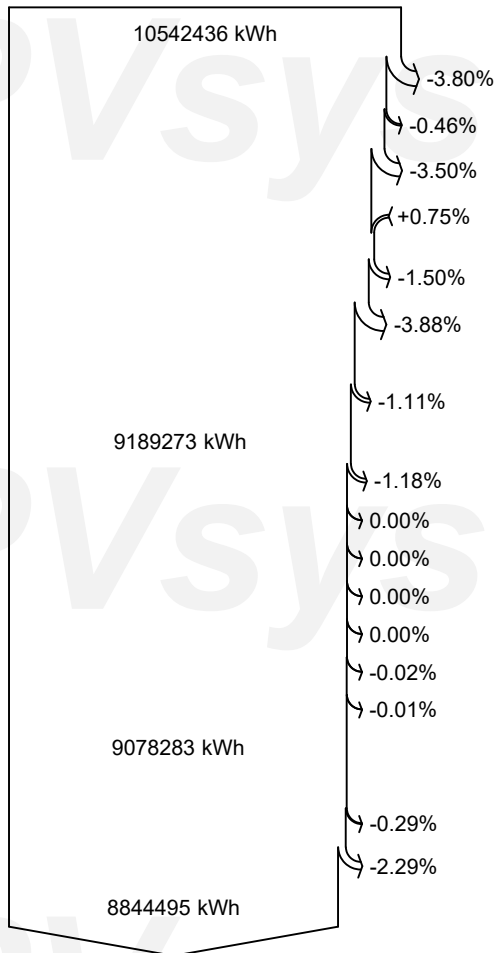
PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

Loss diagram



efficiency at STC = 21.78%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #10)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings
(including 1.7% for degradation dispersion)

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)

System unavailability

Energy injected into grid



PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector

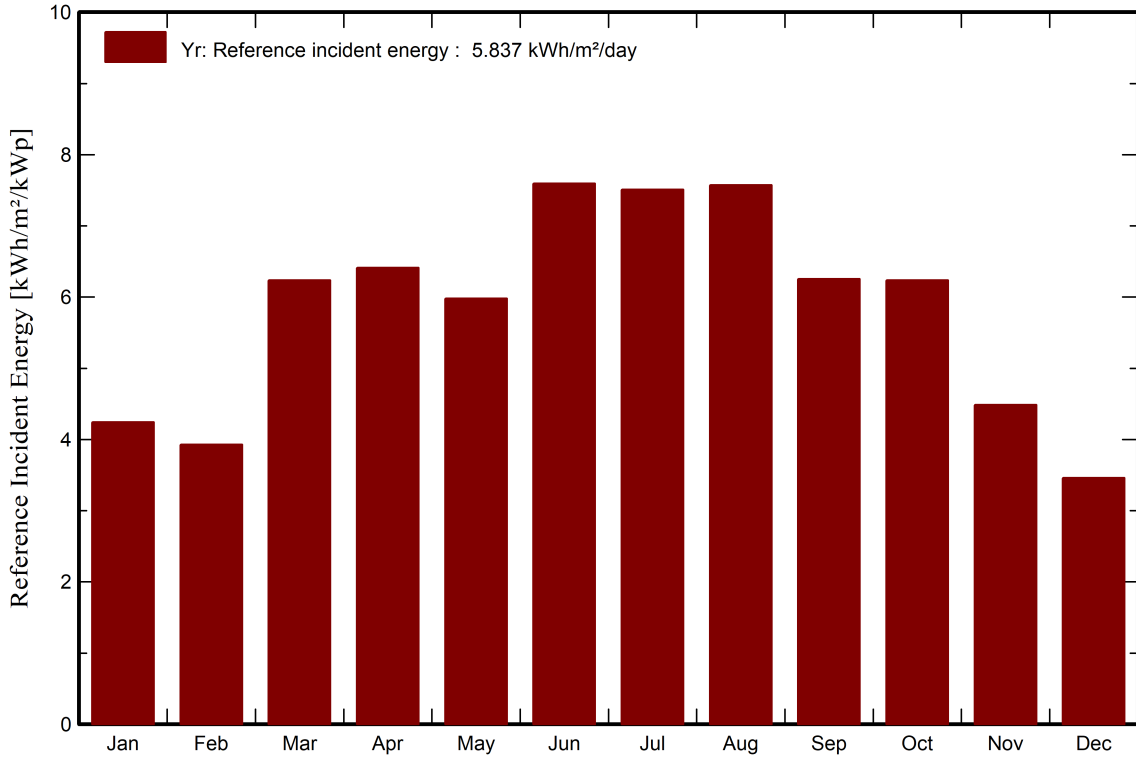
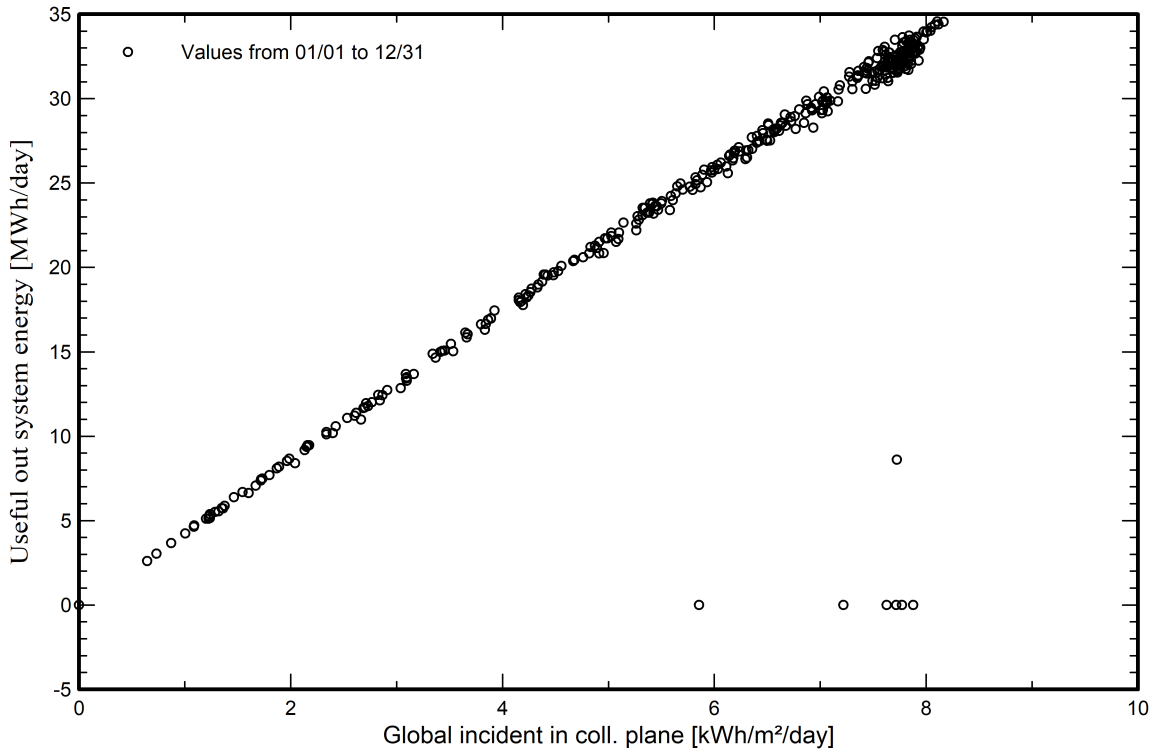


Diagrama entrada/salida diaria



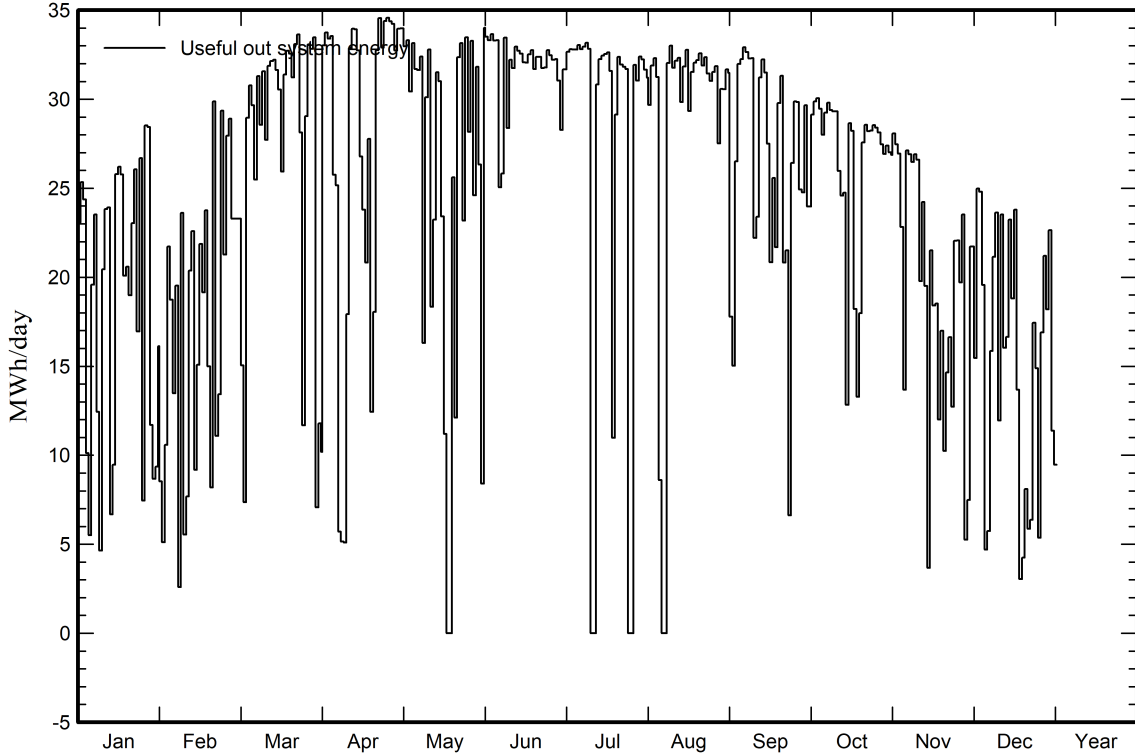


PVsyst V7.4.6

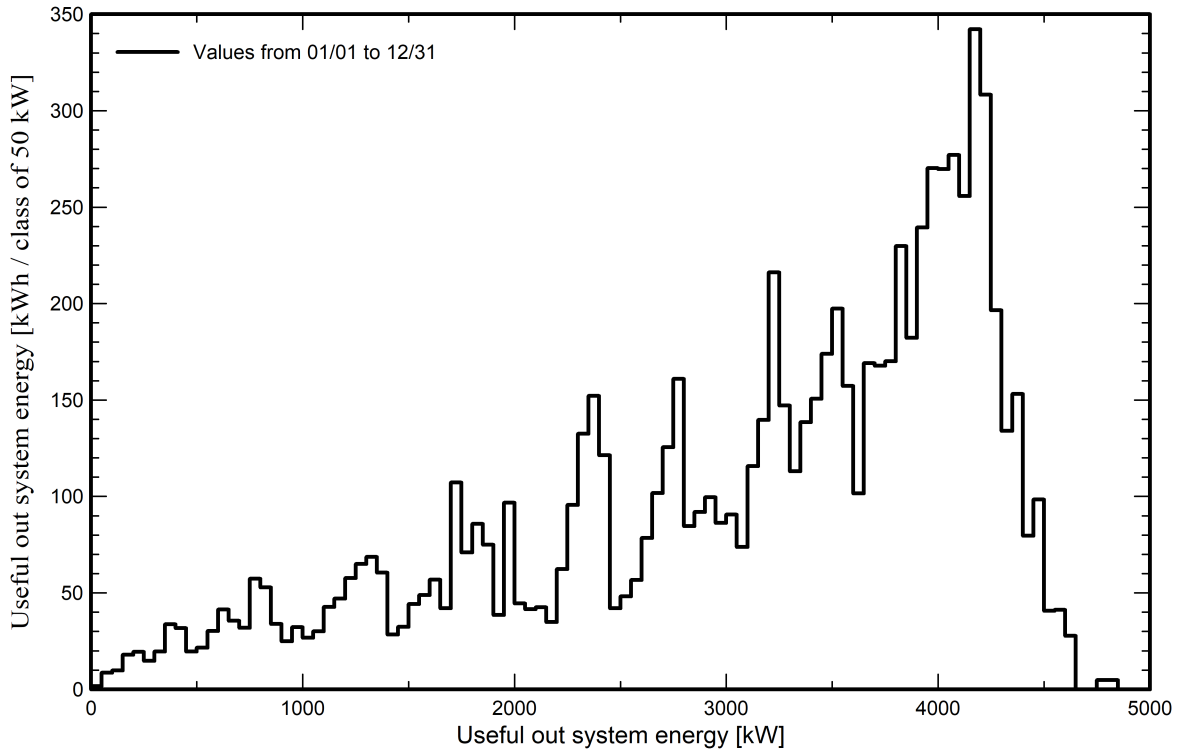
VC0, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

Predef. graphs

Energía diaria a la salida del sistema



Distribución de potencia de salida del sistema

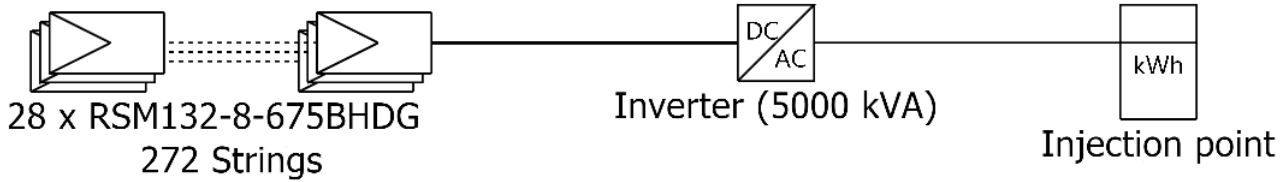




PVsyst V7.4.6

VC0, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

Single-line diagram



PV module	RSM132-8-675BHDG
Inverter	Sinacon PV5000
String	28 x RSM132-8-675BHDG

TFM - CADIZ

VC0 : Nueva variante de simulación

05/01/24



PVsyst V7.4.6

VCO, Simulation date:
05/01/24 15:32
with V7.4.6

CO₂ Emission Balance

Total: 57122.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 8950.73 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 76151.1 tCO₂

System production: 8844.49 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

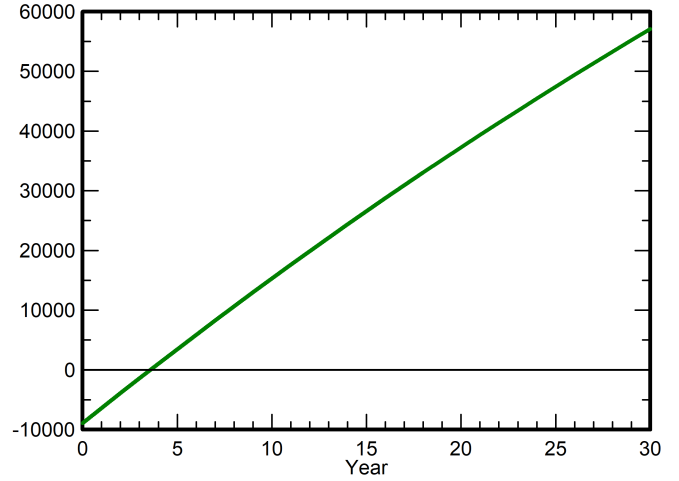
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



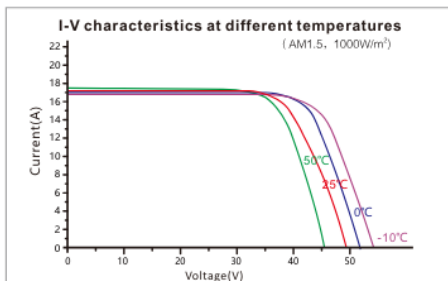
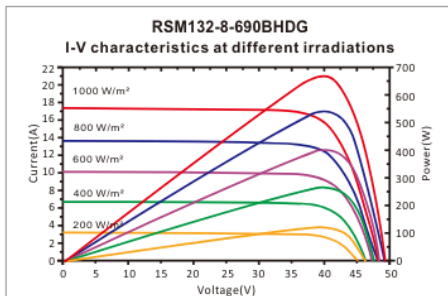
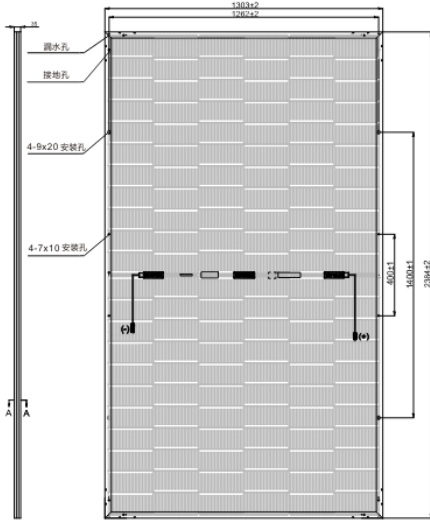
System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	5141 kWp	8804751
Supports	1.91 kgCO ₂ /kg	76160 kg	145792
Inverters	190 kgCO ₂ /	1.00	190

FICHA TÉCNICA: MÓDULO FOTOVOLTAICO



RSM132-8-675-700BHDG



No. de Modelo	RSM132-8-675BHDG	RSM132-8-680BHDG	RSM132-8-685BHDG	RSM132-8-690BHDG	RSM132-8-695BHDG	RSM132-8-700BHDG
Garantía						
Garantía de Producto	15 Años					
Garantía de energía	10 años de 95,75% potencia de salida, 30 años de 90,75% potencia de salida					
Características Eléctricas en STC						
Potencia Máxima (Pmax)	675 Wp	680 Wp	685 Wp	690 Wp	695 Wp	700 Wp
Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax)	41,41 V	41,48 V	41,56 V	41,63 V	41,71 V	41,78 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	16,32 A	16,41 A	16,5 A	16,6 A	16,68 A	16,77 A
Tensión en Circuito Abierto (Voc)	49,38 V	49,47 V	49,56 V	49,65 V	49,74 V	49,83 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	17,4 A	17,48 A	17,56 A	17,66 A	17,74 A	17,82 A
Eficiencia	21,7 %	21,9 %	22,1 %	22,2 %	22,4 %	22,5 %

Condiciones de prueba estándar (STC): Masa de aire AM 1,5, radiación 1000W/m², temperatura de célula 25°C.

Características Eléctricas en NOCT						
Potencia Máxima (Pmax)	515,6 Wp	519,3 Wp	523 Wp	527,2 Wp	530,9 Wp	534,5 Wp
Tensión en el Punto de Máxima Potencia (Vmax)	38,71 V	38,78 V	38,85 V	38,93 V	39 V	39,07 V
Corriente en el punto de máxima potencia (Imax)	13,32 A	13,39 A	13,46 A	13,54 A	13,61 A	13,68 A
Tensión en Circuito Abierto (Voc)	46,27 V	46,35 V	46,44 V	46,52 V	46,61 V	46,69 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	14,27 A	14,34 A	14,4 A	14,48 A	14,55 A	14,61 A
Temperatura	43±2 °C					

Temperatura en condiciones normales de operación (NOCT): 800W/m², AM 1,5, velocidad del viento de 1 m/s, temperatura ambiente de 20°C



Características Térmicas		
Rango de Temperatura	-40-85 °C	
Coefficiente de Temperatura de Pmax	-0,24 %/°C	
Coefficiente de Temperatura de Voc	-0,22 %/°C	
Coefficiente de Temperatura de Isc	0,047 %/°C	

Parámetros del Sistema		
Tensión Máxima del Sistema	1500 V	
Límite de Corriente	35 A	

Características Mecánicas		
Dimensiones (A/A/F)	2384x1303x35 mm	
Peso	41 kg	
Tipo de Células	HJT, Bifacial	
Numero de Células	132	
Tipo de Vidrio	Templado	
Tipo de Trama	Aluminio Anodizado	
No. de Diodos Bypass Incorporados	3	
Caja de Protección de Uniones	IP 68	
Corte Transversal del Cable	4 mm²	
Largo de Cable	350 mm	

FICHA TÉCNICA: INVERSOR

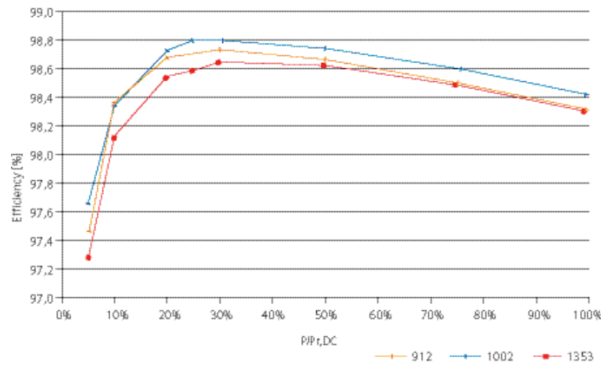


Storage, transportation and operation				
Temperature	-40°C... +60°C			
Relative humidity	0%... 100%			
Maximum altitude of installation site without derating	< 1,500 m above MSL			
Cooling				
Cooling method	Forced cooling by means of fans and liquid cooling			
Applicable standards and conformity				
BDEW (Germany)	BDEW Guideline, FGW TG3, TG4 and TG8			
IEC 61683 (efficiency)	IEC 61683: 1999			
IEC 62116 (anti islanding)	IEC 62116: 2014 (at 50 Hz)			
EMC Emission	IEC 61000-6-4: 2007 + A1: 2011			
EMC Immunity	IEC 61000-6-2: 2005			
Electrical Safety	IEC 62109-1: 2010, IEC 62109-2: 2011, IP65 according to IEC 60529: 1989			
Degree of protection: IP65 (cabinet only)	IEC 60529			
General data				
Control strategy	MPPT			
Efficiency (PV 5000)	(97.6 98.5 98.9 98.9 99.0 98.9 98.8 98.7)%	For (5 10 20 25 30 50 75 100)% power at 1,006 V _{oc} without self-consumption for cooling		
EU and CEC efficiency	98.8%	Without internal consumption		
Infeed starts from	260 W... 2,500 W	Depending on cooling		
Standby loss	80 W... 150 W	-		
Max. self-consumption for cooling	5,000 W	Without cabinet heating		
Mechanical data				
Mounting position	Vertical	-		
Type of mounting	Floor mounting	-		
				
Number of Power Units	1	2	3	4
SINACON PV series	PV1000... PV1250	PV2000... PV2500	PV3000... PV3750	PV4000... PV5000
Dimensions (without pallet, with heat exchanger); (W x H x D)	2,120 x 3,760 x 1,170 mm		3,690 x 3,760 x 1,170 mm	
Weight ¹⁾	< 1,600 kg	< 2,200 kg	< 3,300 kg	< 3,900 kg
Color	RAL 7035			

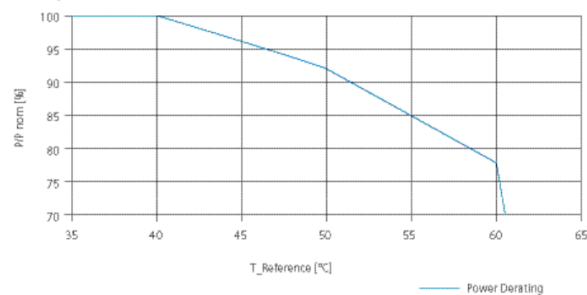
Input data (DC)		
Independent inputs	1 ... 2	Depending on configuration
Nominal voltage	min. MPP voltage	–
DC voltage (max. MPP)	1,500 V	Depending on application
DC voltage (min. MPP)	802 V / 882 V (AC 550 V) 838 V / 922 V (AC 575 V) 875 V / 962 V (AC 600 V) 919 V / 1,010 V (AC 630 V) 962 V / 1,058 V (AC 660 V) 1,006 V / 1,107 V (AC 690 V)	For 100% / 110% nominal grid voltage
DC current (max.)	1 ... 4 x 1,200 A	–
Short-circuit current (max.)	6,4 kA / 7 kA	250 A / 315 A DC fuses
Nominal power	1 ... 4 x 1,016 kW 1 ... 4 x 1,062 kW 1 ... 4 x 1,108 kW 1 ... 4 x 1,159 kW 1 ... 4 x 1,209 kW 1 ... 4 x 1,270 kW	–
Capacitance to ground (max.)	2,000 µF	Per IT system

Output data (AC)		
Apparent power (max.) and nominal power	PV1000 ... PV4000 kVA (AC 550 V) PV1045 ... PV4180 kVA (AC 575 V) PV1090 ... PV4360 kVA (AC 600 V) PV1140 ... PV4560 kVA (AC 630 V) PV1200 ... PV4800 kVA (AC 660 V) PV1250 ... PV5000 kVA (AC 690 V)	With nominal grid voltage, $\cos \phi = 1$
Number of independent systems	1 ... 2	–
Grid voltage	550 ... 690 V ($\pm 10\%$ at $U_{n(AC)}$)	–
Nominal frequency	50 Hz / 60 Hz ($\pm 10\%$)	–
Output current (max.)	1 ... 4 x 1,050 A	–
Short-circuit current (max.)	50 kA	–
Power factor $\cos \phi$	–	Adjustable to local requirements
Harmonic distortion	< 3%	–

Measured values²⁾ without internal consumption for AC 600 V (PV4360)



Derating



PRODUCCIÓN HORARIA DE LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN MW

HORA	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			INSTALACIÓN EÓLICA			PLANTA HÍBRIDA		
	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ
00:00	0.00	0.00	0.00	5.07	5.19	6.28	5.07	5.19	6.28
01:00	0.00	0.00	0.00	5.08	5.04	6.28	5.08	5.04	6.28
02:00	0.00	0.00	0.00	5.10	4.90	6.25	5.10	4.90	6.25
03:00	0.00	0.00	0.00	5.12	4.76	6.20	5.12	4.76	6.20
04:00	0.00	0.00	0.00	5.08	4.64	6.18	5.08	4.64	6.18
05:00	0.00	0.00	0.00	5.08	4.55	6.14	5.08	4.55	6.14
06:00	0.00	0.01	0.00	5.05	4.46	6.11	5.05	4.47	6.11
07:00	0.05	0.11	0.05	5.02	4.30	6.06	5.07	4.41	6.11
08:00	0.29	0.55	0.39	5.01	4.23	6.01	5.30	4.78	6.40
09:00	0.87	1.43	1.24	5.03	4.25	6.07	5.90	5.68	7.31
10:00	1.56	2.17	2.11	4.75	4.02	6.09	6.31	6.19	8.20
11:00	2.12	2.84	2.77	4.94	4.25	6.51	7.06	7.09	9.28
12:00	2.54	3.17	3.33	5.19	4.50	6.87	7.73	7.67	10.20
13:00	2.69	3.29	3.55	5.43	4.73	7.14	8.12	8.02	10.69
14:00	2.68	3.18	3.48	5.62	4.96	7.33	8.30	8.14	10.81
15:00	2.44	2.70	3.03	5.74	5.18	7.42	8.18	7.88	10.45
16:00	2.11	2.10	2.56	5.82	5.43	7.40	7.93	7.53	9.96
17:00	1.50	1.30	1.75	5.84	5.65	7.27	7.34	6.95	9.02
18:00	0.71	0.50	0.75	5.79	5.78	7.11	6.50	6.28	7.86
19:00	0.23	0.09	0.15	5.71	5.85	6.90	5.94	5.94	7.05
20:00	0.04	0.01	0.01	5.61	5.90	6.67	5.65	5.91	6.68
21:00	0.00	0.00	0.00	5.47	5.78	6.44	5.47	5.78	6.44
22:00	0.00	0.00	0.00	5.17	5.58	6.21	5.17	5.58	6.21
23:00	0.00	0.00	0.00	5.08	5.38	6.26	5.08	5.38	6.26



PRODUCCIÓN MENSUAL DE LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN MWh

MES	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			INSTALACIÓN EÓLICA			PLANTA HÍBRIDA		
	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ
ENERO	400.00	298.14	371.62	4689.35	4250.84	4723.05	5089.35	4548.98	5094.66
FEBRERO	330.00	383.39	439.22	4333.26	3541.39	5035.46	4663.26	3924.78	5474.68
MARZO	524.00	575.34	638.48	4646.61	4235.06	5042.72	5170.61	4810.41	5681.20
ABRIL	728.00	715.70	759.45	3558.08	3701.86	5058.55	4286.08	4417.56	5818.00
MAYO	851.00	897.17	981.10	3607.97	4125.20	5128.38	4458.97	5022.37	6109.48
JUNIO	738.00	941.26	1023.86	2712.17	3225.65	4512.71	3450.17	4166.91	5536.57
JULIO	703.00	1024.78	1089.59	3332.18	3774.06	4254.75	4035.18	4798.84	5344.34
AGOSTO	862.00	909.96	963.54	3264.91	3576.05	4354.12	4126.91	4486.01	5317.65
SEPTIEMBRE	723.00	657.97	727.45	3137.68	2995.69	4303.67	3860.68	3653.66	5031.12
OCTUBRE	510.00	482.97	557.35	3985.45	3194.25	5355.71	4495.45	3677.22	5913.06
NOVIEMBRE	537.00	299.17	396.71	4293.99	3533.05	4553.01	4830.99	3832.21	4949.72
DICIEMBRE	316.00	248.81	338.25	4516.34	3234.97	5020.49	4832.34	3483.78	5358.73

PRODUCCIÓN PROMEDIO MENSUAL POR HORA DE LA LOCALIDAD EN LA CORUÑA EN MW

MES	HORAS																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	6.06	6.09	6.16	6.27	6.25	6.27	6.26	6.23	6.21	6.16	5.84	6.01	6.26	6.44	6.62	6.61	6.63	6.60	6.61	6.52	6.46	6.35	6.21	6.15
FEBRERO	6.39	6.42	6.42	6.40	6.35	6.35	6.30	6.35	6.31	6.19	5.85	6.15	6.41	6.52	6.64	6.77	6.82	6.79	6.79	6.72	6.65	6.52	6.36	6.30
MARZO	6.09	6.11	6.11	6.12	6.04	6.09	6.01	5.96	5.90	5.86	5.69	5.85	6.13	6.39	6.60	6.64	6.73	6.69	6.70	6.67	6.63	6.49	6.25	6.16
ABRIL	4.80	4.80	4.83	4.76	4.74	4.70	4.65	4.62	4.59	4.70	4.49	4.65	4.81	5.12	5.29	5.38	5.50	5.48	5.43	5.38	5.27	5.13	4.82	4.69
MAYO	4.67	4.67	4.63	4.55	4.49	4.44	4.36	4.32	4.41	4.59	4.24	4.51	4.76	5.04	5.27	5.47	5.60	5.66	5.55	5.42	5.27	5.13	4.71	4.61
JUNIO	3.38	3.46	3.55	3.54	3.55	3.49	3.52	3.41	3.49	3.56	3.30	3.42	3.72	4.00	4.21	4.34	4.41	4.45	4.35	4.29	4.13	4.00	3.49	3.36
JULIO	4.19	4.27	4.33	4.36	4.33	4.28	4.34	4.25	4.28	4.39	3.90	4.04	4.37	4.77	5.08	5.37	5.58	5.71	5.71	5.53	5.42	5.23	4.54	4.38
AGOSTO	4.09	4.02	4.09	4.14	4.11	4.07	4.06	4.05	4.02	4.07	3.54	3.71	3.99	4.32	4.64	4.96	5.25	5.40	5.30	5.18	5.07	4.85	4.24	4.14
SEPTIEMBRE	4.13	4.10	4.02	4.12	4.07	4.07	4.09	4.16	4.09	4.20	3.91	4.04	4.23	4.44	4.68	4.90	5.01	5.02	4.89	4.88	4.70	4.49	4.22	4.14
OCTUBRE	5.30	5.26	5.28	5.31	5.19	5.20	5.14	5.12	5.13	5.11	4.88	5.09	5.27	5.42	5.57	5.66	5.69	5.75	5.77	5.71	5.55	5.49	5.36	5.33
NOVIEMBRE	5.80	5.84	5.89	5.90	5.96	6.00	5.89	5.83	5.78	5.72	5.58	5.87	6.13	6.23	6.30	6.27	6.17	6.16	6.11	6.02	6.04	5.94	5.85	5.82
DECIEMBRE	5.91	5.92	5.89	5.95	5.95	6.00	5.97	5.96	5.95	5.86	5.75	5.91	6.20	6.42	6.52	6.48	6.38	6.34	6.29	6.16	6.10	5.97	5.94	5.88

Anexo 16. Producción promedio mensual por hora para la instalación eólica en la localidad de La Coruña

HORAS																								
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.93	1.61	2.01	2.16	1.91	1.77	1.47	0.96	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FEBRERO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.30	0.90	1.57	1.51	1.51	1.78	1.50	1.39	0.93	0.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MARZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.65	1.17	1.68	2.11	2.08	2.58	2.24	2.01	1.48	0.76	0.15	0.00	0.00	0.00	0.00
ABRIL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.50	1.41	2.15	2.72	3.03	2.98	3.01	2.81	2.58	1.82	0.98	0.35	0.01	0.00	0.00	0.00
MAYO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.71	1.44	2.11	2.65	3.25	3.63	3.75	3.40	2.73	2.06	1.14	0.44	0.10	0.00	0.00	0.00
JUNIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.68	1.43	2.08	2.53	2.95	3.19	2.89	2.66	2.41	1.77	1.17	0.52	0.16	0.00	0.00	0.00
JULIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.59	1.10	1.57	1.90	2.43	2.76	2.78	2.70	2.48	2.10	1.35	0.63	0.17	0.00	0.00	0.00
AGOSTO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.52	1.40	2.20	2.76	3.38	3.59	3.59	3.35	2.99	2.20	1.31	0.48	0.06	0.00	0.00	0.00
SEPTIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.34	1.11	1.88	2.53	2.97	3.31	3.27	3.16	2.61	1.86	0.96	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00
OCTUBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.83	1.29	1.92	2.33	2.40	2.29	2.06	1.79	1.15	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NOVIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.70	1.58	2.33	2.76	2.90	2.61	2.25	1.79	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DICIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.79	1.26	1.65	1.74	1.69	1.38	1.08	0.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Anexo 17. Producción promedio mensual por hora para la instalación fotovoltaica en la localidad de La Coruña



HORAS																								
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	6.06	6.09	6.16	6.27	6.25	6.27	6.26	6.23	6.21	6.16	6.77	7.62	8.27	8.60	8.53	8.38	8.10	7.56	6.71	6.52	6.46	6.35	6.21	6.15
FEBRERO	6.39	6.42	6.42	6.40	6.35	6.35	6.30	6.35	6.31	6.49	6.75	7.72	7.92	8.03	8.42	8.27	8.21	7.72	7.22	6.72	6.65	6.52	6.36	6.30
MARZO	6.09	6.11	6.11	6.12	6.04	6.09	6.01	5.96	5.98	6.51	6.86	7.53	8.24	8.47	9.18	8.88	8.74	8.17	7.46	6.82	6.63	6.49	6.25	6.16
ABRIL	4.80	4.80	4.83	4.76	4.74	4.70	4.65	4.65	5.09	6.11	6.64	7.37	7.84	8.10	8.30	8.19	8.08	7.30	6.41	5.73	5.28	5.13	4.82	4.69
MAYO	4.67	4.67	4.63	4.55	4.49	4.44	4.36	4.49	5.12	6.03	6.35	7.16	8.01	8.67	9.02	8.87	8.33	7.72	6.69	5.86	5.37	5.13	4.71	4.61
JUNIO	3.38	3.46	3.55	3.54	3.55	3.49	3.52	3.62	4.17	4.99	5.38	5.95	6.67	7.19	7.10	7.00	6.82	6.22	5.52	4.81	4.29	4.00	3.49	3.36
JULIO	4.19	4.27	4.33	4.36	4.33	4.28	4.34	4.42	4.87	5.49	5.47	5.94	6.80	7.53	7.86	8.07	8.06	7.81	7.06	6.16	5.59	5.23	4.54	4.38
AGOSTO	4.09	4.02	4.09	4.14	4.11	4.07	4.06	4.11	4.54	5.47	5.74	6.47	7.37	7.91	8.23	8.31	8.24	7.60	6.61	5.66	5.13	4.85	4.24	4.14
SEPTIEMBRE	4.13	4.10	4.02	4.12	4.07	4.07	4.09	4.16	4.43	5.31	5.79	6.57	7.20	7.75	7.95	8.06	7.62	6.88	5.85	5.05	4.70	4.49	4.22	4.14
OCTUBRE	5.30	5.26	5.28	5.31	5.19	5.20	5.14	5.12	5.21	5.94	6.17	7.01	7.60	7.82	7.86	7.72	7.48	6.90	6.11	5.71	5.55	5.49	5.36	5.33
NOVIEMBRE	5.80	5.84	5.89	5.90	5.96	6.00	5.89	5.83	5.78	6.42	7.16	8.20	8.89	9.13	8.91	8.52	7.96	7.16	6.11	6.02	6.04	5.94	5.85	5.82
DICIEMBRE	5.91	5.92	5.89	5.95	5.95	6.00	5.97	5.96	5.95	5.87	6.54	7.17	7.85	8.16	8.21	7.86	7.46	6.94	6.29	6.16	6.10	5.97	5.94	5.88

Anexo 18. Producción promedio mensual por hora para la planta híbrida en la localidad de La Coruña.

PRODUCCIÓN PROMEDIO MENSUAL POR HORA DE LA LOCALIDAD EN ZARAGOZA EN MW

MES	HORAS																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	5.79	5.83	5.73	5.67	5.64	5.66	5.72	5.77	5.72	5.61	4.99	5.07	5.36	5.60	5.68	5.74	5.77	5.85	5.94	6.02	6.10	6.10	5.86	5.89
FEBRERO	5.10	5.09	5.04	5.04	5.03	4.94	5.05	5.03	4.97	4.83	4.54	4.89	5.24	5.53	5.74	5.80	5.80	5.83	5.85	5.71	5.59	5.41	5.27	5.17
MARZO	5.63	5.53	5.47	5.32	5.20	5.14	5.13	5.04	4.83	4.95	5.11	5.54	5.80	6.00	6.17	6.30	6.35	6.29	6.35	6.37	6.24	6.14	5.96	5.76
ABRIL	5.06	4.85	4.78	4.64	4.50	4.45	4.36	4.18	4.13	4.56	4.49	4.82	5.08	5.27	5.48	5.77	6.01	6.04	5.94	6.10	6.05	5.81	5.66	5.38
MAYO	5.74	5.54	5.31	5.14	4.96	4.84	4.63	4.45	4.74	4.88	4.59	4.82	5.02	5.32	5.65	6.04	6.32	6.53	6.67	6.65	6.64	6.49	6.17	5.92
JUNIO	4.96	4.70	4.47	4.16	3.97	3.75	3.44	3.14	3.29	3.41	3.19	3.44	3.65	3.97	4.27	4.56	5.02	5.45	5.71	5.91	6.24	5.97	5.59	5.27
JULIO	6.36	5.97	5.63	5.23	4.97	4.70	4.29	3.87	3.84	3.81	3.38	3.57	3.78	4.03	4.46	4.95	5.57	6.26	6.81	7.06	7.39	7.30	7.06	6.82
AGOSTO	5.44	5.09	4.85	4.62	4.35	4.19	3.97	3.52	3.38	3.41	3.16	3.38	3.65	3.92	4.23	4.70	5.27	5.96	6.47	6.68	6.75	6.48	6.07	5.82
SEPTIEMBRE	4.54	4.31	4.15	4.03	3.89	3.70	3.69	3.49	3.20	3.37	3.11	3.22	3.35	3.63	4.00	4.33	4.70	4.98	5.04	5.24	5.20	5.13	4.91	4.66
OCTUBRE	4.44	4.32	4.25	4.11	4.04	4.04	4.05	3.93	3.65	3.55	3.50	3.69	3.89	4.07	4.31	4.60	4.79	4.93	5.03	4.93	4.86	4.82	4.73	4.52
NOVIEMBRE	4.77	4.77	4.75	4.81	4.80	4.78	4.85	4.84	4.69	4.51	4.40	4.71	5.05	5.24	5.26	5.18	5.12	5.12	5.05	5.03	5.10	5.04	5.02	4.87
DICIEMBRE	4.46	4.46	4.39	4.30	4.32	4.38	4.36	4.35	4.34	4.17	3.81	3.85	4.09	4.24	4.29	4.25	4.40	4.53	4.51	4.53	4.62	4.64	4.60	4.47

Anexo 19. Producción promedio mensual por hora para la instalación eólica en la localidad de Zaragoza.



HORAS																								
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55	1.27	2.01	2.37	2.49	2.25	1.82	1.29	0.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FEBRERO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	1.00	1.82	2.85	3.15	3.29	3.01	2.73	2.05	1.27	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MARZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	1.13	2.11	3.00	3.30	3.49	3.56	3.33	2.55	1.91	0.79	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00
ABRIL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.14	0.88	1.76	2.46	3.00	3.37	3.39	3.25	2.54	1.86	1.24	0.59	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00
MAYO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.31	1.02	1.89	2.85	2.99	3.14	3.32	3.25	2.70	2.26	1.54	0.81	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00
JUNIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.35	1.10	2.03	2.43	3.04	3.30	3.55	3.36	3.02	2.69	1.83	0.99	0.30	0.06	0.00	0.00	0.00
JULIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.28	1.08	2.07	2.73	3.55	3.90	4.11	3.94	3.45	2.95	2.06	1.01	0.29	0.05	0.00	0.00	0.00
AGOSTO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18	0.91	1.98	2.82	3.51	4.01	4.00	4.14	3.73	2.88	2.04	0.97	0.18	0.00	0.00	0.00	0.00
SEPTIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.84	1.81	2.64	3.41	3.94	3.72	3.73	3.25	2.56	1.54	0.57	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00
OCTUBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45	1.36	2.15	2.81	3.14	3.27	3.14	2.41	1.72	0.90	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NOVIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.93	1.52	2.09	2.33	2.49	2.39	1.72	1.24	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DICIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	1.27	1.77	2.15	2.42	2.08	1.67	1.18	0.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Anexo 20. Producción promedio mensual por hora para la instalación fotovoltaica en la localidad de Zaragoza



HORAS																								
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	5.79	5.83	5.73	5.67	5.64	5.66	5.72	5.77	5.72	6.16	6.26	7.08	7.73	8.09	7.93	7.56	7.06	6.49	5.94	6.02	6.10	6.10	5.86	5.89
FEBRERO	5.10	5.09	5.04	5.04	5.03	4.94	5.05	5.03	4.99	5.83	6.36	7.74	8.39	8.82	8.75	8.53	7.85	7.10	6.05	5.71	5.59	5.41	5.27	5.17
MARZO	5.63	5.53	5.47	5.32	5.20	5.14	5.13	5.04	5.03	6.08	7.22	8.54	9.10	9.49	9.73	9.63	8.90	8.20	7.14	6.41	6.24	6.14	5.96	5.76
ABRIL	5.06	4.85	4.78	4.64	4.50	4.45	4.36	4.32	5.01	6.32	6.95	7.82	8.45	8.66	8.73	8.31	7.87	7.28	6.53	6.19	6.05	5.81	5.66	5.38
MAYO	5.74	5.54	5.31	5.14	4.96	4.84	4.67	4.76	5.76	6.77	7.44	7.81	8.16	8.64	8.90	8.74	8.58	8.07	7.48	6.85	6.64	6.49	6.17	5.92
JUNIO	4.96	4.70	4.47	4.16	3.97	3.75	3.53	3.49	4.39	5.44	5.62	6.48	6.95	7.52	7.63	7.58	7.71	7.28	6.70	6.21	6.30	5.97	5.59	5.27
JULIO	6.36	5.97	5.63	5.23	4.97	4.70	4.33	4.15	4.92	5.88	6.11	7.12	7.68	8.14	8.40	8.40	8.52	8.32	7.82	7.35	7.44	7.30	7.06	6.82
AGOSTO	5.44	5.09	4.85	4.62	4.35	4.19	3.97	3.70	4.29	5.39	5.98	6.89	7.66	7.92	8.37	8.43	8.15	8.00	7.44	6.86	6.75	6.48	6.07	5.82
SEPTIEMBRE	4.54	4.31	4.15	4.03	3.89	3.70	3.69	3.56	4.04	5.18	5.75	6.63	7.29	7.35	7.73	7.58	7.26	6.52	5.61	5.26	5.20	5.13	4.91	4.66
OCTUBRE	4.44	4.32	4.25	4.11	4.04	4.04	4.05	3.93	4.10	4.91	5.65	6.50	7.03	7.34	7.45	7.01	6.51	5.83	5.12	4.93	4.86	4.82	4.73	4.52
NOVIEMBRE	4.77	4.77	4.75	4.81	4.80	4.78	4.85	4.84	4.73	5.44	5.92	6.80	7.38	7.73	7.65	6.90	6.36	5.49	5.05	5.03	5.10	5.04	5.02	4.87
DICEMBRE	4.46	4.46	4.39	4.30	4.32	4.38	4.36	4.35	4.34	4.81	5.08	5.62	6.24	6.66	6.37	5.92	5.58	4.79	4.51	4.53	4.62	4.64	4.60	4.47

Anexo 21. Producción promedio mensual por hora para la planta híbrida en la localidad de Zaragoza.

PRODUCCIÓN PROMEDIO MENSUAL POR HORA DE LA LOCALIDAD EN CÁDIZ EN MW

MES	HORAS																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	6.20	6.23	6.24	6.19	6.18	6.11	6.10	6.08	6.07	5.90	5.89	6.27	6.66	6.81	6.97	6.96	6.84	6.69	6.68	6.49	6.34	6.19	6.15	6.13
FEBRERO	7.33	7.28	7.20	7.10	7.06	7.06	7.03	7.07	7.06	6.91	6.98	7.43	7.72	7.99	8.20	8.28	8.28	8.11	8.00	7.84	7.65	7.51	7.36	7.37
MARZO	6.72	6.73	6.66	6.58	6.47	6.37	6.29	6.24	6.09	6.03	6.16	6.65	6.96	7.26	7.43	7.55	7.61	7.46	7.36	7.19	6.92	6.69	6.56	6.67
ABRIL	6.63	6.55	6.45	6.42	6.41	6.45	6.38	6.37	6.26	6.50	6.61	6.98	7.37	7.71	7.90	8.16	8.21	8.11	7.86	7.66	7.31	7.02	6.69	6.61
MAYO	6.44	6.51	6.54	6.50	6.51	6.44	6.47	6.30	6.27	6.42	6.41	6.76	7.18	7.50	7.75	7.92	7.92	7.79	7.57	7.29	7.12	6.80	6.50	6.49
JUNIO	5.78	5.72	5.59	5.50	5.48	5.46	5.40	5.35	5.49	5.81	5.81	6.39	6.86	7.23	7.45	7.59	7.64	7.47	7.30	6.95	6.59	6.23	5.66	5.67
JULIO	5.08	5.09	5.06	5.05	5.06	5.06	5.10	4.98	4.99	5.28	5.30	5.85	6.31	6.70	6.90	7.02	7.06	6.93	6.58	6.15	5.79	5.44	4.94	5.11
AGOSTO	5.34	5.41	5.43	5.52	5.48	5.47	5.46	5.30	5.16	5.30	5.38	5.84	6.16	6.46	6.77	6.95	6.97	6.82	6.56	6.36	6.02	5.67	5.24	5.38
SEPTIEMBRE	5.67	5.61	5.60	5.50	5.52	5.49	5.51	5.50	5.47	5.65	5.63	5.99	6.26	6.51	6.79	6.90	6.94	6.80	6.56	6.40	6.07	5.83	5.63	5.65
OCTUBRE	7.04	7.13	7.16	7.07	7.05	7.00	6.98	6.96	6.87	6.92	6.91	7.25	7.50	7.61	7.66	7.62	7.56	7.42	7.39	7.29	7.22	7.13	6.99	7.03
NOVIEMBRE	6.30	6.39	6.32	6.27	6.28	6.15	6.06	5.98	5.84	5.63	5.76	6.16	6.50	6.80	6.97	6.93	6.85	6.69	6.61	6.42	6.32	6.23	6.10	6.22
DICIEMBRE	6.81	6.76	6.69	6.70	6.65	6.63	6.61	6.63	6.58	6.48	6.26	6.55	6.91	7.05	7.12	7.16	6.98	6.99	6.90	6.80	6.70	6.58	6.66	6.76

Anexo 22. Producción promedio mensual por hora para la instalación eólica en la localidad de Cádiz.



HORAS																								
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	1.49	2.12	2.52	2.96	2.88	2.60	2.09	1.34	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
FEBRERO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	1.34	1.65	2.27	2.61	2.64	2.22	1.90	1.45	0.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MARZO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.26	1.28	2.27	3.06	3.64	3.72	3.75	3.42	2.78	2.04	0.95	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00
ABRIL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.61	1.63	2.43	3.03	3.63	3.70	3.63	3.26	2.67	1.87	1.02	0.21	0.00	0.00	0.00	0.00
MAYO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.16	0.68	1.37	2.15	2.78	3.15	3.51	3.35	3.01	2.55	1.80	1.06	0.28	0.01	0.00	0.00	0.00
JUNIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.81	1.80	2.64	3.51	3.99	4.17	4.13	3.80	3.12	2.30	1.27	0.39	0.08	0.00	0.00	0.00
JULIO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.70	1.66	2.60	3.32	3.90	4.10	4.10	3.70	3.23	2.32	1.35	0.42	0.07	0.00	0.00	0.00
AGOSTO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.63	1.67	2.65	3.48	4.05	4.25	4.15	3.88	3.17	2.35	1.28	0.31	0.00	0.00	0.00	0.00
SEPTIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.53	1.48	2.24	2.90	3.62	3.83	3.69	2.82	2.78	1.90	0.85	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00
OCTUBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	1.50	2.54	3.31	3.78	4.03	3.88	3.22	2.44	1.44	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NOVIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.68	1.58	2.12	2.79	3.07	3.07	2.53	2.41	1.42	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DICIEMBRE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55	1.32	1.80	2.49	2.56	2.40	1.86	1.59	0.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Anexo 23. Producción promedio mensual por hora para la instalación fotovoltaica en la localidad de Cádiz.

HORAS																								
MES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ENERO	6.20	6.23	6.24	6.19	6.18	6.11	6.10	6.08	6.07	6.50	7.38	8.39	9.18	9.77	9.85	9.56	8.93	8.03	6.85	6.49	6.34	6.19	6.15	6.13
FEBRERO	7.33	7.28	7.20	7.10	7.06	7.06	7.03	7.07	7.06	7.55	8.32	9.08	9.99	10.60	10.84	10.50	10.18	9.56	8.58	7.84	7.65	7.51	7.36	7.37
MARZO	6.72	6.73	6.66	6.58	6.47	6.37	6.29	6.24	6.35	7.31	8.43	9.71	10.60	10.98	11.18	10.97	10.39	9.50	8.31	7.28	6.92	6.69	6.56	6.67
ABRIL	6.63	6.55	6.45	6.42	6.41	6.45	6.38	6.42	6.87	8.13	9.04	10.01	11.00	11.41	11.53	11.42	10.88	9.98	8.88	7.87	7.31	7.02	6.69	6.61
MAYO	6.44	6.51	6.54	6.50	6.51	6.44	6.47	6.46	6.95	7.79	8.56	9.54	10.33	11.01	11.10	10.93	10.47	9.59	8.63	7.57	7.13	6.80	6.50	6.49
JUNIO	5.78	5.72	5.59	5.50	5.48	5.46	5.40	5.55	6.30	7.61	8.45	9.90	10.85	11.40	11.58	11.39	10.76	9.77	8.57	7.34	6.67	6.23	5.66	5.67
JULIO	5.08	5.09	5.06	5.05	5.06	5.06	5.10	5.15	5.69	6.94	7.90	9.17	10.21	10.80	11.00	10.72	10.29	9.25	7.93	6.57	5.86	5.44	4.94	5.11
AGOSTO	5.34	5.41	5.43	5.52	5.48	5.47	5.46	5.38	5.79	6.97	8.03	9.32	10.21	10.71	10.92	10.83	10.14	9.17	7.84	6.67	6.02	5.67	5.24	5.38
SEPTIEMBRE	5.67	5.61	5.60	5.50	5.52	5.49	5.51	5.50	6.00	7.13	7.87	8.89	9.88	10.34	10.48	9.72	9.72	8.70	7.41	6.48	6.07	5.83	5.63	5.65
OCTUBRE	7.04	7.13	7.16	7.07	7.05	7.00	6.98	6.96	7.29	8.42	9.45	10.56	11.28	11.64	11.54	10.84	10.00	8.86	7.73	7.29	7.22	7.13	6.99	7.03
NOVIEMBRE	6.30	6.39	6.32	6.27	6.28	6.15	6.06	5.98	5.84	6.31	7.34	8.28	9.29	9.87	10.04	9.46	9.26	8.11	6.70	6.42	6.32	6.23	6.10	6.22
DECEMBRE	6.81	6.76	6.69	6.70	6.65	6.63	6.61	6.63	6.58	7.03	7.58	8.35	9.40	9.61	9.52	9.02	8.57	7.78	6.90	6.80	6.70	6.58	6.66	6.76

Anexo 24. Producción promedio mensual por hora para la planta híbrida en la localidad de Cádiz.

PRODUCCIÓN ANUAL PARA LAS LOCALIDADES ESTUDIADAS EN MWh

En esta sección de Anexos, se muestra la tabla adjunta que contiene los primeros 50 valores que conforman el perfil anual de generación de energía para las tres instalaciones en cada uno de los tres sitios de estudio. Esta selección se realiza debido a la extensión de los datos y con el propósito de mantener la concisión y legibilidad del documento.

HORA N°	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			INSTALACIÓN EÓLICA			PLANTA HÍBRIDA		
	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ	LA CORUÑA	ZARAGOZA	CÁDIZ
1	0.00	0.00	0.00	6.09	4.09	7.76	6.09	4.09	7.76
2	0.00	0.00	0.00	6.22	4.33	7.94	6.22	4.33	7.94
3	0.00	0.00	0.00	6.19	4.43	7.80	6.19	4.43	7.80
4	0.00	0.00	0.00	6.10	4.31	7.61	6.10	4.31	7.61
5	0.00	0.00	0.00	5.97	4.30	7.38	5.97	4.30	7.38
6	0.00	0.00	0.00	5.97	4.45	7.42	5.97	4.45	7.42
7	0.00	0.00	0.00	6.44	4.48	7.36	6.44	4.48	7.36
8	0.00	0.04	0.04	6.12	4.62	7.21	6.12	4.66	7.24
9	0.08	0.42	0.49	5.69	4.31	7.22	5.77	4.73	7.70
10	0.33	0.91	1.13	5.79	3.78	7.01	6.12	4.69	8.13
11	0.61	1.37	1.60	6.08	3.54	6.65	6.69	4.92	8.25
12	0.89	1.62	1.96	5.97	3.32	6.92	6.86	4.94	8.87
13	1.00	1.51	2.08	6.25	3.57	7.57	7.25	5.08	9.65
14	0.90	1.30	1.92	6.22	3.57	7.19	7.12	4.87	9.11
15	0.69	0.96	1.55	6.39	4.05	6.94	7.08	5.01	8.49
16	0.41	0.49	1.00	6.46	4.14	7.22	6.87	4.63	8.23
17	0.13	0.08	0.36	6.72	4.78	6.92	6.86	4.86	7.28
18	0.00	0.00	0.00	6.74	5.27	7.04	6.74	5.27	7.04
19	0.00	0.00	0.00	6.75	5.68	6.80	6.75	5.68	6.80
20	0.00	0.00	0.00	6.91	5.63	6.78	6.91	5.63	6.78
21	0.00	0.00	0.00	7.08	5.20	6.58	7.08	5.20	6.58
22	0.00	0.00	0.00	6.83	5.19	6.73	6.83	5.19	6.73
23	0.00	0.00	0.00	6.13	4.71	6.23	6.13	4.71	6.23
24	0.00	0.00	0.00	6.42	4.58	6.02	6.42	4.58	6.02
25	0.00	0.00	0.00	6.27	4.01	6.23	6.27	4.01	6.23
26	0.00	0.00	0.00	6.32	4.25	6.29	6.32	4.25	6.29
27	0.00	0.00	0.00	6.43	4.04	6.40	6.43	4.04	6.40
28	0.00	0.00	0.00	7.00	4.20	6.57	7.00	4.20	6.57
29	0.00	0.00	0.00	6.93	4.41	6.25	6.93	4.41	6.25
30	0.00	0.00	0.00	7.21	4.60	6.17	7.21	4.60	6.17
31	0.00	0.00	0.00	6.88	5.05	6.47	6.88	5.05	6.47
32	0.00	0.03	0.03	6.98	4.98	6.08	6.98	5.01	6.12
33	0.08	0.33	0.40	6.74	4.99	6.32	6.83	5.31	6.71
34	0.39	0.77	0.99	6.81	4.59	6.22	7.21	5.36	7.21
35	0.75	1.18	1.41	6.94	4.29	5.58	7.69	5.47	6.99
36	1.03	1.40	1.77	6.88	4.05	5.69	7.91	5.45	7.46
37	1.11	1.44	1.94	7.15	4.40	5.79	8.26	5.85	7.73
38	1.04	1.24	1.83	7.56	4.77	5.84	8.60	6.01	7.67
39	0.80	0.91	1.47	7.84	4.58	6.03	8.65	5.49	7.50
40	0.44	0.47	0.95	7.67	4.64	6.34	8.11	5.12	7.29
41	0.14	0.08	0.35	7.61	4.87	6.21	7.75	4.96	6.55
42	0.00	0.00	0.00	7.58	4.81	6.61	7.58	4.81	6.61
43	0.00	0.00	0.00	7.36	4.70	6.60	7.36	4.70	6.60
44	0.00	0.00	0.00	7.50	4.73	6.21	7.50	4.73	6.21
45	0.00	0.00	0.00	7.85	4.57	5.91	7.85	4.57	5.91
46	0.00	0.00	0.00	7.53	4.61	5.07	7.53	4.61	5.07
47	0.00	0.00	0.00	7.84	4.79	4.80	7.84	4.79	4.80
48	0.00	0.00	0.00	7.58	4.53	4.95	7.58	4.53	4.95
49	0.00	0.00	0.00	7.69	3.95	5.15	7.69	3.95	5.15
50	0.00	0.00	0.00	7.77	3.97	5.23	7.77	3.97	5.23

Anexo 25. Primeros 50 datos que conforman el perfil anual para los puntos en estudio.