

Trabajo Fin de Máster

Título del trabajo:

Evaluación de la integración de energía fotovoltaica y baterías en una planta eólica para la optimización financiera.

English title:

Evaluation of the integration of photovoltaic energy and batteries in a wind power plant for financial optimization.

Autor

Matheus Monteiro Cabral

Director

Rodolfo Dufo-López

Titulación del autor

Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética

ÍNDICE

1.	Introducción.....	4
1.1.	Objetivos del proyecto.....	4
1.2.	Metodología.....	4
1.3.	Contextualización	4
2.	Revisión Bibliográfica.....	5
2.1.	Sistemas de Energía Eólica (en tierra).....	5
2.2.	Sistemas Fotovoltaicos	6
2.3.	Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías	7
2.4.	Sistemas Híbridos de Energía Renovable.....	8
2.5.	Mercado Alemán de Energía y Primas (EEG e InnAus)	9
2.6.	Indicadores financieros de proyectos renovables	11
3.	Metodología.....	11
3.1.	Situación del proyecto	11
3.2.	Características técnicas.....	12
3.2.1.	Parque eólico	12
3.2.2.	Parque solar	13
3.2.3.	Banco de baterías.....	13
4.	Casos de estudio y simulación.....	13
4.1.	Simulación.....	13
4.2.	Caso base	13
4.3.	Híbrido eólico y fotovoltaico.....	16
4.3.1.	Configuración para la InnAus.....	16
4.3.2.	Configuración para la EEG.....	17
4.3.3.	Datos financieros para el caso híbrido eólico y fotovoltaico.....	17
4.4.	Híbrido eólico y BESS	17
4.5.	Híbrido eólico, fotovoltaico y BESS	18
5.	Análisis y discusión de los resultados	19
5.1.	Caso base	19
5.2.	Híbrido eólico y fotovoltaico.....	19
5.3.	Híbrido eólico con almacenamiento	20
5.4.	Híbrido eólico-fotovoltaico con almacenamiento	21
5.5.	Análisis de sensibilidad del híbrido eólico-solar con BESS de la InnAus	22

6. Conclusión.....	24
7. Referencias bibliográficas	25
ÍNDICE DE FIGURAS	28
ANEXOS.....	30
Anexo A – Estudio de implantación del proyecto	30
Anexo B – Datos del aerogenerador.....	34
Anexo C – Datos del módulo solar y del inversor.....	37
Anexo D – Datos del sistema de almacenamiento (BESS)	40
Anexo E – Datos del viento y generación eólica.....	41
Anexo F – Datos de irradiación y de generación solar.....	44
Anexo G – Configuración de MHOGA.....	49
Anexo H – Valores de venta de energía en el mercado mayorista.....	54
Anexo I – Resultados de la simulación	55

1. Introducción

1.1. Objetivos del proyecto

El presente proyecto tiene como objetivo analizar las combinaciones más eficientes entre diferentes tecnologías renovables (eólica y solar) con almacenamiento en baterías, tomando como base un parque eólico localizado entre los pueblos de Haberloh y Völkersen, en el estado de Baja Sajonia, Alemania. Se evaluará la integración de las tecnologías con el objetivo de reducir los costes energéticos (*levelized cost of energy* LCOE, coste nivelado de la energía) y maximizar el rendimiento financiero (*net present value* NPV, valor actual neto e *internal rate of return* IRR, tasa interna de retorno), considerando la legislación sobre energías renovables y la ordenanza sobre licitaciones de innovación del mercado eléctrico alemán. Con esto, se espera identificar las combinaciones más eficientes desde un punto de vista técnico y financiero, además de hacerse un análisis de sensibilidad considerando las variables más influyentes.

1.2. Metodología

Para alcanzar los objetivos anteriormente descritos, se van a llevar a cabo las siguientes tareas:

- Estudio de base de datos y literatura científica sobre los sistemas de energía eólica *on-shore*, fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de energías y de sistemas híbridos de energía renovable.
- Estudio de las legislaciones alemanas relativas al mercado renovable de energía, con enfoque a la *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (Ley de las energías renovables) y la *Innovationausschreibung* (Licitación de innovación).
- Análisis del terreno y viabilidad para la instalación de un sistema solar o de baterías, en la misma ubicación de la planta eólica, mediante herramientas geolocalización como QGIS y Google Earth PRO.
- Utilización del software MHOGA, para simulación y optimización del sistema híbrido, en conjunto con Excel para el análisis y comparación de los datos de los resultados.

1.3. Contextualización

La creciente integración de fuentes de energía renovable en los sistemas eléctricos, en especial en países como Alemania, ha impulsado la necesidad de buscar soluciones técnicas y económicas que permitan un uso más eficiente y flexible de los recursos energéticos. En este contexto, los sistemas híbridos que combinan generación eólica, solar fotovoltaica y almacenamiento con baterías (*battery energy storage system* BESS) se presentan como alternativas para mejorar el uso del punto de conexión, reducir los efectos del *curtailment* (recortes de producción) o restricción de conexión, y optimizar la rentabilidad global del proyecto.

La legislación energética alemana ha incorporado estructuras de subastas que incentivan la instalación de energías renovables. Entre ellas se destacan la subasta de la ley de energías renovables (EEG) y la subasta de innovación (*Innovationausschreibung* – InnAus). Esta última promueve modelos de generación más flexibles y avanzados, como los sistemas híbridos con almacenamiento, aunque exige mayores niveles de inversión y criterios técnicos más estrictos.

Por lo tanto, surge la necesidad de entender y evaluar la integración de energía fotovoltaica y baterías con la subasta InnAus y la EEG. El presente Trabajo Fin de Máster aborda esta cuestión mediante un estudio detallado de distintos escenarios de hibridación (eólico, eólico-solar, eólico-BESS, y eólico-solar-BESS), analizando los indicadores financieros (NPV, IRR, LCOE, tiempo de retorno de inversión) bajo condiciones reales de mercado y normativa.

2. Revisión Bibliográfica

2.1. Sistemas de Energía Eólica (en tierra)

Los vientos globales, la fuerza Coriolis y las fuerzas de inercia, debidas al movimiento circular de la tierra, y las fuerzas de fricción son algunos de los factores que influyen en la velocidad de los vientos.^[1]

La correcta ubicación de un proyecto tiene en cuenta variables como la situación geográfica, las características climáticas locales, la estructura topográfica de la zona y las irregularidades puntuales en el terreno, entre otros.^[2] Por otro lado, solo una parte de la energía del viento puede ser convertida en energía utilizable. El límite de Betz (1926) demuestra que el punto de máxima producción para un rotor ideal sería cuando un 2/3 del viento de corriente libre llega a sus palas.^[1]

Existen distintas tecnologías de aerogeneradores que tratan de maximizar la captación de energía. Sin embargo, para aplicaciones de gran escala, la más utilizada son los aerogeneradores de eje horizontal de 3 palas. Su elección se debe a una mayor estabilidad a la variación de velocidad del viento y a que presentan un mayor coeficiente de potencia, mayor inercia de rotación y un mejor balance en las cargas estáticas/rotacionales, cíclicas, transitorias, estocásticas y de resonancia.^[1]

Acoplado al sistema de palas, están los generadores (normalmente a través de la multiplicadora de velocidad). Los generadores síncronos, de inducción y de inducción con rotor bobinado son los más utilizados ^[1]. Con el avance de la electrónica de potencia los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) empezaron a ser más utilizados debido a su operación a velocidad variable, al mejor control de potencia activa y reactiva, además de la reducción de cargas mecánicas y, por consiguiente, reducción en el mantenimiento.^[3]

2.2. Sistemas Fotovoltaicos

La tecnología fotovoltaica tiene como base el efecto fotoeléctrico, estudiado por Albert Einstein, por lo cual le galardonó el premio Nobel en 1921 ^[4]. En los materiales semiconductores, cuando se exponen a un flujo de fotones, los electrones obtienen suficiente energía para pasar de la banda de valencia ^[5], creando entonces una corriente eléctrica en el material.

La luz solar que penetra en la atmósfera terrestre se divide en varios tipos de radiación. Estas son clasificadas como (1) la radiación directa, en la que todos los rayos que son recibidos por el receptor en línea recta con el sol, (2) la radiación difusa, que se recibe indirectamente por difracción en nubes, niebla, polvo en suspensión y obstáculos en la atmósfera y (3) la radiación del albedo que es la radiación que se refleja en los objetos del suelo ^[6].

Existen distintas tecnologías de semiconductores basados en cristales. Las más conocidas son las células de silicio monocristalino típicas, células solares fotovoltaicas de emisor y receptor pasivados (PERC), y las de contacto pasivado de óxido de túnel (TOPCon) ^[7]. Por otro lado, existen tecnologías novedosas como las células Perovskita (PSC), capaces de llegar a una eficiencia de 33,9% ^[8], un nuevo máximo alcanzado en 2024.

Para la conversión de energía, los inversores son una tecnología clave para los sistemas fotovoltaicos. Utilizan algoritmos que buscan el punto de máxima potencia (*maximum power point tracking* MPPT) y realizan la conversión de corriente continua producida en los paneles a corriente alterna a través del uso de IGBTs o MOSFETs. Además, para aplicaciones conectadas a la red, se utilizan inversores de seguimiento de red o fuentes de voltaje (VSI), mientras que para aplicaciones aisladas suelen utilizarse los de creación de red o fuentes de corriente (CSI) ^[9].

Dado que entre los años de 2010 y 2020 los precios de los módulos fotovoltaicos disminuyeron un 90% ^[10], los proyectos de gran escala se enfocaron en la utilización de módulos PERC ^[11], en conjunto con inversor central, debido a su bajo coste en comparación con otras topologías, así como la facilidad de mantenimiento ^[12]. Además, se suelen hacer estudios para verificar si la instalación de seguimiento solar (de uno o dos ejes), será rentable para una dada localización ^[13].

En conclusión, los sistemas fotovoltaicos para proyectos en gran escala son definidos por tres tecnologías: (1) el tipo del módulo, (2) el inversor y su topología, y (3) la utilización o no de seguimiento solar. Dado que el recurso solar está conectado directamente con la ubicación del proyecto, los desarrolladores intentan instalar la mayor cantidad de potencia posible, aumentando al máximo la superficie útil del parque solar, mientras alcanzan valores altos en la ratio DC/AC de las plantas solares.

2.3. Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías

Un sistema de almacenamiento de energía con baterías, o *Battery Energy Storage System* (BESS), es un sistema electroquímico que almacena energía desde una fuente de energía eléctrica, y descarga esta energía en un tiempo posterior, con el objetivo de suministrar energía eléctrica, u otros servicios auxiliares, a la red o a una carga^[14].

El principio de funcionamiento se basa en la instalación de un polo positivo (cátodo) y un polo negativo (ánodo), que suelen ser materiales metálicos, que están sumergidos en un líquido acuoso o que presenta un medio que permite el flujo de electrones desde el ánodo hacia cátodo. Los tres tipos de baterías recargables más utilizadas son los de Plomo-ácido, Níquel-Cadmio e de iones de Litio^[15]. Además, existen las tecnologías de flujo de reducción-oxidación (redox), sodio-azufre (Na-S) y muchas otras en estado de desarrollo.

Para proyectos de gran escala, Zhao et al. mostraron la dependencia de los precios del mercado eléctrico de la penetración de las renovables del almacenamiento^[16]. Llegaron a la conclusión de que, con la reducción de costes prevista, las baterías de iones de litio dominarían el mercado del almacenamiento (en comparación con las de plomo y ácido, las baterías de flujo de redox de vanadio y el almacenamiento de energía en aire comprimido)^[17].

Las baterías en Ion-Litio dominan el mercado ya que tienen la mayor densidad de energía y se consideran seguras. Las principales tecnologías son las de óxido de litio cobalto, el óxido de litio manganeso, el óxido de litio níquel manganeso cobalto, el fosfato de litio hierro y el titanato de litio^[18].

Los BESS son una junción de distintas tecnologías y equipos. Las tres principales son el sistema de gestión de energía, *Energy Management System* (EMS), el sistema de conversión de potencia, *Power Conversion System* (PCS), y el sistema de baterías. El funcionamiento del banco de baterías depende de su objetivo final. Las aplicaciones se resumen en la Tabla 1.

Para el mercado alemán, hasta ahora no se ha realizado la implementación de un mercado de capacidad^[19]. Por otro lado, el mercado de reserva de contención de frecuencia (*frequency containment reserve*, FCR) sigue siendo una de las principales fuentes de ingresos, los operadores de activos están ingresando a los mercados de reserva de control secundarios (aFRR) y terciarios (mFRR)^[20]. Además, los operadores trabajan en el mercado intradía realizando arbitraje: comprando energía a precios bajos y vendiéndolos en las horas pico^[21].

Tabla 1 - Aplicaciones del almacenamiento de energía a gran escala.

Aplicación	Descripción	Duración
Arbitraje	Compra de energía a bajo costo en períodos de baja demanda y venta en períodos de precios altos.	Horas
Capacidad Firme	Proporciona capacidad confiable para satisfacer la demanda máxima del sistema.	4+ horas
Respuesta Primaria de Frecuencia (<i>frequency containment reserve FCR</i>)	Respuesta muy rápida a variaciones impredecibles en la demanda y generación.	Segundos
Respuesta Secundaria de Frecuencia (<i>automatic frequency restoration reserve aFRR</i>)	Respuesta automática que ayuda a restaurar la frecuencia a su valor nominal.	30'' a minutos
Respuesta Terciaria de Frecuencia (<i>manual frequency restoration reserve mFRR</i>)	Respuesta manual para terminar de restaurar la frecuencia a su valor nominal.	Minutos a hora
Rampa/Seguimiento de Carga	Ajuste a cambios más prolongados (por hora) en la demanda de electricidad.	30 minutos a horas
Reemplazo y Diferimiento de Carga en Transmisión y Distribución	Reduce la carga en el sistema de transmisión y distribución durante las horas pico.	Horas
Arranque Autógeno (Black Start)	Unidades activadas para reiniciar el sistema después de una falla generalizada (apagón).	Horas

Fuente [14], modificado por el autor.

2.4. Sistemas Híbridos de Energía Renovable

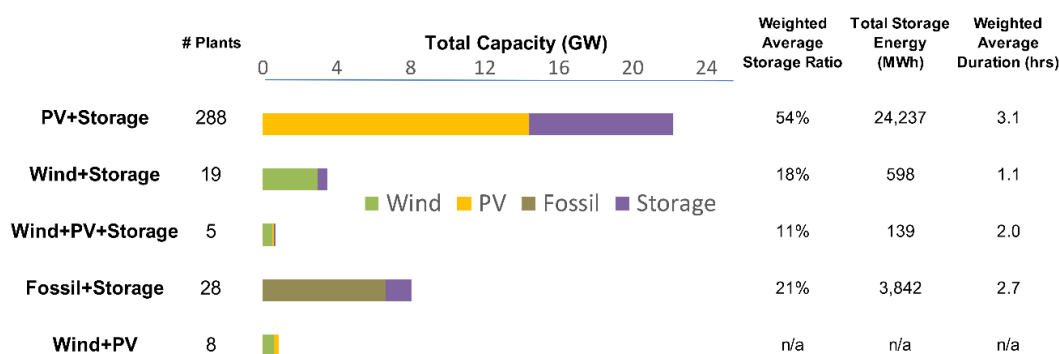
En 2017, la capacidad instalada mundial de proyectos híbridos alcanzaba los 169 GW en sistemas de bombeo hidráulico, 3,2 GW en térmico, 1,57 GW en electromecánico, 3,67 GW en electroquímico y 15 MW en Hidrógeno [22].

El uso combinado de fuentes de energía renovable, como la eólica o solar, conectada a un banco de baterías para el suministro de electricidad a una carga CC o CA es muy utilizada en soluciones aisladas de la red [23]. Por otro lado, en gran escala, existen proyectos que combinan la generación eólica y solar [24], además del uso de baterías para el almacenamiento de la energía y utilización en arbitraje o servicios de red.

En 2023, el mercado alemán de baterías creció un 152% en relación con el año anterior, llegando a 5,9GWh de capacidad instalada [25]. Esto se debe principalmente a la gran cantidad de horas de precio negativo en el mercado futuro de energías, llegando a 457h en el año de 2024 [26].

Debido a las horas negativas, los productores tienen más dificultades en cerrar contratos de compraventa de energía, *Power Purchase Agreement* (PPA), sufren desconexiones de la red (*curtailments*) y, en Alemania, no reciben las primas de mercado para proyectos de la subasta da ley de las energías renovables, *Erneurbare-Energien-Gesetz* (EEG) [27]. En los EE. UU., los proyectos híbridos ya representan un 46% de las nuevas solicitudes de conexión a la red, como presenta la Figura 1.

Figura 1 - Características de nuevos proyectos híbridos en los EE. UU.



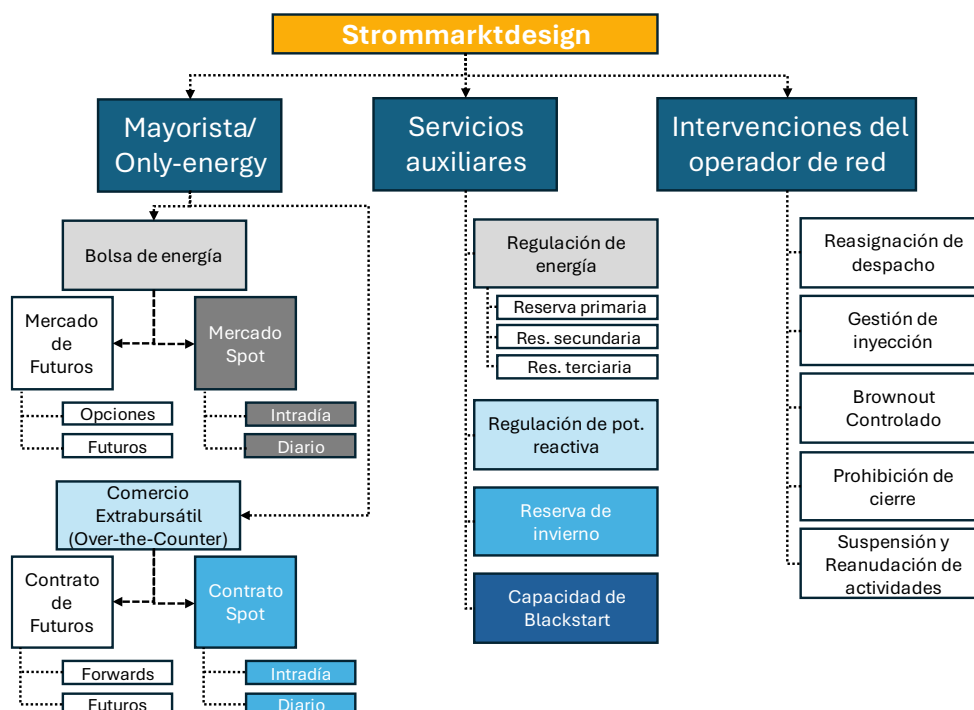
Fuente [28], modificado por el autor.

En conclusión, la creciente penetración de renovables y la volatilidad del mercado eléctrico han impulsado el uso de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) como estándar en nuevos proyectos híbridos. Esta tendencia se refleja en el crecimiento del mercado alemán y en la alta adopción de proyectos híbridos en EE.UU.

2.5. Mercado Alemán de Energía y Primas (EEG e InnAus)

El mercado de energía en Alemania se divide en el mercado mayorista, que incluye contratos a largo y corto plazo, así como venta de servicios auxiliares, como se muestra en la Figura 2.

Figura 2 - Diseño del Mercado Eléctrico alemán (*Strommarktdesign*).



Fuente [29], modificado por el autor.

En los mercados spot sólo se negocia explícitamente energía eléctrica. Sin embargo, el mercado de electricidad también remunera implícitamente el rendimiento en los

mercados de futuros, en los mercados spot y en los contratos de compra de electricidad [30].

Inicialmente, gran parte de los operadores de parques eólicos o solares desarrollaban proyectos para participar en los mercados de compraventa de energía, ya que la generación de menor coste tiene prioridad de venta. Sin embargo, esto se cambió debido al menor retorno de inversión (ROI) por la alta penetración de renovables.

La *Erneuerbare-Energien-Gesetz*, ley de las energías renovables, fue creada en 1 de abril de 2000 [31] y sufrió diversos cambios legislativos. Según el artículo 1, apartado 1 de la EEG 2023, el objetivo de la ley es la transformación hacia un suministro eléctrico sostenible y neutro en gases de efecto invernadero basado totalmente en energías renovables y, según su apartado 2, lo hará a través de llegar a un 80% la producción de energías renovables en el consumo bruto de electricidad en el territorio de la República Federal de Alemania [32].

Las subastas de fuentes renovables más importantes para este proyecto están definidas por la Sección 2, § 36: Ofertas para instalaciones de energía eólica terrestre; Sección 3, § 37: Ofertas para instalaciones solares del primer segmento; § 39n: Subastas de innovación [33].

Según el Art. 2 de la *Windenergieflächenbedarfsgesetz* (WindBG), Ley de requisitos de las zonas de energía eólica, las zonas prioritarias para el desarrollo de proyectos eólicos deben ser definidas en los planos del ordenamiento (*Raumordnungsplan*) y sus metas de definición están definidas por el Art. 3, apartado 1, WindBG para cada estado alemán. El objetivo general es utilizar aproximadamente un 2% del territorio alemán como proyectos eólicos hasta 2032 [34].

Por otro lado, el Art. 48, EEG2023, define características como [35] la restricción de la ubicación del proyecto en zonas como áreas militares o vertederos y la distancia mínima de 500 metros de carreteras nacionales o de vías férreas, así como la ubicación preferente en zonas desfavorecidas con baja productividad agrícola o en terrenos definidos como zona especial para renovables en su Plan de Desarrollo [36].

Los proyectos híbridos participan en la *Innovationausschreibung*, o Licitación de innovación, siempre y cuando cumplan con el artículo 13 de la *Innovationausschreibungsverordnung* (InnAusV), u Ordenanza sobre licitaciones de innovación [37]. En proyectos híbridos, el almacenamiento debe representar al menos el 25% de la potencia total del sistema y garantizar 2 horas de almacenamiento. Si no se incorpora almacenamiento, el sistema debe ser capaz de suministrar al menos el 25% de su potencia instalada principal como regulación secundaria positiva [37].

En conclusión, el mercado eléctrico alemán está orientado a la participación en el mercado mayorista o de servicios auxiliares. Además, gran parte de los proyectos van a subastas EEG e InnAus para garantizar la estabilidad financiera y fomentar la expansión de las energías renovables. La priorización de proyectos híbridos empieza a ser una tendencia de mercado, debido a su mayor estabilidad y posibilidad de financiación.

2.6. Indicadores financieros de proyectos renovables

Los desarrolladores e inversores en proyectos de energía renovable utilizan una serie de indicadores para la evaluación económica. Entre los más utilizados están el Coste Nivelado de la Energía (LCOE), la Tasa Interna de Retorno (IRR) y el Valor Actual Neto (NPV) ^[38].

El LCOE es una métrica que presenta el coste total de la generación de energía por unidad de electricidad producida. Es ampliamente utilizado para análisis de inversiones en las que la estructura de costes se concentra en las fases iniciales ^[39]. Por otro lado, algunos autores evidenciaron que esta métrica no es suficiente para definir la rentabilidad de una inversión ^[40].

La IRR representa la tasa de descuento que lleva la NPV a cero. Esto significa que este valor presenta un porcentual de rentabilidad del proyecto y, por su simplicidad, sigue siendo usada para estudios de sensibilidad y escenarios de incertidumbre ^[41].

El NPV refleja el valor presente de los flujos de caja futuros, pero con el descuento de una tasa determinada. El valor total representa directamente el incremento esperado por la inversión. Por la facilidad de verificar los valores finales, sigue siendo muy utilizado actualmente como una herramienta que permite la comparación entre distintos proyectos en términos absolutos.

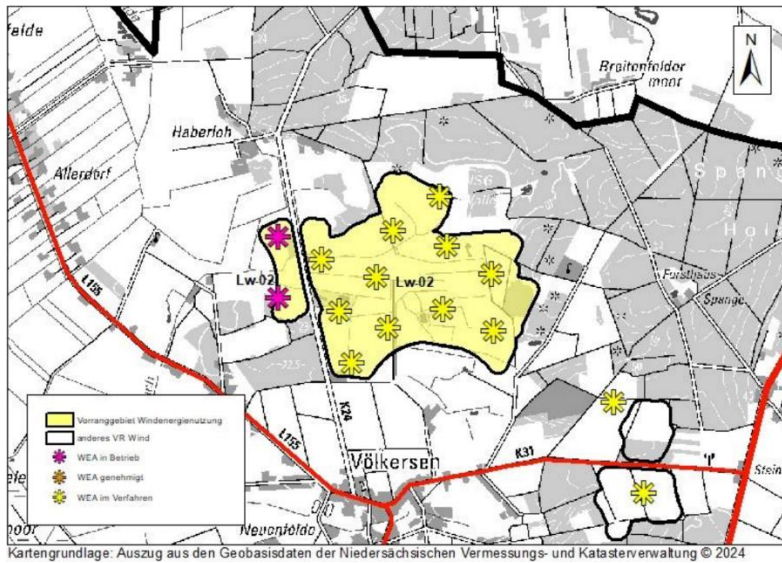
Por lo tanto, a través del uso de estas métricas se hace posible verificar si una inversión en un proyecto de energía renovable es rentable. Además, se abre la posibilidad de hacer distintas comparaciones entre el rendimiento financiero de proyectos híbridos de distintas características ^[42].

3. Metodología

3.1. Situación del proyecto

El proyecto base para este estudio se encuentra en Alemania, en el estado de la Baja Sajonia (*Niedersachsen*), en el condado de Verden, en la ciudad Langwedel y su área está comprendida entre los distritos de Haberloh y Völkersen. La ubicación fue seleccionada por estar demarcada como zona prioritaria para energía eólica. Los responsables de esta clasificación son los representantes del Condado de Verden que, en septiembre de 2024, hicieron cambios en su Plan de Ordenamiento del Territorio. El área demarcada se presenta en la Figura 3.

Figura 3 - Zona prioritaria para eólica.



Fuente [43], modificado por el autor.

El proyecto de los 11 aerogeneradores fue denominado como Windpark Haberloh^[44]. La promotora del proyecto es una empresa alemana, EnergieKontor AG, y es propietaria del proyecto marcado en morado (en funcionamiento) y en amarillo (en fase de planeamiento) de la figura anterior. Las coordenadas, las parcelas (*Flur*) y los trozos de parcelas (*Flurstücke*) de cada aerogenerador (*Windenergieanlage* – WEA) son presentadas en el ANEXO A en conjunto con un estudio de implantación del parque eólico.

3.2. Características técnicas

3.2.1. Parque eólico

El proyecto del parque eólico Haberloh contempla la instalación de 11 aerogeneradores da marca Vestas Deutschland GmbH, modelo V162-7.2MW ^[45]. Las características constructivas y eléctricas más importantes se muestran en la Tabla 2. El resto de las características se recogen en el Anexo B.

Tabla 2 - Aerogenerador Enventus Platform Vestas V162-7.2MW.

Categoría	Especificación
Regulación de potencia	Paso regulado con velocidad variable
Datos operativos	
Potencia nominal estándar	7,200 kW
Velocidad de corte (cut-in)	3 m/s
Velocidad de corte (cut-out)	25 m/s

Fuente [46], modificado por el autor.

3.2.2. Parque solar

El módulo solar elegido para la instalación fue el Trina Solar modelo TSM-NEG-21C-20-710 Vertex debido a su potencia de 710 Wp, gran eficiencia y bifacialidad. La información sobre sus dimensiones y datos eléctricos están en el Anexo C.

Se seleccionó el inversor Sungrow SG1000, principalmente por la gran capacidad de tensión en las entradas de los MPPTs en CC, lo que permite la utilización de *strings* de mayor cantidad de módulos fotovoltaicos. Las características eléctricas del inversor están en el Anexo C.

3.2.3. Banco de baterías

El BESS fue elegido basándose en una solución en container de 20 pies. El mercado está evolucionando a este tipo de soluciones, que suele incluir 5 a 10 racks de baterías, BMS, panel de control, protecciones, sistema contra incendios y sistema de refrigeración.

Por lo tanto, la solución elegida fue el CPS ES-5016KWH-US de Chint Power Systems, una batería de ion de litio de fosfato de hierro (LiFePo₄), que cuenta con alta intensidad nominal y larga vida cíclica (4800 ciclos equivalentes completos), además de la buena estabilidad térmica, mayor seguridad y tolerancia en caso de abuso de su utilización^[18]. Este BESS cuenta con una capacidad energética de 5016 kWh, 2507,94 kW de tasa máxima de descarga continua y tensión nominal de 1331,2 V. Otras características se muestran en el Anexo D.

4. Casos de estudio y simulación

4.1. Simulación

La simulación de las características financieras de todos los casos de estudio se realizó a través de la aplicación MHOGA (*MegaWatt Hybrid Optimization by Genetic Algorithms*), desarrollado por investigadores de la Universidad de Zaragoza^[47].

El objetivo de las optimizaciones realizadas en este proyecto es la maximización del valor actual neto (NPV), pero el *software* puede también considerar otros objetivos como la minimización de LCOE u otros objetivos como la maximización de la tasa interna de retorno (IRR) o la minimización del período de retorno de la inversión^[47].

4.2. Caso base

Para este proyecto los datos provienen de la aplicación windPRO en el que se simuló un mástil virtual en el centro del Windpark Haberloh y, utilizando datos de otros mástiles en su base de datos, se obtuvieron valores de viento diezminutales para distintos años. Los datos del viento y de la configuración del recurso eólico están presentados en el Anexo E, mientras que otras configuraciones del software se muestran en el Anexo G.

A partir de los datos de viento y con la curva de generación del aerogenerador, se puede hacer una estimación de la energía producida anual para una turbina eólica. El

primer paso fue hacer la corrección de los valores de velocidad del viento, desde 150m a 169m , a través de la Ecuación 1. Los resultados están copilados en el Anexo E.

$$v(z) = v(z_r) * \frac{\ln(\frac{z}{z_0})}{\ln(\frac{z}{z_r})} \quad (1)$$

Donde $v(z)$ es la velocidad a 169 m, $v(z_r)$ es la velocidad a 150 m, z es la altura de 160 m, z_r la altura de 150 m y z_0 es la longitud de rugosidad.

A través de la frecuencia de valores se puede hacer un histograma con la densidad de probabilidad de los nuevos valores de viento. Para obtener la potencia disponible del viento, con valores de diámetro del rotor de 162m y área de 20612 m², se utilizó la Ecuación 2.

$$P_{disp} = 0,5 * \rho * A_{palas} * v_{promedio\ viento}^3 \quad (2)$$

Donde ρ es la densidad del viento, A_{palas} el área de las palas y $v_{promedio\ viento}$ es la velocidad promedio para el rango de velocidad.

Para hacer la corrección de la potencia de generación del aerogenerador a 196m, altura del parque eólico Haberloh, se hizo la corrección para la densidad del viento a esta altura, como presente en el Anexo E.

Para calcular la potencia del aerogenerador se utilizó la Ecuación 3.

$$P_{turbina\ promedio} = \int_{v_{cut\ in}}^{v_{cut\ out}} P(v) \cdot p(v) dv \quad (3)$$

Donde $P(v)$ es la potencia de salida de la turbina, $p(v)$ es la densidad de probabilidad para la velocidad del viento, $v_{cut\ in}$ es la velocidad en la que el aerogenerador empieza a generar energía eléctrica y $v_{cut\ out}$ es la velocidad que deja de generar energía.

Finalmente, la energía generada en un año fue calculada por la Ecuación 4.

$$E_{año} = P_{turbina\ promedio} * 365_{días} * 24_{horas/día} \quad (4)$$

La energía producida por un generador en este parque eólico, considerando un 84% de eficiencia del sistema, se aproxima a los 25,4GWh. Además, las horas equivalentes para la ubicación es de 3523,064 horas anuales. Los valores anteriores son solamente para información, ya que, para cálculos más específicos, datos como la geografía local y el efecto estela impactan fuertemente en los resultados. De esta manera, valores para todos los 11 aerogeneradores serán calculados a través del *software* MHOGA.

Por otro lado, para la configuración del aerogenerador, el *software* exige informaciones sobre el coste del CAPEX (*capital expenditures*, o gastos de capital) de la

turbina, el coste de reemplazo, el coste del OPEX (*operational expenditures*, o costes de operación), en un porcentaje anual del CAPEX, la vida útil, las emisiones totales y la curva de potencia generada frente a la velocidad del viento.

El valor del coste de instalación proviene de un estudio de 2024 de la Deutsche Windguard^[48], que definió que el valor de la Inversión principal está dividido en 74% del aerogenerador, 7% de la cimentación y 19% del transporte e instalación, y suman un coste específico de 900 €/kW para un aerogenerador de 7,2 MW.

Por otro lado, los costes de inversión adicionales son de 506 €/kW. Con esto el coste llega a los 1406 €/kW, entrando dentro del rango de valores de Fraunhofer Institut^[49]. El valor de coste reemplazo fue considerado un 60% de este valor. Para considerar la economía de escala en la potencia total del parque se ha aplicado un factor de descuento (mostrado en la Tabla 3).

Por otro lado, MHOGA exige la información del OPEX en % del CAPEX / año. Utilizando datos de Stehly, Duffy y Mulas Hernando^[50], se eligió el valor 6,61%/año para un proyecto eólico *on-shore*. Los datos financieros del Caso base, que también son utilizados para las otras simulaciones, son presentados en la Tabla 4.

Tabla 3 - CAPEX considerado para una turbina de 7,2MW y para el proyecto de 11 aerogeneradores.

CAPEX parque eólico			
Tamaño del proyecto	7,2MW	Descuento	79,2MW
Concepto	Valor (€/kW)		Valor (€/kW)
Aerogenerador	666	5%	632,70
Cimentación	63	5%	59,85
Transporte e instalación	171	5%	162,45
Planificación	202,4	-	202,40
Conexión a la red	116,38	0,30%	116,03
Infraestructura	101,2	0,30%	100,90
Medidas de compensación	20,24	0,70%	20,10
Otros costes	65,78	0,70%	65,32
Total	1406	-	1359,7

Fuente [48], modificado por el autor.

Tabla 4 - Datos financieros y de vida útil.

Características financieras del parque	
Parámetro	Valor
Tasa de descuento real anual	7%
Tasa de inflación anual	2%
Período de estudio	30 años
Porcentaje del monto del préstamo de la inversión inicial	80%
Interés del préstamo	9%
Duración del préstamo	20 años

Fuente: [49], modificado por el autor.

Para el Caso Base se considera la participación en la subasta EEG de energía eólica *on-shore* de agosto de 2024^[51] y que, por lo tanto, el proyecto recibe una prima de 0,0733

€/kWh. Sin embargo, si los precios horarios de energía vendida a la red son igual a cero o negativos durante 4 horas seguidas, no se cobra la prima. En el Anexo H se presenta la curva de precios con los valores reales de venta de energía para el año de 2024.

Por lo tanto, el caso base está configurado para la venta de energía en el mercado mayorista, para valores negativos o menores que 0,0733€/kWh el precio fue corregido en la curva de datos de venta. El proyecto sigue características financieras, de CAPEX y OPEX, según los datos más actualizados de 2024.

4.3. Híbrido eólico y fotovoltaico

Para las simulaciones de hibridación las configuraciones del parque eólico se mantienen sin cambios. Por otro lado, se estudian dos escenarios para su hibridación con un sistema solar fotovoltaico.

El área disponible para la instalación del parque solar es de 28,054 ha, como presentado en el Anexo A, y, a través del uso del *software* PVCase, se simuló la potencia pico máxima instalada de 25,73 MWp.

Para verificar la producción de energía eléctrica máxima del parque se utilizó datos de irradiación del PVGIS como presentados en el Anexo F. Además, el valor de la irradiación anual fue calculado sumando la irradiación mensual de todos los meses del año. Por otro lado, se consideró un Coeficiente de Rendimiento del sistema solar, *Performance Ratio* (PR), de 0,78.

La energía anual generada para el sistema solar fue calculada utilizando la Ecuación 5.

$$E_{solar/año} = P_{pico\ máxima\ instalada} * PR * H_{irradiación\ anual} \quad (5)$$

La energía anual generada por el sistema solar es de 24,6942 GWh.

Para que promotores de proyectos renovables puedan acceder a préstamos bancarios, las instituciones financieras suelen solicitar simulaciones más próximas a la realidad. Por lo tanto, el mismo sistema fue simulado a través del *software* PVSyst como presentado en el Anexo F.

4.3.1. Configuración para la InnAus

Para que el sistema pueda participar en la InnAus, la potencia instalada solar tiene que ser de por lo menos 19800 kWp, lo que equivale al 25% de la potencia instalada del parque eólico (79200kW). De esta manera, se respeta la ley descrita en el capítulo 2.5.

Respetar este límite inferior permite vender energía a precios del mercado bajo el esquema InnAus. Para este caso, los subsistemas solares serán de 1237,5kWp cada uno, de manera a encontrar el valor óptimo del proyecto solar instalado. Las simulaciones empezarán con el límite mínimo de 19800 kWp y llegarán a un máximo de 20 subsistemas.

4.3.2. Configuración para la EEG

Para el sistema con participación en la EEG, la potencia total instalada máxima será dividida en 16 subsistemas solares de 1237,4375 kWp cada uno. Este valor fue definido usando el valor de 19,799 kWp máximo como base, justo por debajo del 25% de la potencia eólica. De esta manera, se permite la participación solo en la subasta del EEG. Además, el sistema fotovoltaico tendrá una ratio CC/CA de 1,24 para los inversores. Los valores utilizados en la configuración del sistema están en el Anexo G.

4.3.3. Datos financieros para el caso híbrido eólico y fotovoltaico

Los valores de CAPEX para los sistemas fotovoltaicos en Alemania se presentan en la Tabla 5. El valor utilizado para los proyectos solares será de 800 €/kWp.

Tabla 5 - Valores de CAPEX solar en Alemania.

CAPEX Solar >1MWp en Alemania	
Parámetro	Valor (€/kWp)
Inversión en 2024 (límite inferior)	700
Inversión en 2024 (límite superior)	900

Fuente: [49], modificado por el autor.

La Tabla 6 muestra otros valores de entrada para la configuración del sistema solar.

Tabla 6 - Datos del sistema solar en Alemania.

Otros datos	
Parámetro	Valor
Vida útil	30 años
OPEX fijo (%CAPEX/año)	1,66%
Degradación anual	0,25%

Fuente: [49], modificado por el autor.

La gráfica con los valores del mercado mayorista de energía con la prima de la InnAus de la subasta de mayo de 2024 está en el Anexo H, además de los valores de la subasta EEG de agosto de 2024.

4.4. Híbrido eólico y BESS

Para el sistema eólico híbrido con baterías, la configuración simulada será de 2h de duración del almacenamiento tanto para el caso de participación en la EEG cuanto para la InnAus. Además, el coste total del sistema fue calculado a partir de informaciones de un comercial de la empresa alemana Testvolt GmbH^[52] para la solución *turn-key* “llaves en mano”, o sea, con todo el valor de construcción y conexión del sistema de baterías también añadido al valor final.

La configuración del sistema es presentada en la Tabla 7 y otras configuraciones del sistema están presentes en el Anexo G.

Tabla 7 - Configuración del sistema BESS.

Valores para BESS en Alemania	
Parámetro	Valor
Coste del sistema llaves en mano (€/kWh)	230
Coste O&M (%/año)	1
Vida útil (año)	15

Fuente: Autor.

El sistema de baterías funcionará recargándose desde la planta eólica cuando la generación supere las 77,6 MW de potencia inyectada a la red. La venta de energía ocurre a partir de un valor de venta de energía definido. Las configuraciones del sistema son presentadas en la Tabla 8.

Tabla 8 - Configuración del funcionamiento de la batería.

Funcionamiento batería		
Parámetro	EEG	InnAus
Tiempo de descarga	2 horas	2 horas
Cargar a partir de producción eólica	>77,6MW	>77,6MW
Descargar a partir de valor de venta de energía a	0,09 €/kWh	0,09 €/kWh

Fuente: Autor.

4.5. Híbrido eólico, fotovoltaico y BESS

Las simulaciones del sistema híbrido eólico-solar con baterías mantendrán las configuraciones previas. La decisión de participación en la EEG o InnAus dependerá de las características de cada caso. Finalmente, se realizará un análisis de sensibilidad ante variaciones en los costes de implantación para encontrar el mejor NPV para cada tipo de subasta, como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9 - Descripción de los casos para el análisis de sensibilidad.

Análisis de sensibilidad - Híbrido Eólico-Solar-Batería						
Tecnología	EEG y InnAus					
	Eólica		Solar		Batería	
	Variación del coste de adquisición CAPEX (M€)					
Caso 1	86,1504	-20%	0,792	-20%	0,9232	-20%
Caso 2	129,2256	+20%	1,188	+20%	1,3848	+20%
Caso 3	107,688	-	0,99	-	0,9232	-20%
Caso 4	107,688	-	0,99	-	1,3848	+20%

Fuente: Autor.

5. Análisis y discusión de los resultados

5.1. Caso base

El resultado de la simulación para el Parque Eólico Haberloh con 11 aerogeneradores de 7200 kW se muestra en la Tabla 10. Todas las gráficas de los resultados se encuentran en el Anexo I.

La inversión inicial de 134,61 M€ tiene como tiempo de retorno solo 6,17 años. Además, el Valor Actual Neto llega a los 181,01 M€ hasta el fin de la vida útil del parque, lo que conlleva a una Tasa Interna de Retorno de 17,95%. Finalmente, el LCOE es de 0,0542 €/kWh, lo que está de acuerdo con valores actuales para zonas con un buen recurso eólico en Alemania y, además, refleja el impacto de la economía de escala aplicado por la Tabla 3 en la reducción del coste final del proyecto.

Tabla 10 - Resultados de la simulación para el Caso Base.

Resultados financieros - Parque eólico Haberloh		
Concepto	Valor	Unidad
Factor de capacidad	45,79	%
Valor Actual Neto (NPV)	181,01	M€
Inversión total	134,61	M€
Tasa Interna de Retorno (IRR)	17,95	%
LCOE	0,0542	€/kWh
Tiempo de retorno	6,17	años

Fuente: Autor.

5.2. Híbrido eólico y fotovoltaico

La simulación del sistema híbrido eólico-solar es presentado en la Tabla 11.

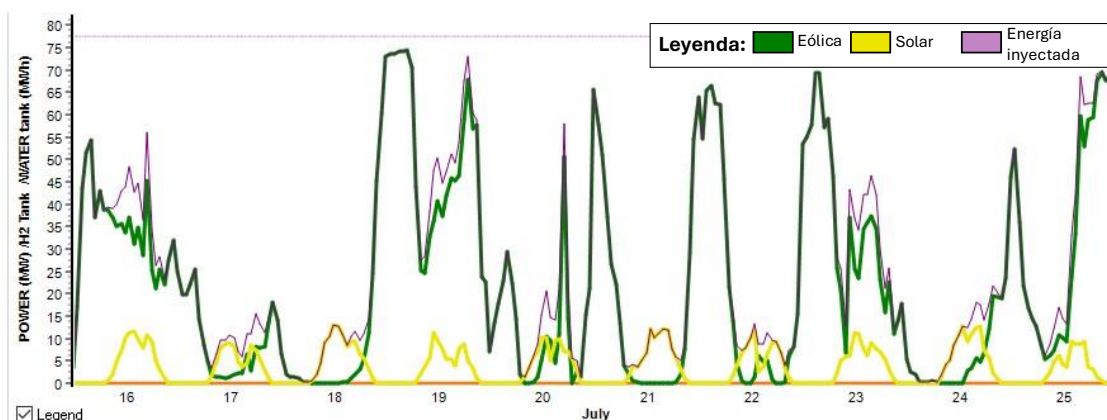
Tabla 11 - Resultados del híbrido eólica-solar

Resultados financieros - Híbrido Eólico-Solar					
Concepto	EEG		InnAus		Ud
	Max NPV	Max IRR y Min LCOE	Max NPV	Max IRR y Min LCOE	
	Valor				
Característica del sistema	Eólica 1x79,2 MW Solar 12x1,237475 MWp	Eólica 1x79,2 MW Solar 1x1,237475 MWp	Eólica 1x79,2 MW Solar 20x1,2375 MWp	Eólica 1x79,2 MW Solar 16x1,2375 MW	-
Factor de Capacidad	48,24	46,01	49,75	49,19	%
Inversión total	149,46	135,848	159,36	155,647	M€
Valor Actual Neto (NPV)	182,19	181,21	201,955	201,856	M€
Tasa Interna de Retorno (IRR)	17,06	17,08	17,39	17,60	%
LCOE	0,0553	0,0543	0,0560	0,0557	€/kWh
Tiempo de retorno	6,51	6,19	6,38	6,27	Años

Fuente: Autor.

Además, como se muestra en la Figura 4, el proyecto híbrido solar inyecta más energía al punto de conexión a la red, debido a las características complementarias entre las dos tecnologías.

Figura 4 - Inyección de energía al punto de conexión para el caso de máx. NPV de la EEG.



Fuente: Aplicación MHOGA.

Con el objetivo de verificar si es rentable aumentar el monto invertido para participar en la subasta InnAus, se comparó los sistemas EEG con máximo NPV y el InnAus con mejor LCOE y IRR. Con una inversión adicional de 6,187 M€, el proyecto que participa en la InnAus general un NPV adicional de 19,666 M€, lo que significa que a cada 1 millón de euros extra invertido, se obtiene 3,179 M€ adicionales.

Por otro lado, el LCOE adicional sería del orden de 0,0004 €/kWh. Por lo tanto, el proyecto híbrido eólico-solar se beneficia de la participación en la subasta de innovación, tanto en la multiplicación de los beneficios, como en la pequeña reducción del LCOE.

Sin embargo, la tendencia de saturación de la red de transmisión de energía debido a la alta penetración solar puede impactar en los resultados financieros de un proyecto híbrido eólico-solar en el futuro. De esta manera, los sistemas híbridos eólicos con almacenamiento puede ser una respuesta más económicamente ventajosa a esta situación.

5.3. Híbrido eólico con almacenamiento

La Tabla 12 presenta los principales resultados de la simulación del sistema eólico con BESS.

Para las dos primas de energía, los valores que presentaban el mayor NPV e IRR, con un menor LCOE, fueron los que tenían la menor cantidad de potencia instalada de baterías. Los costes de la inversión en la EEG y InnAus llegaron a los 136,24 M€ y 142,762 M€, respectivamente.

Para el sistema que participa en la InnAus, el LCOE sube a los 0,0566 €/kWh, lo que representa un incremento de 3,47% respecto sistema eólico del caso base, aunque la potencia y energía disponible del BESS sea lo mínimo posible para respetar con los requisitos de participación en la subasta.

Tabla 12 - Resultados de la simulación del sistema eólico con BESS.

Resultados financieros - Híbrido Eólico-Batería			
Concepto	EEG	InnAus	Ud.
	Max NPV y IRR, Min LCOE	Max NPV y IRR, Min LCOE	
	Valor		
Característica del sistema	Eólica 1x79,2 MW Bat. 1x5016kWh	Eólica 1x79,2 MW Bat. 1x5x5016kWh	-
Factor de Capacidad	45,79	45,8	%
Inversión total	136,24	142,762	M€
Valor Actual Neto (NPV)	178,70	187,471	M€
Tasa Interna de Retorno (IRR)	17,72	17,76	%
LCOE	0,0547	0,0566	€/kWh
Tiempo de retorno	6,24	6,22	años

Fuente: Autor.

Sin embargo, con la posibilidad de cargarse con la fuente eólica de energía cuando su producción supera los 77,6MW y vender la energía en horas de alto valor, la inversión es mejor en términos de tiempo retorno de inversión, IRR y NPV comparado con el caso del híbrido eólico-solar de 16 subsistemas de la InnAus descrito en el cap. 5.2.

5.4. Híbrido eólico-fotovoltaico con almacenamiento

El último caso simulado es la optimización del sistema híbrido eólico-solar con almacenamiento de baterías. La optimización del sistema obtenido con MHOGA prueba distintas combinaciones entre los tres sistemas. El proyecto eólico se mantiene, sin embargo, la cantidad de subsistemas fotovoltaicos y de containeres de baterías es variable. Los valores más representativos son presentados en la Tabla 13.

Considerando las simulaciones con datos de precios de energía de la InnAus, los casos que presentan los mejores indicadores financieros son los que utilizan la producción solar como manera de respetar las exigencias de esta subasta.

Además, si se compara los resultados de Max IRR y Min LCOE entre el sistema híbrido eólico-solar y el híbrido completo (eólica, solar y BESS) se puede verificar que, para esta configuración de funcionamiento de baterías (carga a partir de 77,6MW y venta a 0,09 €/kWh), no es rentable la inversión en la instalación de un BESS además de la energía solar.

Por otro lado, en un contexto donde el mercado mayorista alemán experimenta un número creciente de horas con precios bajos o incluso negativos, la posibilidad de desplazar la venta de energía a horas más rentables hace que los sistemas con baterías empiecen a resultar competitivos desde el punto de vista económico. Además, considerando la saturación de las redes de transmisión por la elevada penetración solar, es previsible que la integración de almacenamiento mediante baterías se convierta en una tendencia clave para garantizar la rentabilidad y estabilidad de futuros proyectos híbridos.

A partir de las simulaciones realizadas con los valores de la EEG y InnAus, se concluye que la inclusión de un BESS rara vez incrementa significativamente el NPV. Por lo tanto, en un sistema híbrido completo, el almacenamiento debe dimensionarse al mínimo necesario para cumplir con los requisitos normativos, tratando de maximizar la rentabilidad del sistema. Además, es necesario optimizar el arbitraje, utilizando las horas de precio cero o negativo para cargar la batería, para posteriormente inyectar a la red en horas de mayor precio de la energía.

Tabla 13 - Resultados del proyecto híbrido completo.

Resultados financieros - Híbrido Eólico-Solar con Batería					
Concepto	EEG		InnAus		Ud.
	Max NPV	Max IRR y Min LCOE	Max NPV	Max IRR y Min LCOE	
Característica del sistema	Eólica 1x79,2 MW Solar 13x1,2375MW BESS 1x5016kWh	Eólica 1x79,2 MW Solar 1x1,2375MW BESS 1x2x5016kWh	Eólica 1x79,2 MW Solar 20x1,2375MW BESS 1x5016kWh	Eólica 1x79,2 MW Solar 16x1,2375MW BESS 1x5016kWh	-
Factor de Capacidad	45,79	46,01	49,77	49,03	%
Inversión total	152,328	142,381	160,990	156,040	M€
Valor Actual Neto (NPV)	180,075	176,582	199,912	199,721	M€
Tasa Interna de Retorno (IRR)	16,81	17,44	17,22	17,42	%
LCOE	0,0558	0,0553	0,0565	0,0561	€/kWh
Tiempo de retorno	6,60	6,35	6,44	6,34	años

Fuente: Autor.

5.5. Análisis de sensibilidad del híbrido eólico-solar con BESS de la InnAus

Para el análisis de sensibilidad, el caso utilizado para las simulaciones es la de máxima NPV para la InnAus de la Tabla 13. Los resultados se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14 - Análisis de sensibilidad para la InnAus, resultados con mejor NPV

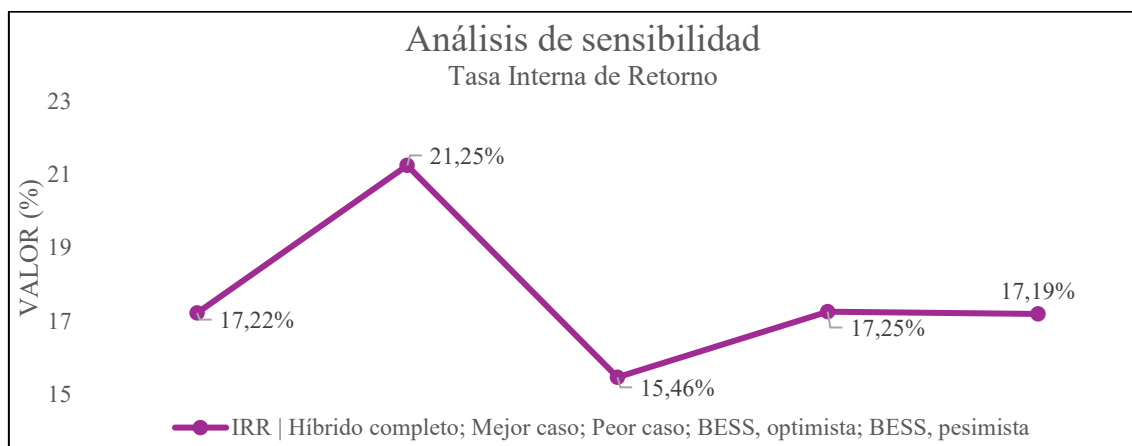
Concepto	Híbrido completo	Mejor caso	Peor caso	BESS, optimista	BESS, pesimista
Caso	-	1	2	3	4
NPV (M€)	199,912	236,056	166,156	200,290	199,534
Tiempo de retorno (año)	6,44	5,15	7,2	6,43	6,45
IRR (%)	17,22	21,25	15,46	17,25	17,19
Inversión inicial (M€)	160,99	128,83	167,906	160,702	161,279
Factor de capacidad (%)	49,77	49,77	46,44	49,77	49,77
LCOE (€/kWh)	0,0565	0,0496	0,0614	0,0564	0,0565

Fuente: Autor.

De la Tabla 14 se puede verificar que, para un sistema en el que todos los valores reducen un 20% (Mejor Caso), el porcentaje del IRR tiene un salto de 23,4% si comparado con el caso base. Por otro lado, si los CAPEX de baterías tienen una reducción de 20% mientras que el sistema eólico y solar mantiene sus valores (Caso BESS, optimista), este salto será de 0,174%.

La Figura 5 presenta una comparativa entre las tasas internas de retorno para los distintos casos.

Figura 5 - Análisis de Sensibilidad.



Fuente: Autor.

Para el Peor caso, el valor de IRR tiene una reducción alta (15,46%). Esto se debe principalmente a que el valor de la inversión del parque eólico y solar es mucho mayor que el Caso base.

Por otro lado, en los casos en los que se varían los valores del BESS (-20% y +20%, respectivamente) el valor del IRR sufre una variación de apenas 3% positiva o negativamente. Esto significa que la instalación de un banco de baterías pequeño no tiene un impacto alto en el retorno de la inversión, pero abre la posibilidad de la búsqueda de una optimización de su utilización que, en consecuencia, puede llevar a un aumento en el IRR.

El análisis de sensibilidad revela que la rentabilidad de un sistema que participa en la InnAus está condicionada por los costes de inversión. Se espera que los costes futuros de inversión se reduzcan, pero en el caso de que haya un proceso de aumento en los precios de la rama de servicios relacionados con la construcción de parques renovables, se podría limitar la rentabilidad de los proyectos. Esta situación podría impactar significativamente en la transición hacia un sistema eléctrico basado en energías renovables.

Por lo tanto, con la simulación de una variación de precios para el desarrollo de un proyecto híbrido completo, se verifica el impacto en los indicadores financieros. Se espera una reducción gradual en el valor de la tecnología renovable, pero los proyectos solo se mantendrán rentables si otros costes relacionados a estos proyectos se mantengan en los mismos niveles actuales.

6. Conclusión

Este Trabajo Fin de Máster ha analizado la viabilidad técnica y económica de distintas configuraciones híbridas —eólica, solar y almacenamiento en baterías— aplicadas a un parque eólico real en Alemania, con el objetivo de evaluar los aspectos financieros de estos proyectos en el contexto de la subasta InnAus, frente a la estándar EEG.

Los resultados muestran que los sistemas eólico-solares tienen mayores NPV, aunque con mayor riesgo de *curtailment*. Los sistemas con baterías no siempre mejoran el NPV, pero aportan flexibilidad, permiten evitar pérdidas en horas de precios negativos y mejoran el IRR y el retorno de la inversión, especialmente cuando el BESS se dimensiona al mínimo necesario.

El análisis de sensibilidad confirma que la rentabilidad está condicionada por los costes de inversión. Reducciones del CAPEX mejoran los indicadores financieros, mientras que los cambios en el coste del BESS tienen un bajo impacto. Esto evidencia la importancia de un diseño económico eficiente, especialmente en un contexto de creciente competitividad en el mercado de compraventa de energía.

A pesar del cumplimiento de los objetivos planteados, el estudio presenta ciertas limitaciones. No se ha cuantificado el impacto del *curtailment* en los sistemas con alta penetración solar, ni se ha optimizado el funcionamiento del BESS, que podría tener un papel más relevante si se tiene en consideración su participación en mercados adicionales como el intradiario o los servicios auxiliares. Además, tampoco se ha considerado una proyección de precios futuros de la energía, lo cual podría alterar la viabilidad de cada configuración a medio o largo plazo. Estos serían puntos para desarrollo de proyectos futuros, con el objetivo de llegar en conclusiones más cercanas a la realidad.

En conclusión, este trabajo evidencia que la participación en la InnAus puede ser rentable si se aplican configuraciones equilibradas y bien dimensionadas. Los resultados ofrecen una base sólida para la toma de decisiones estratégicas por parte de promotores de proyectos renovables, y contribuyen al diseño de soluciones técnicas y económicamente viables en el camino hacia una red eléctrica más limpia, flexible y sostenible.

7. Referencias bibliográficas

- [1] Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2009). *Wind energy explained: Theory, design, and application* (2nd ed.). Wiley.
- [2] Dufo López, R. (2024). *Energía eólica: Recurso eólico* [Apuntes de clase]. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética.
- [3] Heier, S. (2014). *Grid integration of wind energy: Onshore and offshore conversion systems* (DOI: 10.1002/9781118703274). John Wiley & Sons, Ltd.
- [4] Nobel Prize Outreach. (2025, Marzo 5). The Nobel Prize in Physics 1921. Recuperado de: <https://www.nobelprize.org/prizes/physics/1921/summary/>
- [5] Palz, W. (2002). *Energía solar e fontes alternativas*. Hemus.
- [6] Pereira, F. A. de S., & Oliveira, M. S. de O. (2015). *Engenharia eletrotécnica*. Publindústria.
- [7] Nagaraja, M. R., Biswas, W. K., & Selvan, C. P. (2025). Advancements and challenges in solar photovoltaic technologies: Enhancing technical performance for sustainable clean energy – A review. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.seja.2024.100084>
- [8] Liu, J., He, Y., Ding, L., et al. (2024). Perovskite/silicon tandem solar cells with bilayer interface passivation. *Nature*, 635, 596–603. Recuperado de <https://doi.org/10.1038/s41586-024-07997-7>
- [9] Marignetti, F., Di Stefano, R. L., Rubino, G., & Giacomobono, R. (2023). Current source inverter (CSI) power converters in photovoltaic systems: A comprehensive review of performance, control, and integration. *Energies*, 16, 7319. Recuperado de <https://doi.org/10.3390/en16217319>
- [10] Wirth, H. (2025, January 4). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. Recuperado de <https://www.pv-fakten.de>
- [11] IEA Photovoltaic Power Systems Programme. (2024). Snapshot of Global PV Markets 2024 (ISBN 978-3-907281-55-0). IEA PVPS.
- [12] Birane, M., Larbes, C., & Cheknane, A. (2017). Comparative study and performance evaluation of central and distributed topologies of photovoltaic system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(13), 8703–8711. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.09.192>
- [13] Hammad, B., Al-Sardeah, A., Al-Abed, M., Nijmeh, S., & Al-Ghandoor, A. (2017). Performance and economic comparison of fixed and tracking photovoltaic systems in Jordan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 827–839. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.241>
- [14] Bowen, T., Chernyakhovskiy, I., & Denholm, P. (2019). Grid-scale battery storage: Frequently asked questions (NREL/TP-6A20-74426). National Renewable Energy Laboratory. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf>
- [15] Chatzigeorgiou, N. G., Theocharides, S., Makrides, G., & Georghiou, G. E. (2024). A review on battery energy storage systems: Applications, developments, and research trends of hybrid installations in the end-user sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Disponible en línea en 16 marzo 2024. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.103294>
- [16] Zhao, D., Jafari, M., Botterud, A., & Sakti, A. (2022). Strategic energy storage investments: A case study of the CAISO electricity market. *Applied Energy*, 325, 119909. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119909>
- [17] Dufo-López, R., Lujano-Rojas, J. M., Artal-Sevil, J. S., & Bernal-Agustín, J. L. (2024). Optimising grid-connected PV-battery systems for energy arbitrage and frequency containment reserve. *Batteries*, 10(12), 427. Recuperado de <https://doi.org/10.3390/batteries10120427>
- [18] Asian Development Bank. (2018). Handbook on battery energy storage system. Asian Development Bank. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.22617/TCS189791-2>
- [19] Frontier Economics. (2023, Dezember). Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem: Kurzstudie im Auftrag von BayWa r.e. AG, ECO STOR GmbH, enspired GmbH, Fluence Energy GmbH und Kyon Energy Solutions GmbH.
- [20] SolarPower Europe. (2024, June). European market outlook for battery storage 2024–2028. Recuperado de <https://doi.org/10.5281/zenodo.10987654>.
- [21] TESTVOLT AG. (2024). Testvolt Energy Outlook 2024.
- [22] Argyrou, M. C., Christodoulides, P., & Kalogirou, S. A. (2018). Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications.

- Renewable and Sustainable Energy Reviews, 94, 804–821. Recuperado de doi:10.1016/j.rser.2018.06.044
- [23] Babatunde, O. M., Munda, J. L., & Hamam, Y. (2022). Hybridized off-grid fuel cell/wind/solar PV /battery for energy generation in a small household: A multi-criteria perspective. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(10), 6437–6452. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.018>
- [24] Dekker, N. J., Slooff, L. H., Jansen, M. J., de Graaff, G., Hovius, J., Jonkman, R., Zuurbier, J., & Pronk, J. (2023). Wind turbine dynamic shading: The effects on combined solar and wind farms. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 15(6), 063703. Recuperado de <https://doi.org/10.1063/5.0176121>
- [25] SolarPower Europe. (2024, June). European market outlook for battery storage 2024–2028. Recuperado de <https://doi.org/10.5281/zenodo.10987654>.
- [26] International Energy Agency (IEA). (n.d.). Hydrogen – Low-emission fuels. Recuperado de marzo 7, 2025. Recuperado de <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen#tracking>
- [27] Daube, M. (2024, Noviembre 6). Niedrige und negative Strompreise: Entwicklung der Marktdynamik und Risikofaktoren für die Windenergie in Deutschland. BARINGA GmbH. Presented at 32. Windenergietage, Linstow.
- [28] Gorman, W., Rand, J., Manderlink, N., Cheyette, A., Bolinger, M. (consultant), Seel, J., Jeong, S., & Wiser, R. (2024, September). Hybrid power plants: Status of operating and proposed plants (2024 edition). Lawrence Berkeley National Laboratory.
- [29] Next Kraftwerke. (n.d.). Strommarkt: Definition, Funktionsweise & Energiewende. Next Kraftwerke GmbH.
- [30] SMARD. (n.d.). Strommarktdaten für Deutschland und Europa. Recuperado de marzo 8, 2025. Recuperado de <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/518/384>
- [31] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2020, February 25). 20 Jahre EEG – Erneuerbare Energien als Klimaschutzfaktor, Innovationsmotor und wichtiger Standortfaktor.
- [32] Bundesrepublik Deutschland. (2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023), § 1 Ziel des Gesetzes. Bundesgesetzblatt. Recuperado de https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_1.html
- [33] Bundesrepublik Deutschland. (2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023), Nichtamtliches Inhaltsverzeichnis. Bundesgesetzblatt. Recuperado de https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html#BJNR106610014BJNE000204311
- [34] Bundesrepublik Deutschland. (2022). Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG), Anexo del artículo 3, apartado 1. Bundesgesetzblatt. Recuperado de <https://www.gesetze-im-internet.de/windbg/BJNR135310022.html>
- [35] Bundesrepublik Deutschland. (2014). Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014), § 48. Bundesgesetzblatt. Recuperado de https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_48.html
- [36] Bundesnetzagentur. (n.d.). Beendete Ausschreibungen / Statistiken. Recuperado de <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Sol-anlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>
- [37] Bundesrepublik Deutschland. (n.d.). Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV), § 13 Weitere Bestimmungen zu Anlagenkombinationen. Bundesgesetzblatt. Recuperado de <https://www.gesetze-im-internet.de>
- [38] Dufo-López, R. (2024). Energía eólica: Operación y mantenimiento. Aspectos económicos [Apuntes de clase]. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza. Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética, Curso 2024-25.
- [39] Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63, 61–75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- [40] Mai, T., Mowers, M., & Eurek, K. (2021). Competitiveness Metrics for Electricity System Technologies. National Renewable Energy Laboratory.
- [41] Zhou, W., Lou, C., Li, Z., Lu, L., & Yang, H. (2010). Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy*, 87(2), 380–389. Recuperado de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.012>
- [42] Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2010). Principios de Finanzas Corporativas (9th ed.). McGraw-Hill. Recuperado de https://www.economicas.unsa.edu.ar/afinan/informacion_general/book/princ_de_finanzas_corporativas_9ed_myers.pdf

- [43] Landkreis Verden. (n.d.). Regionalplanung RROP 2016 – 2. Änderung: Windenergie, Natur und Landschaft. Recuperado de marzo 8, 2025, de <https://www.landkreis-verden.de/abfall-bauen-umwelt/regionalplanung/rrop-2016-2-aenderung-windenergie-natur-und-landschaft-/>
- [44] UVP-Verbund. (2024, September 20). Errichtung von 11 Windkraftanlagen in Langwedel-Haberloh (Windpark Haberloh). Recuperado en marzo 8, 2025, en <https://www.uvp-verbund.de/trefferanzeige?docuuid=c8ef8537-d3fd-4b02-9c13-96ea6407c3dd&q=Energiekontor&rstart=0>
- [45] Marktstammdatenregister. (n.d.). Einheitsdetailansicht – Marktstammdatenregister. Recuperado en marzo 8, 2025, de <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Detail/IndexOeffentlich/8726768#technischdaten>
- [46] Vestas. (n.d.). V162-7.2 MW [Webpage]. Recuperado de marzo 9, 2025, de <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/v162-7-2-mw>
- [47] Dufo-López, R. (2025). iHOGA / MHOGA: Simulation and optimization of stand-alone and grid-connected hybrid renewable systems. University of Zaragoza. Recuperado en marzo 12, 2025, de <https://ihoga.unizar.es/>
- [48] Deutsche WindGuard, Lüers, S., Wallasch, A.-K., & Heyken, M. (2024). Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2024. Deutsche WindGuard GmbH. Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Berichtsnr.: SP24011A1.
- [49] Kost, C., Müller, P., Sepúlveda Schweiger, J., Fluri, V., & Thomsen, J. (2024). Levelized Cost of Electricity: Renewable Energy Technologies. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE
- [50] Stehly, T., Duffy, P., & Mulas Hernando, D. (2024). Cost of wind energy review: 2024 edition. National Renewable Energy Laboratory.
- [51] Bundesnetzagentur. (n.d.). Beendete Ausschreibungen - Wind Onshore. Bundesnetzagentur. Recuperado en marzo 16, 2025, de https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html
- [52] TESVOLT. (n.d.). Energy storage systems for renewable energies. TESVOLT AG. Recuperado en marzo 26, 2025, de <https://www.tesvolt.com/en/>
- [53] DVLP Energy. (n.d.). DVLP Energy – Renewable Energy Solutions. Recuperado en marzo 8, 2025, de <https://www.dvlp.energy/>
- [54] Trina Solar. (2023). Vertex NEG21C.20 datasheet (Version A). Recuperado de https://static.trinasolar.com/sites/default/files/Datasheet_Vertex_NEG21C.20_EN_2023_A_web.pdf
- [55] Sungrow Power Supply Co., Ltd. (s.f.). SG1000/SG1250 Turnkey Station Datasheet. Recuperado de <https://www.enf.com.cn/Product/pdf/Inverter/594c8e7c229e7.pdf>
- [56] Chint Power Systems America. (2024). 5 MWh battery energy storage system for North America [Datasheet]. Chint Power Systems America. Recuperado de <https://www.chintpowersystems.com/wp-content/uploads/2024/09/CPS-5-MWh-Datasheet-9-3-2024.pdf>
- [57] EMD International A/S. (2023). Simulación de un mástil en el centro del Windpark Haberloh [Simulación realizada con WindPro, versión 3.4]. Datos no publicados.
- [58] SMARD.de. (n.d.). Marktdaten visualisieren. Bundesnetzagentur. Recuperado en marzo 16, 2025, de <https://www.smard.de/page/home/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22hour%22,%22region%22:%22DE-LU%22,%22from%22:1741215600000,%22to%22:1742165999999,%22moduleIds%22:%5B8004169%5D,%22selectedCategory%22:null,%22activeChart%22:true,%22>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Características de nuevos proyectos híbridos en los EE. UU.	9
Figura 2 - Diseño del Mercado Eléctrico alemán (Strommarktdesign).....	9
Figura 3 - Zona prioritaria para eólica.	12
Figura 4 - Inyección de energía al punto de conexión para el caso de máx. NPV de la EEG.	20
Figura 5 - Análisis de Sensibilidad.	23
Figura 6 - Distancias del proyecto a la red de transmisión de energía.	31
Figura 7 - Posicionamiento de la subestación.	31
Figura 8 - Estudio de restricciones y área útil.	32
Figura 9 - Curva de potencia Vestas EnVentus™ V162-7.2 MW 50/60 Hz Mode PO7200.	35
Figura 10 - Características técnicas de la familia de aerogeneradores.	35
Figura 11 - Curva de producción de energía del aerogenerador.	36
Figura 12 - Características constructivas del módulo fotovoltaico.	37
Figura 13 - Comportamiento de la corriente y tensión del módulo fotovoltaico para distintas irradiaciones.	37
Figura 14 - Curva potencia frente a tensión del módulo fotovoltaico.	38
Figura 15 - Datos eléctricos y comportamiento bifacial del módulo fotovoltaico.	38
Figura 16 - BESS CPS en container de 20 pies.	40
Figura 17 - Rosa de los vientos del parque eólico.	41
Figura 18 - Histograma de los datos de velocidad del viento.	42
Figura 19 - Densidad de probabilidad de los valores de viento.	42
Figura 20 - Curva de potencia del aerogenerador.	43
Figura 21 - Densidad de potencia de salida del aerogenerador.	43
Figura 22 - Irradiación Mensual del parque solar.	44
Figura 23 - Energía mensual máxima generada en el parque solar.	45
Figura 24 - PVSyst: resumen del proyecto.	46
Figura 25 - PVSyst: características de sombras y de irradiación.	47
Figura 26 - PVSyst: resultados de la simulación.	48
Figura 27 - Configuración del recurso eólico.	49
Figura 28 - Configuración de las 11 turbinas del parque eólico.	49
Figura 29 - Datos financieros del proyecto.	50
Figura 30 - Configuración de la venta de energía a la red.	50
Figura 31 - Configuración del recurso solar.	50
Figura 32 - Configuración del sistema fotovoltaico de la InnAus.	51
Figura 33 - Configuración del sistema fotovoltaico de la EEG.	51
Figura 34 - Configuración de la estrategia de control para BESS (arbitraje).	52
Figura 35 - Configuración del BESS.	52
Figura 36 - Configuración del inversor-cargador de potencia del BESS.	53
Figura 37 - Configuración del análisis de sensibilidad.	53
Figura 38 - Precios del mercado mayorista con prima EEG del agosto de 2024.	54
Figura 39 - Precios del mercado mayorista con prima InnAus del mayo de 2024.	54

Figura 40 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar: NPV.	55
Figura 41 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar: IRR.	55
Figura 42 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar: LCOE.	56
Figura 43 - Caso base frente a Híbrido eólico-BESS: NPV.	56
Figura 44 - Caso base frente a Híbrido eólico-BESS: IRR.	57
Figura 45 - Caso base frente a Híbrido eólico-BESS: LCOE.	57
Figura 46 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar con BESS: NPV.....	58
Figura 47 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar con BESS: IRR.....	58
Figura 48 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar con BESS: LCOE.....	59
Figura 49 - InnAus: máximo NPV para caso base frente a híbrido eólico-solar x híbrido eólico con BESS.	59
Figura 50 - InnAus: máximo NPV para caso base frente a híbrido eólico-solar frente a híbrido eólico con BESS, valores de IRR.	60
Figura 51 - Resultado del análisis de sensibilidad para distintas configuraciones.....	60

ANEXOS

Anexo A – Estudio de implantación del proyecto

La ubicación de los aerogeneradores se presenta en la Tabla 15.

Tabla 15 - Ubicación de los aerogeneradores.

Generador	Ciudad	Catastro	Número parcela catastral	Latitud	Longitud
WEA 1	Haberloh	1	83/3, 83/4, 131/1	53,021535	9,223692
WEA 2	Völkersen	2	244/4, 244/5, 242/4	53,017944	9,225641
WEA 3	Völkersen	2	242/3, 244/5, 452/239	53,014418	9,227009
WEA 4	Haberloh	2	20/6, 23/4, 26	53,023506	9,231902
		1	76/2, 20		
WEA 5	Haberloh	1	82/2	53,020309	9,229947
	Völkersen	2	242/3		
WEA 6	Völkersen	2	242/3, 9/2, 8/2	53,016846	9,23118
WEA 7	Haberloh	2	32/18, 20/6, 20/4, 20/3, 20/5, 20/6	53,025886	9,237193
WEA 8	Völkersen	5	54/2, 53/2, 55/2	53,022451	9,237949
WEA 9	Völkersen	2	510/7, 507/7, 5/2	53,018119	9,237478
WEA 10	Völkersen	3	10, 11	53,020499	9,243141
	Völkersen	5	2/1, 58/2		
WEA 11	Völkersen	2	6/2, 521/11	53,016597	9,243328

Fuente: [44]

Estudio de la conexión del proyecto

Para que el proyecto sea rentable, una de las características más importantes es la distancia entre la planta y la red eléctrica. En este caso, el parque está a 1,09 km de la línea de evacuación de 110 kV, a 2,22 km de la de 220 kV y a 1,62 km de la de 380 kV, representadas respectivamente en amarillo, verde y rojo en la Figura 6. La solicitud de conexión del proyecto es a la red de 110kV.

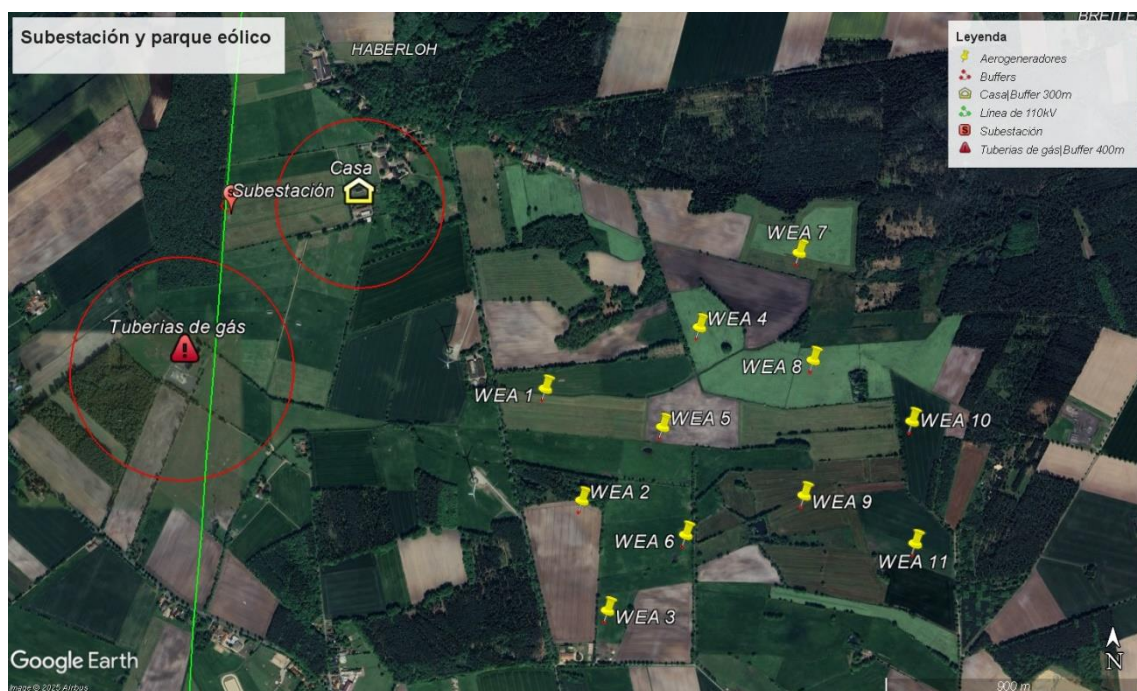
Figura 6 - Distancias del proyecto a la red de transmisión de energía.



Fuente: [53]

El posicionamiento de la subestación tiene que estar lo más próximo posible a la red eléctrica para reducir los costes de instalación del cableado. El estudio del punto óptimo para la construcción de la subestación respeta 300 metros de distancia de una casa y 400m de un sistema de tuberías de gas, como se muestra en la Figura 7 (obtenido mediante Google Earth Pro).

Figura 7 - Posicionamiento de la subestación.



Estudio de condicionantes para hibridación

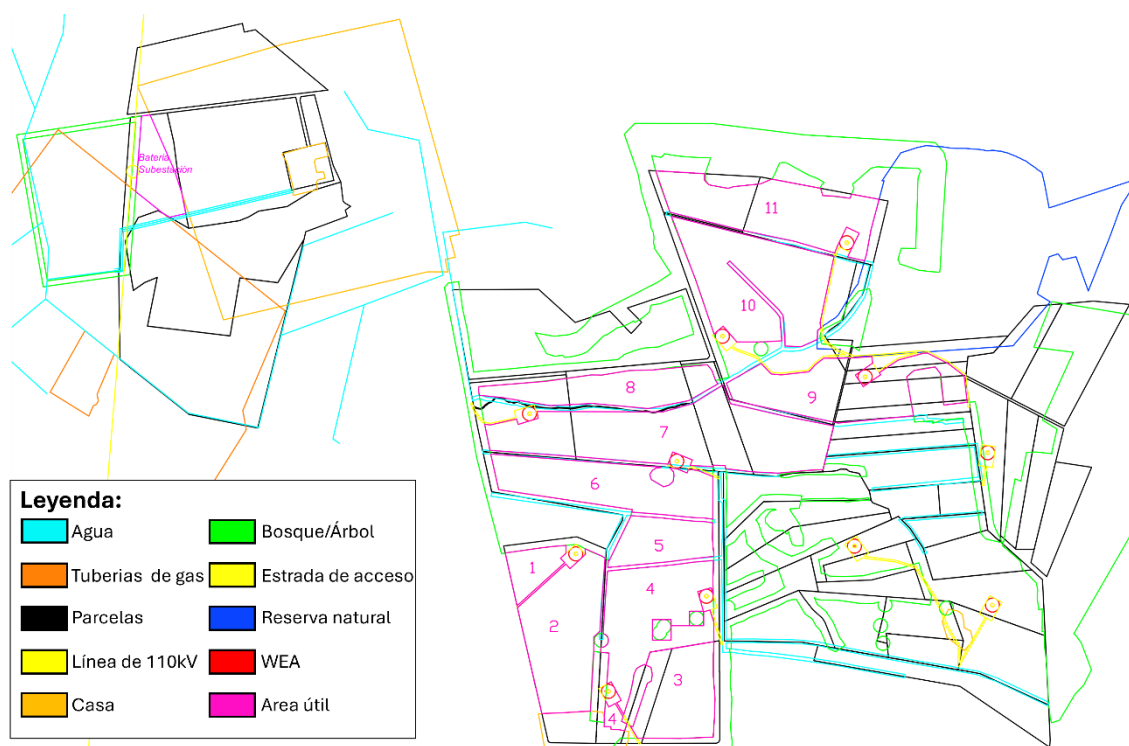
Para la hibridación del proyecto eólico se necesita hacer un estudio de implantación de una planta fotovoltaica y de un banco de baterías. Los condicionantes considerados y las zonas restringidas son presentadas en la Tabla 16.

Tabla 16 – Restricciones.

Tipo	Buffer (en m)	
	Planta solar	Subestación
Casas	15	300
Reserva natural	30	N/A
Bosque	15	15
Arboles (5m de radio)	15	N/A
Agua estancada	10	10
Agua corriente	10 (5 cada lado)	10 (5 cada lado)
Caminos	5 (2,5 cada lado)	N/A
Tuberías de gas	N/A	400

El estudio de restricciones se ha realizado con el software Autodesk AutoCad. La Figura 8 muestra el área disponible para la instalación de la subestación, en conjunto con un banco de baterías, y de un parque solar fotovoltaico dentro del área del parque eólico.

Figura 8 - Estudio de restricciones y área útil.



Las parcelas disponibles para el desarrollo del proyecto solar están numeradas en la Figura anterior. El objetivo fue elegir zonas contiguas, con pocas restricciones y que estuviesen más cercanas al punto de conexión a la red. Los tamaños de cada área son presentados en la Tabla 17.

Tabla 17 – Áreas de estudio para implantación de una planta fotovoltaica.

#Nr.	Zonas fotovoltaicas	
	Área (m2)	Área (ha)
1	16512,0156	1,6512016
2	78979,5883	7,8979588
3	52325,539	5,2325539
4	80033,5615	8,0033562
5	32929,5169	3,2929517
6	72082,8243	7,2082824
7	139357,8476	13,935785
8	51194,8196	5,119482
9	79261,2743	7,9261274
10	105366,3834	10,536638
11	83487,1416	8,3487142

Las zonas elegidas para fotovoltaica son la 1, 2, 4, 5 y 6, para un total de 28,054 ha. Por otro lado, el área total disponible para la instalación de la subestación y del banco de baterías es de 2,375 ha.

Anexo B – Datos del aerogenerador

Los datos del aerogenerador son presentados en la Tabla 18.

Tabla 18 - Características técnicas del aerogenerador.

Categoría	Especificación
Regulación de potencia	Paso regulado con velocidad variable
Datos operativos	
Potencia nominal estándar	7,200 kW
Velocidad de corte (cut-in)	3 m/s
Velocidad de corte (cut-out)	25 m/s
Clase de viento	IEC S
Rango de temperatura de operación	-20°C a +45°C
Potencia sonora	
Máximo	105.5 dB(A)
Rotor	
Diámetro del rotor	162 m
Área de barrido	20,612 m ²
Freno aerodinámico	Plumas completas con 3 cilindros de paso
Eléctrico	
Frecuencia	50/60 Hz
Convertidor	A escala completa
Caja de engranajes	
Tipo	Dos etapas planetarias
Torre	
Altura del buje	169 m (DIBt S)
Sostenibilidad	
Huella de carbono	7.1 g CO ₂ e/kWh
Tiempo de retorno energético	7.4 meses
Retorno energético de por vida	32 veces
Tasa de reciclabilidad	87%

Fuente: [46], modificado por el autor.

Existen distintas posibilidades de programación del modo de funcionamiento, obteniendo distintas curvas de generación de potencia eléctrica frente al viento y de ruido. La Figura 9 presenta el modo de funcionamiento PO7200, la cual llega a los mayores valores de generación eléctrica, pero también produce mucho más ruido. La densidad del aire considerada es la estándar de 1,225 kg/m³.

Figura 9 - Curva de potencia Vestas EnVentus™ V162-7.2 MW 50/60 Hz Mode PO7200.

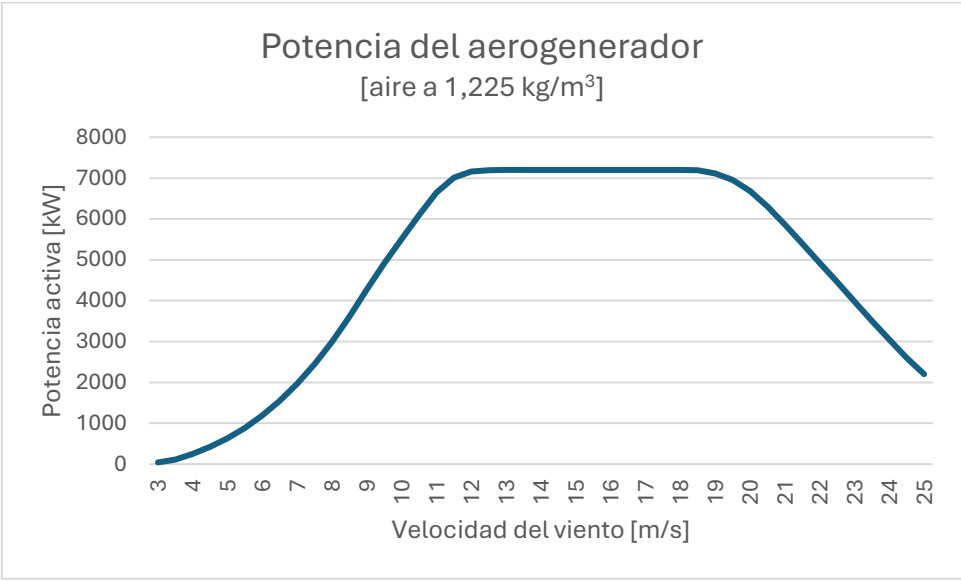
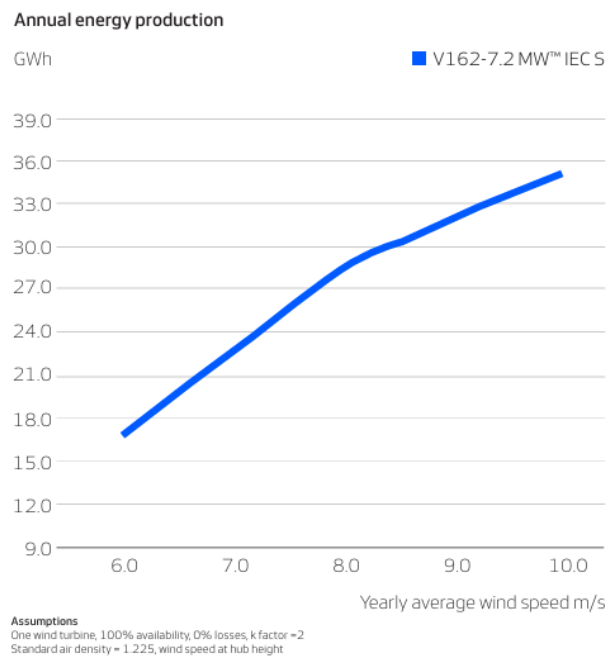


Figura 10 - Características técnicas de la familia de aerogeneradores.

Power regulation		Pitch regulated with variable speed
Operating data		
Standard rated power		7,200kW
Cut-in wind speed		3m/s
Cut-out wind speed*		25m/s
Wind class		IEC S
Standard operating temperature range from -20°C to +45°C		
*High Wind Operation available as standard		
Sound power		
Maximum		105.5dB(A)*
*Sound Optimised Modes available dependent on site and country		
Rotor		
Rotor diameter		162m
Swept area		20,612m²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders	
Electrical		
Frequency		50/60Hz
Converter		full scale
Gearbox		
Type		two planetary stages
Tower		
Hub heights		119m (IEC S/DIBt S)
		138m (IEC S)
		166m (IEC S)
		169m (DIBt S)

Fuente: [46], modificado por el autor.

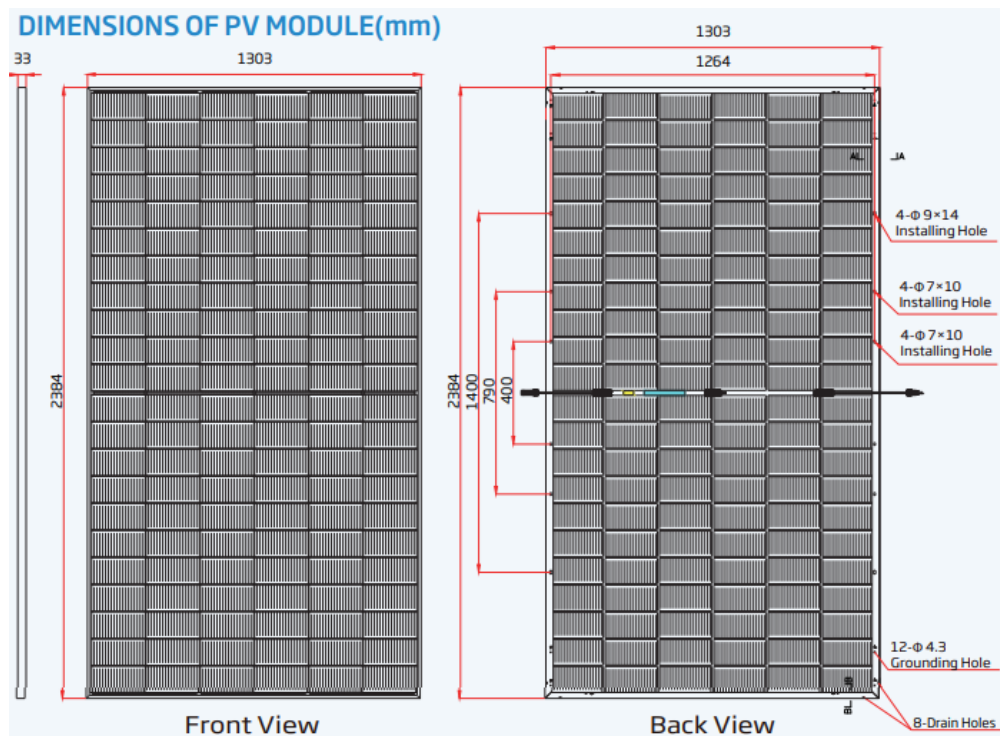
Figura 11 - Curva de producción de energía del aerogenerador.



Fuente: [46], modificado por el autor.

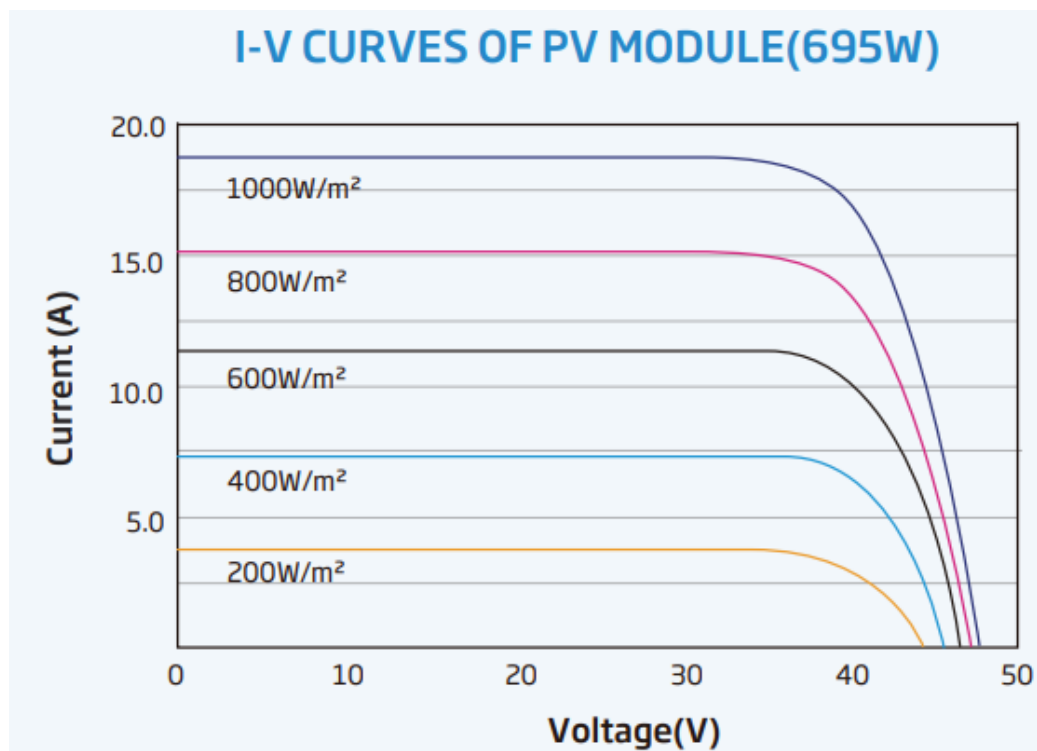
Anexo C – Datos del módulo solar y del inversor

Figura 12 - Características constructivas del módulo fotovoltaico.



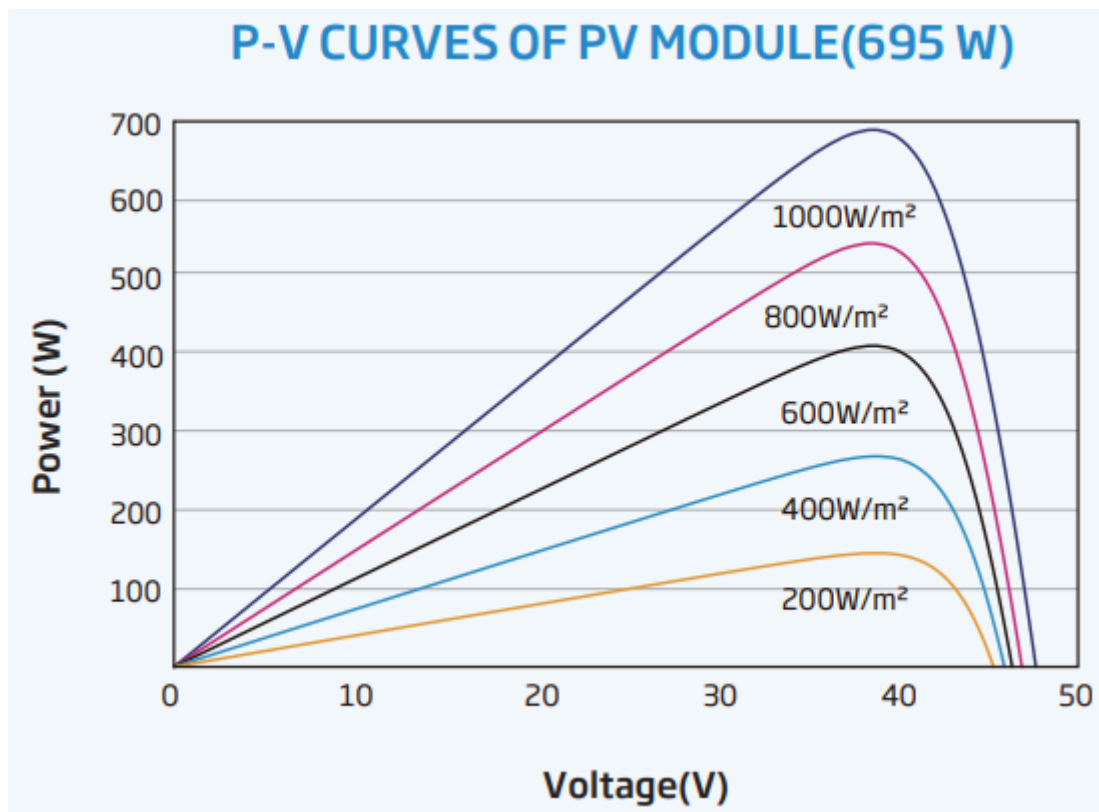
Fuente: [54], modificado por el autor.

Figura 13 - Comportamiento de la corriente y tensión del módulo fotovoltaico para distintas irradiaciones.



Fuente: [54], modificado por el autor.

Figura 14 - Curva potencia frente a tensión del módulo fotovoltaico.



Fuente: [54], modificado por el autor.

Figura 15 - Datos eléctricos y comportamiento bifacial del módulo fotovoltaico.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	685	522	690	526	695	531	700	534	705	540	710	543
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5											
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.8	37.4	40.1	37.7	40.3	37.9	40.5	38.0	40.7	38.3	40.9	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.19	13.93	17.23	13.95	17.25	14.00	17.29	14.04	17.33	14.08	17.36	14.12
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.7	45.3	47.9	45.4	48.3	45.9	48.6	46.1	48.8	46.3	49.0	46.5
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.72	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83
Module Efficiency η_m (%)	22.1		22.2		22.4		22.5		22.7		22.9	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AML5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	719	754	725	759	730	765	735	770	740	776	746	781
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.8	39.8	40.1	40.1	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.7	40.9	40.9
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.05	18.91	18.09	18.95	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	19.06	18.23	19.10
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.7	47.7	47.9	47.9	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.8	49.0	49.0
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.12	20.03	19.16	20.08	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.20	19.32	20.24

Power Bifaciality: 80±5%.

Fuente: [54], modificado por el autor.

Tabla 19 - Datos eléctricos del inversor Sungrow SG1000.

Datos eléctricos inversor	SG1000
INPUT	
Voltaje máximo de entrada	1000V
Voltaje de arranque	500V
Voltaje mínimo de funcionamiento	460V
Corriente máxima de entrada	2440A
Rango de voltaje MPP	460-850V
Número de MPPTs	1 o 2
Número de entradas DC	8 - 16
OUTPUT (AC)	
Potencia nominal de salida AC	1000kW
Potencia aparente máxima de salida AC	1100kVA
Corriente máxima de salida del inversor	2016A
Voltaje nominal de la red	315V
Rango de voltaje de la red	252 - 362V
Frecuencia nominal de la red	50/60Hz
Distorsión armónica total (THD)	<3% (nominal)
Inyección de corriente DC	<0,5% In
EFICIENCIA	
Eficiencia máxima	99,00%
Eficiencia europea	98,70%

Fuente [55], modificado por el autor.

Anexo D – Datos del sistema de almacenamiento (BESS)

Tabla 20 - Datos del sistema de baterías CPS.

Datos baterías		CPS ES-5016KWH-US
ESPECIFICACIONES DE LA BATERIA		
Parámetro	Valor	
Celda de batería	LFP 314Ah	
Configuración del paquete	1P52S	
Configuración del rack/contenedor	12P416S	
Configuración de cadena	8 paquetes, 1P416S	
Capacidad de energía nominal total	5016 kWh	
Voltaje nominal	1331.2 V	
Rango de voltaje de operación	1164.8 - 1497.6 V	
Tasa máxima de carga/descarga continua	2507.94 kW	
ESPECIFICACIONES GENERALES		
Grado de protección	NEMA 3R / IP54	
Método de enfriamiento	Refrigeración líquida	
Supresión de incendios	Integrada	
Extintor de incendios	Perfluorohexanona (se puede reemplazar según el cliente)	
Rango de temperatura de operación	-13°F a 122°F / -25°C a 50°C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-22°F a 140°F / -30°C a 60°C	
Altitud de operación	≤ 6561.7 pies / 2000 m	
Humedad de operación	0 - 95%, no condensante	
Dimensiones (An x Al x P)	19.88 × 9.50 × 8.00 pies (6058 × 2896 × 2438 mm)	
Peso	94798.8 lb / 43 T	
Interfaces de comunicación	RS485 / Ethernet / CAN	
Protocolos de comunicación	Modbus RTU / Modbus TCP / CAN	
Entrada de energía auxiliar	3P+N 400 Vac / 50 kVA	
Cumplimiento normativo	UL1973, UL9540A, UL9540, NFPA 69	

Fuente [56], modificado por el autor.

La característica física del BESS es presentado en la Figura 16.

Figura 16 - BESS CPS en container de 20 pies.



Fuente [56], modificado por el autor.

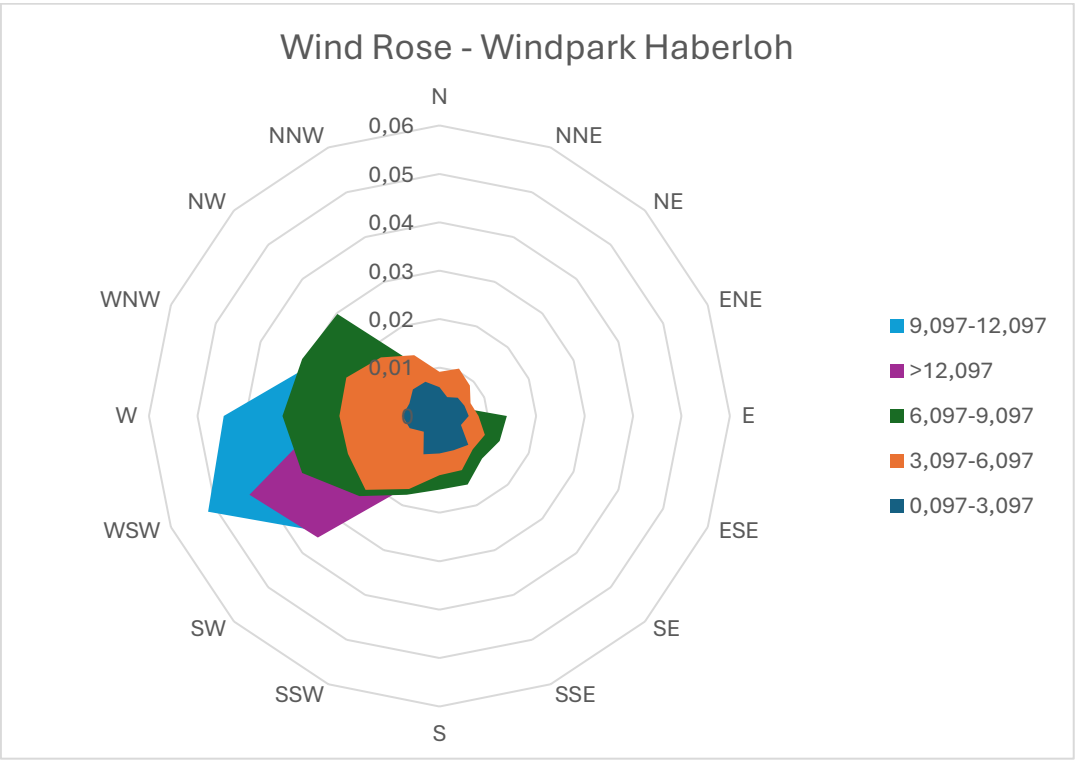
Anexo E – Datos del viento y generación eólica

Tabla 21 - Comportamiento del viento en el parque eólico Haberloh.

Mes	Velocidad promedio (m/s)
Ene	7,631
Feb	9,582
Mar	8,257
Abr	7,736
May	6,729
Jun	7,481
Jul	6,273
Ago	6,962
Sep	6,798
Oct	10,440
Nov	8,689
Dic	9,885
Promedio de la velocidad	8,041

Fuente: [57], modificado por el autor.

Figura 17 - Rosa de los vientos del parque eólico.



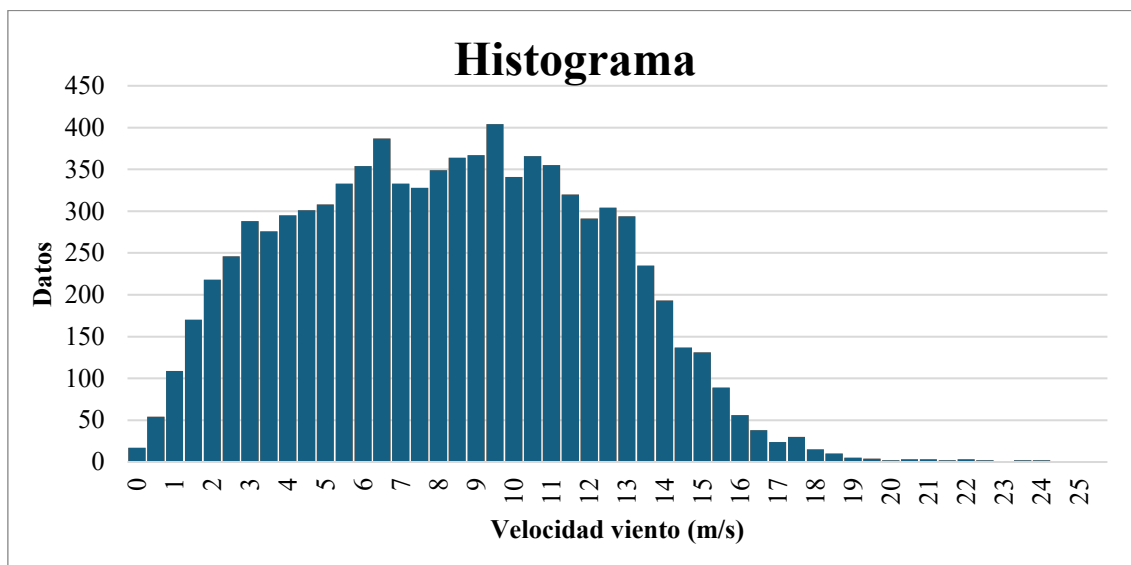
Fuente: [57], modificado por el autor.

Tabla 22 - Configuración del recurso eólico.

Tipo	Valor
Lat	53,021
Long	9,233
Fuente de datos	windPRO a 169m
Rugosidad	Clase 2,5 (0,2m)

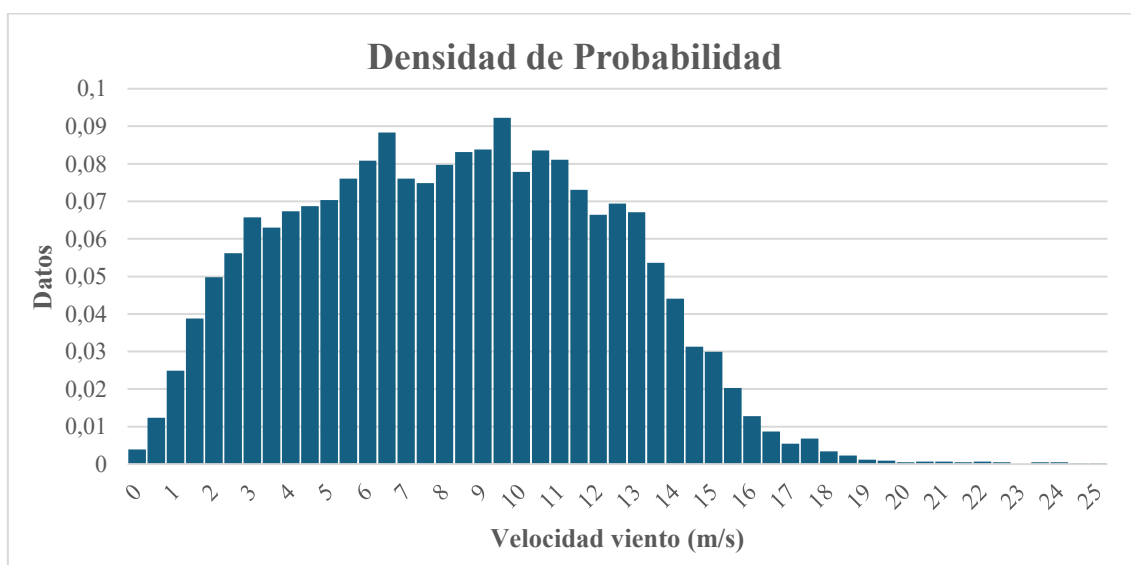
El Histograma de los datos de viento corregidos es presentado por la Figura 18.

Figura 18 - Histograma de los datos de velocidad del viento.



La densidad de probabilidad de los datos es presentada por la Figura 19.

Figura 19 - Densidad de probabilidad de los valores de viento.



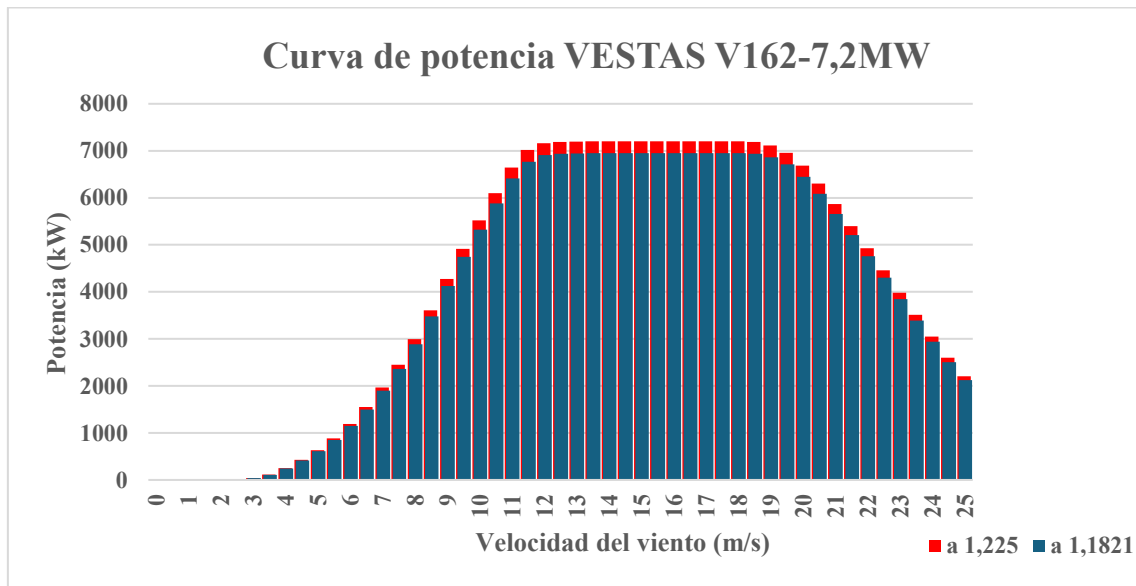
La corrección de la densidad del aire es presentada en la Tabla 23.

Tabla 23 - Cálculo de corrección de la densidad del aire.

	al nivel del mar	a 196m
Densidad del aire (kg/m3)	1,225	1,182

La curva de potencia para la nueva densidad de aire es presentada en la Figura 21

Figura 20 - Curva de potencia del aerogenerador.



La densidad de potencia del aerogenerador es presentada por la Figura 22.

Figura 21 - Densidad de potencia de salida del aerogenerador.

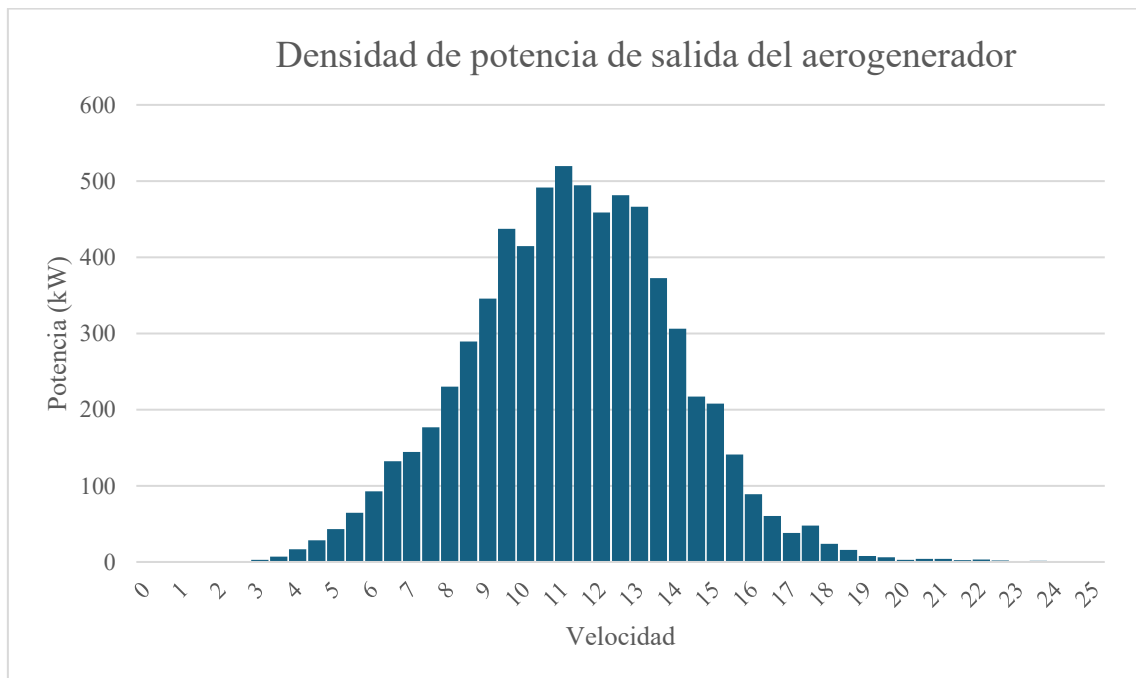


Tabla 24 - Resultados de los cálculos para un aerogenerador.

Resultados de los cálculos para un aerogenerador	
Concepto	Unidad
Potencia promedio	3447,22 kW
Eficiencia del sistema	84,00 %
Energía anual	25,37 GWh
Horas equivalentes	3523,06 horas
Factor de capacidad	40,22 %

Anexo F – Datos de irradiación y de generación solar

Tabla 25 – Datos de irradiación diaria y mensual para el parque solar.

Mes	H(i)_d (kWh/m ² /d)	Días	H(i)_m (kWh/m ² /mes)
Ene	1,03	31	31,93
Fev	2,01	28	56,28
Mar	3,25	31	100,75
Abr	4,89	30	146,7
Mai	5,14	31	159,34
Jun	5,4	30	162
Jul	5,18	31	160,58
Ago	4,69	31	145,39
Set	3,96	30	118,8
Out	2,58	31	79,98
Nov	1,37	30	41,1
Dez	0,89	31	27,59
Total	40,39	365	1230,44

Fuente: PVGIS

Figura 22 - Irradiación Mensual del parque solar.

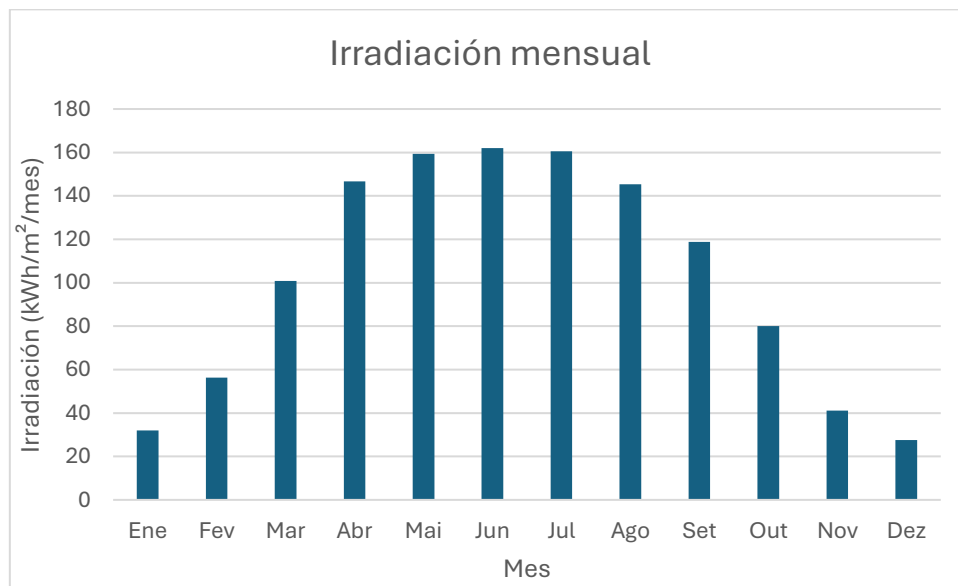


Tabla 26 - Características del cálculo de energía producida del parque solar.

Concepto	Valor
Potencia pico máxima (kWp)	25730
Ratio de Performance (PR)	0,78

Figura 23 - Energía mensual máxima generada en el parque solar.

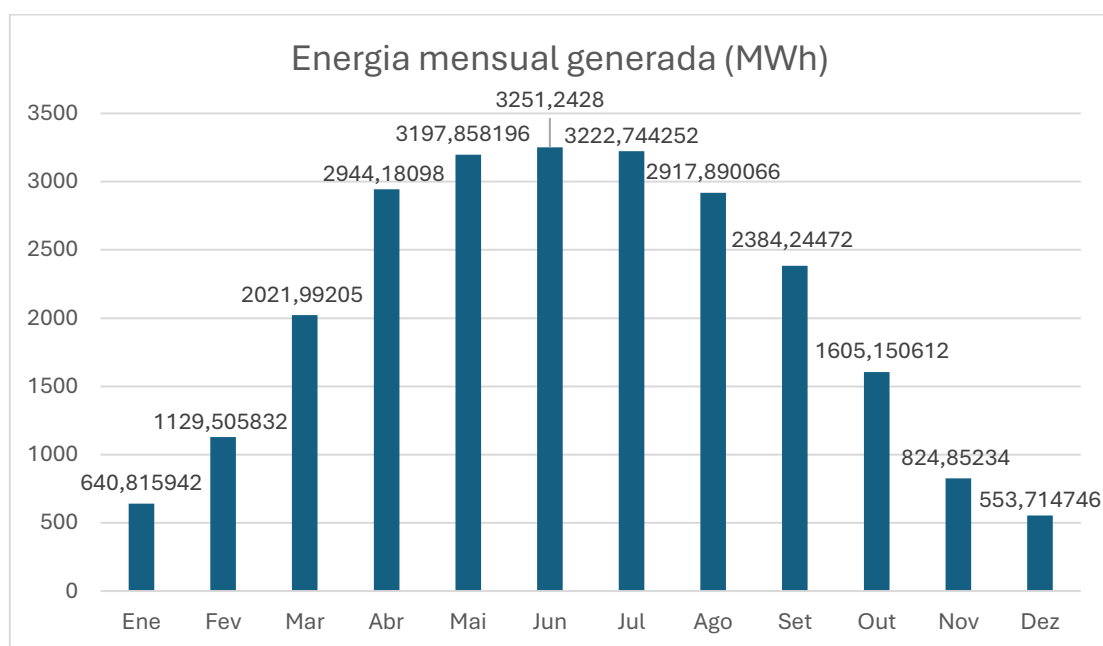


Figura 24 - PVSyst: resumen del proyecto.



PVsyst V8.0.2

VC1, Simulation date:
10/02/25 10:04
with V8.0.2

Project: NIE_Völkersen_Wind_Solar_Bat

Variant: NIE_Völkersen_Wind_Solar_Bat

General parameters

General parameters					
Grid-Connected System		Sheds on ground			
Orientation #1					
Fixed plane		Sheds configuration		Sizes	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Nb. of sheds	604 units	Sheds spacing	10.0 m
		Set of tables		Collector width	4.79 m
		Shading limit angle		Average GCR	47.9 %
		Limit profile angle	22.2 °		
Models used		Horizon		Near Shadings	
Transposition	Perez	Free Horizon		Linear shadings : Fast (table)	
Diffuse	Perez, Meteonorm				
Circumsolar	separate				
User's needs					
Unlimited load (grid)					

PV Array Characteristics

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina solar	Manufacturer	Sungrow
Model	TSM-NEG-21C-20-710 Vertex	Model	SG1000
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	710 Wp	Unit Nom. Power	1000 kWac
Number of PV modules	36240 units	Number of inverters	21 units
Nominal (STC)	25.73 MWp	Total power	21000 kWac
Modules	2265 string x 16 1n series	Operating voltage	460-850 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.23
Pmpp	23.86 MWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	601 V		
I mpp	39675 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	25730 kWp	Total power	21000 kWac
Total	36240 modules	Number of inverters	21 units
Module area	112574 m²	Pnom ratio	1.23

Array losses

Array losses								
Array Soiling Losses			Thermal Loss factor			DC wiring losses		
<i>Loss Fraction</i> 3.0 %			<i>Module temperature according to irradiance</i>			<i>Global array res.</i> 0.25 mΩ		
			<i>Uc (const)</i> 20.0 W/m²K			<i>Loss Fraction</i> 1.5 % at STC		
			<i>Uv (wind)</i> 0.0 W/m²K/m/s					
Serie Diode Loss			LID - Light Induced Degradation			Module Quality Loss		
<i>Voltage drop</i> 0.7 V			<i>Loss Fraction</i> 2.0 %			<i>Loss Fraction</i> -0.4 %		
<i>Loss Fraction</i> 0.1 % at STC								
Module mismatch losses			Strings Mismatch loss					
<i>Loss Fraction</i> 2.0 % at MPP			<i>Loss Fraction</i> 0.2 %					
IAM loss factor								
<i>Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290</i>								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

Figura 25 - PVSyst: características de sombras y de irradiación.



PVsyst V8.0.2

VC1, Simulation date:
10/02/25 10:04
with V8.0.2

Project: NIE_Völkersen_Wind_Solar_Bat

Variant: NIE_Völkersen_Wind_Solar_Bat

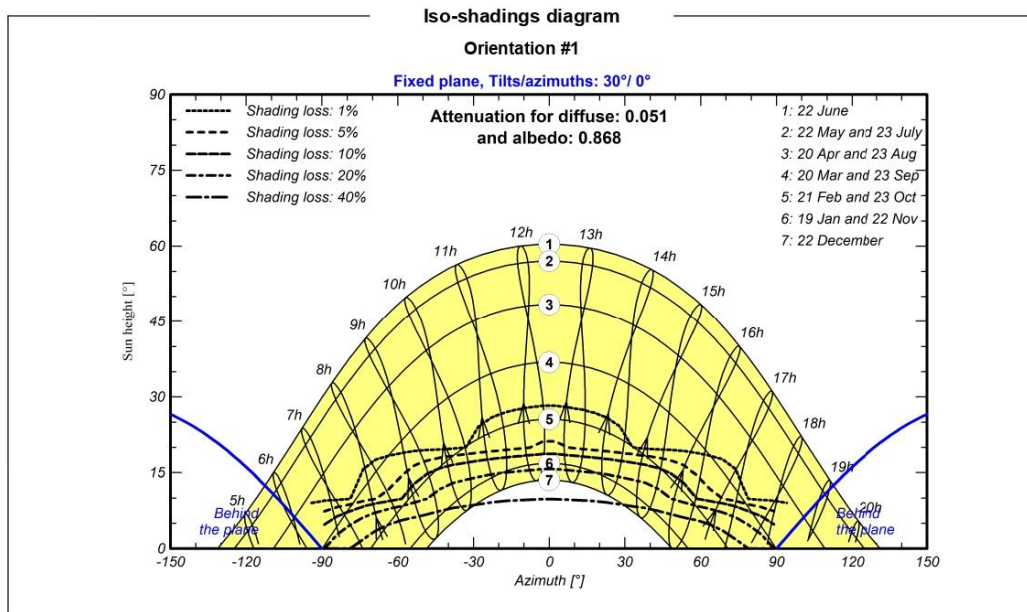
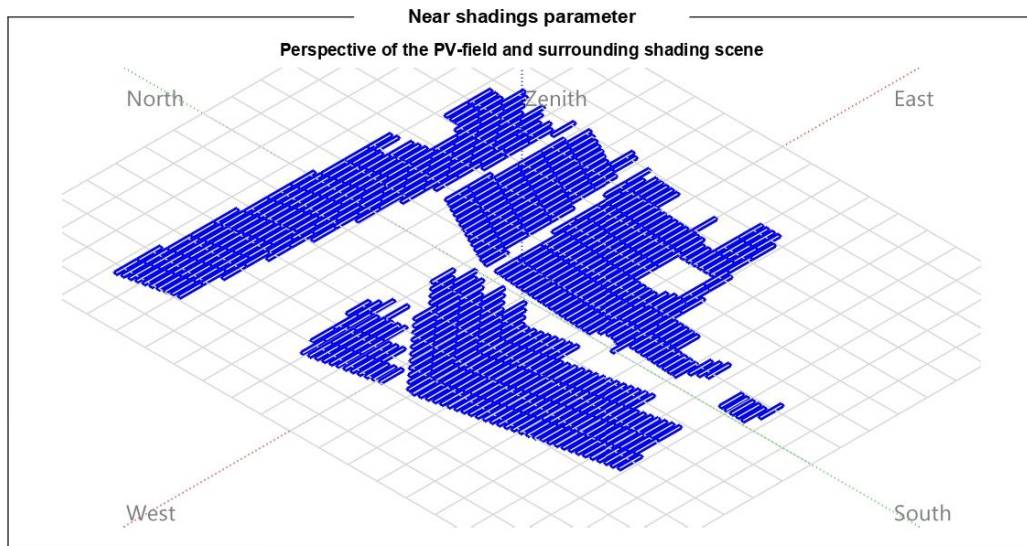


Figura 26 - PVSyst: resultados de la simulación.



PVSyst V8.0.2

VC1, Simulation date:
10/02/25 10:04
with V8.0.2

Project: NIE_Völkersen_Wind_Solar_Bat

Variant: NIE_Völkersen_Wind_Solar_Bat

Main results

System Production

Produced Energy

24711 MWh/year

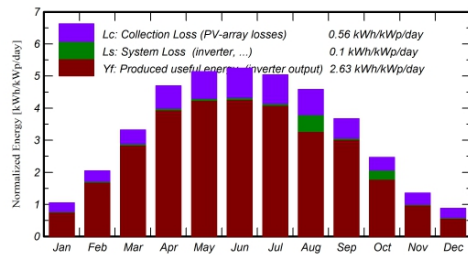
Specific production

960 kWh/kWp/year

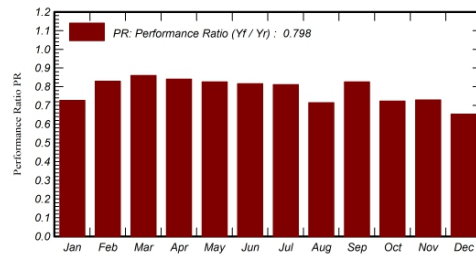
Perf. Ratio PR

79.82 %

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 MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	19.4	13.40	2.20	32.6	25.5	624	610	0.727
February	36.2	21.70	2.80	57.3	50.3	1241	1223	0.830
March	76.7	42.10	5.10	102.9	94.9	2308	2277	0.860
April	121.1	61.30	9.20	141.0	130.3	3089	3048	0.840
May	152.0	77.50	13.30	159.4	146.5	3433	3388	0.826
June	156.8	82.50	16.60	157.3	144.3	3347	3301	0.816
July	153.9	82.80	18.60	156.2	143.4	3307	3262	0.812
August	130.3	71.00	18.50	142.1	130.6	3031	2616	0.715
September	88.7	49.30	15.00	110.0	101.4	2373	2340	0.826
October	52.3	30.50	10.80	76.6	69.3	1657	1426	0.724
November	23.6	15.50	6.20	40.6	32.1	778	762	0.730
December	14.7	10.30	2.99	27.2	19.3	471	458	0.653
Year	1025.7	557.89	10.15	1203.1	1087.9	25659	24711	0.798

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

Anexo G – Configuración de MHOGA

Figura 27 - Configuración del recurso eólico.

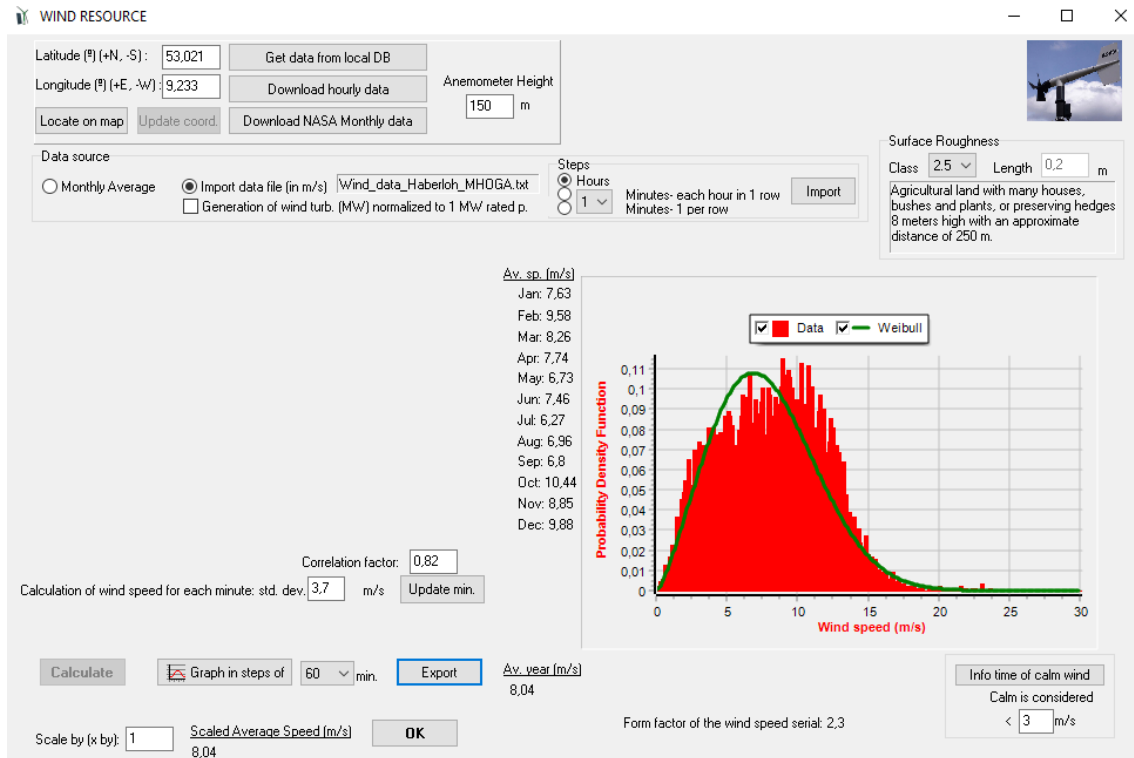


Figura 28 - Configuración de las 11 turbinas del parque eólico.

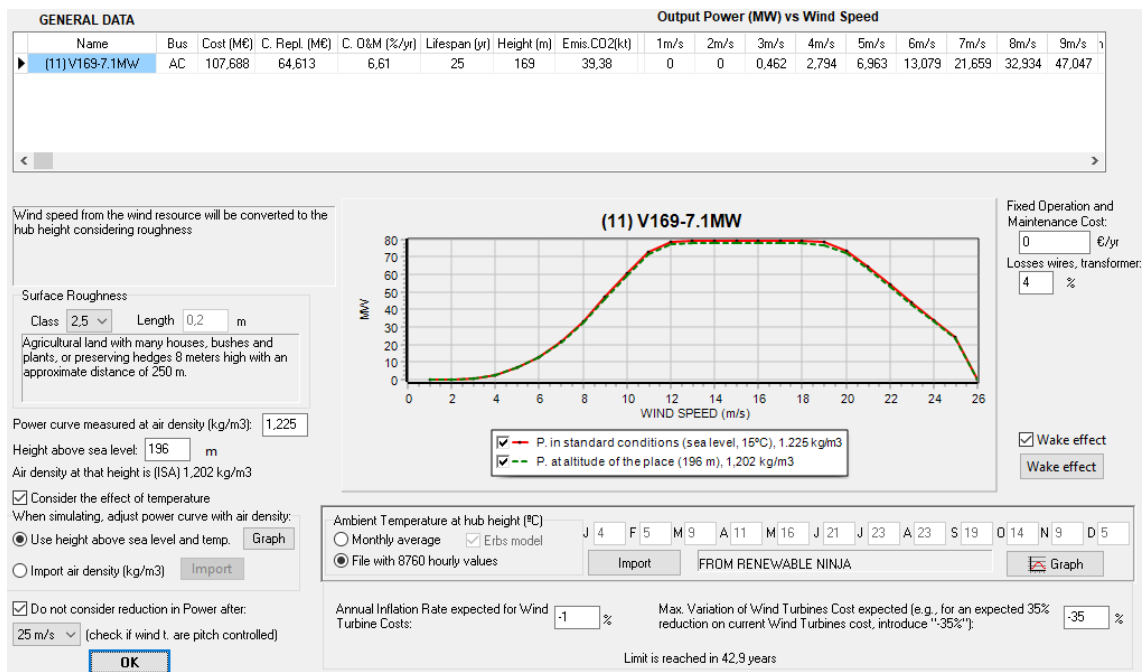


Figura 29 - Datos financieros del proyecto.

ECONOMIC DATA:

Nominal interest rate (capital cost): % Annual real discount rate (%): %
 (nominal discount rate)

Annual inflation rate (O&M...): % ☒ In LCDE / LCDH include real disc. rate in Energy
☐ In maximize NPV systems use Inf. sell / H2
☒ In max. NPV, LCDE calculated with Esell+Eload

Study period (system lifetime): years
☒ At the end of the study period consider the residual cost of the components

Currency: ☐ Discounted Payback period
 Consider loan: ☐ for payback ☐ for IRR

Installation cost and variable initial cost: M€ Fix + % of initial cost

Corporate taxes (%) ☒ If in a year costs > incomes, taxes=0 that year
☐ Negative taxes accumulate and are offset later when taxes > 0

Loan (constant quota, French system):

Amount of loan: % of the initial cost of investment
 Loan Interest: %
 Duration of loan: years

☐ Capacity Market

Figura 30 - Configuración de la venta de energía a la red.

☒ **Sell Excess Energy to AC grid**

☐ Fixed Sell Price (€/kWh)

☐ Pr. sell = pr. buy x ☐ PPA PV:
 Annual Inflation (%): ☐ PPA WT:

Max. Power(MW) ☐ =Pmax buy ☐ -Ppv ☐ -Pwt

Energy Generation Charge (Transfer Charge) Price (€/kWh)

☒ Fixed Transfer price (€/kWh)

Self-consumption and Net Metering: ☒ Sell only

Cost of net metering service (€/kWh)

Buy-back: Export E is paid at (€/kWh)

Figura 31 - Configuración del recurso solar.

Latitude (°) (+N, -S):
 Longitude (°) (+E, -W):

#1: PV panels slope (°): ; PV panels Azimuth (°):
 #2: PV panels slope (°): ; PV panels Azimuth (°):
 PV gen. #1: % Ground Reflectance: ☒ Fixed albedo
☐ Optimize PV#1 panels slope during the optimization of the system

Data source for Global irradiation

☐ Monthly Average ☒ Import from File FROM PVGIS year 2020
☐ Generation of PV gen. (MW) normalized to 1 MWp (equivalent to irradiance kW/m2 x PR)

Data Source for Monthly Average Daily Irradiation: Radiation Horizontal Surface (kW/h/m2)
 Irradiation av. tilt s.
 January: 0,98 kW/h/m2
 February: 1,56 kW/h/m2
 March: 4,1 kW/h/m2
 April: 6,53 kW/h/m2
 May: 5,24 kW/h/m2
 June: 5,76 kW/h/m2
 July: 4,41 kW/h/m2
 August: 5,22 kW/h/m2
 September: 4,51 kW/h/m2
 October: 1,85 kW/h/m2
 November: 1,51 kW/h/m2
 December: 0,86 kW/h/m2

PV Tracking System:
 Factor F() for the back albedo (bifacial modules) (Durusoy 2020):

Calculation Method for Hourly Irradiation:
☐ Liu & Jordan ☐ Erbs et al
☒ Collares-Pereira & Rabl ☐ Graham

MONTHLY AVERAGE DAILY IRRADIATION, TILTED SURFACE

☒ Horizontal ☒ Tilted

Force: cloudy consecutive days (only diffuse irradiation) in month:

SHADOWS

Scale factor (x by):

Variability minutes: correlation factor: std. dev.:

Daily Average Irradiation (Horiz. Surf.): 4,21 kW/h/m2 Daily Average Irradiation (Tilt Surf.): 3,55 kW/h/m2
 Total Annual Irradiation (Horiz. Surf.): 1537,91 kW/h/m2 Total Annual Irradiation (Tilt Surf.): 1297,23 kW/h/m2
 Annual In. Back surface / Direct for CPV: 183,82 kW/h/m2 / 718,41kW/h/m2

Summer:
 Official hour advances: h to solar hour
 From day of month:
 To day of month:

Winter:
 Official hour advances: h to solar hour
☒ Import from hourly file: Official hour

Figura 32 - Configuración del sistema fotovoltaico de la InnAus.

PHOTOVOLTAIC GENERATOR DATA:

Name	Power(MWp_dc)	Cost(M€)	C.O&M(%/yr)	Life(years)	NOCT(°C)	Power T. coef.(%/°C)	BIFACIALITY(0-1)	CPV	Emissions(kgCO2/kWp)
PV I 1237,5	1,2375	0,99	1,66	30	43	-0,29	0,85	NO	400

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

Standard conditions

Fixed Operation and Maintenance Cost: €/yr

☒ Consider effect of Temperature

Data of ambient temperature (°C)

☐ Monthly average ☒ Erbs model ☐ From file (8760 hourly values)

FROM PVGIS year 2020

☒ PV generator is connected to AC bus (it has its own inverter) -->

Annual Inflation Rate for PV Generator Cost : %

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

Limit is reached in 59,6 years

Figura 33 - Configuración del sistema fotovoltaico de la EEG.

PHOTOVOLTAIC GENERATOR DATA:

Name	Power(MWp_dc)	Cost(M€)	C.O&M(%/yr)	Life(years)	NOCT(°C)	Power T. coef.(%/°C)	BIFACIALITY(0-1)	CPV	Emissions(kgCO2/kWp)
PV I 1237,475	1,237475	0,98998	1,66	30	43	-0,29	0,85	NO	400

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

Standard conditions

Fixed Operation and Maintenance Cost: €/yr

☒ Consider effect of Temperature

Data of ambient temperature (°C)

☐ Monthly average ☒ Erbs model ☐ From file (8760 hourly values)

FROM PVGIS year 2020

☒ PV generator is connected to AC bus (it has its own inverter) -->

Annual Inflation Rate for PV Generator Cost : %

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

Limit is reached in 59,6 years

Figura 34 - Configuración de la estrategia de control para BESS (arbitraje).

GENERAL DATA OPTIMIZATION CONTROL STRATEGIES FINANCIAL DATA Maintenance shutdown RESULTS CHART

CONTROL STRATEGY AND VARIABLES TO OPTIMIZE

Global strategy:

☐ Load Following

☐ Cycle Charging ☐ Continue up to SOC stp

☒ Try Both

Variables to optimize relative to the global strategy:

☐ Pmin_gen ☐ Pmin_FC ☐ H2TANKstp

☐ P1_gen ☐ P1_FC ☐ P2

☐ SOCstp_gen ☐ SOCstp_FC ☐ SOCmin

☐ Pcritical_gen ☐ Pr->stor. ☐ Plim_charge

☐ SOCmax Variables accuracy: = 100%

If SOCmin reached, disch. not allowed if SOC(%) < SOCmin(%) +

ENERGY ARBITRAGE: System with batteries and grid connected

☒ Batt. charged by the AC grid // discharged if: ☐ (also for Elyzer-> H2) ☐ Elyzer. full load

Price E <= €/kWh // Price E >= €/kWh ☐ D-% ☐ (Compare with Sell price)

☐ Optimize strategy of grid-connected batteries:

☒ Batteries can inject electricity to the AC grid

☒ 1 day at low SOC -> charge battery with AC grid

☐ When batteries are off, compensate autodisch.

☐ FCR (use 1 min time step)

Figura 35 - Configuración del BESS.

BATTERIES DATA:

Float life at °C

Cycles to Failure vs. Depth of Discharge (%)

Name	Cnom.(kAh)	Volt.(kV)	Cost(M€)	C.O&M(%/yr)	SOCmin(%)	Self_d(%/mon.)	Imax(kA)	Eff(%)	Float(yr)	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
CPS 5016kWh-US	3,76803	1,3312	1,154	1	30	1	1,884	92	15	48000	24000	16000	12000	9600	8000	6857	6000	5333	4000

Batteries Model

☒ Ah ☒ Li-ion model Ah

☐ KiBaM (Marwell-McGowan 1993)

☐ Copetti 1994

☐ Schiffer 2007

Fixed Operation and Maintenance Cost: €/yr

Auxiliary cooling, BMS... cons. AC (% of max. P):

☐ DC cons.

Equivalent CO2 emissions (manufacturing...): kg CO2 equiv / kWh capacity

SOC at the beginning of simulation: % of SOCmax

Li-ion batteries maximum SOC: %

Temp. J F M A M J Mean (°C)

Bat. (°C) J A S D N D

☒ Except Schiffer model, consider Tmean=Tfloat life ☐ Mon. ☒ Hour

Float life reduces 50% for every °C increase

☒ Cycle life depends on T

☒ Capacity depends on T

Lead-acid Aging battery model **Li-ion Aging battery model**

☐ Wang et al., 2011 (LiFePO4)

☐ Grot et al., 2015 (LiFePO4)

☐ Savana et al., 2016 (LiCoO2)

☒ Full equivalent cycles

☒ Rainflow (cycle counting)

☐ Naumann, 2020 (LiFePO4 cyc+cal)

Remaining capacity at battery end of life (%):

☐ If there is an AC Gen., every days or equivalent full cycles -> charge battery bank at least up to %

CPS 5016kWh-US of 3,76803 kAh

CYCLES TO FAILURE

LIFETIME CYCLED ENERGY (G)

DEPTH OF DISCHARGE (%)

☒ Cycles to Failure ☒ Life Cycled Energy

Number of full equivalent cycles (only > SOCmin): 4799,9

Annual Inflation Rate expected for Batteries Costs: %

Max. Variation of Wind Batteries expected (e.g., for an expected 60% reduction on current Batteries cost, introduce "-60%"): %

Limit is reached in 45,4 years

Figura 36 - Configuración del inversor-cargador de potencia del BESS.

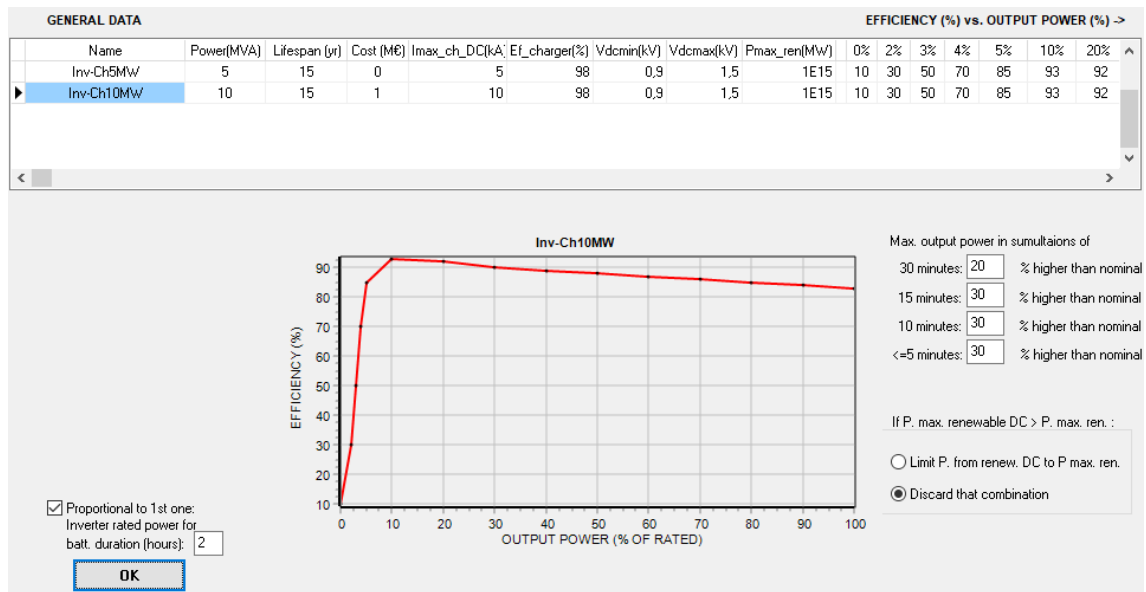


Figura 37 - Configuración del análisis de sensibilidad.

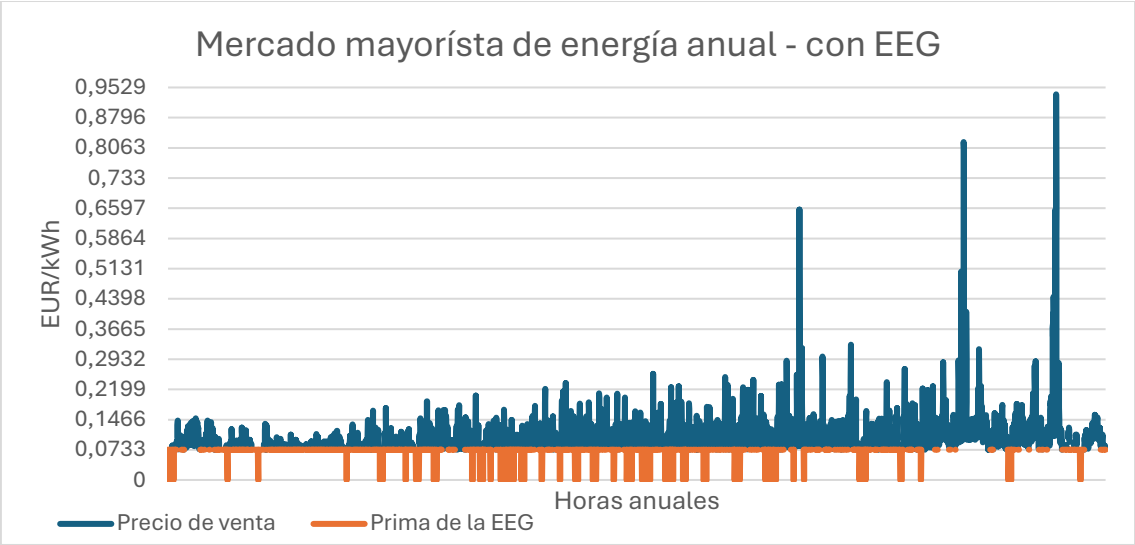
SENSITIVITY ANALYSIS OF THE ACQUISITION COST OF SOME COMPONENTS:

Pr.1: Case base (values in tables of components) (Scale Factor x1)

Pr.2:	Acquisition Cost of PV Panels: x 0,8	(Scale Factor):	Wind Turbines Acq. Cost: x 0,8	Batteries cost: x 0,8	H2 components cost: x 1
Pr.3:	Acquisition Cost of PV Panels: x 1,2	(Scale Factor):	Wind Turbines Acq. Cost: x 1,2	Batteries cost: x 1,2	H2 components cost: x 1
Pr.4:	Acquisition Cost of PV Panels: x 1	(Scale Factor):	Wind Turbines Acq. Cost: x 1	Batteries cost: x 0,8	H2 components cost: x 1
Pr.5:	Acquisition Cost of PV Panels: x 1	(Scale Factor):	Wind Turbines Acq. Cost: x 1	Batteries cost: x 1,2	H2 components cost: x 1

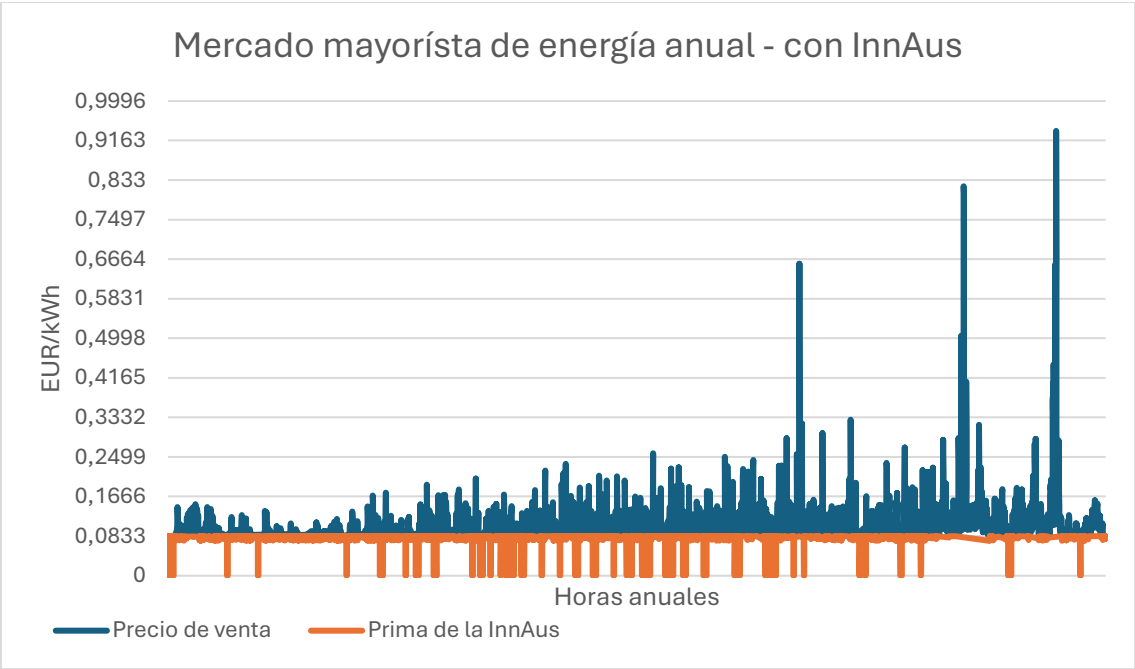
Anexo H – Valores de venta de energía en el mercado mayorista

Figura 38 - Precios del mercado mayorista con prima EEG del agosto de 2024.



Fuente: [58], modificado por el autor.

Figura 39 - Precios del mercado mayorista con prima InnAus del mayo de 2024.



Fuente: [58], modificado por el autor.

Anexo I – Resultados de la simulación

Figura 40 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar: NPV.

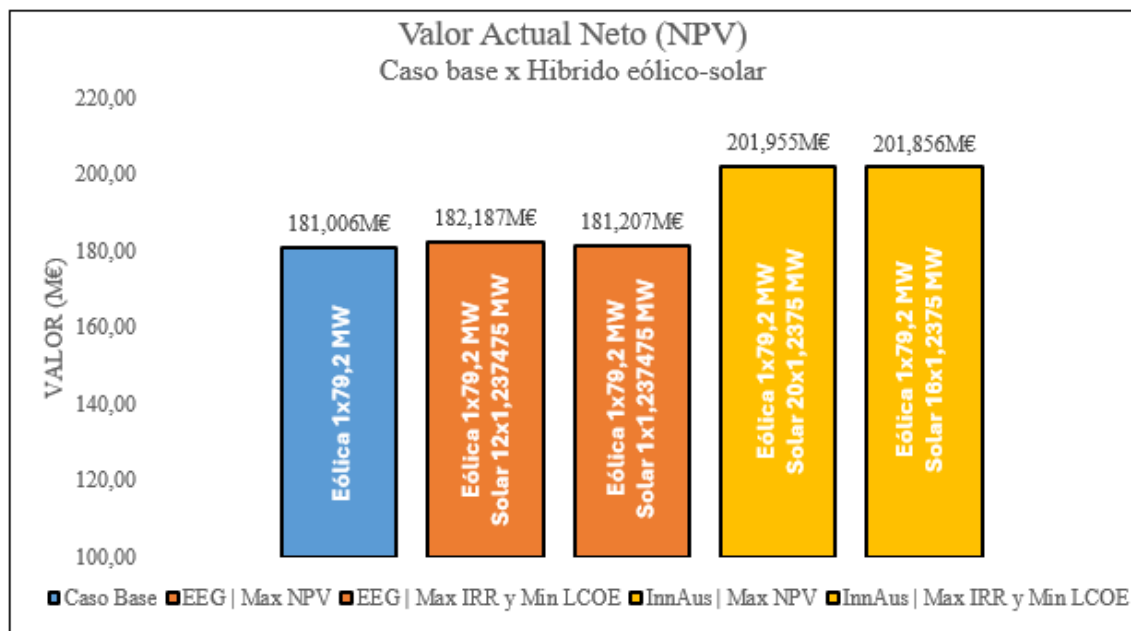


Figura 41 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar: IRR.

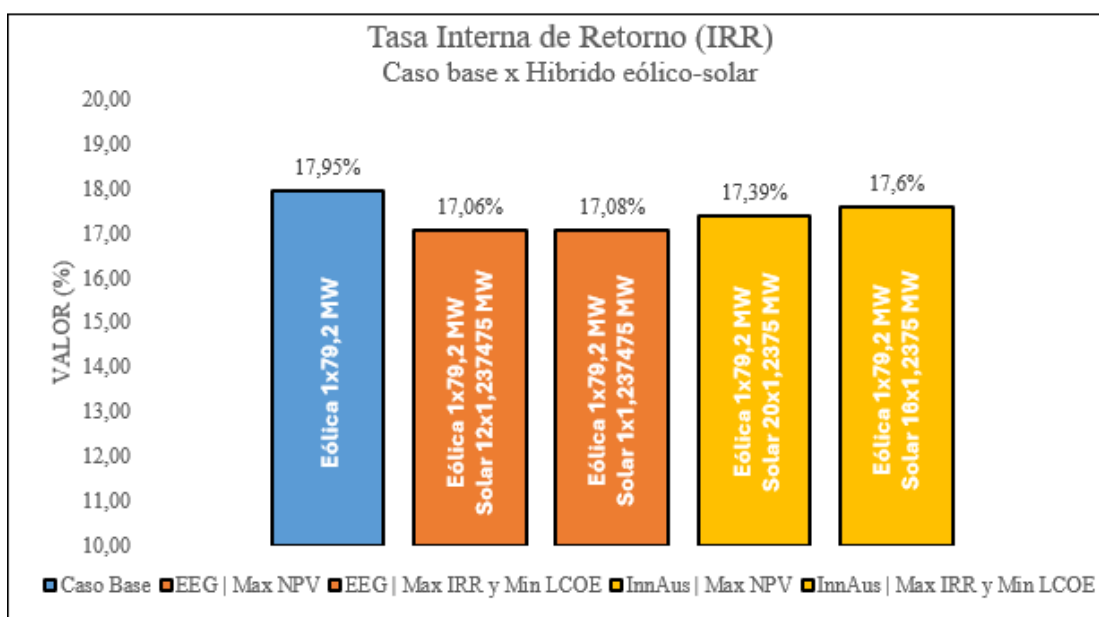


Figura 42 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar: LCOE.

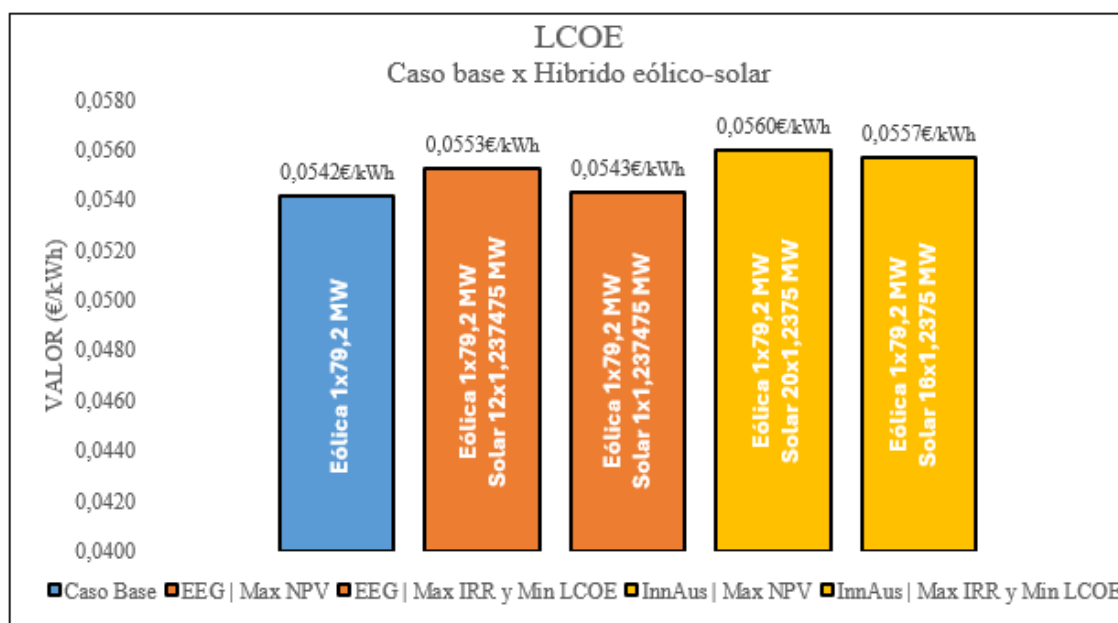


Figura 43 - Caso base frente a Híbrido eólico-BESS: NPV.

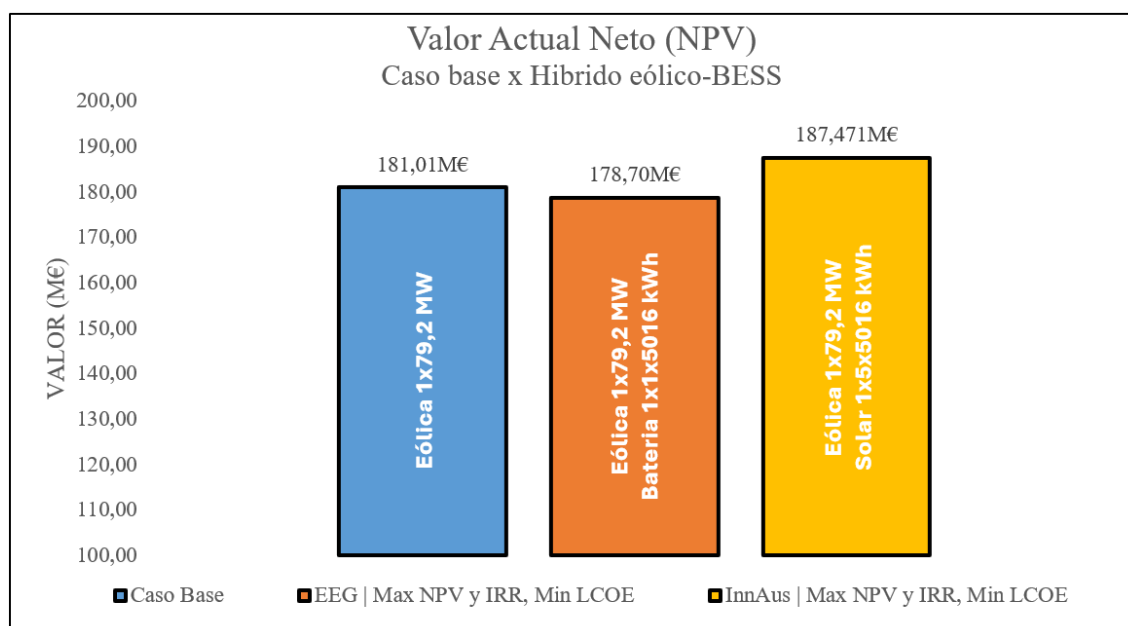


Figura 44 - Caso base frente a Híbrido eólico-BESS: IRR.

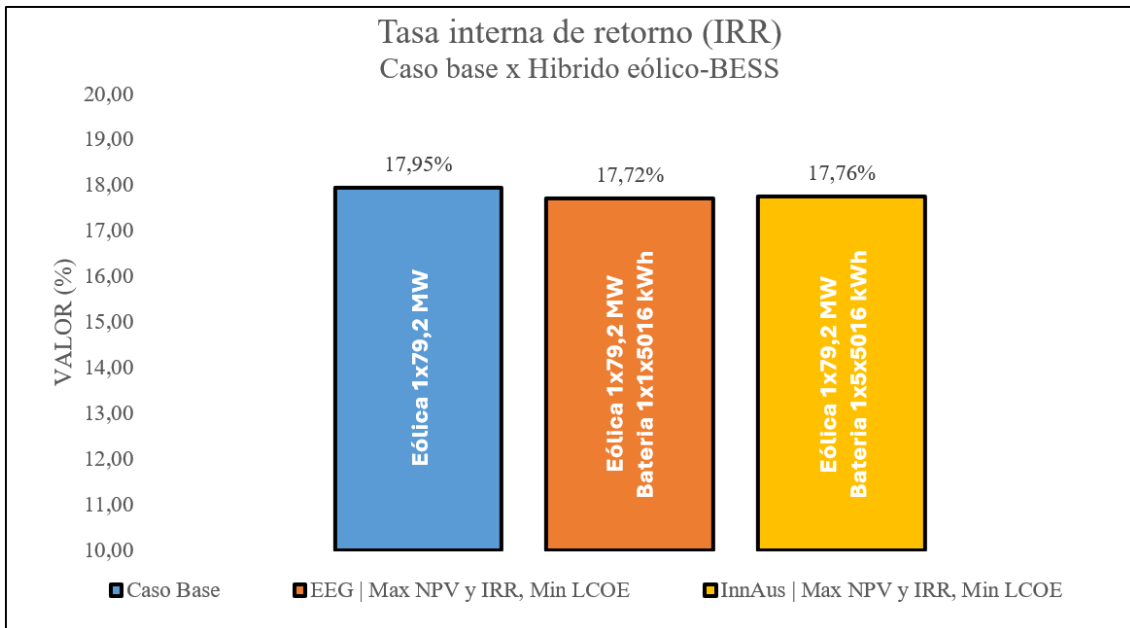


Figura 45 - Caso base frente a Híbrido eólico-BESS: LCOE.

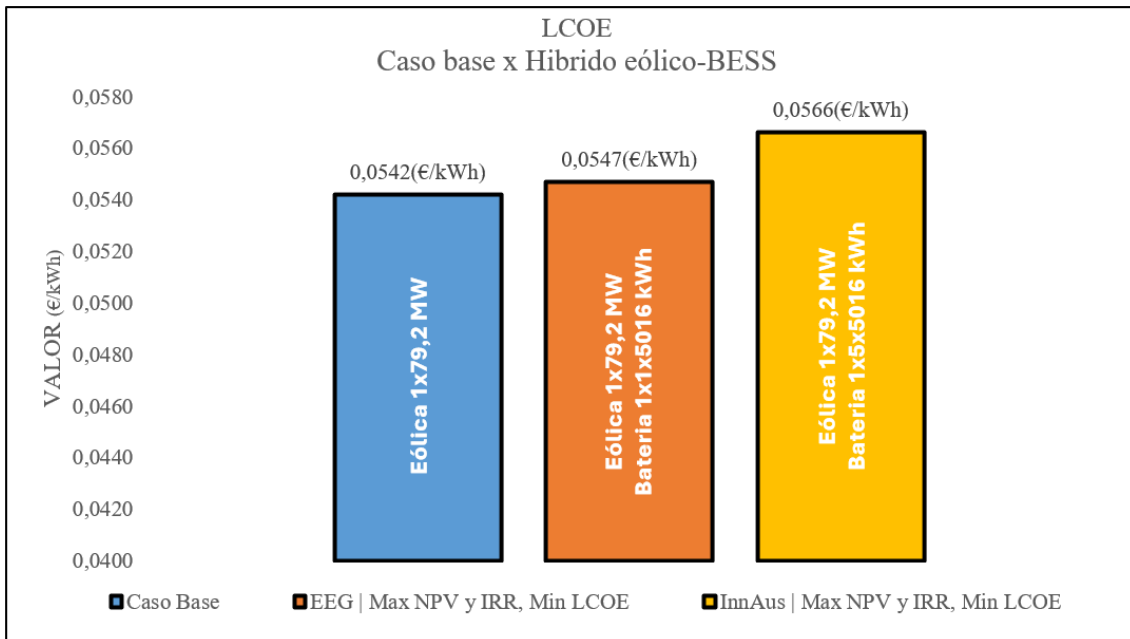


Figura 46 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar con BESS: NPV.

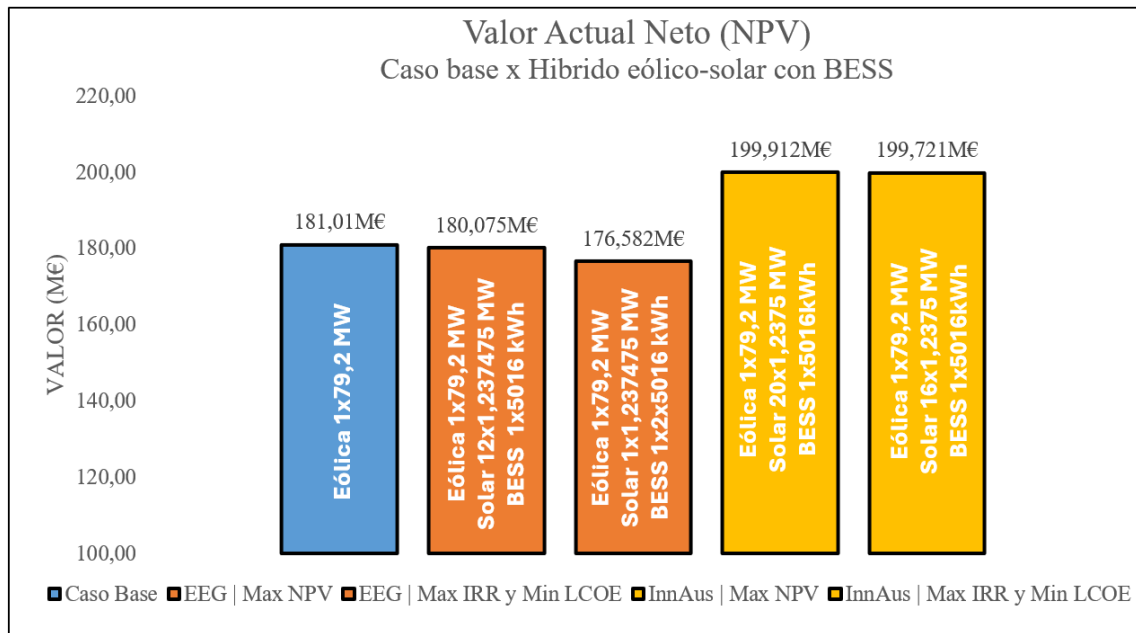


Figura 47 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar con BESS: IRR.

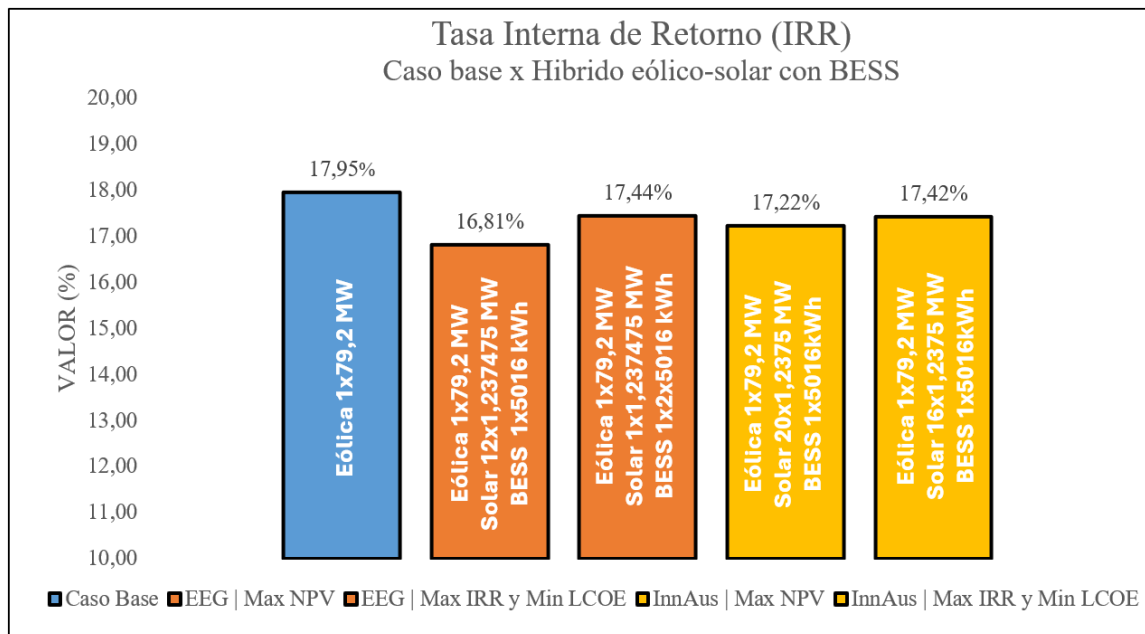


Figura 48 - Caso base frente a Híbrido eólico-solar con BESS: LCOE.

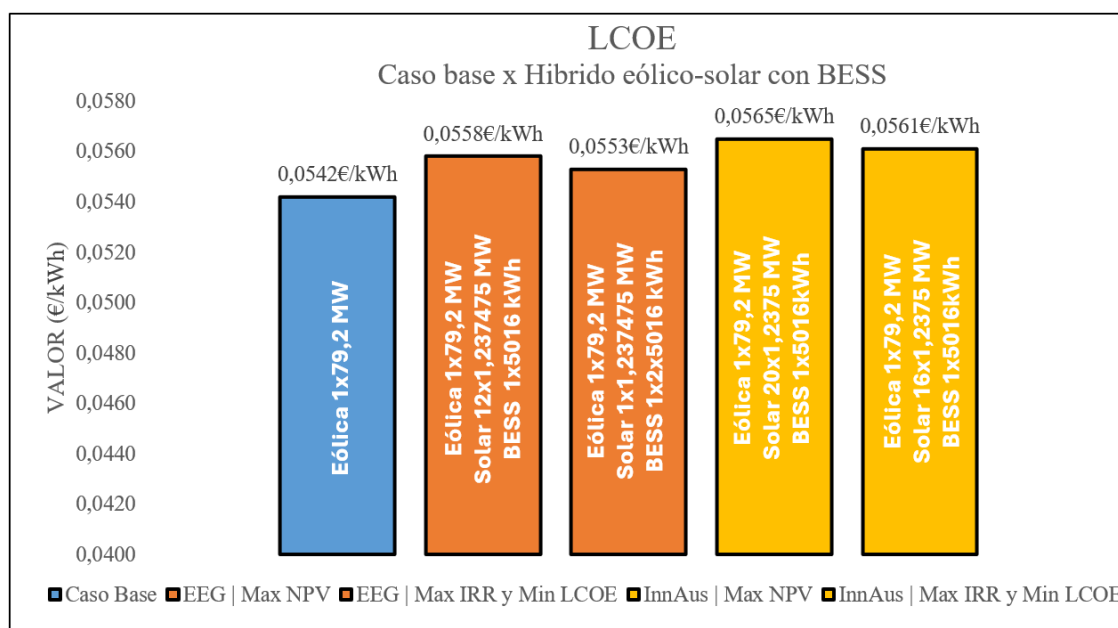


Figura 49 - InnAus: máximo NPV para caso base frente a híbrido eólico-solar x híbrido eólico con BESS.

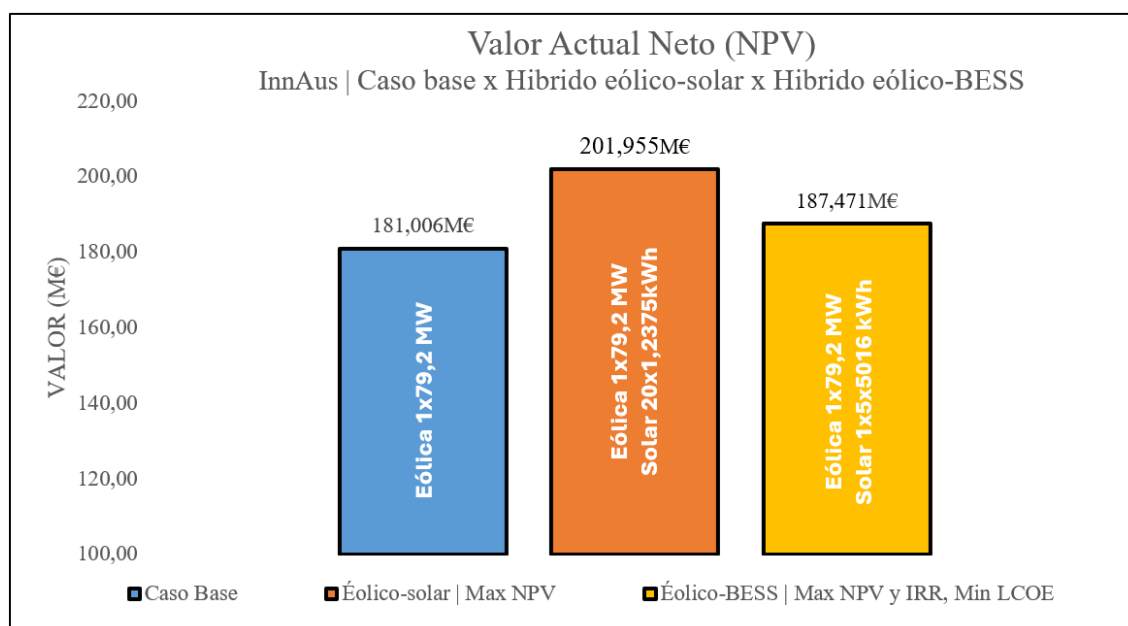


Figura 50 - InnAus: máximo NPV para caso base frente a híbrido eólico-solar frente a híbrido eólico con BESS, valores de IRR.

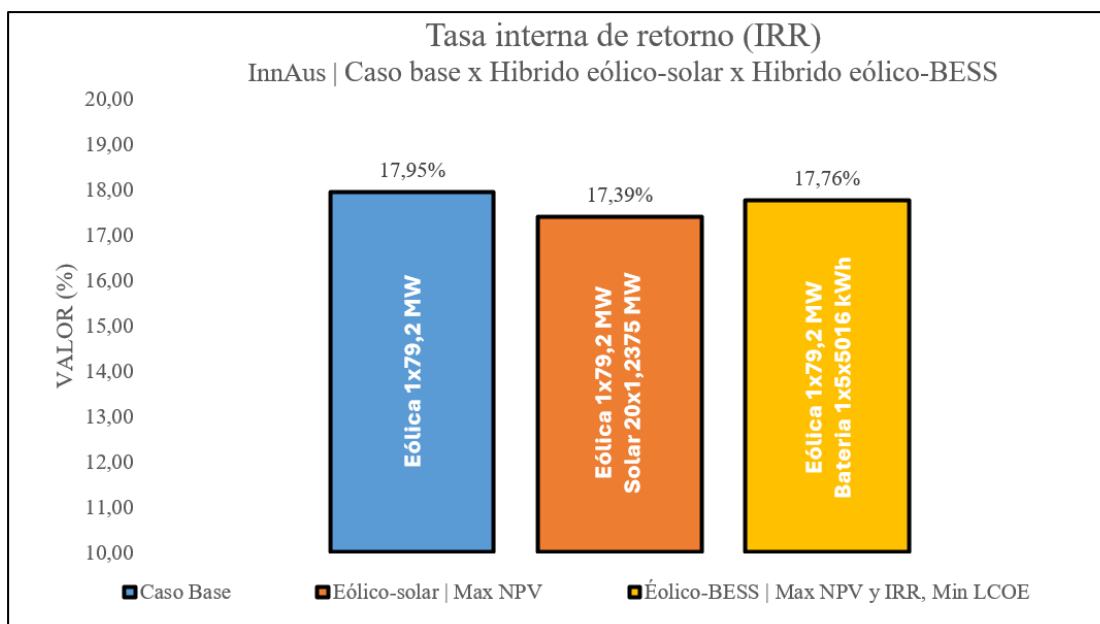


Figura 51 - Resultado del análisis de sensibilidad para distintas configuraciones.

