



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN UNA
EXPLOTACIÓN GANADERA AVÍCOLA

*Feasibility study of a photovoltaic system for self-
consumption within a use cattle poultry*

Autor

Daniel Lacambra Guillén

Director

Eduardo García Paricio

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2019-2020



AGRADECIMIENTOS

Tras un largo recorrido de cinco años, hoy en día redacto este apartado para agradecer a todas personas que me han acompañado en el camino y me han aportado los consejos, fuerza, positividad y experiencia necesarias para llegar hasta aquí.

En concreto me gustaría agradecer a la Universidad de Zaragoza por abrirme sus puertas y darme la posibilidad de realizar mis estudios aquí y por la educación ofrecida. En especial agradecer a todos los profesores/as que han formado parte de este proceso y me han ayudado a crecer como profesional y como persona.

Tras un intenso periodo de realización del presente Trabajo de Fin de Grado, me gustaría agradecer a mi director, Eduardo García Paricio, por haberme acompañado durante todo el proceso. Para la creación de este trabajo ha sido fundamental su conocimiento y experiencia, así como sus orientaciones y consejos, las cuales han sido fundamentales. Agradecerle la disposición y la profesionalidad, así como la orientación durante todo el trabajo.

Me gustaría destacar la puesta en común de ideas propuesta por el tutor, y agradecer a David López por el trabajo en equipo realizado.

Finalmente agradecer a mi familia y amigos, en especial a mi madre, mi padre y mi pareja por la ayuda aportada en la realización de este trabajo, además, por haberme dado la oportunidad de realizar estos estudios y a todas aquellas personas que han confiado en mí y han estado apoyándome todo este tiempo.

ÍNDICE

RESUMEN	5
1. INTRODUCCIÓN.....	6
2. OBJETIVOS	7
2.1. Objetivo general	7
2.2. Objetivos específicos.....	7
3. METODOLOGÍA.....	8
4. LEGISLACIÓN APLICADA.....	9
5. RECURSO SOLAR.....	10
5.1. Comportamiento solar	12
6. CARACTERÍSTICAS DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN GENERADORA.....	13
6.1. Panel solar.....	13
6.2. Inversores de onda.....	15
6.3. Acumuladores de energía	17
6.3.1. Baterías estacionarias	19
6.3.2. Baterías de litio	22
6.4. Soportes	22
7. ESTUDIO	23
7.1. Localización.....	23
7.2. Necesidad energética	24
7.2.1. Curvas horarias	25
7.3. Tarifas energéticas.....	27
7.3.1. Tarifa 2.1 DHA.....	27
7.3.2. Tarifa 3.0	27
7.4. Estudio de viabilidad de instalación fotovoltaica en cubierta	28
7.4.1. Estudio de la cubierta de la instalación	30
7.4.2. Optimización de la instalación fotovoltaica.	30
7.4.2.1. Estudio para tarifa 2.1 DHA	32
7.4.2.2. Estudio para tarifa 3.0.....	34
7.5. Estudio de viabilidad de instalación fotovoltaica en suelo.....	34
7.5.1. Estudio acerca de la superficie disponible.....	35
7.5.2. Optimización de la instalación fotovoltaica.	35

7.5.2.1. Tarifa 2.1 DHA.....	35
7.5.2.2. Tarifa 3.0	36
7.6. Resultados.....	36
7.7. Viabilidad de implantación de baterías	38
7.7.1. Modelos de almacenamiento	39
7.7.2. Estudio para tarifa 2.1 DHA.....	39
7.7.3. Estudio para tarifa 3.0.....	42
8. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA ÓPTIMO	44
8.1. Amortización del sistema	46
9. CONCLUSIONES.....	47
10. BIBLIOGRAFÍA	48
ANEXO I: HOJAS DE CÁLCULOS.....	48
ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS.....	62
ANEXO III: Simulación PVSYST	70
ANEXO IV: PRESUPUESTO	75
ANEXO V: INFLUENCIA DE LA INCLINACIÓN Y ACIMUT EN LA PRODUCCIÓN	76
ANEXO VI: PLANOS	78

ÍNDICE DE IMÁGENES, TABLAS Y FIGURAS

Imagen 1. Generación eléctrica en España en el 2019	6
Figura 1. Variación V/I según irradiancia	11
Figura 2. Irradiancia dada la influencia de la temperatura	12
Imagen 2. Orientación solar.....	13
Imagen 3. Paneles bifaciales.....	14
Figura 3. Curva V/I.....	16
Imagen 4. Carga/descarga batería de plomo-ácido.....	18
Imagen 5. Carga/descarga batería Litio	18
Imagen 6. Batería estacionaria.....	19
Tabla 1. Relación de la capacidad en función de la velocidad de descarga	20
Figura 4. Vida útil en función de profundidad de descarga.....	21
Imagen 7. Batería OPzV, electrolito gelificado.....	21
Imagen 8. Ubicación general de emplazamiento.....	23
Imagen 9. Delimitación de la finca objeto de estudio	24
Tabla 2. Cargas principales de la instalación	25
Figura 5. Curvas de consumo horario.....	26
Tabla 3. Tarifa 2.1 DHA.....	27
Tabla 4. Tarifa 3.0	28
Figura 6. Ahorro en la factura eléctrica en función de la potencia.....	31
Figura 7. Porcentaje de energía consumida/energía vertida	32
Figura 8. Porcentaje de influencia en la factura eléctrica del acimut	33
Tabla 5. Resultados obtenidos de todas las hipótesis	36
Figura 9. Consumo/producción Junio.....	37
Figura 10. Producción Febrero	40
Tabla 6. Resultados obtenidos tras la simulación con las baterías	40
Figura 11. Consumo/producción Junio.....	42

RESUMEN

El presente estudio pretende evaluar el sistema fotovoltaico para autoconsumo mas adecuado para una explotación ganadera avícola, como primer paso, se obtiene la influencia de la orientación en el sistema, para realizarlo, es necesario estudiar las curvas de consumo y precios para compararlas con las curvas de producción solar para diferentes valores de orientación y potencia.

Una vez obtenida la influencia, se plantean una serie de hipótesis para cada caso, estas hipótesis se proponen bajo el criterio de autoconsumir el máximo porcentaje de energía posible a lo largo del año, vertiendo una cantidad mínima a red.

Mediante la realización de cálculos para las hipótesis planteadas, se obtienen los porcentajes de rentabilidad en cada caso, los resultados de las hipótesis son evaluados frente a los gastos que implica cada instalación. Una vez evaluadas todas las posibilidades, se obtiene la implantación fotovoltaica óptima según términos técnico-económicos.

Cuando se obtiene la instalación fotovoltaica, se estudia el caso de utilizar baterías para almacenar la energía en momentos de vertido a la red, para su posterior utilización en periodos en los cuales no existe producción del sistema fotovoltaico, además, también se estudia el caso de utilización de la batería para reducir el termino de potencia en la factura eléctrica.

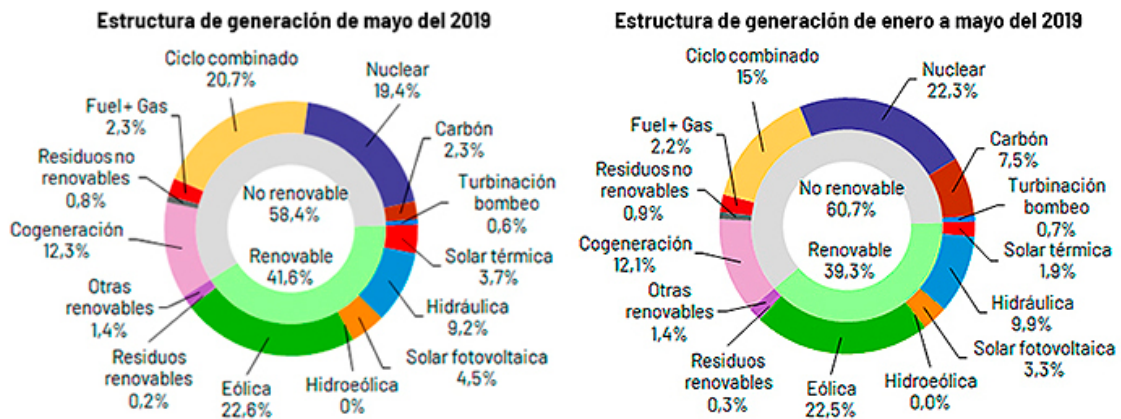
Después de obtener los resultados acerca de la viabilidad de implantación de acumuladores, se dimensiona la instalación fotovoltaica óptima mediante un programa de simulación (PVSYST), indicando conexionado, materiales y modo de montaje para su correcto funcionamiento, una vez determinado los componentes de la instalación, se obtiene la rentabilidad de misma.

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, se puede afirmar que la energía eléctrica es necesaria para abordar la vida con normalidad. Desde sus inicios se ha ido convirtiendo en un bien cada vez más necesario y su precio ha ido ascendiendo paulatinamente a medida que ha ido pasando el tiempo.

En el pasado, la mayoría de la energía era producida a base de fuentes de energía no renovables, pero si evaluamos el método de producción de energía a lo largo de los últimos años, se puede ver que la producción renovable ha ido en aumento, pudiéndose decir que hasta el 40% de la energía producida en España ha sido de origen renovable.

Imagen 1. Generación eléctrica en España en el 2019



FUENTE: Diario Renovables (2019)

Cada vez más, la población se va mentalizando de la importancia de la procedencia de la energía, los otros medios son limitados, y sobre todo contaminantes.

El cambio climático es uno de los problemas más importantes a los que se ha enfrentado la sociedad, la forma de respuesta que se adopte determinará el futuro de la tierra, ya que, aunque todo el daño ejercido a la tierra durante años lo han provocado las generaciones anteriores, principalmente por el desconocimiento de la mayoría de efectos secundarios de muchos procesos, dar el paso para frenarlo, pertenece a la sociedad actual, y cualquier paso en falso podría provocar desastres inminentes para el futuro de la tierra.

Las energías renovables son un gran aliado de cara a este enfrentamiento para evitar la contaminación en la producción de energía, que es uno de los focos importantes de la misma.

Otro de los problemas existentes en la sociedad es el elevado precio de la luz, con la situación actual de la economía y el mercado, para que una explotación avícola sea viable, es necesario disminuir al máximo los gastos de producción, y como el costo energético supone un porcentaje muy elevado y representa un 40% de los gastos. Por lo que, se considera interesante analizar con detalle el factor energético de la instalación.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

El objetivo del presente estudio es intentar, en medida de lo posible, reducir los gastos energéticos de la factura eléctrica, ya que, supone uno de los mayores gastos para las instalaciones estudiadas, además, intentar reducir una pequeña parte de las emisiones de CO₂ expulsadas a la atmosfera para la producción de energía.

2.2. Objetivos específicos

- Evaluar la influencia de los parámetros del sistema fotovoltaico.

Para optimizar la instalación fotovoltaica, es necesario conocer el modo de influencia de los parámetros de la instalación, como por ejemplo la potencia, los ángulos de los paneles fotovoltaicos, ya que sin su conocimiento no es posible establecer criterios con propiedad.

- Analizar la tarifa mas adecuada para la instalación.

Los consumos de la instalación presentan unos valores ajustados para la tarifa a la que esta adherido el consumidor, por lo tanto, conocer la rentabilidad acerca de las tarifas con características similares es de vital importancia.

- Seleccionar la implantación fotovoltaica más adecuada según aspectos técnico-económicos

Este objetivo hace referencia al estudio de idoneidad del lugar de instalación, potencia y orientaciones posibles.

- Determinar la viabilidad de la implantación de baterías.

Los precios de la energía presentan unas variaciones a lo largo del día, así que, es importante conocer la rentabilidad de almacenar la energía en periodos que se vierte energía a la red para su posterior utilización en periodos mas caros.

3. METODOLOGÍA

En cuanto a la metodología utilizada para llevar a cabo el trabajo, se ha utilizado una hoja de cálculo capaz de determinar la producción fotovoltaica variando los parámetros de potencia y la orientación del sistema fotovoltaico.

La hoja de cálculo compara los valores de producción calculados con los consumos horarios y las tarifas energéticas, con estos datos, se puede determinar el grado de influencia de las orientaciones de la placa respecto al consumo, para así poder establecer los criterios óptimos en cada caso.

De la misma forma, para poder seleccionar la tarifa más adecuada para la instalación, se realizan los cálculos pertinentes para determinar en cada caso cual produce una mayor rentabilidad al conjunto, teniendo en cuenta términos de energía y potencia.

Para seleccionar la implantación fotovoltaica más adecuada, además de realizar los cálculos antes citados, es necesario estudiar las características físicas de cada emplazamiento, una vez estudiadas las características físicas, se ha comparado todos los resultados obtenidos para llegar al resultado más favorable. De este modo, se ha optado por una instalación determinada.

Una vez elegido el modo de implantación, se ha estudiado la viabilidad de integración de acumuladores de energía, como no se ha podido determinar claramente la tarifa más ajustada, se ha realizado los cálculos para las dos tarifas mediante las hojas citadas anteriormente, que tienen en cuenta la energía almacenada, la vertida, y la autoconsumida, para así poder dar resultado al estudio acerca de la rentabilidad del almacenamiento de energía en periodos que se inyecta a red, y su posterior utilización en momentos de demanda de energía.

4. LEGISLACIÓN APLICADA

Resumen real decreto 244/2019 (RD/244/2019)

Tras la redacción del presente real decreto, se puede decir que ha llegado el momento de la transición energética, ya que este presenta un autoconsumo libre y sin restricciones, además, después de su implantación se ha comenzado a encontrar la viabilidad a las instalaciones de producción fotovoltaicas destinadas al autoconsumo.

Por estas razones, se resumen los puntos más importantes de este nuevo real decreto que ha impulsado las instalaciones fotovoltaicas en España.

- **Se anula el impuesto al sol**, es una de las medidas más nombradas tras realizar el real decreto, ya que permite producir energía mediante fuentes renovables sin tener la obligación de pagar tasas o peajes.

- **Se plantean dos modalidades de autoconsumo**, instalaciones de autoconsumo con excedentes, y instalaciones de autoconsumo sin excedentes.

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes se pueden clasificar en dos modalidades, la modalidad con excedentes acogida a compensación, y la modalidad de excedentes no acogida a compensación.

- **La modalidad de excedentes acogida a compensación** tiene que cumplir una serie de requisitos, como por ejemplo poseer una potencia menor a 100 KW, que sea una tecnología renovable, que la instalación no este registrada bajo otro régimen retributivo, y que la instalación este suscrito a un contrato de compensación de excedentes.
- **La modalidad de excedentes sin acoger a compensación** puede solicitarlo cualquiera que no cumpla los requisitos anteriores y quiera acogerse.
- **En las instalaciones de autoconsumo sin excedentes** los autoconsumidores acogidos a ella únicamente autoconsumirán su propia energía, se verán obligados a instalar un mecanismo antivertido.

- **Se plantea el autoconsumo compartido**, en este apartado engloba a los consumidores que aprovechen la energía proveniente de fuentes próximas entre sí.
Este tipo de autoconsumo está pensado para bloques de vecinos, o un grupo de consumidores que se aprovechen de una fuente próxima común a ellos.
- **Se producen simplificaciones** reglamentarias para la legalización y tramitación de instalaciones conectadas a la red de baja tensión, por ejemplo, para las instalaciones menores a 15KW situadas en suelo urbanizable no serán necesarios los permisos de acceso y conexión.
- **No serán necesarios** equipos de medida especiales, en casos de autoconsumo individual únicamente es necesario un contador bidireccional en el punto frontera.
- **Se permitirá** instalar una potencia mayor a la potencia contratada, se elimina la medida impuesta por el artículo 5 y 6 del RD900/2015.
- **Se permiten** que el titular de la instalación de autoconsumo no sea el mismo titular que la instalación de consumo, es decir, se permite que se beneficien otras personas que no sean el titular de la instalación.
- **Se permiten** contratar las potencias deseadas sin necesidad de potencias normalizadas.
- **Se crea** un registro administrativo de autoconsumo.

5. RECURSO SOLAR

Cuando se habla de la captación de energía a través del sol, no se refiere únicamente a la energía fotovoltaica, existen diferentes tipos de modalidades para captar esa energía, por ejemplo, obteniendo el calor del sol para calentar agua, o plantas que contienen espejos para concentrar los rayos solares incidentes en una superficie determinada en un mismo punto y utilizar esa energía para producir electricidad.

Estas últimas son capaces hasta de producir por la noche debido a la posibilidad de acumular ese calor.

Este tipo de tecnología es pionera en España, ya que existen grandes plantas, como por ejemplo, una situada en Sevilla. (Gemasolar, 20MW potencia).

Igualmente, existe tecnología que combina la energía térmica con la fotovoltaica, también denominados sistemas híbridos, este sistema es más predominante en países como China.

Una vez citadas las modalidades existentes para la captación del recurso solar, como el estudio se fundamenta en la implantación de un sistema fotovoltaico, se va a explicar el método que se utiliza para obtener electricidad, a base de células fotoeléctricas encargadas de captar los rayos solares incidentes y transformarlos directamente en energía eléctrica.

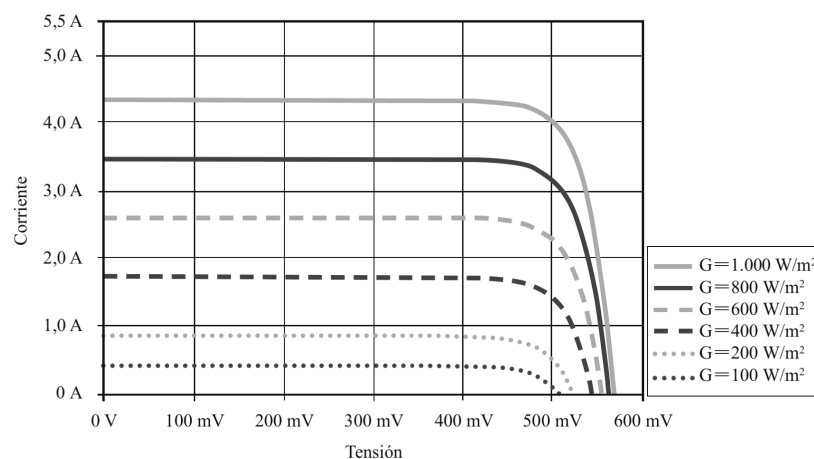
La célula fotovoltaica es la encargada de transformar directamente la energía solar en energía eléctrica, este elemento se compone de un material semiconductor, generalmente se utiliza el Silicio, que debidamente dopado, obtiene unas propiedades electrónicas específicas.

El funcionamiento de la célula fotovoltaica se basa en el principio citado anteriormente, el correcto dopado del material promueve que se produzca el efecto fotoeléctrico, por el cual, la radiación solar se puede entender como fotones, que si tienen la energía necesaria, serán capaces de arrancar el electrón de la última capa, este movimiento de cargas son las originarias de la corriente, que al cortocircuitar la célula con una carga, se producirá la corriente eléctrica deseada. (Rújula, 2009)

La célula se convierte en el caso anterior en una fuente de corriente continua.

El comportamiento de la célula fotovoltaica se puede representar mediante la relación I/V que modela su funcionamiento alimentando una carga bajo el rango de tensiones y corrientes positivas, como es evidente, la intensidad producida por la misma es directamente proporcional a la intensidad de radiación incidente.

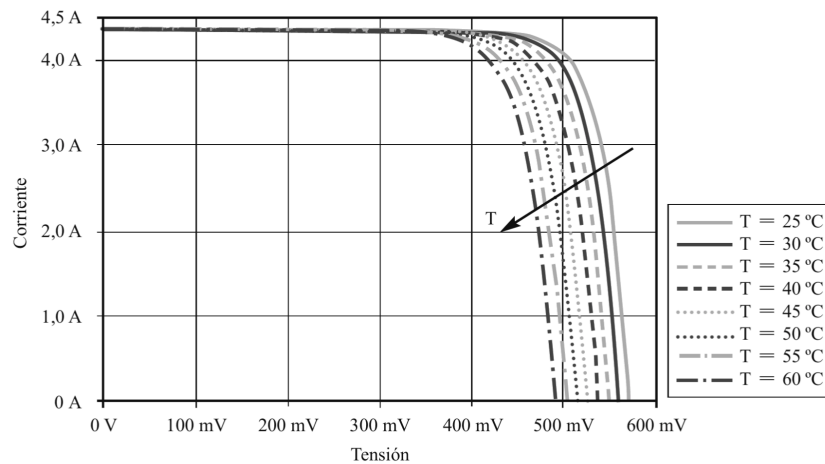
Figura 1. Variación V/I según irradiancia



FUENTE: Energías renovables: sistemas fotovoltaicos. Bayod Rújula (2009)

De la misma forma se puede afirmar que la temperatura de operación es inversamente proporcional a la tensión producida entre terminales de la célula fotovoltaica, aumentando la temperatura se reduce la tensión, por lo tanto, para una célula fotovoltaica es más apropiado temperaturas moderadas que temperaturas extremas propias de meses cálidos.

Figura 2. Irradiancia dada la influencia de la temperatura



FUENTE: Energías renovables: Sistemas fotovoltaicos. Bayod Rújula (2009)

Por tanto, se observa que la temperatura de operación es un parámetro importante para tener en cuenta el diseño de las instalaciones, ya que, su repuesta eléctrica es significativa, aparte de la radiación incidente que se da por supuesto al explicar el método de obtención de energía eléctrica.

5.1. Comportamiento solar

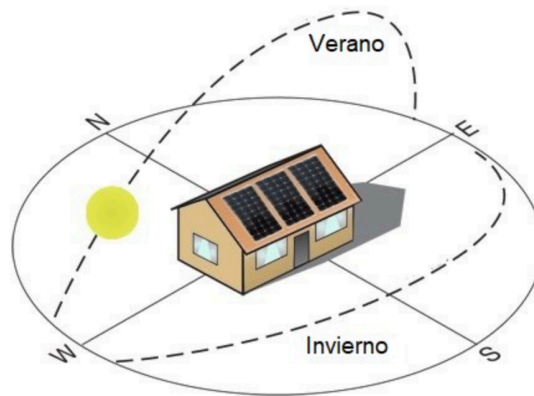
Tras analizar el método de obtención de energía a través del sol, resulta de elevada importancia entender el comportamiento del sol respecto de la tierra, ya que la posición relativa entre ambos determinara unos niveles de producción u otros.

Cabe citar, en aspectos geométricos, 2 ángulos en relación con el sol:

- **La altura solar**, es el ángulo formado por los rayos solares respecto al plano tangente a la superficie, es función de la hora, la latitud y el día a lo largo del año, siendo máxima (para el hemisferio norte) el 21 de junio (solsticio de verano), y mínima el 21 de diciembre (solsticio de invierno).

- **El ángulo de azimut**, es el ángulo formado por el vector normal del sol respecto del sur, varía a lo largo del día, desde el cuadrante sureste al suroeste, coincidiendo azimut 0 con la dirección sur y la altura solar máxima para ese día.

Imagen 2. Orientación solar



FUENTE: MpptSolar

6. CARACTERÍSTICAS DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN GENERADORA

Una vez realizada una breve introducción de cómo se produce la energía eléctrica aprovechando la energía del sol y sus principales influencias, se va a citar los principales elementos que forman una instalación fotovoltaica para conocer su función y las características a tener en cuenta para realizar un buen diseño del sistema.

6.1. Panel solar

La célula fotovoltaica está formada por materiales semiconductores dopados para lograr las características electrónicas necesarias para la generación de corriente.

Las células fotovoltaicas se encapsulan, se conectan de la forma adecuada y como resultado final se obtiene la placa fotovoltaica.

Existen varios tipos de placas fotovoltaicas, pero entre los más comunes se sitúan las monocristalinas, las policristalinas, las amorfas y las bifaciales. (Vazquez, 2018)

- **Los paneles fotovoltaicos monocristalinos**, son aquellos fabricados directamente con las láminas de silicio recortadas, así que, se obtiene una mayor

pureza del material, y por lo tanto, la eficiencia del panel es mayor, superior al 20%.

- **Los paneles fotovoltaicos policristalinos**, son aquéllos donde se funde el silicio en bruto y se obtienen láminas perfectas, pero contiene impurezas, por esa razón la eficiencia es menor, situada entre el 14-19%.
- **Los paneles fotovoltaicos amorfos** presentan rendimientos entorno al 10%, pero su gran ventaja es la maleabilidad del material muy comúnmente utilizado en tejas solares que evitan el impacto visual que provocan las placas convencionales.
- **Los paneles bifaciales** se caracterizan por obtener energía por ambas caras del panel, la parte trasera aprovecha el reflejo de la luz solar. Estos últimos presentan eficacias mayores, pero su rentabilidad, al ser una tecnología innovadora, no es muy competitiva.

Imagen 3. Paneles bifaciales



FUENTE: Tracesoftware

Los paneles fotovoltaicos están constituidos por una estructura de aluminio, y un cristal templado capaz de soportar granizo.

Los paneles están ensayados bajo unas condiciones normalizadas, con una irradiancia de 1000 W/m^2 , y una temperatura de 25°C , estas condiciones hacen referencia a las siglas STC (Standard Test Conditions).

Las parámetros más importantes de una placa fotovoltaica son los siguientes:

- **La potencia nominal (P_{max}):** nos permite conocer su potencia máxima en condiciones ideales.
- **La tensión de circuito abierto (V_{oc}):** nos permite saber su tensión en circuito abierto, es uno de sus datos más importantes, ya que ésta determinará el número de placas en serie máximas para no producir daños en el inversor.
- **La corriente de cortocircuito (I_{sc}):** es la intensidad de cortocircuito máxima, este valor determinará el número máximo de bloques de placas en paralelo para no dañar el inversor.
- **La intensidad del punto de máxima potencia (I_{mpp}).**
- **La tensión del punto de máxima potencia (V_{mpp}).**

La relación entre $P_{max} \div (V_{oc} \times I_{sc})$ proporciona el Factor de Forma (FF) que es un valor útil a la hora de comparar paneles fotovoltaicos.

Por último, debido a que en estos últimos años ha evolucionado mucho la tecnología, y los intereses políticos han potenciado la investigación de los sistemas fotovoltaicos, los precios de los receptores solares han ido decreciendo a una velocidad extraordinaria, permitiendo sacar rentabilidades a sistemas fotovoltaicos sin necesidad de ayudas gubernamentales.

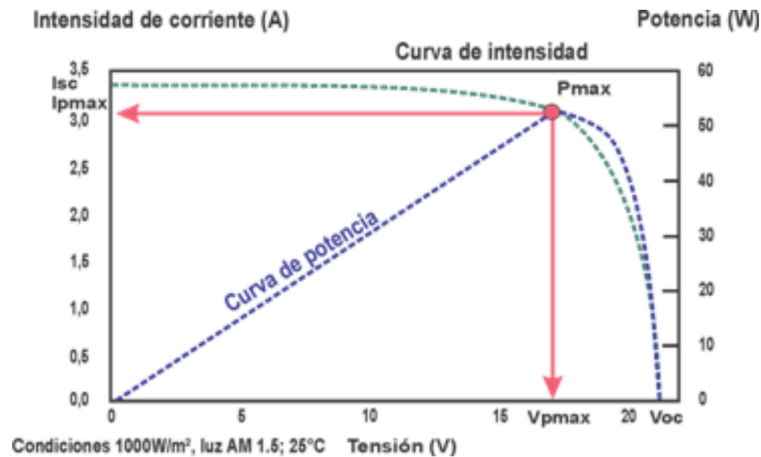
6.2. Inversores de onda

Como se ha explicado previamente, las células fotovoltaicas generan una corriente continua, esta corriente, para ser aprovechada por la mayoría de receptores, debe ser modificada a una onda alterna.

El inversor es el encargado de realizar este trabajo, además, los inversores destinados a una instalación fotovoltaica, la mayoría de los fabricantes han añadido la función de seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) para poder extraer el mayor porcentaje de energía de la placa en cada momento.

En la figura 3 se puede apreciar la curva de funcionamiento del sistema, el inversor está dotado tecnológicamente para poder desplazarse por la curva en busca del punto de máxima potencia del conjunto en cada momento.

Figura 3. Curva V/I



FUENTE: AutoSolar (2018)

Según el lugar de instalación existen diferentes tipos de inversores, como los inversores cargadores, inversores híbridos, inversores de conexión a red o senoidales, y micro inversores.

- **Inversores cargadores:** este tipo de inversor está diseñado para sistemas autónomos, sin conexión a red, por el cual controla el sistema fotovoltaico, las baterías y la carga a alimentar.
- **Inversores híbridos:** este tipo de inversor está diseñado para la implantación de baterías en un sistema fotovoltaico conectado a red, por ejemplo, para una instalación fotovoltaica para una vivienda que le interese almacenar parte de la energía producida.
- **Inversores de conexión a red:** este tipo de inversor está diseñado para la conexión a red del sistema fotovoltaico.
- **Micro inversores:** este tipo de inversor está diseñado para colocarse de forma individual en cada panel, así se logra obtener la mayor cantidad de potencia de cada panel fotovoltaico, este método se suele usar, bien para zonas en las cuales existen sombreados en partes de la instalación y no se desea que perjudique el conjunto de placas, o directamente es una forma de extraer una potencia mayor, en el caso de que la superficie esté limitada. La marca de inversores Solar Edge impulsa este tipo de tecnología.

Como parámetros importantes del inversor destacan:

- La potencia nominal, esta es aconsejable dimensionarla para un 90% de la potencia máxima del conjunto de placas, debido a que su potencia máxima no se va a dar en ningún caso.
- El rango de tensión de entrada, el valor máximo de tensión de entrada al inversor siempre debe ser mayor a la tensión del conjunto de placas conectadas en serie para no dañar el inversor, de la misma forma, el valor mínimo de tensión entrada debe ser menor que el relativo al conjunto de placas conectadas para permitir su correcto funcionamiento.
- La intensidad máxima de entrada, cada entrada tiene un valor máximo de corriente permitida, este valor nunca se debe superar para evitar daños en el inversor.

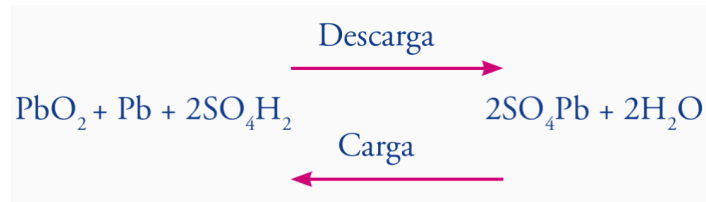
6.3. Acumuladores de energía

Para entender los diferentes tipos de baterías, es necesario estudiar los diferentes tipos de tecnología para la acumulación de energía existentes en el mercado. (Vazquez, 2018)

Hoy en día, para la acumulación de energía existen diferentes tipos de tecnologías:

- **La batería NiCd** está basada en un proceso electroquímico, en el cual, la placa positiva, está formada por Hidróxido de Níquel, y la placa negativa, por hidróxido de Cadmio, están bañadas en un electrolito que está basado en una disolución acuosa de hidróxido de Potasio.
Para producirse la descarga se produce la reacción de la placa positiva a la negativa y para la carga viceversa produciéndose hacia el Hidróxido de Níquel.
- **La batería de plomo-ácido** es una de las baterías más usadas debido a su bajo coste, está compuesta por dos placas de plomo bañadas en una disolución de ácido sulfúrico.
Cuando se produce la carga, el electrodo positivo obtiene un depósito de Dióxido de Plomo, y en la descarga, ambos tienen un depósito de Sulfato de Plomo.

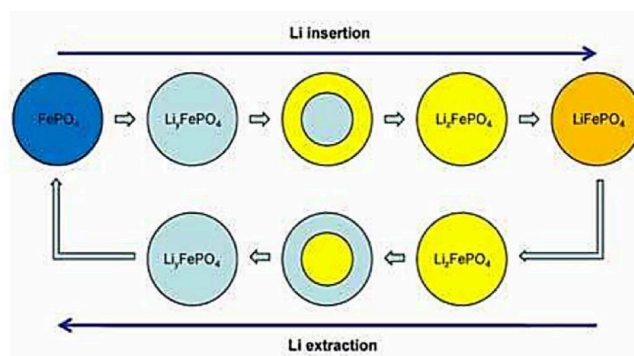
Imagen 4. Carga/descarga batería de plomo-ácido



FUENTE: Apuntes de la asignatura de Energías renovables

- **Las baterías de sodio** están formadas por un cátodo de sodio y su cátodo depende del tipo de batería, utilizando como electrolito un material sólido.
- **Las baterías litio** producen un flujo de electrones al oxidarse el litio situado en el ánodo, a la vez se produce una reducción del material del propio ánodo, la ventaja de este tipo de tecnología es que es reversible, es decir, que mediante una energía similar es capaz de reducir el litio y volver al estado de carga.

Imagen 5. Carga/descarga batería Litio



FUENTE: Baterías de litio. Robles Cruz, Robles Aguilera.

- **Las baterías de flujo redox** son una tecnología que se basa en la utilización de iones de vanadio en diferentes tipos de oxidación para provocar la acumulación de energía.

Para entender las formas de uso de los diferentes acumuladores, primero hay que definir los parámetros que caracterizan las baterías ya que sin su conocimiento es imposible dimensionar de la forma correcta la batería en cada caso, estos son las siguientes:

- **Capacidad nominal:** Cantidad de energía que es capaz de suministrar una batería a lo largo de una descarga. Medido en (Ah).

- **Tensión nominal:** Diferencia de tensión entre bornes de la batería. Medido en Voltios.
- **Tensión de carga:** Tensión necesaria para vencer la resistencia de la batería a ser cargada. Medido en Voltios.
- **Profundidad de descarga:** Cantidad frente al total de energía de la batería que ha sido extraída en una descarga. Medido en %.
- **Estado de carga (SOC):** mide la cantidad de energía de la batería. Medido en %.
- **Vida útil:** representa el tiempo en el que la batería trabaja a un rendimiento óptimo. Medido en ciclos.

Desde un punto de vista más práctico, los tipos de acumuladores más utilizados en una instalación fotovoltaica se pueden resumir en dos tecnologías, la tecnología plomo-ácido (baterías estacionarias) y la tecnología ion Litio (baterías de litio).

6.3.1. Baterías estacionarias

Las baterías estacionarias son un tipo de acumulador de energía muy utilizado en el ámbito de las instalaciones fotovoltaicas, que usan la tecnología plomo-ácido para la acumulación de energía, sus aplicaciones están destinadas a realizar descargas lentas y a un régimen constante. (Monsolar, 2019)

Son muy competitivas por su moderado precio, situado entorno a 150€/KWh, pero tiene unas características importantes a tener en cuenta que para según que usos resultan de dudosa rentabilidad.

Imagen 6. Batería estacionaria



FUENTE: Ficha técnica de fabricante BAE Secura PVS Solar

Como se ha indicado, estas baterías tienen unas características específicas para tener en cuenta en su dimensionamiento. (BAE, 2018)

La capacidad de la batería medida en Ah depende de la velocidad de descarga, es decir, que a una mayor velocidad de descarga la capacidad de la batería disminuye.

Como se puede observar la capacidad en Ah se reduce a medida que se reduce el tiempo de descarga, para el primer caso en una descarga en 100h (C100) a una descarga en 1h (C1) difiere más del doble de la capacidad de esta.

Tabla 1. Relación de la capacidad en función de la velocidad de descarga

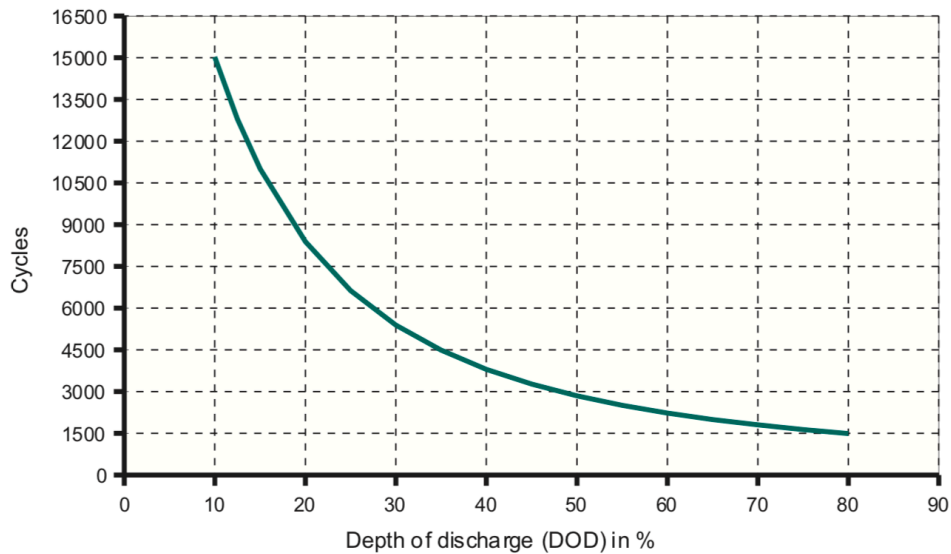
Type		C_{1h}	C_{10h}	C_{20h}	C_{72h}	C_{100h}	C_{120h}	C_{240h}
	U_e	Ah	Ah	Ah	Ah	Ah	Ah	Ah
	V/cell	1.67	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
2 PVS	140	63	111	127	141	143	144	148
3 PVS	210	95	167	191	211	215	217	222
4 PVS	280	127	223	254	282	287	289	295
5 PVS	350	159	279	318	352	359	361	369
6 PVS	420	191	334	382	424	431	434	444
5 PVS	550	223	389	432	486	496	500	513
6 PVS	660	267	467	518	583	595	601	616
7 PVS	770	310	544	604	681	694	700	720

FUENTE: Ficha técnica de fabricante BAE Secura PVS Solar

La profundidad de descarga de la batería influye de una forma muy considerable en la vida útil de la misma.

Se puede apreciar en la siguiente figura, como si se diseña la batería para que no se produzcan descargas mayores del 20% de su capacidad, la batería tiene una vida útil de 8000 ciclos, mientras que, si la profundidad de descarga utilizada se eleva a un 80% la vida se reduce a 1500 ciclos.

Figura 4. Vida útil en función de profundidad de descarga



FUENTE: Ficha técnica de fabricante BAE Secura PVS Solar

Dentro del grupo de las baterías estacionarias se pueden diferenciar tres grupos dependiendo de la forma de electrolito que poseen, estos son las OPzS; OPzV o TOPzS, como se ha indicado, su mayor diferencia radica en que las OPzS y TOPzS tienen un electrolito líquido que hay que ir rellenando, por lo tanto exige un mantenimiento, y las OPzV, el electrolito se encuentra gelificado, por lo tanto se reduce el mantenimiento en este tipo de baterías, que resulta una gran ventaja en instalaciones que estén más desatendidas. (Utracell, 2018)

Imagen 7. Bateria OPzV, electrolito gelificado



FUENTE: Ficha técnica Ultracell

6.3.2. Baterías de litio

Las baterías de litio cumplen de forma correcta con la función de almacenar la energía sobrante en momentos ocasionales para poder utilizarlo en momentos deseados, ya que no posee tantos problemas de velocidad de descarga como las estacionarias.

Poseen tres veces más densidad energética que una batería de plomo ácido, un mayor voltaje entre bornes y unas velocidades de carga y descarga superiores al plomo ácido, además, no tienen tantas repercusiones por profundidades de descarga elevadas, el fabricante de las baterías de litio aplicadas en instalaciones fotovoltaicas asegura la posibilidad de realizar descargas del 90% de profundidad sin efectos negativos para la misma.

Las baterías de litio presentan dos inconvenientes:

- Su elevado precio: entorno a 500-600 €/KWh.
- Poseen una mayor inestabilidad, y por lo tanto, necesitan un controlador para realizar un control de la tensión y temperatura.

6.4. Soportes

Los soportes de los módulos se pueden clasificar por el lugar de instalación del panel fotovoltaico, existen soportes para cubierta metálica, para cubiertas de teja, o estructura para suelo.

Existen soportes coplanares, paralelos a la superficie de colocación y soportes inclinados para situar la placa con una inclinación más favorable de cara a mejorar su producción.

Además, también se dispone de estructuras inclinadas regulables para poder instalar el panel dependiendo del ángulo óptimo estudiado para cada caso.

Por lo tanto, a la hora de elegir el soporte a instalar para la instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta que un soporte coplanar está más integrado a la estructura sobre la que se va a montar, así que, el nivel de sujeción es mayor, dato para tener en cuenta en tipos de estructura que presenten una menor resistencia.

Estos tipos de soportes son hasta un 30% más baratos que una estructura inclinada, entonces hay que evaluar en el momento del diseño el soporte a utilizar para lograr una instalación óptima para cada caso, ya que dependiendo de la inclinación del panel fotovoltaico se obtiene mayor o menor energía de este.

7. ESTUDIO

Una vez analizados los diferentes tipos de componentes que forman un sistema fotovoltaico, se procede a realizar el estudio objeto de este trabajo.

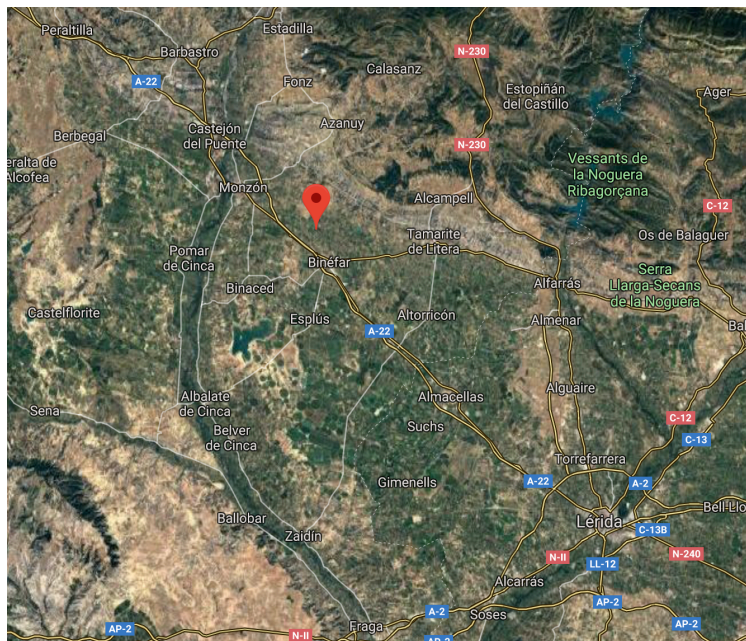
Este estudio pretende evaluar todas las posibilidades de implantación fotovoltaica para una explotación ganadera avícola.

7.1. Localización

La ubicación de la explotación ganadera utilizada para realizar este estudio está ubicada cerca del municipio Oscense de Binéfar, situada en el término de Monzón, un municipio colindante.

La ubicación es $41^{\circ}52'26.4''N$ $0^{\circ}16'48.0''E$, se encuentra a una altitud de 306 m.

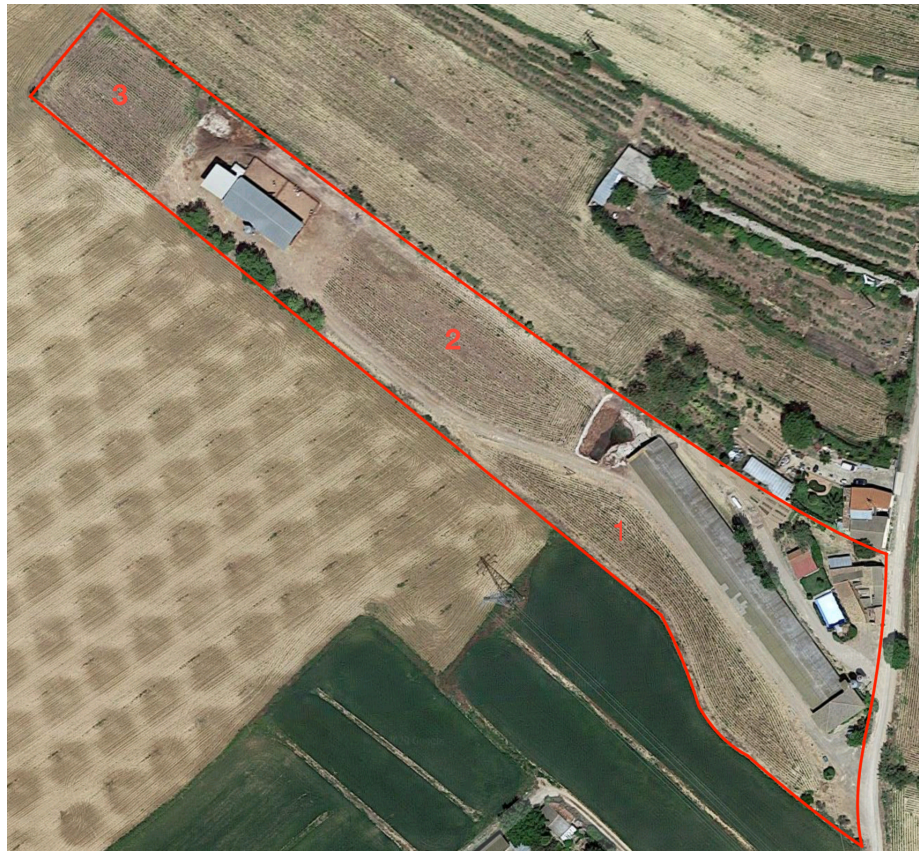
Imagen 8. Ubicación general de emplazamiento



FUENTE: Google Earth

La finca donde se encuentra la explotación avícola está delimitada en la siguiente figura, ésta está formada por 3 zonas planas, la superficie 1, la superficie 2, la superficie 3, la granja avícola y una granja bovina.

Imagen 9. Delimitación de la finca objeto de estudio



FUENTE: Google Earth

El objeto de estudio para la instalación fotovoltaica es una nave de 100 m X 12 m, con una capacidad para 16000 pollos.

7.2. Necesidad energética

Las explotaciones ganaderas destinadas al engorde de pollos tienen una elevada necesidad energética, comparadas con otros tipos de explotaciones destinadas al engorde o cría de animales, cómo por ejemplo, las granjas bovinas.

El bienestar animal establece una serie de requisitos para poder proceder a la cría de aves de engorde, entre estos requisitos, se puede destacar una temperatura específica, variable a lo largo de la vida del animal, una cama de calidad para prevenir daños en patas, u otras partes en contacto con el suelo.

El presente estudio se va a centrar en abastecer la instalación eléctrica existente, ya que se realizó una valoración para sustituir la calefacción a gas que funciona actualmente, por una calefacción alimentada únicamente con energía eléctrica, pero como primer freno se situaba el gasto de la sustitución de los sistemas de calefacción existentes por eléctricos, y el otro gran impedimento, fue la elevada necesidad energética para poder

mantener la temperatura óptima del animal en los meses más fríos del año, que coincide con los meses con menor producción de un sistema fotovoltaico.

La instalación eléctrica existente esta compuesta por:

Tabla 2. Cargas principales de la instalación

Componentes	Número de componentes	Potencia unitaria (W)	Potencia total (W)
Sistema de iluminación	40	20	800
Motores de ventilación	8	735	5880
Motores bombas internas	2	735	1470
Motores bombas externas	1	735	735
Motores comederos	3	735	2205
Potencia Total (W) :		11.090	

FUENTE: Elaboración propia

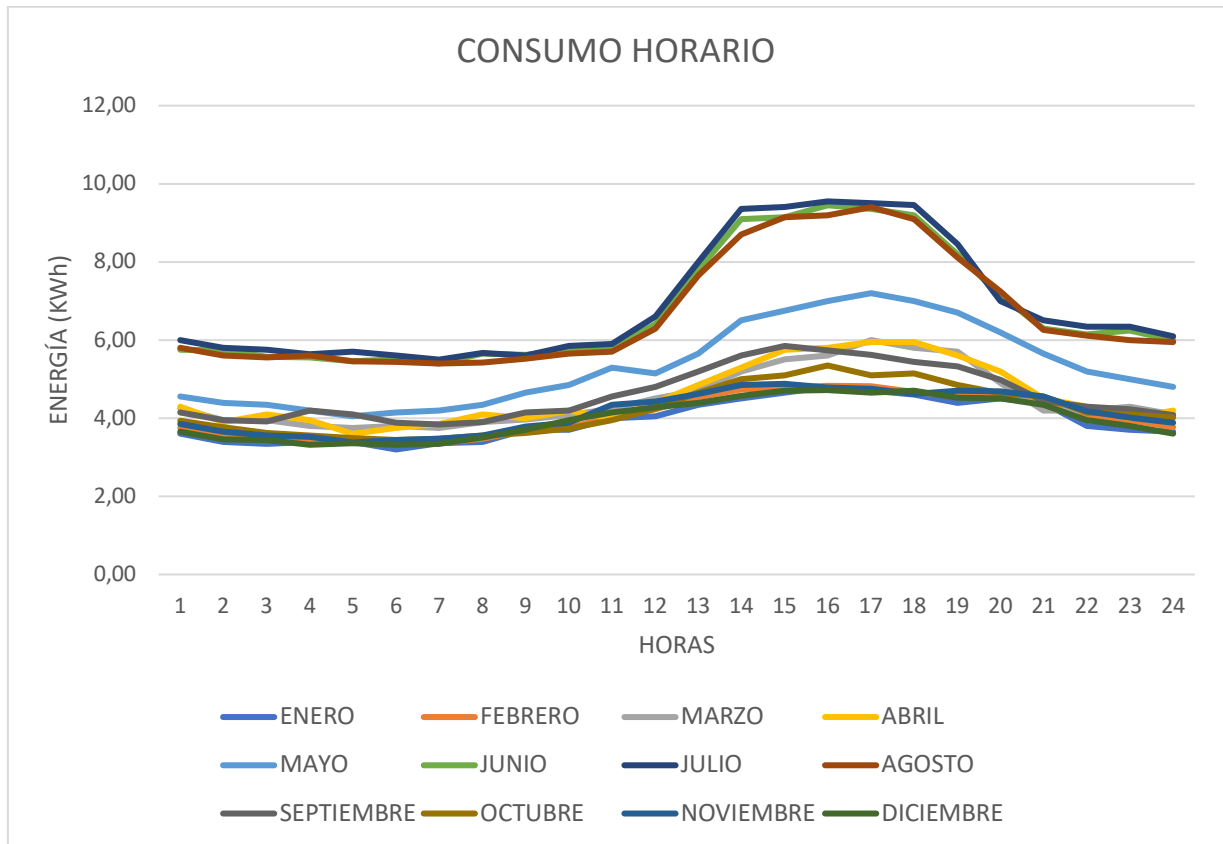
Las cargas eléctricas más influyentes en las granjas avícolas son las citadas anteriormente en la tabla.

7.2.1. Curvas horarias

Para un estudio más detallado se han solicitado los consumos horarios de los últimos años, y se ha realizado una interpretación con ayuda del responsable de la instalación, realizando mediciones de potencia para momentos determinados, debido a que los tiempos de funcionamiento de la granja varían.

Tomando de referencia facturas, consumos horarios, y las mediciones realizadas se ha podido representar los consumos horarios suavizados para el día tipo de cada mes a lo largo de un año.

Figura 5. Curvas de consumo horario



FUENTE: Elaboración propia

El consumo que presenta este tipo de instalaciones tiene una buena compenetración con un sistema fotovoltaico, ya que, la mayor parte del consumo está destinado al movimiento de aire en el interior de la granja, en los meses más fríos no es necesario mover el mismo aire que en los meses más cálidos.

En los meses más cálidos, aparte de un mayor movimiento de aire, es necesario el uso de bombas, dos bombas interiores encargadas de pulverizar agua por el interior para moderar la temperatura en los momentos en los que ésta se eleva a lo largo del día, y una bomba exterior que bombea agua por toda la granja, esta agua fluye por las ventanas laterales por donde entra el aire y se consigue rebajar la temperatura de forma considerable.

Por lo tanto, como se puede apreciar en los consumos horarios a lo largo del año, se observa que a medida que sube la temperatura media del día, el consumo eléctrico va aumentando.

Para realizar los cálculos, se ha tenido en cuenta que cada sesenta días transcurre una crianza, 45 días de cría y 15 días la granja permanece parada.

7.3. Tarifas energéticas

7.3.1. Tarifa 2.1 DHA

La tarifa energética existente es una 2.1 DHA, pertenece a las tarifas de baja tensión, con discriminación horaria de dos periodos, y el rango en términos de potencia abarca entre los 10 y 15 KW.

La potencia contratada actualmente está situada en 10,5 KW, esta tarifa posee un contador digital, si en algún momento se excede de la potencia contratada, éste corta el suministro.

Los precios obtenidos de la comercializadora con la que tiene contrato el cliente son los siguientes:

- **Periodo punta:** 0,175 €/KWh.
- **Periodo valle:** 0,085 €/KWh.
- **Termino de potencia:** 0,1312 €/KW día.

Tabla 3. Tarifa 2.1 DHA

TARIFA HORARIA		
Invierno	Horario P1	12h-22h
	Horario P2	22h-12h
Verano	Horario P1	13h-23h
	Horario P2	23h-13h

FUENTE: Elaboración propia

El coste de la energía eléctrica consumida a lo largo de un año con esta tarifa asciende a 4254 € anuales, y en término de potencia 504 €.

7.3.2. Tarifa 3.0

Se ha estudiado acerca de la viabilidad de implantación de una tarifa 3.0, ya que, dentro de las tarifas de baja tensión, podría ser más adecuada para la instalación.

La tarifa 3.0 posee una discriminación horaria de 3 periodos, el término de potencia contratada es variable entre los tres periodos, aunque, como requisito, el término mínimo de potencia a contratar es de 15 KW en un periodo.

Este tipo de factura exige cambiar el contador convencional por un maxímetro, este instrumento hace la misma función, solo que, aunque la potencia máxima sea excedida

en algún momento, no corta el suministro, sino que, integra la energía excedentaria en un tiempo dado y cobra ese término de potencia con un suplemento.

Si la potencia utilizada no llega al 85 % de la potencia contratada, solo se facturará el 85 % de la misma.

Los precios obtenidos de este tipo de tarifa son:

- **Periodo punta:** 0,1455 €/KWh, y 0,1115 €/KW día.
- **Periodo llano:** 0,1303 €/KWh, y 0,066952 €/kW día.
- **Periodo valle:** 0,1025 €/KWh y 0,04463 €/KW día.

Tabla 4. Tarifa 3.0

	INVIERNO	VERANO
Punta	18 h - 22 h	11 h - 15h
Llano	8 h - 18 h/22 h - 24 h	8 h - 11 h/15 h - 24 h
Valle	0 h - 8 h	0 h - 8 h

FUENTE: Elaboración propia

Para realizar el estudio acerca de la rentabilidad de la tarifa 3.0, se establece una potencia para el periodo de Punta de 10 KW, una potencia para el periodo llano de 10 KW, y una potencia para el periodo valle de 15 KW, ya que, al menos en un periodo se debe contratar 15 KW y el término de potencia en este periodo es el más barato.

El coste de la energía eléctrica consumida a lo largo de un año con esta tarifa asciende a 4116 €, y en termino de potencia es 801 €

Tras realizar el estudio de las diferentes tarifas, se puede afirmar que, la tarifa 2.1 DHA presenta un ahorro de 159 € frente una 3.0, como es un ahorro entorno al 3 % del coste total, se realizaran los estudios fotovoltaicos con ambas tarifas para poder decidir con mayor criterio acerca de la elección entre estas dos modalidades.

7.4. Estudio de viabilidad de instalación fotovoltaica en cubierta

Como primera hipótesis de estudio, se va a estudiar la implantación fotovoltaica en la cubierta de la instalación avícola, ya que, existen ventajas e inconvenientes de establecer el montaje de los paneles sobre una cubierta.



Ventajas:

- Mejor aprovechamiento del espacio disponible.
- Disminución de posibles sobras, ya que se encuentra a una mayor altura.
- Menor concentración de polvo, u otras partículas que se acumulen en los paneles.
- Aprovechamiento de la posible inclinación natural de la cubierta.
- Disminución del riesgo de hurto o actos vandálicos por la dificultad de acceso.

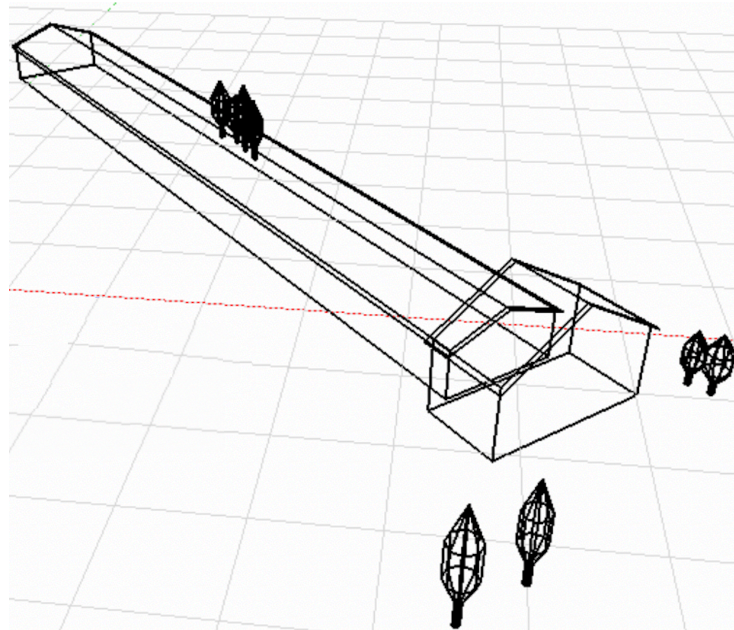
Inconvenientes:

- Problema de seguridad para su instalación o mantenimiento al trabajar en alturas.
- Sobrecarga del tejado, ya que es un peso considerable para el mismo.
- Problemas de filtraciones derivados por una mala fijación de los paneles.
- Posible anidación de aves en peligro de extinción en la cubierta, como el cernícalo primilla, que imposibilitaría el trabajo en la misma.

7.4.1. Estudio de la cubierta de la instalación

La cubierta objeto de estudio en este apartado, es la siguiente: (Anexo 6. Planos)

Imagen 10. Tipo de cubierta del objeto de estudio



FUENTE: Elaboración propia a partir de pvsyst

La nave está orientada con una desviación frente al sur de 44° , posee una cubierta a dos aguas, una cara con una orientación suroeste, y la otra con una orientación noreste, el tejado está compuesto por placas de fibrocemento, ya que fue construida hace 38 años, y no se conocían los efectos secundarios de del amianto, utilizado para otorgarle un mayor refuerzo al material.

La composición del tejado provoca un problema de cara a la instalación de un sistema fotovoltaico en el mismo, ya que, el trabajo con este tipo de materiales es peligroso, se necesita de una protección especial para su manejabilidad, aparte de la necesidad de tomar medidas especiales, debido al debilitamiento del fibrocemento provocado por el paso del tiempo, lo que implica el encarecimiento del coste de dicha instalación.

7.4.2. Optimización de la instalación fotovoltaica.

Entre los principales factores que delimitan el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica se encuentran:

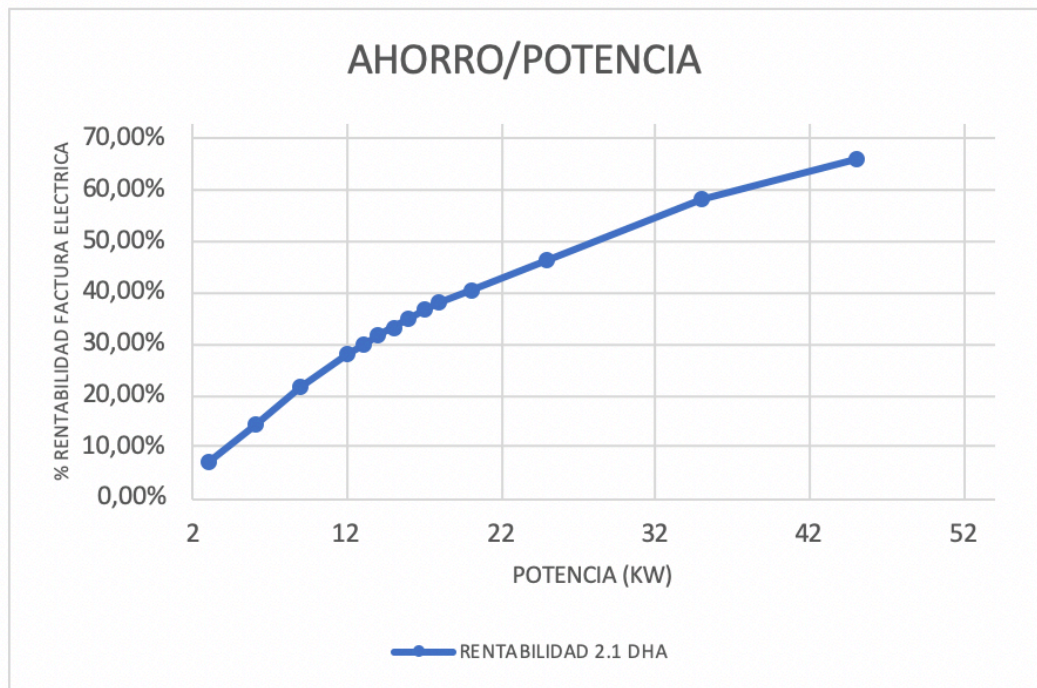
La disponibilidad de espacio en función de la necesidad energética.

Un valor máximo de inversión para su realización.

En este caso, la disponibilidad de espacio en función de la necesidad energética no es un delimitante para el dimensionamiento de la instalación, por lo tanto, como el consumo se encuentra muy bien distribuido desde el punto de vista que, a mayor producción de la planta, existe un mayor consumo y viceversa, se va a tomar como objetivo para su dimensionamiento la realización de los cálculos para conseguir para el mes mas desfavorable, el autoconsumo del mayor porcentaje de energía producida por la planta fotovoltaica en ese mes sin verter a red.

Cuando mayor rentabilidad proporciona una instalación fotovoltaica es en el momento en que autoconsume la energía que produce, porque al consumir su propia energía, el ahorro equivale al precio de compra de la energía autoconsumida a precio minorista, mientras que la compensación por el vertido a la red se produce a un precio mayorista. Se aprecia como disminuye la pendiente a medida que el vertido a la red va en aumento, es decir, al instalar una potencia mayor, la instalación verterá mas energía a un precio mayorista, por lo que cada vez se ira retrasando su rentabilidad.

Figura 6. Ahorro en la factura eléctrica en función de la potencia



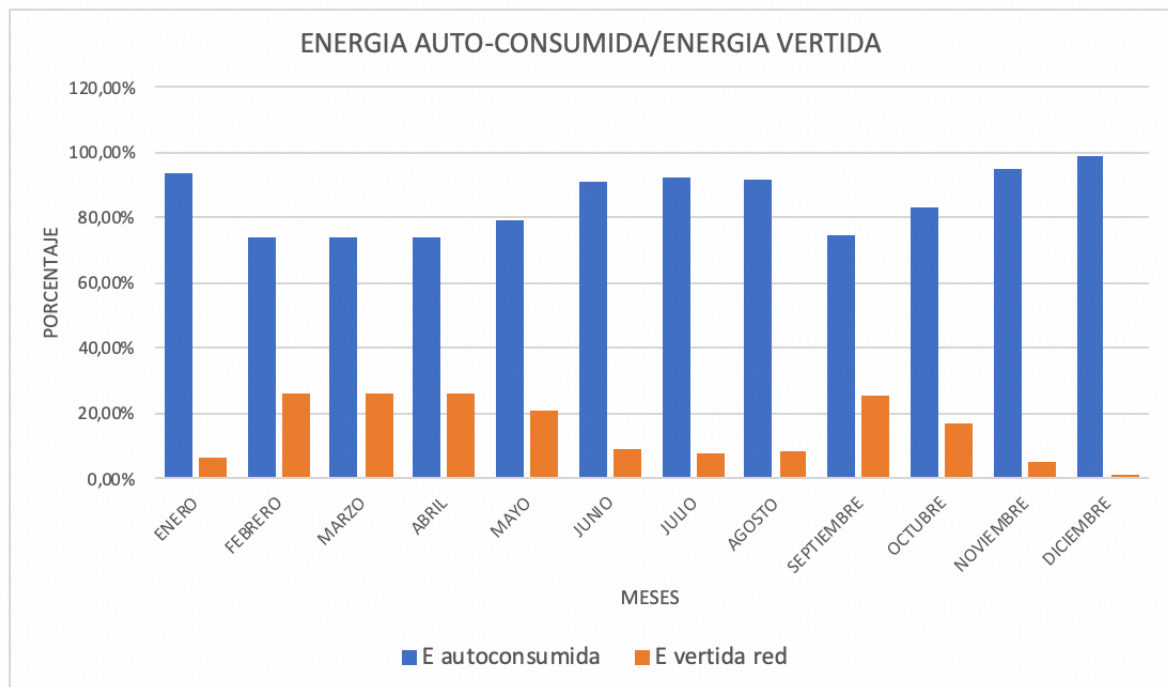
FUENTE: Elaboración propia

Con este método de dimensionamiento, se pretende fomentar el autoconsumo a lo largo de todos los meses del año y verter el mínimo de energía posible a la red.

7.4.2.1. Estudio para tarifa 2.1 DHA

Como **hipótesis inicial**, se va a dimensionar la instalación para una inclinación y acimut óptimos respecto a producción solar, es decir, un acimut de 0°, y una inclinación de unos 33°.

Figura 7. Porcentaje de energía consumida/energía vertida

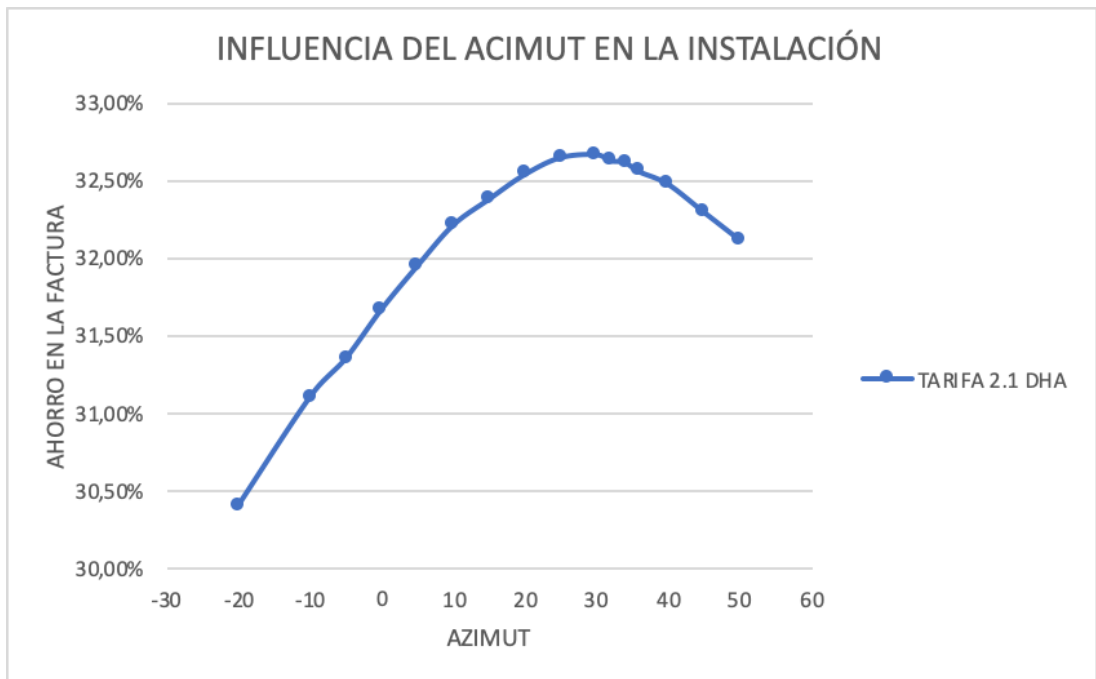


FUENTE: Elaboración propia

La potencia que satisface el objetivo citado anteriormente es 14,5 KW, esta instalación logra el 43,36 % de ahorro del término de energía en la factura eléctrica, además presenta un porcentaje de energía autoconsumida de un 84,2 % y un 15,8 % de energía vertida.

El ángulo óptimo respecto de la producción presenta variaciones al ángulo óptimo referente al consumo, de la misma forma respecto de la tarifa escogida. (Anexo 5. Influencia de la inclinación y acimut en la producción)

Figura 8. Porcentaje de influencia en la factura eléctrica del acimut



FUENTE: Elaboración propia

El acimut óptimo para el consumo con una tarifa 2.1 presenta un mayor porcentaje de ahorro en la factura eléctrica en un ángulo entorno a 28°, esto lo provoca que el mayor consumo se centra por la tarde, con un precio de la energía comprada entorno al doble que en las horas matutinas.

La variación entre el acimut óptimo respecto de la producción y el referente a la placa, instalándola en la dirección natural del tejado, cuyo valor es 46°, es mínima, repercutiendo en una variación menor al 1 % de la rentabilidad, por lo tanto, se optará en orientar la instalación en esa dirección por motivos de simplicidad, además, esto provocará un menor grado de tensión aplicada al conjunto del tejado, ya que, como se ha comentado posee un cierto debilitamiento debido a su longeva edad.

Por lo tanto, como **segunda hipótesis**, se va a dimensionar la instalación para el azimut natural del tejado e inclinación óptima respecto del consumo.

Estos valores son una inclinación de 37° y un acimut de 46°.

La potencia que satisface el objetivo citado anteriormente es de 14,5 KW, ofreciendo un ahorro del 46,24 % del término de energía de la factura eléctrica.

El porcentaje de autoconsumo de la energía producida es un 86,6 %, frente un 13,4 % de energía vertida

Como **tercera hipótesis**, se va a calcular estableciendo una estructura coplanaria, es decir, una inclinación de 20° , y el acimut natural del tejado.

La potencia necesaria para conseguir el objetivo es de 17 KW, ofreciendo un ahorro del 49,10 % del término de energía de la factura eléctrica.

El porcentaje de autoconsumo de la energía producida es un 80 %, frente al 20% vertida.

7.4.2.2. Estudio para tarifa 3.0

Como se ha explicado anteriormente, el acimut depende de la forma de consumo y el precio de la energía.

En este caso, el acimut óptimo referente a la producción se sitúa en torno a los 17° , debido una menor variación en los precios, además, en el periodo de verano, el mayor precio se sitúa en horas centrales, por lo tanto, la variación de la rentabilidad dependiente del ángulo es menos notoria que en el caso de la 2.1.

Con el mismo criterio utilizado en el apartado anterior, la variación de utilizar el acimut natural del tejado frente al óptimo para esta tarifa se sitúa en un valor en torno al 1%, por lo tanto, se optará su instalación con el acimut natural del tejado.

Se estudia como primer caso, con una inclinación de 37° , que permanece constante en ambas tarifas y un acimut de 46° .

La potencia necesaria se sitúa en 14,5 KW, con un ahorro en la factura del 46,38% del término de energía de la factura eléctrica.

De la misma forma que el apartado anterior, tiene un porcentaje de energía autoconsumida de un 86,6 %, frente a un 13,4 % vertida.

Como segundo caso, se va a estudiar con una estructura coplanaria, es decir, una inclinación de 20° , y un acimut de 46° .

La potencia permanece en los 17 KW, pero el porcentaje de ahorro en el término de energía de la factura eléctrica es un 50,35 %.

Presentando un porcentaje de energía autoconsumida de un 80 %, frente a un 20 % vertida.

7.5. Estudio de viabilidad de instalación fotovoltaica en suelo

Como segunda hipótesis, se va a realizar el estudio de viabilidad de una planta fotovoltaica en suelo, ya que, como se ha indicado anteriormente, existen varios problemas relacionados con la cubierta analizada, como por ejemplo, la peligrosidad

que presenta el tejado de fibrocemento debilitado por su elevada longevidad, además del problema de goteras por un mal sellado de las perforaciones, o el problema que presenta la manipulación del material al contener amianto, ya que está considerado como cancerígeno.

7.5.1. Estudio acerca de la superficie disponible

Por estos motivos, se va a realizar un estudio para su instalación en suelo, ya que la finca previamente delimitada posee 3 superficies planas:

- **La superficie 1** presenta un área de 3500 m²
- **La superficie 2** presenta un área de 3000 m²
- **La superficie 3** presenta un área de 1400 m²

Si se realiza la suposición de la instalación con un B óptimo, la superficie 1 tiene una capacidad aproximada de 730 KW, la superficie 2 tiene una capacidad aproximada de 650 KW, y la superficie 3 tiene una capacidad de 300 KW.

Por lo tanto, es evidente que la superficie disponible no es un factor delimitante, por esa razón, se considerara para el estudio únicamente la superficie 1, ya que es la que posee una mayor proximidad con la instalación.

7.5.2. Optimización de la instalación fotovoltaica.

Como se ha demostrado en el estudio acerca de la superficie disponible, ésta no va a ser un factor delimitante, así que, el criterio para dimensionar la instalación será el mismo que el utilizado hasta ahora.

7.5.2.1. Tarifa 2.1 DHA

Al establecerse el acimut óptimo referente al consumo para una tarifa 2.1 en el apartado anterior y la inclinación óptima, al ser una instalación situada en suelo, se va a realizar el estudio para los ángulos óptimos.

El acimut óptimo se encuentra a 28°, mientras que la inclinación se encuentra a un valor de 37°, la potencia que satisface el objetivo marcado es de 13,8 KW.

Este sistema presenta un ahorro en el término de energía del 44,98%, el porcentaje de energía autoconsumida es un 87,3 %, frente a un 12,7 % de energía vertida.

7.5.2.2. Tarifa 3.0

El acimut óptimo referente al consumo para una tarifa 3.0 tiene un valor de 17°, mientras que la inclinación óptima permanece constante en los 37^a, al ser instalación de suelo, se realizara el estudio para los valores óptimos.

La potencia necesaria es de 13,8 KW, el porcentaje ahorro en el termino de energía de la factura es un 45,55 %, la energía autoconsumida presenta el porcentaje del 86% frente al 14 % de la energía vertida.

7.6. Resultados

Tras realizar los estudios pertinentes acerca de la viabilidad de la instalación en suelo o cubierta, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5. Resultados obtenidos de todas las hipótesis

INSTALACIÓN CUBIERTA							
		POT. INST. (KW)	% AHORR. TERM. POT	AHORRO (€)	TOTAL PAGAR (€)	% AUTOC.	% VERT.
2.1 DHA	B = 37º, ACMT = 46º	14,5	46,24%	1.966,14 €	2.790,20 €	86,6	13,4
	B = 20º, ACMT = 46º	17	49,10%	2.087,75 €	2.668,59 €	80	20
3.0	B = 37º, ACMT = 46º	14,5	46,38%	1.909,00 €	3.008,00 €	86,6	13,4
	B = 20º, ACMT = 46º	17	50,35%	2.072,41 €	2.844,59 €	80	20
INSTALACIÓN SUELO							
		POT. INST. (KW)	% AHORR. TERM. POT	AHORRO(€)	TOTAL PAGAR (€)	% AUTOC.	% VERT.
2.1 DHA	B = 37º, ACMT = 28º	13,8	44,98%	1.912,57 €	2.840,47 €	87,3	12,7
3.0	B = 37º, ACMT 17º	13,8	45,45%	1.870,72 €	3.046,28 €	87,3	12,7

FUENTE: Elaboración propia

Se observa que se presentan pequeñas variaciones entre las rentabilidades de las dos modalidades estudiadas, así que, se llega a la conclusión de desestimar la implantación de la planta fotovoltaica en cubierta, ya que, la instalación en la cubierta de la nave llevaría consigo un gasto desproporcionado destinado al refuerzo de ésta, y la necesidad de una cesta para realizar la instalación por la peligrosidad que supone trabajar encima de este tipo de estructuras, además, la superficie objeto de estudio presenta unas condiciones óptimas para la instalación, ya que no necesita el gasto derivado del movimiento de tierras para su nivelación, y la rentabilidad ofrecida del terreno

cultivable a utilizar por la planta no compensa con los gastos asociados a la instalación en el tejado.

Por lo tanto, se elige la instalación fotovoltaica instalada en el suelo, si no se estudiara la viabilidad de implantación de baterías, la elección de la instalación más favorable para la granja avícola sería una instalación de 13,8 KW, con la misma tarifa que posee ahora mismo el titular de la explotación.

Pero al estudiar la implantación de baterías, la elección se realizará después de obtener los resultados de dicho estudio.

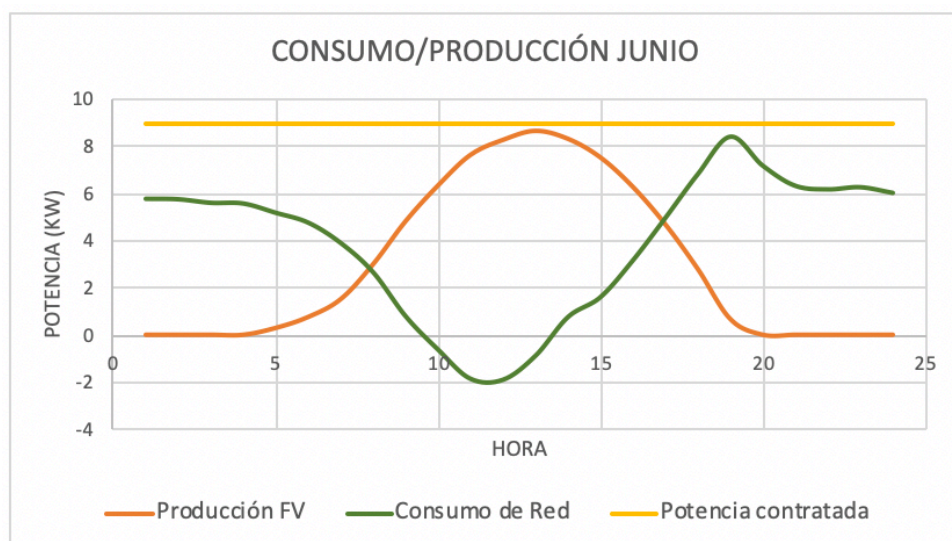
Por razones del conexionado de placas y características propias del inversor, se decide añadir dos paneles más a la instalación, para así formar un conjunto de 44 placas, conectadas en cuatro cadenas de 11 paneles cada una.

Por lo tanto, la potencia del conjunto FV será 14,5 KW.

Por lo tanto, para el caso de 2.1 se pasará a pagar un termino anual en concepto de potencia y energía de 2766,04 €, y la 3.0 a 2900 €, además, en el caso de la 3.0 se tiene en cuenta una reducción del termino de energía a 9 KW, en el caso de la 2.1 DHA no se realiza la reducción de potencia por el carácter critico de sus cargas, y poseer contador convencional, en el apartado de baterías se explica con mayor claridad.

Se aprecia para la siguiente figura como para el mes con mayor consumo de la red después de implantar el sistema FV en el caso de la 3.0, se puede reducir el termino de potencia de la factura.

Figura 9. Consumo/producción Junio



FUENTE: Elaboración propia

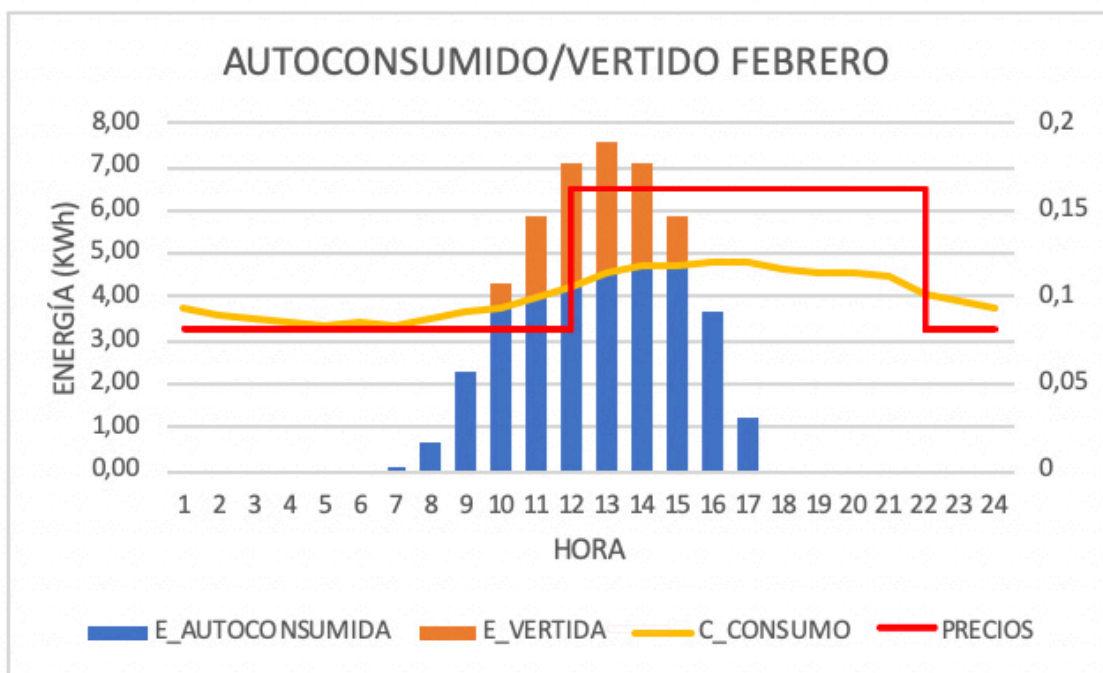
7.7. Viabilidad de implantación de baterías

Una vez finalizado el estudio de implantación fotovoltaica, se puede apreciar que, aunque se haya desplazado la curva de producción fotovoltaica con un acimut con orientación suroeste, favoreciendo el consumo por la tarde, existe un porcentaje elevado de consumo de energía no cubierto por la producción y un porcentaje de energía vertida a la red por el cual se recibe una compensación estimada de 0,05 €/KWh. (Figura 10)

Por lo tanto, se plantea el estudio técnico-económico acerca del desplazamiento de la curva de producción fotovoltaica mediante baterías, por ejemplo, en el caso de la tarifa 2.1 DHA, la cantidad de energía desplazada mediante baterías pasaría a ser un ahorro de 0,175 € /KWh por cada KWh desplazado, frente a la compensación de 0,05 €/KWh ofrecido por la compañía suministradora, es decir, una rentabilidad de 0,125 € por cada KWh desplazado.

El porcentaje del término de potencia en la factura eléctrica se encuentra en un 8,3 % en el caso de la tarifa 2.1, mientras en el caso de la tarifa 3.0 presenta un porcentaje de un 13%. Como el consumo más elevado que provoca el ascenso del término de potencia se encuentra en unos meses puntuales del año, se realizará el estudio de la reducción del término de potencia mediante el uso de baterías.

Figura 10. Autoconsumido/vertido Febrero



FUENTE: Elaboración propia

7.7.1. Modelos de almacenamiento

Para realizar el estudio acerca del método de almacenamiento, se han propuesto dos modelos:

- **Modelo vertido/traslado:** el sistema almacena los vertidos de energía a la red, para su posterior aprovechamiento.
- **Modelo reducción de potencia:** el sistema almacena la energía para su posterior utilización para evitar el consumo excesivo de potencia.

Para las hipótesis estudiadas anteriormente, se va a simular la implantación de diferentes capacidades de baterías para conocer su rentabilidad.

7.7.2. Estudio para tarifa 2.1 DHA

Tras seleccionar la instalación adecuada, como primera hipótesis se va a estudiar su rentabilidad para una tarifa 2.1 DHA, con los 14,5 KW necesarios para su instalación, ya que posee unas variaciones más altas en los precios energéticos.

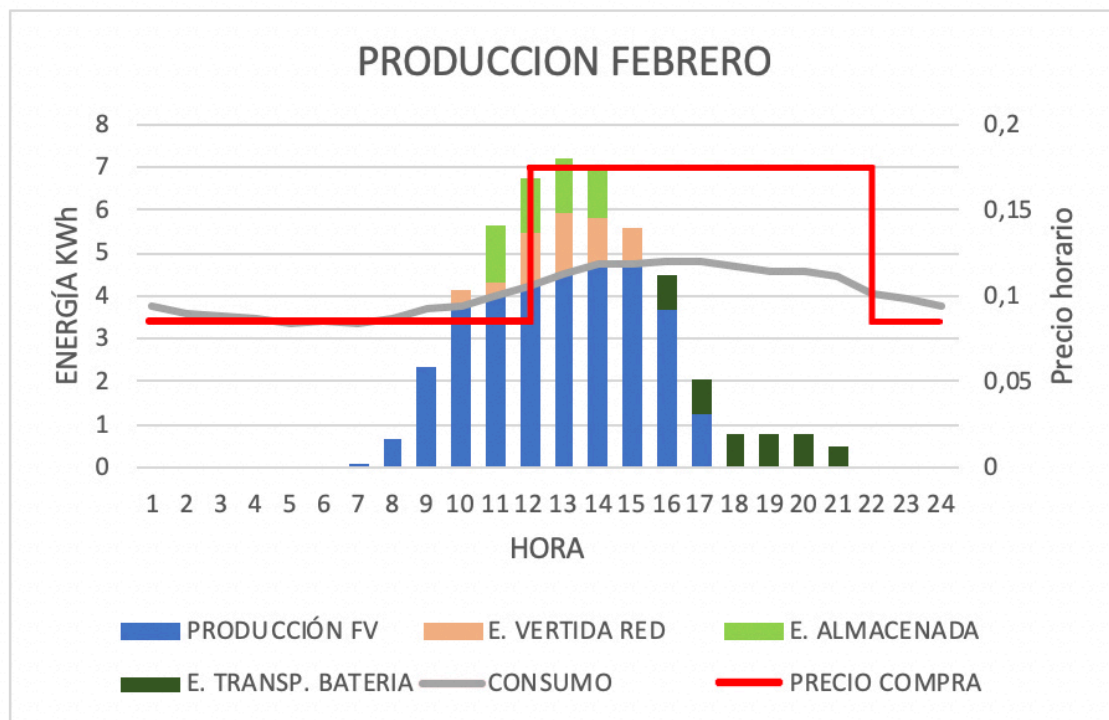
Para realizar los cálculos, se van a tomar una serie de aproximaciones:

- Las cargas y descargas de la batería se realizarán con una cierta inestabilidad, ya que, la exigencia de ésta es aportar energía en momentos cortos de tiempo a un régimen no constante, por lo tanto, desde un punto de vista conservador, se le aplicará un factor del 15 % a los 276 ciclos que tendrá que efectuar la batería a lo largo de un año, se tomarán un total de 317 ciclos al año a efecto de cálculos.
- Se establece un rendimiento del 90% referente a la entrada/salida de energía.
- En el caso de baterías estacionarias, se establece una profundidad de descarga del 40 % para alargar la vida de la batería hasta los 4000 ciclos (ficha técnica de batería)
- De la misma forma, se plantea un valor de reducción del 30 % en la capacidad de la batería, ya que para la realización del estudio se tiene en cuenta que la batería establece su capacidad en una descarga de 120 horas, (C120), por

realizar la descarga en periodos entorno a 5-6 horas se debe aplicar ese factor de reducción. (ficha técnica de batería)

Para observar el comportamiento del sistema a la hora del movimiento de la curva de producción con baterías, se representa en la siguiente figura la producción fotovoltaica referente al mes de febrero, la energía vertida a la red, la energía almacenada en la batería para el caso de 5KWh, la energía transportada con la batería, el consumo de la explotación y el precio horario a lo largo del día, con este modelo se consigue obtener el traslado de parte de la energía que no es posible autoconsumir a periodos con una mayor remuneración.

Figura 10. Producción Febrero



FUENTE: Elaboración propia

Se han obtenido los siguientes resultados tras realizar la simulación de cuatro capacidades diferentes de baterías:

Tabla 6. Resultados obtenidos tras la simulación con las baterías

Cap. Carga KWh	Ahorro Total	Ahorro Especifico	Ciclos/Año	Cap. Bat.Estc.	Precio Bat. Estc.	Cap.Bat.Litio	Precio Bat. Litio
0	1.987,00 €	0	0	0	0	0	- €
2,5	2.047,00 €	60,00 €	317	8	1.465,00 €	2,5	1.823,00 €
5	2.101,00 €	114,00 €	317	17	2.256,00 €	5	3.246,00 €
7,5	2.143,00 €	156,00 €	317	25	2.965,00 €	7,5	4.691,00 €
10	2.176,00 €	189,00 €	317	35	3.750,00 €	10	6.137,00 €

FUENTE: Elaboración propia

Para lograr un almacenamiento de energía de 2,5 KWh, es necesario una batería estacionaria de 8 KWh, debido a la pérdida de energía por una descarga rápida, al sobredimensionamiento para evitar descargas superiores al 40 %, y un 10% de eficiencia de carga/descarga.

Así que, para un uso correcto de la instalación se deben aplicar estos factores en todos los casos, en cambio, en el caso de las baterías de litio no se presentan esas especificaciones, su principal problema es su relación €/KWh, presentando unos valores superiores al coste de la instalación.

El precio de las baterías reflejado en la tabla mostrada presenta únicamente el coste de la batería, así que, a ese precio se le debería sumar el precio de la instalación, aparte de otros materiales necesarios para su correcto funcionamiento o modificación de otros elementos para su adecuada adaptación al sistema.

Partiendo de los resultados anteriores, se puede apreciar que el ahorro obtenido al estudiar la implantación de acumuladores no presenta una relación acorde al coste de la instalación, ya que, las baterías estacionarias poseen una vida útil de 4000 ciclos, es decir, una vida de 12,6 años aproximadamente, a un ahorro de 60 € al año, necesitaría más de 20 años para recuperar la inversión, sin tener en cuenta mantenimientos u otros gastos asociados.

En el caso de la batería de litio, el fabricante de ésta determina una vida útil de unos 6000-7000 ciclos, teniendo en cuenta un ahorro de 60 € anuales, tras pasar su vida útil, no se habría llegado a recuperar la inversión.

Por lo tanto, para esta modalidad, se considera inviable la implantación de acumuladores en el sistema.

Respecto al modelo de reducción de potencia, se desestima realizarlo para el caso de una tarifa 2.1 DHA, ya que, la granja no posee de grupo electrógeno de emergencia, y las cargas para los meses de verano utilizadas son de carácter crítico, ya que, en esos meses se concentran calores extremos, y la reducción del uso de las bombas, o ventiladores en esos momentos, podría llevar a un desastre, poniendo en grave riesgo las aves situadas en su interior.

7.7.3. Estudio para tarifa 3.0

Después de realizar la simulación con las diferentes capacidades de baterías en el apartado anterior, se llega a la conclusión de que no se obtiene la rentabilidad adecuada tras evaluar el ahorro/coste inicial, por lo tanto, con este tipo de tarifa que los precios presentan una menor variación, se puede afirmar que la implantación de baterías no tiene viabilidad, ya que el ahorro anual será menor que el estudiado con una 2.1 DHA.

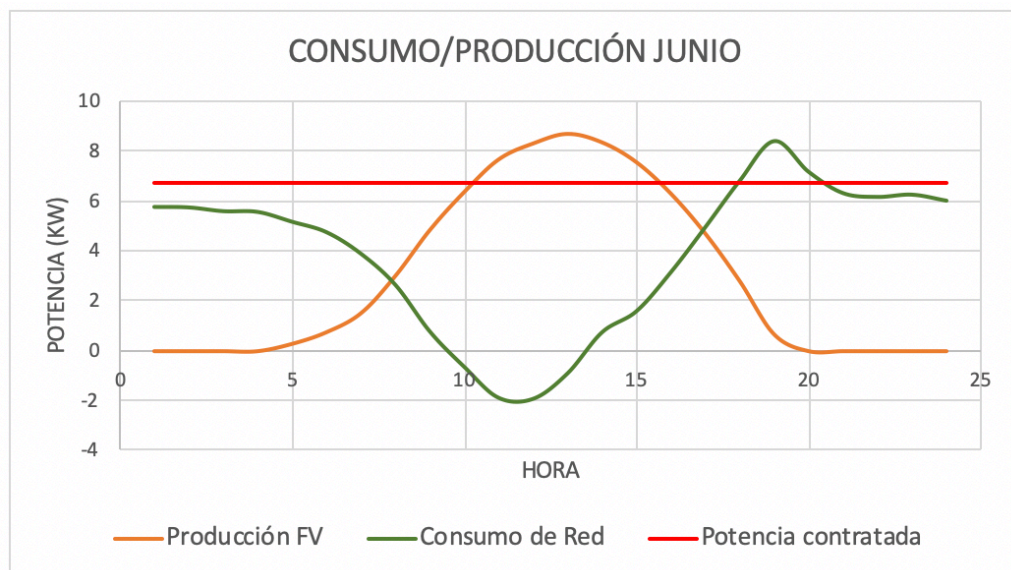
La tarifa 3.0 utiliza el maxímetro, en el caso de que en un momento puntual la potencia se excediera de la contratada, se procedería al cobro con el recargo correspondiente, por lo tanto, se va a realizar el estudio de rentabilidad para el caso de reducción del término de potencia en la factura eléctrica.

Los meses que presentan un mayor consumo de potencia son junio, julio y agosto. Para este caso, se plantea el uso de una batería de litio, ya que el régimen de descarga se produce bajo unas condiciones de respuesta rápida, y las baterías estacionarias presentan unos rendimientos muy reducidos para este tipo de aplicaciones.

Para los meses que reflejan un mayor consumo, junio es el que presenta un mayor porcentaje de energía a almacenar para reducir el término de potencia, por lo tanto, se realizará la simulación para el mes de junio.

Se representa la simulación en la siguiente figura.

Figura 11. Consumo/producción Junio

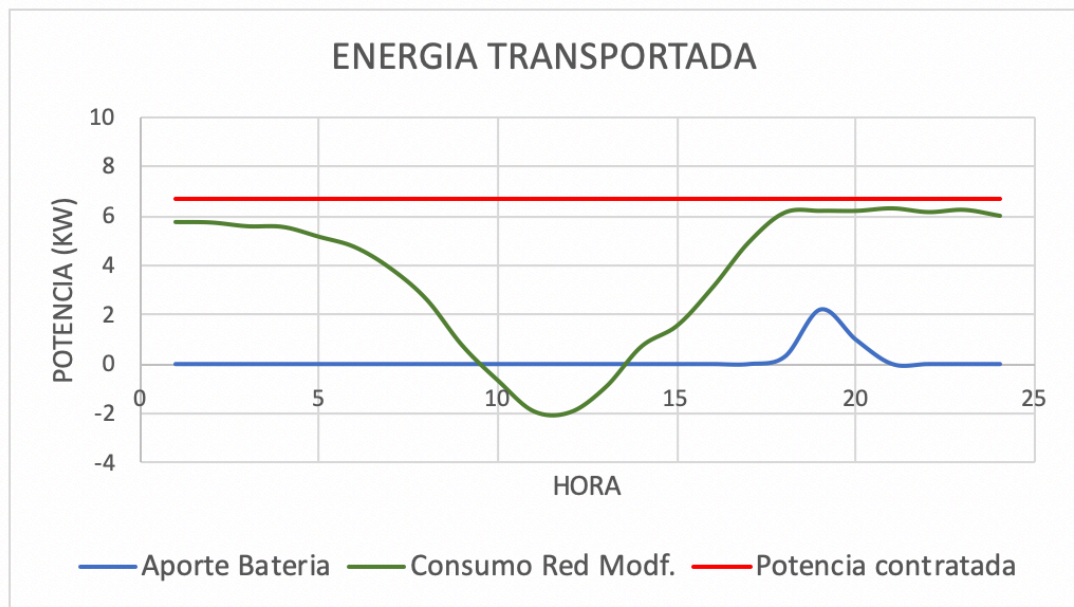


FUENTE: Elaboración propia

En la figura 11 se representa la curva de producción de la planta, la curva de consumo de la red, teniendo en cuenta la energía producida por la sistema en cada momento, y la potencia a la que se estima bajar.

Se ha estimado una reducción del término de potencia hasta los 6,7 KW, ya que, si la reducción del término de potencia fuera mayor, la capacidad de la batería para lograr esa disminución de potencia aumentaría imposibilitando su rentabilidad.

Figura 12. Energía transportada



FUENTE: Elaboración propia

En la figura 12, se representa la curva de consumo a red modificada, el aporte de la batería para dicha modificación, y el término de potencia.

Como se ha indicado, con un aporte de 3 KWh de una batería de litio, se puede reducir el término de potencia hasta 2KW más, ya que el consumo más elevado de la red estaba delimitado en un periodo pequeño.

Tras realizar los cálculos, se obtiene un precio final sobre el término de potencia de 606,61 €, frente a los 730,39 € sin el uso de la batería.

Además, en los otros meses del año, en los cuales la batería no funcionaría, debido a que no se necesita su actividad para la reducción de potencia, se utilizará para almacenar energía y verterla en un periodo más caro para fomentar su rentabilidad, y no permitir que permanezca nueve meses parada.

La rentabilidad anual extra por almacenar la energía en los otros meses es 32,5€.

La instalación en suelo elegida presenta unos valores anuales de gasto en término de potencia y energía, después del ahorro por la instalación PV, de 2766,04 € en el caso de la 2.1, y 2900,39 € en el de la 3.0.

Con la implantación de la batería para la reducción del término de potencia, y la rentabilidad anual por almacenar la energía en los otros meses, el precio a pagar, en concepto de potencia y energía será de 2727,5 €, consiguiendo un ahorro anual con la batería de 173 €.

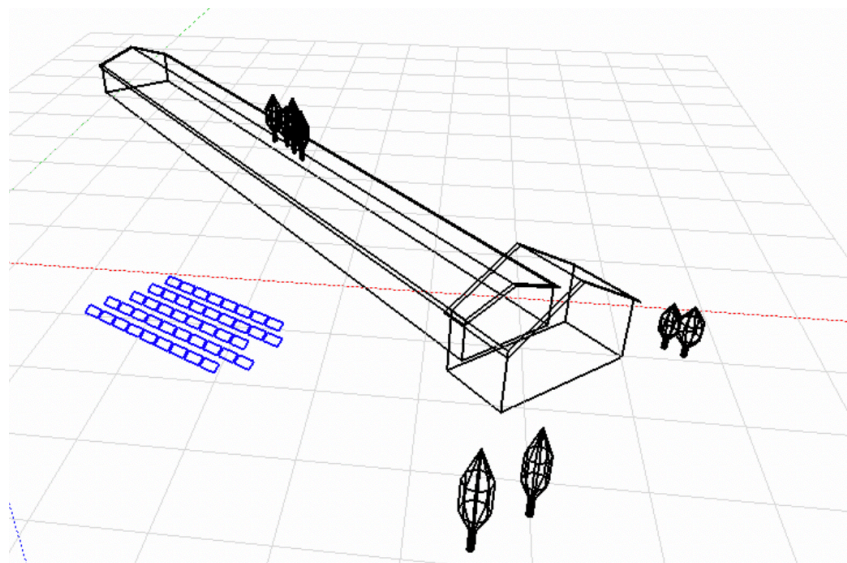
Después de realizar el estudio de ambas tarifas, se puede afirmar que la implantación de las baterías en este sistema es inviable, ya que, en este último caso se consigue un ahorro de 39 € de la tarifa 3.0 respecto de la 2.1 DHA, pero una batería de litio de esas características tiene un coste de unos 2000 € aproximadamente.

Por lo tanto, el sistema fotovoltaico óptimo para la explotación fotovoltaica, es una instalación en suelo con una potencia de 14,5 KW, un acimut de 28°, y una inclinación de 37°.

8. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA ÓPTIMO

Tras realizar la simulación del sistema con PVSYST, se puede apreciar lo siguiente.

Imagen 11. Simulación con PVSYST

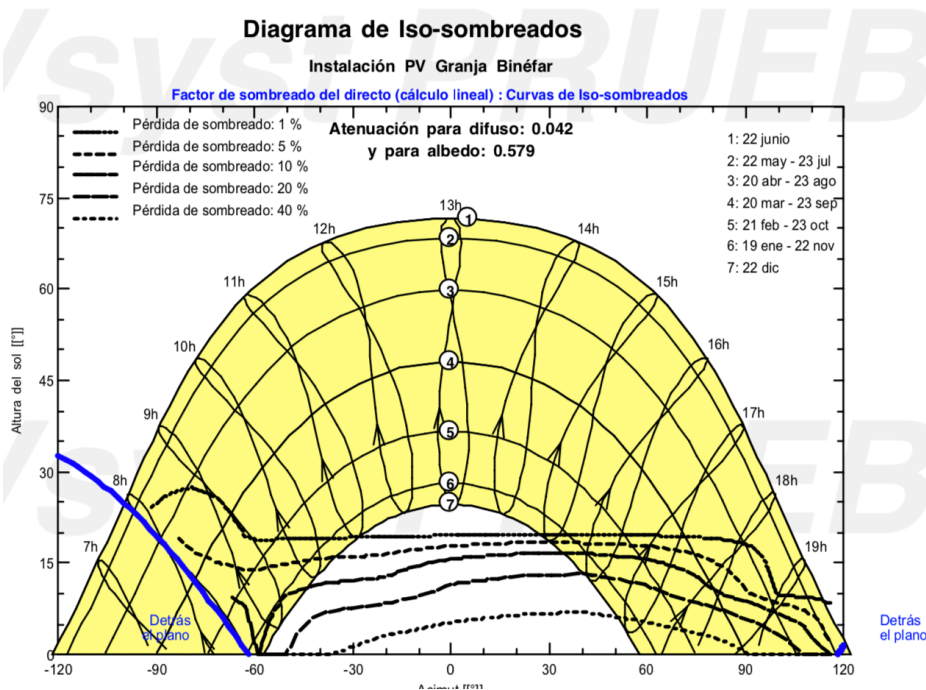


FUENTE: Elaboración propia a partir de PVSYST

El sistema fotovoltaico estudiado está formado por un total de 44 placas de 330 KWp cada una, marca SHARP, modelo ND-AH330H, las placas están instaladas en 5 filas, estableciéndose una distancia entre placas de 2,4 metros, el sistema está diseñado para que en el día con la altura solar más baja no se produzcan sombras entre las mismas a las horas con mayor producción.

Se puede apreciar como para las horas de máxima producción del día con la altura solar más baja, no se producen sombras entre las placas, y para las horas con una menor producción las pérdidas por sombreado se reducen a valores menores al 4%.

Figura 13. Diagrama de Iso-sombreados



FUENTE: PVSYSY

La conexión de estas se plantea en 4 cadenas de 11 módulos cada una, ya que, el inversor utilizado posee un total de dos entradas MPPT.

El inversor planteado es un ABB PVI-12.5-TL-outd, se propone un inversor para exteriores, ya que, como no existe la seguridad de poder instalarlo dentro de la explotación, se adopta esta medida desde un punto de vista prudente, así si se consigue ponerlo en su interior únicamente se adquiere otro de iguales características sin tener el grado de aislamiento necesario que encarece el inversor.

El inversor posee un alto rango de tensión de entrada, desde 360 V hasta 750 V.

El valor máximo de corriente de cortocircuito por entrada MPPT es de 22 A, y un valor máximo de corriente de entrada para el punto de máxima potencia de 18 A para cada MPPT, por lo tanto, cumple los parámetros para poder trabajar con el conjunto fotovoltaico seleccionado.

El sistema presenta una producción anual de 24,46 MWh, la producción de esta energía evita la emisión a la atmosfera un total de 72 toneladas de CO₂ al año. (Anexo III. PVSYST)

8.1. Amortización del sistema

Para realizar la amortización del sistema se han estimado los siguientes valores:

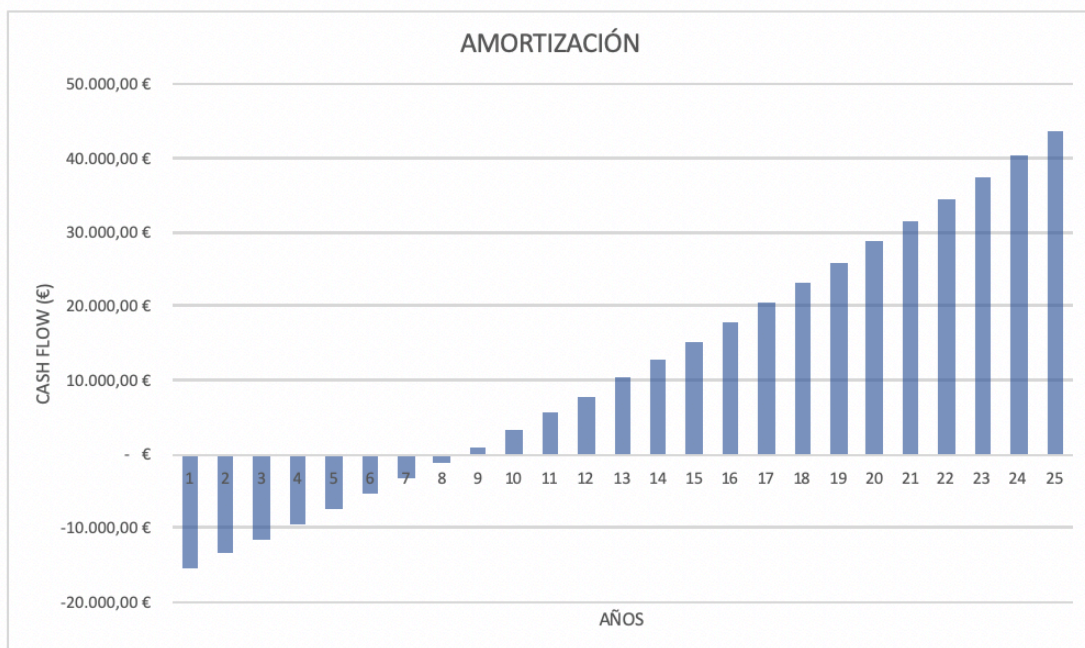
- Aumento interanual del precio de la electricidad = 2,25%.
- IPC anual del 2,25 %.
- Gastos de mantenimiento (€/año) = 148,5 €.
- Degradación anual de los paneles fotovoltaicos = 0,5 %.
- Valor residual de la instalación después de 25 años = 0.

El coste de la instalación fotovoltaica es **17.107,54 €** (Anexo IV. PRESUPUESTO)

El precio del Watio instalado sale a 1,18 €/Wp.

La amortización es la siguiente:

Figura 14. Amortización de la instalación



FUENTE: Elaboración propia

La inversión de la planta fotovoltaica se recupera a los ocho años y medio después de realizar la instalación, se considera un valor aceptable para realizar la inversión.

El beneficio a lo largo de los 25 años de funcionamiento del sistema es 43.697,49 €

9. CONCLUSIONES

Tras realizar el estudio de viabilidad acerca de la implantación fotovoltaica mas adecuada para una explotación ganadera avícola, y la rentabilidad acerca de la utilización de baterías para el sistema fotovoltaico, se llega a la conclusión que para el sistema fotovoltaico propuesto no es rentable la utilización de sistemas de acumulación, ya que, la rentabilidad que ofrece no compensa la inversión inicial.

Respecto a la implantación fotovoltaica óptima, se llega a la conclusión de que lo mas favorable es instalarla en el suelo, ya que, los gastos asociados a una instalación en cubierta sobrepasan debido al material de fabricación del tejado.

El presente estudio se centra en evaluar los consumos de una explotación ganadera, para estos consumos, se plantea un sistema fotovoltaico, por lo tanto, como se han programado tablas de cálculo genéricas, se puede extrapolar a cualquier tipo de instalación, con cualquier tipo de consumo, tarifa, o especificaciones de los receptores solares.

Teniendo en cuenta la utilidad genérica del trabajo, se puede realizar el estudio de viabilidad para cualquier caso, como los precios de la energía suben cada vez más, y el presente real decreto permite un autoconsumo libre, es previsible el aumento paulatino de este tipo de instalaciones, por lo tanto, este estudio cuenta con las bases para poder realizar cualquier otro proyecto de viabilidad fotovoltaica.

Si el responsable de la explotación apostara por la realización del proyecto, recuperaría la inversión a los ocho años y medio, no se considera una mala inversión, ya que, a lo largo de la vida útil de la planta fotovoltaica se obtendrá un beneficio de 43.697 €.

Como se ha indicado al principio del estudio, las granjas destinadas a la cría de aves de engorde presentan una mayor necesidad energética que otros tipos de explotaciones ganaderas, el consumo energético necesario de la instalación presenta un porcentaje elevado frente a los costes totales de la misma, por lo tanto, desde un punto de vista económico y el de producir tu propia energía mediante una fuente renovable, se presenta este tipo de inversión como beneficiosa para las explotaciones ganaderas avícolas.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Agency, E. E. (2019). *European Enviroment Agency*. Obtenido de <https://www.eea.europa.eu/countries-and-regions/spain?topic=Air%20pollution>
- BAE. (2018). *Ficha Técnica Baterías BAE*. Obtenido de https://autosolar.es/pdf/BAE_SECURA_SOLAR.pdf
- El-Sayed, M. A. (2018). Lithium-ion energy storage battery in PV-smart building application.
- Energético, C. (2019). *Cambio Energético*. Obtenido de <https://www.cambioenergetico.com>
- IDAE. (2019). *IDAE*. Obtenido de <https://www.idae.es/articulos-grid>
- IEA, r. (2019). *Renewables* . Obtenido de <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>
- José Antonio Robles Aguilera, M. R. (s.f.). *Batería de litio*.
- Monsolar. (2019). *Baterías estacionarias*. Obtenido de Monsolar: <https://www.monsolar.com/fotovoltaica-aislada/baterias/estacionarias.html>
- Multan, S. K. (2012). Towards Implementation of Smart Grid: An Updated Review on Electrical Energy Storage Systems.
- Munguía, S. F. (2019). *Generación eléctrica en España: enero de 2019*. Obtenido de Diario Renovables: <https://www.diariorenovables.com/2019/02/generacion-electrica-en-espana-enero-2019.html>
- Paricio, E. G. (2019). *Documentación Técnica*. Zaragoza.
- PVGIS. (2018). *Base de datos PVGIS*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- Red, D. d. (2018). *Unizar*. Obtenido de https://moodle.unizar.es/add/pluginfile.php/2036477/mod_resource/content/1/PV_4_Metodolog%C3%ADa_Diseño.pdf
- RD/244/2019. (s.f.). *Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>
- Rújula, A. A. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos*.



- Santos, F. A. (2018). Analysis of Impact of One Unit of Distributed Photovoltaic Generation in Power Quality of a Rural Property .
- Sreckovic, L. S. (2018). Impact of OLTC equipped transformer operation on PV installation in urban distribution network .
- Sol, T. (2018). *Características eléctricas de los paneles solares*. Obtenido de Tecno sol: <https://tecnosolab.com/noticias/caracteristicas-electricas-de-los-paneles-solares/>
- Solar, M. (2018). *Cómo orientar los paneles solares*. Obtenido de Mppt Solar: <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>
- Utracell. (2018). *Ficha Técnica Baterías Ultracell*. Obtenido de <https://autosolar.es/pdf/Ultracell-UZV810-2.pdf>
- Vazquez, C. T. (2018). *Energía Solar Fotovoltaica*.
- Volt, D. (2018). *Cómo cargar baterías solares*. Obtenido de Delta Volt: <https://deltavolt.pe/energia-renovable/baterias/mantener-baterias>



ANEXO I: HOJAS DE CÁLCULOS

Para realizar todos los cálculos, se ha programado una tabla Excel que mediante una serie de formulas calcula las irradiancias para un β y un α determinados partiendo de los datos de irradiancia horizontal extraídos de la base de datos PVGIS-CMSAF.

Como punto de partida, se obtienen los valores de irradiancia horizontales por hora para el día tipo de cada mes extraídos de la base de datos. Estos son los siguientes:

CORDENADAS : 41.874, 0.280												
IRRADIANCIAS HORIZONTALES POR MESES												
HORAS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	12	30	15	0	0	0	0	0
6	0	0	0	47	127	158	135	85	24	0	0	0
7	0	3	74	183	279	323	301	220	147	65	14	0
8	42	100	227	338	448	495	478	402	307	191	103	52
9	124	226	390	494	601	657	632	570	462	326	200	123
10	211	358	527	618	724	777	781	707	598	441	292	205
11	280	443	621	703	815	866	879	804	690	524	353	263
12	316	491	659	729	836	880	904	847	708	536	374	285
13	314	490	636	701	802	866	889	828	669	508	343	268
14	264	432	559	636	719	780	808	748	591	428	269	211
15	177	327	436	503	583	656	691	618	462	302	169	126
16	87	184	280	349	424	495	529	446	297	152	75	42
17	5	51	126	190	269	319	353	270	133	26	0	0
18	0	0	10	59	116	159	178	102	16	0	0	0
19	0	0	0	0	13	40	41	8	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Tras obtener los valores de irradiancia horizontal para cada mes, con las siguiente formula se obtienen las irradiancias para el ángulo β óptimo para cada mes.

$$G_Y(\beta_{opt}) = \frac{G_Y(0)}{1 - 4,46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt} - 1,19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2}$$

Se presentan las irradiancias optimas para cada mes en la siguiente tabla, estableciendo el ángulo óptimo para cada uno.
Se ha programado la formula anterior en la tabla mostrada:

CORDENADAS : 41.874, 0.280												
ANGULO OPT	61	57	44	35	29	22	21	25	35	44	53	61
IRRADIANCIA ÓPTIMAS POR MESES												
HORAS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	13,5289469	32,168408	15,9888291	0	0	0	0	0
6	0	0	0	56,0447881	143,181354	169,420282	143,899462	92,9495065	28,6186152	0	0	0
7	0	5,10250074	98,6677191	218,216941	314,548015	346,346527	320,842505	240,575193	175,289018	81,0871163	21,803763	0
8	79,2460306	170,083358	302,669895	403,045498	505,080683	530,778733	509,510689	439,59649	366,079786	238,271372	160,413399	98,1141332
9	233,964471	384,388389	520,005547	589,066497	677,574756	704,488136	673,662668	623,308456	550,908343	406,683075	311,482329	232,077661
10	398,116963	608,898421	702,674162	736,929342	816,246461	833,161768	832,485037	773,12119	713,080496	550,144896	454,7642	386,796102
11	528,306871	753,469275	828,008832	838,286937	918,840975	928,594712	936,945387	879,19298	822,785187	653,686906	549,76631	496,231097
12	596,23204	835,109287	878,676039	869,290437	942,516632	943,606636	963,593436	926,214495	844,249149	668,656836	582,471955	537,740922
13	592,458419	833,408453	848,009045	835,902053	904,184616	928,594712	947,604607	905,437546	797,743899	633,727001	534,192194	505,665148
14	498,117907	734,760106	745,341284	758,393303	810,6094	836,378609	861,26493	817,955658	704,7334	533,927473	418,943732	398,116963
15	333,965415	556,17258	581,339534	599,798477	657,281336	703,415856	736,552062	675,797589	550,908343	376,743217	263,202568	237,738092
16	164,152492	312,953378	373,337316	416,162363	478,02279	530,778733	563,872708	487,711528	354,155363	189,619103	116,805873	79,2460306
17	9,43405126	86,7425125	168,001792	226,564037	303,273892	342,057406	376,270446	295,251374	158,594826	32,4348465	0	0
18	0	0	13,3334756	70,3540957	130,77982	170,492563	189,734106	111,539408	19,0790768	0	0	0
19	0	0	0	0	14,6563591	42,8912107	43,7027996	8,74818885	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Una vez determinadas las irradiancias óptimas por meses, con las siguientes formulas se obtienen las irradiancias para una β seleccionada

$$\frac{G_{efY}(\beta, \alpha)}{G_Y(\beta_{opt})} = g_1 \times (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 \times (\beta - \beta_{opt}) + g_3$$

$$g_i = g_{i1} \times |\alpha|^2 + g_{i2} \times |\alpha| + g_{i3}$$

$T_{sucio}(0)/T_{limpio}(0) = 0,97$			
Coeficientes	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
g_{1i}	8×10^{-9}	$3,8 \times 10^{-7}$	$-1,218 \times 10^{-4}$
g_{2i}	$-4,27 \times 10^{-7}$	$8,2 \times 10^{-6}$	$2,892 \times 10^{-4}$
g_{3i}	$-2,5 \times 10^{-5}$	$-1,034 \times 10^{-4}$	0,9314

Extraído de los apuntes de la asignatura de renovables

Después de programar la tabla Excel con las formulas propuestas, se obtiene la tabla que calcula las irradiancias horarias para una β seleccionada.

Este método de cálculo esta comprobado con la base de datos PVGIS, se obtienen unos errores menores al 2% diarios al realizar los cálculos citados anteriormente.

En esta tabla, únicamente se puede variar el ángulo β , el ángulo α debe permanecer constante en 0° , las irradiancias en función de α se determinaran posteriormente.



CORDENADAS : 41.874, 0.280												
ANGULO (B) :							37					
IRRADIANCIAS HORIZONTALES POR MESES												
HORAS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	12,902502	30,096215	14,901458	0	0	0	0	0
6	0	0	0	53,771384	136,55148	158,50673	134,11312	87,823447	27,457728	0	0	0
7	0	4,6085934	93,843817	209,36518	299,98317	324,03592	299,02258	227,30774	168,17858	77,701278	20,113094	0
8	69,731076	153,61978	287,87225	386,69633	481,6934	496,58755	474,85978	415,35324	351,2301	228,32222	147,97491	86,333714
9	205,8727	347,1807	494,58228	565,17157	646,2003	659,10712	627,84808	588,9337	528,56126	389,70179	287,32991	204,21244
10	350,31565	549,95881	668,32016	707,03649	778,45095	779,49198	775,86922	730,48443	684,15505	527,17328	419,50167	340,35406
11	464,87384	680,53562	787,52717	804,28261	876,29492	868,77742	873,22541	830,70649	789,40968	626,39184	507,1373	436,64936
12	524,64334	754,27311	835,71724	834,02848	898,8743	882,82232	898,06117	875,13482	810,00297	640,73669	537,30694	473,17516
13	521,32281	752,73692	806,54956	801,99447	862,31721	868,77742	883,15972	855,50369	765,38416	607,26537	492,7708	444,95068
14	438,30962	663,63744	708,90127	727,62979	773,0749	782,5016	802,69185	772,84633	676,14655	511,63303	386,45873	350,31565
15	293,86668	502,33668	552,91762	575,46821	626,84655	658,10391	686,46048	638,52812	528,56126	361,01209	242,79378	209,19323
16	144,44294	282,66039	355,08471	399,28113	455,8884	496,58755	525,52474	460,81479	339,78938	181,70145	107,74872	69,731076
17	8,3013186	78,346087	159,78812	217,37368	289,23108	320,02309	350,68097	278,9686	152,16158	31,080511	0	0
18	0	0	12,681597	67,500248	124,72418	159,50994	176,83063	105,38814	18,305152	0	0	0
19	0	0	0	0	13,97771	40,128287	40,730651	8,2657362	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A través de las irradiancias horizontales, se ha calculado la irradiancia para una β seleccionada.

Para realizar el cálculo de las irradiancias para un α seleccionada por teclado, se han seguido los siguientes pasos:

- Se ha extraído de la base de datos de PVGIS-CMSAF valores de irradiancia por hora, para el día tipo de cada mes, de un total de 9 valores de acimut desde - 40 hasta + 40 en saltos de 10°, para las inclinaciones de 15°, 35°,50°.
- Se ha realizado una base de datos con los valores extraídos, con estos valores se ha obtenido el porcentaje de variación de irradiancia respecto del acimut 0° de cada uno de los ángulos de acimut, para cada una de las inclinaciones citadas anteriormente.

HORA	DICIEMBRE 35°								
	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40
8	144,83%	137,93%	128,28%	115,17%	100%	75,86%	62,76%	42,76%	22,07%
9	118,57%	116,88%	113,08%	107,17%	100%	90,72%	80,17%	68,78%	56,54%
10	106,67%	107,47%	106,67%	104,00%	100%	94,40%	87,47%	79,47%	70,40%
11	97,64%	100,43%	101,72%	101,72%	100%	97,00%	92,70%	87,12%	80,47%
12	89,53%	93,99%	97,29%	99,42%	100%	99,03%	96,90%	93,41%	88,57%
13	81,25%	87,70%	93,15%	97,18%	100%	101,41%	101,21%	99,80%	96,77%
14	71,65%	80,25%	88,10%	94,68%	100%	103,80%	106,08%	106,58%	105,57%
15	58,14%	70,16%	81,01%	91,09%	100%	106,98%	112,40%	115,89%	117,05%
16	28,38%	47,30%	66,22%	83,78%	100%	114,19%	125,68%	134,46%	139,86%
% irradiancia perdida	91,52%	95,13%	97,72%	99,37%	100,00%	99,53%	98,00%	91,48%	91,87%

- Una vez realizado todos los porcentajes, se programa una tabla en Excel que realiza una doble interpolación lineal, es decir, seleccionando un acimut y una inclinación, la tabla determina el porcentaje por el que se le debe multiplicar la irradiancia calculada a 0° de acimut.

Acimut	20
Inclinación	20

HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1												
2												
3												
4												
5				100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			
6			100,00%	86,21%	63,64%	56,70%	68,42%	89,58%	100,00%	100,00%	100,00%	
7	100,00%	100,00%	56,94%	73,49%	78,84%	78,44%	75,00%	73,06%	68,84%	63,64%	76,92%	100,00%
8	67,11%	73,57%	79,13%	84,73%	86,48%	86,09%	84,67%	83,75%	82,82%	81,90%	77,58%	69,81%
9	84,62%	84,82%	87,13%	89,89%	90,97%	90,72%	89,74%	89,13%	88,87%	88,64%	87,36%	85,71%
10	89,55%	90,47%	91,74%	93,46%	94,27%	93,97%	93,24%	92,76%	92,76%	92,82%	91,93%	90,88%
11	94,14%	94,29%	95,11%	96,18%	96,83%	96,68%	96,14%	95,89%	95,99%	95,95%	95,35%	94,75%
12	97,34%	97,17%	98,01%	98,77%	99,18%	99,12%	98,76%	98,62%	98,67%	98,77%	98,51%	97,97%
13	100,21%	100,31%	100,68%	101,27%	101,45%	101,48%	101,37%	101,42%	101,50%	101,69%	101,62%	100,94%
14	103,50%	103,32%	103,62%	104,03%	104,27%	104,22%	104,12%	104,28%	104,58%	105,14%	105,20%	104,18%
15	107,67%	107,59%	107,39%	107,44%	107,43%	107,23%	107,46%	108,01%	108,64%	109,77%	110,27%	109,39%
16	114,91%	113,64%	112,65%	112,00%	111,83%	111,49%	112,14%	113,03%	114,93%	117,70%	120,92%	120,72%
17	123,00%	128,13%	123,90%	120,69%	119,76%	118,15%	119,88%	121,85%	128,57%	137,21%		
18	100,00%	100,00%	153,33%	151,72%	137,11%	134,40%	138,30%	145,45%	170,59%			
19			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	136,36%	110,00%	100,00%			
20												
21												
22												
23												
24												

- Una vez determinados los porcentajes expuestos en la tabla anterior, estos valores se han de multiplicar por los datos calculados de irradiancia en la tabla expuesta anteriormente para una inclinación de 20°.
- Después de multiplicar los porcentajes por las irradiancias calculadas, se obtienen los datos de irradiancia para un β , y α deseado.



HORA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	12,80514	30,8252	15,33199	0	0	0	0	0
6	0	0	0	44,77045	86,24067	92,05188	94,41276	79,49661	26,51935	0	0	0
7	0	3,96247	49,43964	148,6122	234,7166	260,3259	230,7464	167,7981	111,8184	46,87391	13,63394	0
8	39,15201	97,17485	210,7562	316,4362	413,4259	437,8518	413,6638	351,4903	280,9546	177,2603	101,1579	50,42865
9	145,7536	253,1883	398,6946	490,6576	583,4048	612,4472	579,681	530,3785	453,6666	327,4685	221,2087	146,4558
10	262,4866	427,7732	567,2055	638,2277	728,309	750,2038	744,3472	684,708	612,9608	463,8595	339,8475	258,8051
11	366,1841	551,7179	692,9755	747,1471	842,0734	860,2619	863,7502	804,9103	731,8958	569,7567	426,1359	346,165
12	427,2765	630,1986	757,7728	795,6535	884,7962	896,204	912,5531	872,1075	771,9275	599,9392	466,4202	387,8636
13	437,099	649,2291	751,2868	784,3908	868,2282	902,9658	921,1497	876,6908	750,3013	585,3857	441,259	375,8036
14	379,5705	589,5159	679,6044	731,0754	799,9769	835,2761	859,93	814,3697	682,9776	509,9345	358,2585	305,3594
15	264,7269	464,6747	549,357	597,1586	668,3131	722,796	758,9869	696,8495	554,6029	375,6822	235,9204	191,4675
16	138,8715	276,1721	370,0583	431,9117	505,9862	567,0525	606,3432	526,2749	377,1723	202,7426	114,8096	70,4335
17	8,543253	86,30754	183,1605	253,3817	343,7775	387,2639	432,5339	343,4776	188,9503	40,4268	0	0
18	0	0	17,9899	98,91411	169,7231	219,574	251,6186	154,8923	30,15926	0	0	0
19	0	0	0	0	13,87223	41,10026	57,1465	9,187242	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

De esta forma se ha conseguido calcular la irradiancia para un acimut e inclinación deseados, los datos obtenidos han sido comprobados con PVGIS-CMSAF, y se obtienen errores globales insignificantes de cara a su utilización para realizar cálculos.

Una vez se ha conseguido obtener los valores de irradiancia deseados, estos valores se utilizan para realizar los cálculos pertinentes, y simular la producción horaria de una placa fotovoltaica o conjunto de las mismas.

Para realizar los cálculos, se ha programado una hoja Excel con las siguientes formulas extraídas de los apuntes de energías renovables:

$$V_t = N_s \times k \times \frac{T}{q}$$

Donde q es la carga del electrón.

K es la constante de Boltzmann.

T es la temperatura p-n en kelvin.

$$V_{oc} = \frac{V_{oc_dsheet}}{V_t}$$

$$FF_0 = \frac{V_{oc} - \ln(V_{oc} + 0,72)}{V_{oc} + 1}$$

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{SC} \times V_{OC}} = \frac{I_{MAX} \times V_{MAX}}{I_{SC} \times V_{OC}}$$

$$r_s = 1 - \frac{FF_{stc}}{FF_0}$$

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_0}\right) \times \frac{V_{OC}}{I_{SC}}$$

$$a = V_{oc} + 1 - 2 \times V_{oc} \times r_s$$

$$b = \frac{a}{1 + a}$$

$$V_{max} = V_{OC} \times \left[1 - \frac{b}{V_{OC}} \times \ln a - r_s \times (1 - a^{-b}) \right]$$

$$I_{max} = I_{sc} \times (1 - a^{-b})$$

$$V_{OC}(T_c) = V_{oc} + (T_c - T_c') \times \frac{dV_{OV}}{dT_c}$$

$$P_{MAX} = I_{MAX} \times V_{MAX}$$

$$P_{Prod_PV} = N^{\circ}_{placas} \times PR \times P_{MAX}$$

$$PR = \frac{E_{vertida}}{E_{Producción\ ideal}}$$

El valor de PR se obtiene de la simulación realizada con PVSYST, así se produce un error insignificante.

Este valor esta definido por hora, para el día tipo de cada mes.

Los valores globales de producción obtenidos con las tablas programadas tienen una diferencia insignificante a los valores obtenidos de las simulaciones realizadas con el programa.

Una vez programado, variando los valores de acimut e inclinación, y variando el número de placas (Potencia del conjunto), es posible determinar la potencia que genera el conjunto FV para realizar todo tipo de cálculos.

Por ejemplo, para determinar la producción, el ahorro que presenta anualmente una tarifa 2.1 DHA, se ha utilizado la siguiente tabla.

ENERO					
HORA	IRRADIANCIA (W/m ²)	PR	PRODUCCIÓN PV (KW)	CONSUMO INSTALACION (KW)	PERIODO COMPRA
1	0,00	0,84	0	3,60	V
2	0,00	0,84	0	3,40	V
3	0,00	0,84	0	3,35	V
4	0,00	0,84	0	3,40	V
5	0,00	0,84	0	3,40	V
6	0,00	0,84	0	3,20	V
7	0,00	0,84	0	3,37	V
8	39,15	0,84	0,40	3,40	V
9	145,75	0,84	1,48	3,70	V
10	262,49	0,84	2,67	3,70	V
11	366,18	0,84	3,72	4,00	V
12	427,28	0,84	4,35	4,05	P
13	437,10	0,84	4,45	4,35	P
14	379,57	0,84	3,86	4,50	P
15	264,73	0,84	2,69	4,65	P
16	138,87	0,84	1,41	4,80	P
17	8,54	0,84	0,09	4,70	P
18	0,00	0,84	0	4,60	P
19	0,00	0,84	0	4,40	P
20	0,00	0,84	0	4,50	P
21	0,00	0,84	0	4,40	P
22	0,00	0,84	0	3,80	P
23	0	0,84	0	3,70	V
24	0	0,84	0	3,65	V
TOTAL DIA	2469,66		25,12	94,62	
TOTAL MES			778,70		

ENERO				
PRECIO €/KWh	AUTOCONSUMIDO (KWh)	ENERGIA SOBRANTE (KWh)	AHORRO PV	GASTO ACTUAL SIN PV
0,085	0,00	0,00	- €	0,31 €
0,085	0,00	0,00	- €	0,29 €
0,085	0,00	0,00	- €	0,28 €
0,085	0,00	0,00	- €	0,29 €
0,085	0,00	0,00	- €	0,29 €
0,085	0,00	0,00	- €	0,27 €
0,085	0,00	0,00	- €	0,29 €
0,085	0,40	0,00	0,03 €	0,29 €
0,085	1,48	0,00	0,13 €	0,31 €
0,085	2,67	0,00	0,23 €	0,31 €
0,085	3,72	0,00	0,32 €	0,34 €
0,175	4,05	0,30	0,72 €	0,71 €
0,175	4,35	0,10	0,77 €	0,76 €
0,175	3,86	0,00	0,68 €	0,79 €
0,175	2,69	0,00	0,47 €	0,81 €
0,175	1,41	0,00	0,25 €	0,84 €
0,175	0,09	0,00	0,02 €	0,82 €
0,175	0,00	0,00	- €	0,81 €
0,175	0,00	0,00	- €	0,77 €
0,175	0,00	0,00	- €	0,79 €
0,175	0,00	0,00	- €	0,77 €
0,175	0,00	0,00	- €	0,67 €
0,085	0,00	0,00	- €	0,31 €
0,085	0,00	0,00	- €	0,31 €
	24,73	0,39	3,60 €	12,43 €
			111,67 €	385,33 €

La tabla relaciona la irradiancia calculada con las tablas antes explicadas, los consumos horarios de la instalación, el PR extraído del programa de simulación, la producción FV calculada de la forma expuesta con anterioridad, el periodo de compra, la energía autoconsumida, la energía vertida a la red, el ahorro diario y mensual producido por la planta teniendo en cuenta el autoconsumo, y el gasto actual en energía de la instalación.

Para poder modelizar la producción FV, es necesario poner los datos extraídos del datasheet de la placa, ya que permite el uso de diferentes placas para realizar los cálculos.

El calculo del ahorro tiene en cuenta la producción, el consumo, el precio de la tarifa usada, el vertido a la red de la energía vertida por el sistema, y los periodos de utilización de la granja, ya que, esta permanece en funcionamiento 45 días y realiza una parada de 15 días.

Mediante una tabla como la expuesta para cada mes, se obtiene una rentabilidad global del conjunto para la tarifa que se desee utilizar, ya que, esta programada para poder utilizar cualquier tarifa, o para cualquier curva de consumo.

El método de calculo para la implantación de baterías se basa en el uso de una tabla similar, que además, recoge la energía acumulada en la batería, y la inyectada en la red.

ENERO						
HORA	IRRADIANCIA(W/m^2)	PR	PRODUCCIÓN PV (KW)	CONSUMO INSTALACION (KW)	PERIODO COMPRA	PRECIO (€/KWh)
1	0	0,84	0	3,60	V	0,085
2	0	0,84	0	3,40	V	0,085
3	0	0,84	0	3,35	V	0,085
4	0	0,84	0	3,40	V	0,085
5	0	0,84	0	3,40	V	0,085
6	0	0,84	0	3,20	V	0,085
7	0	0,84	0	3,37	V	0,085
8	39,15	0,84	0,40	3,40	V	0,085
9	145,75	0,84	1,48	3,70	V	0,085
10	262,49	0,84	2,67	3,70	V	0,085
11	366,18	0,84	3,72	4,00	V	0,085
12	427,28	0,84	4,35	4,05	P	0,175
13	437,10	0,84	4,45	4,35	P	0,175
14	379,57	0,84	3,86	4,50	P	0,175
15	264,73	0,84	2,69	4,65	P	0,175
16	138,87	0,84	1,41	4,80	P	0,175
17	8,54	0,84	0,09	4,70	P	0,175
18	0	0,84	0	4,60	P	0,175
19	0	0,84	0	4,40	P	0,175
20	0	0,84	0	4,50	P	0,175
21	0	0,84	0	4,40	P	0,175
22	0	0,84	0	3,80	P	0,175
23	0	0,84	0	3,70	V	0,085
24	0	0,84	0	3,65	V	0,085
TOTAL DIA	2469,663941		25,12	94,62		
TOTAL MES			778,70			

ENERO					
AUTOCONSUMIDO (KWh)	ENERGIA SOBRANTE (KWh)	AHORRO PV (€)	GASTO ACTUAL SIN PV (€)	Acumulada BAT (KWh)	Inyección red (KWh)
0,00	0	- €	0,31 €	0	0
0,00	0	- €	0,29 €	0	0
0,00	0	- €	0,28 €	0	0
0,00	0	- €	0,29 €	0	0
0,00	0	- €	0,29 €	0	0
0,00	0	- €	0,27 €	0	0
0,00	0	- €	0,29 €	0	0
0,40	0	0,03 €	0,29 €	0	0
1,48	0	0,13 €	0,31 €	0	0
2,67	0	0,23 €	0,31 €	0	0
3,72	0	0,32 €	0,34 €	0	0
4,05	0,296	0,72 €	0,71 €	0,30	0
4,35	0,095	0,77 €	0,76 €	0,10	0
3,86	0	0,68 €	0,79 €	0	0
2,69	0	0,47 €	0,81 €	0	0
1,41	0	0,25 €	0,84 €	0	0
0,09	0	0,02 €	0,82 €	0	0
0,00	0	- €	0,81 €	0	0
0,00	0	- €	0,77 €	0	0
0,00	0	- €	0,79 €	0	0
0,00	0	- €	0,77 €	0	0
0,00	0	- €	0,67 €	0	0
0,00	0	- €	0,31 €	0	0
0,00	0	- €	0,31 €	0	0
		3,64 €	12,43 €	0,39	
		112,97 €	385,33 €		

De la misma forma que antes, la tabla calcula para diferentes tipos de baterías el ahorro producido por la misma.

ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS



SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

10 to 12.5 kW



—
PVI-10.0/12.5-TL-OUTD
outdoor string inverter

The high speed and precise Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm provides real-time power tracking and improved energy harvesting.

Two independent MPPTs and efficiency ratings up to 97.8%

This transformerless device has two independent MPPTs and efficiency ratings of up to 97.8%.

Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

The wide input voltage range makes the inverter suitable for low power installations with reduced string size.

Designed for commercial usage, the PVI-10/12.5, three-phase inverter is highly unique in its ability to control the performance of the PV panels, especially during periods of variable weather conditions.

Highlights

- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Wide input voltage range
- Dual input section with independent MPPT allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions
- Integrated DC disconnect switch in compliance with international standards (-S and -FS versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- RS-485 communication interface (for connection to laptop or datalogger)
- VSN300 Wifi Logger Card as optional for adding Wifi radio, Modbus TCP/Sunspec features as well as access to all Aurora Vision functionalities
- Lifetime free of charge access to Aurora Vision

PRODUCT FLYER FOR PVI-10.0/12.5-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

10 to 12.5 kW



Technical data and types

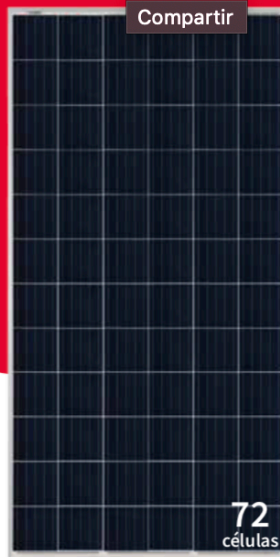
Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	900 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{d,min}...V_{d,max}$)	0.7 x $V_{start}...850$ V (min 200 V)	
Rated DC input voltage (V_{dc})	580 V	
Rated DC input power (P_{dc})	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dcr}	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [750 V< V_{dpp12} <850 V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dcr} , max unbalance example	6500 W [380 V< V_{dpp12} <750 V] the other channel: P_{dcr} -6500 W [225 V< V_{dpp12} <750 V]	8000 W [445 V< V_{dpp12} <750 V] the other channel: P_{dcr} -8000 W [270 V< V_{dpp12} <750 V]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC input pairs for each MPPT	2	
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Inverter protection only, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ($P_{ac}@cos\phi=1$)	10000 W	12500 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}@cos\phi=1$)	11000 W ²⁾	13800 W ²⁾
Maximum apparent power (S_{max})	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})	400 V	
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. \pm 0.9 with $P_{ac}=10.0$ kW, \pm 0.8 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. \pm 0.9 with $P_{ac}=12.5$ kW, \pm 0.8 with max 13.8 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	25.0 A	
Output overvoltage protection - varistor	3 plus gas arrester	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	97.8%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Feed in power threshold	30.0 W	
Night consumption	< 1.0 W	
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	16 characters x 2 lines LCD display	

ND-AH330H

Serie ND-AH

330 W

La solución de proyecto



Potentes características del producto



Tolerancia de potencia positiva garantizada (0/+5%)



Módulos fotovoltaicos de silicio policristalino



Voltaje máximo del sistema 1500 V



Probado y certificado TÜV, IEC/EN61215, IEC/EN61730



Clase de seguridad II/CE Aplicación de clase A Grado de resistencia al fuego: clase C



Eficiencia del módulo de un 17%



Diseño robusto de producto



Tecnología de 5 barras
Fiabilidad mejorada
Mayor eficiencia
Menor resistencia en serie

Su socio solar para toda la vida



60 años de experiencia solar



Garantía de potencia lineal



Equipo de asistencia local en Europa



Garantía de producto



50 millones de módulos fotovoltaicos instalados



Premio a la mejor marca fotovoltaica



SHARP
Be Original.

Datos eléctricos (STC)

ND-AH330H			
Potencia máxima	$P_{máx}$	330	W_p
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	46,2	V
Corriente de circuito abierto	I_{sc}	9,33	A
Tensión en el punto de potencia máximo	V_{mpp}	37,8	V
Corriente en el punto de potencia máximo	I_{mpp}	8,73	A
Eficiencia del módulo	η_m	17,0	%

STC = Condiciones de prueba estándar: irradiancia 1.000 W/m², AM 1,5, temperatura de las células 25 °C.
Las características eléctricas nominales se sitúan en un margen de ±10 % de los valores indicados de I_{sc} , V_{oc} y de 0 a +5 % de $P_{máx}$ (tolerancia de medición de potencia de ±3 %).
Reducción de la eficiencia de una irradiancia de 1.000 W/m² a 200 W/m² (Tmódulo = 25 °C) es inferior a 3%.

Datos eléctricos (NOCT)

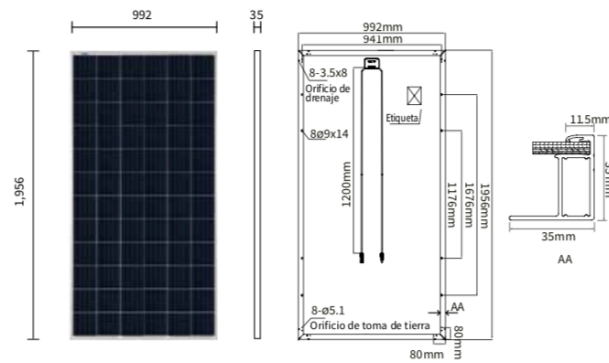
ND-AH330H			
Potencia máxima	$P_{máx}$	245,0	W_p
Tensión de circuito abierto	V_{oc}	42,9	V
Corriente de circuito abierto	I_{sc}	7,53	A
Tensión en el punto de potencia máximo	V_{mpp}	34,9	V
Corriente en el punto de potencia máximo	I_{mpp}	7,02	A

NOCT (temperatura nominal de la célula en funcionamiento) = 45°C.
Irradiancia de 800 W/m², temperatura del aire de 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s.

Datos mecánicos

Longitud	1.956 mm
Anchura	992 mm
Profundidad	35 mm
Peso	22,2 kg

Dimensiones (mm)



*Consulte el manual de instalación de Sharp para obtener más detalles.

Coefficiente de temperatura

$P_{máx}$	-0,39%/°C
V_{oc}	-0,30%/°C
I_{sc}	0,05%/°C

Valores límite

Voltaje máximo del sistema	1.500 VDC
Protección de sobrecorriente	15 A
Intervalo de temperaturas	De -40 a +85 °C
Carga mecánica máxima (nieve/viento)	2400 Pa
Carga de nieve probada (prueba IEC61215*)	5.400 Pa

Datos de embalaje

Módulos por palé	30 unidades
Tamaño del palé (L x W x H)	1.995 m x 1.150 m x 1.123 m
Peso del palé	740 kg

Datos generales

Células	policristalino, 156,75 mm x 156,75 mm, 72 celdas en serie
Vidrio frontal	vidrio templado con bajo contenido de hierro, 3,2 mm
Marco	aleación de aluminio anodizado, color plata
Caja de conexión	IP68, 3 diodos de bypass
Cable	4,0 mm ² , longitud 1200 mm
Conector	PV-XT101.1, SUZHOU XTONG PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY Co. Ltd

Nota: Los datos técnicos están sujetos a cambio sin previo aviso. Antes de utilizar los productos de Sharp, solicite las especificaciones técnicas más recientes de Sharp. Sharp no acepta ninguna responsabilidad por daños en los dispositivos que se hayan equipado con productos de Sharp sobre la base de información no verificada. Las instrucciones de instalación y funcionamiento se pueden encontrar en los manuales correspondientes o se pueden descargar desde www.sharp.eu/kdair. Este módulo no debe conectarse directamente a una carga.

NDAH3E50119

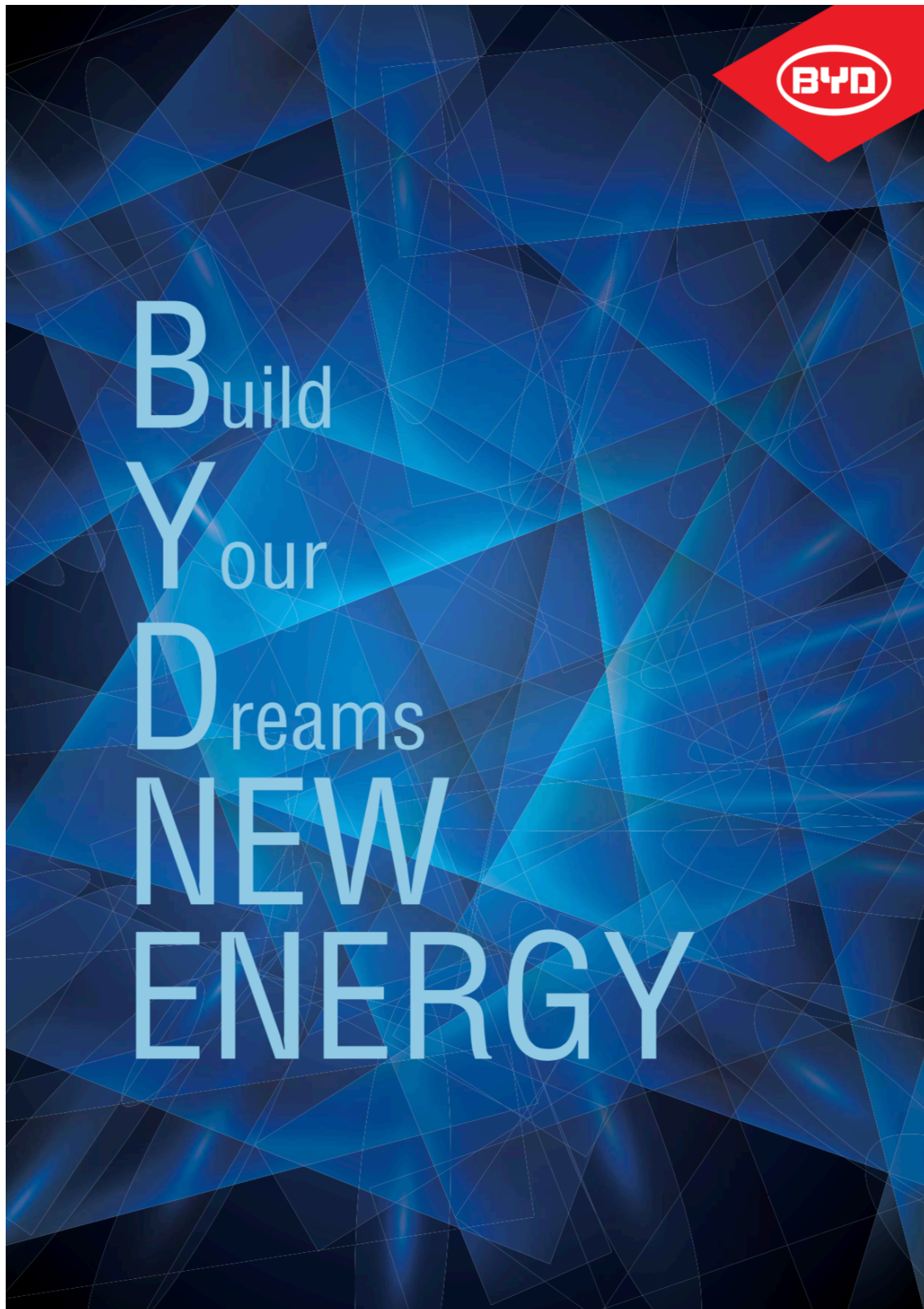
Información de contacto de Sharp

SHARP Electronics GmbH
Energy Solutions
Nagelsweg 33 - 35
20097 Hamburg, Alemania
Teléfono: +49 (0) 40 / 2376-2436
E: SolarInfo.Europe@sharp.eu



SHARP
Be Original.

www.sharp.es/energysolutions | #SharpBeOriginal



BYD B-Box BATTERY STORAGE

B-Box LV Professional



B-Box Pro 2.5-10.0



B-Box Pro 13.8

Model	B-Box Pro 2.5	B-Box Pro 5.0	B-Box Pro 7.5	B-Box Pro 10.0	B-Box Pro 13.8
Battery Type	LiFePO ₄				
Battery Module	1 module	B-Plus 2.5 (2.56 kWh) 2 modules 3 modules		4 modules	B-Plus 13.8 (13.8 kWh)
Usable Energy ^[1] [kWh]	2.56	5.12	7.68	10.24	13.8
Max Output Power [kW]	2.56	5.12	7.68	10.24	12.8
Peak Output Power [kW]	5.12, 30s	10.24, 30s	15.36, 30s	20.48, 30s	13.3, 60s
Round-Trip Efficiency	≥ 95.3% (Under test condition [1])				
Nominal Voltage [V]	51.2				
Operating Voltage Range [V]	43.2-56.4				
Communication	CAN / RS485				
Dimension [W × H × D, mm]	600×883×510				650×800×550
Net Weight [kg]	79	113	147	181	175
Enclosure Protection Rating	IP20				
Warranty	10 years				
Ambient Temperature Range ^[2] [°C]	-10 ~ +50				
Certification & Safety Standard	TUV / CE / UN38.3 Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher				CE / RCM / UN38.3
Scalability	Max. 8 B-Box Pro 10.0 systems in parallel				Max. 32 systems in parallel
Compatible Inverters	SMA / GOODWE / SOLAX / Victron, more brands to be announced				

[1] Test conditions: 100% DOD, 0.5C charge & discharge @+25°C

[2] -10°C ~ -10°C will be derating

*System Usable Energy may be variant with different inverter brands

Build Your Dreams

BAE SECURA PVS SOLAR

Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA)

1. Application

BAE SECURA PVS SOLAR batteries are the optimal solution for a reliable and robust storage of regenerative energy under extreme conditions in the industrial sector.

The special electrode design with tubular electrodes distinguishes the BAE SECURA PVS SOLAR batteries leading to high security and reliability as well as high cycle life time.



Similar to the illustration

2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	C_{1h} Ah	C_{10h} Ah	C_{20h} Ah	C_{72h} Ah	C_{100h} Ah	C_{120h} Ah	C_{240h} Ah	R_i 1)	I_k 2)	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
U_e V/cell	1.67	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	mΩ	kA					
2 PVS 140	63	111	127	141	143	144	148	1.52	1.37	105	208	420	9.1	14.5
3 PVS 210	95	167	191	211	215	217	222	1.06	1.96	105	208	420	11.2	16.4
4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	0.84	2.46	105	208	420	12.8	18.0
5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	0.70	2.98	126	208	420	15.3	21.7
6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	0.60	3.47	147	208	420	18.1	25.7
5 PVS 550	223	389	432	486	496	500	513	0.57	3.61	126	208	535	20.0	28.8
6 PVS 660	267	467	518	583	595	601	616	0.49	4.18	147	208	535	23.5	34.0
7 PVS 770	310	544	604	681	694	700	720	0.44	4.69	168	208	535	26.8	39.1
6 PVS 900	352	665	748	856	877	888	916	0.47	4.41	147	208	710	33.0	47.4
7 PVS 1050	415	777	872	993	1,020	1,033	1,065	0.36	5.66	215	193	710	42.1	61.5
8 PVS 1200	473	886	996	1,137	1,160	1,178	1,216	0.32	6.36	215	193	710	46.6	65.4
9 PVS 1350	522	992	1,116	1,274	1,300	1,320	1,365	0.33	6.20	215	235	710	51.4	75.4
10 PVS 1500	585	1,100	1,240	1,418	1,450	1,464	1,516	0.28	7.25	215	235	710	56.0	79.4
11 PVS 1650	635	1,210	1,362	1,555	1,590	1,608	1,665	0.28	7.36	215	277	710	61.0	89.6
12 PVS 1800	698	1,320	1,486	1,699	1,740	1,752	1,816	0.24	8.41	215	277	710	65.4	93.4
11 PVS 2090	790	1,470	1,636	1,836	1,870	1,884	1,941	0.24	8.38	215	277	855	72.7	105.9
12 PVS 2280	869	1,600	1,784	2,001	2,040	2,052	2,116	0.22	9.48	215	277	855	77.4	110.4
13 PVS 2470	978	1,740	1,938	2,174	2,210	2,232	2,292	0.16	13.03	215	400	815	90.8	137.8
14 PVS 2660	1,051	1,880	2,080	2,332	2,380	2,400	2,448	0.15	13.82	215	400	815	95.3	142.4
15 PVS 2850	1,123	2,010	2,220	2,498	2,550	2,568	2,640	0.14	14.43	215	400	815	100.2	146.9
16 PVS 3040	1,195	2,140	2,380	2,664	2,710	2,736	2,808	0.13	15.20	215	400	815	105.4	151.6
17 PVS 3230	1,280	2,290	2,540	2,858	2,910	2,940	3,000	0.12	16.91	215	490	815	117.7	175.1
18 PVS 3420	1,352	2,420	2,680	3,024	3,080	3,108	3,192	0.11	17.55	215	490	815	121.9	179.1
19 PVS 3610	1,425	2,560	2,840	3,189	3,250	3,276	3,360	0.11	18.36	215	490	815	126.8	183.6
20 PVS 3800	1,496	2,690	2,980	3,355	3,420	3,444	3,528	0.11	18.92	215	490	815	132.0	188.3
22 PVS 4180	1,635	2,950	3,280	3,686	3,750	3,780	3,888	0.10	19.92	215	580	815	145.4	213.9
24 PVS 4560	1,777	3,220	3,560	4,010	4,090	4,128	4,224	0.09	21.26	215	580	815	155.2	223.0
26 PVS 4940	1,917	3,480	3,860	4,341	4,420	4,464	4,584	0.09	22.49	215	580	815	165.0	232.0

documento

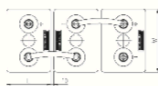
1, 2) Internal resistance R_i and short circuit current I_k according to IEC 60896-11

Height (H) is the maximum height between container bottom and top of the bolts in assembled condition.

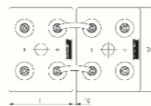
BAE SECURA PVS SOLAR batteries are also available as dry pre-charged version. They are titled with additional "TG", e.g. 4 PVS 280 TG.

All values published in the table correspond to 100 % discharge of current depending capacity without voltage drop of connectors. Please consider item 7.

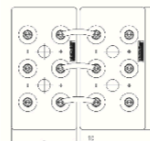
3. Terminal positions



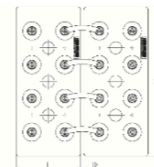
2 PVS 140 to 6 PVS 900



7 PVS 1050 to 12 PVS 2280



13 PVS 2470 to 16 PVS 3040



17 PVS 3230 to 26 PVS 4940

Terminals are designed as female poles with brass inlay M10 for flexible insulated copper cables with cross-section 25, 35, 50, 70, 95 or 120 mm² or insulated solid copper connectors with cross-section 90, 150 or 300 mm².

Technical Specification for BAE SECURA PVS SOLAR



4. Design

Positive electrode	Tubular-plate with a woven polyester gauntlet and solid grids in a corrosion-resistant PbSbSnSe-low antimony alloy
Negative electrode	Grid-plate in a low antimony alloy with long-life expander material
Separation	Microporous separator
Electrolyte	Sulphuric acid with a density of 1.24 kg/l at 20 °C (68 °F)
Container	High impact, transparent SAN (Styrene acrylonitrile), UL-94 rating: HB
Lid	High impact SAN in dark grey colour (colour may vary slightly from given image), UL-94 rating: HB
Plugs	on request also in ABS (Acrylonitrile butadiene styrene), UL-94 rating: V-0 Labyrinth plugs for arresting aerosols, BAE ceramic funnel plugs according to DIN 40740 or BAE ceramic plugs are recommended
Pole-bushing	100 % gas- and electrolyte-tight, sliding, plastic-coated "Panzerpol"
Kind of protection	IP 25 regarding EN 60529, touch protected according to BGV A3

5. Installation

BAE SECURA PVS SOLAR batteries are designed for indoor applications.
For outdoor applications please contact BAE.

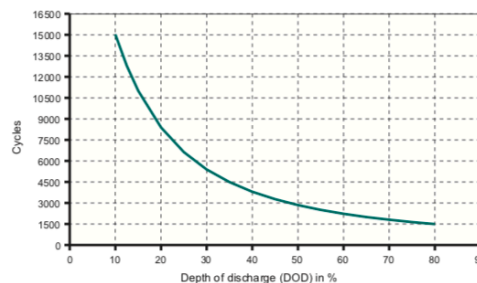
6. Maintenance

Every 6 months	Check battery voltage, pilot cell voltages, temperatures
Every 12 months	Check connections, record battery voltage, cell voltages and temperatures
Every 3 years	Average water-refilling interval (depending on utilization and ambient temperature)

7. Operational data

Depth of discharge (DOD)	Max. 80 % ($U_g = 1.91$ V/cell for discharge times >10 h; 1.74 V/cell for 1 h) deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided
Initial charge current (I or bulk phase)	Unlimited, the minimal charge current has to be 5 A/100 Ah C_{10}
Charge voltage at cyclic operation	Restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operating instruction is to be observed
Float voltage/non cyclic voltage	2.23 V/cell
Adjustment of charge voltage	No adjustment necessary if battery temperature is kept between 10 °C and 30 °C (50 °F and 86 °F) in the monthly average, otherwise $\Delta U/\Delta T = -0.003$ V/cell per K Within a period of 1 up to 4 weeks
Recharge to 100 %	-20 °C to 55 °C (-4 °F to 131 °F), recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)
Battery temperature	Approx. 3 % per month at 20 °C (68 °F)
Self-discharge	3,150 (A+B) at 40 °C (104 °F)
IEC 61427 cycles	>1,500 at 20 °C (68 °F)
IEC 60896-11 cycles	

8. Number of cycles as function of Depth of discharge



9. Transport

Batteries are not subject to ADR (road transport), if the conditions of Special Provision 598 (Chapter 3.3) are observed.
These cells/batteries are dangerous goods on sea transport. Declaration and packaging must comply with the requirements of IMDG-Codes.

10. Standards

Test standards	IEC 60896-11, IEC 61427
Safety standard, ventilation	IEC 62485-2

BAE Batterien GmbH
Wilhelminenhofstraße 69/70
12459 Berlin
Germany

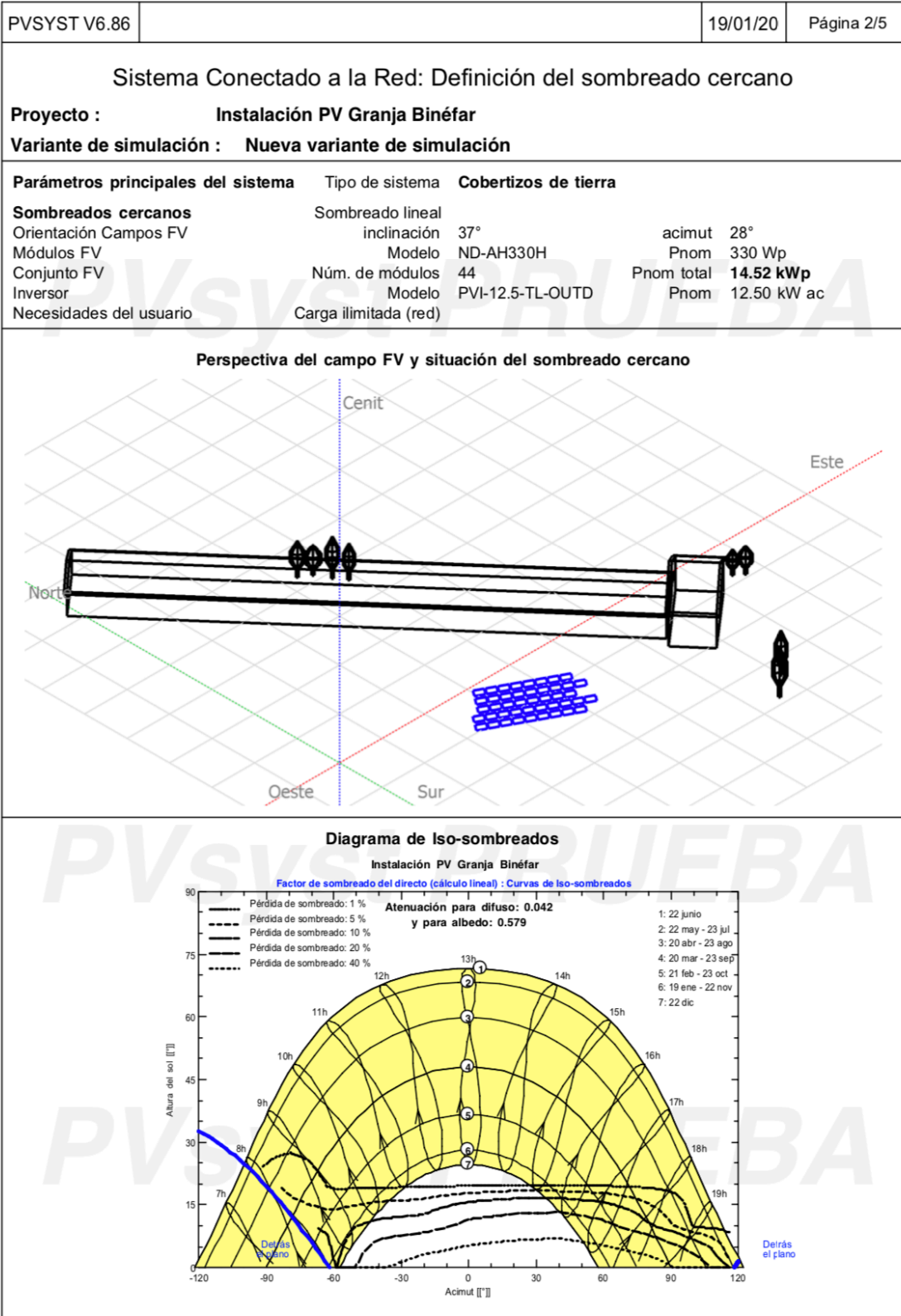
Tel.: +49 (0)30 53001-661
Fax: +49 (0)30 53001-667
E-Mail: info@bae-berlin.de
www.bae-berlin.de





ANEXO III: Simulación PVSYS

PVSYS V6.86		19/01/20	Página 1/5
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Instalación PV Granja Binéfar			
Sitio geográfico	Binéfar Granja	País	España
Ubicación	Latitud 41.88° N	Longitud	0.28° E
Tiempo definido como	Hora Legal Huso horario UT+1	Altitud	327 m
	Albedo 0.20		
Datos meteorológicos:	Binéfar Granja	Meteonorm 7.2 (1997-2007), Sat=98% - Sintético	
Variante de simulación : Nueva variante de simulación			
	Fecha de simulación	19/01/20 05h00	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra	
Orientación plano captador	Inclinación 37°	Acimut	28°
Configuración de los cobertizos	Núm. de cobertizos 44	Conjuntos en cobertizo idénticos	
	Separación entre cobertizos 2.40 m	Ancho receptor	0.99 m
Ángulo límite de sombreado	Ángulo de perfil límite 20.4°	Factor de ocupación del suelo (GCR)	41.3 %
Modelos empleados	Transposición Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte		
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)		
Características del conjunto FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	ND-AH330H
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Sharp
Número de módulos FV		En serie	11 módulos
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	44
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	14.52 kWp
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	370 V
Superficie total		Superficie módulos	85.4 m²
		En paralelo	4 cadenas
		Pnom unitaria	330 Wp
		En cond. de funciona.	12.99 kWp (50°C)
		I mpp	35 A
Inversor		Modelo	PVI-12.5-TL-OUTD
Base de datos PVSyst original		Fabricante	ABB
Características		Voltaje de funcionam.	175-850 V
Paquete de inversores		Núm. de inversores	2 * MPPT 50 %
		Pnom unitaria	12.5 kWac
		Potencia total	12.5 kWac
		Relación Pnom	1.16
Factores de pérdida del conjunto FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	177 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas -1.3 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parám. bo 0.05



PVSYST V6.86	19/01/20	Página 3/5						
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales								
Proyecto : Instalación PV Granja Binéfar								
Variante de simulación : Nueva variante de simulación								
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra						
Sombreados cercanos	Sombreado lineal							
Orientación Campos FV	inclinación 37°	acimut 28°						
Módulos FV	Modelo ND-AH330H	Pnom 330 Wp						
Conjunto FV	Núm. de módulos 44	Pnom total 14.52 kWp						
Inversor	Modelo PVI-12.5-TL-OUTD	Pnom 12.50 kW ac						
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)							
Resultados principales de la simulación								
Producción del sistema	Energía producida 24.46 MWh/año	Produc. específica 1684 kWh/kWp/año						
	Índice de rendimiento (PR)	82.21 %						
<p>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 14.52 kWp</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="311 851 798 1176"> <p>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 14.52 kWp</p> <p> Lc : Pérdida colectada (conjunto FV) 0.85 kWh/kWp/día Ls : Pérdida sistema (inversor, ...) 0.15 kWh/kWp/día Yt : Energía útil producida (salida inversor) 4.61 kWh/kWp/día </p> </div> <div data-bbox="845 817 1348 1176"> <p>Índice de rendimiento (PR)</p> <p>PR : Índice de rendimiento (YFYr) : 0.822</p> </div> </div>								
Nueva variante de simulación								
Balances y resultados principales								
	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
Enero	57.9	22.27	6.56	98.0	91.4	1.271	1.231	0.866
Febrero	86.0	30.06	8.14	130.1	122.7	1.684	1.633	0.865
Marzo	142.0	45.10	11.46	182.6	173.4	2.318	2.246	0.847
Abril	180.4	53.91	13.52	198.3	188.7	2.482	2.403	0.835
Mayo	215.5	65.53	18.08	210.1	199.1	2.573	2.490	0.816
Junio	233.8	64.52	22.65	217.3	205.9	2.599	2.516	0.797
Julio	246.7	53.90	24.67	235.5	223.9	2.779	2.688	0.786
Agosto	208.9	55.08	24.34	218.9	208.3	2.592	2.506	0.789
Septiembre	158.2	45.24	20.13	191.4	182.3	2.318	2.244	0.807
Octubre	107.7	38.23	16.34	154.0	145.7	1.920	1.860	0.832
Noviembre	71.9	25.34	10.35	120.9	113.0	1.540	1.493	0.850
Diciembre	52.0	23.18	6.68	92.0	84.5	1.184	1.148	0.859
Año	1761.1	522.37	15.29	2049.0	1939.0	25.260	24.458	0.822
Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T_Amb T amb. GlobInc Global incidente plano receptor		GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del conjunto E_Grid Energía inyectada en la red PR Índice de rendimiento						

PVSYST V6.86		19/01/20	Página 4/5
--------------	--	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : **Instalación PV Granja Binéfar**

Variante de simulación : **Nueva variante de simulación**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra
Sombreados cercanos	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación 37°	acimut 28°
Módulos FV	Modelo ND-AH330H	Pnom 330 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos 44	Pnom total 14.52 kWp
Inversor	Modelo PVI-12.5-TL-OUTD	Pnom 12.50 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	

Diagrama entrada/salida diaria

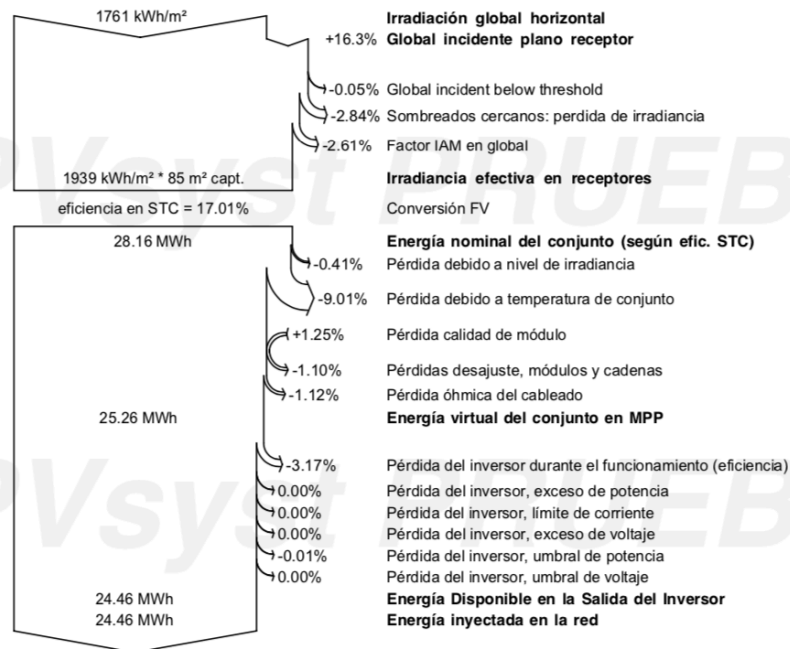
Distribución de la potencia de salida del sistema

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Instalación PV Granja Binéfar
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra
Sombreados cercanos	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación 37°	acimut 28°
Módulos FV	Modelo ND-AH330H	Pnom 330 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos 44	Pnom total 14.52 kWp
Inversor	Modelo PVI-12.5-TL-OUTD	Pnom 12.50 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO IV: PRESUPUESTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO EN GRANJA AVICOLA DE BINÉFAR				
<i>Ud</i>	<i>Resumen</i>	<i>Cant.</i>	<i>Precio Unit.</i>	<i>Precio Total</i>
OBRA CIVIL Y CIMENTACIÓN				
Ud	CIMENTACION PARA 44 PANELES FOTOVOLTAICOS 335 WP fotovoltaicos, el precio incluye excavación, encofrado, y hormigonado	1	1.304,50 €	1.304,50 €
MI	CANALIZACIÓN SUBTERRANEA DE TUBOS Canalización subterránea de tubos para conexionado con inversor, incluye mano de obra y pequeño material	10	15,60 €	156,00 €
ESTRUCTURA DE PANELES FOTOVOLTAICOS SOBRE SUELO				
Ud	ESTRUCTURA GALVANIZADA PARA 44 PANELES FOTOVOLTAICOS Estructura para 44 paneles fotovoltaicos, incluye abrazaderas, escuadras, empalmes, y pequeño material.	1	3.037,50 €	3.037,50 €
EQUIPOS DE CAPTACIÓN FOTOVOLTAICA				
Ud	SUMINISTRO DE PANEL MARCA SHARP ND-AH330H Suministro de panel marca Sharp ND-AH330H y una potencia de 330 Wp, y mano de obra de montaje y pruebas.	44	156,50 €	6.886,00 €
EQUIPO DE CONVERSIÓN DE POTENCIA				
Ud	INVERSOR SOLAR ABB PVI-12,5-TL-OUTD Suministro y montaje de inversor INVERSOR SOLAR ABB PVI-12,5-TL-OUTD, incluye la Monitorización y control de elementos para revisión y comprobación de rendimiento de la instalación.	1	3.567,00 €	3.567,00 €
CABLEADO				
MI	CABLEADO FOTOVOLTAICO H1Z2Z2-K ROJO/NEGRO DE 1X4 MM2 Cableado fotovoltaico H1Z2Z2-K cu rojo/negro de 1x4 mm2, incluyendo elementos de fijación y conectorización.	75	12,68 €	951,00 €
MI	CABLEADO TRIFASICO AC LIBRE HALOGENOS 5X6 Cableado trifasico para corriente alterna.	38	6,54 €	248,52 €
CUADRO DE PROTECCIÓN				
Ud	CAJA PROTECCIÓN CONTINUA Cajas de conexión para corriente continua, compuesta por interruptor de corte en carga y bases portafusibles, accesorios, pequeño material y mano de obra de montaje.	1	467,50 €	467,50 €
Ud	CUADRO PROTECCION SALIDA C.A. 15 KW "Cuadro de protecciones para entrada de corriente alterna desde inversores y salida a instalación para autoconsumo, incluido pequeño material y mano de obra de montaje.	1	489,50 €	489,50 €
TOTAL:				17.107,52 €

ANEXO V: INFLUENCIA DE LA INCLINACIÓN Y ACIMUT EN LA PRODUCCIÓN

Para entender bien el siguiente estudio, es necesario el entendimiento de los 2 ángulos que definen la posición de la placa:

- El ángulo de inclinación (α), es el ángulo entre el plano que contiene dicha placa y el suelo.
- El ángulo de azimut (β), es el relativo a la dirección de la orientación de la placa con respecto del sur.

La influencia de estos ángulos respecto a la producción es notable, y es necesario un análisis exhaustivo de los mismos para optimizar el sistema.

El ángulo de inclinación del panel fotovoltaico es un parámetro muy importante, ya que, según el grado de inclinación del mismo se fomenta la producción en unos meses u otros.

Para los meses más fríos, el ángulo óptimo de inclinación del módulo tiende a estar en valores más elevados, ya que, la altura solar es más baja que en los meses de verano, y los rayos solares inciden con mayor grado de perpendicularidad.

Visto del lado opuesto, en los meses más cálidos, la altura solar es más elevada, así que, un ángulo α menor, provocará que los rayos del sol incidan con mayor grado de perpendicularidad, por lo tanto, para estos meses la inclinación óptima tendrá valores más bajos.

Para los meses de invierno, el ángulo óptimo se sitúa entre los 40-60°, y para los meses más cálidos entre los 20-30°.

Al realizar el diseño de una instalación fotovoltaica orientada para autoconsumo, hay que evaluar la necesidad energética de cada mes, para así poder establecer el ángulo óptimo para dicha instalación.

El ángulo de azimut (β) solar tiene una menor repercusión sobre la producción que el ángulo α , la producción de energía máxima a lo largo del día la proporciona un azimut de 0°, debido a la trayectoria solar antes citada.

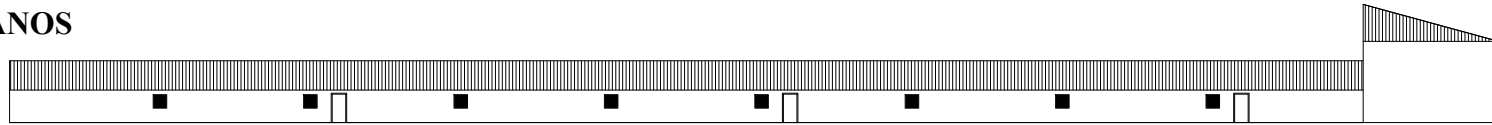
Si se toma un valor de azimut con orientación este, se estará favoreciendo una mayor producción por la mañana, a cambio de perder un porcentaje de producción por la tarde, de la misma forma, si se orienta la instalación dirección oeste, la producción se potenciará de cara a la tarde, y se perderá un porcentaje de energía por la mañana.



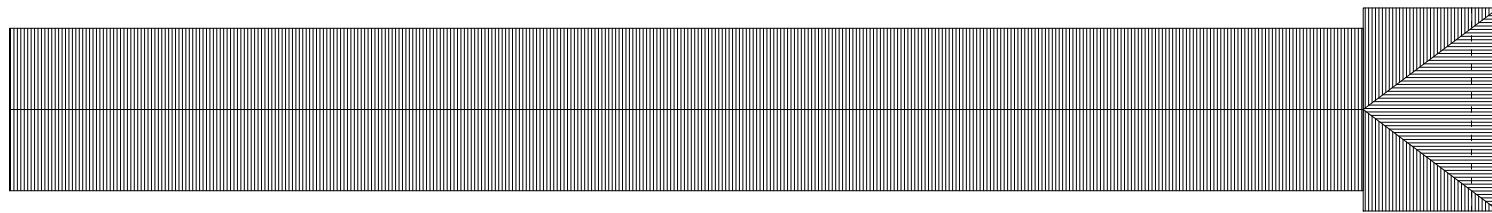
Aunque al variar el ángulo de acimut de su valor óptimo se pierda un porcentaje de producción global, es objeto de estudio su variación, ya que, dependiendo del consumo horario a lo largo del día, puede ofrecer una mejor rentabilidad orientándose a un valor diferente de cero.



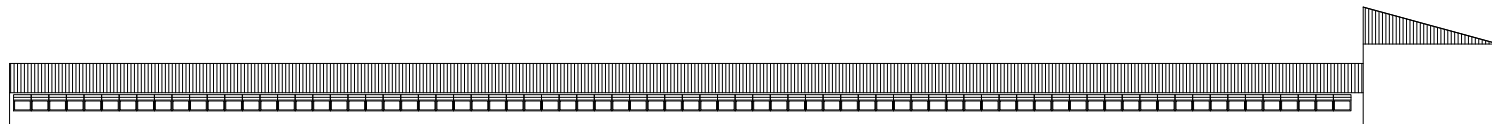
ANEXO VI: PLANOS



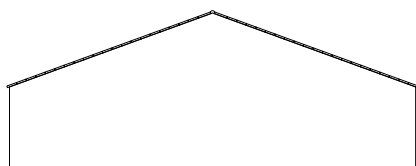
ALZADO OESTE E 1:500



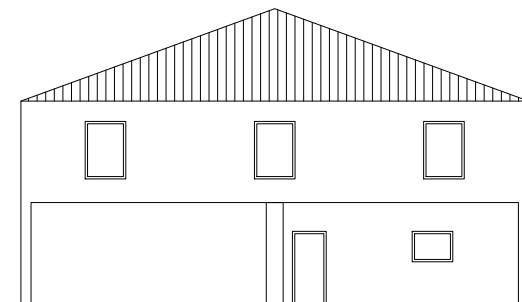
PLANTA CUBIERTA E 1:500



ALZADO ESTE E 1:500



ALZADO NORTE E 1:200



ALZADO SUR E 1:200