



GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Instalación mixta de autoconsumo energético en una granja aislada

Autor: Irene Calavia Herrero

Directoras: María del Mar Cledera Castro y Pilar Palomar Herrero

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Instalación mixta de autoconsumo en una granja aislada

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2021/22 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Irene Calavia Herrero

Fecha: 19/ 07/ 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: María del Mar Cledera Castro

Fecha: 19/ 07/ 2022

Fdo.: Pilar Palomar Herrero

Fecha: 19/ 07/ 2022

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Irene Calavia Herrero DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: "Instalación mixta de autoconsumo en una granja aislada", que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

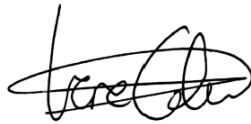
6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 19 de Julio de 2022

ACEPTA



Fdo: Irene Calavia Herrero

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE TELECOMUNICACIÓN

TRABAJO FIN DE GRADO

Instalación mixta de autoconsumo para una granja
aislada

Autor: Irene Calavia Herrero

Directoras:

María del Mar Cledera Castro y Pilar Palomar Herrero

Madrid

INSTALACIÓN MIXTA DE AUTOCONSUMO EN UNA GRANJA AISLADA

Autor: Calavia Herrero, Irene.

Directoras: Cledera Castro, María del Mar / Palomar Herrero, Pilar.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente trabajo de fin de grado recoge el diseño y viabilidad económica de una instalación híbrida de autoconsumo mediante energía eólica y solar fotovoltaica para alimenta una sociedad agropecuaria aislada. La granja objetivo de estudio se encuentra en el Término Municipal de Cortes, en Navarra.

Palabras clave: Autoconsumo, Energía solar fotovoltaica, Energía eólica, Aerogenerador, Módulo fotovoltaico, Sistema de acumulación, Inversor autónomo, PVsyst.

1. Introducción

La Unión Europea, basándose en los requerimientos del Acuerdo de París alcanzado en 2015, determina el marco de la política energética y climática en España con el fin de responder de manera coordinada e internacional al reto de la crisis climática.

Las medidas tomadas a cabo por España vienen recogidas en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PINEC). Este plan, tiene como objetivo alcanzar cuatro niveles de mejora concretos con el fin de reducir las emisiones y mejorar la eficacia y despliegue de las energías renovables.

Entre los objetivos del plan mencionado se encuentra alcanzar un 42% de renovables sobre el uso final de la energía y un 74% de energía renovable en la generación eléctrica. [1]

Por tanto, el presente proyecto de fin de grado pretende contribuir al acercamiento a estos porcentajes mediante la ampliación del concepto de las instalaciones de autoconsumo aisladas a aquellos establecimientos que demanden una alta potencia.

2. Definición del Proyecto

El presente proyecto consiste en el diseño de una instalación de autoconsumo híbrida solar fotovoltaica y eólica para abastecer una Sociedad agropecuaria que se encuentra aislada de la red eléctrica. El objetivo del Proyecto se basa en estudiar el dimensionamiento de un sistema híbrido para autoconsumo aislado de la red y llevar el concepto del autoconsumo a establecimientos aislados de gran demanda energética.

Para analizar el emplazamiento se ha estudiado la demanda energética de la granja de cara a comprobar el cumplimiento del Segundo objetivo del Proyecto, se ha realizado bajo la hipótesis de una ubicación lo suficientemente lejana de un punto de conexión a una red de distribución eléctrica y se ha analizado el recurso solar y eólico, ya que ambos deben ser adecuados para poder llevar a cabo la instalación.

El dimensionamiento de la instalación se divide en tres puntos, en primer lugar, la instalación eólica se ha diseñado mediante la obtención de la función de densidad de la velocidad del viento utilizando la distribución de Weibull. El resto de la instalación se ha dimensionado realizando dos simulaciones distintas mediante la herramienta “PVsyst”, una de ellas para dimensionar los módulos fotovoltaicos y otra, del doble de potencia, para el dimensionamiento del sistema de acumulación, regulador de carga e inversores.

Por último, se realiza un estudio aproximado de la viabilidad económica del Proyecto mediante el cálculo de los parámetros financieros VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno).

3. Descripción de la instalación

La instalación de autoconsumo diseñada consiste en un sistema de generación híbrido con una potencia pico instalada total de 381kWp y con una capacidad de producción anual aproximada de 595.682,2 kWh.

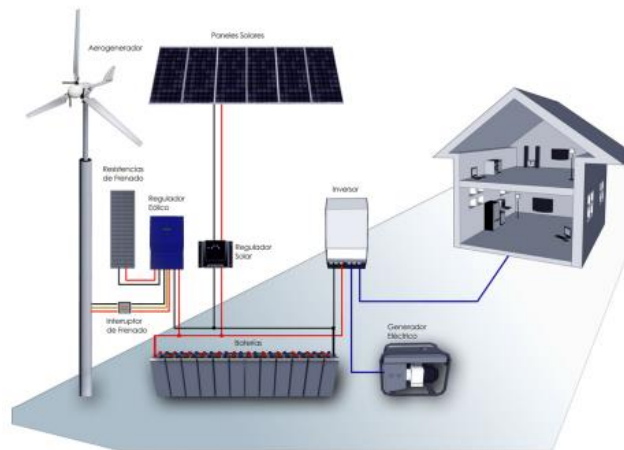


Ilustración 1 – Esquema instalación de autoconsumo híbrida eólica-solar fotovoltaica

Los elementos principales que componen la instalación son:

- Generador fotovoltaico: Constituido por 544 módulos fotovoltaicos de 405Wp y una estructura soporte con una inclinación de 58° que sustenta los módulos al tejado de la granja con una inclinación fija.
- Generador eólico: Dos aerogeneradores de 60kW de potencia nominal y una altura de buje de 28 metros, no contienen ni regulador de carga ni inversor, ya que estos elementos se encuentran conectados posteriormente conforme a la potencia total de la instalación.
- Sistema de acumulación de energía: Banco de baterías compuesto por 1.320 unidades reuniendo una capacidad total de 80.762Ah. Este sistema ha sido dimensionado para tener una autonomía de 4 días con un PLOL aceptado del 5%.
- Regulador de carga: Conectado al sistema de baterías para su protección. Se trata de un convertidor MPPT de potencia nominal 417.312 kW.

- Inversores: Se dimensionan para una potencia nominal de 340kW, escogiéndose una combinación de 17 inversores de 20kW cada uno.

4. Resultados

- Tras el análisis del emplazamiento y la demanda energética del establecimiento, se obtiene una instalación híbrida con una potencia total de 381kWp instalados, repartidor entre generadores eólicos y generadores fotovoltaicos.
- Con una inversión total de 1.564.991,36 euros y un coste anual de mantenimiento de 381 euros, el estudio de viabilidad económico obtiene valores positivos, con un TIR del 1%.

PRESUPUESTO INSTALACIÓN HÍBRIDA DE AUTOCONSUMO			
Elementos principales	€/W	W	TOTAL
Módulos fotovoltaicos	0,32	261000	83520
Aerogeneradores	1,09	120000	130757,76
Baterías	0,14	7753000	1085420
Inversores	0,3	340000	102000
Regulador de carga	0,3	417312	125193,6
Obra civil	€/W	W	
Mano de obra	0,1	381000	38100
Inversión TOTAL Instalación			1.564.991,36
Costes anuales			
Mantenimiento	1% de la Mano de obra		381 €

Ilustración 2 – Resultado económico de la instalación de autoconsumo híbrida

5. Conclusiones

El diseño de una instalación de autoconsumo aislada de gran potencia se encuentra con el inconveniente de no tener un mercado de equipos principales tan desarrollado como con el que cuentan las instalaciones de autoconsumo de menor potencia.

Además, se observa que la introducción de la energía eólica en una instalación de autoconsumo reduce el sobredimensionamiento al contar con un recurso mas constante y evitar de esta manera sobredimensionar la instalación para cubrir las necesidades en los meses más desfavorables.

6. Referencias

- [1] Ministerio para la Transición Ecológica. (2020). PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030.

MIXED SELF-CONSUMPTION INSTALLATION ON A STAND-ALONE FARM

Author: Calavia Herrero, Irene.

Supervisors: Cledera Castro, María del Mar / Palomar Herrero, Pilar.

Collaborating Entity: Comillas Pontifical University

ABSTRACT

This final degree thesis deals with the design and economic viability of a hybrid self-consumption installation using wind and solar photovoltaic energy to power an isolated agricultural society. The farm under study is located in the municipality of Cortes, in Navarra.

Keywords: Self-consumption, Photovoltaic solar energy, Wind energy, Wind turbine, photovoltaic module, Storage system, Stand-alone inverter, PVsyst.

1. Introduction

The European Union, based on the requirements of the Paris Agreement reached in 2015, determines the framework for energy and climate policy in Spain in order to respond in a coordinated and international manner to the climate challenge crisis.

The measures taken by Spain are set out in its National Integrated Energy and Climate Plan 2021-2030 (PINEC). This plan aims to achieve four specific levels of improvement in order to reduce emissions and improve the efficiency and deployment of renewable energies.

Among the objectives of the plan is to reach a 42% share of renewables in energy end use and 74% share of renewable energy in electricity generation. [1]

Therefore, this end-of-degree project aims to contribute to approaching these percentages by extending the concept of isolated self-consumption installations to those establishments that demand high power.

2. Project definition

This project consists of the design of a hybrid solar photovoltaic and wind self-consumption installation to supply an agricultural company that is isolated from the electricity grid. The aim of the project is to study the sizing of a hybrid system for off-grid self-consumption and to bring the concept of self-consumption to isolated establishments with high energy demand.

In order to analyze the site, the farm's energy demand has been studied to verify compliance with the second objective of the project, which has been carried out under the hypothesis of a location sufficiently far from a connection point to an electricity distribution network and the solar and wind resource has been analyzed, as both must be suitable for the installation to be carried out.

The sizing of the installation is divided into three points. Firstly, the wind power

installation has been designed by obtaining the wind speed density function using the Weibull distribution. The rest of the installation has been dimensioned by carrying out two different simulations using the "PVsyst" tool, one of them to dimension the photovoltaic modules and the other, twice the power, for the dimensioning of the accumulation system, charge regulator and inverters.

Finally, an approximate study of the economic viability of the project is carried out by calculating the financial parameters NPV (Net Present Value) and IRR (Internal Rate of Return).

3. Description of the installation

The designed self-consumption installation consists of a hybrid generation system with a total installed peak power of 381kWp and an annual production capacity of approximately 595,682.2 kWh.

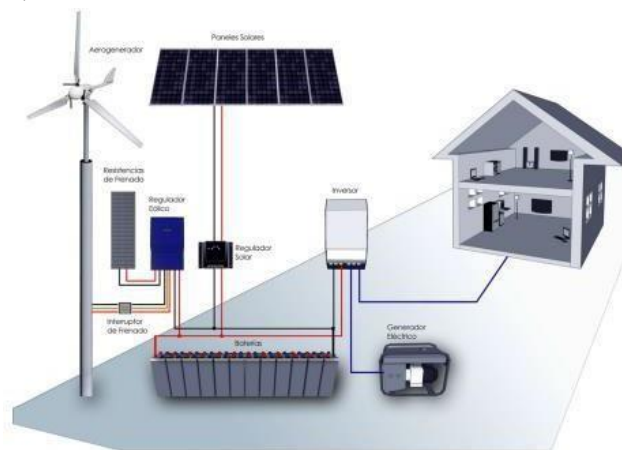


Ilustración 3 – Diagram of hybrid wind-solar photovoltaic self-consumption system

The main elements that make up the installation are:

- Photovoltaic generator: Consisting of 544 photovoltaic modules of 405Wp and a support structure with an inclination of 58° that supports the modules to the roof of the farm with a fixed inclination.
- Wind turbine generator: Two wind turbines with a rated output of 60 kW and a hub height of 28 metres, neither charge regulator nor inverter, as these elements are connected downstream in accordance with the total output of the installation.
- Energy storage system: Battery bank consisting of 1,320 units with a total capacity of 80,762Ah. This system has been dimensioned to have an autonomy of 4 days with an accepted PLOL of 5%.
- Charge controller: Connected to the battery system for protection. This is an MPPT converter with a rated power of 417.312 kW.

- Inverters: They are sized for a nominal power of 340kW, choosing a combination of 17 inverters of 20kW each.

4. Results

- After analysing the site and the energy demand of the establishment, a hybrid installation is obtained with a total installed power of 381kWp, divided between wind generators and photovoltaic generators.
- With a total investment of 1,564,991.36 euros and an annual maintenance cost of 381 euros, the economic viability study obtains positive values, with an IRR of 1%.

BUDGET FOR A HYBRID SELF-CONSUMPTION INSTALLATION			
Elements main	€/W	W	TOTAL
Modules photovoltaic	0,32	261000	83520
Wind turbines	1,09	120000	130757,76
Batteries	0,14	7753000	1085420
Investors	0,3	340000	102000
Charge regulator	0,3	417312	125193,6
Civil works	€/W	W	
Labour	0,1	381000	38100
TOTAL Investment Installation			1.564.991,36
Annual costs			
Maintenance	1% of Labour		381 €

Ilustración 4 – Economic resulto of the hybrid self-consumption system

5. Conclusions

The design of a large-scale isolated self-consumption installation has the disadvantage of not having a market for main equipment as developed as that of smaller-scale self-consumption installations.

In addition, it is observed that the introduction of wind energy in a self-consumption installation reduces over-sizing by having a more constant resource and thus avoiding over-sizing the installation to cover needs in the most unfavourable months.

6. References

[1] Ministerio para la Transición Ecológica. (2020). PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030.

Índice de la memoria

Memoria

1.	Introducción.....	6
2.	Estado de la cuestión	9
3.	Motivación	11
4.	Objetivos	12
5.	Normativa.....	13
6.	Objetivos de Desarrollo Sostenible	14
7.	Sistemas híbridos para autoconsumo.....	16
7.1.	<i>Energía eólica</i>	16
7.2.	<i>Energía solar fotovoltaica</i>	21
7.3.	<i>Instalaciones aisladas de la Red Eléctrica</i>	22
8.	Descripción.....	24
8.1.	<i>Emplazamiento</i>	24
8.2.	<i>Demanda energética</i>	26
8.3.	<i>Potencial eólico</i>	28
8.4.	<i>Recurso solar</i>	34
9.	Cálculos de la Instalación.....	37
9.1.	<i>Dimensionamiento instalación eólica</i>	37
9.2.	<i>Dimensionamiento instalación fotovoltaica</i>	42
9.3.	<i>Dimensionamiento del sistema de almacenamiento y regulador de carga</i>	60
9.4.	<i>Dimensionamiento del inversor</i>	64
10.	Presupuesto.....	65
11.	Estudio de la viabilidad económica.....	66
12.	Análisis y conclusiones	73
13.	Bibliografía.....	74

Anexos

ANEXO 1. Catálogo

ANEXO 2. Informes PVsyst

Índice de figuras

Imagen 1.	Objetivos de Desarrollo Sostenible	15
Imagen 2.	Principales componentes de la torre de un aerogenerador tipo	18
Imagen 3.	Elementos principales de la góndola	19
Imagen 4.	Esquema básico de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico.....	24
Imagen 5.	Emplazamiento	25
Imagen 6.	Ubicación del proyecto	25
Imagen 7.	Mapa eólico del emplazamiento	29
Imagen 8.	Velocidad del viento a una altura de 50 m	30
Imagen 9.	Variación de la velocidad del viento según el mes.....	32
Imagen 10.	Gráfico de la velocidad del viento según el mes	32
Imagen 11.	Variación de la velocidad del viento según la hora del día	33
Imagen 12.	Gráfico de la velocidad del viento según la hora del día.....	34
Imagen 13.	Coordenadas del emplazamiento en base de datos PVsyst.....	35
Imagen 14.	Tabla de valores de irradiancia mensuales obtenidos en PVsyst	36
Imagen 15.	Curva de potencia ADES PENDULAR WID TURBINE 60kW	38
Imagen 16.	Curva de la función de distribución de Weibull.....	40
Imagen 17.	Instalación autónoma fotovoltaica en PVsyst.....	43
Imagen 18.	Creación del proyecto en PVsyst.....	44
Imagen 19.	Inclinación para la optimización de producción en invierno.....	44
Imagen 20.	Características generales del tipo de perfil de carga.....	45
Imagen 21.	Demanda energética del establecimiento	46
Imagen 22.	Predimensionamiento de la instalación fotovoltaica	47
Imagen 23.	Selección del módulo escogido	51
Imagen 24.	Variación de la potencia según el nivel de Irradiancia en el módulo	51
Imagen 25.	Características básicas de la instalación fotovoltaica	52
Imagen 26.	Factor de pérdidas térmicas	53

Imagen 27.	Pérdidas óhmicas en el conjunto	53
Imagen 28.	Calidad del módulo y LID	54
Imagen 29.	Curva real de potencia para el diseño de la instalación	55
Imagen 30.	Pérdidas por desajuste según el diseño de la instalación	55
Imagen 31.	Pérdidas IAM del módulo	56
Imagen 32.	Simulación 3D de las pérdidas cercanas	58
Imagen 33.	Pérdidas por sombreado cercano en el diagrama solar	58
Imagen 34.	Resultados de producción mediante la instalación fotovoltaica	60
Imagen 35.	Demanda energética total	61
Imagen 36.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento	62
Imagen 37.	Elección del regulador de carga	63
Imagen 38.	Modelo ejemplo de inversor Huawei 20kW	64

Índice de tablas

Tabla 1.	Tipos de aerogeneradores según potencia	20
Tabla 2.	Consumo energético mensual y total anual de la sociedad agropecuaria.....	26
Tabla 3.	Análisis del mes más desfavorable.....	27
Tabla 4.	Valores característicos del viento a una altura $z_{\text{anemómetro}} = 50\text{m}$	29
Tabla 5.	Parámetros de viento a una altura $z_{\text{aerogen}} = 28\text{ m}$	31
Tabla 6.	Velocidad media del viento según el mes	33
Tabla 7.	Parámetros de Weibull a la altura de buje (28 m)	37
Tabla 8.	Características aerogenerador ADES PENDULAR WIND TURBINE 60kW	38
Tabla 9.	Valores obtenidos de la Función de Distribución de Weibull	40
Tabla 10.	Presupuesto de la instalación híbrida de autoconsumo	65

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

En un contexto energético como el de España, que necesita cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible pactados en 2015, cabe resaltar la importancia de las energías renovables y los sistemas de autoconsumo de cara a acercar a la realidad la idea de las ciudades sostenibles.

Nos encontramos en un país con grandes recursos para producir este tipo de energías y sin embargo estos objetivos están muy lejos de verse cumplidos por diversas razones y circunstancias. Hoy en día, nuestro país sigue teniendo una gran dependencia de las fuentes de energía no renovables. Esta forma de generar energía se denomina así ya que se encuentran en la naturaleza en una cantidad agotable, no se regeneran o lo hacen de una forma muy lenta en comparación con la esperanza de vida humana. Este tipo de fuentes producen mucha cantidad de energía en un corto periodo de tiempo y han sido los grandes impulsores de la industria. Pero entre sus múltiples desventajas se encuentra el grave daño irreversible que se le está causando a nuestro planeta, como por ejemplo su importante contribución al calentamiento global, como consecuencia de combustibles fósiles. Entre las principales energías no renovables se encuentran el petróleo, el gas natural, el carbón y la energía nuclear.

España todavía se encuentra en déficit energético al depender de combustibles fósiles exportados de otros países, y en el caso de la energía nuclear, a pesar de que ya no se abran nuevas centrales nucleares, muchas personas dependen de ellas en el norte del país, lo que dificulta la transición energética. Es por este motivo que, dado que nuestro estilo de vida está muy lejos de ir a poder reducir este consumo desorbitado de energía, debe ser la forma de producirla la que se adapte a las circunstancias.

El desarrollo de las fuentes renovables de energía es uno de los aspectos claves de la política energética nacional, ya que contribuyen a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, en particular del CO₂. Además, una mayor participación de las energías renovables en el balance energético disminuye nuestra dependencia de los productos petrolífero que nuestro país debe importar para generar todavía un alto porcentaje de la energía necesaria y que supone un gran gasto económico para el país. [1]

La Unión Europea, basándose en los requerimientos del Acuerdo de París alcanzado en 2015, determina el marco de la política energética y climática en España con el fin de responder de manera coordinada e internacional al reto de la crisis climática. En 2016, la Comisión Europea presentó el denominado “paquete de invierno” el cual contiene reglamentos y directivas en los que se incluyen diversas propuestas legislativas sobre energías renovables, eficiencia energética, diseño de mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de gobernanza para la Unión de la Energía. Esta nueva normativa política aporta las bases y condiciones sobre las que se llevarán a cabo las inversiones necesarias y promueve a los consumidores a formar parte directa de la transición energética.

De manera más concreta, la Unión Europea exige a cada Estado la elaboración de su propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). La presentación de dichos PNIEC de cada Estado miembro hacen posible la determinación del grado de compromiso conjunto y poder actuar en caso de posibles desvíos. El PNIEC de España tiene como objetivo alcanzar cuatro niveles de mejora concretos con el fin de reducir las emisiones y mejorar la eficacia y despliegue de energías renovables:

- Reducción en un 23 % de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- Mejora en un 39,9% de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

El objetivo a largo plazo al que se desea llegar con estos resultados es el de alcanzar la neutralidad climática de España en 2050. [2]

Más allá de los pactos y necesidades, las condiciones climatológicas y geográficas, convierte en un despilfarro absurdo no aprovecharlas. Comparando España con otros países europeos lo pone en evidencia ya que fue pionera en la generación de este tipo de energías no contaminantes y aun así se encuentra ocupando un puesto bajo en la tabla europea. Esta tabla la lidera el país alemán, consiguiendo un hito histórico en mayo de 2016 sosteniendo casi toda demanda del país por renovables, sin embargo, en su día a día solo se consume alrededor de un 33% en la mezcla energética y es que Alemania es un país con una altísima demanda energética. A nivel global son países como China, que avanza a pasos agigantados en sus instalaciones fotovoltaicas, Estados Unidos, que se encuentra a la cabeza en producción de energía eólica o India, la cual se posiciona en el quinto puesto produciendo energía renovable. Sin embargo, a pesar de que generan un bajo porcentaje en la mezcla energética ya que requieren de mucha energía por la enorme población e industria que tienen. Países como Brasil y Canadá aumentan dicho porcentaje siendo también grandes países. Estas grandes inversiones no vienen siempre ligadas al título de país más limpio, ya que países con menor inversión han llegado a sostenerse prácticamente de manera íntegra por energías renovables. Costa Rica es el mayor ejemplo de lo que buscamos ser en un futuro, llegando a utilizar únicamente un 1,9% de combustible fósil en 2016. Bután, Irlanda, Islandia y Suecia son también ejemplos a seguir, siendo fundamental la manera de pensar y de vivir de sus ciudadanos.

En España, sin embargo, las energías renovables ocupan alrededor del 40% de la energía total generada, porcentaje que poco a poco va aumentando y fluctúa dependiendo de los recursos naturales con los que se cuente cada año. Energías como la hidráulica ocupan el 11,9% o la eólica el 21,7%. Únicamente el 2% de esta energía es generada con carbón, pero las centrales nucleares siguen en la cumbre, tanto por su seguridad como por su productividad. [3]

2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

La obtención de energía para su uso en la vida cotidiana o profesional es uno de los puntos clave para mantener nuestro actual desarrollo y para mejorar el desarrollo humano en el futuro, pero todavía tenemos una gran dependencia de sistemas de obtención de energía contaminantes para el medioambiente, con un alto precio económico y provenientes de recursos no renovables, lo que significa que no se podrá depender de ellos eternamente ya que son agotables. En definitiva, hoy en día la mayor parte de energía del país se produce consumiendo recursos de forma irreversible y dañando nuestro planeta y a los seres vivos que habitamos en él, deteriorando nuestra salud y destrozando nuestro hábitat natural.

El incremento del precio del petróleo en estos últimos años hace necesario en España el replantearse su política sobre las energías renovables debido al grave impacto que tiene sobre el crecimiento de nuestra economía. Además, como se ha mencionado anteriormente, España debe cumplir unos objetivos de desarrollo sostenible que todavía está lejos de conseguir y que implica una gran inversión y una buena organización en el proceso para que nadie se vea enormemente perjudicado.

A nivel global esto se traduce en una gran crisis económica y ambiental que requiere un gran cambio. En este caso, el proyecto se centra en la idea del autoconsumo energético, un pilar fundamental en la transición energética y con múltiples ventajas. El incremento de precios de la electricidad, el abaratamiento de ciertas tecnologías renovables y las políticas de fomento de las energías no contaminantes han promovido la idea del autoabastecimiento energético entre los pequeños consumidores. Un autoabastecimiento energético mediante energías renovables significa no tener ninguna dependencia de los combustibles fósiles y demás energías no renovables. [4]

En cuanto al impacto económico, de empleo y social que supondrá esta transición energética dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, en primer lugar, se estima que las inversiones totales destinadas a alcanzar dichos objetivos serán de 241 mil millones en el periodo de 2021-2030, de las cuales el 38 % se destinará a renovables. Sin embargo, se

estima que la inversión en el PNIEC generaría un aumento del PIB del país entre 16500-25700 millones al año, el cual proviene principalmente del impulso económico generado por las inversiones en renovables, ahorro y eficiencia y redes. En el caso concreto de las renovables, el impacto sobre el PIB se reduce con los años ya que las inversiones también se verían reducidas. En cambio, el impacto producido por los efectos del cambio energético sigue siendo cada vez más positivo.

Por otra parte, este mismo estudio concluye que el PNIEC genera un aumento neto de empleo entre 253000 y 348000 personas por año, lo que supone una reducción de la tasa de paro, frente al Escenario Tendencial del 1,1% y el 1,6%. En particular, las inversiones en renovables serían las responsables de entre 107000 y 135000 empleos al año. [5]

El sistema de autoabastecimiento que se estudia en este proyecto se trata de un sistema mixto de mini-eólica, solar y fotovoltaica. Estas tres fuentes renovables pueden combinarse perfectamente y ser capaces de abastecer energéticamente un gran establecimiento si se tienen las condiciones necesarias. Esto hace muy interesante la idea de estudiar la viabilidad económica de este tipo de proyectos de cara a que pueda llevarse la idea del autoabastecimiento a todo tipo de edificios dentro de unas condiciones climatológicas óptimas.

3. MOTIVACIÓN

La razón principal que sustenta este proyecto es el autoconsumo de edificios aislados, a los que es muy complicado llevar la red eléctrica y en algunos momentos incluso puede no ser viable económicamente dependiendo de si dicha vivienda se encuentra sin ningún establecimiento cercano que requiera electricidad. Este tipo de edificios suelen ser casas rurales, granjas o incluso pequeños hoteles. El proyecto se centra en llevar electricidad de manera limpia a este tipo de establecimientos ya que la instalación de red eléctrica en esas zonas podría ser mucho más perjudicial para el medioambiente.

El autoconsumo fotovoltaico ha tomado un papel importante en estos últimos años, la Unión Española Fotovoltaica presentó a principios de este año un balance sobre el autoconsumo en 2020, que pese a ser un año muy complicado registró un total de 596 MW de nueva potencia fotovoltaica, la cual representa un 30% de aumento con respecto al año anterior. Un análisis más concreto de estos datos registra que el sector industrial representa el 56% de este aumento, un 23% el sector comercial y hasta un 19% en el sector doméstico. En este caso cabe destacar que el 2% restante corresponde a las instalaciones de autoconsumo aisladas de la red. [6]

Los resultados obtenidos en estos análisis dejan ver como el autoconsumo se abre paso dejando en manos de los ciudadanos un papel importante en la transición energética. Uno de los puntos clave para facilitar este tipo de instalaciones es la simplificación administrativa de los proyectos de autoconsumo, que también avanza en buen camino ya que algunas comunidades autónomas han eliminado o estudian eliminar las licencias de obra para instalaciones sobre tejado.

4. OBJETIVOS

Este proyecto pretende estudiar la posibilidad de llevar el concepto de autoconsumo a un establecimiento con gran demanda energética. Para ello se escoge una sociedad agropecuaria de gran envergadura situada en la Ribera de Navarra, limitando con Zaragoza.

En primer lugar, se realizará un estudio sobre una zona óptima para instalar un sistema de este tipo. Por un lado, debe tener unas condiciones climatológicas adecuadas para que el proyecto pueda ser rentable económicamente. A la hora de colocar una instalación de energía minieólica se deben tener en cuenta tres factores fundamentales como son la disposición de un espacio abierto lo suficientemente grande para poder colocar tensores y soportes a la torre o mástil del aerogenerador en caso de que el modelo elegido así lo requiera y que dicho espacio cumpla los requisitos legales para su uso para la instalación eólica, como ordenanzas municipales o requisitos estructurales. Además, el establecimiento elegido deberá contar con un espacio libre de obstáculos cercanos a la instalación, ya que podrían influir en la velocidad y dirección del viento o generar turbulencias que reducirían el rendimiento del aerogenerador. Por último, se debe analizar el factor viento o recurso eólico disponible, como dos componentes principales, consideramos la dirección del viento, que determinará la ubicación y orientación del aerogenerador y la velocidad del viento. Ambas magnitudes deberán considerarse en valores medios anuales, aunque en nuestro caso, al tratarse de un sistema híbrido en el que se cuenta con paneles fotovoltaicos para los meses de menos viento, será interesante hacer un estudio más preciso en los meses en los que se contará más con el recurso eólico que con el solar. [7]

En segundo lugar, al tratarse de un establecimiento con una importante demanda energética, el estudio de la viabilidad económica y del diseño del sistema, cumplen un importante papel.

5. *NORMATIVA*

El presente proyecto se ha realizado teniendo en cuenta el siguiente reglamento:

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el que se fijan las bases para la regulación del régimen económico de las renovables
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

6. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El objeto del presente apartado es el de realizar un análisis de la contribución del desarrollo de este proyecto al cumplimiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que fueron adoptados en el año 2015 por los Estados de las Naciones Unidas con el fin de erradicar la pobreza, conseguir proteger al planeta y garantizar la paz y prosperidad para el 2030. [8]

Los objetivos mencionados se numeran a continuación:

1. Fin de la pobreza
2. Hambre cero
3. Salud y bienestar
4. Educación de calidad
5. Igualdad de género
6. Agua limpia y saneamiento
7. Energía asequible y no contaminante
8. Trabajo decente y crecimiento económico
9. Industria, innovación e infraestructura
10. Reducción de las desigualdades
11. Ciudades y comunidades sostenibles
12. Producción y consumo responsable
13. Acción por el clima
14. Vida submarina
15. Vida de ecosistemas terrestres
16. Paz, justicia e instituciones sólidas
17. Alianza para lograr los objetivos



Imagen 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Al tratarse de un proyecto en el que se produce energía mediante medios renovables, contribuye claramente al cumplimiento de dos de ellos, el objetivo 7 y el objetivo 13. Además, se considera un proyecto innovador al estudiar nuevas posibilidades en las instalaciones de autoconsumo aisladas de la Red, por lo que se contribuye en parte al objetivo 9.

El ODS 7, en uno de sus puntos, garantiza un aumento considerable de la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes de energía. Actualmente, el desarrollo de proyectos de generación de energía mediante fuentes renovables como plantas fotovoltaicas o parques eólicos se encuentra en auge, pero llegará un momento en el que el desarrollo de nuevos proyectos de este tipo se vaya reduciendo a causa de falta de terrenos útiles y disponibles. Es por eso, que el papel de las instalaciones de autoconsumo cobra tanta importancia, ya que se genera en el mismo emplazamiento donde se consume y suele aprovechar la superficie disponible en los tejados.

Por consiguiente, este proyecto de autoconsumo también contribuiría al ODS 13, ya que la transición energética es vital para combatir el cambio climático y proteger el planeta.

7. SISTEMAS HÍBRIDOS PARA AUTOCONSUMO

Un sistema híbrido minieólico-solar fotovoltaico se basa en la combinación de ambos tipos de energía para un máximo aprovechamiento de los recursos del sol y viento.

Para un mejor entendimiento de este concepto, se procede a explicar brevemente el funcionamiento de cada uno de los recursos y las ventajas que puede suponer la explotación simultánea de ambos en un sistema como el que se estudia en este caso.

7.1. Energía eólica

La energía eólica consiste en el aprovechamiento de la energía cinética producida por las masas de aire, la cual se transforma en electricidad en los generadores eléctricos de los aerogeneradores mediante el movimiento de las aspas producido por el viento.

Se trata de una de las fuentes de energía más antiguas explotadas por el ser humano y más eficiente, que se ha ido desarrollando a lo largo de los años hasta llegar hoy en día a poder producir una gran cantidad de energía en cada aerogenerador.

7.1.1. Partes de un aerogenerador

Para entender el funcionamiento de un aerogenerador es necesario conocer las partes que lo componen. A rasgos generales, su comportamiento es bastante sencillo, las palas del aerogenerador giran gracias al movimiento de las masas de aire, y éste hace girar el rotor mediante un sistema de engranajes. La energía mecánica que produce dicho movimiento se transforma en energía eléctrica en el generador. Por tanto, los tres componentes principales son: el rotor, la multiplicadora o caja de engranajes y el generador eléctrico.

Para que se inicie el funcionamiento del aerogenerador, la velocidad del viento debe ser suficiente para producir energía, esto se mide con un anemómetro colocado en la parte superior. Además, para optimizar la producción de energía, los aerogeneradores se orientan en la dirección del viento mediante unos sistemas de giro y liberan los mecanismos de freno para obtener el libre movimiento del rotor. El rotor se compone principalmente por las palas

y el buje y es el encargado de convertir la energía cinética del viento en energía mecánica. Esta energía es transmitida a un eje lento, que conecta el buje a la multiplicadora cuya función es aumentar la velocidad de giro transmitiendo ésta al eje rápido. A la salida del eje rápido, la energía mecánica se transforma en energía eléctrica en el generador. Por último, la energía se distribuye hacia la base, donde se encuentra el transformador interno, que transforma la energía de baja tensión a alta tensión para que pueda distribuirse a la Red Eléctrica o ser consumida directamente en las instalaciones de autoconsumo.

Definiendo en mayor profundidad cada elemento principal, pueden separarse en las siguientes componentes:

Base

La base se sitúa en la parte inferior y suele albergar los armarios de baja tensión y celdas de maniobra de alta tensión.

Torre

Sobre la base se sustenta la torre y se trata del recorrido entre ésta y la góndola, en ella suele localizarse el transformador, que como se ha explicado anteriormente se encarga de elevar la tensión para su consumo o inyección a la Red Eléctrica. En cuanto a su función, realiza un papel importante elevando la góndola para aumentar el potencial eólico y optimizar la producción de energía.



Imagen 2. Principales componentes de la torre de un aerogenerador tipo

Góndola

Se sitúa en la parte superior y en ella se encuentran los elementos principales para el funcionamiento de la turbina.

- **Multiplicadora:** es un elemento accesorio, ya que existen modelos en la que la velocidad de giro del eje de la máquina eléctrica es igual a la velocidad de giro del roto. Sin embargo, lo más frecuente es contar con este elemento formado por un sistema de engranajes que aceleran la velocidad de rotación del rotor entre 50 y 80 veces para que ésta llegue al generador y accionarlo de corriente eléctrica. Tiene equipado un freno de disco que se acciona principalmente en labores de mantenimiento o en caso de producirse un fallo en el freno aerodinámico.
- **Generador:** su función consiste en transformar la energía cinética de rotación que le llega de la multiplicadora en energía eléctrica. Suele producir energía de baja tensión que luego será transformada en alta tensión por el transformador interno.

- Rotor: se encuentra en la parte delantera de la góndola y está formado por las palas y el buje.
 - Palas: giran habitualmente en el sentido de las agujas del motor por el efecto del viento sobre ellas y están unidas al rodamiento del buje a través de una corona de pernos que hacen girar al eje de manera longitudinal. Pueden ser de dos tipos: de paso fijo, las cuales no admiten su rotación sobre el eje, y de paso variable, en las que si se permite dicha rotación controlada.
 - Buje: este elemento es el encargado de transmitir la energía captada por las palas a la multiplicadora a través del eje lento. En él se aloja el *pitch*, que es el sistema que controla la rotación sobre el eje de las palas.

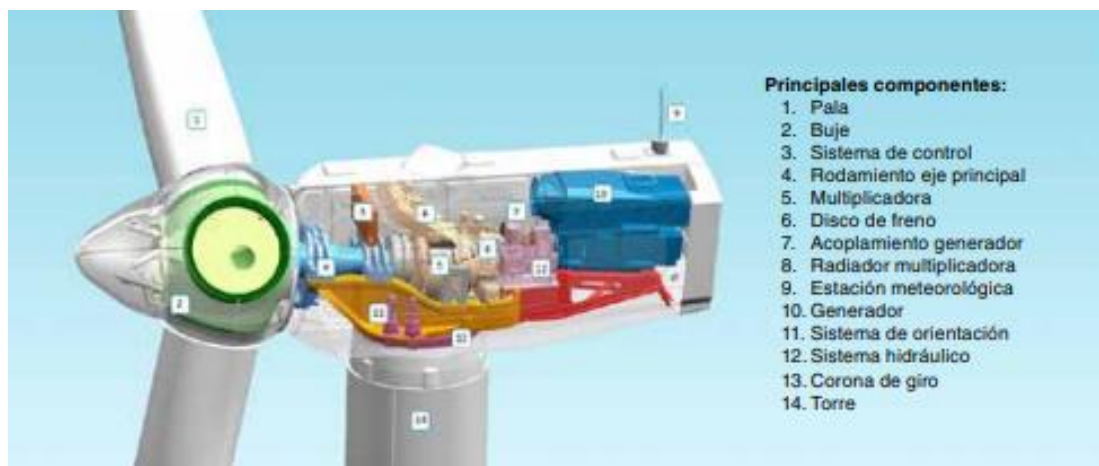


Imagen 3. Elementos principales de la góndola

7.1.2. Tipos de Aerogeneradores

Existen varios tipos de aerogeneradores, clasificados por distintas características.

En primer lugar, se distinguen por su **tamaño**, que implica la cantidad de energía que pueda generar cada aerogenerador según la función que vaya a desarrollar.

Tabla 1. Tipos de aerogeneradores según potencia

<i>Tipo</i>	<i>Potencia</i>	<i>Funciones principales</i>
Microaerogeneradores	<1kW	Embarcaciones, sistemas de comunicación,
Miniaerogeneradores	[1-10]kW	Granjas, Viviendas aisladas, sistemas híbridos
Pequeña potencia	[10-100]kW	Comunidades de vecinos, empresas, tratamientos de agua
Media potencia	[100-1.000]kW	Parques eólicos en tierra y mar
Alta potencia	[1.000-10.000]kW	Parques eólicos en tierra y mar
Muy alta potencia	>10.000kW	En desarrollo

Este proyecto estudiará la posibilidad de elegir entre un miniaerogenerador o uno de pequeña potencia.

Por otra parte, los aerogeneradores pueden clasificarse **según su disposición**, separándose en aerogeneradores verticales y horizontales.

- Eje horizontal, como su propio nombre implica, el eje de giro del rotor está posicionado en horizontal. Son los aerogeneradores más comunes y más eficientes. Dentro de este tipo se pueden reconocer aerogeneradores horizontales a barlovento o sotavento, barlovento implica que el rotor se coloque enfrente al viento y anterior a la propia torre, de manera que el viento incide directamente sin salvar ningún obstáculo previo, sin embargo, en posición a sotavento el rotor se dispone detrás de la torre, lo cual reduce la extracción de energía.
- Eje vertical, son menos comunes y de eficiencia menor, el eje de giro se encuentra perpendicular a la dirección natural del viento.

7.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento de la radiación solar mediante su transformación directa en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico, que consiste en la emisión de electrones por un material cuando se ilumina con radiación electromagnética.

Para cuantificar la energía y potencia producida por este tipo de energía renovable se deben conocer los siguientes términos:

- Radiación solar: Es la energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: Energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .
- Irradiación: Energía incidente en una superficie por una unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m^2 .

7.3. Instalaciones aisladas de la Red Eléctrica

Este tipo de instalaciones se suelen ver en establecimientos en los que es muy complicado llevar la electricidad desde la red eléctrica de distribución. De esta manera, la energía se produce en el mismo sitio en el que se va a consumir, evitando así la necesidad de un punto de conexión cercano a una red de distribución y las pérdidas producidas por el transporte de la energía desde el centro de producción hasta el lugar donde se inyecta la energía.

La mayor parte de estas instalaciones se encuentran en establecimientos rurales aislados de un entorno urbano, en los que es muy complicado o conlleva un gasto económico muy elevado llevar la electricidad.

Las instalaciones aisladas de la red eléctrica se dimensionan de diferente manera a los sistemas de producción convencionales. El diseño de estas instalaciones se realiza partiendo de las necesidades del consumidor, asegurando el abastecimiento de energía continuo, estando únicamente conectado a un sistema de producción y con el apoyo de una instalación de almacenamiento de energía.

Los sistemas de acumulación de energía (sistemas de baterías), son los encargados de guardar la energía en los momentos en los que hay mayor producción que consumo y viceversa, abastecen de electricidad al establecimiento en los momentos en los que se requiere de electricidad y no se dispone de un recurso de producción suficiente.

A pesar de que con el concepto de sistema híbrido se pretende combinar ambos recursos de tal manera que siempre se produzca energía, el sistema de baterías ofrece una red de seguridad contra situaciones climatológicas donde no se llegue a la producción necesaria en el momento.

Los equipos principales que conforman una instalación híbrida aislada de la red eléctrica son:

- Aerogeneradores: elementos encargados de transformar la energía cinemática del viento en energía eléctrica. Como se explicó anteriormente, en estas instalaciones se consideran aerogeneradores de baja potencia.
- Módulos fotovoltaicos: elementos encargados de transformar la radiación solar a partir del efecto fotovoltaico, en energía eléctrica.
- Regulador de carga: elemento encargado de regular la corriente que absorbe la batería, con el fin de evitar fallos por sobrecarga y evitar pérdidas al aumentar el aprovechamiento de la energía producida en los paneles.
- Inversor autónomo: transforma la corriente continua producida en el aerogenerador y en los módulos fotovoltaicos. El inversor es capaz de captar la energía de los elementos generadores o del banco de baterías y convierte la corriente continua de éstos en corriente alterna que poder enviar directamente al consumidor.
- Sistemas de acumulación de energía (banco de baterías): Sistema encargado de acumular la energía que no es consumida en el momento de su producción. Las baterías almacenan la energía en corriente continua y en caso de que la potencia inyectada en el inversor por los elementos generadores no fuera suficiente, el sistema de baterías proporcionaría la energía necesaria hasta alcanzar la demanda requerida.
- Generador eléctrico: sistema de generación independiente mediante combustible Diesel, capaz de producir en corriente alterna sin dependencia de ningún factor externo como método de respaldo a la instalación.

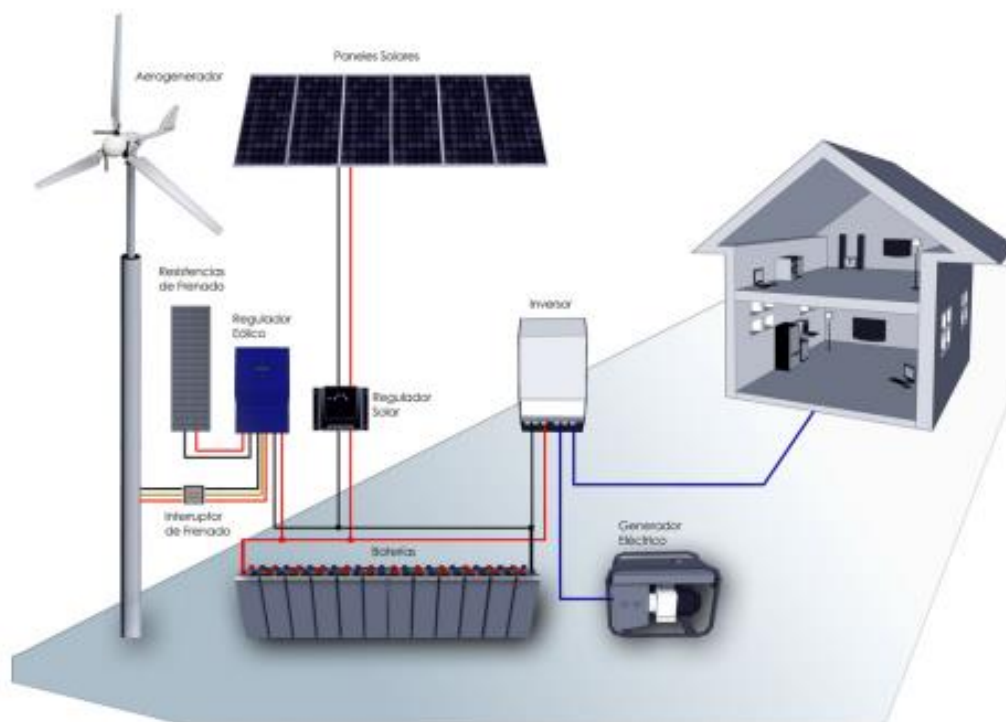


Imagen 4. Esquema básico de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico

8. DESCRIPCIÓN

8.1. Emplazamiento

El proyecto se desarrolla en una granja situada en el término municipal de Cortes (Navarra), la cual posee una gran demanda energética debido a su alta actividad. Se desconocen las labores exactas que se realizan en dicha sociedad agropecuaria, pero con las facturas de la luz se ha realizado un análisis de la demanda energética media de cada mes.

Para poder plantear el estudio de este tipo de instalación, debe tenerse en cuenta las condiciones climatológicas de la zona y su normativa al respecto. La zona escogida se caracteriza por sus fuertes vientos durante todo el año y alta radiación por metro cuadrado.

- Latitud: 41,915950
- Longitud: -1,444872

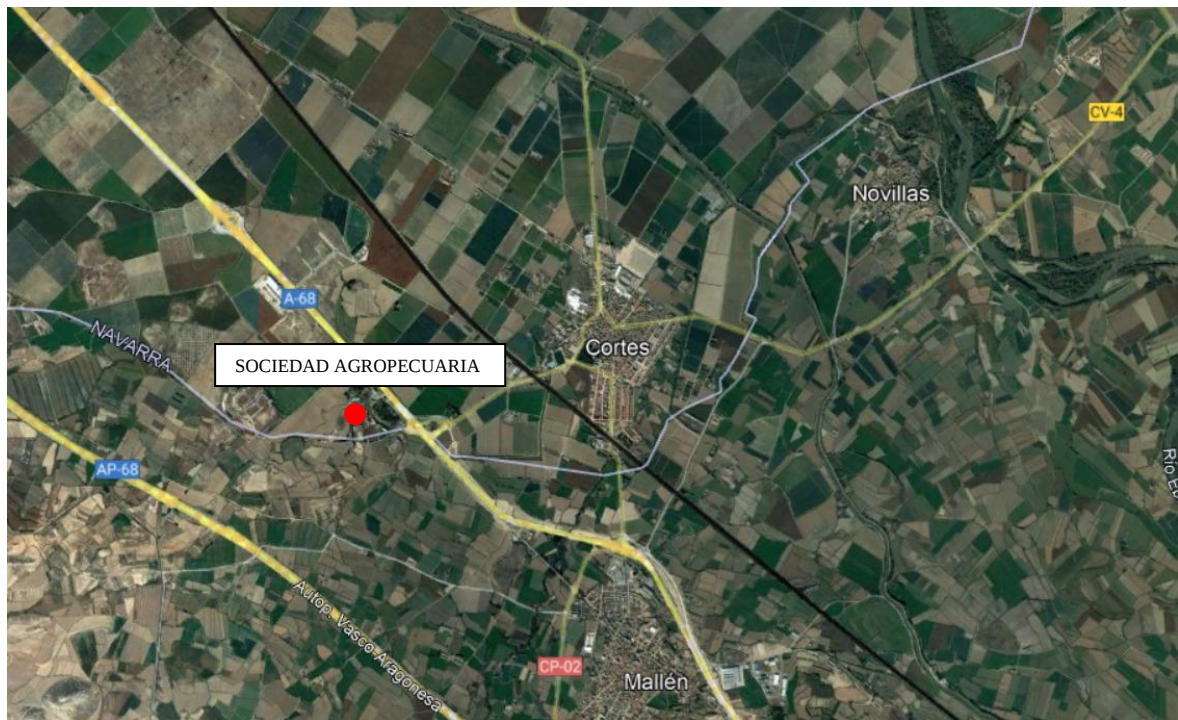


Imagen 5. Emplazamiento



Imagen 6. Ubicación del proyecto

La sociedad agropecuaria sobre la que se realiza el estudio ya posee una instalación eléctrica conectada a red y se encuentra cerca de otros establecimientos y viviendas. En la realidad,

no se trata de una granja aislada y a la que fuera complicado llevar la electricidad, como sería el caso en el que se podría plantear este tipo de sistema de generación híbrido.

Sin embargo, esta situación se supone de manera hipotética con el fin de estudiar este tipo de instalaciones de autoconsumo para el caso de una demanda de carga muy alta y contando con unas condiciones climatológicas favorables.

Por tanto, para que el estudio de este proyecto tenga un punto de partida lógico, se supone la granja definida anteriormente, situada en un emplazamiento alejado de puntos de conexión a red u otros emplazamientos o viviendas que pudieran contar con un sistema de distribución de electricidad ya instalado. De esta manera, el estudio de una alternativa de generación completamente autónoma podría ser económicamente rentable.

8.2. Demanda energética

Para realizar el dimensionamiento eléctrico de toda la instalación se ha obtenido la demanda energética necesaria mediante la media de las facturas de electricidad recogidas durante tres años, considerándose suficientemente representativo para realizar el estudio. Las facturas han sido facilitadas por el dueño del establecimiento y a partir de ellas se ha conseguido tener una idea real de los kWh necesarios que deben ser producidos por día y por mes, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2. Consumo energético mensual y total anual de la sociedad agropecuaria

	Consumo medio diario [kW*h/día]		Consumo mensual [kW*h/mes]
Enero	1.228,77	31	38.092,00
Febrero	1.230,14	29	35.674,00
Marzo	1.247,58	31	38.675,00
Abril	1.221,50	30	36.645,00
Mayo	1.454,06	31	45.076,00
Junio	1.513,20	30	45.396,00
Julio	1.832,42	31	56.805,00

Agosto	1.799,23	31	55.776,00
Septiembre	1.592,33	30	47.770,00
Octubre	1.429,94	31	44.328,00
Noviembre	1.254,40	30	37.632,00
Diciembre	1.247,77	31	38.681,00
Consumo total anual [kW*h]			520.550,00
Consumo total anual [kW*h]* CS (el CS=110%)			572.605,00

El dimensionamiento, tanto eólico como fotovoltaico se realizará con un consumo mensual medio. Además, se tendrá en cuenta el mes más desfavorable relacionando el recurso eólico y fotovoltaico con la demanda energética necesaria de cada mes.

En la tabla mostrada a continuación se hace un estudio rápido y aproximado del mes más desfavorable, siendo λ un valor que representa la relación entre el consumo y el recurso eólico y fotovoltaico mensual:

$$\lambda = \frac{\text{Consumo energético}}{\text{recurso solar} * \text{recurso eólico}}$$

Tabla 3. Análisis del mes más desfavorable

	Eólica: v [m/s]	Solar: kWh/m ² a 40º	Consumo energético kWh	λ
Enero	4,762	63,6	38092	125,764
Febrero	4,955	78,9	35674	91,254
Marzo	5,532	129,5	38675	53,986
Abril	5,340	154,4	36645	44,449
Mayo	4,762	209,4	45076	45,201
Junio	4,666	205,8	45396	47,273
Julio	5,099	227,6	56805	48,947
Agosto	4,426	209	55776	60,302

Septiembre	4,281	149,6	47770	74,585
Octubre	4,714	111,3	44328	84,484
Noviembre	4,810	59	37632	132,593
Diciembre	4,666	53,4	38681	155,239

Dado que el mes más desfavorable es diciembre, se supone que no habrá problema al dimensionar la instalación mediante el valor medio de consumo, ya que no es un mes de alta demanda energética con respecto a los meses de verano. Para solucionar este problema, se dimensionará la instalación fotovoltaica para optimizar la producción en los meses de invierno. Con esto, la irradiación efectiva en los módulos será más regular para todos los meses. Todo esto se comprueba al realizar la simulación mediante PVsyst, ya que ofrece un informe en el que se puede comprobar la energía producida y requerida cada mes.

8.3. Potencial eólico

La zona geográfica en la que se encuentra el establecimiento a estudiar cuenta con buenos valores de recurso eólico, este estudio se ha realizado contrastando valores en dos herramientas, Global Wind Atlas y Mapa Eólico Ibérico (CENER). Ambas herramientas poseen una amplia base de datos sobre el recurso eólico a diferentes alturas introduciendo las coordenadas exactas. [8]

A través del Mapa Eólico facilitado por CENER (Centro Nacional de Energías Renovables) se obtienen los valores de la densidad del aire, la velocidad media y valores necesarios para obtener la distribución de Weibull como el parámetro de escala (c , [m/s]) y el factor de forma (k) cuya utilidad se explicará más adelante en el punto “9.1 Dimensionamiento eólico”.



Imagen 7. Mapa eólico del emplazamiento

Como se puede observar en la imagen anterior, la herramienta utilizada te facilita los datos necesarios para realizar el estudio de viento del emplazamiento exacto. Estos datos se miden a 50 m de altura y posteriormente habrá que extrapolarlos a la altura del buje del aerogenerador seleccionado.

La información obtenida se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4. Valores característicos del viento a una altura $z_{\text{anemómetro}} = 50\text{m}$

z[m] medida velocidad	50
Vmedia [m/s], en z	5,5765
c[m/s], en z	6,2197
k, en z	1,5996

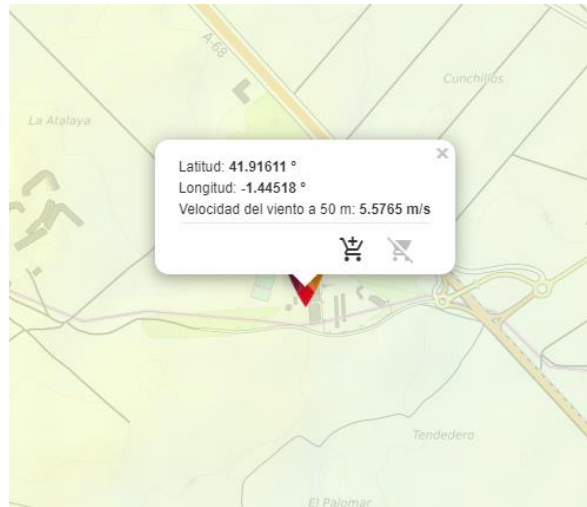


Imagen 8. Velocidad del viento a una altura de 50 m

Para extrapolar esos datos a la altura del aerogenerador que se va a instalar en el establecimiento de estudio, se aplica la ley potencial en la velocidad de viento, a partir de las siguientes fórmulas:

$$v(z_{aerogen}) = v(z_{anemometro}) * \left(\frac{z_{aerogen}}{z_{anemometro}} \right)^{\alpha}$$

Donde:

- $z_{aerogen}$: es la altura a la que se encuentra el buje del aerogenerador.
- $z_{anemometro}$: es la altura donde se encuentra el anemómetro registrado en la herramienta web de la que se han obtenido los datos anteriores.
- $v(z_{aerogen})$: es la velocidad del viento a la altura en la que se encuentra el buje del aerogenerador que se pretende instalar.
- $v(z_{anemometro})$: es la velocidad del viento a la altura del anemómetro anteriormente mencionado.
- α : es el coeficiente que representa la rugosidad que sufre el emplazamiento debido al relieve del terreno y la temperatura. En este caso se ha calculado mediante la fórmula que se muestra debajo, pero también es posible estimarlo.

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 * LN(v(z_{anemómetro}))}{1 - 0.088 * LN\left(\frac{v(z_{anemómetro})}{10}\right)}$$

Además de la velocidad del viento, se requiere obtener los parámetros necesarios para calcular la distribución de Weibull. Estos parámetros son de escala (c, [m/s]) y el factor de forma (k) y también los ofrece la base de datos de IDEA, su aplicación se verá en el más adelante, cuando se expliquen los cálculos necesarios para realizar la distribución de Weibull de la velocidad del viento.

Para extrapolar los parámetros de Weibull se aplican las fórmulas mostradas a continuación:

$$k(z_{aerogen}) = k(z_{anemómetro}) * \frac{1 - 0.088 * LN\left(\frac{z_{anemómetro}}{10}\right)}{1 - 0.088 * LN\left(\frac{z_{aerogen}}{10}\right)}$$

$$c(z_{aerogen}) = c(z_{anemómetro}) * \left(\frac{z_{aerogen}}{z_{anemómetro}}\right)^\beta$$

$$\beta = \frac{0.37 - 0.088 * LN(c(z_{anemómetro}))}{1 - 0.088 * LN\left(\frac{z_{anemómetro}}{10}\right)}$$

En la siguiente Tabla se muestran los valores obtenidos al aplicar las fórmulas de extrapolación a una altura $z_{aerogen} = 28 \text{ m}$, suponiendo un aerogenerador de 60kW para una primera aproximación.

Tabla 5. Parámetros de viento a una altura $z_{aerogen} = 28 \text{ m}$

V_{media} [m/s], en z aerogenerador	4,810
alpha	0,255
c[m/s], en z aerogenerador	5,167
beta	0,320
k, en z aerogenerador	1,510

Mediante la herramienta “Global Wind Atlas” se conoce la diferencia entre la velocidad del viento dependiendo de los meses del año y las horas del día lo que permitirá trabajar con los meses más desfavorables y hacerse una idea del recurso eólico del que se dispondrá según la hora del día.

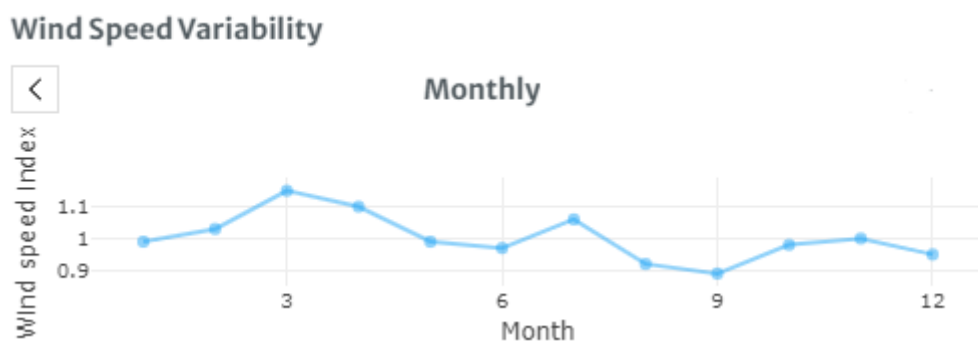


Imagen 9. Variación de la velocidad del viento según el mes

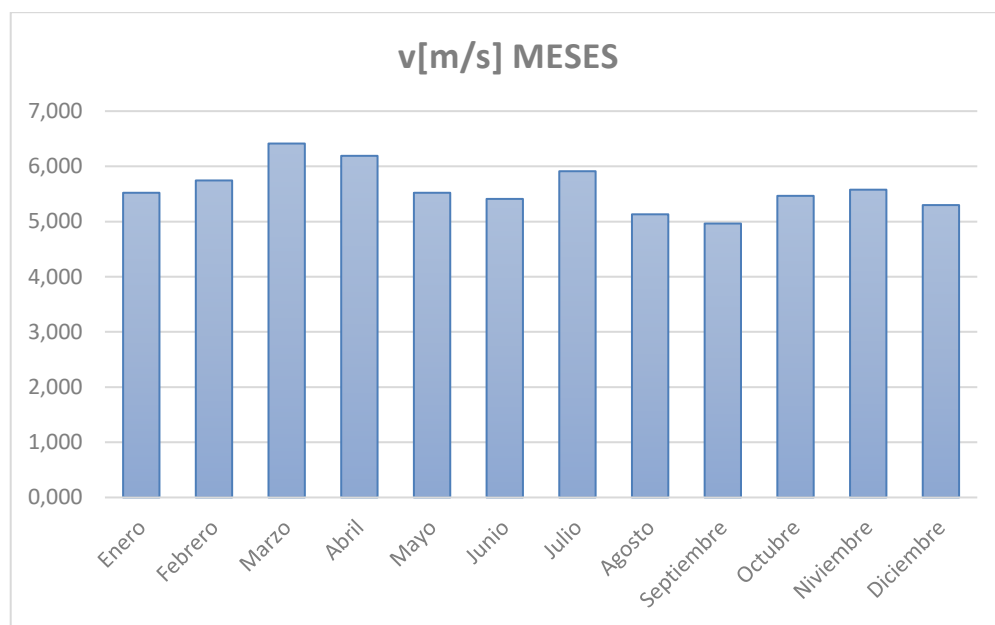


Imagen 10. Gráfico de la velocidad del viento según el mes

Tabla 6. *Velocidad media del viento según el mes*

Velocidad viento	
MESES	
Enero	4,574 m/s
Febrero	4,759 m/s
Marzo	5,314 m/s
Abril	5,129 m/s
Mayo	4,574 m/s
Junio	4,482 m/s
Julio	4,898 m/s
Agosto	4,251 m/s
Septiembre	4,112 m/s
Octubre	4,528 m/s
Noviembre	4,621 m/s
Diciembre	4,482 m/s

La velocidad del viento no varía de manera significativa dependiendo del mes, sin embargo, si cabe destacar las altas velocidades en los meses de abril y mayo. Por tanto, de cara al dimensionamiento de la instalación, se tomará la velocidad media del viento.

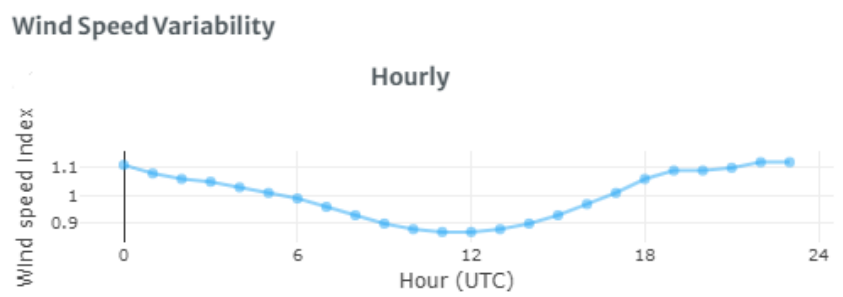


Imagen 11. *Variación de la velocidad del viento según la hora del día*

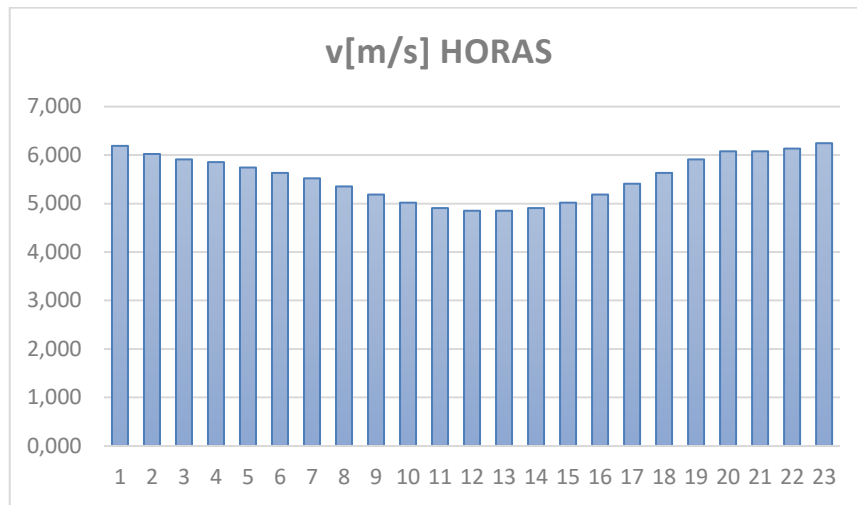


Imagen 12. Gráfico de la velocidad del viento según la hora del día

Al contrario que la variación mensual, se considera notable el cambio en la velocidad del viento según la hora del día. Este hecho se tiene en cuenta de manera cualitativa, ya que se considera a la hora de la hibridación de ambos recursos para cubrir la demanda energética en el total de las horas del día.

8.4. Recurso solar

La medición del recurso solar fotovoltaico del que se dispone en el emplazamiento del presente proyecto se obtendrá a partir del software PVSyst. Esta herramienta dispone de bases de datos meteorológicos actualizados de cualquier ubicación que se desee.

PVSyst distingue entre dos tipos de bases de datos meteorológicos, los datos mensuales y datos horarios. Los datos mensuales se encontrarán en el sistema como archivos “.sit” y están asociados a cada sitio geográfico y los datos horarios, que se encuentran como archivos “.met” y se obtienen a partir de los mensuales. Estos últimos son los que utilizará el programa para realizar la posterior simulación. [9]

Ambas bases de datos muestran la irradiancia global horizontal, la radiación difusa horizontal, la temperatura ambiente y la velocidad del viento en las coordenadas indicadas.

Para obtener las bases de datos mencionadas, se accede desde la interfaz de PVsyst a “Base de Datos/Sitios geográficos”. En este punto, el programa muestra aquellas bases de datos ya existentes, pero también da la posibilidad de cargar una nueva ubicación mediante un mapa interactivo o introduciendo las coordenadas del emplazamiento deseado.

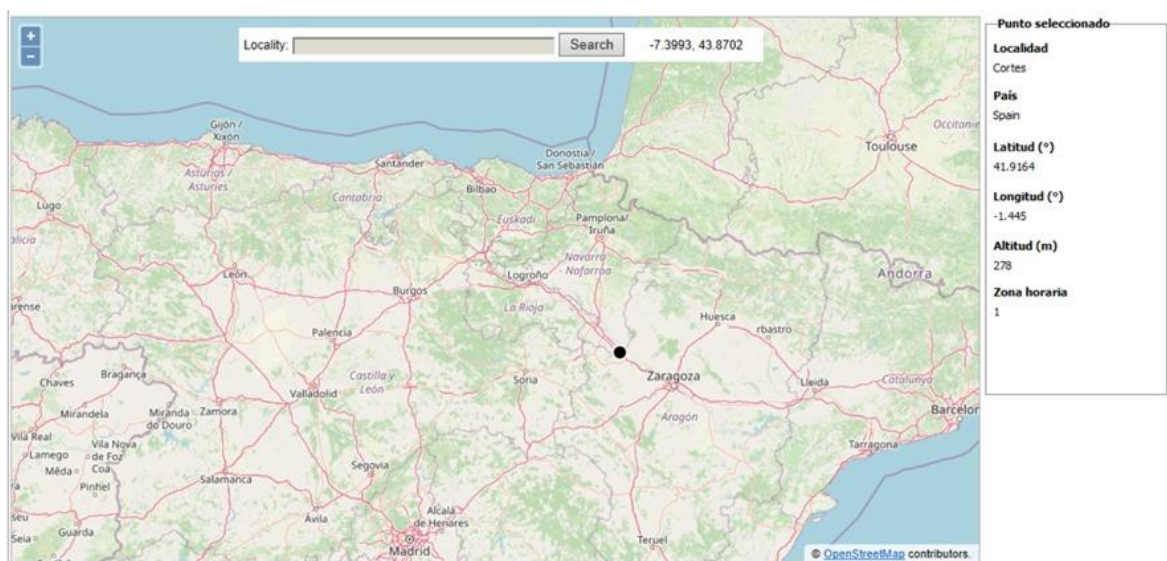


Imagen 13. Coordenadas del emplazamiento en base de datos PVsyst

Para importar al programa la base de datos de una nueva ubicación se pueden extraer los datos de tres plataformas: Meteonorm 7.3, NASA-SSE y PVGIS TMY. En el caso del actual proyecto, se seleccionará PVGIS, ya que se trata de la base de datos más detallada y actualizada del momento. Instantáneamente se guardará esta ubicación con la información deseada en la base de datos del programa y almacenará tanto los datos mensuales como los horarios.

Sitio: **Cortes (España)**

Fuente de datos: Cortes_PVGIS_API1_TMY.SIT -- PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB

	Irradiación horizontal global	Irradiación difusa horizontal	Temperatura	Velocidad del viento	Humedad relativa
	kWh/m ² /mes	kWh/m ² /mes	°C	m/s	%
Enero	63.6	26.2	7.2	3.64	83.3
Febrero	78.9	33.6	10.4	4.04	75.4
Marzo	129.5	53.4	10.9	5.25	72.8
Abril	154.4	66.7	12.4	3.76	70.1
Mayo	209.4	70.0	16.9	5.00	64.6
Junio	205.8	72.0	19.4	4.81	69.7
Julio	227.6	64.0	22.3	4.73	65.1
Agosto	209.0	55.7	23.8	3.84	63.0
Septiembre	149.6	51.2	22.6	2.60	62.6
Octubre	111.3	39.4	19.3	2.81	69.9
Noviembre	59.0	31.7	13.0	3.03	77.9
Diciembre	53.4	22.6	6.9	3.05	80.0
Año	1651.5	586.5	15.4	3.9	71.2

Datos requeridos

☒ Irradiación horizontal global

☒ Temperatura ext. promedio

Datos adicionales

☒ Irradiación difusa horizontal

☒ Velocidad del viento

☐ Turbidez Linke

☒ Humedad relativa

Unidades de irradiación

☐ kWh/m²/día

☒ kWh/m²/mes

☐ MJ/m²/día

☐ MJ/m²/mes

☐ W/m²

☐ Índice de claridad Kt

Imagen 14. Tabla de valores de irradiancia mensuales obtenidos en PVsyst

9. CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN

9.1. Dimensionamiento instalación eólica

Se debe dimensionar la instalación eólica del sistema para conocer la energía eléctrica que se obtendrá gracias al recurso eólico. Como se ha descrito anteriormente, esto se realiza mediante la distribución de Weibull, para lo cual se necesitan sus parámetros característicos y la velocidad media del viento a la altura del buje.

Tabla 7. Parámetros de Weibull a la altura de buje (28 m)

Vmedia [m/s], en z aerogenerador	4,810
alpha	0,255
c[m/s], en z aerogenerador	5,167
beta	0,320
k, en z aerogenerador	1,510

Para realizar un primer cálculo que permita hacerse una idea de la magnitud necesaria del aerogenerador, se supone una potencia nominal aproximada y se obtiene un primer valor de energía producida anual.

Para este proyecto, se ha realizado la estimación de energía producida mediante aerogeneradores de 20 kW, 60 kW, 100kW y 200kW, escogiendo finalmente un aerogenerador tipo de 60 kW, ya que, como se mostrará a continuación, con la colocación de dos aerogeneradores se consigue producir la energía anual requerida con un coeficiente de seguridad adecuado. Además, la altura de buje no supera los 30 metros, lo que evitaría conflictos ante restricciones medioambientales.

Las especificaciones técnicas de los aerogeneradores son aportadas por cada fabricante y de ellas se puede obtener información como la altura de buje, el diámetro de pala, la potencia nominal y una tabla o gráfico donde se represente la potencia que genera el aerogenerador dependiendo de la velocidad del viento incidente en él.

Tabla 8. Características aerogenerador ADES PENDULAR WIND TURBINE 60kW

ADES PENDULAR WIND TURBINE 60kW	z[m] aerogenerador	28
	D [m] aerogenerador	29
	Pn [kW] aerogenerador	60

A pesar de que la potencia nominal del aerogenerador pueda ser útil para hacerse una idea de la capacidad de generación de energía que posee, esa potencia únicamente representa la máxima potencia alcanzada a una velocidad de viento nominal, que marcará el fabricante. Esto hace que los aerogeneradores se dividan en vientos bajos, medios y altos, según sus velocidades nominales.

En este caso, se ha utilizado un aerogenerador de vientos bajos, ya que la altura de buje es pequeña en comparación con un aerogenerador de alta potencia y las velocidades de viento a esa altura no serán muy grandes.

Por tanto, lo que realmente se necesita para relacionar la potencia generada con la velocidad de viento, es la curva de potencia, la cual puede encontrarse en el catálogo de cada aerogenerador.

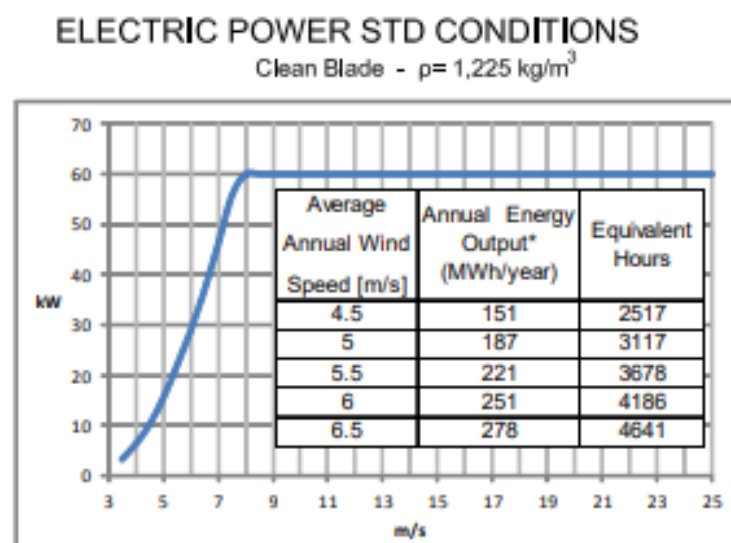


Imagen 15. Curva de potencia ADES PENDULAR WID TURBINE 60kW

9.1.1. Energía producida por un aerogenerador

Para obtener la potencia anual media generada por los aerogeneradores se debe describir mediante estadística, la variación de las velocidades del viento. Para ello, el método más común es la distribución de Weibull.

Mediante la distribución de Weibull se obtiene la función de la densidad de probabilidad de la velocidad del viento. Esta función expresa la probabilidad de ocurrencia de que se dé un valor de velocidad en el viento. Dicha función se define de la siguiente manera:

$$f(v_i) = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\frac{v_i}{c}\right)^{(k-1)} * e^{\left[-\left(\frac{v_i}{c}\right)^k\right]}$$

Siendo c y k los parámetros de Weibull definidos anteriormente y v_i la velocidad de viento estudiada.

Para obtener la curva de la función de distribución, se divide el rango posible de velocidades que se va a estudiar (0 a 12 m/s) en intervalos más pequeños, en este caso, se obtienen valores cada 0,5m/s.

Los cálculos necesarios para el dimensionamiento eólico se han realizado mediante Excel. Este programa tiene la función de distribución de Weibull ya definida, por lo que la obtención del resultado se ha conseguido llamando a dicha función mediante el comando “DIST.WEIBULL(v_i ; k ; c ;1)”. Este comando obtiene la función de distribución acumulada, por tanto, para obtener los puntos que forman la función de distribución de Weibull, se realizará mediante la resta de la función de distribución acumulada en los puntos de los intervalos: “DIST.WEIBULL($v_{i+0.5}$; k ; c ;1) - DIST.WEIBULL($v_{i-0.5}$; k ; c ;1)”.

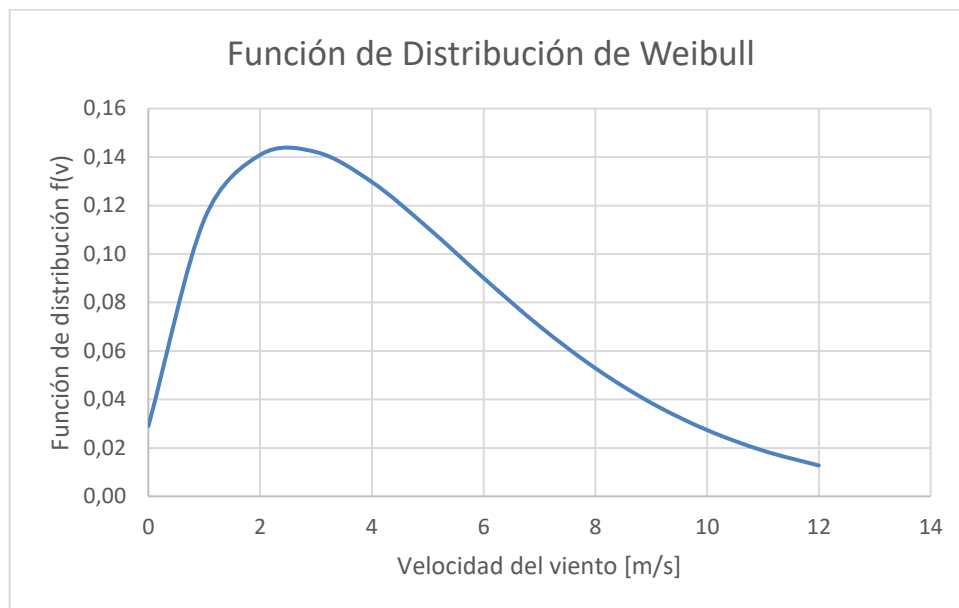


Imagen 16. Curva de la función de distribución de Weibull

Finalmente, para obtener la distribución de la potencia generada según la velocidad del viento, se multiplica la distribución de velocidad del viento por la curva de potencia del aerogenerador.

Tabla 9. Valores obtenidos de la Función de Distribución de Weibull

Rango de velocidades [m/s]		Función de Distribución		Potencia Aerogenerador [kW]	Distribución Potencia [kW]
		$f(v_i)$	$F(v_i)$		
0	0,5	0,03	0,03	0	0,000
0,5	1,5	0,11	0,14	0	0,000
1,5	2,5	0,14	0,28	0	0,000
2,5	3,5	0,14	0,43	4	0,568
3,5	4,5	0,13	0,56	7	0,908
4,5	5,5	0,11	0,67	17	1,885
5,5	6,5	0,09	0,76	30	2,703
6,5	7,5	0,07	0,83	47	3,302
7,5	8,5	0,05	0,88	61	3,225

8,5	9,5	0,04	0,92	60	2,314
9,5	10,5	0,03	0,95	60	1,640
10,5	11,5	0,02	0,96	60	1,133
11,5	12,5	0,01	0,98	60	0,764

La potencia media producida por el aerogenerador se obtiene con la suma total de los valores de la distribución de potencia, consiguiendo así un valor de 18,44kW.

$$P_m = \sum P_{\text{aerogenerador}}(v_i) * f(v_i) = 18,44 \text{ kW}$$

Para conocer la producción total de energía que generará el aerogenerador en un año, este valor se multiplica por el número de horas que contiene un año.

$$E_{\text{anual}} = P_m * 8760 = 161.568,84 \text{ kW} * h$$

Sin embargo, en el proceso de producción, se deben tener en cuenta un porcentaje de pérdidas. Estas pérdidas las proporciona el proveedor y vienen definidas en el catálogo dentro del rendimiento del equipo. En este caso, el aerogenerador escogido tiene un rendimiento del 96%.

$$\text{Producción}_{\text{final}} = E_{\text{anual}} * 0.96 = 155.106,09 \text{ kW} * h$$

Este valor de producción final se trata de la energía producida por un aerogenerador en un año.

9.1.2. Elección del número de aerogeneradores

Para la elección del número de aerogeneradores necesarios para cubrir la demanda energética del establecimiento, se tiene en cuenta que este método de producción abastece el 50% de dicha demanda.

El consumo total anual de la sociedad agropecuaria, habiendo aplicado un coeficiente de seguridad del 10%, es de 572.605 kWh. Por tanto, la potencia generada mediante fuente eólica deberá ser el 50% de este valor, obteniéndose un total de 286.302,5kWh.

El número de aerogeneradores necesarios será aquel que pueda producir, como mínimo, esa energía, es decir, aproximando el valor por arriba.

$$n^{\circ}_{aeros} = \frac{286.302,5}{155.106,08} = 1,85$$

Por tanto, será necesaria la instalación de dos (2) aerogeneradores de 60kW de potencia nominal, obteniéndose una producción total anual de 310.212,18 kWh.

9.2. Dimensionamiento instalación fotovoltaica

El dimensionamiento de la parte solar fotovoltaica de la instalación se realiza mediante una simulación con el programa PVsyst, previamente mencionado en la obtención de los datos meteorológicos para obtener la radiación del emplazamiento.

9.2.1. Procedimiento

Dado que la instalación de este proyecto consiste en un sistema híbrido en el cual se combina la generación de energía mediante aerogeneradores y mediante módulos fotovoltaicos, se deberá tener en cuenta que PVsyst no ofrece esta opción y se realizará la simulación asumiendo dicho factor.

Como se ha mencionado anteriormente, la instalación solar fotovoltaica generará el 50% de la energía requerida por el establecimiento, por tanto, a la hora de dimensionar los módulos e inversores necesarios, se introducirá en el programa la mitad de carga de la necesitada por el usuario. Posteriormente se realizará una segunda simulación con el total de la demanda energética para dimensionar el sistema de baterías.

PVsyst, desde su interfaz inicial, posee la opción de crear un “nuevo proyecto independiente”, se trata de la manera que tiene el programa de referirse a las instalaciones

que se encuentran aisladas de la Red Eléctrica. Al no contemplar la opción de introducir energía mediante otras fuentes generadoras, el programa realiza la simulación con el esquema eléctrico mostrado a continuación:

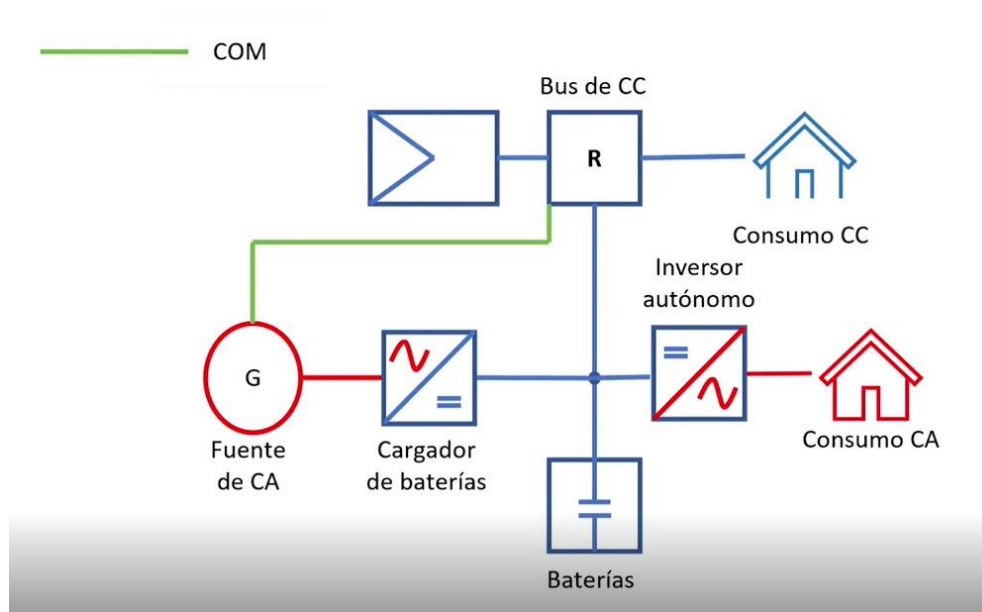


Imagen 17. *Instalación autónoma fotovoltaica en PVsyst*

Como se observa en el esquema unifilar de la imagen anterior, en este tipo de instalaciones, los módulos fotovoltaicos se conectan de manera directa a un regulador de carga, que es el encargado de cargar las baterías e impedir que se produzcan sobrecargas, a continuación de las baterías se conectan los inversores autónomos, ya que los módulos generan corriente continua y el consumo en este caso y en los casos más comunes se requiere en corriente alterna. A su vez, dichos inversores deben estar equipados con un protector de sobredescargas, de manera que cuando las baterías tengan un nivel de carga muy bajo, el inversor se desconecte y no se produzcan daños irremediables que acorten la vida de las baterías.

Esta herramienta también aporta la opción de introducir una alimentación auxiliar de energía mediante un grupo electrógeno. No obstante, esta opción está poco desarrollada en el propio programa y el dimensionamiento de la alimentación auxiliar se realizará a parte.

Lo primero que debe introducirse al crear un nuevo proyecto, es la base de datos meteorológicos del emplazamiento, como se ha explicado anteriormente, esta base de datos ya ha sido importada al programa y solo es necesario seleccionarla.



Imagen 18. Creación del proyecto en PVsys

A continuación, se introduce la orientación de los módulos, este factor resulta de vital importancia en el autoconsumo, ya que, dependiendo de la inclinación, se puede optimizar la producción en los meses en los que se disponga de menos radiación, y así conseguir una producción más regular. En este caso, debe llegarse hasta una inclinación de 58° para optimizar el rendimiento en los meses de octubre a marzo. La obtención del valor de dicho ángulo no requiere de un cálculo, sino que el propio programa te ofrece el rendimiento según la inclinación del panel.

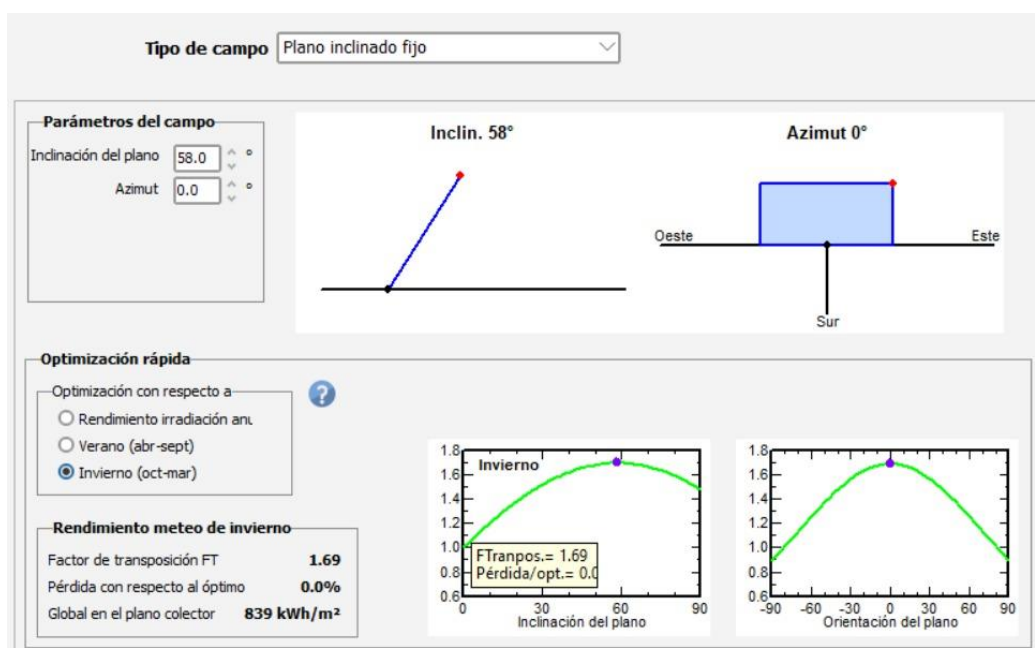
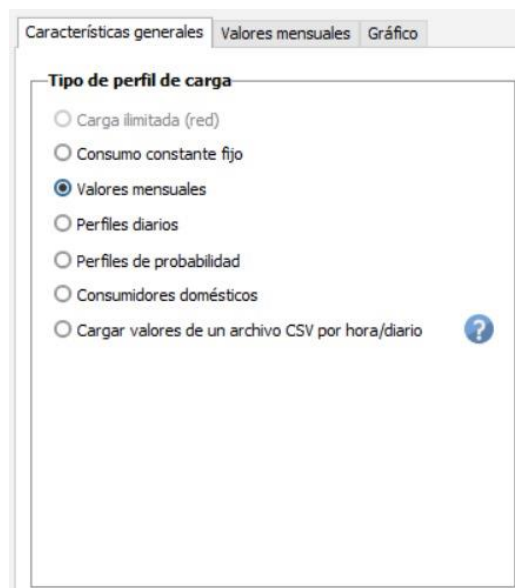


Imagen 19. Inclinación para la optimización de producción en invierno

La siguiente información requerida por el programa es la demanda energética del establecimiento. PVsyst te da la opción de introducir este factor según varios perfiles de carga: consumo constante, valores mensuales, perfiles diarios, perfiles de probabilidad, consumidores domésticos y cargando valores de un archivo CSV por hora o diario. En este caso, se selecciona la opción de introducir los valores mensualmente, ya que es la información de la que se dispone.



The screenshot shows a software window with three tabs: 'Características generales', 'Valores mensuales', and 'Gráfico'. The 'Valores mensuales' tab is active. Below the tabs, there is a section titled 'Tipo de perfil de carga' (Load profile type) with a list of radio button options:

- ☐ Carga ilimitada (red)
- ☐ Consumo constante fijo
- ☒ Valores mensuales
- ☐ Perfiles diarios
- ☐ Perfiles de probabilidad
- ☐ Consumidores domésticos
- ☐ Cargar valores de un archivo CSV por hora/diario

A blue question mark icon is located to the right of the last option.

Imagen 20. Características generales del tipo de perfil de carga

Al introducir los datos del consumo, se tiene en cuenta un coeficiente de seguridad del 10%, que es el que se ha aplicado al dimensionamiento eólico. Así, en el siguiente paso, el programa realizará una estimación de la potencia instalada en módulos que se debe instalar para abastecer las necesidades del usuario.

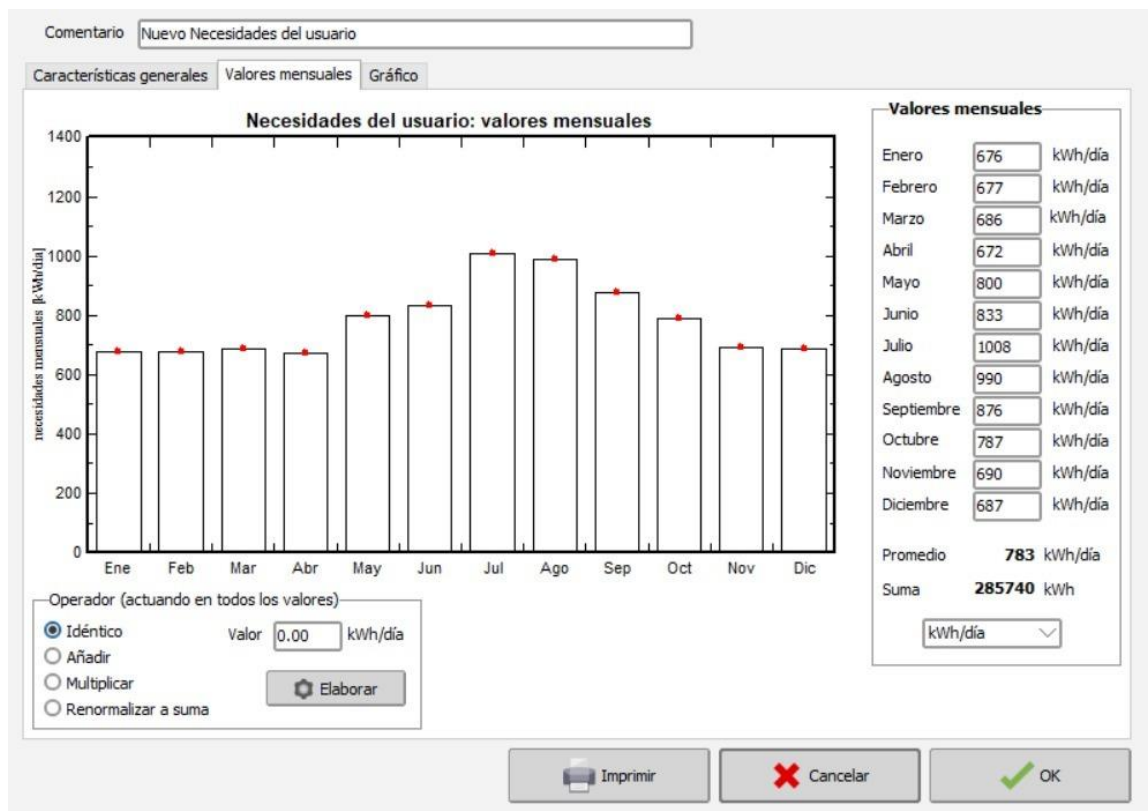


Imagen 21. Demanda energética del establecimiento

Como se puede observar en el histograma que realiza el propio programa, en los meses de verano la potencia requerida es mayor. Esto se compensa con el incremento de radiación en dichos meses.

El siguiente paso a realizar es el diseño del sistema, en esta simulación, únicamente se realiza el dimensionamiento de los módulos, posteriormente se hará una segunda simulación en la que se tendrá en cuenta el total de la demanda energética para dimensionar el sistema de baterías y convertidor de potencia.

Pre-dimensionamiento

El programa, mediante los datos sobre la demanda energética que se necesita cubrir, realiza un pre-dimensionamiento que se utilizará para la elección de la potencia instalada en módulos. En este caso, si se debe tener en cuenta las características de las baterías que se

van a seleccionar en la segunda simulación. Como se muestra en la imagen, PVsyst solicita introducir tres factores clave para el pre-dimensionamiento:

- PLOL aceptado: probabilidad aceptada de que el sistema no cubra las necesidades, por defecto se asume un 5.0%.
- Autonomía solicitada: número de días de autonomía que se requiere en las baterías.
- Voltaje de la batería: Este dato depende de la potencia que se estime necesaria. Tratándose de una potencia tan elevada, el voltaje a seleccionar sería de 48V o 120V.

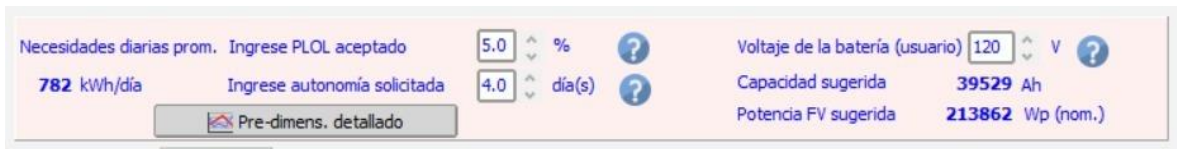


Imagen 22. Predimensionamiento de la instalación fotovoltaica

Por tanto, la potencia instalada en módulos deberá ser aproximadamente 214kWp. Sin embargo, este valor se sobredimensionará para compensar la diferencia de irradiación demanda energética dependiendo del mes.

Definición del sistema

Conocida la potencia instalada necesaria para cubrir las necesidades del usuario, se procede al diseño de la instalación de los módulos. Para que el programa pueda calcular el número de módulos en serie y paralelo de la instalación, se debe introducir la potencia planeada o el área disponible. Para el caso de estudio, el área disponible se considera suficiente, por lo que no sería una restricción, por tanto, se introduce la potencia necesaria calculada en el pre-dimensionamiento.

La elección módulo se ha realizado considerando únicamente al fabricante Seraphim, ya que ofrece un rango de potencia muy grande y el estudio de la elección del módulo se centrará en optimizar su potencia nominal en base el espacio disponible en los tejados y la tensión de vacío.

Se parte de la necesidad de reducir al máximo el número de módulos que harán falta para alcanzar la potencia nominal total necesaria. Esto se debe al hecho de que cuantos menos módulos se instalen, más fácil será la colocación de estos. Se cuenta en principio con la superficie disponible en los tejados de la granja, esto hace que para evitar sombras por la cercanía entre edificios contiguos y reducir los metros de cable, los módulos se deben colocar en la parte más elevada del tejado y agrupando los módulos lo máximo posible. Más adelante se mostrará la colocación exacta de éstos.

La zona en la que se instalará el sistema de generación fotovoltaico consiste en cuatro cobertizos de 62 metros de largo y uno de 47 metros de largo. La distancia entre ellos se considera suficientemente grande para que no se produzcan sombras entre ellos en la parte superior del tejado.

En segundo lugar, se debe tener en cuenta al definir el número de módulos que se colocarán en serie, que no puede producirse en ningún momento una tensión superior a 1500V. Los cálculos necesarios se realizarán con el caso más desfavorable, en el que se produzca una tensión máxima, para ello, PVsyst en su base de datos guarda la tensión de vacío del módulo a una temperatura mínima de -10° . Por tanto, el sumatorio de las tensiones de vacío de los módulos conectados en una misma serie no debe superar la tensión máxima mencionada.

$$\sum V_{oc} < 1500 \text{ V}$$

En un primer pre-diseño, se consideran las siguientes restricciones:

- Un máximo de 60 módulos colocados a lo largo en los cobertizos de 62 metros y un máximo de 45 módulos para el cobertizo de 47 metros.
- Un máximo de dos filas de módulos para evitar pérdidas por sombreados cercanos en el caso de los cobertizos de 62 metros, ya que son los que se posicionan al norte. Al no tener en cuenta el peso de los módulos, el cobertizo de 47 metros podrá albergar el número de filas que fuera necesario.

- La suma de las tensiones de vacío a -10° de los módulos colocados en serie no debe superar los 1500 V.

Para la elección del módulo que optimice la potencia cumpliendo con las restricciones anteriores, se comienza por los módulos de mayor potencia nominal en STC y se descartarán los que no cumplan con los requisitos de diseño.

Fabricante	Modelo	Potencia nominal (En STC) [Wp]	Tensión nominal (En STC) [V]	Pmpp [W]	Impp [A]	Vmpp [V]	Vmpp (60º) [V]	Voc (-10º) [V]	Módulos en serie Para Voc<1500V	Ancho del módulo[m]	Longitud TOTAL 2 series [m]
Seraphim	SRP-530-BMA-HV_182	530	35	530,4	12,77	41,5	36,1	54,6	27	1,134	61,236
Seraphim	SRP-440-BMZ-HV	440	37	440	9,93	44,3	38,2	58,1	25	1,002	50,1
Seraphim	SRP-440-BMA-HV_166	440	35	440,1	10,63	41,4	35,7	54,8	27	1,052	56,808
Seraphim	SRP-405-E01A-HV	405	32	405,8	10,83	37,4	32,3	50,7	29	1,048	60,784
Seraphim	SRP-405-BMA-HV	405	35	405,2	9,67	41,9	36	54,6	27	1,002	54,108
Seraphim	SRP-400-E01A-HV	400	31	401,4	10,76	37,2	32,2	50,5	29	1,048	60,784
Seraphim	SRP-400-BMA-HV	400	35	400,3	9,62	41,6	35,8	54,3	27	1,002	54,108
Seraphim	SRP-395-E01A-HV	395	31	396,2	10,68	37	32,1	50,3	29	1,048	60,784
Seraphim	SRP-395-BMA-HV	395	35	395,7	9,55	41,4	35,6	54	27	1,002	54,108
Seraphim	SRP-390-E01A-HV	390	31	391,2	10,6	36,8	31,9	50,1	29	1,048	60,784
Seraphim	SRP-385-E01A-HV	385	31	386,3	10,52	36,6	31,8	49,8	30	1,048	62,88
Seraphim	SRP-385-BMA-HV	385	35	385	9,39	41	35,2	54	27	0,992	53,568
Seraphim	SRP-380-E01A-HV	380	31	381,4	10,44	36,4	31,6	49,6	30	1,048	62,88
Seraphim	SRP-380-BMA-HV	380	34	380,2	9,32	40,8	35	53,6	27	0,992	53,568
Seraphim	SRP-375-BMA-HV	375	34	375,2	9,26	40,5	34,7	53,8	27	0,992	53,568
Seraphim	SRP-370-E01A-HV	370	31	371,8	10,21	36,25	31,5	49,7	30	1,048	62,88
Seraphim	SRP-370-BMA-HV	370	34	370,1	9,2	40,2	34,5	53,4	28	0,992	55,552

Se escoge finalmente el módulo SRP-405-E01A-HV, de potencia nominal 405Wp en condiciones STC y 32 V de potencia nominal. Como se muestra en la tabla, con la instalación de este módulo se podrían conectar hasta 29 módulos en serie sin superar las restricciones mencionadas, sin embargo, de cara a realizar un diseño más conservador, se conectarán series de 28 módulos.



Nombre y orientación del subconjunto
Nombre: Conjunto FV
Orientación: Plano inclinado fijo
Inclinación: 40°
Azimut: 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento
Sin dimensionar ☐ Ingrese potencia planeada ☒ 215.0 kWp
Redimens. ... o área disponible ☐ 1088 m²

Seleccione el módulo FV
Disponibilidad: Disponible ahora
Ordenar módulos: ☒ Potencia ☐ Tecnología
Seraphim 405 Wp 32V Si-mono SRP-405-E01A-HV Desde 2018 Manufacture 2018
Módulos necesarios aproximados de dimensionamiento: $V_{mpp} (60^{\circ}\text{C})$ 32.3 V
 $V_{oc} (-10^{\circ}\text{C})$ 50.7 V

Imagen 23. Selección del módulo escogido

Se muestra a continuación el gráfico de la potencia generada por el módulo según la irradiancia incidente, estos valores no se utilizan como tal para el diseño, pero resulta interesante observar cómo varía la producción según el nivel de irradiancia. Como se ha mencionado anteriormente, el valor de potencia nominal se alcanza para unas condiciones STC (Irradiancia=1000W/m²; Temperatura célula=45°).

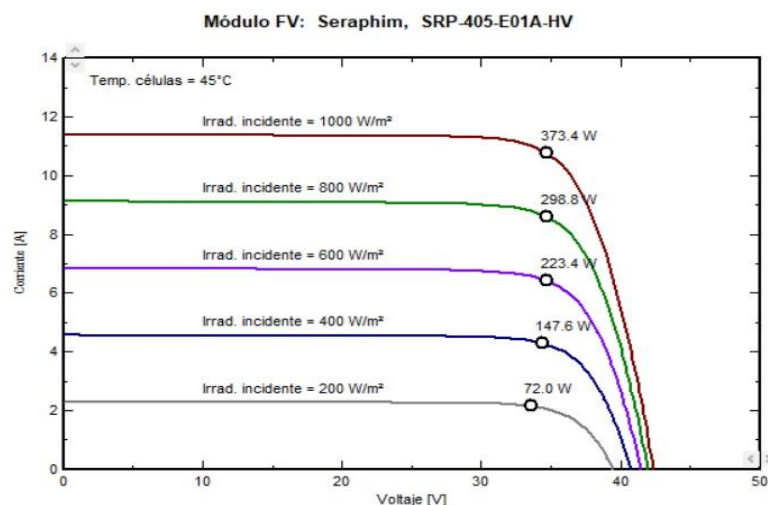


Imagen 24. Variación de la potencia según el nivel de Irradiancia en el módulo

De esta manera, se alcanzaría la potencia sugerida en el pre-dimensionamiento mediante 19 cadenas en paralelo de 28 módulos cada una, haciendo un total de 532 módulos y 215kWp instalados.

Sin embargo, tras una primera simulación con estos valores, se contempla escasez de producción en los meses de noviembre y diciembre, por lo que se procede a sobredimensionar la instalación que ofrece el programa hasta conseguir que los meses mas desfavorables obtengan la producción necesaria. Finalmente, dicho objetivo se alcanza añadiendo cuatro cadenas de módulos adicionales, con un total de 644 módulos y 262kWp instalados.



Imagen 25. Características básicas de la instalación fotovoltaica

Definición de las pérdidas

El último de los parámetros principales por definir es el de las pérdidas detalladas, el propio programa divide estas pérdidas en seis grupos a definir y ofrece valores por defecto, que serán los que se utilicen para la presente simulación.

- **Parámetro térmico:** Este parámetro se caracteriza por un factor de pérdida U, que se compone de un factor constante U_c y un factor proporcional a la velocidad del viento. PVsyst ofrece la posibilidad de introducirlos manualmente, o marcarlos por defecto según tres opciones de montaje, que se muestran en la siguiente imagen. En este caso, se escoge la opción de un montaje de integración con respaldo totalmente aislado, ya que los módulos se colocarán directamente en el tejado.

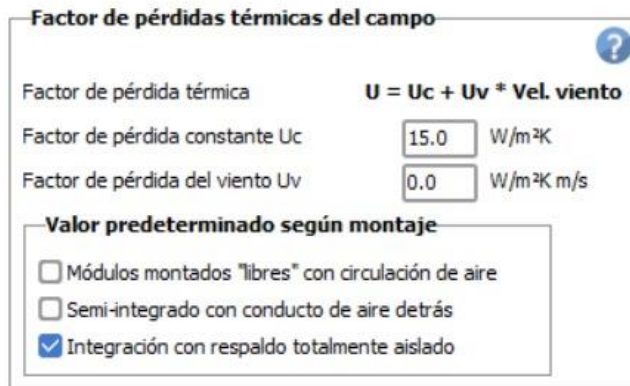


Imagen 26. Factor de pérdidas térmicas

- Pérdidas óhmicas: Este parámetro se debe a la resistencia del cableado de corriente continua que produce pérdidas entre la potencia disponible en el módulo y la obtenida en el total del subconjunto. Dado que no se ha entrado en el detalle de definir las características del cable, escogeremos la opción del programa que permite definir la fracción de pérdidas en STC, por defecto obtiene un valor del 1,5%.

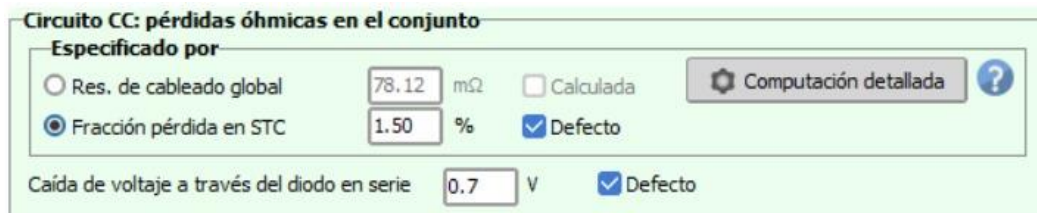


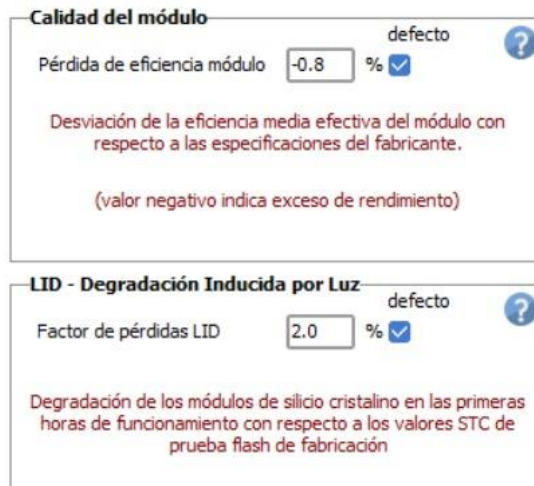
Imagen 27. Pérdidas óhmicas en el conjunto

- Calidad del módulo – LID – Desajuste:

La calidad del módulo se define dependiendo de la confianza en las especificaciones del fabricante, el valor por defecto que proporciona PVsyst, se corresponde con un cuarto del valor del margen de tolerancia que se especifica en la ficha técnica del módulo, en este caso se obtiene una ganancia del 0,8%.

El LID es la degradación de vida a causa de la primera exposición a la luz de los módulos de silicio cristalino que puede afectar al rendimiento, este valor es muy difícil de especificar ya que depende del origen del material e incluso podría variar de un lote a otro, además, los fabricantes no suelen hacer referencia a este dato. Este

valor suele estar comprendido entre el 1% y el 3%, por lo que se introducirá un valor del 2% por defecto.



The image shows two configuration windows from the PVsyst software. The top window is titled 'Calidad del módulo' (Module Quality) and contains a field for 'Pérdida de eficiencia módulo' (Module efficiency loss) set to -0.8%, with a 'defecto' (default) button and a help icon. Below this is a descriptive text: 'Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. (valor negativo indica exceso de rendimiento)'. The bottom window is titled 'LID - Degradación Inducida por Luz' (LID - Light Induced Degradation) and contains a field for 'Factor de pérdidas LID' (LID loss factor) set to 2.0%, also with a 'defecto' button and a help icon. Below this is a descriptive text: 'Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación'.

Imagen 28. Calidad del módulo y LID

Para entender las pérdidas por desajuste, se debe saber que un módulo se divide en varias cadenas de células conectadas en paralelo y a su vez, varias cadenas de módulos se conectan en paralelo. Para calcular la curva intensidad-voltaje real, se deben combinar las curvas de cada módulo sumando el voltaje de los que están en serie y sumando las intensidades de las cadenas en paralelo.

La pérdida por desajuste es la diferencia entre la suma de todas esas potencias de forma independiente y la potencia real resultante.

Esta pérdida se debe a las diferencias entre módulos del mismo modelo y el hecho de que podrían surgir sombras en algunas zonas que afecten a determinados strings. Con esto, PVsyst divide esta pérdida en un desajuste de módulos y desajuste del voltaje de las células y estudia un valor promedio para cada uno en función del diseño de la instalación.

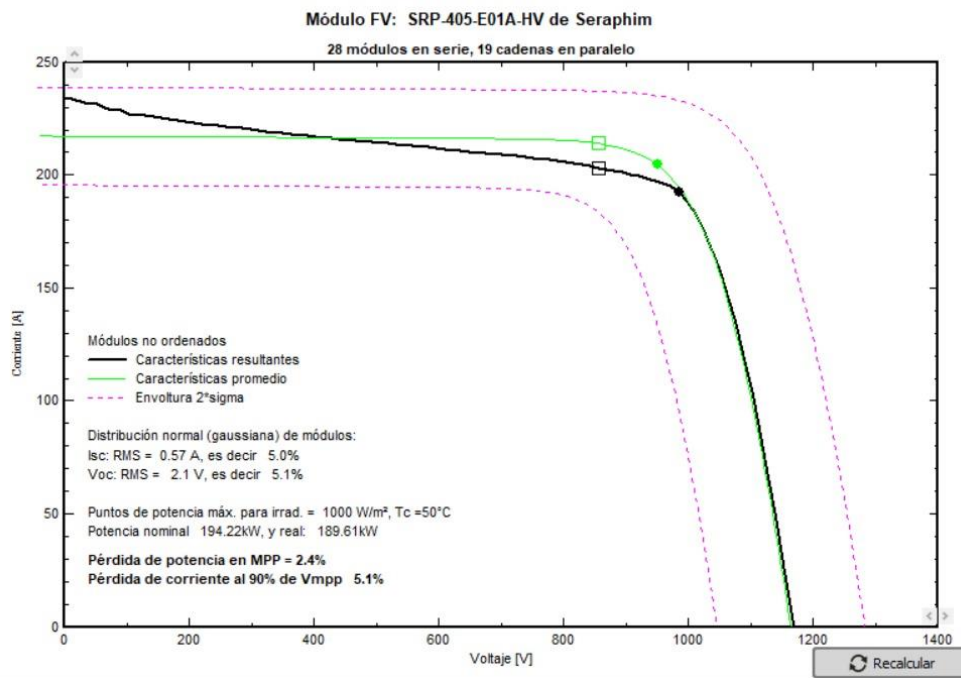


Imagen 29. Curva real de potencia para el diseño de la instalación

Pérdidas de desajuste de módulo

Pérdida de potencia en MPP % ☒ defecto ?

Pérdida cuando funciona a voltaje fijo % ☒

No es relevante durante la operación MPPT

Desajuste de voltaje de las cadenas

Pérdida de potencia en MPP % ☒ Defecto ?

Imagen 30. Pérdidas por desajuste según el diseño de la instalación

- Pérdida por suciedad: este término cuenta con bastante incertidumbre, ya que depende del entorno de la instalación (nivel de lluvias, cercanía a instalaciones de actividad agrícola, contaminación, etc..). El programa permite definir estas pérdidas por meses, ya que el nivel de lluvia puede ser significativo, sin embargo, en este caso se aplica un factor por defecto del 3%.

- Pérdidas IAM: este factor viene definido en las características de cada módulo y se debe a la reflexión de la radiación en la cubierta del panel. Varía según el ángulo de incidencia de la radiación y depende del material y el grosor del módulo. De este modo, como se muestra en la imagen, el factor de incidencia es 1 cuando el ángulo de incidencia es nulo y se va reduciendo conforme aumenta dicho ángulo hasta llegar a un valor de 90° , punto en el cual la reflexión sería total.

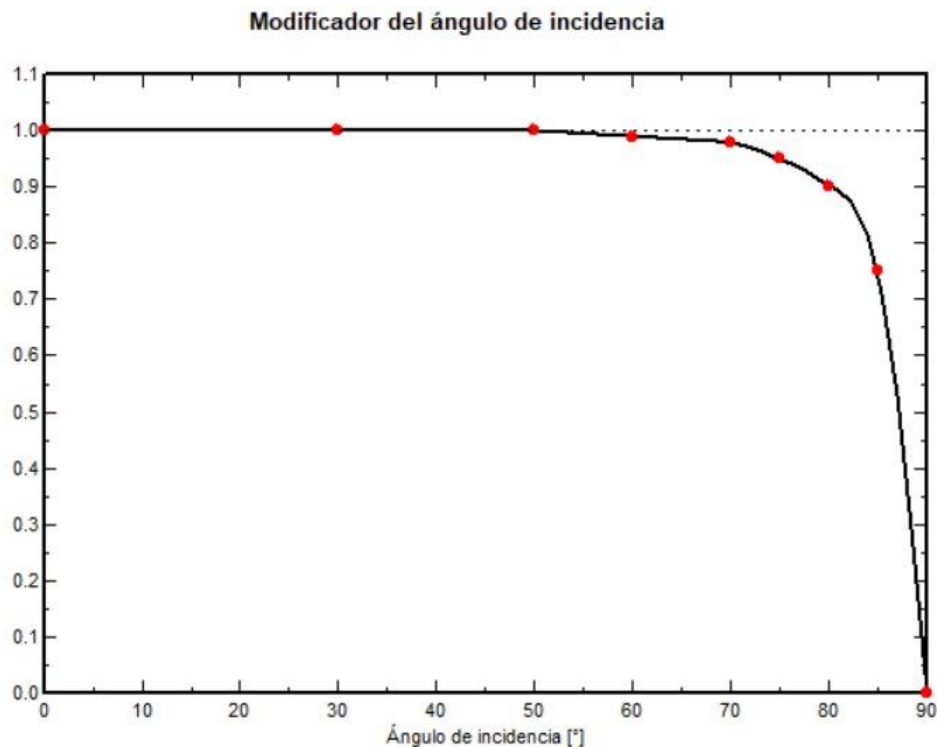
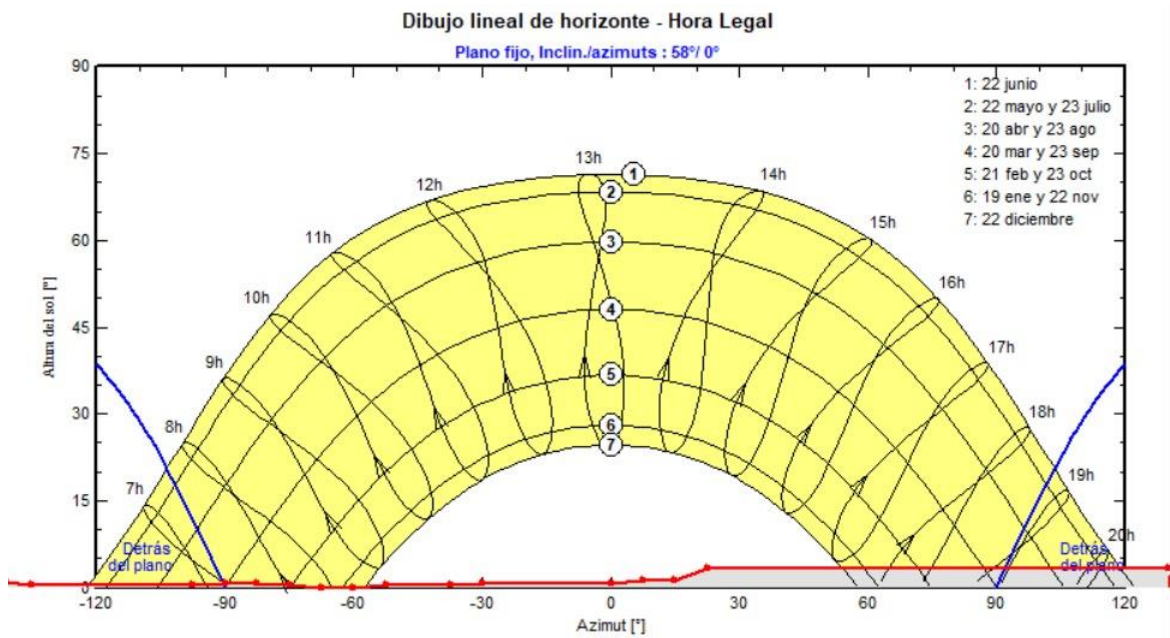


Imagen 31. Pérdidas IAM del módulo

- Corrección espectral: este factor tiene en cuenta los cambios en el espectro solar debidos a la dispersión y absorción en la atmósfera, los cuales dependen del contenido de agua en la atmósfera, los aerosoles y el espesor de la masa de aire que atraviesa la luz. Únicamente se puede tener en cuenta esta pérdida si la humedad relativa está disponible en las variables meteo utilizadas, como es el caso.

Horizonte y sombreados cercanos

La definición del horizonte se refiere a las sombras lejanas. PVsyst permite definir las como una línea discontinua superpuesta en el diagrama solar. Esto se puede definir manualmente o importar los valores desde la base de datos del programa o cargando una nueva base desde una fuente web, en este caso se escoge la misma de la que hemos obtenido los datos meteorológicos, PVGIS.



Como se observa en el diagrama, el horizonte no afecta especialmente, lo que se debe a que el terreno es llano sin montes cercanos.

Por otra parte, los sombreados cercanos se definen mediante una representación 3D de la instalación fotovoltaica, en el cual se podrá tener en cuenta elementos cercanos que puedan generar sombras puntuales sobre los módulos o las sombras generadas por la propia cercanía entre los cobertizos sobre los que se encuentran. Esta herramienta también permite comprobar la dirección en la que se encuentran los paneles y si el área disponible es suficiente para la colocación de todos los paneles. En este caso, las pérdidas por la cercanía entre los cobertizos afectan notablemente a primera y última hora del día y en los meses de invierno, en los que el sol tiene una trayectoria más baja, contabilizando un total de un 1,89%

de pérdidas en la producción fotovoltaica total. Este hecho se contrarresta con el aumento de producción eólica por una velocidad del viento mayor en ambas franjas horarias.

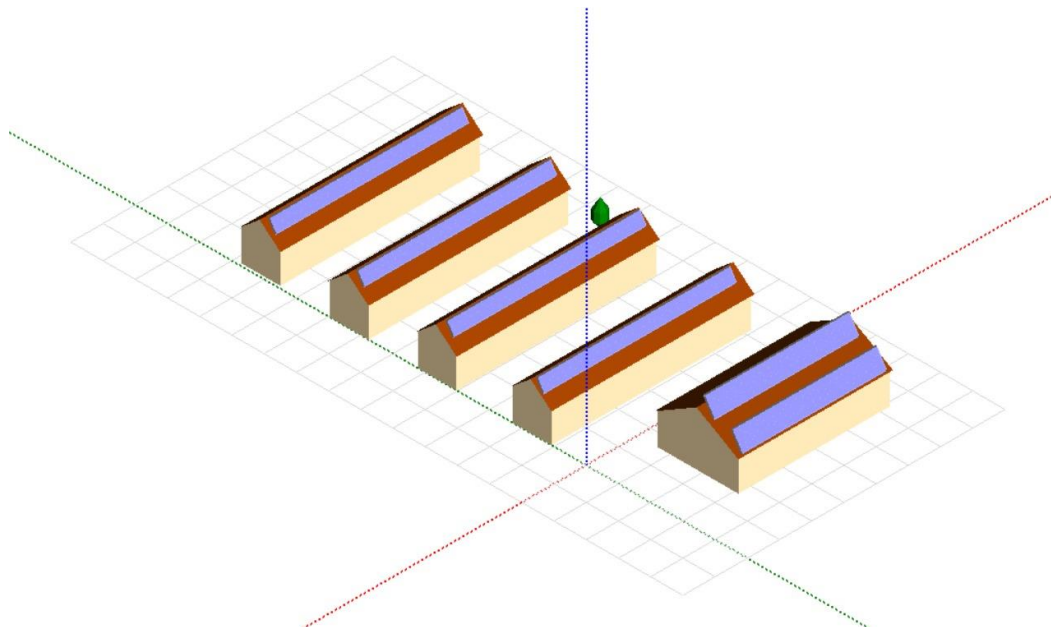


Imagen 32. Simulación 3D de las pérdidas cercanas

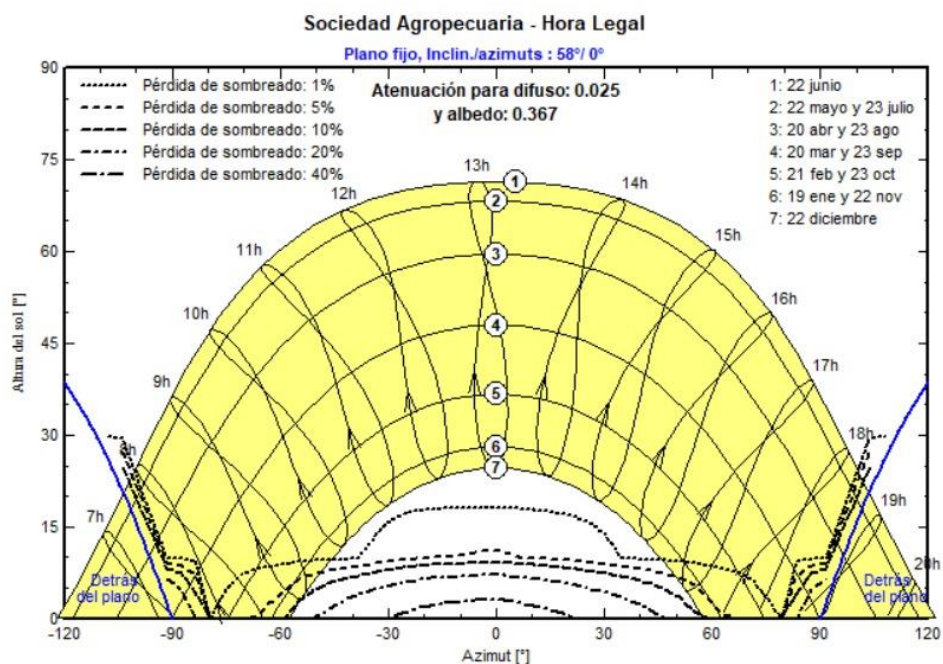


Imagen 33. Pérdidas por sombreado cercano en el diagrama solar

9.2.2. Análisis de resultados

El análisis de resultados de la anterior simulación se realiza mediante el informe que genera PVsyst, adjunto como anexo. Dado que las pérdidas se han contemplado individualmente en el dimensionamiento a la hora de realizar la simulación, se analizarán aquí los resultados principales.

En primer lugar, se observa que se obtiene un PR (Performance Ratio) de 59,55%. Este coeficiente es independiente del lugar de ubicación y de la calidad de la instalación fotovoltaica. El PR indica en porcentaje la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación. De esta forma, representa que porcentaje de energía está realmente a disposición del consumidor, tras descontar las pérdidas energéticas y el consumo propio de la instalación.

A simple vista puede parecer un rendimiento bajo, pero en sistemas de autoconsumo suele ser un valor típico, en plantas fotovoltaicas suele estar alrededor del 80%, ya que cuentan con un diseño mucho mas sencillo y con menos factores que de pérdidas.

Con todo esto, ofrece un análisis de la energía producida y no consumida y viceversa. De esta forma, se ha podido comprobar si la instalación ha sido suficientemente sobredimensionada para poder abastecer al establecimiento en los meses más desfavorables.

En la siguiente imagen se muestra la producción y el consumo dependiendo de cada mes, se observa un importante sobredimensionamiento debido a la diferencia en los valores de irradiación en los meses de verano e invierno. Esto se ha tratado de reducir diseñando la instalación para optimizar la producción en los meses más desfavorables.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac ratio
January	63.6	122.3	27717	4860	0.000	20956	20956	1.000
February	78.9	118.7	26131	5072	0.000	18956	18956	1.000
March	129.5	155.0	34061	11464	0.000	21266	21266	1.000
April	154.4	141.4	30910	9325	0.000	20160	20160	1.000
May	209.4	163.9	34866	8562	0.000	24800	24800	1.000
June	205.8	145.2	30485	4256	0.000	24990	24990	1.000
July	227.6	168.2	34655	2024	0.000	31248	31248	1.000
August	209.0	185.2	37686	5415	0.000	30690	30690	1.000
September	149.6	165.7	34055	6326	0.000	26280	26280	1.000
October	111.3	159.5	33517	8740	0.000	24397	24397	1.000
November	59.0	94.0	20876	1367	0.000	20700	20700	1.000
December	53.4	108.7	24432	146	0.000	21297	21297	1.000
Year	1651.5	1727.9	369391	67558	0.000	285740	285740	1.000

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

Imagen 34. Resultados de producción mediante la instalación fotovoltaica

9.3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento y regulador de carga

Para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento y regulador de carga se realiza una nueva simulación con el valor total de la carga, ya que, para diseñar las características de estos elementos, se tiene en cuenta la producción generada tanto por los aerogeneradores como por los módulos fotovoltaicos.

Se trata de una nueva simulación en el mismo proyecto en el que se ha realizado el dimensionamiento de los módulos, por tanto, se basará en la misma base meteorológica que la simulación anterior.

Los puntos que tienen que ver con la orientación de los paneles, las pérdidas detalladas y el horizonte se mantendrán constantes y la representación 3D para las pérdidas por sombreado cercano pueden obviarse.

Por lo que se introducirán unos nuevos valores de carga y se diseñará únicamente el diseño del sistema. Para ello, de la misma manera que en el apartado anterior, se introducen los valores mensuales para trabajar con la energía media diaria necesaria. Para este apartado también se tiene en cuenta un factor de seguridad del 10%.

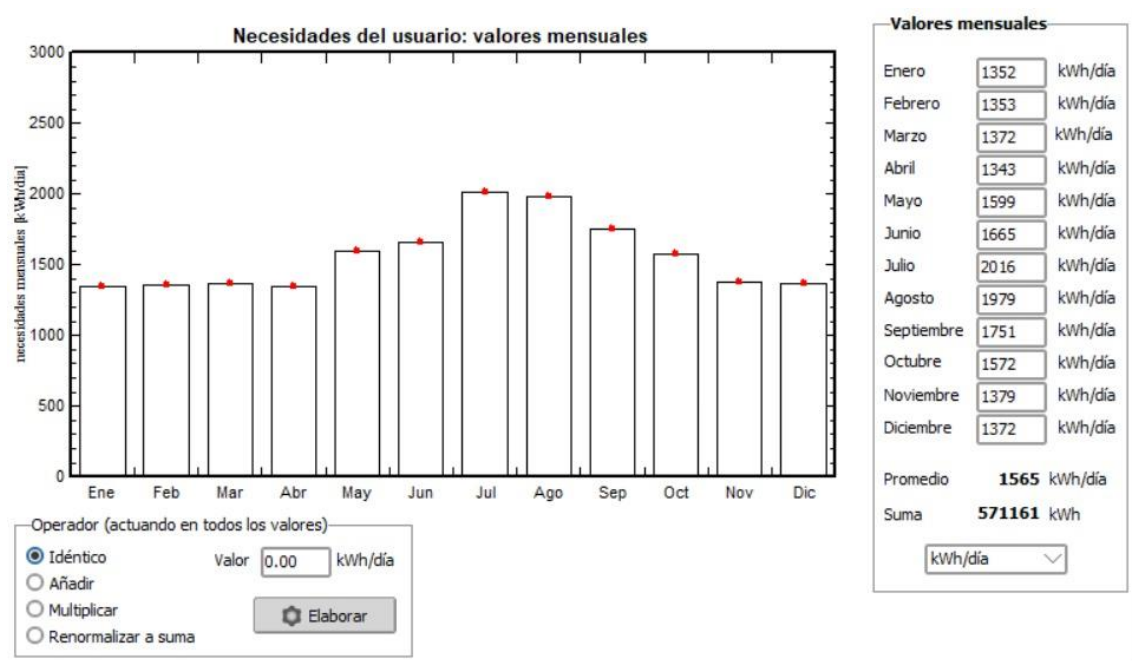


Imagen 35. Demanda energética total

En esta simulación se deben introducir los mismos valores de PLOL aceptado, autonomía solicitada y voltaje de las baterías, pero se realizará un análisis detallado mediante la herramienta que ofrece el programa. En un primer momento, para los datos introducidos, PVsyst propone una determinada capacidad del sistema de baterías, en este caso de 79.059Ah. Al ser una instalación tan potente, para alcanzar esa capacidad, se deben conectar varias baterías en paralelo. Lo normal es que las baterías que poseen gran capacidad tengan una tensión nominal muy baja, por tanto, se conectarán varias baterías en serie hasta alcanzar

la tensión deseada y a su vez dichas cadenas de baterías se conectarán en paralelo hasta conseguir la capacidad deseada.

Para ello se debe escoger primero el modelo de batería que se va a utilizar. En este caso no se realizará un estudio exhaustivo, ya que el objetivo principal es reducir el número de baterías y la manera más fácil de conseguirlo es elegir la batería con mayor capacidad. Por tanto, se escoge la batería del fabricante Sunlight, con una tensión nominal de 2V y una capacidad de 3671 A.

Con estos valores nominales, se alcanzarán los 80.762Ah y 120V mediante la conexión de 22 cadenas de 60 baterías en serie cada una conectadas en paralelo.

Especifique el conjunto de batería

Ordenar baterías por ☒ voltaje ☐ capacidad ☐ fabricante

Sunlight 2 V 3671 Ah Pb Open Tub 2V 26 RES OPzS 4730 Desde 2021

Plomo-ácido

60 ☐ baterías en series ☒ baterías en paralelo

22

100.0 % Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos)

100.0 % Estado inicial de desgaste (estático)

Número de baterías **1320**

Número de elementos **1320**

Energía total almacenada durante la vida útil de la batería **13553 MWh**

Voltaje paquete de baterías **120 V**

Capacidad global **80762 Ah**

Energía almacenada (80% DOD) **7753 kWh**

Peso total **317196 kg**

Núm. de ciclos a 80% DOD **1575**

Imagen 36. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

Como se ha mencionado anteriormente, el regulador de carga es el elemento encargado de proteger el sistema de acumulación, sus funciones son las siguientes:

- Desconectar los sistemas de generación cuando el banco de baterías este completamente cargado.
- Desconectar la carga cuando las baterías estén vacías y reconectarla cuando vuelva a ser posible la producción.
- Si se dispone de generador de reserva, poner éste en marcha cuando las baterías estén vacías y pararlo cuando estén suficientemente cargadas.

Para la elección del regulador de carga, PVsyst ofrece tres tipos diferentes:

- Acoplamiento directo: Sin acondicionamiento de la potencia. Pueden producirse pérdidas de potencia con respecto a la potencia disponible en el punto MPP (punto de máxima potencia).
- Convertidor MPPT: El acondicionamiento de la potencia mantiene el funcionamiento del sistema en el punto de máxima potencia. Este equipo permite a los generadores funcionar a una tensión superior a las de las baterías.
- Convertidor CC-CC: Es igual que el anterior, pero manteniendo una tensión de entrada fija, lo que simplificaría la gestión electrónica. Sin embargo, con el avance en la electrónica, son más difíciles de encontrar en el mercado.

Por tanto, para este caso se escogerá un convertidor MPPT. El programa selecciona el convertidor óptimo dependiendo de la tensión y potencia de las baterías y módulos. Por tanto, únicamente se debe seleccionar esa opción y revisar las características del convertidor que nos ofrece PVsyst.

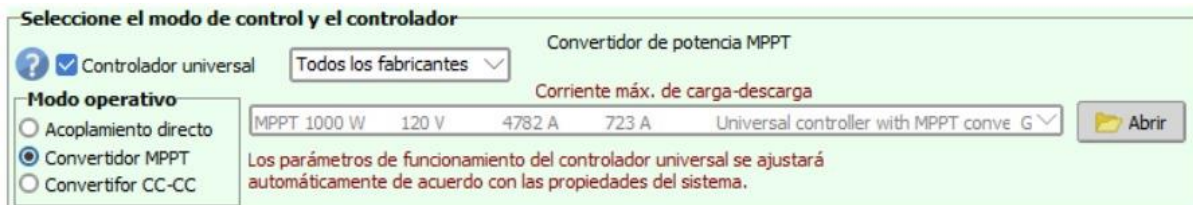


Imagen 37. Elección del regulador de carga

9.4. Dimensionamiento del inversor

Para el dimensionamiento del inversor se debe tener en cuenta tanto la potencia nominal total instalada en el sistema eólico y en el fotovoltaico como la tensión de la instalación.

La potencia nominal instalada en inversores no será exactamente igual que la de la instalación, sino que se considerará un ratio de 1,15 aproximadamente. Por tanto, la potencia nominal total de los inversores deberá ser de 332kW en potencia activa aproximadamente.

Todos los inversores diseñados para una instalación de autoconsumo tienen una tensión de salida de 230V. Para la búsqueda del inversor no se realiza un análisis intensivo, se decide escoger la potencia que mejor se ajuste a la instalación entre los inversores solares ofrecidos por Huawei, ya que es la marca líder en inversores solares actualmente.

Escogiendo un inversor de potencia nominal 20kW, se colocarán 17 inversores sumando una potencia total de 340kW y consiguiendo un ratio de 1,12.



Imagen 38. Modelo ejemplo de inversor Huawei 20kW

10. PRESUPUESTO

En el presente apartado se procederá a estudiar el cálculo del presupuesto de toda la instalación, que será la cantidad invertida en el proyecto de cara a calcular la viabilidad económica de éste.

El precio de cada uno de los elementos principales se calcula mediante un precio medio en €/W ya que, al tratarse de un proyecto de autoconsumo de gran potencia, alguno de ellos no se encuentra fácilmente, sino que se debe contactar con proveedores.

Para la obtención del precio del €/Wp del aerogenerador, se plantea la posibilidad de adquirir uno sin inversor. Los aerogeneradores suelen venir con un regulador de carga y un inversor instalados, pero alguno de los fabricantes de aerogeneradores de baja potencia separa el precio de éstos. El motivo por el que no se requiere inversor es que los aerogeneradores están conectados directamente a las baterías y los paneles fotovoltaicos, los cuales funcionan en corriente continua.

PRESUPUESTO INSTALACIÓN HÍBRIDA DE AUTOCONSUMO			
Elementos principales	€/W	W	TOTAL
Módulos fotovoltaicos	0,32	261000	83520
Aerogeneradores	1,09	120000	130757,76
Baterías	0,14	7753000	1085420
Inversores	0,3	340000	102000
Regulador de carga	0,3	417312	125193,6
Obra civil	€/W	W	
Mano de obra	0,1	381000	38100
Inversión TOTAL Instalación			1.564.991,36
Costes anuales			
Mantenimiento	1% de la Mano de obra		381 €

Tabla 10. Presupuesto de la instalación híbrida de autoconsumo

El presupuesto total de la instalación asciende a un valor de **UN MILLÓN QUINIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y NUEVE EUROS.**

11. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

El estudio de la viabilidad económica del proyecto se realizará mediante el cálculo de los parámetros financieros VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno). Con esto, se consigue averiguar si la inversión que se debe realizar merece la pena a nivel económico.

Para ello, como coste total de la instalación se ha tenido en cuenta el calculado en el apartado anterior (10. Presupuesto) haciendo un total de 1.564.991,36 €, en el cual se aproxima el coste por los elementos principales del proyecto y la mano de obra necesaria para su instalación. Además, como coste puntual de manera anual, se tiene en cuenta el mantenimiento de la instalación, que aproximadamente se considera el 1% del coste total de la mano de obra.

Los estudios de rentabilidad de este tipo de instalaciones se suelen realizar para un periodo de 20 años. Por tanto, se busca conocer si la inversión realizada tendrá una rentabilidad positiva en el periodo de tiempo de 0 a 20 años. [10]

Para la obtención del VAN y el TIR, se debe obtener el flujo de caja de cada año. Para ello, se comienza obteniendo el Margen Bruto anual.

$$MB_i = I_i - G_i$$

Donde, para cada año i :

- I_i : Ingresos. Se considerarán ingresos al ahorro de la factura de la luz. Este cálculo se podría realizar mediante el coste actual del Wh, sin embargo, como el precio de la energía actualmente está disparado y es difícil calcular el descuento que se les realiza a los establecimientos con gran consumo, contando con las facturas de la luz de los años analizados, se calculará un gasto medio anual.
- G_i : Gastos. El único gasto que se produce en una instalación de autoconsumo aislada es el coste de mantenimiento, que como se ha mencionado anteriormente, se considera un 1% del coste total de la mano de obra.

Este valor aumentará cada año a causa del incremento del precio de la electricidad y considerando que el coste del mantenimiento se mantiene constante, por tanto:

$$MB_i = I_{i-1} * (1 + 0.03) - G_i$$

- Considerándose el precio de la electricidad un 3% mayor cada año. Este dato se ha obtenido de la estadística, pero depende de muchos factores que no se tendrán en cuenta en el presente estudio.

En cuanto a la amortización de la instalación, se realiza por coeficientes de amortización lineal según el artículo 12.1.a) de la LIS, en el cual refleja que para las instalaciones renovables se aplica un coeficiente lineal máximo del 7% con un periodo máximo de 30 años. [11]

Por tanto, durante los primeros 5 años se amortizará el 4% de la instalación, un 5% en los años del 6 al 12, un 6% en los años del 13 al 19 y un 3% en el año 20.

- Año 1-5: *Amortización* = 0,04 * *Inversión*
- Año 6-12: *Amortización* = 0,05 * *Inversión*
- Año 13-19: *Amortización* = 0,06 * *Inversión*
- Año 20: *Amortización* = 0,03 * *Inversión*

Una vez conocidos los ingresos y obtenido la amortización, se obtiene el BAIT (Beneficio Antes de Impuestos e Intereses) que consiste en restarle al margen bruto la amortización.

$$BAIT_i = MB_i - Amortización_i$$

Dado que se supone que no se ha requerido de una financiación con algún tipo de interés, se procede a obtener el Beneficio Neto. El cual consiste en el valor del BAIT, aplicando intereses (que en este caso no aplican) e impuestos (considerando un impuesto de sociedades del 25%).

$$\text{Impuestos}_i = \text{BAIT}_i * 0.25$$

Beneficio Neto para cada año i :

$$\text{BN}_i = \text{BAIT}_i - \text{Impuestos}_i$$

Teniendo todos los valores mencionados anteriormente, se puede obtener el flujo de caja, necesario para obtener los parámetros financieros VAN y TIR.

$$\text{CF}_i = \text{BN}_i + \text{Amortización}_i - \text{Desembolso}_i$$

- Siendo el desembolso la cantidad de dinero invertida, afectando únicamente al año 0 para este caso en el que no ha habido financiación externa.

A partir del flujo de caja se obtienen los parámetros indicadores de la viabilidad del proyecto:

- VAN (Valor Actual Neto)

$$\text{VAN} = \sum_{j=1}^N \frac{\text{CF}_j}{(1+i)^j} - \text{Inversión}$$

Donde:

- CF_j : Flujo de caja de cada año j .
- i : Tipo de interés exigido en la inversión, en este caso tiene un valor nulo puesto que no se contempla una inversión.
- *Inversión*: Inversión inicial del coste de la instalación

Para analizar el valor obtenido en el VAN, se debe saber que si es un valor positivo indica que el proyecto generará beneficios dentro del periodo de tiempo estudiado. Si se obtuviera un valor igual a cero, significaría que el proyecto no genera ni pérdidas ni beneficios y para el caso en el que fuera un valor negativo, significaría que el proyecto no es rentable a nivel económico, ya que generaría pérdidas.

- TIR (Tasa Interna de Retorno): Viene dado en tanto por ciento, ya que representa la inversión que podría aceptar un proyecto para no tener pérdidas ni beneficios. Es por eso que el límite para este indicador es el valor i definido anteriormente. El valor obtenido en la TIR debe ser mayor que i para que el proyecto no produzca pérdidas. En este caso deberá ser mayor que cero ya que no se contemplan inversiones. Además, representa como de rentable es el proyecto, obteniéndose un valor alto para una buena rentabilidad.
El cálculo de la TIR se realiza mediante un comando de Excel ya que su cálculo es bastante complejo.

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	€		68.000,0	70.040,0	72.141,2	74.305,4	76.534,6	78.830,6	81.195,6	83.631,4	86.140,4	88.724,6
Mantenimiento	€		381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0
Margen Bruto	€		67.619,0	69.659,0	71.760,2	73.924,4	76.153,6	78.449,6	80.814,6	83.250,4	85.759,4	88.343,6
Amortización	€		62.599,7	62.599,7	62.599,7	62.599,7	62.599,7	78.249,6	78.249,6	78.249,6	78.249,6	78.249,6
BAIT	€		5.019,3	7.059,3	9.160,5	11.324,8	13.553,9	200,1	2.565,0	5.000,9	7.509,8	10.094,0
Impuestos	€		1.254,8	1.764,8	2.290,1	2.831,2	3.388,5	50,0	641,2	1.250,2	1.877,4	2.523,5
Beneficio Neto	€		3.764,5	5.294,5	6.870,4	8.493,6	10.165,5	150,1	1.923,7	3.750,6	5.632,3	7.570,5
Amortización	€		62.599,7	62.599,7	62.599,7	62.599,7	62.599,7	78.249,6	78.249,6	78.249,6	78.249,6	78.249,6
Desembolso	€	1.564.991,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CF	€	-1.564.991,4	66.364,2	67.894,2	69.470,1	71.093,2	72.765,1	78.399,6	80.173,3	82.000,2	83.881,9	85.820,1
CF Acumulado	€	-1.564.991	-1.498.627	-1.430.733	-1.361.263	-1.290.170	-1.217.405	-1.139.005	-1.058.832	-976.831	-892.950	-807.129

		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos	€	91.386,3	94.127,9	96.951,7	99.860,3	102.856,1	105.941,8	109.120,0	112.393,6	115.765,4	119.238,4
Mantenimiento	€	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0	381,0
Margen Bruto	€	91.005,3	93.746,9	96.570,7	99.479,3	102.475,1	105.560,8	108.739,0	112.012,6	115.384,4	118.857,4
Amortización	€	78.249,6	78.249,6	93.899,5	93.899,5	93.899,5	93.899,5	93.899,5	93.899,5	93.899,5	46.949,7
BAIT	€	12.755,7	15.497,3	2.671,3	5.579,8	8.575,6	11.661,3	14.839,6	18.113,2	21.485,0	71.907,7
Impuestos	€	3.188,9	3.874,3	667,8	1.395,0	2.143,9	2.915,3	3.709,9	4.528,3	5.371,2	17.976,9
Beneficio Neto	€	9.566,8	11.623,0	2.003,4	4.184,9	6.431,7	8.746,0	11.129,7	13.584,9	16.113,7	53.930,8
Amortización	€	78.249,6	78.249,6	93.899,5	93.899,5	93.899,5	93.899,5	93.899,5	93.899,5	93.899,5	46.949,7
Desembolso	€	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CF	€	87.816,4	89.872,6	95.902,9	98.084,3	100.331,2	102.645,5	105.029,1	107.484,3	110.013,2	100.880,5
CF Acumulado	€	-719.313	-629.441	-533.538	-435.453	-335.122	-232.477	-127.447	-19.963	90.050	190.931

Obteniéndose por tanto un valor de VAN y TIR:

VAN	5.306
TIR	1,0%

Ambos valores son positivos, por lo que la instalación de autoconsumo híbrida en la granja de estudio generaría beneficios económicos en un periodo de 20 años. Sin embargo, el valor del TIR es muy pequeño, lo que significa que, de requerir de una inversión, ésta no podría ser mayor del 1,0%. Normalmente las inversiones tienen un interés del 3%, por lo que se tiene muy poco margen.

Sin embargo, el análisis de viabilidad económica realizado se ha calculado teniendo en cuenta que el establecimiento ya tenía un sistema de alimentación eléctrico instalado, la rentabilidad sería mayor si se comparara con la situación en la que llevar la red eléctrica a un emplazamiento lejano fuera muy complicado y supusiera un coste muy alto.

12. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES

En el desarrollo del presente proyecto de fin de grado, se ha dado con varios problemas que podrían ser base de estudio para próximos proyectos de mejora de una instalación de este tipo.

En primer lugar, se observa que el mercado de los de los elementos principales que componen esta instalación no se encuentra lo suficientemente desarrollado para el caso de un establecimiento aislado de gran potencia, por lo que, a la hora de llevar a cabo el proyecto, podría ser complicado acceder a todos los elementos necesarios y optimizar sus características.

El sistema de hibridación para autoconsumo en el que se introduce la energía eólica cuenta con la gran ventaja de ser un recurso estable a lo largo del año. El mayor problema para dimensionar una instalación de autoconsumo aislada es el sobredimensionamiento necesario para cubrir los meses más desfavorables. Estos meses suelen coincidir con aquellos en los que la radiación es menor, factor con el que el recurso eólico no suele tener problema.

Se prevé que el aumento del precio de la luz, cada vez mas pronunciado, podría hacer que este tipo de proyectos de autoconsumo fuera cada vez mas viable a nivel económico.

De cara a la posibilidad de continuar desarrollando este proyecto, el siguiente paso interesante a estudiar sería el porcentaje de contribución de cada generador energético para optimizar la producción.

13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] clickrenovables. 2016. «Velocidad del viento mínima para una instalación eólica en 3 pasos». <https://clickrenovables.com/blog/velocidad-del-viento-minima-instalacion-eolica-3-pasos/>.
- [2] «IMPACTO ECONÓMICO, DE EMPLEO, SOCIAL Y SOBRE LA SALUD PÚBLICA DEL BORRADOR ACTUALIZADO DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030». 2020, 79.
- [3] «informe-autoconsumo-pwc.pdf». s.f.
<https://www.pwc.es/es/publicaciones/energia/assets/informe-autoconsumo-pwc.pdf>.
- [4] «La gran conquista de la energía limpia». 2017.
https://www.elespanol.com/omicron/software/20170208/gran-conquista-energia-limpia/192232036_0.html.
- [5] López, Sonsiré. 2021. «UNEF: El autoconsumo creció un 30% en España en 2020». <https://ielektro.es/2021/02/05/unef-autoconsumo-crecio-espana-2020/>.
- [6] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Energías renovables». s. f. <https://energia.gob.es/desarrollo/EnergiaRenovable/Paginas/Renovables.aspx>.
- [7] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030». 2020.
<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>.
- [8] CENER - Centro Nacional de Energías Renovables. <https://www.cener.com/areas-de-investigacion/energia-eolica/areas-de-actuacion-en-energia-eolica/recurso-eolico/mapas-mundiales-de-recurso-y-energia/>
- [9] PVsyst 7 Help. <https://www.pvsyst.com/help/index.html>

- [10] Economía Finanzas - VAN y TIR. 2021. <https://www.economiafinanzas.com/que-son-van-tir/>
- [11] Agencia Tributaria: 1. Por coeficientes de amortización lineal. <https://www3.agenciatributaria.gob.es/Sede/ayuda/manuales-videos-folletos/manuales-practicos/irpf-2020/capitulo-7-rendimientos-actividades-economicas-directa/fase-1-determinacion-rendimiento-neto/amortizaciones-dotaciones-ejercicio-fiscalmente-deducibles/requisitos-generales/coeficientes-amortizacion-lineal.html>

ANEXO I: CATÁLOGO

Smart PV Controller



Active Safety

AI Powered Arcing Protection



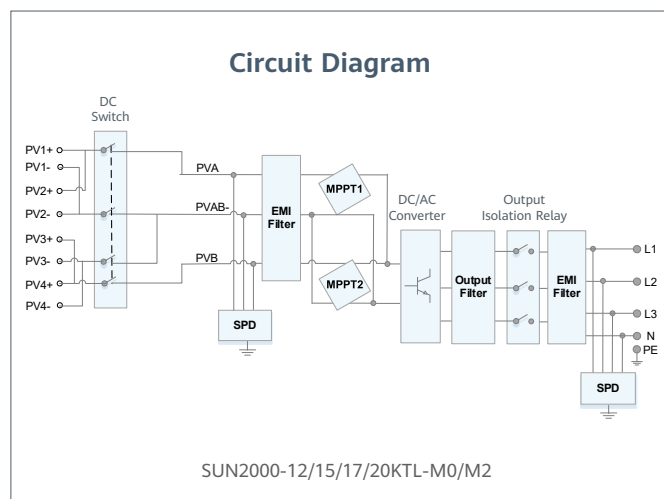
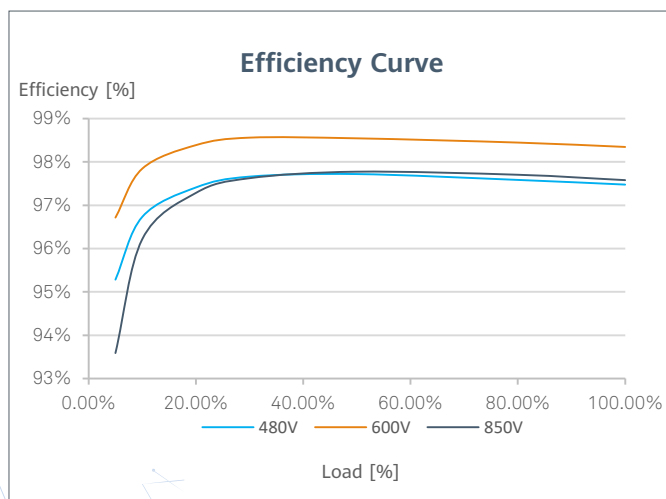
Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer ¹



Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G
Communication Supported



^{*1} Only applicable to SUN2000-12/15/17/20KTL-M2 inverter.

SUN2000-12/15/17/20KTL-M2

Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M2	SUN2000 -15KTL-M2	SUN2000 -17KTL-M2	SUN2000 -20KTL-M2
-------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Efficiency

Max. efficiency	98.50%	98.65%	98.65%	98.65%
European weighted efficiency	98.00%	98.30%	98.30%	98.30%

Input

Recommended max. PV power ¹	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp
Max. input voltage ²	1,080 V			
Operating voltage range ³	160 V ~ 950 V			
Start-up voltage	200 V			
Rated input voltage	600 V			
Max. input current per MPPT	22 A			
Max. short-circuit current	30 A			
Number of MPP trackers	2			
Max. input number per MPP tracker	2			

Output

Grid connection	Three phase			
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W
Max. apparent power	13,200 VA	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 3W + N + PE			
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz			
Max. output current	20 A	25.2 A	28.5 A	33.5 A
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging			
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %			

Features & Protections

Input-side disconnection device	Yes
Anti-islanding protection	Yes
AC over-current protection	Yes
AC short-circuit protection	Yes
AC over-voltage protection	Yes
DC reverse-polarity protection	Yes
DC surge protection	TYPE II
AC surge protection	Yes, compatible with TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11
Residual current monitoring unit	Yes
Arc fault protection	Yes
Ripple receiver control	Yes
Integrated PID recovery ⁴	Yes

General Data

Operation temperature range	-25 ~ +60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Relative humidity	0 % RH ~ 100% RH
Max. operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)
Cooling	Natural Convection
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Weight (with mounting plate)	25 kg
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	525 x 470 x 262 mm (20.7 x 18.5 x 10.3 inch)
Degree of protection	IP65
Nighttime Power Consumption	< 5.5 W ⁵

Optimizer Compatibility

DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P
------------------------------	----------------

Standard Compliance (more available upon request)

Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid connection standards	G98, G99, EN 50549, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, AS 4777.2, C10/11, ABNT, VFR 2019, RD 1699, RD 661, PO 12.3, TOR D4, IEC61727, IEC62116, DEWA

¹ Inverter max input PV power is 40,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

² The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

³ Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

⁴ SUN2000-12~20KTL-M2 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly)

⁵ <10 W when PID recovery function is activated.



Módulo Eclipse **390W-405W**

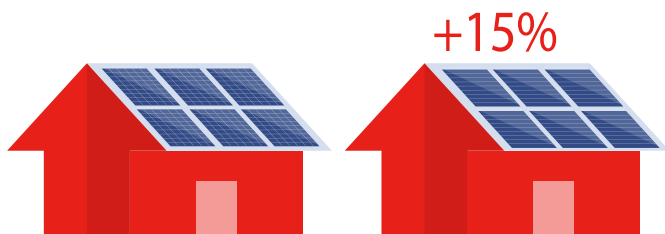
LA CARA POSTERIOR DEL ECLIPSE

Cuando nos dispusimos a desarrollar nuevos módulos fotovoltaicos, consideramos todos los elementos para definir un módulo perfecto: eficiencia, estabilidad, resistencia térmica, tasa de atenuación (PID), precio y etc. Nos desafiamos a encontrar el mejor y mejor enfoque para optimizar cada factor, Este es un módulo de innovación que nunca se ha visto antes.

Como un módulo perfecto, Eclipse puede satisfacer a todas las necesidades tuyas. La tecnología innovadora eleva la eficiencia del módulo y mejora la estabilidad y la estética reduciendo el costo de BOS.



La elevación de un 15% de generación eléctrica resulta que un mayor retorno de la inversión a lo largo del ciclo del proyecto



Reducción notable de efecto de punto caliente

Prueba bajo sombra durante 5 horas



Valor máximo
47.3°C
promedio
23.9°C
mínimo
15.6°C



Disminuye un 10% del costo de BOS y el costo de instalación



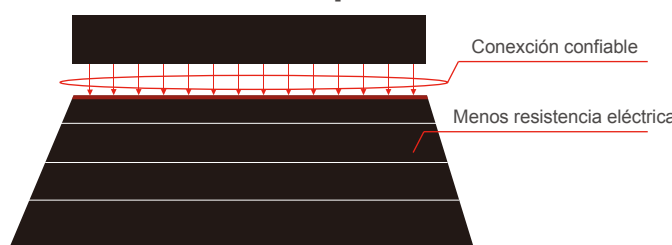
Instalación



el sistema de BOS



Fortalecer efectivamente la confiabilidad y estabilidad del producto.



Más ventajas

- Reducción eficiente de pérdida de potencia producida por sombra
- Disfrute visual perfecto
- Carga mecánica de 5400Pa

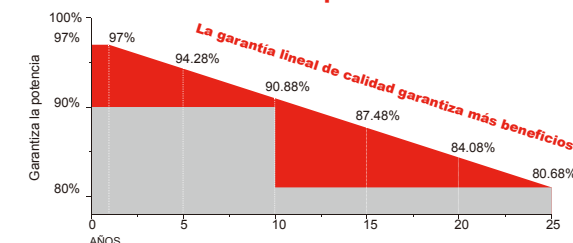
Certificación de los productos



Seguros de los productos

PICC

Garantía de los productos



10 AÑOS Calidad de los productos y garantía de la tecnología

25 AÑOS Garantía de potencia lineal

Parámetro de rendimiento eléctrico

	SRP-390-E01A SRP-390-E01A-HV		SRP-395-E01A SRP-395-E01A-HV		SRP-400-E01A SRP-400-E01A-HV		SRP-405-E01A SRP-405-E01A-HV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia máxima -P _{mp} (W)	390	289	395	293	400	296	405	300
Tensión del circuito abierto -V _{oc} (V)	44.70	41.40	44.90	41.60	45.10	41.70	45.30	41.90
Corriente de cortocircuito -I _{sc} (A)	11.17	9.05	11.25	9.12	11.34	9.17	11.42	9.23
Tensión en la potencia máxima -V _{mp} (V)	36.80	34.00	37.00	34.20	37.20	34.30	37.40	34.50
Corriente en la potencia máxima -I _{mp} (A)	10.60	8.57	10.68	8.57	10.76	8.63	10.83	8.70
Eficiencia del módulo-η _m (%)	19.17		19.42		19.66		19.91	
Tolerancia de potencia (W)	(0,+4.99)							
Tensión máxima del sistema(V)	1000 VDC / 1500 VDC							
Corriente nominal máximo de fusión (A)	20A							

SRP-XXX-E01A : Tensión máxima del sistema 1000VDC;
SRP-XXX-E01A-HV : Tensión máxima del sistema 1500VDC;
STC : fuerza solar de 1000W/m2, temperatura del módulo de 25°C, calidad de la atmósfera de 1.5;
NOCT : fuerza solar de 800W/m2, temperatura del ambiente de 20°C, velocidad de viento e 1m/s, tolerancia de pruebas de potencia: +/-3%

Característica de temperatura

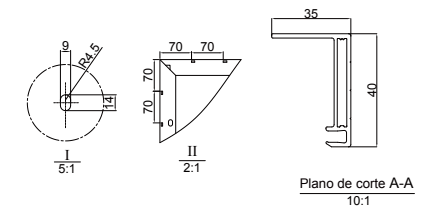
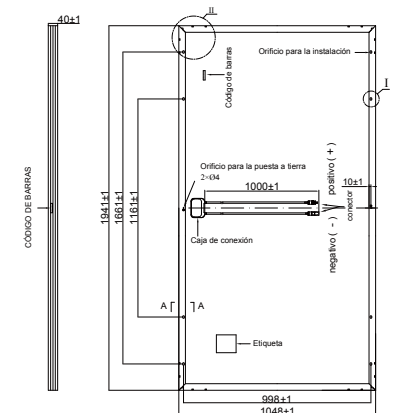
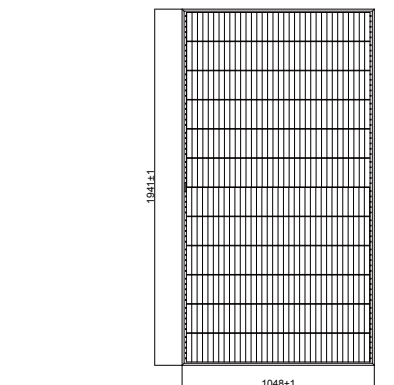
Factor de temperatura de la potencia máxima	-0.37 %/°C
Factor de temperatura de la tensión de circuito abierto	-0.28 %/°C
Factor de temperatura del corriente de cortocircuito	+0.05 %/°C
Temperatura de trabajo	-40 ~ +85 °C
Temperatura de la celda de trabajo nominal	45±2 °C

Parámetro estructural

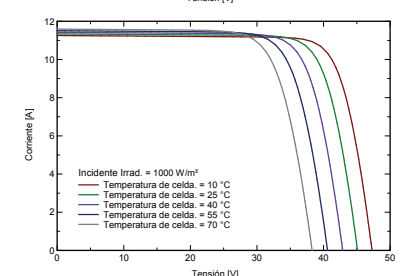
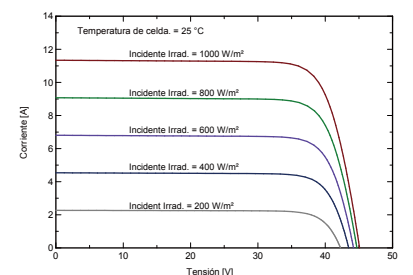
Dimensión del módulo	1941x 1048x 40 mm
Peso	23.0 kg
Celda	Monocristal
Vidrio	3.2mm Revestimiento de vidrio templado, con bajo contenido de hierro
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexión	IP67
Conductor de salida	4.0 mm ² , Longitud: 1000 mm
Conector	Compartido MC4
Carga mecánica	5400 Pa

Forma de embalaje

	1941x 1048x 40 mm
Contenedor	40'HQ
Cantidad por pallet	27
Cantidad de pallet por contenedor	22
Cantidad por contenedor	594



I-V Curva (SRP-400-E01A(-HV))



Monoblock 6V y 12V Estacionario-Solar Plomo-Ácido GEL (VRLA)

- De acuerdo a la normativa DIN 40744 (Monoblocks OPzV), DIN 43539T5, IEC 60896-21,60896-22, IEC 62485-2 e IEC 61427.
- Placa positiva tubular y electrolito gelificado: Sin mantenimiento
- Clasificación Eurobat 2015: "Very Long Life" (diseño de vida superior a 15 años a 20°C). Contenedor opaco ABS alta resistencia.
- 2.000 ciclos de vida al 60% de profundidad de descarga a 20°C

Foto producto	Modelo	Descripción	Capacidad (Ah) C10 (1,8 V/Elm, 20°C)	Capacidad (Ah) C100 (1,8 V/Elm, 20°C)	Medidas máx. (mm)			Peso Kg	P.V.P. €
					Largo	Ancho	Alto		
	FS 6V200V	6V-4 OPZV 200	206	264	272	205	371	48,00	885,80
	FS 6V250V	6V 5 OPZV 250	258	331	380	205	371	63,00	1.044,90
	FS 6V300V	6V-6 OPZV 300	309	398	380	205	371	70,00	1.178,76
	FS 12V50V	12V-1 OPZV 50	51	65	272	205	371	43,00	969,13
	FS 12V100V	12V-2 OPZV 100	102	131	272	205	371	52,00	1.134,80
	FS 12V150V	12V-3 OPZV 150	153	197	380	205	371	72,00	1.305,43

Elementos 2V Estacionario-Solar Plomo-Ácido GEL (VRLA)

- De acuerdo a la normativa DIN 40742 (Elementos OPzV), DIN 43539T5, IEC 60896-21,60896-22, IEC 62485-2 e IEC 61427
- Placa positiva tubular y electrolito gelificado: Sin mantenimiento
- Clasificación Eurobat 2015: "Very Long Life" (diseño de vida superior a 18 años a 20°C). Contenedor opaco ABS alta resistencia.
- 2.400 ciclos de vida al 60% de profundidad de descarga a 20°C

Foto producto	Modelo	Descripción	Capacidad (Ah) C10 (1,8 V/Elm, 20°C)	Capacidad (Ah) C100 (1,8 V/Elm, 20°C)	Medidas máx. (mm)			Peso Kg	P.V.P. €
					Largo	Ancho	Alto		
	FS 100V	2 OPzV 100	112	150	103	206	382	13,60	249,09
	FS 150V	3 OPzV 150	168	226	103	206	382	15,70	291,54
	FS 200V	4 OPzV 200	224	301	103	206	382	18,30	333,51
	FS 250V	5 OPzV 250	280	376	124	206	382	21,80	383,65
	FS 300V	6 OPzV 300	336	452	145	206	382	26,40	429,95
	FS 350V	5 OPzV 350	405	556	124	206	499	30,00	457,11
	FS 420V	6 OPzV 420	486	668	145	206	499	35,00	515,80
	FS 490V	7 OPzV 490	567	782	166	206	499	40,80	580,61
	FS 500V	5 OPzV 500	575	806	145	206	671	43,80	592,54
	FS 600V	6 OPzV 600	690	968	145	206	671	48,20	632,90
	FS 700V	7 OPzV 700	805	1126	191	210	672	61,20	794,20
	FS 800V	8 OPzV 800	920	1287	191	210	672	65,50	871,22
	FS 900V	9 OPzV 900	1035	1449	233	210	674	75,90	1.024,27
	FS 1000V	10 OPzV 1000	1150	1610	233	210	674	80,40	1.059,03
	FS 1100V	11 OPzV 1100	1265	1776	275	210	673	90,80	1.215,42
	FS 1200V	12 OPzV 1200	1380	1938	275	210	673	95,10	1.251,58
	FS 1375V	11 OPzV 1375	1485	2014	275	210	824	105,00	1.429,56
	FS 1500V	12 OPzV 1500	1620	2197	275	210	824	110,10	1.493,85
	FS 1750V	14 OPzV 1750	1890	2561	399	214	799	146,00	1.896,34
	FS 1875V	15 OPzV 1875	2025	2744	399	214	799	151,00	2.042,67
	FS 2000V	16 OPzV 2000	2160	2927	399	214	799	156,10	2.075,57
	FS 2250V	18 OPzV 2250	2430	3290	487	212	797	185,20	2.437,39
	FS 2500V	20 OPzV 2500	2700	3655	487	212	797	195,30	2.585,05
	FS 2750V	22 OPzV 2750	2970	4035	576	212	797	212,20	3.014,83
	FS 3000V	24 OPzV 3000	3240	4402	576	212	797	231,40	3.003,08
	FS 3250V	26 OPzV 3250	3458	4730	576	212	799	241,50	3.395,22

Elementos 2V Estacionario-Solar Plomo-Ácido GEL (VRLA). Recipiente de polipropileno

- De acuerdo a la normativa IEC 60896-21,60896-22, IEC 62485-2 e IEC 61427..
- Placa positiva tubular y electrolito gelificado: Sin mantenimiento
- Clasificación Eurobat 2015: "Very Long Life" (diseño de vida superior a 15 años a 20°C). Contenedor opaco de polipropileno.
- 2.000 ciclos de vida al 60% de profundidad de descarga a 20°C

Foto producto	Modelo	Capacidad (Ah) C10 (1,8 V/Elm, 20°C)	Capacidad (Ah) C120 (1,85 V/Elm, 20°C)	Medidas máx. (mm)			Peso Kg	P.V.P. €
				Largo	Ancho	Alto		
	2 FST 150 V	119	150	47	198	370	9,00	150,99
	3 FST 225 V	179	225	65	198	370	12,70	197,74
	2 FST 280 V	229	284	47	198	595	15,40	245,09
	3 FST 425 V	344	426	65	198	595	22,00	340,50
	4 FST 565 V	458	568	83	198	595	28,70	392,71
	5 FST 710 V	573	710	101	198	595	35,30	466,97
	6 FST 850 V	687	852	119	198	595	42,10	537,01
	7 FST 990 V	802	994	137	198	595	48,80	630,43
	8 FST 1135 V	916	1136	155	198	595	55,50	721,59
	7 FST 1190 V	951	1190	137	198	740	60,00	670,25
	8 FST 1360 V	1087	1360	155	198	740	68,10	763,96

La **garantía** por defecto de fabricación de las baterías es de 24 meses.

ANEXO II:

INFORMES PVSYST

PVsyst - Simulation report

Stand alone system

Project: Sociedad Agropecuaria

Variant: Dimensionado de baterías

Stand alone system with batteries

System power: 522 kWp

Cortes - España

Author

Censolar (Spain)



PVsyst V7.2.14

VC1, Simulation date:
18/07/22 13:18
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Project summary

Geographical Site

Cortes

España

Situation

Latitude 41.92 °N

Longitude -1.45 °W

Altitude 278 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Cortes

PVGIS api TMY

System summary

Stand alone system

PV Field Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 58 / 0 °

Stand alone system with batteries

User's needs

Monthly values

System information

PV Array

Nb. of modules

1288 units

Pnom total

522 kWp

Battery pack

Technology

Lead-acid, vented, tubular

Nb. of units

1320 units

Voltage

120 V

Capacity

80762 Ah

Results summary

Available Energy 738790 kWh/year

Specific production

1416 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

59.52 %

Used Energy 571160 kWh/year

Solar Fraction SF

100.00 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



PVsyst V7.2.14

VC1, Simulation date:
18/07/22 13:18
with v7.2.14

Censolar (Spain)

General parameters

Stand alone system

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 58 / 0 °

Horizon

Average Height 1.7 °

Stand alone system with batteries

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition

Diffuse

Circumsolar

Perez

Imported

separate

User's needs

Monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
1352	1353	1372	1343	1599	1665	2016	1979	1751	1572	1379	1372	1565	kWh/day

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

Number of PV modules

Nominal (STC)

Modules

At operating cond. (50°C)

Pmpp

U mpp

I mpp

Controller

Universal controller

Technology

Temp coeff.

Converter

Maxi and EURO efficiencies

Total PV power

Nominal (STC)

Total

Module area

Generic

SRP-405-E01A-HV

405 Wp

1288 units

522 kWp

46 Strings x 28 In series

470 kWp

950 V

495 A

MPPT converter

-5.0 mV/°C/Elem.

97.0 / 95.0 %

522 kWp

1288 modules

2620 m²

Battery

Manufacturer

Model

Technology

Nb. of units

Discharging min. SOC

Stored energy

Battery Pack Characteristics

Voltage

Nominal Capacity

Temperature

Generic

2V 26 RES OPzS 4730

Lead-acid, vented, tubular

22 in parallel x 60 in series

20.0 %

7753.2 kWh

120 V

80762 Ah (C10)

Fixed 20 °C

Battery Management control

Threshold commands as

Charging

approx.

Discharging

approx.

SOC calculation

SOC = 0.92 / 0.75

133.3 / 123.9 V

SOC = 0.20 / 0.45

116.5 / 120.7 V

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

Uv (wind)

15.0 W/m²K

0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res.

Loss Fraction

32 mΩ

1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop

Loss Fraction

0.7 V

0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction

2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %



PVsyst V7.2.14

VC1, Simulation date:
18/07/22 13:18
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, $n(\text{glass})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

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

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



PVsyst V7.2.14

VC1, Simulation date:

18/07/22 13:18

with v7.2.14

Censolar (Spain)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=41°54'59", Long=-1°26'42", Alt=m

Average Height 1.7 °

Albedo Factor 0.92

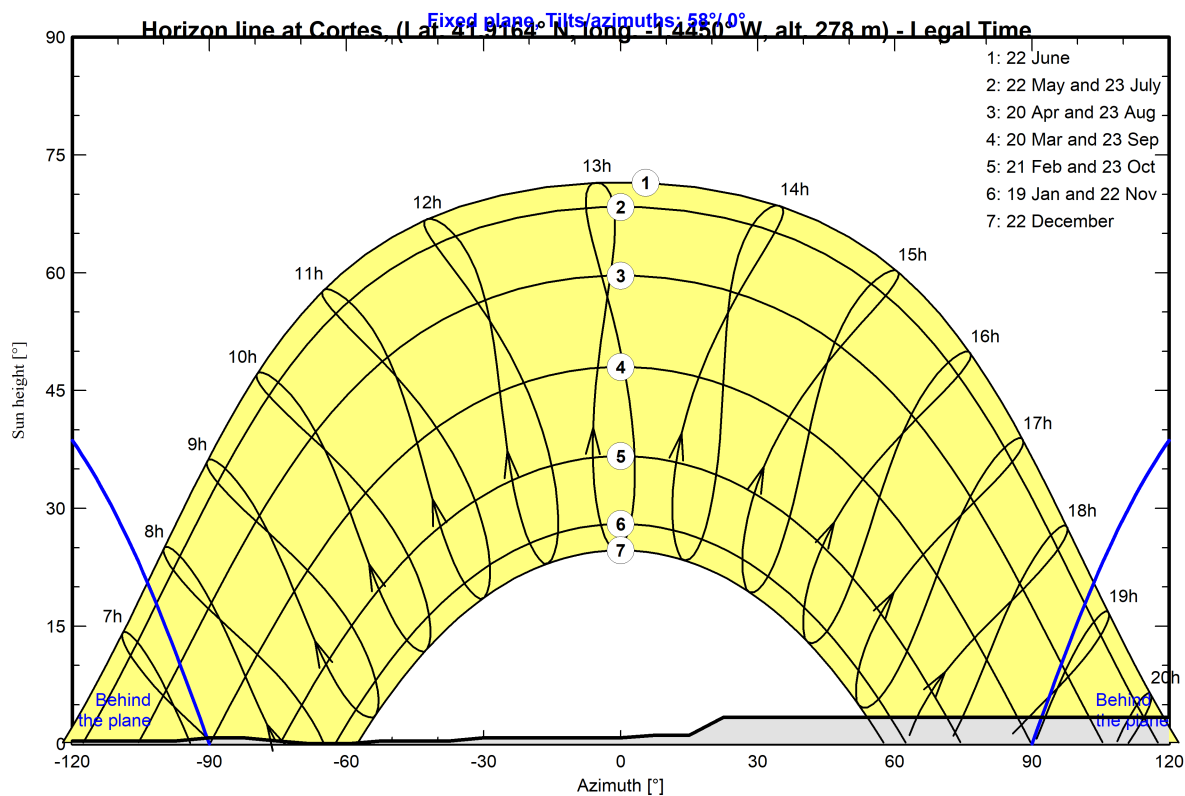
Diffuse Factor 0.99

Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-143	-135	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	0.4	0.4	1.1	1.1	0.4	0.4	0.8	0.8	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	-38	-30	0	8	15	23	143	150	158	165	173	180
Height [°]	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	3.4	3.4	1.5	1.5	0.8	0.8	0.4

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





PVsyst V7.2.14

VC1, Simulation date:
18/07/22 13:18
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Main results

System Production

Available Energy 738790 kWh/year
Used Energy 571160 kWh/year
Excess (unused) 131154 kWh/year

Loss of Load

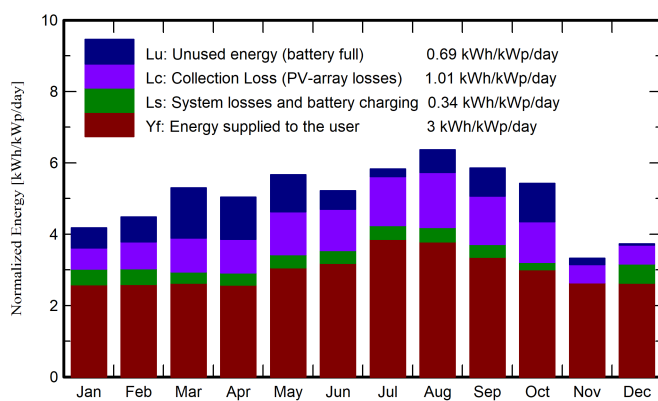
Time Fraction 0.0 %
Missing Energy 0 kWh/year

Specific production 1416 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 59.52 %
Solar Fraction SF 100.00 %

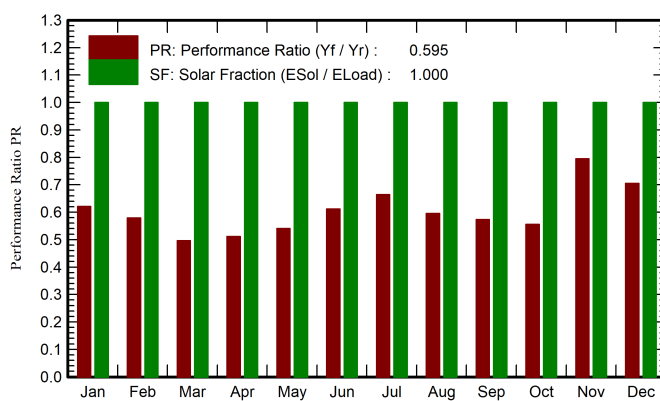
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 97.6 %
Static SOW 95.0 %
Battery lifetime 20.0 years

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E_Avail	EUnused	E_Miss	E_User	E_Load	SolFrac
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	ratio
January	63.6	123.2	55782	9007	0.000	41900	41900	1.000
February	78.9	119.3	52452	10103	0.000	37889	37889	1.000
March	129.5	155.5	68178	22692	0.000	42541	42541	1.000
April	154.4	141.7	61805	18342	0.000	40302	40302	1.000
May	209.4	163.9	69532	16675	0.000	49585	49585	1.000
June	205.8	145.0	60695	8013	0.000	49935	49935	1.000
July	227.6	167.5	68799	3264	0.000	62496	62496	1.000
August	209.0	185.2	75100	10188	0.000	61349	61349	1.000
September	149.6	166.0	68039	12291	0.000	52530	52530	1.000
October	111.3	160.1	67137	17359	0.000	48732	48732	1.000
November	59.0	94.6	41985	2735	0.000	41370	41370	1.000
December	53.4	109.7	49286	484	0.000	42532	42532	1.000
Year	1651.5	1731.7	738790	131154	0.000	571160	571160	1.000

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

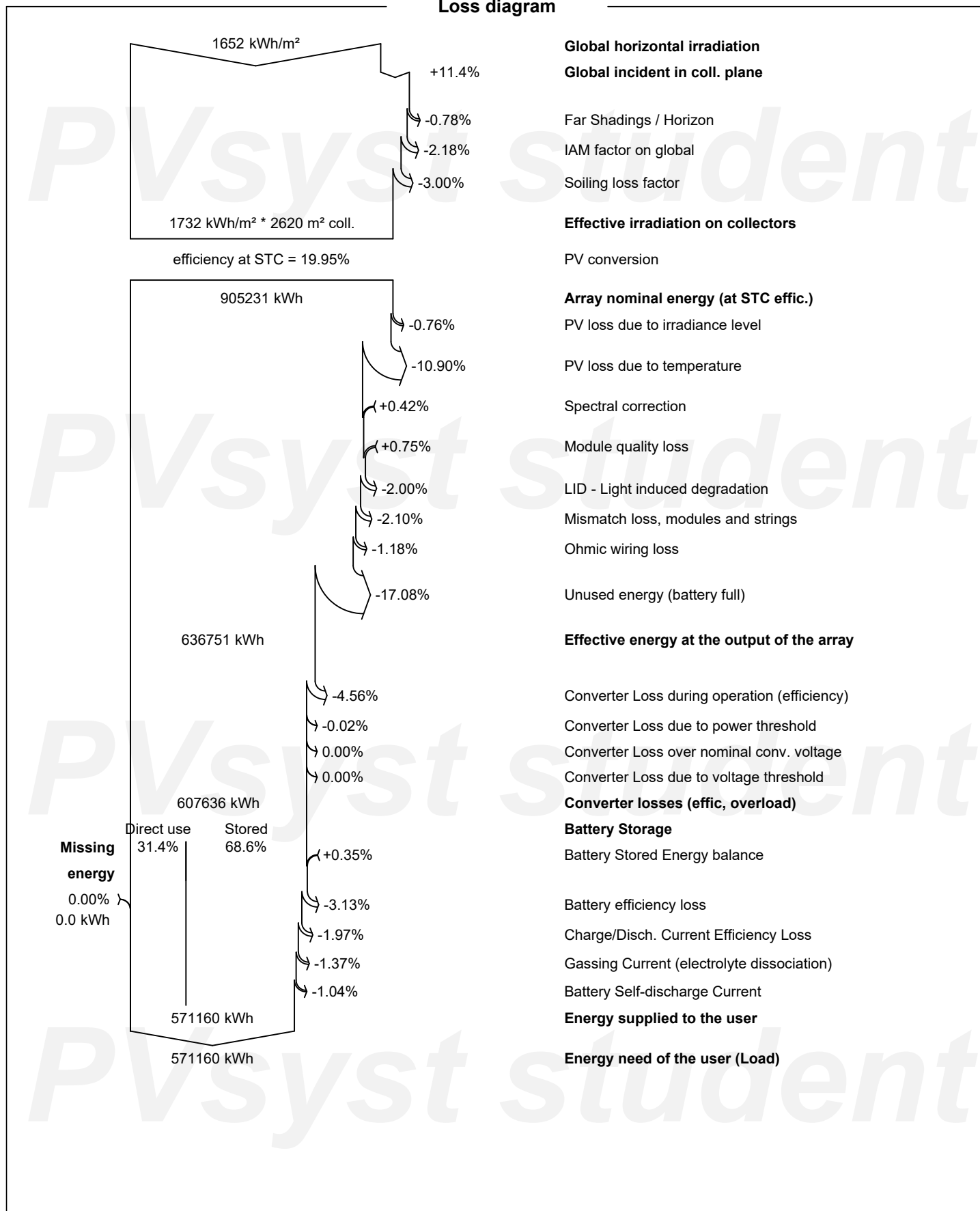
E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)



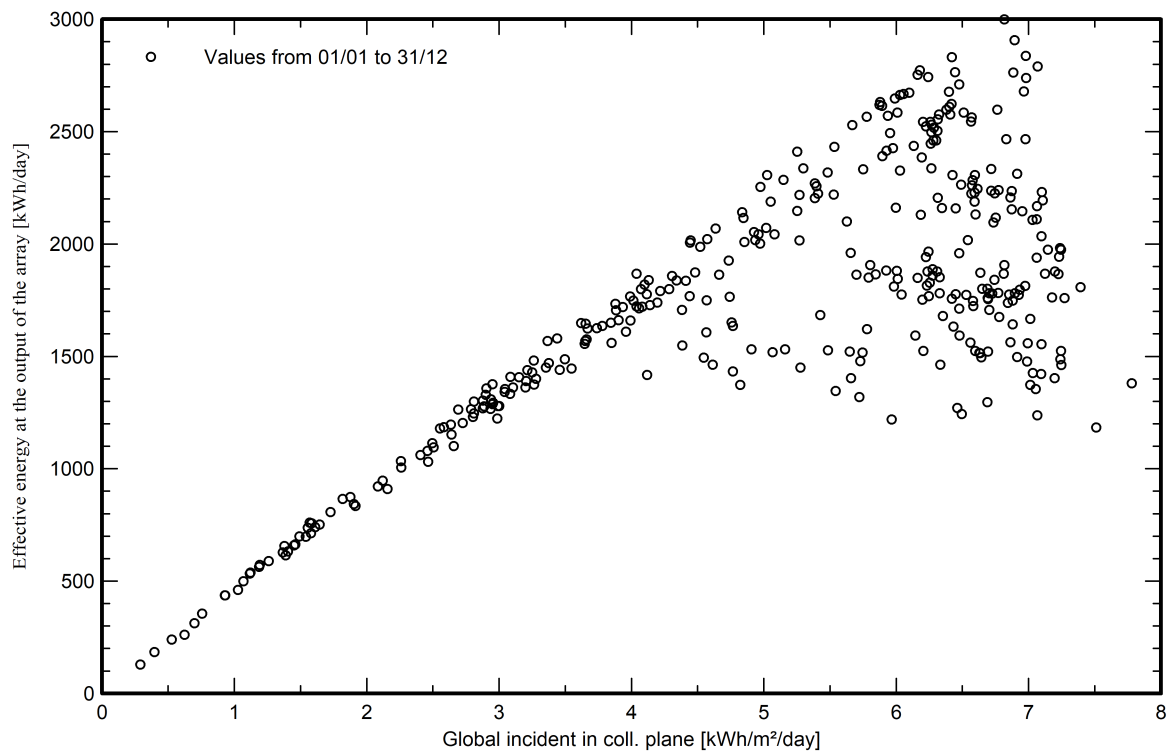
Loss diagram





Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



PVsyst student

PVsyst student

PVsyst - Simulation report

Stand alone system

Project: Sociedad Agropecuaria

Variant: Dimensionado de módulos_V3

Stand alone system with batteries

System power: 261 kWp

Cortes - España

Author

Censolar (Spain)

**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:
13/07/22 00:33
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Project summary**Geographical Site****Cortes**

España

Situation

Latitude 41.92 °N

Longitude -1.45 °W

Altitude 278 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Cortes

PVGIS api TMY

System summary**Stand alone system****PV Field Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 58 / 0 °

Stand alone system with batteries**Near Shadings**

Linear shadings

User's needs

Monthly values

System information**PV Array**

Nb. of modules

644 units

Pnom total

261 kWp

Battery pack

Technology

Lead-acid, vented, tubular

Nb. of units

540 units

Voltage

120 V

Capacity

33039 Ah

Results summary

Available Energy 369392 kWh/year

Specific production

1416 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

59.55 %

Used Energy

285740 kWh/year

Solar Fraction SF

100.00 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9

**PVsyst V7.2.14**

VC3, Simulation date:
13/07/22 00:33
with v7.2.14

General parameters**Stand alone system****PV Field Orientation****Orientation**

Fixed plane
Tilt/Azimuth 58 / 0 °

Horizon

Average Height 1.7 °

Stand alone system with batteries**Sheds configuration**

Nb. of sheds 6 units
Sizes
Sheds spacing 29.2 m
Collector width 4.61 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 15.8 %

Near Shadings

Linear shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

User's needs

Monthly values

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
676	677	686	672	800	833	1008	990	876	787	690	687	783	kWh/day

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic
Model SRP-405-E01A-HV
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 405 Wp
Number of PV modules 644 units
Nominal (STC) 261 kWp
Modules 23 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 235 kWp
U mpp 950 V
I mpp 247 A

Controller

Universal controller
Technology MPPT converter
Temp coeff. -5.0 mV/°C/Elem.

Converter

Maxi and EURO efficiencies 97.0 / 95.0 %

Total PV power

Nominal (STC) 261 kWp
Total 644 modules
Module area 1310 m²

Battery

Manufacturer Generic
Model 2V 26 RES OPzS 4730
Technology Lead-acid, vented, tubular
Nb. of units 9 in parallel x 60 in series
Discharging min. SOC 20.0 %
Stored energy 3171.7 kWh

Battery Pack Characteristics

Voltage 120 V
Nominal Capacity 33039 Ah (C10)
Temperature Fixed 20 °C

Battery Management control

Threshold commands as SOC calculation
Charging SOC = 0.92 / 0.75
approx. 133.8 / 123.9 V
Discharging SOC = 0.20 / 0.45
approx. 116.5 / 120.7 V

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 15.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

DC wiring losses

Global array res. 65 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %



PVsyst V7.2.14

VC3, Simulation date:
13/07/22 00:33
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.980	0.950	0.900	0.750	0.000

Spectral correction

FirstSolar model

Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



PVsyst V7.2.14

VC3, Simulation date:
13/07/22 00:33
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Horizon definition

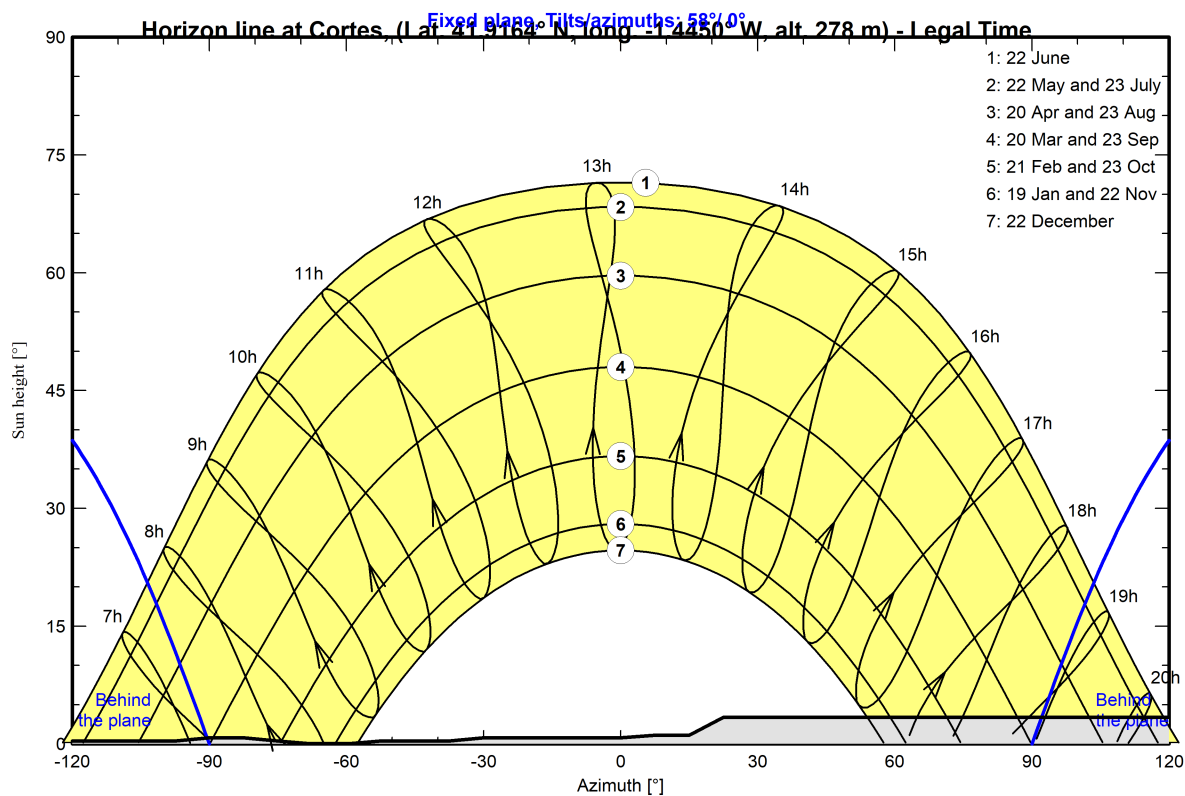
Horizon from PVGIS website API, Lat=41°54'59", Long=-1°26'42", Alt=m

Average Height 1.7 ° Albedo Factor 0.92
Diffuse Factor 0.99 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-165	-143	-135	-98	-90	-83	-75	-68	-60	-53
Height [°]	0.4	0.4	1.1	1.1	0.4	0.4	0.8	0.8	0.4	0.0	0.0	0.4
Azimuth [°]	-38	-30	0	8	15	23	143	150	158	165	173	180
Height [°]	0.4	0.8	0.8	1.1	1.1	3.4	3.4	1.5	1.5	0.8	0.8	0.4

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





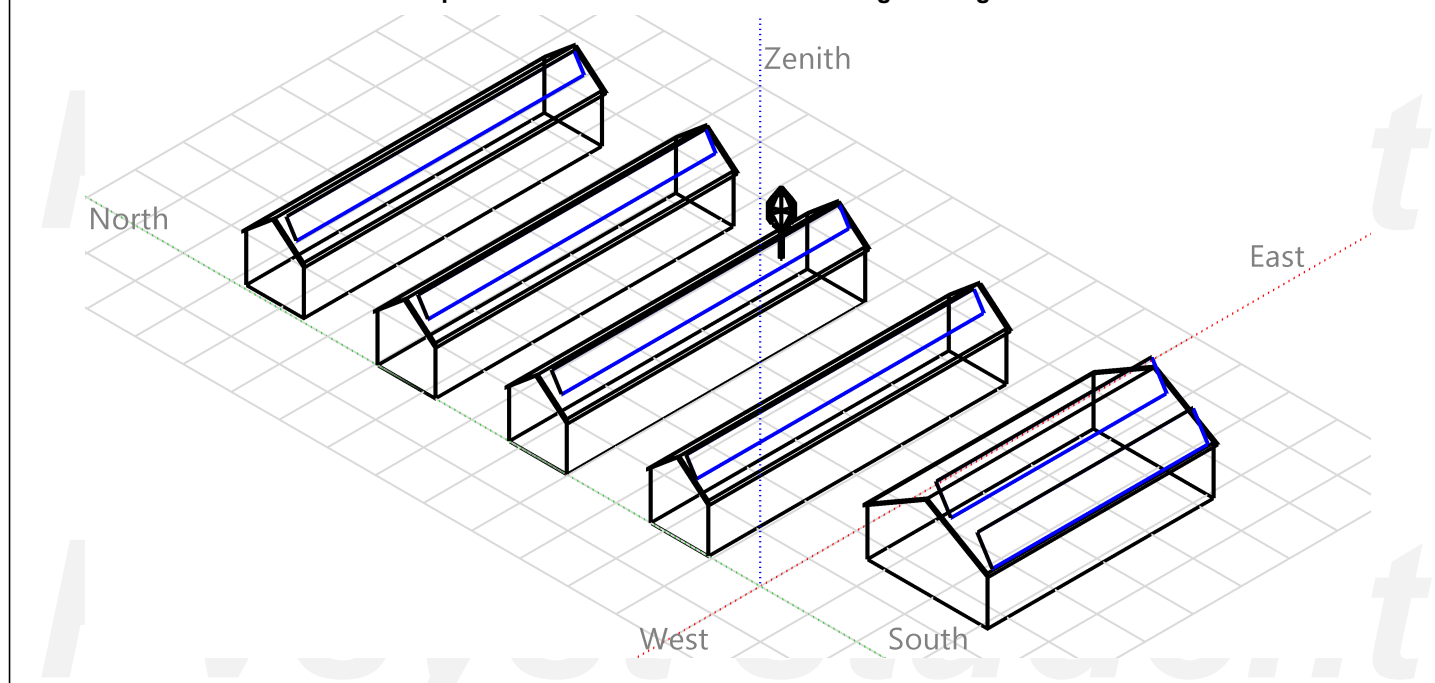
PVsyst V7.2.14

VC3, Simulation date:
13/07/22 00:33
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Near shadings parameter

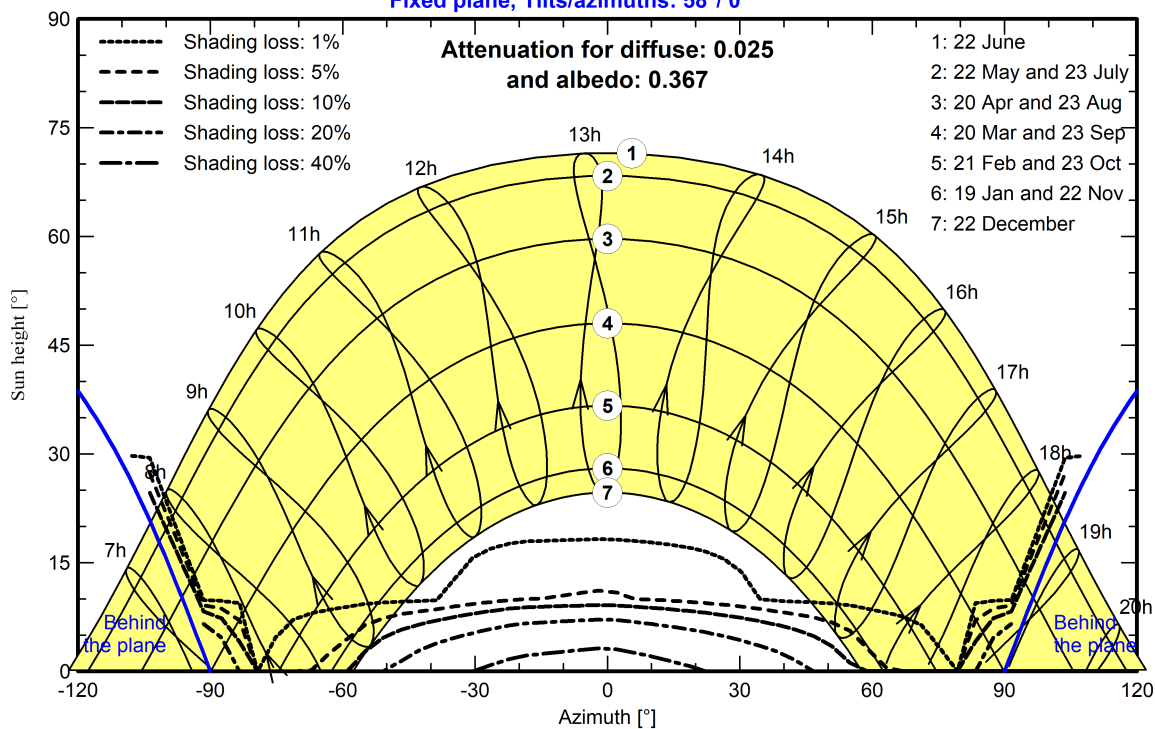
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 58°/ 0°





PVsyst V7.2.14

VC3, Simulation date:
13/07/22 00:33
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Main results

System Production

Available Energy 369392 kWh/year
Used Energy 285740 kWh/year
Excess (unused) 67558 kWh/year

Loss of Load

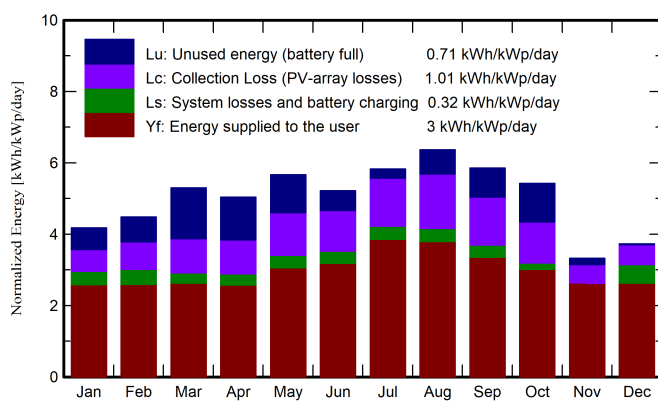
Time Fraction 0.0 %
Missing Energy 0 kWh/year

Specific production 1416 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 59.55 %
Solar Fraction SF 100.00 %

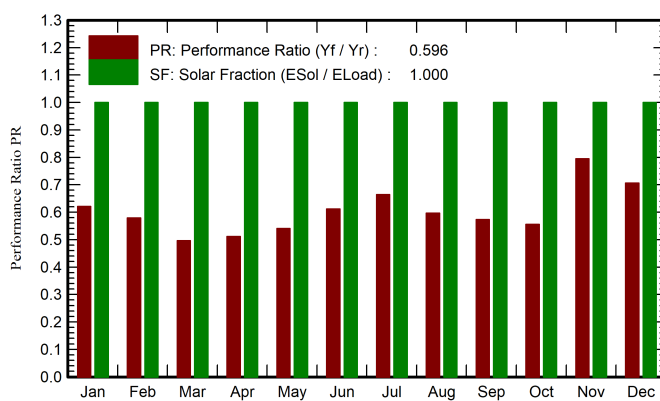
Battery aging (State of Wear)

Cycles SOW 97.1 %
Static SOW 95.0 %
Battery lifetime 20.0 years

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	GlobEff	E_Avail	EUnused	E_Miss	E_User	E_Load	SolFrac
	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	ratio
January	63.6	122.3	27717	4860	0.000	20956	20956	1.000
February	78.9	118.7	26131	5072	0.000	18956	18956	1.000
March	129.5	155.0	34061	11464	0.000	21266	21266	1.000
April	154.4	141.4	30911	9325	0.000	20160	20160	1.000
May	209.4	163.9	34866	8562	0.000	24800	24800	1.000
June	205.8	145.2	30485	4256	0.000	24990	24990	1.000
July	227.6	168.2	34655	2024	0.000	31248	31248	1.000
August	209.0	185.2	37686	5415	0.000	30690	30690	1.000
September	149.6	165.7	34056	6326	0.000	26280	26280	1.000
October	111.3	159.5	33517	8740	0.000	24397	24397	1.000
November	59.0	94.0	20876	1367	0.000	20700	20700	1.000
December	53.4	108.7	24432	146	0.000	21297	21297	1.000
Year	1651.5	1727.9	369392	67558	0.000	285740	285740	1.000

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

E_Avail Available Solar Energy

EUnused Unused energy (battery full)

E_Miss Missing energy

E_User Energy supplied to the user

E_Load Energy need of the user (Load)

SolFrac Solar fraction (EUsed / ELoad)

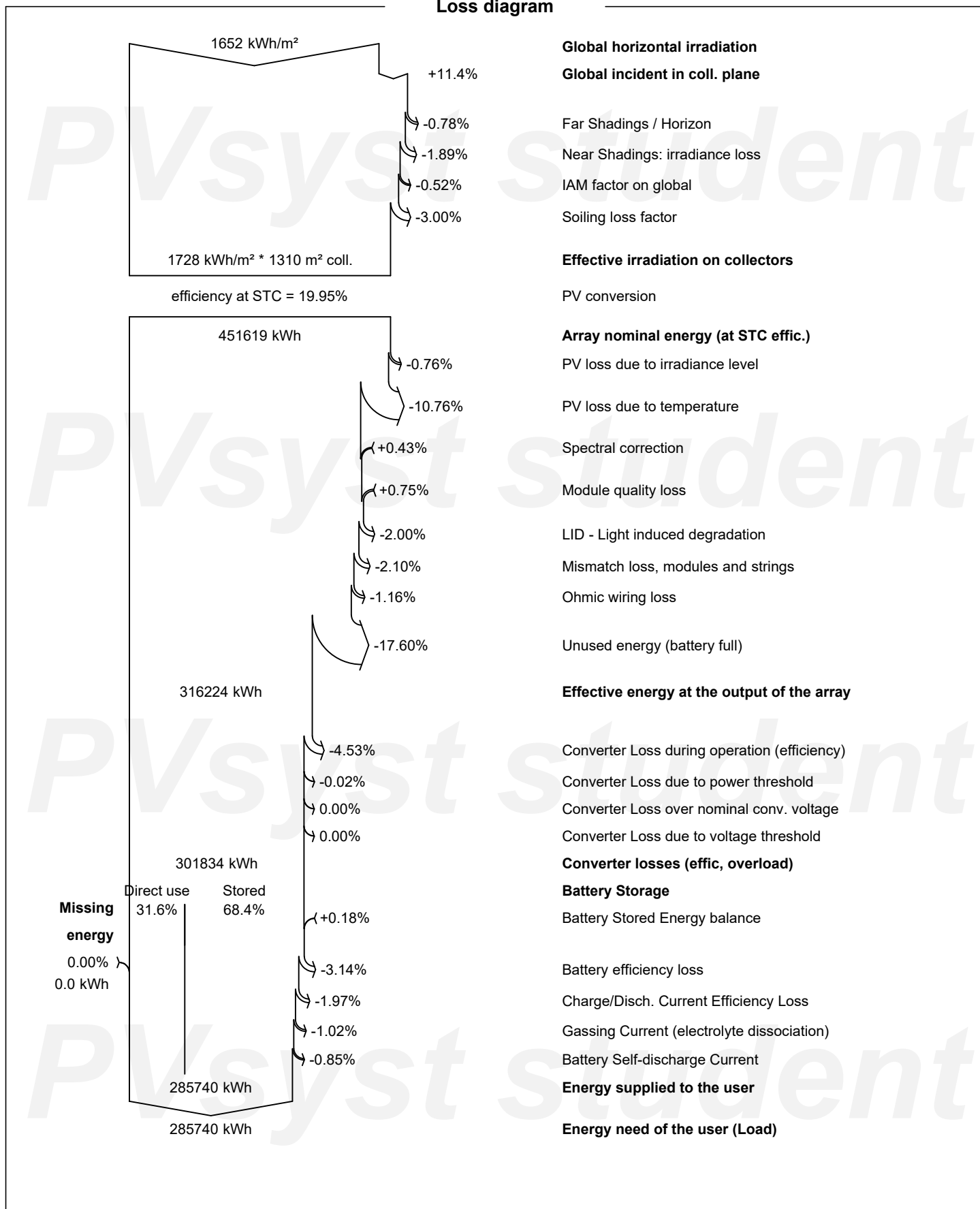


PVsyst V7.2.14

VC3, Simulation date:
13/07/22 00:33
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Loss diagram





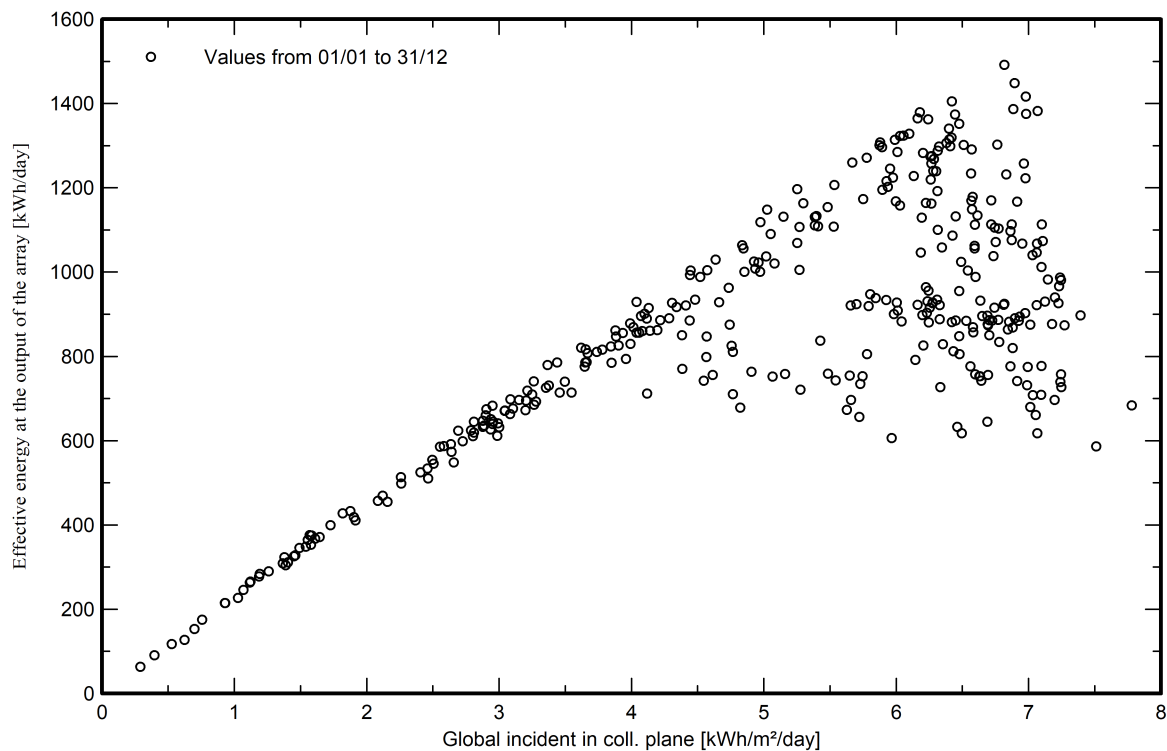
PVsyst V7.2.14

VC3, Simulation date:
13/07/22 00:33
with v7.2.14

Censolar (Spain)

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



PVsyst student

PVsyst student