



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (AUTOCONSUMO ENERGÉTICO) PARA UN HOTEL RURAL JUNTO AL PANTANO DE CIJARA

Autor: Sofía Díaz-Lladó Centeno

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Junio 2021

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

**EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
(AUTOCONSUMO ENERGÉTICO) PARA UN HOTEL RURAL JUNTO AL
PANTANO DE CIJARA**

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

curso académico 2020/21 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.: Sofía Díaz-Lladó Centeno

Fecha: ...23.../ ...6.../ ...2021...



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

**ALONSO ALONSO
CONSOLACION -
05408293G**

Firmado digitalmente por
ALONSO ALONSO
CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2021.06.23 23:53:03
+02'00'

Fdo.: **Nombre del Director**

Fecha://

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

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

El autor D. Sofía Díaz-Lladó

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (AUTOCONSUMO ENERGÉTICO) PARA UN HOTEL RURAL JUNTO AL PANTANO DE CIJARA, 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) Reproducirla 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.

6°. 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 23 de 6 de 2021.

ACCEPTA

Fdo.

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

[illegible]



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (AUTOCONSUMO ENERGÉTICO) PARA UN HOTEL RURAL JUNTO AL PANTANO DE CIJARA

Autor: Sofía Díaz-Lladó Centeno

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Junio 2021

Agradecimientos

Agradezco a mi tutora Consuelo Alonso Alonso por el tiempo y el esfuerzo dedicado, gracias a los cuales he podido realizar este proyecto.

También agradezco a mis padres y hermana por haberme apoyado y ayudado siempre y creer en mí.

Finalmente agradezco a todos mis profesores de ICAI por haberme instruido en la carrera.

EL DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (AUTOCONSUMO ENERGÉTICO) PARA UN HOTEL RURAL JUNTO AL PANTANO DE CIJARA

Autor: Díaz-Lladó Centeno, Sofía.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia de Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto ha sido el estudio de la viabilidad técnica y económica de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo para abastecer las necesidades energéticas de un hotel rural de 734 m² situado en la provincia de Ciudad Real, a las orillas del Pantano de Cijara.

Este proyecto viene motivado por el deseo actual de crear sistemas sostenibles que permitan generar beneficio económico y social a la vez. Por eso, se plantea la posibilidad de dotar al hotel de una fuente de energía renovable y con ello reducir la utilización de combustibles fósiles más contaminantes y perjudiciales para el cambio climático. En concreto, el estudio se va a centrar en la utilización de energía solar fotovoltaica.

Las energías renovables son recursos que cuentan con numerosas ventajas como su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, siendo limpias e inagotables y reduciendo el efecto invernadero. Gracias a la aprobación del Real Decreto de Autoconsumo en 2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se ha favorecido el autoconsumo en España, sobre todo a nivel del ciudadano y de la pequeña y mediana empresa. Esto hace que la ciudadanía también pueda contribuir al plan de descarbonización.

Dotando al hotel de una instalación solar fotovoltaica, se va a maximizar su generación basada en energía renovables disminuyendo el consumo de combustibles fósiles y reduciendo así sus costes de electricidad y su impacto medioambiental.

Para la realización del dimensionamiento de la instalación, ha sido necesario plantear, en primer lugar, un estudio de la vivienda a abastecer. En él, se ha determinado la localización, la climatología, la descripción física y las necesidades energéticas a cubrir. Todo ello, variables fundamentales del proyecto. El estudio de los consumos eléctricos se ha realizado consultando las facturas eléctricas del hotel y mediante una estimación de los consumos enumerando los equipos eléctricos de la vivienda, su potencia y las horas de funcionamiento. A pesar de que se haya realizado el cálculo utilizando los dos métodos para contrastar resultados, finalmente los datos utilizados para el estudio han sido los de la factura eléctrica, resultando un consumo anual de 57967 kWh.

En un principio se planteó dimensionar una instalación conectada a la red y una instalación aislada apoyada por baterías. Tras estudiar la instalación aislada, se llegó a la

conclusión de que, actualmente, para que el hotel funcione de manera autónoma, se requiere una inversión demasiado elevada, difícilmente recuperable en el futuro, que hace inviable técnica y económicamente la instalación. Por eso se abandonó esta línea de investigación.

Así, este proyecto se ha centrado en el estudio de una instalación conectada a la red. Este tipo de instalación exporta energía a la red en caso de generar excedente e importa energía de la red en caso de que los generadores fotovoltaicos no produzcan toda la energía demandada. Con el apoyo de la red, no es necesario instalar baterías que elevan el precio de la instalación.

Para realizar el dimensionamiento de la instalación ha sido necesario conocer el recurso solar del emplazamiento para determinar la energía solar disponible. Para ello, se ha analizado el recurso solar mediante tres bases de datos diferentes, (AEMET, PVgis y Meteonorm), para poder contrastar los resultados. Los resultados de PVgis y Meteonorm fueron los que menos difirieron y finalmente se eligió la base de datos Meteonorm, resultando una radiación global anual en el emplazamiento de 1743 kWh/m².

Para poder determinar que tipo de instalación se adapta mejor a las necesidades del hotel y cual es más rentable, se han analizado tres instalaciones diferentes: una que cubre el 90% del consumo, otra que cubre el 50% del consumo y otra que cubre el 30% del consumo. En primer lugar, se han dimensionado de manera analítica las instalaciones que cubren el 50% y el 30% del consumo. Para ello se ha utilizado el “Criterio de la máxima captación de energía anual” que determina la inclinación óptima y la potencia del campo solar optimizando la relación consumo-radiación global a lo largo de todo el año. Una vez determinada la inclinación y el tamaño de cada instalación, se han elegido los equipos de la instalación, se ha dimensionado el campo de paneles y el cableado de la instalación, y se ha calculado la energía anual obtenida teniendo en cuenta las pérdidas de la instalación para poder calcular el Performance Ratio (PR) o rendimiento de la instalación. Posteriormente, se han dimensionado las tres instalaciones con el programa PVsyst que realiza simulaciones de instalaciones fotovoltaicas, generando informes detallados sobre las características y rendimiento de la instalación.

En la Tabla 1 se incluyen los resultados obtenidos de los diferentes dimensionamientos de las instalaciones:

% de consumo	Método de cálculo	Nº de módulos	Energía anual producida (kWh)	Energía importada de la red (kWh)	Energía exportada a la red (kWh)
90	PVsyst	57	52906	9534	4473
50	Analítico	33	30462,96	27504,04	0
	PVsyst	34	31582	26385	0
30	Analítico	20	18462,4	39504,6	0
	PVsyst	20	18365	39602	0

Tabla 1: Resultados del sistema conectado a red.

La instalación que cubre el 90% del consumo dispone de un total 57 módulos y la que cubre el 30% dispone de un total de 20 módulos. En el caso de la instalación que cubre el

50% del consumo, el número de módulos determinado mediante los dos métodos difiere en uno debido a la manera de funcionamiento de PVsyst, siendo el número de módulos totales 33 y 34. Cada panel fotovoltaico tiene una potencia pico de 550 Wp, por lo que la instalación para el 90% del consumo tiene una potencia pico de 31,4 kWp, la instalación del 50% tiene una potencia pico de 18,15-18,7 kWp y la instalación del 30% tiene una potencia pico de 11kWp.

Tras hacer el estudio de viabilidad técnica, se ha procedido a hacer el estudio de la viabilidad económica de las tres instalaciones para analizar su rentabilidad y determinar la instalación más atractiva económicamente. Para ello, se han utilizado los resultados de PVsyst que presentan mayor fiabilidad que los resultados analíticos ya que es un programa especializado en el diseño de instalaciones fotovoltaicas.

En primer lugar, se ha hecho el cálculo de la inversión inicial de cada instalación, teniendo en cuenta los costes de sus equipos, el coste de la legalización y boletín de la instalación, el coste de instalar el sistema y el coste de la infraestructura de evacuación. A todo ello, se le ha descontado la subvención que ofrece actualmente la Comunidad Autónoma de Castilla la Mancha.

Para el análisis económico, se han tomado como ingresos del análisis los ahorros obtenidos en el consumo de la energía en cada uno de los tres supuestos. Para ello, se ha tenido en cuenta la degradación anual de la instalación reduciendo la energía producida cada año. Como gastos se han tenido en cuenta los anuales de mantenimiento de la instalación, el Impuesto de Actividades Económicas (IAE) y la depreciación de la inversión.

La rentabilidad se ha calculado utilizando los métodos del VAN, la TIR y el Payback de las inversiones a partir del cálculo de los flujos de caja libre de cada una de las opciones, a 20 años y una tasa de descuento del 5%.

En la Tabla 2 se muestran los resultados de dicho análisis.

	90%	50%	30%
VAN (5%)	23.341,65 €	11.803,92 €	5.905,11 €
TIR	11,58%	10,06%	9,08%
Pay Back	6 años y 9 meses	7 años y 8 meses	8 años y 4 meses

Tabla II: Resultados del análisis económico.

Como se ve en el análisis realizado, aunque la inversión es rentable en los tres casos, cuanto mayor potencia instalada mayor rentabilidad y antes se recupera la inversión. Se refleja así las ganancias en economías de escala de este tipo de inversión, dado que el coste total de la inversión inicial no crece de manera proporcional a la potencia de cada instalación.

De esta manera, se ha elegido la instalación que cubre el 90% del consumo. Esta instalación no solo se escoge por ser la más económicamente rentable, sino también porque al cubrir el 90% del consumo del hotel con energía solar, se cumple el objetivo de generación de energía limpia maximizando el mix energético de renovables del hotel y alcanzándose así una mayor sostenibilidad.

THE DESIGN OF A DISTRIBUTED GENERATION INSTALLATION (ENERGY SELF-CONSUMPTION) FOR A RURAL HOTEL NEXT TO THE PANTANO DE CIJARA.

Author: Díaz-Lladó Centeno, Sofía.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI-Universidad Pontificia de Comillas

ABSTRACT

The goal of this project has been the study of the technical and economic feasibility of a photovoltaic solar installation for self-consumption to supply the energy needs of a rural hotel of 734 m² located in the province of Ciudad Real, on the banks of the Pantano de Cijara.

This project is motivated by the current desire to create sustainable systems that allow generating economic and social benefits at the same time. For this reason, the possibility of providing the hotel with a renewable energy source and thereby reducing the use of fossil fuels that is more polluting and harmful to climate change is being considered. Specifically, the study will focus on the use of photovoltaic solar energy.

Renewable energies are resources that have numerous advantages such as their diversity, abundance and potential for use anywhere on the planet, being clean and inexhaustible and reducing the greenhouse effect. Thanks to the approval of the Royal Decree on Self-consumption in 2019, which regulates the administrative, technical and economic conditions for self-consumption of electricity, self-consumption has been favored in Spain, especially at the level of citizens and small and medium-sized businesses. business. This means that citizens can also contribute to the decarbonization plan.

By providing the hotel with a photovoltaic solar installation, its generation based on renewable energy will be maximized, reducing the consumption of fossil fuels and thus reducing its electricity costs and its environmental impact.

To carry out the sizing of the installation, it has been necessary to propose, in the first place, a study of the house to be supplied. In it, the location, the weather, the physical description and the energy needs to be covered have been determined. All this, fundamental variables of the project. The study of electricity consumption has been carried out by consulting the hotel's electricity bills and by estimating consumption by listing the home's electrical equipment, its power and operating hours. Although the calculation has been made using the two methods to contrast results, finally the data used for the study have been those of the electricity bill, resulting in an annual consumption of 57 967 kWh.

Initially, it was proposed to size an installation connected to the network and an isolated installation supported by batteries. After studying the isolated installation, it was concluded that, at present, for the hotel to function autonomously, an investment that is too high is required, which is difficult to recover in the future, which makes the installation technically and economically unfeasible. That is why this line of investigation was abandoned.

Thus, this project has focused on the study of an installation connected to the network. This type of installation exports energy to the grid in case of generating surplus and imports energy from the grid in case the photovoltaic generators do not produce all the energy demanded. With the support of the network, it is not necessary to install batteries that raise the price of the installation.

To carry out the sizing of the installation, it has been necessary to know the site's solar resource to determine the available solar energy. For this, the solar resource has been analyzed using three different databases, (AEMET, PVgis and Meteonorm), to be able to contrast the results. The results of PVgis and Meteonorm differed the least and the Meteonorm database was finally chosen, resulting in an annual global radiation at the site of 1743 kWh / m².

In order to determine which type of facility best suits the hotel's needs and which is more profitable, three different facilities have been analyzed: one that covers 90% of consumption, another that covers 50% of consumption and another that covers the 30% of consumption. First, the facilities that cover 50% and 30% of consumption have been analytically dimensioned. To do this, the "Criterion of maximum annual energy capture" has been used, which determines the optimal inclination and power of the solar field, optimizing the overall consumption-radiation ratio throughout the year. Once the inclination and size of each installation have been determined, the installation equipment has been chosen, the panel field and the installation wiring have been dimensioned, and the annual energy obtained has been calculated taking into account the losses of the installation. installation to be able to calculate the Performance Ratio (PR). Subsequently, the three facilities have been dimensioned with the PVsyst program that performs simulations of photovoltaic facilities, generating detailed reports on the characteristics and performance of the facility.

Table 1 includes the results obtained from the different sizing of the facilities.

% consumption	Method of calculation	Nº of módulos	Annual produced energy (kWh)	Imported energy from the network (kWh)	Exported energy to the network (kWh)
90	PVsyst	57	52906	9534	4473
50	Analytical	33	30462,96	27504,04	0
	PVsyst	34	31582	26385	0
30	Analytical	20	18462,4	39504,6	0
	PVsyst	20	18365	39602	0

Table I: Results of the system connected to the network.

The installation that covers 90% of consumption has a total of 57 modules and the one that covers 30% has a total of 20 modules. In the case of the installation that covers 50% of the consumption, the number of modules determined by the two methods differs by one due to the way PVsyst works, with the total number of modules being 33 and 34. Each photovoltaic panel has a 550 Wp peak power, so the installation for 90% of consumption has a peak power of 31.4 kWp, the 50% installation has a peak power of 18.15-18.7 kWp and the installation of 30 % has a peak power of 11kWp.

After conducting the technical feasibility study, the economic feasibility study of the three facilities has been carried out to analyze their profitability and determine the most economically attractive facility. For this, the results of PVSyst have been used, which

present greater reliability than the analytical results since it is a program specialized in the design of photovoltaic installations.

In the first place, the initial investment calculation for each installation has been made, considering the costs of its equipment, the cost of the installation legalization and bulletin, the cost of installing the system and the cost of the infrastructure of evacuation. To all this, the subsidy currently offered by the Autonomous Community of Castilla la Mancha has been discounted.

For the economic analysis, the savings obtained in energy consumption in each of the three assumptions have been taken as income for the analysis. For this, the annual degradation of the installation has been considered, reducing the energy produced each year. The annual maintenance of the facility, the Economic Activities Tax (IAE) and the depreciation of the investment have been considered as expenses.

The profitability has been calculated using the NPV, IRR and Payback methods of the investments from the calculation of the free cash flows of each of the options, at 20 years and a discount rate of 5%.

Table 2 shows the results of this analysis.

	90%	50%	30%
NPV (5%)	23.341,65 €	11.803,92 €	5.905,11 €
IRR	11,58%	10,06%	9,08%
Pay Back	6 years and 9 months	7 years and 8 months	8 years and 4 months

Table II: Results of the economic analysis.

As can be seen in the analysis carried out, although the investment is profitable in all three cases, the higher the installed power, the higher the profitability and the earlier the investment is recovered. This reflects the gains in economies of scale from this type of investment, given that the total cost of the initial investment does not grow proportionally to the power of each installation.

In this way, the installation that covers 90% of the consumption has been chosen. This installation is not only chosen because it is the most economically profitable, but also because by covering 90% of the hotel's consumption with solar energy, the objective of generating clean energy is met by maximizing the hotel's renewable energy mix and thus achieving a greater sustainability.

Índice de la memoria

Documento 1. Memoria.....	1
1. Introducción.....	2
2. Objetivos y alcance del proyecto.....	3
2.1 Objetivos principales del proyecto	3
2.2 Alcance.....	4
3. Autoconsumo en España.....	6
4. Normativa aplicable.Marco regulatorio	8
5. Planteamiento de la investigación	10
5.1 Localización	10
5.2 Descripción del emplazamiento	11
5.3 Análisis energético de los consumos	14
5.4 Climatología del lugar	18
6. Recurso solar disponible	19
7. Principales componentes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo	24
7.1 Instalación fotovoltaica conectada a la red.....	24
7.2 Instalación fotovoltaica aislada	25
7.3 Componentes de ambas instalaciones	25
8. Dimensionamiento de la instalación conectada a la red.....	33
8.1 Modalidades de autoconsumo con conexión a la red	33
8.2 Esquema básico de la instalación	34
8.2.1 Elección del módulo solar fotovoltaico	34
8.2.2 Elección del inversor	36
8.2.3 Elección de la estructura soporte	37
8.3 Dimensionamiento mediante el método analítico	38
8.3.1 Cálculo de la posición, inclinación y tamaño óptimo de los módulos fotovoltaicos ..	38
8.3.2 Dimensionamiento del campo de paneles	41

8.3.3 Dimensionamiento del cableado de la instalación	43
8.3.3.1 Cálculo del lado de corriente continua: Cableado CC	44
8.3.3.2 Cálculo del lado de corriente alterna: Cableado CA.....	45
8.3.4 Protecciones.....	46
8.3.5 Equipo de medida	46
8.3.6 Energía anual obtenida.....	47
8.3.6.1 Cálculo del Performance Ratio (PR) o Rendimiento de la instalación	48
8.4 Dimensionamiento con PVsyst	53
8.5 Resumen de los resultados más relevantes del dimensionamiento de las instalaciones.	60
9. Dimensionamiento de la instalación aislada.....	61
10. Análisis económico de viabilidad	64
11. Solución de autoconsumo escogida y conclusiones	69
Bibliografía y referencias.....	71
Documento 2. Anexos.....	74
ANEXO I. Alineación con los Objetivos de desarrollo sostenible	75
ANEXO II. Informes de resultados de las instalaciones conectadas a la red de PVsyst.....	77
ANEXO III. Desarrollo del análisis económico.....	107
ANEXO IV. Fichas técnicas de los equipos	108
ANEXO V. Planos del hotel, usos e inmobiliario.....	120

Índice de figuras

Figura 1: Irradiación media diaria de España según zonas climáticas. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.	6
Figura 2: Mapa de situación, España.....	10
Figura 3: Mapa de situación, Pantano de Cijara.....	11
Figura 4: Orillas de la finca, mes de enero.....	11
Figura 5: Orillas de la finca, mes de agosto	11
Figura 6: Esquema de recubrimientos de paredes y suelos del hotel.	13
Figura 7: Esquema de recubrimiento de tejados del hotel.....	14
Figura 8: <i>Climograma de la provincia de Ciudad Real de entre los años 1981 y 2010. Fuente AEMET.</i>	18
Figura 9: Gráfico comparativo de la radiación global de tres bases de datos.	22
Figura 10: Temperatura del emplazamiento a lo largo del año. Fuente Meteonorm.....	23
Figura 11: Radiación difusa y global en el emplazamiento. Fuente Meteonorm.....	23
Figura 12: Duración de la radiación solar en el emplazamiento. Fuente Meteonorm....	23
Figura 13: Principales componentes de una instalación fotovoltaica conectada a la red. Fuente Cenit Solar.	24
Figura 14: Principales componentes de una instalación fotovoltaica aislada. Fuente Cenit Solar.....	25
Figura 15: Efecto fotovoltaico en un panel solar. Fuente Es renovable.....	26
Figura 16: Componentes de un módulo fotovoltaico. Fuente (Quetzal Ingeniería, s. f.).	27
Figura 17: Conexión en serie. Fuente Ecosistemas del Sureste S.L.....	27
Figura 18: Conexión en paralelo. Fuente Ecosistemas del Sureste S.L	27
Figura 19: Conexión de baterías en serie. Fuente MPPT Solar.....	31
Figura 20: Conexión de baterías en paralelo. Fuente MPPT Solar.	31
Figura 21: Conexión de baterías serie-paralelo. Fuente MPPT Solar.	31
Figura 22: Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Fuente propia.....	34
Figura 23: Panel solar LR5-72 HPH 550 M. Fuente Longi Solar.	35
Figura 24: Curva I-V. Fuente Pvsyst.....	35

Figura 25: Inversor THREE PHASE STRING INVERTER 12-20KW. Fuente Canadian Solar.....	36
Figura 26: Inversor SMA Sunny Boy SB 9000TLUS-12 9KW. Fuente Solerus Energy	37
Figura 27: Estructura de aluminio INCLINADA (1xPanel) - Paneles de 144 cel. Fuente Litio Solar.....	37
Figura 28: Esquema de la orientación e inclinación de un módulo fotovoltaico. Fuente propia.....	38
Figura 29: Cable PRYSUN H1Z2Z2-K. Fuente Prysmian.	45
Figura 30: Cable AFUMEX CLASS 1000V RZ1-K (AS). Fuente Prysmian.....	46
Figura 31: Armario de protecciones AC de autoconsumo de 10 a 20 kW. Fuente Alba Solar.....	46
Figura 32: pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida para una latitud de 41°. Fuente IDAE 2011.....	49
Figura 33: Distancia mínima para evitar sombreados. Fuente IDEA.....	51
Figura 34: Tabla con los principales resultados de la simulación para el 90% del consumo	54
Figura 35: Tabla con los principales resultados de la simulación para el 50% del consumo	55
Figura 36: Tabla con los principales resultados de la simulación para el 30% del consumo	55
Figura 37: Diagrama de Sankey para el 90% del consumo.....	56
Figura 38: Diagrama de Sankey para el 50% del consumo.....	57
Figura 39: Diagrama de Sankey para el 30% del consumo.....	58
Figura 40: Diagrama de producciones mensuales normalizadas para el 90 % del consumo.	59
Figura 41: Diagrama de producciones mensuales normalizadas para el 50 % del consumo.	59
Figura 42: Diagrama de producciones mensuales normalizadas para el 30 % del consumo.	59
Figura 43: Flujo de caja acumulado y payback de las tres instalaciones.	68
Figura 44: Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030. Fuente la ONU.	75

Índice de tablas

Tabla 1: Distribución de la planta baja (m ² y estancias)	12
Tabla 2: Distribución de la planta alta (m ² y estancias)	12
Tabla 3: Consumos y costes eléctricos del emplazamiento.....	15
Tabla 4: Estimación de los consumos eléctricos mensuales del hotel.....	17
Tabla 5: Radiación global mensual sobre el plano horizontal, del emplazamiento, según la AEMET.	20
Tabla 6: Radiación global mensual sobre el plano horizontal, del emplazamiento, según Meteonorm.	21
Tabla 10: Radiación global mensual sobre el plano horizontal, del emplazamiento, según PVGIS.....	21
Tabla 11: Recurso solar disponible obtenido de la base de datos de Meteonorm.	22
Tabla 12: Radiación global media anual según las distintas inclinaciones.	39
Tabla 13: Estimación consumos diarios del hotel (kWh/día).....	40
Tabla 14: Cociente entre el 50% del consumo medio anual y la radiación global para distintas inclinaciones (Wp).	41
Tabla 15: Cociente entre el 30% del consumo medio anual y la radiación global para distintas inclinaciones (Wp).	41
Tabla 16: Estimación de la energía producida para las dos instalaciones.	47
Tabla 17: Balance de energía para la instalación de 18,15kWp.....	48
Tabla 18: Balance de energía para la instalación de 11 kWp.....	48
Tabla 19: Pérdidas por temperatura según el mes.	52
Tabla 20: Performance Ratio de la instalación (Rendimiento mensual).	52
Tabla 21: Tabla resumen de la instalación conectada a la red.....	60
Tabla 22: Radiación Global diaria media mensual. Fuente: PVgis.....	62
Tabla 23: Cociente del consumo medio diario entre la radiación solar global.....	62
Tabla 24: Inversión inicial para el 90% del consumo.	65
Tabla 25: Inversión inicial para el 50% del consumo.	65
Tabla 26: Inversión inicial para el 30% del consumo.	66
Tabla 27: Resultados del análisis económico	68
Tabla 28: Tabla Resumen de los principales resultados obtenidos del estudio.....	69

Tabla 29: Equipo, potencia y generación de la instalación dimensionada para el 90% del consumo.....	70
---	----

DOCUMENTO 1. MEMORIA

1. Introducción

El cambio climático es el principal problema ambiental, económico y social al que el mundo se enfrenta. Uno de sus efectos principales, es el aumento de temperatura debido a las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por la actividad humana, lo cual produce fenómenos naturales extremos con consecuencias catastróficas. Una de las principales fuentes de gases de efecto invernadero es el uso de los combustibles fósiles, por ello es esencial reducir su al máximo y emplear alternativas que no destruyan el planeta.

Estas alternativas son las energías renovables. Estas energías son recursos que cuentan con numerosas ventajas como su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, siendo limpias e inagotables y reduciendo el efecto invernadero. Asimismo, los costes de esta energía ilimitada cada vez son menores, a diferencia de los costes de los combustibles fósiles, que, por su escasez y dificultad de obtención, están aumentando.

Por todo ello, es fundamental apostar por un sistema energético fiable, asequible y renovable.

Esta problemática inspira la realización de este proyecto. Dicho proyecto consiste en el estudio de la viabilidad técnica y económica de la construcción de un sistema de generación distribuida (autoconsumo energético) para un hotel rural de 733,55 m², situado en la provincia de Ciudad Real, junto al Pantano de Cijara. En concreto, se va a hacer un estudio de la producción de electricidad necesaria del hotel mediante un sistema de paneles fotovoltaicos en dos supuestos: hotel conectado a la red y hotel aislado de la red. Para el estudio de la viabilidad económica, se realizará una comparación del coste de generación de electricidad con energía solar y acumulación por baterías, el coste de generación de electricidad con energía solar y apoyo de la red y el coste de cubrir ese mismo consumo únicamente estando conectado a la red general eléctrica nacional. Por último, esta investigación incluye un estudio de impacto de sostenibilidad, es decir, del cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 2030 de la Naciones Unidas.

2. Objetivos y alcance del proyecto

2.1 Objetivos principales del proyecto

Con este proyecto se va a diseñar una instalación de generación distribuida en un hotel rural en el Pantano de Cijara, Ciudad Real, con el fin maximizar la generación basada en energía renovables, reducir los costes de electricidad y disminuir el consumo de combustibles fósiles.

Teniendo en cuenta el mix energético de generación eléctrica de España producida en el 2020, según el artículo *“Las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros”* (Red Eléctrica de España, 2020) , el 43,6% ha provenido de energías renovables, por lo que el objetivo es mejorar dicha ratio, ya que, si la casa está conectada a la red, tendrá el mix energético de la red eléctrica de España. Por lo tanto, si el hotel se autoabastece principalmente de energías renovables, en concreto, mediante una instalación de paneles fotovoltaicos, aumentará su mix de energías renovables. Por otro lado, en España ya se ha aprobado un plan de descarbonización para 2050, según el artículo de *“El Gobierno aprueba el plan para descarbonizar España y lograr la neutralidad climática en 2050”* (Teresa Guerrero, El Mundo, 2020) esta estrategia pretende reducir un 90% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2050 respecto a las que se emitían en 1990. También afirma que, para lograr la neutralidad climática en 2050, las energías renovables representarán el 97% y se reducirá el consumo de energía un 50% desde 2020 a 2050. Así pues, haciendo que el hotel se autoabastezca principalmente con energías renovables, reduciendo al máximo la huella de carbono que produce, se contribuye a este plan de descarbonización.

Además, se pretende conseguir una buena combinación de energías renovables y energía de la red, reduciendo de manera significativa los costes de consumo energético del hotel rural. Desde un punto de vista económico, las energías renovables requieren de una inversión inicial importante, pero a partir de ese momento, permitirán dotar al hotel rural de energía a costes reducidos minimizando la utilización de la red general, ya que estas energías renovables aprovechan los recursos naturales para su generación.

Asimismo, a diferencia de las energías renovables, los combustibles fósiles son una fuente de energía con recursos limitados. Por ello, con este proyecto, se construirá un hotel basando su abastecimiento en energías renovables, con recursos ilimitados y disminuyendo al máximo la dependencia hacia las fuentes de energía no renovables.

Finalmente, es necesario destacar una cualidad extraordinaria de la energía solar: es una fuente de energía que no genera residuos. De este modo, se produce una energía limpia que no genera emisiones, lo cual afecta de forma favorable al medio ambiente rediseñando la forma en la que el mundo hoy en día se autoabastece de energía, de manera que sea más sostenible y se adapte más a lo que la humanidad necesita para afrontar la crisis climática.

2.2 Alcance

Para satisfacer los objetivos del apartado anterior, se van a seguir los siguientes pasos:

1. En primer lugar, se hará una revisión de la normativa aplicable y del marco regulatorio que este proyecto implica.
2. Seguidamente, se planteará la investigación con el estudio de la vivienda a abastecer: localización, climatología del lugar, descripción y estudio de las necesidades energéticas a cubrir, analizando la electricidad necesaria y metros cuadrados a calentar o refrigerar, de acuerdo con las necesidades punta.
3. A continuación, se estudiará el recurso solar disponible del lugar del emplazamiento. De esta manera se conocerá la cantidad de recurso disponible que tiene el hotel, y por lo tanto la capacidad de generación de la instalación que se va a diseñar.
4. Antes de empezar con el dimensionamiento de la instalación solar, para entender mejor el funcionamiento de una instalación fotovoltaica, se van a explicar los dos tipos de sistemas fotovoltaicos (instalación conectada a red e instalación aislada) y los elementos que los constituyen.
5. Una vez entendido el funcionamiento se procederá al dimensionamiento de la instalación:
 - 5.1 En primer lugar, se dimensionará la instalación fotovoltaica conectada a la red por dos métodos: por el método analítico y por la aplicación PVsyst. Se va a hacer el dimensionamiento de varias instalaciones: una que cubra el 90% del consumo, otra el 50% y otra el 30% para luego poder estudiar cual es más rentable. Para ello se deberá hacer un estudio e investigación del equipo necesario para la instalación solar: opciones de paneles fotovoltaicos, inversores, estructuras soporte etc. Y una vez conocidos los elementos de la instalación, se procederá al dimensionamiento.
 - 5.2 En segundo lugar, se dimensionará la instalación fotovoltaica aislada, es decir, apoyada por baterías sin conexión a red, mediante el método analítico. En este caso, se cubrirá el 100% en todo momento. También habrá que seleccionar el panel solar a utilizar, pero el resto de los elementos y la instalación tendrán que ser dimensionados.
6. Una vez dimensionadas las respectivas instalaciones, se hará un estudio de la viabilidad económica: costes generales de todo el proyecto, y un estudio

comparativo, realizando el cálculo de la amortización del proyecto frente a la instalación actual del hotel, sin paneles fotovoltaicos conectada a la red.

7. Tras analizar la viabilidad económica de las instalaciones, se hará seleccionará la que sea más viable técnica y económicamente.
8. Finalmente, se hará un estudio del impacto en sostenibilidad: cumplimiento con los Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 2030, de las Naciones Unidas.
9. Estudio de la viabilidad económica: costes del proyecto incluyendo el resumen de las principales partidas presupuestarias y costes generales de todo el proyecto, y un estudio comparativo, realizando el cálculo de la amortización del proyecto frente a una instalación sin paneles fotovoltaicos y con caldera de gasoil conectada a la red.

3. Autoconsumo en España

Con la aprobación del Real Decreto de Autoconsumo en 2019, se ha favorecido el autoconsumo en España, sobre todo a nivel del ciudadano y de la pequeña y mediana empresa. Según el artículo “*Situación actual del autoconsumo en España*” (Larrosa Ingenieros, 2019), con este nuevo decreto se ha conseguido: (I) simplificar los trámites tanto burocráticos como técnicos para instalaciones pequeñas y medianas (por debajo de 100 KW), (II) acabar con las tasas a la generación fotovoltaica, el denominado “Impuesto al Sol”, (III) ha aparecido el autoconsumo individual o compartido, consistente este último en la asociación o unión de varios consumidores en una o varias instalaciones de generación, (IV) y ha aparecido la posibilidad de poder, no solo realizar autoconsumo de una instalación que este en la vivienda, si no, de una instalación que este próxima a esta. El artículo también afirma que en estos últimos años el coste de una instalación fotovoltaica ha descendido aproximadamente en un 80%, en 2006 una instalación costaba unos 4.700 €/KWp, y en la actualidad está alrededor de unos 1.000 €/KWp.

Además, hay que sumar que España es uno de los países a nivel europeo donde más recurso solar hay, por lo tanto, la alternativa de autoconsumo fotovoltaico es una buena opción de generación de energía en el país. A continuación, en la Figura 1 se muestra la irradiación media diaria de España según las zonas climáticas, donde se puede observar como en la mayoría del terreno español, la irradiación media diaria está entre 4,2 y 5 kWh/m², e incluso en algunas zonas se superan los 5 kWh/m², pudiendo alcanzar al año un valor de 1825 kWh/m².

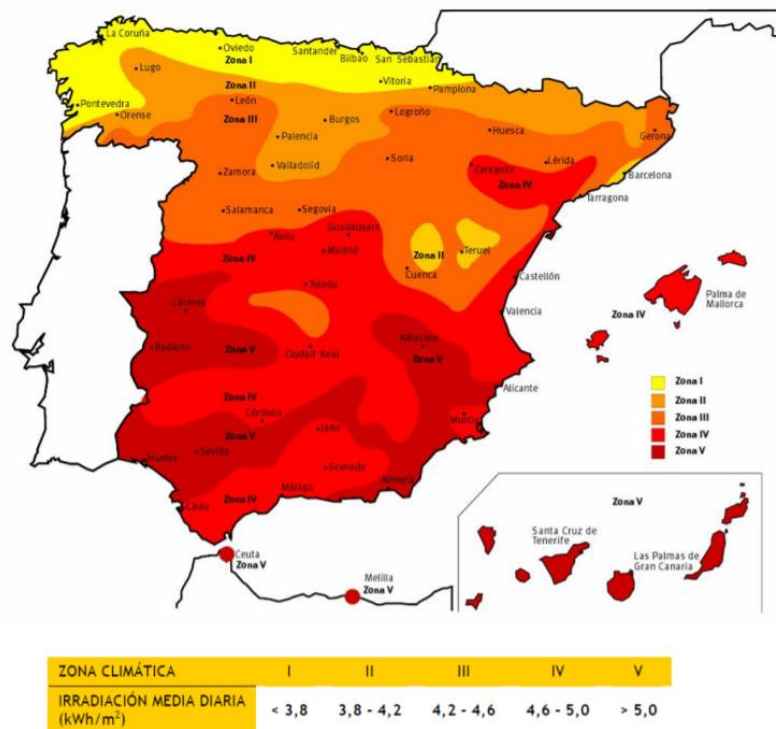


Figura 1: Irradiación media diaria de España según zonas climáticas. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En definitiva, gracias a la aprobación del Real Decreto de Autoconsumo en 2019, que ha introducido numerosos cambios que incentivan a la producción de energía solar simplificado los trámites administrativos e impulsado el uso de autoconsumo solar en España y el buen recurso solar que la Península posee, el autoconsumo en España es una buena alternativa de generación eléctrica que no solo permite crear una energía renovable de forma independiente, sino que también permite ahorrar en la factura mensual de electricidad contribuyendo a cuidar el medio ambiente.

4. Normativa aplicable. Marco regulatorio.

En el sector eléctrico de las energías renovables se requiere una estabilidad regulatoria necesaria para poder predecir el funcionamiento de sus proyectos, ya que al ser menores sus costes variables, las mayores inversiones se realizan al inicio del proyecto. Dentro del sector eléctrico de las energías renovables, se encuentra el autoconsumo que asimismo requiere una estabilidad regulatoria.

Para la realización de este proyecto, es necesario tener en cuenta la legislación con relación a los sistemas de autoconsumo eléctrico a partir de fuentes renovables, en concreto, a partir de energía fotovoltaica.

A continuación, se recoge la principal regulación que afecta a dicho escenario y está en vigor, obtenida de la Guía de Tramitación de Autoconsumo (Departamento Solar del IDAE y Grupo de Trabajo de autoconsumo de ENERAGEN, 2019).

- El Real Decreto 244/2019, de 5 de abril regula en autoconsumo en España. En él se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. De manera muy abreviada, estos son los principales aspectos contemplados en dicha normativa: (I) se establecen tres modalidades de autoconsumo: autoconsumo sin excedentes, autoconsumo con excedentes acogidos a compensación y autoconsumo con excedentes no acogido a compensación, (II) habilita y reglamenta el autoconsumo colectivo, (III) para instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la potencia máxima del inversor, (IV) permite la incorporación de sistemas de almacenamiento en las instalaciones, (V) permite que el consumidor y el propietario de la instalación sean diferentes, (VI) simplifica la tramitación, (VII) establece los equipos de medida a instalar, (VIII) establece el régimen económico el cual cuenta con varias posibilidades en función del tipo de autoconsumo y (VIII) establece que el importe a compensar nunca podrá exceder de la valoración mensual de la energía horaria consumida.
- La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, fijó las bases para la regulación del régimen económico de las renovables y establece las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9.
- El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- El Real Decreto-ley 17/2019, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, que establece medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- El Real Decreto-Ley 9/2013, en el que se adoptaron medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico.
- Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica
- El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5. Planteamiento de la investigación

5.1 Localización

El hotel rural que va a ser el objeto de estudio se encuentra en Anchuras, Ciudad Real, España.

Con coordenadas:

- Latitud: 39°22'37.9"N
- Longitud: 4°53'40.4" W
- Altitud: 500 m

La Figura 2 muestra la situación dentro de la península.



Figura 2: Mapa de situación, España

Dentro de Anchuras, el hotel se encuentra en una finca rodeada en tres cuartas partes por el Pantano de Cijara. La finca se sitúa dentro de una zona que da cobijo a ciervos, corzos, jabalíes, gamos, perdices... La vegetación está formada por bosque y matorral mediterráneos, aunque en algunas zonas aparecen también pinares y eucaliptales de repoblación. Es una zona con bastante relieve, pero no excesiva altitud. La Figura 3 muestra la situación dentro del Pantano de Cijara.



Figura 3: Mapa de situación, Pantano de Cijara

Otra característica propia de esta zona es la diferencia de agua que posee el pantano según la época del año.

La figura 4 muestra las orillas de la finca en el mes de agosto y la figura 3 muestra las orillas de la finca en el mes de enero.



Figura 5: Orillas de la finca, mes de agosto



Figura 4: Orillas de la finca, mes de enero.

5.2 Descripción del emplazamiento

(i) Es una vivienda que consta de un total de 733'55 m² construidos, de los cuales 634,33 m² son útiles. Esta vivienda cuenta con dos plantas: la planta baja con 418'9 m² construidos, siendo 365'66 m² útiles y una planta alta con 244,30 m² construidos siendo 198,11 m² útiles.

A su vez, el hotel consta de las siguientes estancias que se muestran en la Tabla 1 y 2 (la distribución de estas puede encontrarse en el ANEXO V. *Planos del hotel, usos e inmobiliario*).

Planta Baja	
<i>Estancia</i>	<i>Superficie útil (m²)</i>
Escalera	12'01
Vestíbulo	36'07
Almacén	3'17
Aseo	4'81
Salón	61'17
Comedor	34'64
Sala de estar	25'20
Paso 1	9'02
Distribuidor 1	6'22
Dormitorio 1	20'78
Baño 1	6'07
Dormitorio 2	23'92
Baño 2	6'07
Distribuidor 2	3'05
Cocina	31'36
Oficio	15'96
Despensa	8'21
Cámara	8'16
Cuarto de lavandería	11'54
Distribuidor 3	4'51
Dormitorio de servicio	14'20
Baño servicio	3'62
Baño piscina	1'91
Sala caldera	9'09
Útiles piscina	4'90
Total:	365'66

Tabla 1: Distribución de la planta baja (m² y estancias)

Planta Alta	
<i>Estancia</i>	<i>Superficie útil (m²)</i>
Paso 1	18'53
Dormitorio principal	31'68
Distribuidor	11'70
Vestidor	9'31
Baño 1	7'08
Baño 2	12'96
Dormitorio 3A	14'28
Distribuidor	7'52
Baño 3	6'91
Dormitorio 3B	19'20
Paso 2	9'89
Armario de limpieza	2'87
Dormitorio 4	19'71
Baño 4	6'50
Dormitorio 5	19'66
Baño 5	7'22
Total:	198'11

Tabla 2: Distribución de la planta alta (m² y estancias)

(ii) Asimismo, antes de comenzar con el cálculo de la demanda, se debe tener en cuenta la importancia de la eficiencia energética del hotel, que depende principalmente de las características térmicas de la envolvente, los aislamientos y la transmitancia térmica de las ventanas y puertas, además de la orientación de la vivienda.

La vivienda tiene orientados sus principales ventanales hacia el sur, lo que supone gracias a su situación geográfica, el aprovechamiento máximo de las horas de luz que hay durante el día.

En cuanto a la envolvente térmica del hotel, es importante destacar la composición de sus paredes, suelos y techos:

Las paredes del hotel cuentan con varias capas de recubrimiento. Una primera capa de guarnecido y enlucido de yeso (1), seguida de un trasdosado de tabicón de LHD de 7mm (2) y un panel compacto de fibra de vidrio con barrera de vapor eco de 12cm (3). A continuación, hay una cuarta capa de fábrica de 15 cm de LP enfoscado interiormente (4) y una última capa exterior de mortero, un enfoscado de cemento cal y arena (5).

Del mismo modo, el suelo del hotel está compuesto por varias capas de recubrimiento. Una primera capa de gres porcelánico de imitación de barro de 20mm con 5mm de mortero de agarre (7), reforzada con segunda capa adicional de mortero de agarre muy fina (8). Además, cuenta con una tercera capa de poliestireno extruido de 10 cm (10), seguida de una solera de hormigón armado con fibras de polipropileno HM-20/B/20 (11) y una lámina de polietileno con alta densidad impermeabilizante (12). Finalmente, hay una sexta capa de zahorra compactada Z10 de 3 cm (13) y un encachado de piedra de 15 cm (14).

En la Figura 6, se pueden ver las capas de recubrimiento de las paredes y de los suelos.

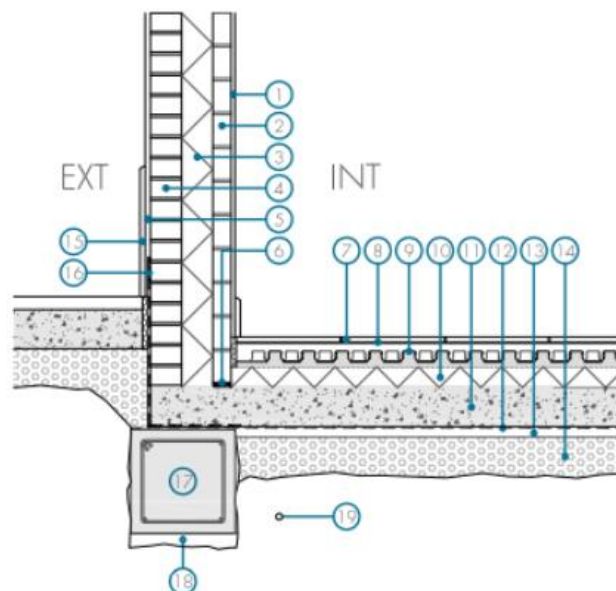


Figura 6: Esquema de recubrimientos de paredes y suelos del hotel.

Por último, los techos del hotel también cuentan con varios niveles de recubrimiento. Un primer nivel de aislante térmico de doble panel rígido de fibra de vidrio de 50 mm (27) y 80 mm (34), seguido de un tabique aligerado de ladrillo hueco doble (33) y un tablero cerámico de 4 cm (32). Todo ello recubierto por una capa de regularización de mortero de cemento de 3 cm (31). Finalmente, anterior al tejado de tejas cerámicas, el

recubrimiento cuenta con una capa adicional de aislante térmico de panel rígido de fibra de vidrio de 50mm (30).

La Figura 7 incluye los diferentes niveles de recubrimiento de los tejados.

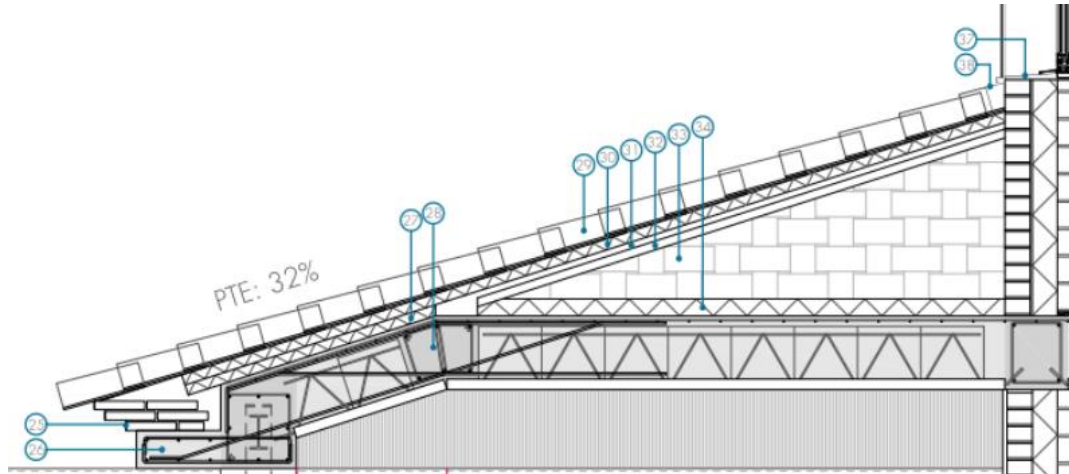


Figura 7: Esquema de recubrimiento de tejados del hotel.

En lo que respecta a la transmitancia térmica de las ventanas y puertas, las ventanas están hechas con cristal Climalit Plus, el cual posee un aislamiento térmico reforzado y control solar, con rotura de puente térmico utilizada para evitar la transmisión de calor, impidiendo que la cara interior y exterior tengan contacto entre sí, intercalando un mal conductor entre ellas; y marco de aluminio. Por otro lado, las puertas de los accesos exteriores están hechas con pino de 1º calidad de malla fina con espesores de alrededor de 5 cm.

Todas las características que se han explicado en esta sección hacen que el hotel esté aislado térmicamente reduciendo el consumo de energía necesario y optimizando la eficiencia de las soluciones energéticas instaladas. En consecuencia, las instalaciones de objeto de estudio tendrán un alto rendimiento.

5.3 Análisis energético de los consumos

Para estudiar el análisis energético de los consumos del hotel rural, se han consultado las facturas de la luz del año 2019. El consumo de acuerdo con estas facturas se muestra en la Tabla 3.

	Consumo de electricidad (kWh)	Término de energía (€/kWh)	Potencia contratada (kW día)	Término de potencia (€/kW)	Importe total de energía y potencia (€)	Cargos adicionales (Impuestos, alquiler de contador e IVA 21%)	Importe total (€)
<i>Enero</i>	Punta: 1070 Llano: 2209 Valle: 2835 Total: 6114	Punta: 0,122 Llano: 0,114 Valle: 0,091	Punta: 17,68 Llano: 17,68 Valle: 16,64	Punta: 0,166 Llano: 0,103 Valle: 0,024	798,48	230,6	1029,08
<i>Febrero</i>	Punta: 801 Llano: 1758 Valle: 2515 Total: 5074	Punta: 0,122 Llano: 0,114 Valle: 0,091	Punta: 15,3 Llano: 16,64 Valle: 17,68	Punta: 0,166 Llano: 0,103 Valle: 0,024	656,56	190,72	847,28
<i>Marzo</i>	Punta: 841 Llano: 1787 Valle: 2452 Total: 5080	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 18,72 Llano: 15,3 Valle: 15,6	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	689,24	200,91	890,15
<i>Abril</i>	Punta: 894 Llano: 1895 Valle: 2360 Total: 5149	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 16,64 Llano: 18,72 Valle: 16,64	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	627,85	183,78	811,63
<i>Mayo</i>	Punta: 687 Llano: 1462 Valle: 1724 Total: 3873	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 15,3 Llano: 15,3 Valle: 15,3	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	496,89	148,61	645,50
<i>Junio</i>	Punta: 785 Llano: 1756 Valle: 2213 Total: 4754	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 16,64 Llano: 15,3 Valle: 15,6	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	579,09	170,53	749,62
<i>Julio</i>	Punta: 1049 Llano: 2083 Valle: 2467 Total: 5599	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 15,3 Llano: 15,3 Valle: 15,3	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	659,04	192,69	851,73
<i>Agosto</i>	Punta: 767 Llano: 1621 Valle: 1969 Total: 4357	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 15,3 Llano: 15,3 Valle: 18,72	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	543,87	161,39	705,26
<i>Septiembre</i>	Punta: 641 Llano: 1574 Valle: 1429 Total: 3644	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 15,3 Llano: 15,3 Valle: 15,3	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	475,02	142,24	617,26
<i>Octubre</i>	Punta: 748 Llano: 1743 Valle: 1592 Total: 4083	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 15,3 Llano: 15,6 Valle: 15,6	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	522,43	155,56	677,99
<i>Noviembre</i>	Punta: 909 Llano: 1725 Valle: 2346 Total: 4980	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 17,68 Llano: 16,64 Valle: 17,68	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	610,72	179,12	789,84
<i>Diciembre</i>	Punta: 910 Llano: 1847 Valle: 2503 Total: 5260	Punta: 0,109 Llano: 0,101 Valle: 0,081	Punta: 16,64 Llano: 18,72 Valle: 15,3	Punta: 0,162 Llano: 0,099 Valle: 0,023	640,28	187,6	827,88
<i>Anual</i>	57967 kWh				5526,04	1621,47	6676,71€

Tabla 3: Consumos y costes eléctricos del emplazamiento

De acuerdo con la tabla anterior, la energía anual que consume el hotel es del orden de 58 MWh, con un coste total de aproximadamente 6680 €. Además, los meses del año en los que se consume más energía son los meses de invierno debido a la utilización de la bomba de calor para la calefacción, siendo 6114 kWh el valor máximo de energía que se consume en un mes. A su vez, la potencia máxima contratada que necesita la instalación es de 18,72 kW.

Asimismo, para asegurar que se cubren siempre las demandas pico se va a hacer una estimación de los consumos mensuales de todos los dispositivos eléctricos del hotel. La Tabla 4 muestra dichos consumos.

Esta estimación se va a hacer para los meses de temporada alta del hotel. En dichos meses, de media, el hotel está ocupado durante 20 días al mes en su máxima capacidad, 14 clientes. Además, estos meses son en invierno.

Estancia	Equipo	Nº de equipos	Potencia (W)	Horas mensuales de funcionamiento (h)	Consumo total mensual (kWh)
Cocina	Nevera	2	400	744	595,2
	Horno	1	2000	20	40
	Campana extractora	1	100	10	1
	Microondas	1	1900	5	9,5
	Lavavajillas	1	2000	45	90
	Congelador	2	500	744	744
	Placa de inducción	1	3000	60	180
	Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW]	8	6	270	12,96
	Cafetera Nespresso	1	1260	20	25,2
Comedor	Tostador	1	1000	20	20
	Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW]	4	6	120	2,88
	Televisión	2	600	70	84
	Router	1	30	744	22,32
Salón	Teléfono fijo	1	5	744	3,72
	Impresora	1	500	1	0,5
	Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW]	9	6	160	8,64
Baños	Secador	7	2800	7	137,2
	Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW]	9	6	120	6,48
Dormitorios	Cargador de móvil	16	5	40	3,2
	Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW]	17	6	200	20,4
Zonas de paso	Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW]	13	6	12	0,936
	Bomba de calor ECOGEO-HP3 12-40	1	4500	744	3348
Sala de la caldera	Depósito ACS	1	102	744	76
	Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW]	1	6	4	0,024
Lavandería	Lavadora	1	1900	90	171
	Secadora	1	1500	90	135
	Aspirador	1	2500	60	150
					Total: 5888,05kWh

Tabla 4: Estimación de los consumos eléctricos mensuales del hotel.

5.4 Climatología del lugar

El emplazamiento escogido está situado en las orillas del Pantano de Cijara, Anchuras, Ciudad Real. El clima de esta área, de acuerdo con los valores recogidos por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), es templado ya que se encuentra en la zona Sur de Castilla la Mancha a poca altura, aproximadamente 400-500m. En invierno se llega a temperaturas mínimas de 1-2°C y a máximas de 14°C, mientras que en verano las temperaturas varían entre los 16°C de mínima y los 35°C de máxima.

Las precipitaciones, son mínimas en verano alcanzando aproximadamente los 5 mm en agosto y máximas en invierno alcanzando alrededor de los 59 mm en diciembre.

En cuanto a los días despejados, hay unos 97 días al año.

A continuación, en la Figura 8 se muestra la variación de las precipitaciones y temperatura a lo largo del año en Ciudad real, según los datos recogidos por la AEMET (Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)).

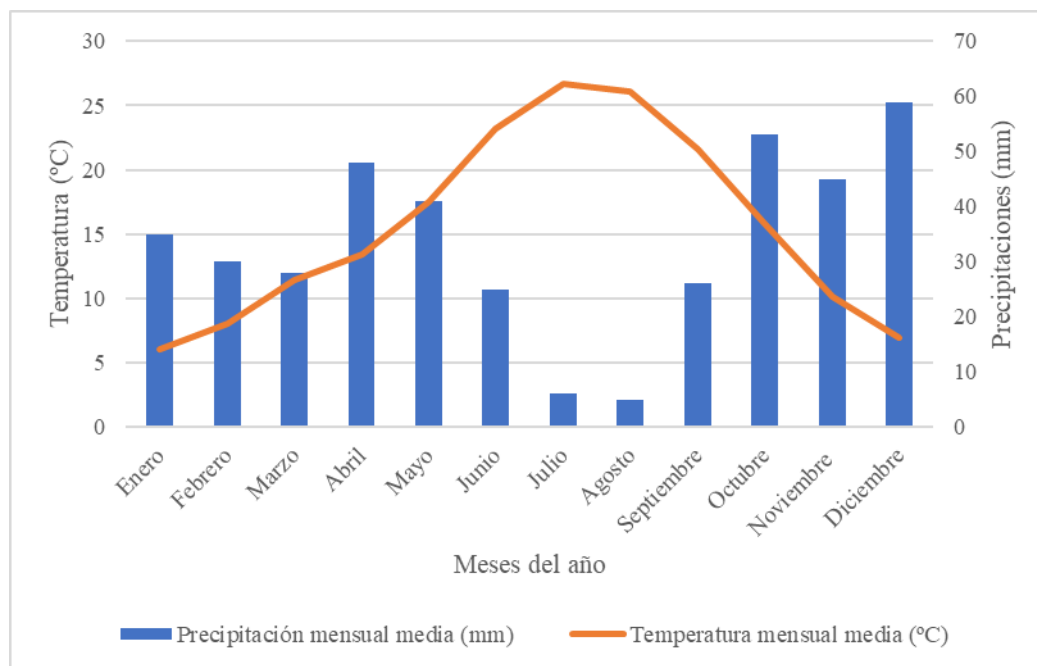


Figura 8: Climograma de la provincia de Ciudad Real de entre los años 1981 y 2010. Fuente AEMET.

6. Recurso solar disponible

Lo más importante a la hora de plantearse la utilización de paneles solares es estudiar la cantidad de recurso solar disponible, puesto que, la generación de energía eléctrica de una planta fotovoltaica depende directamente de la radiación solar incidente sobre la superficie integral de módulos instalados.

La radiación solar es el conjunto de ondas electromagnéticas emitidas por el Sol, generando energía en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material para propagarse, por lo que atraviesan el espacio interplanetario llegando a la Tierra.

La radiación solar que entra en la Tierra se mide por medio de la Constante Solar (K), siendo la cantidad de energía de los rayos del Sol sobre una superficie perpendicular a una distancia de 1UA (1UA = Unidad Astronómica = 149×10^6 km).

Cuando la radiación emitida por el Sol atraviesa la atmósfera, sufre procesos de reflexión, atenuación y difusión. La atmósfera a través de las moléculas del aire absorbe, por medio de las nubes refleja o difumina parcialmente la radiación solar. En consecuencia, estos fenómenos disminuyen la intensidad de la radiación que alcanza la superficie terrestre.

Se define la Irradiación sobre una superficie como la cantidad total de energía radiante acumulada que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado. La Irradiancia Solar Global (G) es la suma de los tres tipos de radiaciones que se explican a continuación:

- Radiación directa (B) es aquella que proviene directamente del Sol sin sufrir ningún tipo de modificación.
- Radiación difusa (D) es aquella que se dispersa antes de llegar a la superficie terrestre debido a las moléculas de la atmósfera. Esta energía puede suponer un bajo porcentaje de la radiación global en los días soleados, pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor.
- Radiación reflejada (R), como el propio nombre indica, es aquella reflejada por la superficie terrestre que depende del coeficiente de reflexión de la superficie.

El tipo de radiación más importante para la energía solar fotovoltaica es la directa, ya que es la que mayor potencia genera.

En superficies expuestas a los rayos solares, la abundancia de radiación directa que puede interceptar dependerá del ángulo formado por los rayos y la superficie considerada, alcanzando el valor máximo cuando la superficie esta perpendicular a los rayos y

disminuyendo simultáneamente con el ángulo. Por lo tanto, para conseguir un máximo rendimiento de los paneles fotovoltaicos, generando la máxima energía, habrá que estudiar la posición idónea en la que sean capaces de absorber la mayor cantidad de radiación posible.

Para analizar el recurso solar del que vamos a disponer en el emplazamiento, se va a hacer una comparación de la radiación global sobre el plano horizontal medida en kW/m^2 de tres bases de datos diferentes para evaluar cual es más fiable y adecuada para esta investigación. Estas bases de datos son las siguientes.

(I) Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). Es una agencia estatal, cuyo objetivo básico es la prestación de servicios meteorológicos, que sean competencia del Estado. Para este estudio, he utilizado el Atlas de Radiación Solar que proporciona en su base de datos. Este documento incluye mapas, gráficos y tablas de los valores medios mensuales, estacionales y anuales de las variables superficiales de radiación solar global, directa y difusa en España, a partir del conjunto de datos de satélite.

A continuación, se incluyen en la Tabla 5 los datos obtenidos.

	<i>Radiación Global (kWh/m^2)</i>
<i>Enero</i>	73,16
<i>Febrero</i>	94,92
<i>Marzo</i>	150,35
<i>Abril</i>	177,6
<i>Mayo</i>	207,7
<i>Junio</i>	234,3
<i>Julio</i>	250,79
<i>Agosto</i>	221,03
<i>Septiembre</i>	168,6
<i>Octubre</i>	117,8
<i>Noviembre</i>	78,3
<i>Diciembre</i>	62,31
<i>Anual</i>	1763,7

Tabla 5: Radiación global mensual sobre el plano horizontal, del emplazamiento, según la AEMET.

(II) Meteonorm. Es una aplicación que entrega valores históricos globales por hora de irradiación, temperatura, humedad, viento y precipitación, a partir de aproximadamente 7000 estaciones e imágenes por satélite.

Los datos obtenidos se incluyen en la Tabla 6.

	<i>Radiación Global (kWh/m²)</i>
<i>Enero</i>	66
<i>Febrero</i>	84
<i>Marzo</i>	134
<i>Abril</i>	172
<i>Mayo</i>	203
<i>Junio</i>	228
<i>Julio</i>	249
<i>Agosto</i>	212
<i>Septiembre</i>	157
<i>Octubre</i>	108
<i>Noviembre</i>	74
<i>Diciembre</i>	56
<i>Anual</i>	1743

Tabla 6: Radiación global mensual sobre el plano horizontal, del emplazamiento, según Meteonorm.

(III) Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Es una aplicación oficial desarrollada por la Unión Europea, que permite determinar los datos de radiación solar y calcular la producción fotovoltaica en un área geográfica determinada de cualquier zona de Europa, Asia y América, vía satélite.

En la Tabla 7 se incluyen los datos obtenidos.

	<i>Radiación Global (kWh/m²)</i>
<i>Enero</i>	69,07
<i>Febrero</i>	84,81
<i>Marzo</i>	130,92
<i>Abril</i>	169,38
<i>Mayo</i>	208,74
<i>Junio</i>	229,07
<i>Julio</i>	247,19
<i>Agosto</i>	211,05
<i>Septiembre</i>	154,99
<i>Octubre</i>	106,62
<i>Noviembre</i>	77,76
<i>Diciembre</i>	57,58
<i>Anual</i>	1747,19

Tabla 7: Radiación global mensual sobre el plano horizontal, del emplazamiento, según PVGIS.

En la Figura 9 se incluye un gráfico comparativo de la radiación global mensual sobre el plano horizontal de las tres diferentes bases de datos: AEMET, Meteonorm y PVGIS.

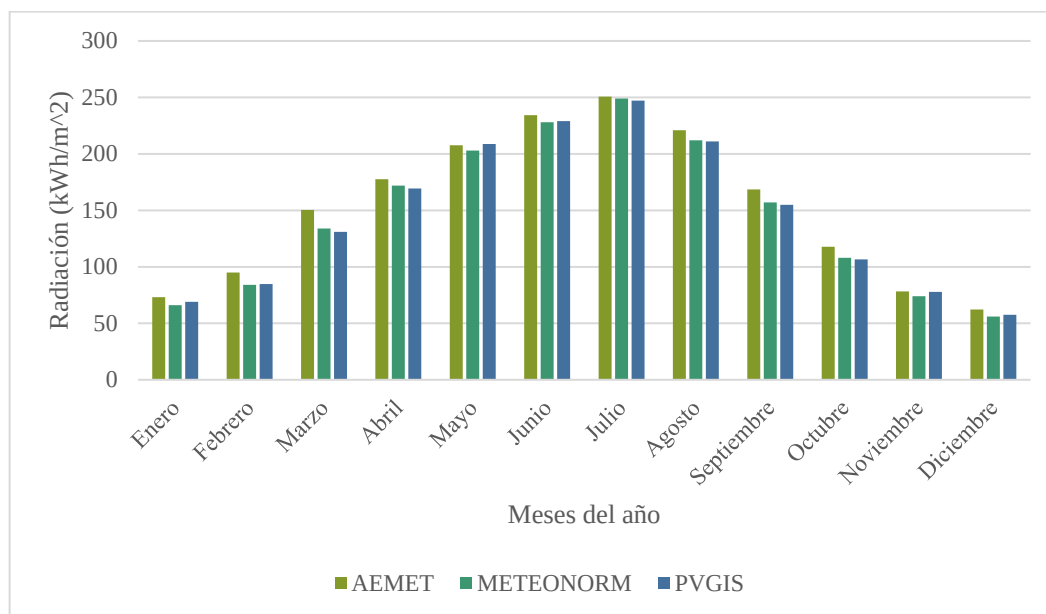


Figura 9: Gráfico comparativo de la radiación global de tres bases de datos.

Como se puede apreciar en la Figura 8, los datos de radiación global de Meteonorm y de PVGIS son los que menos difieren, siendo los datos de la AEMET los más diferentes. Por ello que se va a prescindir de la base de datos de la AEMET y se va a elegir Meteonorm como base de datos principal para el cálculo de la radiación en este estudio.

A continuación, se van a incluir diferentes datos relevantes obtenidos en la base de datos de Meteonorm.

En la Tabla 8 se muestran los valores mensuales del recuso solar en el emplazamiento donde: (I) Gh es la radiación global sobre plano horizontal, (II) Dh es la radiación solar difusa en el plano horizontal, (III) Bn es la radiación solar directa en el plano horizontal, (IV) Ta es la temperatura ambiente y (V) FF es la velocidad del viento.

	Gh(kWh/m ²)	Dh(kWh/m ²)	Bh(kWh/m ²)	Ta(°C)	FF(m/s)
Enero	66	25	111	7,2	2,3
Febrero	84	34	109	9,1	2,4
Marzo	134	50	156	12,3	2,9
Abril	172	67	168	14,2	3
Mayo	203	73	199	18,8	2,6
Junio	228	68	239	25,1	2,7
Julio	249	48	295	27,1	2,8
Agosto	212	53	250	26,9	2,6
Septiembre	157	52	185	22,7	2,4
Octubre	108	45	128	17	2,6
Noviembre	74	26	118	10,8	2,5
Diciembre	56	27	84	7,7	2,6
Anual	1743	567	2042	16,6	2,6

Tabla 8: Recurso solar disponible obtenido de la base de datos de Meteonorm.

En la Figura 10, se muestra un gráfico de la temperatura del emplazamiento a lo largo del año, la Figura 11 se muestra una gráfica que representa la comparación de la

proporción de radiación difusa existente frente a la radiación global y en la Figura 12 se muestra una gráfica que compara la duración de la radiación solar con la duración astronómica de la radiación solar.

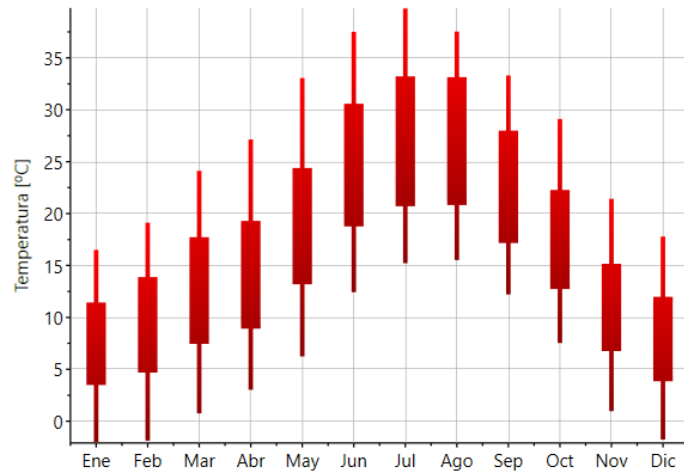


Figura 10: Temperatura del emplazamiento a lo largo del año. Fuente Meteonorm.

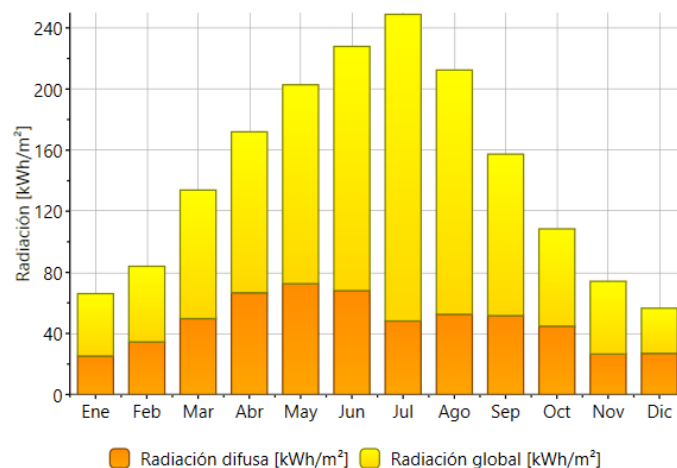


Figura 11: Radiación difusa y global en el emplazamiento. Fuente Meteonorm.

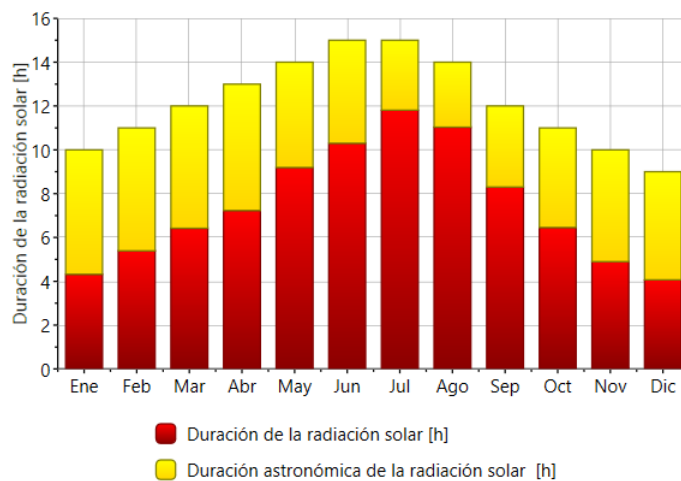


Figura 12: Duración de la radiación solar en el emplazamiento. Fuente Meteonorm.

7. Principales componentes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

En esta sección del trabajo, se van a detallar los principales componentes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red y de una instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada. Ambas comparten varios componentes, pero hay otros que son específicos según la instalación.

7.1 Instalación fotovoltaica conectada a la red

En esta modalidad de instalación de autoconsumo, mediante paneles fotovoltaicos, se genera energía eléctrica que se inyecta a la instalación para reducir el consumo instantáneo de energía de la red eléctrica, es decir, esta energía se consume en el emplazamiento y cuando no cubre toda la demanda, se extrae la energía que falta de la red eléctrica. En este caso, el emplazamiento nunca se queda sin electricidad ya que siempre cuenta con el apoyo de la red.

Como generador de energía se usan paneles solares que generan la energía captando la radiación solar y transformándola.

La energía que producen los paneles solares, para poder ser inyectada a la instalación, tiene que ser transformada por un inversor. El inversor de conexión a red convierte la corriente continua generada en corriente alterna para su autoconsumo, estando este sistema continuamente sincronizado con la red para que siempre esté abastecido.

En todas las instalaciones es necesario añadir protecciones para la seguridad de los equipos y las personas.

Adicionalmente, también es necesario un contador que se encarga de medir la energía consumida de la red eléctrica por la instalación, para su posterior pago.

En la Figura 13, se incluye un pequeño esquema de los principales componentes de la instalación.

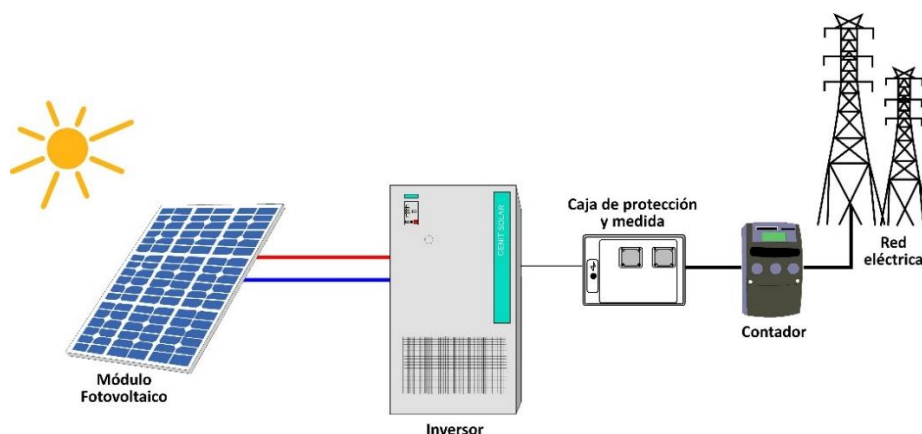


Figura 13: Principales componentes de una instalación fotovoltaica conectada a la red. Fuente Cení Solar.

7.2 Instalación fotovoltaica aislada

A diferencia de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red, una instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada no tiene capacidad física de conexión eléctrica con la red de distribución, siendo completamente autosuficiente sin depender en absoluto de la red eléctrica para cubrir la demanda energética.

Debido a que este tipo de instalación no está conectado a la red y por lo tanto no cuenta con su respaldo, necesita un componente principal que sea capaz de proporcionar energía al emplazamiento en aquellos momentos en los que el generador no sea capaz de cubrir la demanda como en día nublados, tormentas o por la noche. Este componente es un sistema de acumulación o batería que almacena el excedente de energía producido durante el día para utilizarlo posteriormente en momentos de escasez de energía.

Los componentes básicos de cualquier instalación fotovoltaica aislada son los siguientes: placas solares, regulador de carga, batería solar, inversor solar, estructura y cableado.

En la Figura 14, se incluye un pequeño esquema de los principales componentes de la instalación.

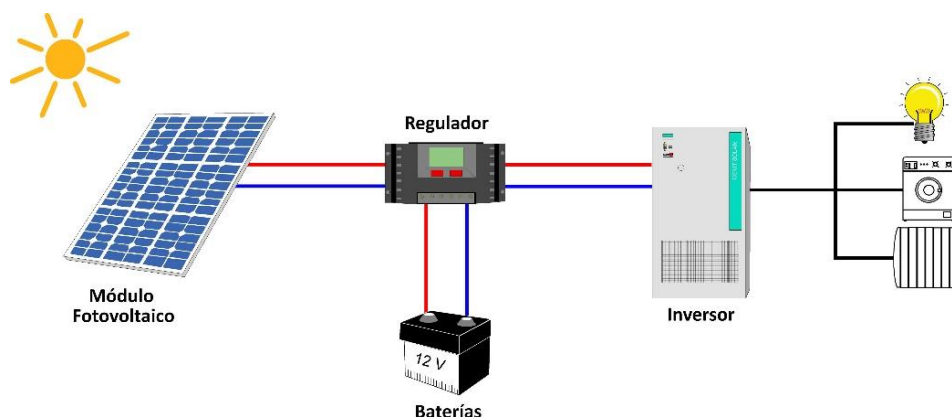


Figura 14: Principales componentes de una instalación fotovoltaica aislada. Fuente Cenit Solar.

7.3 Componentes de ambas instalaciones

A continuación, se explica detalladamente cada componente.

▪ Módulos fotovoltaicos

Como se ha mencionado anteriormente, un panel o módulo fotovoltaico es un dispositivo que genera energía eléctrica captando la radiación solar y transformándola. Estos módulos, están compuestos por un conjunto de células fotovoltaicas. Las células fotovoltaicas son unos dispositivos semiconductores creados con silicio puro con adición de impurezas de ciertos elementos químicos, creando una unión de dos tipos de semiconductores, los de tipo P que tienen un defecto de electrones (o exceso de huecos)

y los de tipo N que tienen exceso de electrones, formando una unión P-N. Estas células generan electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante un efecto fotoeléctrico llamado efecto fotovoltaico. Cuando la lámina de metal está expuesta a la

luz solar, la luz en su interior viaja en forma de onda y sus partículas de luz, llamadas fotones, chocan con los electrones de los átomos de la lámina metálica, desapareciendo y cediendo toda su energía a los electrones, expulsándolos hacia otro átomo. Esta expulsión electrónica es precisamente la corriente eléctrica que genera energía. Todo este proceso se muestra en la Figura 15.

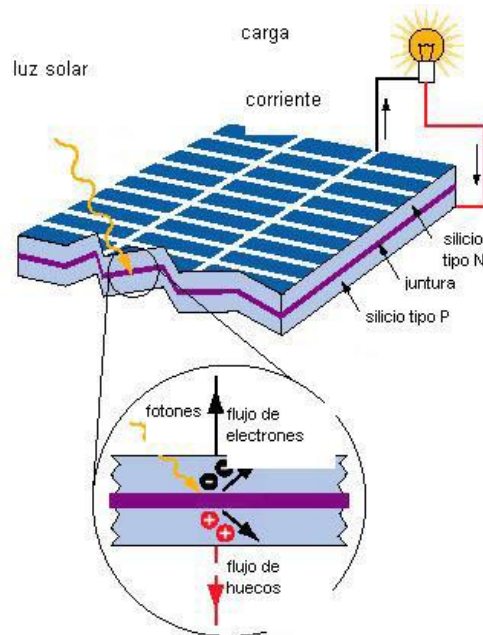


Figura 15: Efecto fotovoltaico en un panel solar. Fuente Es renovable.

Dependiendo de la disposición de los átomos de silicio, existen diferentes células fotovoltaicas:

(I) Células fotovoltaicas cristalinas:

- **Monocristalinas:** se componen de secciones de un único cristal de silicio.
- **Policristalinas:** están formadas por pequeñas partículas cristalizadas, lo que disminuye el rendimiento del panel.

(II) Células fotovoltaicas amorfas:

- El silicio no ha cristalizado. Esto hace que este tipo de células tengan peor rendimiento.

Los paneles solares están formados por la unión de estas células habitualmente conectadas en serie. A pesar de que la configuración específica de los paneles pueda variar mínimamente según el fabricante, los componentes principales son los siguientes:

- a. Cubierta de vidrio: es el componente que está expuesto al sol. Favorece la transmisión de los rayos solares, por lo general está elaborada en vidrio templado y es necesario que sea resistente y con bajo contenido de hierro.
- b. Cápsula: este componente está fabricado con silicona. Se encarga de retener las radiaciones evitando la pérdida de intensidad, sellando el conjunto al vacío.

- c. Marco: está compuesto de aluminio o de acero inoxidable. Asegura la integridad del conjunto y es la estructura principal que une todas las piezas.
- d. Celda fotovoltaica: es el centro del panel formada por cristal con revestimiento de silicio. Se encuentra a lo largo de toda la superficie de la célula fotovoltaica y es donde se produce el efecto fotovoltaico.
- e. Plancha de la base: constituye la base de todo el panel y es fabricada en aluminio o en vidrio, revestida de polímero termoplástico.
- f. Caja de terminales: caja colocada en la parte posterior del panel, donde a modo de batería, se produce la conexión del panel con otros paneles. Esta caja es resistente a la climatología del lugar.
- g. Diodos de Protección: se utilizan para garantizar que la corriente eléctrica sólo se transmita en una dirección evitando que la electricidad regrese a los paneles.

En la Figura 16, se incluye una imagen de ilustra esta composición.

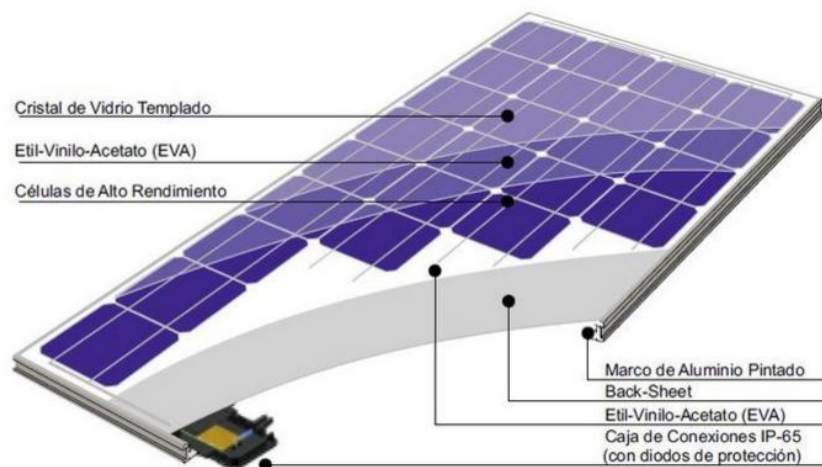


Figura 16: Componentes de un módulo fotovoltaico. Fuente (Quetzal Ingeniería, s. f.).

La conexión entre los módulos puede ser de dos tipos serie (ilustrado en la Figura 17), paralelo (ilustrado en la Figura 18) o serie-paralelo. Para conocer qué tipo de configuración es óptima, es esencial tener en cuenta las características eléctricas ya que son éstas las que definen el comportamiento de los módulos.

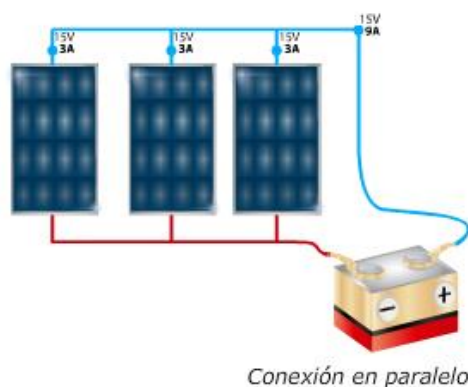


Figura 18: Conexión en paralelo. Fuente Ecosistemas del Sureste S.L

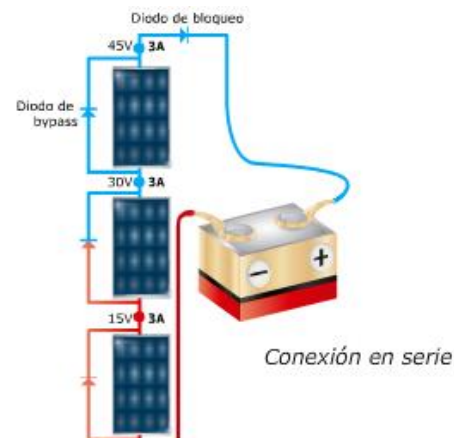


Figura 17: Conexión en serie. Fuente Ecosistemas del Sureste S.L

▪ Inversores

Un inversor fotovoltaico es un dispositivo que se encarga de convertir la corriente continua que se genera en los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna que es igual a la de la red eléctrica y apta para el consumo de cualquier vivienda. Con este método podemos utilizar la energía generada por los paneles solares en corriente continua para el autoconsumo o directamente enviarla a la red eléctrica en caso de que se produzca excedente.

Estos dispositivos se pueden utilizar para aportar energía a una instalación conectada a la red eléctrica o para alimentar un sistema autónomo, por ello es importante distinguir dos tipos de inversores: los inversores de instalaciones conectadas a red y los inversores para sistemas aislados con baterías.

(I) Inversores de Conexión a Red

Los inversores de instalaciones conectadas a red, llamados “Inversores de Conexión a Red”, tienen que convertir la corriente continua producida por las placas fotovoltaicas en corriente alterna con las mismas características de la red (tensión de 230V en monofásica o 400V en trifásica y a 50Hz de frecuencia), ya que dichas instalaciones se conectan a la red de distribución eléctrica para vender el excedente de energía generada a las compañías eléctricas distribuidoras de energía.

Dentro de esta categoría, estos inversores se pueden clasificar por criterios de (a) tensión, de (b) onda o de (c) potencia.

(a) Dentro de esta clasificación hay dos tipos: inversores monofásicos e inversores trifásicos. Los inversores monofásicos permiten transformar la corriente continua en alterna sin variar el voltaje. Habitualmente se utilizan para la distribución de energía de calefacción e iluminación, como también para motores pequeños. Los inversores trifásicos son inversores que sí permiten variar el voltaje. Se utilizan para inyectar la corriente en fuentes de tensión alterna trifásica sin interrupciones, para la conexión con placas solares o para arrancar motores trifásicos.

(b) Según la forma de onda que proporciona, el inversor puede ser de onda cuadrada, onda senoidal o de modifica. Es habitual que los inversores de onda modificada y onda cuadrada den problemas, por ello es más común utilizar inversores de onda senoidal pura ya que no presentan problemas de armónicos o picos de voltaje.

(c) En base al criterio de potencia, existen inversores-cargadores. Los inversores-cargadores, en adición a su función principal (transformar la corriente continua en alterna), son capaces de cargar las baterías solares a través de un grupo electrógeno de apoyo o la red eléctrica. Esta utilidad es muy importante en sistemas que cuenten con un grupo electrógeno y/o se busque seguridad en la carga de baterías.

(II) Inversores de aislada (o de baterías)

Los inversores de sistemas aislados con baterías, llamados “Inversores de Aislada” o “Inversores de Baterías”, son dispositivos que transforman la corriente continua (DC) de

los paneles solares y de las baterías, en corriente alterna (AC) con el voltaje y frecuencia adecuada para la aplicación. Se encargan de incrementar la tensión de la batería hasta los 220V de alterna, necesarios para alimentar los electrodomésticos de una vivienda.

Los inversores de aislada pueden ser de 12V, 24V o 48V. Estas tensiones son permanentes por lo que marcarán la tensión de las baterías de la instalación. Los inversores de 12V aceptan un rango de tensión de las baterías entre los 10,5V y los 16V, los inversores de 24V entre los 21V y 31V, y los de 48V entre 41V y 60V.

Para alcanzar una conversión eficiente de corriente continua a corriente alterna los inversores de 12V suelen tener una potencia de salida de hasta unos 1200W, debido a que con valores superiores de potencia este tipo de inversor es poco eficiente ya que la corriente necesaria para su funcionamiento es muy elevada. Los inversores de 24V tienen una potencia de salida desde los 800W hasta los 3000W y los inversores de 48V desde los 2000W hasta los 8000W.

▪ **Reguladores de carga**

El regulador de carga controla y regula la instalación fotovoltaica. Es un dispositivo que tiene como función estabilizar la carga de las baterías y proporcionar información importante del funcionamiento de los paneles. Permite un control preciso del voltaje y de la corriente que sale de los paneles hacia las baterías, evitando la sobrecarga y sobretensión, y controla los procesos de carga y descarga para que estén siempre dentro de las condiciones correctas de funcionamiento. Esto hace que no se reduzca el rendimiento y vida útil de la batería y evita riesgos de seguridad.

Este dispositivo es necesario debido a que los paneles fotovoltaicos están diseñados para que sean capaces de suministrar una tensión más elevada que la tensión final de carga de las baterías. Así se asegura que los paneles solares siempre están en condiciones de cargar la batería, incluso cuando la temperatura de las celdas de la batería sea alta y se produzca una reducción de la tensión producida.

Además, tienen la capacidad de desconectar las baterías si se encuentran a plena carga para evitar daños en las mismas detectando su estado y controlando su precisión.

También permite monitorizar la instalación proporcionando datos en todo momento, lo que asegura que el funcionamiento del sistema se mantenga en perfecto estado.

Según el funcionamiento hay dos tipos de reguladores: reguladores de carga tipo paralelo (shunt) o reguladores de carga tipo serie. Los reguladores de tipo paralelo derivan, de manera intermitente, la corriente procedente de los paneles a una carga resistiva de disipación permitiendo establecer valores de voltaje de batería a fin de lograr mantener el acumulador en el nivel de máxima carga. Este procedimiento hace que el dispositivo se sobrecaliente por lo que son válidos para instalaciones fotovoltaicas pequeñas. Los reguladores de tipo serie interrumpen la corriente que circula hacia la batería, en función de su voltaje. Este tipo de reguladores se conectan en serie entre los paneles y la batería y, como no disipan calor, pueden ser pequeños e ir montados en lugares cerrados si fuera necesario.

Además, los reguladores cuentan con un diodo de bloqueo que permite la transmisión de corriente en un solo sentido desde los paneles en la batería, indispensable para cuando la radiación solar es baja y la tensión de la batería es superior a la de los paneles fotovoltaicos, ya que evita que la batería se descargue por las placas solares.

▪ **Acumuladores o baterías**

Las baterías solares se utilizan exclusivamente en los sistemas fotovoltaicos aislados. Acumulan energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos para poder utilizarla en momentos de escasez de recurso solar como por la noche o en días nublados.

Las baterías solares transforman la energía eléctrica que recibe de los paneles solares en energía química. A través de unas celdas electroquímicas, las cuales tienen un electrodo positivo y otro negativo además de electrolitos que permiten el movimiento de los iones en los electrodos, las baterías convierten la energía química en electricidad. Cuando las placas generan más electricidad que la demanda de la instalación, la energía sobrante se utiliza para cargar las baterías.

Hay diferentes tipos de baterías solares en función de la tecnología empleada para su fabricación:

- Las **baterías de litio** pueden descargarse por completo sin sufrir daños, son las más ligeras, no necesitan mantenimiento y no emiten gases. Suelen tener una vida útil de unos 7 u 8 años.
- Las **baterías de gel** no necesitan mantenimiento y no emiten gases. Poseen una vida útil de unos 7 u 8 años.
- Las **baterías estacionarias** necesitan estar cargadas siempre por lo que es imprescindible que tengan un regulador de carga para funcionar de forma correcta. Además, suelen necesitar mantenimiento.
- Las **baterías de plomo-ácido abierto** son las más económicas y poseen un óptimo rendimiento. Es necesario su mantenimiento y no deben descargarse por valores inferiores al 20%, ya que pueden perder permanente su capacidad. Suelen tener una vida útil de unos 10 años.
- Las **baterías AGM** (*Absorption Glass Mat*) absorben rápidamente la energía, cuentan con una vida útil larga y no necesitan mantenimiento. Tienen un precio elevado.

Como ocurre en la conexión de los paneles solares, las baterías también pueden conectarse en serie, paralelo o serie-paralelo. La disposición de dicha conexión dependerá de las características que tenga la instalación. Es esencial que todas las baterías sean iguales y tengan un mismo grado de carga.

La conexión de baterías en paralelo permite aumentar la capacidad del sistema manteniendo la misma tensión nominal. Si conectamos dos baterías iguales en paralelo se obtiene el doble de la capacidad de las baterías en individual y se mantiene la tensión.

La conexión de baterías serie permite aumentar el voltaje del sistema, mientras que los amperios se mantienen iguales. Si tenemos dos baterías iguales conectadas en serie, tendremos el doble de voltaje y la misma intensidad.

La Figura 19, la Figura 20 y la Figura 21 muestran las distintas opciones de conexión.

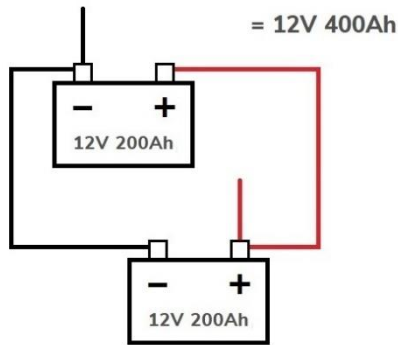


Figura 20: Conexión de baterías en paralelo. Fuente MPPT Solar.

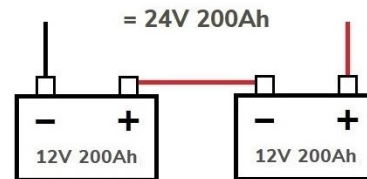


Figura 19: Conexión de baterías en serie. Fuente MPPT Solar.

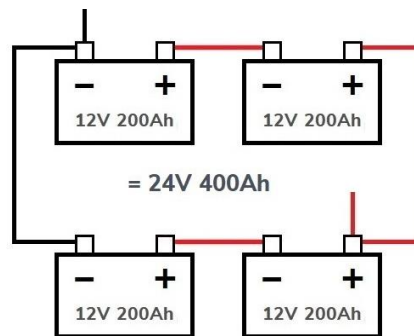


Figura 21: Conexión de baterías serie-paralelo. Fuente MPPT Solar.

▪ Cableado de baja tensión

En lo que respecta al diseño del cableado de la instalación, hay que respetar la normativa vigente cumpliendo con lo indicado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. El cableado deberá tener las secciones adecuadas en función de la intensidad a circular para no introducir caídas de tensión inadmisibles, deberá tener la longitud correcta para no producir esfuerzos en los elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas, los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos etc.

▪ Protecciones

Los generadores fotovoltaicos tienen elementos de protección, equipos que protegen a las personas y la inversión de la instalación de posibles fallos eléctricos, desde los paneles hasta el inversor.

Estas protecciones son los varistores y los fusibles.

- Varistores. Estos dispositivos protegen contra los efectos de las sobretensiones originadas por las tormentas y otros factores. Suelen ir alojados dentro de las cajas de protección bien primarias o secundarias.
- Fusibles. Protegen la instalación de sobrecorrientes que puedan producirse en los conductores, ya que en ocasiones la instalación puede exceder la corriente nominal de operación y alcanzar un nivel de corriente que pueda causar daños en el aislamiento de los cables y atentar contra la seguridad de las personas. Se utilizan en serie con cada una de las secciones del generador fotovoltaico y asociados a interruptores que, en caso de cortocircuito, aíslan al generador del resto de elementos de la instalación. Los fusibles se instalan en cajas de protección primarias o secundarias. La corriente, tras atravesar la caja de protección primaria y secundaria, circula hasta el inversor que está conectado a protecciones magnetotérmica y diferencial.

- **Estructura soporte**

La estructura es la que se encarga de sujetar los paneles solares a la superficie donde se vaya a instalar todo el sistema. La correcta instalación de la estructura dependerá de la orientación e inclinación óptimas para un mejor rendimiento. Para el caso de instalaciones sobre tejados, deben cumplir con el Código Técnico de la Edificación (CTE).

8. Dimensionamiento de la instalación conectada a red

En esta sección se va a realizar el dimensionamiento de un sistema de autoconsumo conectado a la red por dos métodos. Primero se va a dimensionar la instalación utilizando un método analítico y después se dimensionará utilizando un programa llamado Pvsyst, utilizado mundialmente para el diseño de instalaciones fotovoltaicas.

Asimismo, se va a hacer un análisis de rentabilidad del porcentaje de satisfacción de los consumos. Para ello, mediante el método analítico se analizarán dos instalaciones distintas: una que va a cubrir el 50% del consumo del emplazamiento (dimensionando para 18 kW, que es la potencia máxima necesaria en la instalación) y otra que cubrirá únicamente el 30% (dimensionando para 9kW). Mediante el programa Pvsyst se analizarán los dos casos anteriores y la instalación que cubra el 100% del consumo. Tras el dimensionamiento, se evaluará cuál de las tres resulta más rentable en términos de inversión inicial y rentabilidad a largo plazo.

8.1 Modalidades de autoconsumo con conexión a la red

Antes de comenzar con el dimensionamiento, es importante definir en qué modalidad de autoconsumo se encuentra la instalación. Según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se establecen tres modalidades de autoconsumo: autoconsumo sin excedentes, autoconsumo con excedentes acogidos a compensación y autoconsumo con excedentes no acogidos a compensación. Esta instalación se encuentra dentro de la modalidad de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación. Este tipo de autoconsumo es aquel que no se limita a suministrar energía eléctrica para el autoconsumo y en caso de que la generación de energía supere la demanda, vierte el excedente en las redes de distribución y transporte. De modo opuesto, si la producción de energía no es suficiente para cubrir la demanda, la red suministra energía a la instalación.

Según el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, (APPA Asociación de Empresas de Energías Renovables, 2019), los requisitos para estar bajo la modalidad de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación son:

- (i) Utilización de tecnología renovable.
- (ii) Potencia de la instalación inferior a los 100kW.
- (iii) Si resulta necesario, solo se puede suscribir un único contrato de suministro para consumo y servicios auxiliares.
- (iv) El autoconsumidor debe suscribir un contrato de compensación de excedentes.
- (v) Las instalaciones no pueden estar sujetas a Régimen Retributivo Específico.

8.2 Esquema básico de la instalación.

Los elementos que constituyen una instalación conectada a la red y van a ser dimensionados son: el generador solar, el inversor, el cableado y las cajas de protección. Los paneles fotovoltaicos generan energía en forma de corriente continua. Esta corriente atraviesa el inversor el cual la transforma en corriente alterna. Tras atravesar el inversor, la energía llega a los consumos del emplazamiento y/o el excedente de energía se inyecta en la red. Cuando la energía generada por los módulos no es suficiente para cubrir la demanda, se extrae energía de la red eléctrica.

En la Figura 22 se muestra el esquema básico del sistema fotovoltaico conectado a la red.

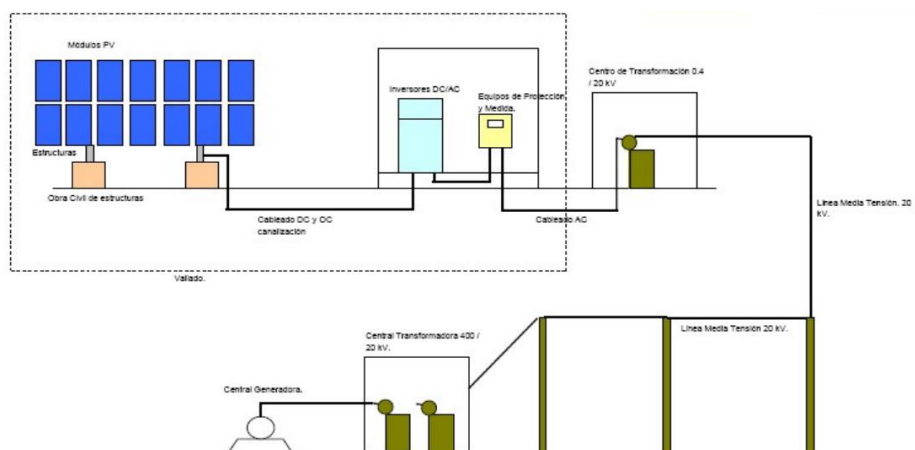


Figura 22: Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red. Fuente propia.

8.2.1 Elección del módulo solar fotovoltaico

Se ha elegido el panel solar LR5-72 HPH 550 M de la marca Longi Solar. Es un panel fotovoltaico Mono PERC de célula partida, el cual cuenta con numerosas ventajas. Tienen una célula tipo PERC, que consiste en una célula a la que se añade una lámina que absorbe más fotones de luz, aumentando la eficiencia. Además, cuenta con la tecnología de media célula, es decir, los paneles están divididos en dos, como si fuesen dos paneles, por lo que un panel está constituido por dos series de células unidas en paralelo. Esto ayuda a reducir las pérdidas por resistencias térmicas ya que disminuye la corriente que pasa por las celdas, las pérdidas por sombra, por suciedad etc. Finalmente, la relación calidad-precio es aceptable, ya que, por un precio razonable, se obtiene un panel bastante eficiente de alta potencia.

Este panel cuenta con 144 células, dos series de 72 unidas en paralelo. Sus dimensiones son 2256mm x 1133 mm x 35mm, con un peso de 27,20 kg.

A continuación, se detallan los parámetros principales del módulo:

- Potencia máxima del módulo (P_{mpp}) = 550Wp.
- Tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) = 41,95 V.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}) = 13,12 A.
- Tensión a circuito abierto (V_{oc}) = 50,6 V.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}) = 13,98 A.

En la Figura 23 se muestra una fotografía del módulo y en la Figura 24 se muestra la curva que relaciona tensión con intensidad en el módulo.

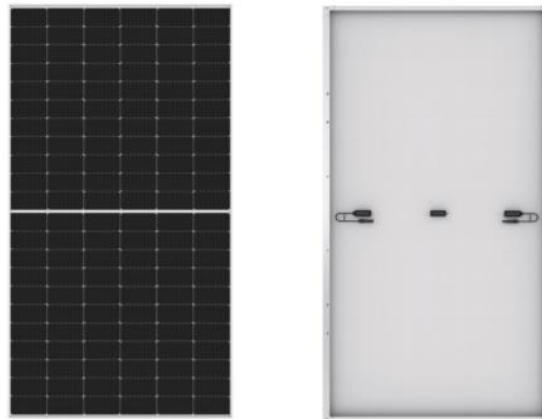


Figura 23: Panel solar LR5-72 HPH 550 M. Fuente Longi Solar.

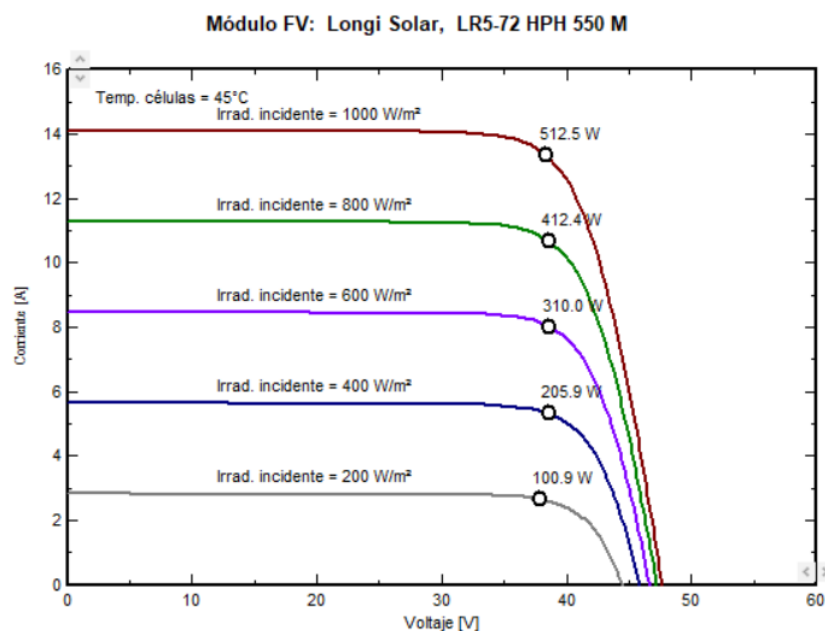


Figura 24: Curva I-V. Fuente Prysyst.

8.2.2 Elección del inversor

Siguiendo las pautas del Pliego de Condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011) , se han escogido los siguientes inversores según el porcentaje del consumo:

Para la instalación dimensionada para el 50% del consumo se ha elegido el inversor de conexión a red “THREE PHASE STRING INVERTER 12-20KW” CSI-17K-T400-GL01-E de Canadian Solar, cuya potencia máxima de entrada es de 20400 Wp.

A continuación, se detallan los parámetros principales del inversor:

- Potencia máxima de entrada (Campo Fotovoltaico CC): 20,4 kW
- Potencia de nominal: 17kW
- Potencia máxima de salida (Red CA) :18,7kW
- Tensión máxima de entrada: 1000V
- Rango de tensión del MPP: 160V-850V
- Corriente máxima de entrada por MPPT: 22,4 A

En la Figura 25 se muestra el inversor elegido para el 50% del consumo.



Figura 25: Inversor THREE PHASE STRING INVERTER 12-20KW. Fuente Canadian Solar.

Para la instalación dimensionada para el 30% del consumo se ha elegido el inversor de conexión a red “Sunny Boy SB 9000TLUS-12 9KW 600VDC 208” de SMA, cuya potencia máxima de entrada es de 9400 Wp.

A continuación, se detallan los parámetros principales del inversor:

- Potencia máxima de entrada (Campo Fotovoltaico CC): 9,4 kW
- Potencia de nominal: 9 kW
- Potencia máxima de salida (Red CA) :9,1 kW
- Tensión máxima de entrada: 600V
- Rango de tensión del MPP: 300V-480V
- Corriente máxima de entrada por MPPT: 30,4 A

En la Figura 26 se muestra el inversor elegido para el 30% del consumo.



Figura 26: Inversor SMA Sunny Boy SB 9000TLUS-12 9KW. Fuente Solerus Energy

8.2.3 Elección de la estructura soporte

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos tiene que resistir con los módulos colocados, las sobrecargas de viento y nieve como lo indica el Código Técnico de la Edificación (CTE). Además, tiene que cumplir con la demás normativa de aplicación y seguridad que este incluye.

Se ha escogido la Estructura de Aluminio Inclinada (1xPanel) para Paneles de 144 Células de Litio Solar. Es una estructura para instalación en suelo y con inclinación regulable de hasta 50°. Como es una estructura individual, habrá que comprar tantas como módulos fotovoltaicos se necesiten.

En la Figura 27 se muestra la estructura elegida.



Figura 27: Estructura de aluminio INCLINADA (1xPanel) - Paneles de 144 cel. Fuente Litio Solar.

8.3 Dimensionamiento mediante el método analítico.

8.3.1. Cálculo de la posición, inclinación y tamaño óptimo de los módulos fotovoltaicos.

Para optimizar el diseño de una instalación solar de estructura fija, la variable esencial es la irradiación incidente sobre la superficie de los paneles que depende principalmente de dos ángulos: el azimut (α) que es el ángulo entre la normal a la superficie y la línea que marca el sur geográfico y la inclinación (β) que es ángulo formado entre la superficie de los paneles y el plano horizontal.

En la Figura 28 se pueden ver ambos ángulos.

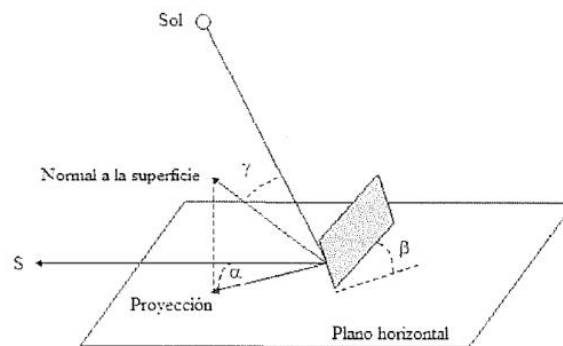


Figura 28: Esquema de la orientación e inclinación de un módulo fotovoltaico. Fuente propia.

En este caso, la instalación no se va a colocar en un tejado, si no en una superficie encampo abierto, por lo que la posición de los módulos no viene determinada.

Con lo que respecta a la orientación, los módulos se van a orientar hacia el sur, es decir, el ángulo de azimut $\alpha=0^\circ$, ya que es el ángulo que permite mayor captación solar anual.

Para el cálculo de la inclinación y tamaño óptimo de los módulos fotovoltaicos se va a emplear el “Criterio de la máxima captación de energía anual” en el que se va a determinar la inclinación óptima y la potencia del campo solar optimizando la relación consumo-radiación global a lo largo de todo el año.

Para ello, se necesita la radiación solar global media anual para cada inclinación y el consumo medio anual (L_{ma}).

En primer lugar, a partir de la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), se han obtenido los datos de la radiación global media anual (valor medio de los 12 valores mensuales) para distintas inclinaciones. Estos datos se incluyen en la Tabla 9.

Media Anual	<i>Gd Global (kWh/m² día)</i>							
	0°	10°	20°	30°	35°	40°	50°	60°
	4,83	5,18	5,41	5,52	5,53	5,50	5,35	5,07

Tabla 9: Radiación global media anual según las distintas inclinaciones.

A continuación, para calcular el consumo medio anual (L_{ma}), se va a hacer una estimación de los consumos del hotel. Para ello se ha hecho una estimación de la demanda diaria del emplazamiento enumerando todos los aparatos eléctricos que se encuentran en el hotel, así como su potencia y tiempo aproximado de uso. Esta estimación se ha hecho para cubrir la demanda de los meses de temporada alta del hotel que son en invierno con la ocupación de 14 personas durante 20 días al mes.

Equipo	Nº de equipos	Potencia (W)	Horas diarias de funcionamiento (h)	Consumo total (kWh/día)
Nevera	2	400	24	19,2
Horno	1	2000	1	2
Campana extractora	1	100	0,5	0,05
Microondas	1	1900	0,25	0,475
Lavavajillas	1	2000	2	4
Congelador	2	500	24	24
Placa de inducción	1	3000	3	9
Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW] (Cocina)	8	6	9	0,432
Cafetera Nespresso	1	1260	0,5	0,63
Tostador	1	1000	0,8	0,8
Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW] (Comedor)	4	6	6	0,144
Televisión	2	600	3,5	4,2
Router	1	30	24	0,72
Teléfono fijo	1	5	24	0,12
Impresora	1	500	0,05	0,025
Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW] (Salón)	9	6	8	0,432
Secador	7	2800	0,25	4,9
Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW] (Baños)	9	6	6	0,324
Cargador de móvil	16	5	4	3,2
Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW] (Dormitorios)	17	6	8	0,816
Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW] (Zonas de paso)	13	6	12	0,936
Bomba de calor ECOGEO-HP3 12-40	1	4500	24	108
Depósito ACS	1	102	24	2,448
Bombilla de LEDs [WO-LF-G95-E27-6W-WW] (Sala de la caldera)	1	6	4	0,024
Lavadora	1	1900	2	3,8
Secadora	1	1500	2	3
Aspirador	1	2500	3	7,5
Consumo Medio Diario (Lmd) (kWh/día)				201,176

Tabla 10: Estimación consumos diarios del hotel (kWh/día)

Debido a que la instalación funciona todos los días del año, el consumo medio anual coincide con el consumo medio diario, por lo que el consumo medio anual (L_{ma}) será 201176 Wh/día.

Para obtener la inclinación óptima se calcula el cociente entre el consumo medio anual (L_{ma}) y radiación solar global media anual.

Los resultados obtenidos se incluyen en la Tabla 11 para el 50% del consumo y en la Tabla 12 para el 30% del consumo.

Media anual	$L_{ma}/G_p (Wp)$							
	0°	10°	20°	30°	35°	40°	50°	60°
	20834	19431	18588	18224	18200	18286	18801	19835

Tabla 11: Cociente entre el 50% del consumo medio anual y la radiación global para distintas inclinaciones (Wp).

Media anual	$L_{ma}/G_p (Wp)$							
	0°	10°	20°	30°	35°	40°	50°	60°
	12501	11659	11153	10934	10920	10972	11280	11901

Tabla 12: Cociente entre el 30% del consumo medio anual y la radiación global para distintas inclinaciones (Wp).

Finalmente, de los datos de cada tabla se elige el valor mínimo, obteniendo una inclinación óptima de 35° y $G_d=5,53 \text{ kWh/m}^2\text{día}$. Por lo tanto, la potencia pico del sistema que cubre el 50% del consumo será 18200Wp y para el sistema que cubre el 30% del consumo será 10920Wp. Además, como se ha dicho anteriormente, la orientación que permite la máxima captación de energía es hacia el sur por lo que el ángulo de azimut $\alpha=0^\circ$.

8.3.2 Dimensionamiento del campo de paneles

Antes de empezar con los cálculos, hay que establecer el punto de funcionamiento óptimo de tensión de los inversores. El inversor para el 50% del consumo trabaja entre 160V y 850V y el inversor para el 30% del consumo trabaja entre 300V y 480V. Se va a considerar que el punto óptimo será el punto máximo de cada intervalo, siendo 850 V para el 50% del consumo y 480V para el 30% del consumo.

- El número de módulos para el 50% del consumo se calcula de la siguiente manera:

*Para el número total de módulos se va a dimensionar para una potencia un 7% mayor que la potencia nominal del inversor.

$$N_T = \frac{P_N \text{ inversor} \times 1,07}{P_{mod,MPP}} = \frac{17000Wp \times 1,07}{550 Wp} = 33,07 \text{ módulos} \approx 33 \text{ módulos}$$

$$N_S = \frac{V_{inv}}{V_{mod,MPP}} = \frac{850V}{41,95V} = 20,26 \approx 20 \text{ módulos máximo por rama o string}$$

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} = \frac{33 \text{ módulos}}{20 \frac{\text{módulos}}{\text{rama}}} = 1,65 \text{ ramas} \approx 2 \text{ ramas}$$

- El número de módulos para el 30% del consumo se calcula de la siguiente manera:

* Para el número total de módulos se va a dimensionar para un 21% mayor que la potencia nominal del inversor.

$$N_T = \frac{P_N \text{ inversor} \times 1,21}{P_{mod,MPP}} = \frac{9000Wp \times 1,21}{550 Wp} = 19,8 \text{ módulos} \approx 20 \text{ módulos}$$

$$N_S = \frac{V_{inv}}{V_{mod,MPP}} = \frac{480V}{41,95V} = 11,44 \approx 11 \text{ módulos máximo por rama o string}$$

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} = \frac{20 \text{ módulos}}{11 \frac{\text{módulos}}{\text{rama}}} = 1,82 \text{ ramas} \approx 2 \text{ ramas}$$

Donde:

N_T es el número total de paneles

N_S es el número total de paneles en serie.

N_P es el número de ramas conectadas en paralelo.

P_N Inversor es la potencia nominal del inversor.

$P_{mod,MPP}$ es la potencia máxima del módulo.

V_{inv} es la tensión del punto óptimo del inversor.

$V_{mod,MPP}$ es la tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia.

Por consiguiente, la potencia del sistema que cubre el 50% del consumo será de 18150 Wp (33 paneles x 550Wp) y la potencia del sistema que cubre el 30% del consumo será de 11Wp (20 paneles x 550Wp).

Asimismo, hay que hacer una serie de comprobaciones para asegurar que la instalación opera en condiciones adecuadas en todo momento.

En primer lugar, habrá que comprobar que, si los módulos trabajan en circuito abierto, no se supera la máxima tensión de entrada del inversor:

- ✗ Para la instalación del 50%: $N_s \times V_{oc} = 20 \times 50,6V = 2530 > 1000V$. Poner 20 paneles en serie no sería correcto ya que se supera la máxima tensión de entrada del inversor, pero teniendo en cuenta que en la instalación solo hacen falta 33 paneles, como máximo necesitamos 17 paneles en cada string.

Así pues, con este nuevo valor se vuelve a comprobar:

- ✓ Para la instalación del 50%: $17 \times V_{oc} = 17 \times 50,6V = 860,2 < 1000V$
- ✓ Para la instalación del 30%: $N_s \times V_{oc} = 11 \times 50,6V = 556,6 V < 600V$

Siendo:

V_{oc} : Tensión a circuito abierto del módulo fotovoltaico.

En segundo lugar, habrá que comprobar que no se supere la corriente máxima de entrada del inversor en dos supuestos:

- ✓ Si se trabaja en el punto de máxima potencia:

Para la instalación del 50%: $N_p \times I_{mod,MPP} = 2 \times 13,12 A = 26,24 A > 22,4 A$

Para la instalación del 30%: $N_p \times I_{mod,MPP} = 2 \times 13,12 A = 26,24 A < 30,4 A$

- ✓ Si se trabaja en corriente de cortocircuito:

Para la instalación del 50%: $N_p \times I_{sc} = 2 \times 13,98 A = 27,96 A > 22,4 A$

Para la instalación del 30%: $N_p \times I_{sc} = 2 \times 13,98 A = 27,96 A < 30,4 A$

Siendo:

$I_{mod,MPP}$: Corriente del módulo en el punto máximo de potencia.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del módulo.

Como se ha podido observar, en la instalación del 50% del consumo ambos límites sobrepasan ligeramente. A pesar de que la intensidad máxima de entrada del inversor especificada por el fabricante sea de 22,4 A, el inversor tiene un rango de funcionamiento permitido. Por lo tanto, debido a que ambos valores están dentro de dicho rango, el pequeño sobrepaso de la intensidad no será un problema.

8.3.3 Dimensionamiento del cableado de la instalación.

Para dimensionar el cableado del sistema se ha utilizado la guía de “Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5kW para autoconsumo” (Prysmian, 10 de septiembre, 2019).

8.3.3.1 Cálculo del lado de corriente continua: Cableado CC.

- La sección mínima por caída de tensión en el lado de corriente continua para la instalación del 50% del consumo será:

$$S_{min} = \frac{2 \times L \times I_{mod,MPP}}{\gamma \times \Delta U} = \frac{2 \times 30 \times 13,12}{45'5 \times 10,7} = 1,62 \text{ mm}^2$$

La tensión de cada rama de 17 paneles será:

$$U_{MPP17} = 17 \times 41,95 = 713,15V$$

La caída de tensión máxima para el lado de corriente continua será:

$$\Delta U = \frac{1,5}{100} \times 713,15 = 10,7V$$

- La sección mínima por caída de tensión en el lado de corriente continua para la instalación del 50% del consumo será:

$$S_{min} = \frac{2 \times L \times I_{mod,MPP}}{\gamma \times \Delta U} = \frac{2 \times 30 \times 13,12}{45'5 \times 6,29} = 2,75 \text{ mm}^2$$

La tensión de cada rama de 10 paneles será:

$$U_{MPP10} = 10 \times 41,95 = 419,5V$$

La caída de tensión máxima para el lado de corriente continua será:

$$\Delta U = \frac{1,5}{100} \times 419,5 = 6,29V$$

Donde:

- L es la longitud de las líneas de cada rama (longitud del cable hasta el módulo más alejado del inversor)
- $I_{mod,MPP}$ es la intensidad del módulo en el punto de máxima potencia.
- γ es la conductividad del cobre en $m/(\Omega/mm^2)$ a 90 °C en cable termoestable.
- ΔU es la caída de tensión. Según El Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011) dice lo siguiente en su apartado 5.5.2. en relación la caída de tensión en el cableado de corriente continua “Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del

1,5 %". Por eso la caída de tensión se calcula como 1,5% de la tensión de cada rama de módulos.

Por consiguiente, se elige un cable de especial para instalaciones fotovoltaicas del consumo tipo PRYSUN H1Z2Z2-K de la marca Prysmian de 1 x 2,5mm² para la instalación del 50% del consumo y uno de 1 x 4mm² para la del 30%. Este tipo de cable se muestra en la Figura 29.



Figura 29: Cable PRYSUN H1Z2Z2-K. Fuente Prysmian.

8.3.3.2 Cálculo del lado de corriente alterna: Cableado CA.

- La sección mínima del cable para la instalación del 100% de consumo será:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{Inv,max} \times \cos(\varphi)}{\gamma \times \Delta U} = \frac{\sqrt{3} \times 15 \times 44 \times 0,9}{45,5 \times 6} = 3,77 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión en el lado de corriente alterna será:

$$\Delta U = \frac{1,5}{100} \times 400V = 6V$$

- La sección mínima del cable para la instalación del 50% de consumo será:

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{Inv,max} \times \cos(\varphi)}{\gamma \times \Delta U} = \frac{\sqrt{3} \times 15 \times 30,4 \times 0,9}{45,5 \times 3,12} = 5 \text{ mm}^2$$

La caída de tensión en el lado de corriente alterna será:

$$\Delta U = \frac{1,5}{100} \times 208V = 3,12 V$$

Donde:

- L es la longitud del cable de la línea entre el inversor y el cuadro general de mando y protección.
- I_{inv,máx} es la corriente máxima de entrada del inversor.
- γ es la conductividad del cobre en m/(Ω/mm²) a 90 °C en cable termoestable.
- ΔU es la caída de tensión. Como se ha mencionado antes, se calcula como el 1,5% de la tensión máxima del inversor en el lado de CA.

Por consiguiente, se elige el cable AFUMEX CLASS 1000V RZ1-K (AS) de la marca Prysmian de 1 x 4mm² para la instalación del 100% del consumo y uno de 1 x 6mm² para la del 50%. Este tipo de cable se muestra en la Figura 30.



Figura 30: Cable AFUMEX CLASS 1000V RZ1-K (AS). Fuente Prysmian.

8.3.4 Protecciones

Para proteger a las personas y la instalación de posibles fallos eléctricos, desde los paneles hasta el inversor, se deben utilizar protecciones. Tanto para la instalación de 18,15kWp como para la instalación de 11kWp se va a utilizar el armario de protecciones AC de autoconsumo de 10 a 20 kW de Alba Solar. Se instala entre inversor y contador o conexión al cuadro general e incluye protección diferencial, magnetotérmicos y sobretensiones por descargas atmosféricas (varistores).

Sus características son:

- Armario ABS 2x12 Mod. 436x310x145 IP65 1
- Interruptor diferencial 4x40A/30mA Tipo DCI 1
- Magnetotérmico 4x32 A C6 kA 1
- Magnetotérmico 4x20 A C6 kA 1
- Varistor AC tetrapolar reemplazable Tipo II
- Bornas tornillo 16mm²
- Bloque de repartición "Tierra" 100A (2x25²+6x10²)
- Ref CV-06-011

En la Figura 31 se muestra el armario de protecciones elegido.



Figura 31: Armario de protecciones AC de autoconsumo de 10 a 20 kW. Fuente Alba Solar.

8.3.5 Equipo de medida

Para evaluar el consumo de la instalación y el balance de energía de la instalación con la red hay que instalar un equipo de medida. Se ha escogido el contador de energía bidireccional, analizador de redes Fronius Smart meter 63 A-3.

8.3.6 Energía anual obtenida

A continuación, en la Tabla 13, se expone la estimación de la energía anual obtenida en la instalación fotovoltaica para el 50% y el 30% del consumo. La producción de energía eléctrica de una planta fotovoltaica depende directamente de la radiación solar incidente sobre la superficie total de módulos instalados. Esta producción anual se calcula mediante la ecuación (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011):

$$E_a = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{CEM}}$$

Donde:

- E_a es la energía anual estimada en kWh.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ es la radiación media anual global para $\alpha=0^\circ$ y $\beta=35^\circ$.
- P_{mp} es la potencia pico del generador, siendo el número de paneles totales por la potencia pico de cada módulo. Para el 50% del consumo $P_{mp}=18,15\text{kWp}$ y para el 30% del consumo $P_{mp}=11\text{kWp}$.
- PR es el “Performance Ratio” rendimiento de la instalación.
- G_{CEM} es la radiación media en condiciones estándares 1kW/m^2 .

*El cálculo del PR se incluye en el próximo apartado 8.3.6.1.

La Tabla 13 está calculada con una potencia pico del generador $P_{mp}=1\text{kWp}$ para poder hacer un mismo cálculo inicial de ambas instalaciones y luego diferenciarlas multiplicando los resultados por sus respectivas P_{mp} .

Mes	$G_{dm}(\alpha=0^\circ, \beta=35^\circ)$	PR	$Ea(\text{kWh/día})$	$Ea(\text{kwh/mes})$
Enero	3,05	0,8311	2,53	78,6
Febrero	4,63	0,8315	3,85	107,8
Marzo	5,67	0,8321	4,72	146,3
Abril	5,51	0,8324	4,59	137,6
Mayo	5,71	0,8308	4,74	147,1
Junio	7,24	0,8289	6,00	180,0
Julio	7,42	0,8337	6,19	191,8
Agosto	7,56	0,8324	6,29	195,1
Septiembre	6,99	0,8315	5,81	174,4
Octubre	5,00	0,8311	4,16	128,8
Noviembre	3,87	0,8327	3,22	96,7
Diciembre	3,65	0,8324	3,04	94,2
Promedio	5,53	0,8317	4,60	139,9

Total, para 18,15 kWp de potencia instalada (kWh/año)	$(1678,2 \times 18,15) = 30459,78$
Total, para 11 kWp de potencia instalada (kWh/año)	$(1678,2 \times 11) = 18460,47$

Tabla 13: Estimación de la energía producida para las dos instalaciones.

A continuación, en la Tabla 14 se incluye un balance de energía para la instalación de 18,15kWp y en la Tabla 15 se muestra el balance de energía para la instalación de 11kWp.

Mes	Energía Consumida (kWh)	Energía Generada (kWh)	Energía importada de la red (kWh)	Energía exportada a la red (kWh)
Enero	6114	1426,59	4687,41	0
Febrero	5074	1956,57	3117,43	0
Marzo	5080	2655,345	2424,655	0
Abril	5149	2497,44	2651,56	0
Mayo	3873	2669,865	1203,135	0
Junio	4754	3267	1487	0
Julio	5599	3481,17	2117,83	0
Agosto	4357	3541,065	815,935	0
Septiembre	3644	3165,36	478,64	0
Octubre	4083	2337,72	1745,28	0
Noviembre	4980	1755,105	3224,895	0
Diciembre	5260	1709,73	3550,27	0
Anual	57967	30462,96	27504,04	0

Tabla 14: Balance de energía para la instalación de 18,15kWp.

Mes	Energía Consumida (kWh)	Energía Generada (kWh)	Energía importada de la red (kWh)	Energía exportada a la red (kWh)
Enero	6114	864,6	5249,4	0
Febrero	5074	1185,8	3888,2	0
Marzo	5080	1609,3	3470,7	0
Abril	5149	1513,6	3635,4	0
Mayo	3873	1618,1	2254,9	0
Junio	4754	1980	2774	0
Julio	5599	2109,8	3489,2	0
Agosto	4357	2146,1	2210,9	0
Septiembre	3644	1918,4	1725,6	0
Octubre	4083	1416,8	2666,2	0
Noviembre	4980	1063,7	3916,3	0
Diciembre	5260	1036,2	4223,8	0
Anual	57967	18462,4	39504,6	0

Tabla 15: Balance de energía para la instalación de 11 kWp.

8.3.6.1 Cálculo del Performance Ratio (PR) o Rendimiento de la instalación.

El rendimiento energético de una instalación llamado “Performance Ratio”, asocia la energía teórica disponible con la energía total generada por la instalación. Es un parámetro adimensional e independiente del tamaño o potencia de la instalación y del emplazamiento.

Existen varios factores que afectan a la disminución del rendimiento de la instalación. Por ello es esencial controlarlos con el objetivo de que no disminuyan de manera significativa la generación de energía de la planta. A continuación, se van a analizar dichos factores.

1. Irradiación del emplazamiento.

La irradiación en el emplazamiento se obtiene a partir de bases de datos de instalaciones meteorológicas o satélites. Estas bases de datos tienen errores de medida. En este caso,

para obtener la radiación global del emplazamiento, se ha utilizado la base de datos Meteororm, la cual tiene aproximadamente una incertidumbre del 4%.

2. Orientación e inclinación del generador fotovoltaico.

Si el panel fotovoltaico no tiene seguimiento solar, la orientación e inclinación puede generar grandes pérdidas de energía debido a una mala colocación del generador respecto a la trayectoria solar. Por ello, en el apartado 8.3.1 se ha calculado el ángulo óptimo de inclinación del panel que hará que las pérdidas sean mínimas, en función de la latitud del lugar y el azimut ($\alpha=0^\circ$ y $\beta=35^\circ$).

Para calcular las pérdidas producidas por este factor, se ha seguido la metodología del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011). Debido a que el emplazamiento objeto de estudio tiene una latitud $39^\circ 22' 37,9''$, se ha podido aproximar a 41° , utilizando la propia figura del documento sin corrección (Figura 32), que muestra las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida para una latitud de 41° .

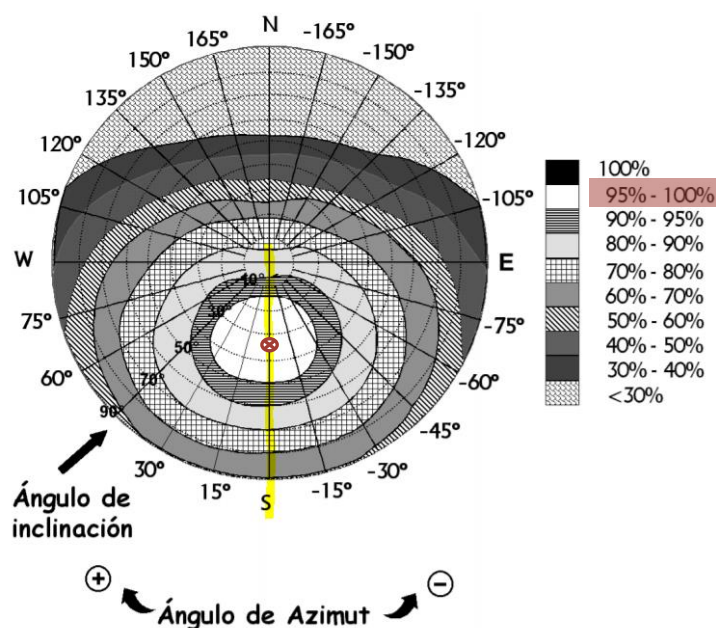


Figura 32: pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida para una latitud de 41° . Fuente IDAE 2011.

Para una inclinación óptima de $\beta=35^\circ$ y acimut $\alpha=0^\circ$ se ha obtenido que el rendimiento de los generadores estará entre el 95% y el 100%. Para calcular el PR se utilizará el valor medio de 97,5% que es el que mejor se aproxima al intervalo de valores.

3. Dispersión fabricación en la potencia nominal del módulo.

Estas pérdidas llamadas “ganancias” se producen debido a que los fabricantes aportan a los paneles una potencia levemente superior a la que se indica en las fichas técnicas. Esto lo hacen para garantizar que los paneles mantengan la potencia establecida durante su vida útil. En este caso se van a utilizar paneles Longui Solar LR5-72 HPH 550 M, que

tienen una dispersión de $\pm 1\%$ de la potencia nominal, por lo que se estimará un valor de $0,5\%$.

4. Dispersión de parámetros (Mismatch).

Estas pérdidas se generan por la conexión de módulos de potencias ligeramente diferentes para crear un generador fotovoltaico. En la conexión en serie de los módulos, el de menor corriente limitará la corriente en serie, y en la conexión en paralelo el módulo de menor tensión limitará la tensión en paralelo. Estas pérdidas por mismatch se puede aproximar a un 2% (ya que en los módulos Longui Solar elegidos la corriente varía de un módulo a otro en un $\pm 1\%$).

5. Polvo o suciedad.

Estas pérdidas se producen por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos que constituyen la instalación. Tras un mes sin lluvia, el incremento de las pérdidas por suciedad suele ser del orden de un 2% , mientras que tras un día de lluvia las pérdidas suelen bajar a un $0,5\%$. Para esta instalación, se van a estimar con el valor más crítico, un 2% .

6. Pérdidas angulares y espectrales.

La potencia nominal de un módulo está referida a unas condiciones estándares de medida (STC) de 1000 W/m^2 de irradiancia y 25°C de temperatura de célula y una incidencia normal (90°). Las pérdidas se producen porque en condiciones reales la radiación no incide sobre el módulo con un ángulo de 0° . Según (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011), las pérdidas se encuentran entre un $1\text{-}3\%$, por lo que se utilizará un valor intermedio del 2% .

7. Caída de Tensión en el cableado.

Las pérdidas por caída de tensión en el cableado tienen que ser inferiores al $1,5\%$ según (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011).

8. Pérdidas por sombreado.

Se generan cuando se proyectan sombras sobre los paneles fotovoltaicos, lo que hace que estos no funcionen de manera correcta y se disminuya el rendimiento de la instalación. Si se produce una sombra en una célula esta no genera energía eléctrica limitando el paso de energía de las otras células conectadas en serie con ella. Esto se evita añadiendo diodos de paso.

Se va a seguir la metodología del (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011). Como no se tiene el perfil de obstáculos de la instalación de estudio no se pueden calcular analíticamente las pérdidas por sombreado. Por ello, se han calculado mediante PVsyst resultando unas pérdidas de $1,38\%$. Además, se va a calcular la distancia mínima entre filas de módulos.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red de IDEA:

“La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a hAk , siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$ ”

Por lo tanto, siguiendo la Figura 33, el cálculo de la distancia mínima será el siguiente.

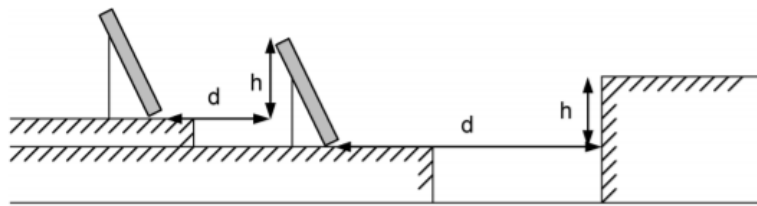


Figura 33: Distancia mínima para evitar sombreados. Fuente IDEA.

Siendo la altura del panel Longui Solar $l=2256\text{mm}$ y la inclinación de 35° , la altura “ h ” se calcula como:

$$h = \text{sen}(35^\circ) \times 2256 = 1294\text{mm}$$

Asimismo, para una latitud de $39^\circ 22' 37,9''$ se obtiene una $k=2,475$.

Y, por lo tanto, la distancia mínima entre cadenas de módulos será:

$$d_{\min} = h \times k = 1294 \times 2,475 = 3202,6\text{mm}$$

9. Eficiencia del Inversor

Se ha escogido un tipo de inversor para el dimensionamiento al 50% y otro tipo de inversor para el dimensionamiento al 30%, ambos con un rendimiento indicado por el fabricante del 98,7%.

10. Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por variación de temperatura de los paneles fotovoltaicos las indica el fabricante. En este caso, en el panel Longui Solar que se va a utilizar son de $0,35\%/^\circ\text{C}$.

Por lo tanto, las pérdidas por temperatura serán:

$$\text{Pérdidas}_{\text{Temp}} = 1 - \delta(T_c - T_c^*)$$

Siendo:

- $\text{Pérdidas}_{\text{Temp}}$ el rendimiento tras las pérdidas.
- δ la pérdida por temperatura indicada por el fabricante ($0,35\%/^\circ\text{C}$).
- T_c la temperatura de la célula.

- T_c^* la temperatura a la que se quieren calcular las pérdidas. Se utilizarán temperaturas medias mensuales recogidas por la (Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)).

El cálculo de la temperatura de la célula, según (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011), será:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(TONC - 20) \times E}{800}$$

Siendo:

- T_c la temperatura de la célula.
- T_{amb} la temperatura ambiente. Se utilizarán las temperaturas ambientes recogidas por Meteonorm.
- TONC la temperatura de operación nominal del módulo ($45^\circ \pm 2^\circ\text{C}$)
- E es la irradiación solar en W/m^2 .

A continuación, en la Tabla 16, se incluyen las pérdidas por temperatura según el mes.

Mes	$T_{amb} (^{\circ}\text{C})$	$E (\text{W/m}^2)$	$T_c (^{\circ}\text{C})$	$T_c^*(^{\circ}\text{C})$	Pérdidas $_{Temp}$
Enero	7,2	88,71	32,20	6,0	0,90830
Febrero	9,1	125,00	34,10	8,0	0,90865
Marzo	12,3	180,11	37,30	11,4	0,90935
Abril	14,2	238,89	39,20	13,4	0,90970
Mayo	18,8	272,85	43,80	17,5	0,90795
Junio	25,1	316,67	50,10	23,2	0,90585
Julio	27,1	334,68	52,10	26,7	0,91110
Agosto	26,9	284,95	51,90	26,1	0,90970
Septiembre	22,7	218,06	47,70	21,6	0,90865
Octubre	17	145,16	42,00	15,8	0,90830
Noviembre	10,8	102,78	35,80	10,1	0,91005
Diciembre	7,7	75,27	32,70	6,9	0,90970

Tabla 16: Pérdidas por temperatura según el mes.

Finalmente, tras el análisis de los factores que producen la disminución del rendimiento de la instalación, se ha obtenido la Tabla 17 con el PR (Performance Ratio) mensual.

Mes	Irradiancia	Orientación	Dispersión PN	Mismatch	Suciedad	Ang y Espec	Cableado	Sombreado	Inversor	Temp.	LID	Total PR
Enero	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,908	0,985	0,8311
Febrero	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,909	0,985	0,8315
Marzo	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,909	0,985	0,8321
Abril	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,910	0,985	0,8324
Mayo	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,908	0,985	0,8308
Junio	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,906	0,985	0,8289
Julio	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,911	0,985	0,8337
Agosto	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,910	0,985	0,8324
Septiembre	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,909	0,985	0,8315
Octubre	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,908	0,985	0,8311
Noviembre	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,910	0,985	0,8327
Diciembre	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,910	0,985	0,8324
Promedio	1,04	0,975	1,005	0,99	0,98	0,98	0,985	0,9862	0,987	0,909	0,985	0,8317

Tabla 17: Performance Ratio de la instalación (Rendimiento mensual).

8.4 Dimensionamiento con PVsyst

En esta sección se va a dimensionar la instalación solar con el programa PVsyst, que permite diseñar instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red o aisladas. El programa, tras introducir y analizar todos los parámetros de la instalación fotovoltaica, genera un informe minucioso que incluye la energía producida por la instalación, las pérdidas de esta y el coeficiente de rendimiento (en inglés performance ratio (PR)) que expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. Además, este programa realiza un análisis del balance de energía que se producirá en la instalación: cuanta energía se destinará al autoconsumo, cuanta energía será exportada a la red y cuanta energía se importará de ella.

Datos a introducir en el programa:

Para realizar la simulación, se deben introducir los siguientes datos en el programa:

- ✓ Coordenadas del emplazamiento: 39,377 N -4,895 E.
- ✓ La radiación incidente: global horizontal y difusa, obtenida en la base de datos de Meteonorm.
- ✓ Condiciones ambientales: temperatura y velocidad del viento, obtenidas en la base de datos de Meteonorm.
- ✓ La orientación e inclinación de los módulos: Acimut $\alpha=0^\circ$ y $\beta=35^\circ$, la cual es la inclinación óptima ya que, haciendo una optimización con respecto a la irradiación anual, la pérdida con respecto al óptimo es del 0,0% (calculado por el programa).
- ✓ Los parámetros del panel solar y del inversor seleccionados: ficheros *.pan y *.ond que definen las características técnicas de ambos equipos
- ✓ Los datos de autoconsumo en kWh/mes.
- ✓ Los datos del horizonte para calcular las pérdidas por sombreado lejano, obtenido en la base de datos de Meteonorm.
- ✓ Las características de las pérdidas del sistema.

Después de la realización de las simulaciones se han obtenido los siguientes resultados.

Para la instalación del 90% del consumo se han utilizado los mismos paneles, Longi Solar LR5-72 HPH 550 M y el inversor Canadian Solar Inc. CSI-36K-T400-GL02-E de 36 kWp. Los resultados han sido los siguientes:

- Número de módulos en serie $N_s=19$
- Numero de cadenas o strings $N_p=3$
- Número de módulos totales $N_t= 57$

Para la instalación del 50% del consumo se han obtenido los siguientes resultados, que coinciden con los calculados de forma analítica:

- Número de módulos en serie $N_s=34$
- Numero de cadenas o strings $N_p=2$
- Número de módulos totales $N_t= 17$

Para la instalación del 30% del consumo se han obtenido los siguientes resultados, que también coinciden con los calculados de forma analítica:

- Número de módulos en serie $N_s=10$
- Numero de cadenas o strings $N_p=2$
- Número de módulos totales $N_t= 20$

En el Anexo ** se ha adjuntado un informe más detallado sobre las simulaciones generado por el programa.

Los resultados más importantes de las simulaciones de las instalaciones dimensionadas para el 90%, el 50% y el 30% del consumo se incluyen en las Figuras 34, 35 y 36 respectivamente. Se puede apreciar que para las simulaciones del 50% y del 30% del consumo, la energía anual generada es muy similar a la obtenida de manera analítica. Las disimilitudes se deben a los redondeos y aproximaciones en los cálculos. Los resultados más fiables son los resultados obtenidos mediante PVsyst, ya que la función de dicho programa es el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas.

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	66.0	25.00	7.20	115.7	108.8	3.295	3.213	0.886
Febrero	84.0	34.00	9.10	123.1	117.3	3.495	3.407	0.883
Marzo	134.0	50.00	12.30	169.9	160.6	4.715	4.599	0.863
Abril	172.0	67.00	14.20	187.0	176.2	5.136	5.008	0.854
Mayo	203.0	73.00	18.80	195.6	183.7	5.234	5.099	0.832
Junio	228.0	68.00	25.10	208.9	196.4	5.484	5.344	0.816
Julio	249.0	48.00	27.10	232.4	219.2	6.015	5.862	0.804
Agosto	212.0	53.00	26.90	219.7	207.8	5.722	5.580	0.810
Septiembre	157.0	52.00	22.70	185.9	175.7	4.938	4.815	0.826
Octubre	108.0	45.00	17.00	147.7	140.1	4.055	3.954	0.854
Noviembre	74.0	26.00	10.80	123.5	117.0	3.476	3.386	0.875
Diciembre	56.0	27.00	7.70	94.4	90.1	2.714	2.639	0.892
Año	1743.0	567.99	16.62	2003.9	1892.9	54.279	52.906	0.842

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global
DiffHor Irradiación difusa horizontal
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Global incidente plano receptor
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
E_Grid Energía inyectada en la red
PR Proporción de rendimiento

Figura 34: Tabla con los principales resultados de la simulación para el 90% del consumo

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	66.0	25.00	7.20	115.7	108.9	1.967	1.919	0.887
Febrero	84.0	34.00	9.10	123.1	117.3	2.086	2.034	0.884
Marzo	134.0	50.00	12.30	169.9	160.7	2.811	2.742	0.863
Abril	172.0	67.00	14.20	187.0	176.4	3.064	2.988	0.855
Mayo	203.0	73.00	18.80	195.6	183.8	3.123	3.043	0.832
Junio	228.0	68.00	25.10	208.9	196.6	3.274	3.191	0.817
Julio	249.0	48.00	27.10	232.4	219.4	3.591	3.500	0.805
Agosto	212.0	53.00	26.90	219.7	208.0	3.416	3.331	0.811
Septiembre	157.0	52.00	22.70	185.9	175.9	2.947	2.874	0.827
Octubre	108.0	45.00	17.00	147.7	140.2	2.420	2.361	0.855
Noviembre	74.0	26.00	10.80	123.5	117.0	2.074	2.022	0.876
Diciembre	56.0	27.00	7.70	94.4	90.1	1.620	1.577	0.893
Año	1743.0	567.99	16.62	2003.9	1894.5	32.392	31.582	0.843

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Figura 35: Tabla con los principales resultados de la simulación para el 50% del consumo

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	66.0	25.00	7.20	115.7	109.2	1.158	1.119	0.880
Febrero	84.0	34.00	9.10	123.1	117.6	1.223	1.182	0.873
Marzo	134.0	50.00	12.30	169.9	161.3	1.636	1.583	0.847
Abril	172.0	67.00	14.20	187.0	177.1	1.790	1.731	0.842
Mayo	203.0	73.00	18.80	195.6	184.6	1.832	1.768	0.822
Junio	228.0	68.00	25.10	208.9	197.5	1.933	1.867	0.812
Julio	249.0	48.00	27.10	232.4	220.3	2.110	2.039	0.798
Agosto	212.0	53.00	26.90	219.7	208.8	2.004	1.938	0.802
Septiembre	157.0	52.00	22.70	185.9	176.5	1.722	1.666	0.815
Octubre	108.0	45.00	17.00	147.7	140.5	1.421	1.375	0.846
Noviembre	74.0	26.00	10.80	123.5	117.3	1.218	1.177	0.867
Diciembre	56.0	27.00	7.70	94.4	90.4	0.955	0.920	0.886
Año	1743.0	567.99	16.62	2003.9	1901.1	19.003	18.365	0.833

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_Grid	Energía inyectada en la red
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Proporción de rendimiento
GlobInc	Global incidente plano receptor		
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados		

Figura 36: Tabla con los principales resultados de la simulación para el 30% del consumo

También se han incluido los diagramas de Sankey de las tres instalaciones, es decir, los gráficos con los factores de pérdidas en la instalación. Estas pérdidas son causa de los factores que han sido explicados en el apartado 8.3.6.1 Cálculo del Performance Ratio (PR) o Rendimiento de la instalación. Estos diagramas se incluyen en la Figura 37 para el 90%, en la Figura 38 para el 50% del consumo y en la Figura 39 para el 30% del consumo.

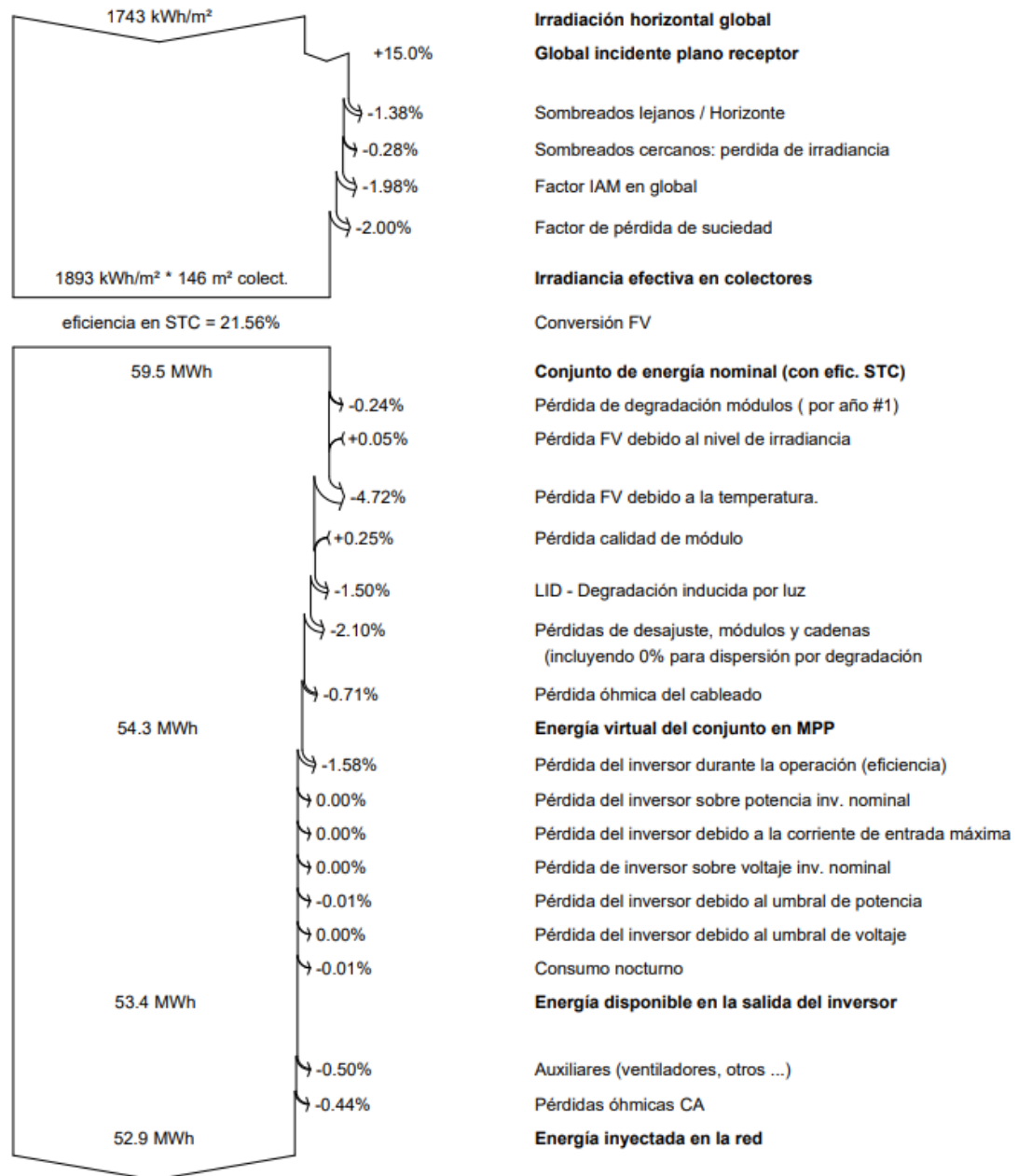


Figura 37: Diagrama de Sankey para el 90% del consumo.

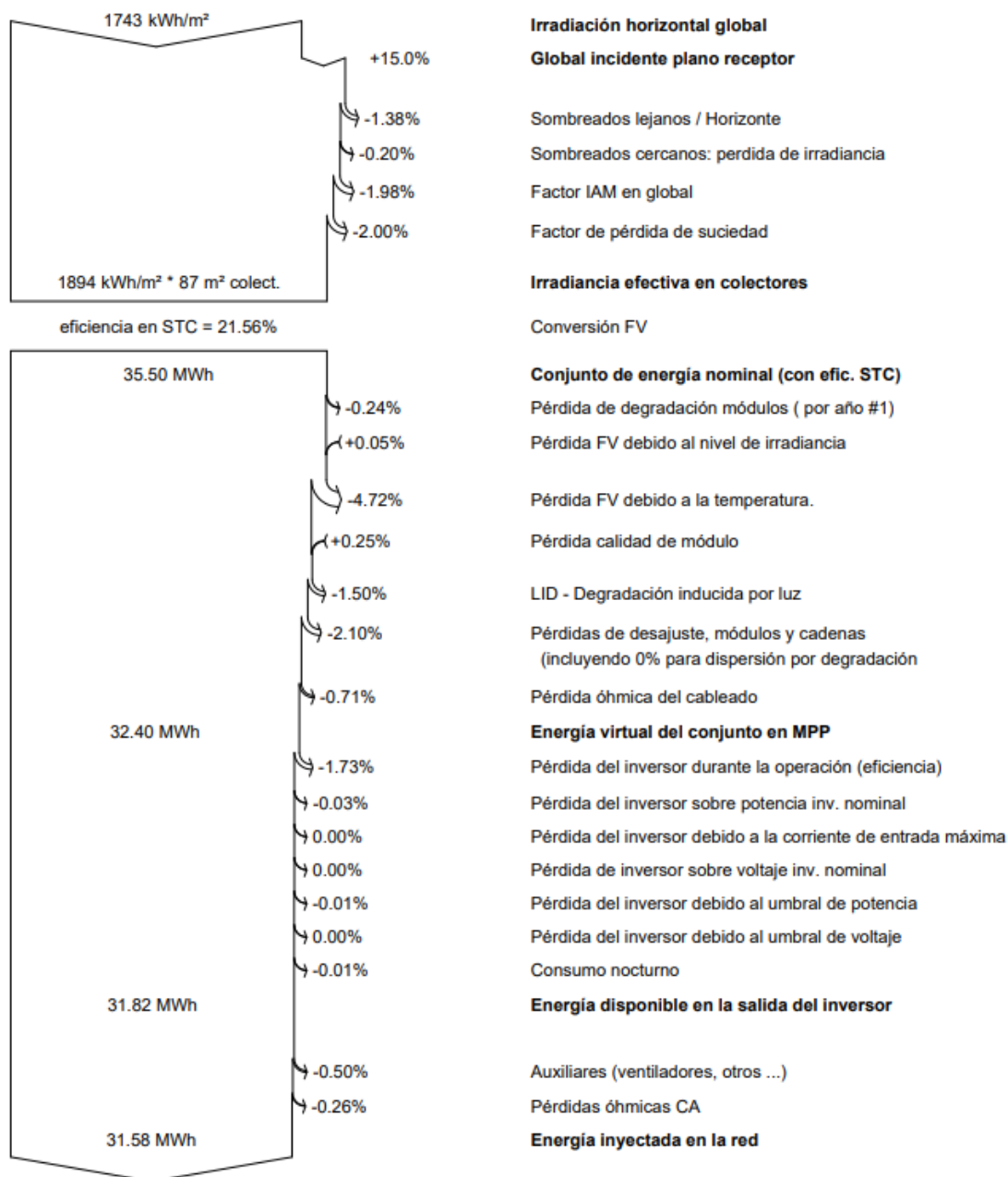
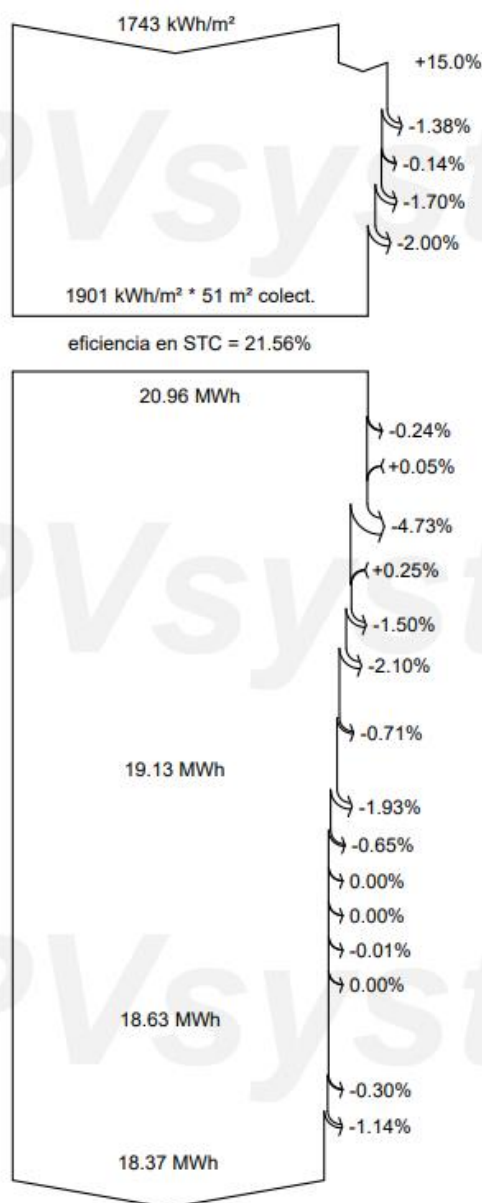


Figura 38: Diagrama de Sankey para el 50% del consumo



Irradiación horizontal global

Global incidente plano receptor

Sombreados lejanos / Horizonte

Sombreados cercanos: pérdida de irradiancia

Factor IAM en global

Factor de pérdida de suciedad

Irradiancia efectiva en colectores

Conversión FV

Conjunto de energía nominal (con efic. STC)

Pérdida de degradación módulos (por año #1)

Pérdida FV debido al nivel de irradiancia

Pérdida FV debido a la temperatura.

Pérdida calidad de módulo

LID - Degradación inducida por luz

Pérdidas de desajuste, módulos y cadenas
(incluyendo 0% para dispersión por degradación)

Pérdida óhmica del cableado

Energía virtual del conjunto en MPP

Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)

Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal

Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima

Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal

Pérdida del inversor debido al umbral de potencia

Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje

Energía disponible en la salida del inversor

Auxiliares (ventiladores, otros ...)

Pérdidas óhmicas CA

Energía inyectada en la red

Figura 39: Diagrama de Sankey para el 30% del consumo.

Finalmente, se han incluido los gráficos que muestran la proporción total de la energía útil (energía a la salida del inversor) y las pérdidas producidas en el sistema y en los módulos de las tres instalaciones. Debido a una radiación menor en los meses de invierno y a que el programa calcula la posición e inclinación de los módulos mediante el criterio de la máxima captación de energía anual, maximizando la energía anual captada lo que hace que el ángulo calculado puede no ser óptimo en todas las estaciones del año, la producción disminuye en los meses de invierno y aumenta en los meses de verano. Estos gráficos se incluyen en la Figura 40 para el 90% del consumo, en la Figura 41 para el 50% del consumo y en la Figura 42 para el 30% del consumo.

Producciones normalizadas (por kWp instalado)

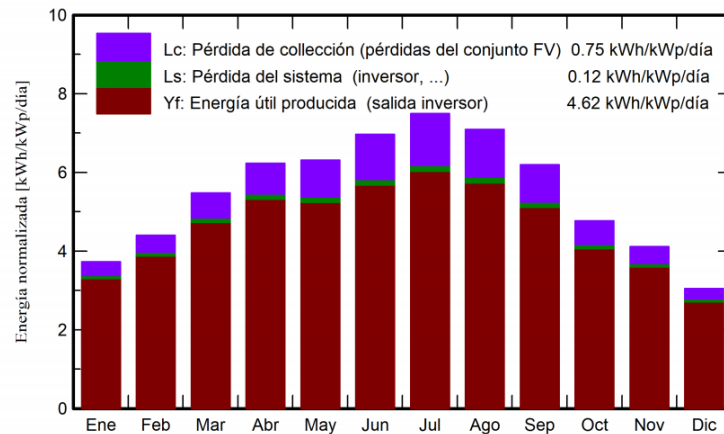


Figura 40: Diagrama de producciones mensuales normalizadas para el 90 % del consumo.

Producciones normalizadas (por kWp instalado)

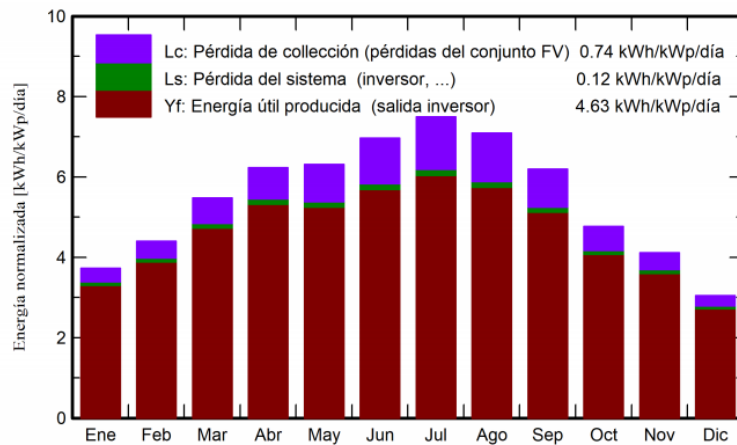


Figura 41: Diagrama de producciones mensuales normalizadas para el 50 % del consumo.

Producciones normalizadas (por kWp instalado)

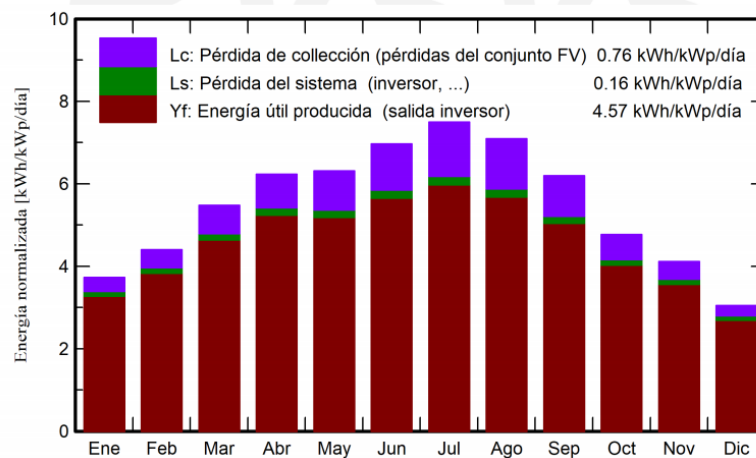


Figura 42: Diagrama de producciones mensuales normalizadas para el 30 % del consumo.

8.5 Resumen de los resultados más relevantes del dimensionamiento de las instalaciones

A continuación, en la Tabla 18 se muestra un resumen de los resultados más relevantes del dimensionamiento de las tres instalaciones haciendo una comparativa entre el método analítico y el programa PVsyst.

% de consumo	Método de cálculo	Nº de módulos	Energía anual producida (kWh)	Energía importada de la red (kWh)	Energía exportada a la red (kWh)
90	PVsyst	57	52906	9534	4473
50	Analítico	33	30462,96	27504,04	0
	PVsyst	34	31582	26385	0
30	Analítico	20	18462,4	39504,6	0
	PVsyst	20	18365	39602	0

Tabla 18: Tabla resumen de la instalación conectada a la red.

En primer lugar, se encuentra la instalación del 90% del consumo. En este caso no se puede hacer una comparativa ya que no se ha calculado de manera analítica. Esta instalación tendrá un excedente a la red de 4473 kWh y una importación de la red de 9534 kWh.

En segundo lugar, se encuentra la instalación del 50% del consumo. Según el método analítico se necesitan 33 paneles y la instalación cuenta con una potencia pico de 18,15 kWp. Según PVsyst la instalación consta de 34 paneles y la instalación cuenta con una potencia pico de 18,7 kWp. Esto es así debido a que, a la hora de diseñar el sistema, el programa te obliga a poner en cada fila el mismo número de paneles, cosa que en la vida real no es necesario, ya que con 33 paneles se cubre un 52,6% del consumo. Por lo tanto, la instalación para cubrir un 50% podría ser de dos filas, una con 17 paneles y otra con 16, sumando así 33 módulos. En cuanto a la energía producida y la energía importada, difiere ligeramente por lo explicado y también porque el método analítico no es exacto. En ningún caso va a haber excedente a la red.

En tercer lugar, se encuentra la instalación del 30% del consumo. Tanto para el método analítico como para PVsyst se necesitan 20 paneles y la instalación cuenta con una potencia pico de 11kWp. En cuanto a la energía producida y la energía importada, es muy similar, variando mínimamente debido al error de redondeo y aproximación mencionado anteriormente.

Para el cálculo de la rentabilidad de las instalaciones y la determinación de la instalación más rentable para el consumidor se va a llevar a cabo un estudio económico. Se utilizarán los balances de energía de PVsyst, ya que su cálculo de los flujos de energía es más detallado.

9. Dimensionamiento de la instalación aislada

Tras estudiar la instalación aislada, se ha llegado a la conclusión de que, actualmente, para que el hotel funcione de manera autónoma, se requiere una inversión demasiado elevada, difícilmente recuperable en el futuro, que hace inviable técnica y económicamente la instalación. Por eso se ha abandonado esta línea de investigación.

No obstante, a pesar de que hoy en día no sea viable tener un sistema aislado con las características tratadas, las tecnologías están evolucionando muy rápido y los costes de los elementos para instalaciones fotovoltaicas están bajando. Por ello, es probable que, en pocos años, se desarrollen sistemas de acumulación de energía de mayor capacidad y de menor coste que permitan hacer una instalación de las características tratadas con un sistema soportado con baterías sin conexión a red.

El procedimiento por el que se ha llegado a la conclusión de que no es viable este tipo de instalación ha sido el siguiente:

Primero se calculó la posición, inclinación y tamaño óptimo de los módulos mediante el Criterio del Mes Crítico, ya que se trataba de un sistema sin generación auxiliar. Este método garantiza el suministro de energía durante todo el año y además alarga la vida de las baterías.

Después de seguir dicho procedimiento, se obtuvo una inclinación óptima de 60° , con un valor de radiación global de $3,35 \text{ kWh/m}^2\text{día}$ y una potencia total del generador fotovoltaico de 60029 Wp ($60,029 \text{ kWp}$), que corresponde al mes de enero.

Seguidamente, se calculó el número de módulos que se necesitaban para la instalación, asumiendo que el regulador era capaz de seguir el punto de máxima potencia, trabajando con la potencia pico del generador. Resultó una instalación de 2 paneles en serie x 61 paneles en paralelo, en total con 122 módulos y por lo tanto una potencia pico de $121 \times 550 = 67,1 \text{ kWp}$, y con una superficie total de la instalación de $312,32 \text{ m}^2$. Como se puede apreciar, esta instalación sería de unas dimensiones excesivas con un coste muy elevado y para un uso residencial no tiene ningún sentido.

Finalmente, antes de dimensionar la batería necesaria para dicha instalación, se hizo una aproximación de la magnitud de dicha batería. Primero se tuvo en cuenta el consumo medio diario del hotel rural $L_{md} = 201176 \text{ Wh/día}$. Teniendo en cuenta que la batería tiene que abastecer al edificio en los momentos en los que no hay radiación solar, tendría que cubrir alrededor de un 60% del consumo, resultando así $120705,6 \text{ Wh/día}$. Después de hacer una búsqueda de baterías, una de las baterías que se encontró fue la batería de LVS de 24 kWh , $23,04 \text{ kWh}$ utilizables, $51,2 \text{ V}$. $1622 \times 640 \times 298 \text{ mm}$ 262 kg . Dicha batería tiene un coste de 16.608€ , y teniendo en cuenta que para cubrir nuestra instalación se necesitarían 5 como esta, el coste total solo de las baterías resultó de 83.040€ , demasiado alto para una instalación de este tipo.

A continuación, se incluye el procedimiento y los cálculos realizados.

Criterio del mes crítico

Para este método hace falta el consumo medio diario que se calculó en el apartado 7.3 Dimensionamiento analítico del sistema conectado a red que se fijó en $L_{md}=201176$ Wh/día, y los valores de radiación solar global (Gd) en kWh/m² día recibidos en cada mes para distintas inclinaciones que se incluyen en la Tabla 19, obtenidos a partir de la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

<i>Radiación Global diaria media mensual (kWh/m²día)</i>								
	0°	10°	20°	30°	35°	40°	50°	60°
Enero	1,89	2,29	2,64	2,93	3,05	3,15	3,30	3,35
Febrero	3,21	3,73	4,16	4,50	4,63	4,73	4,84	4,83
Marzo	4,51	4,99	5,35	5,60	5,67	5,70	5,67	5,50
Abril	5,19	5,43	5,55	5,55	5,51	5,44	5,20	4,84
Mayo	5,98	6,06	6,02	5,84	5,71	5,56	5,16	4,66
Junio	7,98	7,97	7,81	7,46	7,24	6,97	6,33	5,55
Julio	7,91	7,99	7,89	7,61	7,42	7,17	6,55	5,80
Agosto	7,27	7,58	7,71	7,66	7,56	7,41	6,98	6,38
Septiembre	5,78	6,32	6,72	6,94	6,99	7,00	6,87	6,57
Ocubre	3,62	4,14	4,57	4,88	5,00	5,08	5,15	5,08
Noviembre	2,45	2,95	3,38	3,73	3,87	3,99	4,14	4,19
Diciembre	2,05	2,59	3,07	3,48	3,65	3,79	4,01	4,12

Tabla 19: Radiación Global diaria media mensual. Fuente: PVgis

Con el valor del consumo medio diario $L_{md}=201,176$ kWh/día se calcula el valor del cociente de L_{md} entre la radiación solar global. Así obtenemos la Tabla 20.

<i>L_{md}/G_d (Wp)</i>								
	0°	10°	20°	30°	35°	40°	50°	60°
Enero	106588	87837	76101	68548	65869	63774	61052	60029
Febrero	62734	54002	48343	44709	43464	42545	41574	41679
Marzo	44562	40318	37571	35953	35503	35276	35473	36584
Abril	38785	37081	36250	36224	36507	37004	38705	41537
Mayo	33634	33197	33441	34431	35226	36206	38975	43186
Junio	25221	25227	25758	26965	27801	28873	31783	36252
Julio	25420	25178	25484	26426	27128	28061	30699	34714
Agosto	27677	26537	26091	26280	26623	27150	28840	31550
Septiembre	34808	31817	29953	28968	28767	28749	29280	30639
Ocubre	55509	48574	44061	41208	40269	39614	39085	39564
Noviembre	81957	68180	59514	53939	51975	50458	48554	47983
Diciembre	98088	77626	65495	57879	55190	53067	50213	48883

Tabla 20: Cociente del consumo medio diario entre la radiación solar global

La tabla anterior proporciona para cada mes e inclinación, la potencia necesaria del generador fotovoltaico (Wp) para aportar la energía suficiente al consumo.

Para cada inclinación se elige el valor máximo obteniéndose el mes crítico y a continuación, de dicho conjunto de valores, se elige el menor valor máximo, minimizando la potencia del generador necesaria para cubrir el mes crítico.

A continuación, a partir de los datos de la radiación global media mensual, la inclinación óptima y el valor del consumo medio diario se calcula el número de módulos que se necesitan para la instalación, asumiendo que el regulador es capaz de seguir el punto de máxima potencia, trabajando con la potencia pico del generador.

Seguimiento al punto de máxima potencia (MPPT)

El número total de módulos fotovoltaicos se calcula como:

$$N_T = \frac{L_{mdc}}{P_{MP} \times Gd \times PR} = \frac{201176}{550 \times 3,35 \times 0,9} = 121,31 \approx 121 \text{ módulos}$$

Donde:

- L_{md} es el consumo medio diario mensual para el mes crítico ($L_{md}=201176$ Wh/día).
- P_{MP} es la potencia pico del módulo en condiciones estándares de medida (Wp/kW/m²)
- Gd es la radiación global recibida en el plano con la inclinación óptima en el mes crítico (kWh/m²).
- PR es el rendimiento del generador, que al ser de silicio monocristalino tendrá un rendimiento del 90%.

El número de paneles en serie y en paralelo se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$N_s = \frac{V_{BAT}}{V_{MP}} = \frac{80}{41,95} = 1,9 \approx 2 \text{ módulos}$$

Donde:

- V_{BAT} es la tensión nominal de la batería.
- V_{MP} es la tensión nominal del módulo en el punto de máxima potencia.

$$N_p = \frac{N_T}{N_s} = \frac{121}{2} = 60,5 \approx 61 \text{ módulos}$$

10. *Análisis de viabilidad económica*

En esta sección se va a realizar un análisis de viabilidad económica de las tres instalaciones estudiadas: la instalación que cubre el 90% del consumo, la instalación que cubre el 50% del consumo y la instalación que cubre el 30% del consumo. Para ello, se van a utilizar los balances de energías realizados por PVsyst y los datos que proporciona del dimensionamiento de cada instalación.

En primer lugar, se va a hacer un cálculo de la inversión inicial de cada instalación, teniendo en cuenta los costes de sus diferentes elementos y el coste de la legalización y boletín de la instalación. Este último, variará según el tamaño de la instalación por lo que se ha asumido 1500 € para la instalación que cubre el 90% del consumo, 1200 € para la instalación que cubre el 50% del consumo y 1000 € para la instalación que cubre el 30% del consumo.

También hay que tener en cuenta el plan de fomento de instalaciones solares de autoconsumo de las Comunidades Autónomas, cuyo objetivo es la reducción de la dependencia de energía de fuentes no renovables. Consiste en subvenciones que proporciona el Estado y dependen de cada Comunidad Autónoma. En concreto, basándonos en las políticas de subvenciones de Ciudad Real, obtenidas de la Delegación Provincial De La Consejería De Industria Y Sociedad De La Información, la subvención establecida es de un 20-30% del valor de la instalación. En este estudio se ha escogido el 20% para situarnos en la situación más crítica.

Por otro lado, el coste adicional de instalación de la planta suele estar entre un 35-40% del coste total de los equipos (módulo, inversor, estructura, etc). Para este estudio se ha asumido un 40% adicional, situándonos otra vez en el caso más crítico.

Finalmente, se ha asumido un coste de infraestructura de evacuación del 35% del coste total de los equipos (módulo, inversor, estructura, etc). Este coste suele estar entre un 30-35% adicional, por lo que otra vez más, nos situamos en el caso más crítico.

En la Tabla 21 se muestra la inversión inicial para la instalación que cubre el 90% del consumo, en la Tabla 22 se muestra la inversión inicial para la instalación que cubre el 50% del consumo y en la Tabla 23 se muestra la inversión inicial para la instalación que cubre el 30% del consumo.

Dispositivo	Vida útil	Precio unitario	Nº de unidades	Importe total
Módulo Solar	25 años	281,00 €	57	16.017 €
Inversor	20 años	4.276,14 €	1	4.276,14 €
Estructura soporte	25 años	60 €	57	3.420 €
Armario de protecciones	25 años	539,70 €	1	539,70 €
Contador bidireccional	25 años	392,00 €	1	392 €
Coste Instalación (Equipo)				24.644,84 €
Legalización y boletín				1.500 €
Instalación				9.858 €
Infraestructura de evacuación				8.626 €
Total sin subvención				44.628,47 €
Subvención 20%				20.042,65 €
Total con subvención				46.766,18 €

Tabla 21: Inversión inicial para el 90% del consumo.

Dispositivo	Vida útil	Precio unitario	Nº de unidades	Importe total
Módulo Solar	25 años	281,00 €	34	9.554 €
Inversor	20 años	4.032,00 €	1	4.032 €
Estructura soporte	25 años	60 €	34	2.040 €
Armario de protecciones	25 años	467 €	1	467,10 €
Contador bidireccional	25 años	392,00 €	1	392 €
Coste Instalación (Equipo)				16.485,10 €
Legalización y boletín				1.200 €
Instalación				6.594 €
Infraestructura de evacuación				5.770 €
Total sin subvención				30.048,93 €
Subvención 20%				6.009,79 €
Total con subvención				24.039,14 €

Tabla 22: Inversión inicial para el 50% del consumo.

Dispositivo	Vida útil	Precio unitario	Nº de unidades	Importe total
Módulo Solar	25 años	281 €	20	5.620 €
Inversor	20 años	2.597,00 €	1	2.597 €
Estructura soporte	25 años	60 €	20	1.200 €
Armario de protecciones	25 años	467 €	1	467,10 €
Contador bidireccional	25 años	392,00 €	1	392 €
Coste Instalación (Equipo)				10.276,10 €
Legalización y boletín				1.000 €
Instalación				4.110 €
Infraestructura de evacuación				3.597 €
Total sin subvención				18.983,18 €
Subvención 20%				3.796,64 €
Total con subvención				15.186,54 €

Tabla 23: Inversión inicial para el 30% del consumo.

En segundo lugar, se va a proceder a analizar la viabilidad económica de las tres opciones posibles: instalación que cubra el 90%, el 50% y el 30% del consumo, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- La energía que producen los paneles no es constante a lo largo de los años, si no que disminuye cada año debido a la degradación de los paneles. Para los paneles que se van a utilizar, el fabricante indica una pérdida del 2% kWh/ año para el primer año y para los años 2 al 25 una pérdida del 0,5% kWh/año.
- El consumo anual de la instalación es constante.
- Se toman como ingresos del análisis los ahorros obtenidos en el consumo de la energía en cada uno de los tres supuestos.
- El precio de la energía consumida de la red es de 0,115181€/kWh, que se ha estimado como el coste total de la factura de electricidad de 2019 (6676,71€) dividido entre el consumo de energía total de dicho año (57967 kWh).
- Como gastos se incluyen:
 - Un contrato de mantenimiento a partir del 3º año, debido a que durante los 2 primeros años existe la garantía del fabricante. El coste del contrato suele 7 € por panel.
 - El Impuesto de Actividades Económicas que es de 1,5€ por kW instalado.
- Además, con carácter general se va a considerar: una inflación anual de la tarifa eléctrica del 2%, una tasa de descuento del 5% teniendo en cuenta las previsiones de inflación y los tipos de interés, y una inflación de los OPEX del 2%.
- Para calcular la depreciación se va a estimar una vida útil de la instalación 20 años, ya que es la vida útil que tienen los inversores, siendo la vida útil de los

módulos y del resto del equipo 25 años, por lo que no habrá que remplazar ningún elemento de la instalación. La depreciación lineal será lineal.

Para realizar el análisis económico procedemos a calcular el VAN, la TIR y el Payback de las inversiones a partir del cálculo de los flujos de caja libre de cada una de las opciones, a 20 años. Posteriormente, serán descontados utilizando una tasa del 5% y a continuación, serán comparados con la inversión a realizar en el año 0. En el Anexo III, se encuentra el desarrollo del análisis detallado.

Los flujos de caja libre de cada año, para cada instalación, se han calculado como:

$$FCL = \text{Ingresos} - \text{Costes (sin tener en cuenta la financiación)}$$

El Valor Actual Neto o VAN hace referencia a las ganancias que tiene un proyecto. Es el sumatorio de cada flujo de caja libre esperado de cada año, en este caso 20 años, menos el valor de la inversión inicial. Se ha calculado como:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + td)^t}$$

Siendo:

- F_t el flujo de caja neto de cada año.
- I_o la inversión inicial.
- n el número de años. En este caso 20 años.
- td el tipo de interés exigido a la inversión (tasa de descuento).

Cuando el $VAN > 0$ la instalación es rentable. Esto significa que, tras los años de vida útil de la instalación, se ha recuperado el importe de la inversión y además se ha obtenido un beneficio.

La Tasa Interna de Retorno o TIR es el valor de la tasa de descuento que hace cero el VAN, recuperando únicamente la inversión. Para que el proyecto sea rentable, el TIR tiene que ser mayor que la tasa de descuento para así obtener beneficios. Se ha calculado como:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Siendo:

- F_t el flujo de caja neto de cada año.
- I_o la inversión inicial.
- n el número de años. En este caso 20 años.

El Payback o plazo de recuperación es el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de la inversión. Se ha calcula como el número de años necesarios para que los flujos de caja positivos devuelvan la inversión inicial. El año donde se recupera la inversión, es en el que la suma de los flujos de caja anual se iguala a la inversión inicial.

En la Tabla 24, se incluyen los resultados del análisis económico realizado.

	90%	50%	30%
VAN (5%)	23.341,65 €	11.803,92 €	5.905,11 €
TIR	11,58%	10,06%	9,08%
Pay Back	6 años y 9 meses	7 años y 8 meses	8 años y 4 meses

Tabla 24: Resultados del análisis económico

Como vemos en el análisis realizado, aunque la inversión es rentable en los tres casos, cuanto mayor potencia instalada mayor rentabilidad y antes se recupera la inversión. Se refleja así las ganancias en economías de escala de este tipo de inversión, dado que el coste total de la inversión inicial no crece de manera proporcional a la potencia de cada instalación.

Finalmente, en la Figura 43, se muestra el gráfico del flujo de caja acumulado y el payback de las tres instalaciones.

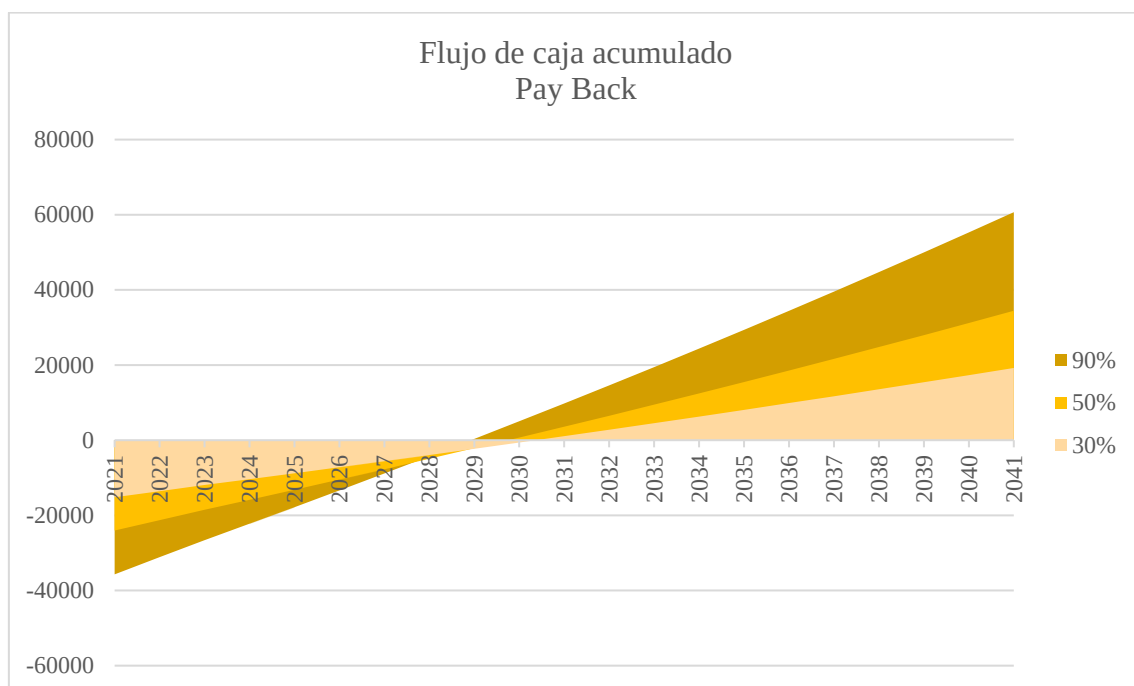


Figura 43: Flujo de caja acumulado y payback de las tres instalaciones.

11. Solución de autoconsumo escogida y conclusiones

El fin de este proyecto ha sido diseñar una instalación fotovoltaica de autoconsumo para abastecer las necesidades energéticas de un hotel rural situado a las orillas del Pantano Cijara en Ciudad Real.

En un principio se planteó dimensionar una instalación conectada a la red y una instalación aislada apoyada por baterías. Tras estudiar la instalación aislada, se llegó a la conclusión de que, actualmente, para que el hotel funcione de manera autónoma, se requiere una inversión demasiado elevada, difícilmente recuperable en el futuro, que hace inviable técnica y económicamente la instalación. Por eso se abandonó esta línea de investigación. A pesar de ello, las tecnologías están evolucionando muy rápido y los costes de los elementos para instalaciones fotovoltaicas están bajando. Así pues, es probable que en pocos años se desarrollen sistemas de acumulación de energía de mayor capacidad y de menor coste que permitan hacer una instalación de las características tratadas con un sistema soportado con baterías sin conexión a red.

Por ello, el proyecto se ha centrado en la instalación fotovoltaica conectada a la red. Para el estudio de la viabilidad técnica se han dimensionado tres instalaciones diferentes: una que cubre el 90% del consumo, otra que cubre el 50% del consumo y otra que cubre el 30%. Las tres instalaciones se han dimensionado mediante el programa PVsyst y las instalaciones del 50% y el 30% también se han dimensionado mediante el método analítico para poder contrastar resultados.

Tras hacer el estudio de viabilidad técnica, se ha procedido a hacer el estudio de la viabilidad económica de las tres instalaciones para analizar su rentabilidad y determinar la instalación más atractiva económicamente. Para ello, se han utilizado los resultados de PVsyst que presentan mayor fiabilidad que los resultados analíticos ya que, es un programa especializado en el diseño de instalaciones fotovoltaicas.

Finalmente, a partir del estudio de viabilidad técnica y económica de las tres instalaciones, mediante el dimensionamiento con PVsyst, se han obtenido los principales resultados que se muestran en la Tabla 25.

% de consumo	Nº de módulos	Potencia Instalada (kWp)	Energía anual consumida (kWh)	Energía anual producida (kWh)	Consumo anual neto (kWh)	VAN (€)	TIR
90%	57	31,4	57.967	52.906	5.061	23.341,65	11,58%
50%	34	18,7	57.967	31.582	26.385	11.803,92	10,06%
30%	20	11	57.967	18.365	39.602	5.905,11	9,08%

Tabla 25: Tabla Resumen de los principales resultados obtenidos del estudio.

Tras analizar los resultados obtenidos, se ha escogido la instalación que cubre el 90% del consumo.

Esta instalación se ha elegido porque es la más rentable económicamente. Dicha instalación necesita una inversión inicial de 35.702,78 €, teniendo en cuenta las subvenciones que ofrece Castilla la Mancha. Tiene una vida útil de 20 años con unos gastos de mantenimiento para su correcto funcionamiento. El valor del VAN es de 23.341,65€ y el del TIR de 11,6%, lo que significa que, como el $VAN > 0$ y el TIR mayor que la tasa de descuento del 5%, el proyecto es rentable con un plazo de recuperación de la inversión de 6 años y 9 meses.

Esta instalación no solo se ha elegido por la rentabilidad económica, sino también porque al cubrir el 90% del consumo del hotel con energía solar, se cumple el objetivo de generación de energía limpia maximizando el mix energético de renovables del hotel.

A continuación, en la Tabla 26 se detallan los datos de la instalación escogida.

	<i>Tipo</i>	<i>Nº de unidades</i>
<i>Módulo Solar</i>	LR5-72 HPH 550 M Longi Solar de 550Wp	57 (3 series de 19 paneles conectadas en paralelo)
<i>Inversor</i>	Canadian Solar Inc. CSI-36K-T400-GL02-E de 36 kWp	1
<i>Estructura soporte</i>	Estructura de Aluminio Inclínada para Paneles de 144 Células de Litio Solar	57
<i>Armario de protecciones</i>	Armario de protecciones AC de autoconsumo de 20 a 40 kW Alba Solar	1
<i>Contador bidireccional</i>	Analizador de redes Fronius Smart meter 63 A-3	1
<i>Potencia de la instalación</i>	31,4 kWp	
<i>Energía anual generada</i>	52.906 kWh	

Tabla 26: Equipo, potencia y generación de la instalación dimensionada para el 90% del consumo

Bibliografía y referencias

- Apuntes Profesora Consuelo Alonso. (2021).
- Departamento Solar del IDAE y Grupo de Trabajo de autoconsumo de ENERAGEN. (2019). *Guía de Tramitación del Autoconsumo*. Madrid. Obtenido de https://www.appa.es/wp-content/uploads/2019/04/2019_04_10_guia_autoconsumo_v1_IDAE.pdf
- Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). (s.f.). *Valores climatológicos normales. Ciudad Real*. Obtenido de <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=4121&k=clm>
- Alba Solar. (s.f.). *Armario de protecciones de AC de autoconsumo de 10 a 20 kW*. Obtenido de <https://albasolar.es/portfolio/armario-protecciones-ac-hasta-10-a-40-kw/>
- Aplicación Meteonorm. (s.f.). *Datos Meteorológicos del Pantano de Cijara*.
- APPA Asociación de Empresas de Energías Renovables . (2019). *Informe sobre el Real Decreto 244/2019, de 5 abril*. Obtenido de https://www.appa.es/wp-content/uploads/2019/04/19.04-Informe-sobre-Real-Decreto-de-Autoconsumo_Documento-APPA.pdf
- Canadian Solar. (s.f.). *THREE PHASE STRING INVERTER 12-20KW*. Obtenido de <https://www.canadiansolar.com/>
- Cenit Solar. (s.f.). *Principales componentes de una instalación fotovoltaica aislada*. [Figura]. Obtenido de http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_esquema.php
- Cenit Solar. (s.f.). *Principales componentes de una instalación fotovoltaica conectada a la red*. [Figura]. Obtenido de http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_red_esquema.php
- Ecosistemas del Sureste S.L. (s.f.). *Conexión de paneles en paralelo*. [Figura]. Obtenido de <https://www.ecosistemasdelsureste.com/news/componentes-principales-de-una-instalacion-solar-fotovoltaica/>
- Ecosistemas del Sureste S.L. (s.f.). *Conexión de paneles en serie*. [Figura]. Obtenido de <https://www.ecosistemasdelsureste.com/news/componentes-principales-de-una-instalacion-solar-fotovoltaica/>
- efectoLED. (s.f.). *Analizador-Contador Bidireccional Monofásico Directo MAXGE 100A*. Obtenido de <https://www.efectoled.com/es/comprar-medidores-de-energia/43747-analizador-contador-bidireccional-monofasico-directo-100a.html?>
- Energía y Sociedad. (2020). *El cambio climático y los acuerdos internacionales*. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-el-cambio-climatico-y-los-acuerdos-internacionales/>
- Es Renovable. (s.f.). *Efecto fotovoltaico en un panel solar*. [Figura]. Obtenido de <http://www.esrenovable.com/2011/10/efecto-fotovoltaico.html>

- Grupo Fotona. (s.f.). *Principales componentes de una instalación fotovoltaica conectada a la red*. [Figura]. Obtenido de <http://fotonagroup.com/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red*. Madrid. Obtenido de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- Larrosa Ingenieros. (21 de octubre de 2019). *Situación actual del autoconsumo en España*. Obtenido de <https://larrosaingenieros.es/situacion-actual-del-autoconsumo-en-espana/>
- Litio Solar. (s.f.). *Estructura de aluminio INCLINADA (1xPanel) - Paneles de 144 cel.* Obtenido de <https://litiosolar.com/estructura-paneles-solares/456-estructura-de-aluminio-inclinada-1xpanel-144cel.html>
- Longui Solar. (s.f.). *Panel solar LR5-72 HPH 550 M*. Obtenido de <https://es.longi-solar.com/>
- MPPT Solar. (s.f.). *Conexión de Baterías en paralelo*. [Figura]. Obtenido de <https://www.mpptsolar.com/es/baterias-serie-paralelo.html>
- MPPT Solar. (s.f.). *Conexión de baterías en serie*. [Figura]. Obtenido de <https://www.mpptsolar.com/es/baterias-serie-paralelo.html>
- MPPT Solar. (s.f.). *Conexión de baterías serie-paralelo*. [Figura]. Obtenido de <https://www.mpptsolar.com/es/baterias-serie-paralelo.html>
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). (s.f.). *Solar Radiation Tool*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#MR
- Prysmian. (10 de septiembre, 2019). *Cálculo de línea para una instalación fotovoltaica de 5kW para autoconsumo*. Obtenido de <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>
- Prysmian. (s.f.). *Cable AFUMEX CLASS 1000V RZ1-K (AS)*. [Figura]. Obtenido de <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>
- Prysmian. (s.f.). *Cable PRYSUN H1Z2Z2-K*. [Figura]. Obtenido de <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>
- PVsys. (s.f.). *Simulación del sistema solar fotovoltaico conectado a red*.
- Quetzal Ingeniería. (s.f.). *Componentes de un módulo fotovoltaico*. [Figura]. Obtenido de <https://www.quetzalingeneria.es/de-que-están-hechos-los-paneles-solares/>
- Red Eléctrica de España. (17 de Diciembre de 2020). *Las renovables alcanzan el 43,6% de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2020/12/las-renovables-alcanzan-el-43-6-por-ciento-de-la-generacion-de-2020-su-mayor-cuota-desde-existen-registros>

Solerus Energy. (s.f.). *Inversor SMA Sunny Boy SB 9000TLUS-12 9KW*. Obtenido de
<https://www.solerusenergy.com/product/sma-sunny-boy-sb-9000tlus-12-transformerless-grid-tie-string-inverter-9kw-600vdc-208240vac-afci/>

El Mundo. (3 de Noviembre de 2020). *El Gobierno aprueba el plan para descarbonizar España y lograr la neutralidad climática en 2050*. Obtenido de
<https://www.elmundo.es/ciencia-y-salud/ciencia/2020/11/03/5fa14b0621efa095138b467d.html>

DOCUMENTO 2. ANEXOS

ANEXO I. Alineación con los Objetivos de desarrollo sostenible.

En España, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) 2030 están ya en el centro de la visión de Estado y de la acción de Gobierno. Para lograr las metas de cada Objetivo todo el mundo tiene que contribuir: el gobierno, el sector privado, la sociedad civil y personas. Por ello, es importante tener en cuenta dichos objetivos y hacer un análisis de los que cumple el proyecto.

Este proyecto se alinea con el Objetivo 7 “Energía asequible y no contaminante”, según el Ministerio de Derechos Sociales y Agenda 2030 de España, este objetivo busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todas las personas. Una de sus metas consiste en aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, por ello, mi proyecto casa con dicho objetivo ya que el hotel se va a abastecer de energía solar fotovoltaica. Este ODS está estrechamente relacionado con el ODS 13 “Acción por el clima” que busca adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero donde las energías renovables tienen un papel muy importante.

A su vez, este proyecto también cumple con el Objetivo 12 “Producción y consumo responsables” que busca garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles. Una de las metas de este ODS es conseguir un turismo sostenible y debido a que este proyecto trata de prestar un servicio utilizando un mix energético lo más renovable posible, hace que el hotel sea sostenible.

A continuación, en la Figura 44 se enumeran los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030.



Figura 44: Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030. Fuente la ONU.

Referencias

Ministerio de Derechos Sociales Y Agenda 2030 de España. (s.f.). Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030. Obtenido de <https://www.agenda2030.gob.es/objetivos/>

Organización de las Naciones Unidas. (s.f.). *Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030*. [Figura]. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>

ANEXO II. Informes de resultados de las instalaciones conectadas a la red de PVsyst.



PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

Cobertizos, conjunto único

Potencia del sistema: 31.4 kWp

HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA - Spain

Autor(a)

GPG IDG, S.L (Spain)



PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA España	Situación Latitud 39.38 °N Longitud -4.89 °W Altitud 500 m Zona horaria UTC	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA METEONORM - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Simulación para el año n° 1	Cobertizos, conjunto único	
Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azmut 35 / 0 °	Sombreados cercanos Sombreados lineales	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 57 unidades Pnom total 31.4 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 Unidad Pnom total 36.0 kWca Proporción Pnom 0.871	

Resumen de resultados

Energía producida 52.91 MWh/año	Producción específica 1688 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 84.22 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos especiales	10
Evaluación P50 - P90	11



PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Cobertizos, conjunto único	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Núm. de cobertizos	3 unidades
Plano fijo		Modelos usados	
Inclinación/Azmut		Conjunto único	Transposición Perez
35 / 0 °		Difuso Perez, Meteonorm	
		Circunsolar separado	
		Tamaños	
		Espaciamiento cobertizos	15.0 m
		Ancho de colector	2.26 m
		Proporc. cob. suelo (GCR)	15.0 %
		Banda inactiva superior	0.02 m
		Banda inactiva inferior	0.02 m
		Ángulo límite de sombreado	
		Ángulo límite de perfil	5.7 °
Horizonte		Sombreados cercanos	
Altura promedio		Sombreados lineales	
3.6 °		Necesidades del usuario	
		Carga ilimitada (red)	

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Canadian Solar Inc.
Modelo	LR5-72 HPH 550 M	Modelo	CSI-36K-T400-GL02-E
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	36.0 kWca
Número de módulos FV	57 unidades	Número de inversores	1 Unidad
Nominal (STC)	31.4 kWp	Potencia total	36.0 kWca
Módulos	3 Cadenas x 19 En series	Voltaje de funcionamiento	200-1000 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	0.87
Pmpp	28.65 kWp	Potencia total del inversor	
U mpp	715 V	Potencia total	36 kWca
I mpp	40 A	Núm. de inversores	1 Unidad
Potencia FV total		Proporción Pnom	0.87
Nominal (STC)	31 kWp		
Total	57 módulos		
Área del módulo	146 m²		
Área celular	132 m²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Fracción de pérdida		Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	
2.0 %		Uc (const)		197 mΩ	
		Uv (viento)		Fracción de pérdida	
		0.0 W/m²K/m/s		1.0 % en STC	
LID - Degradación Inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo		Pérdidas de desajuste de módulo	
Fracción de pérdida		Fracción de pérdida		Fracción de pérdida	
1.5 %		-0.3 %		2.0 % en MPP	
Pérdidas de desajuste de cadenas		Módulo de degradación media			
Fracción de pérdida		Año n°			
0.1 %		1			
		Factor de pérdida			
		0.45 %/año			
		Desajuste debido a la degradación			
		Dispersión Imp RMS			
		0 %/año			
		Dispersión Vmp RMS			
		0 %/año			



PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA
Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, $n(\text{vidrio})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

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



PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares

Proporcional a la potencia 5.0 W/kW
0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección

Voltaje inversor 400 Vca tri
Fracción de pérdida 0.7 % en STC

Inversor: CSI-36K-T400-GL02-E

Sección cables (1 Inv.) Cobre 1 x 3 x 10 mm²
Longitud de los cables 20 m



PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Definición del horizonte

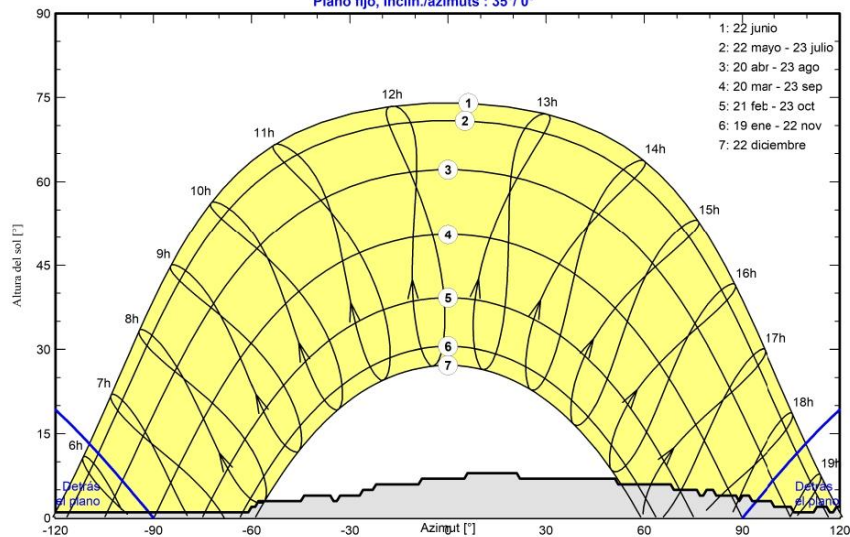
Altura promedio 3.6 ° Factor Albedo 0.70
Factor difuso 0.96 Fracción de albedo 100 %

Perfil del horizonte

Azmut [°]	-180	-178	-177	-163	-160	-159	-137	-136	-135	-132	-130	-124	-123	-61
Altura [°]	2.0	2.0	3.0	2.0	3.0	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0
Azmut [°]	-59	-58	-45	-44	-35	-34	-33	-27	-23	-22	-9	-8	6	21
Altura [°]	2.0	3.0	3.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0	6.0	6.0	7.0	8.0	8.0
Azmut [°]	22	51	52	68	69	77	78	79	81	88	89	90	92	99
Altura [°]	7.0	7.0	6.0	6.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	3.0	4.0	4.0	3.0
Azmut [°]	100	105	106	113	116	117	118	122	123	145	163	169	170	180
Altura [°]	2.0	2.0	1.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	3.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0

Recorridos solares (diagrama de altura / azimut)

Horizonte de Meteoronorm para, Lat. = 39.377°, Long. = -4.895°
Plano fijo, Incl./azimuts : 35°/ 0°





PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

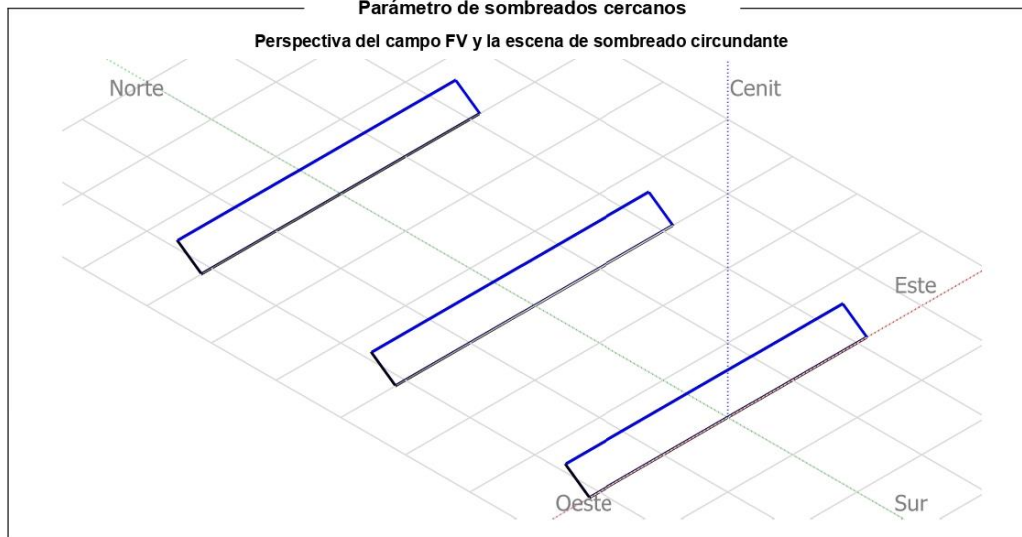
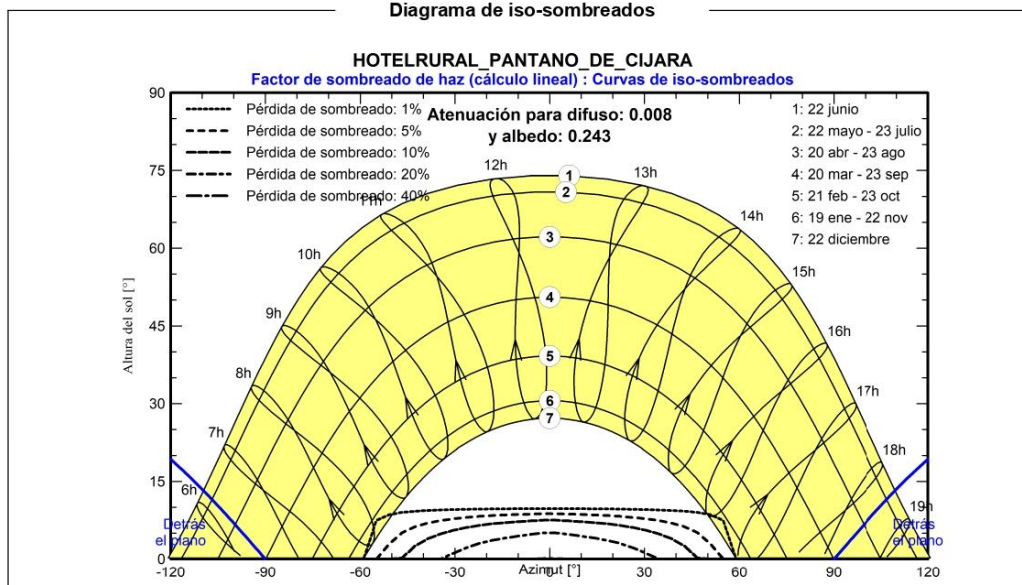


Diagrama de iso-sombreados





PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

52.91 MWh/año

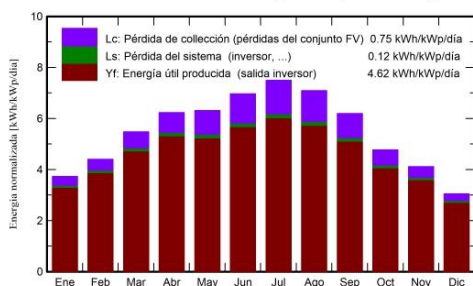
Producción específica

1688 kWh/kWp/año

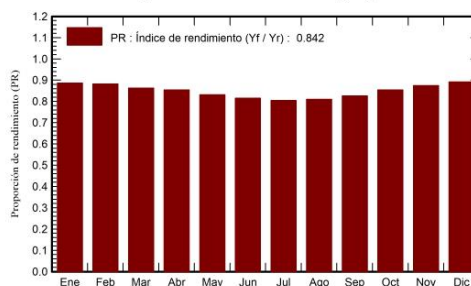
Proporción de rendimiento (PR)

84.22 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	66.0	25.00	7.20	115.7	108.8	3.295	3.213	0.886
Febrero	84.0	34.00	9.10	123.1	117.3	3.495	3.407	0.883
Marzo	134.0	50.00	12.30	169.9	160.6	4.715	4.599	0.863
Abril	172.0	67.00	14.20	187.0	176.2	5.136	5.008	0.854
Mayo	203.0	73.00	18.80	195.6	183.7	5.234	5.099	0.832
Junio	228.0	68.00	25.10	208.9	196.4	5.484	5.344	0.816
Julio	249.0	48.00	27.10	232.4	219.2	6.015	5.862	0.804
Agosto	212.0	53.00	26.90	219.7	207.8	5.722	5.580	0.810
Septiembre	157.0	52.00	22.70	185.9	175.7	4.938	4.815	0.826
Octubre	108.0	45.00	17.00	147.7	140.1	4.055	3.954	0.854
Noviembre	74.0	26.00	10.80	123.5	117.0	3.476	3.386	0.875
Diciembre	56.0	27.00	7.70	94.4	90.1	2.714	2.639	0.892
Año	1743.0	567.99	16.62	2003.9	1892.9	54.279	52.906	0.842

Legendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento



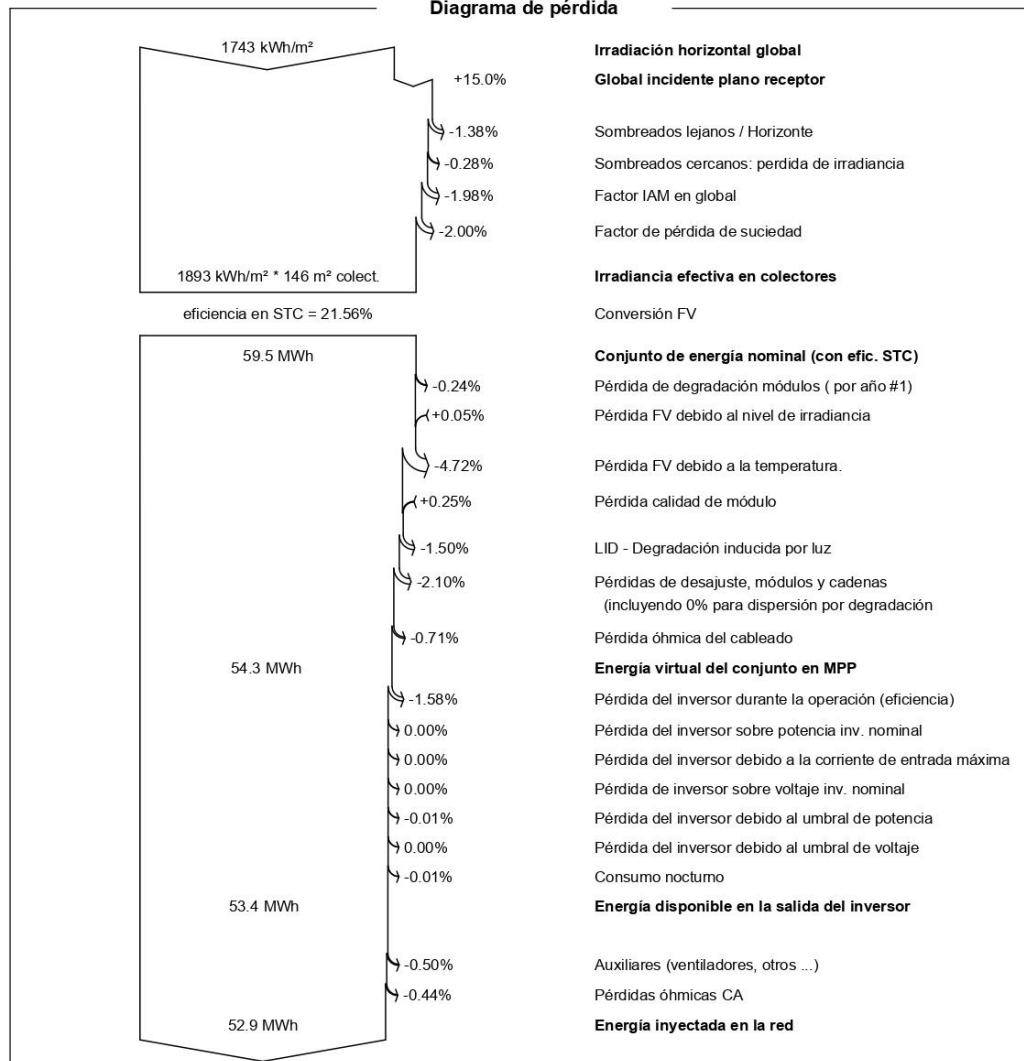
PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA
Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Diagrama de pérdida





PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

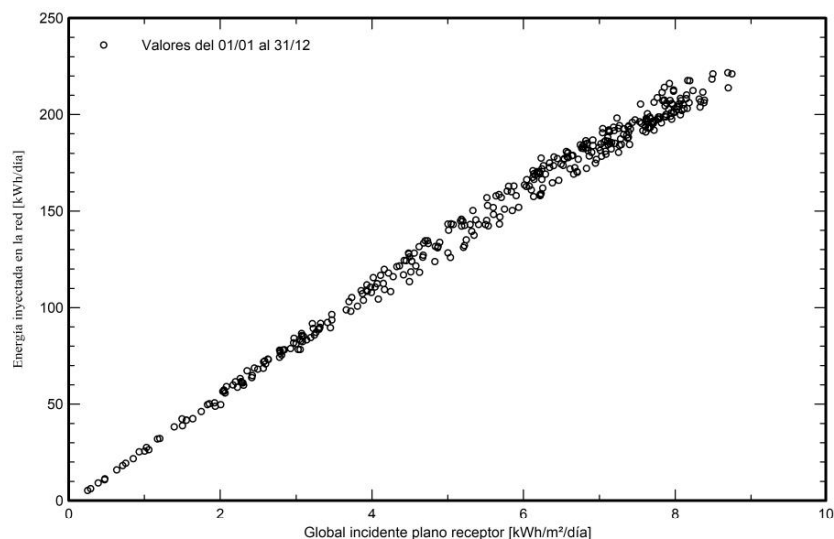
Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

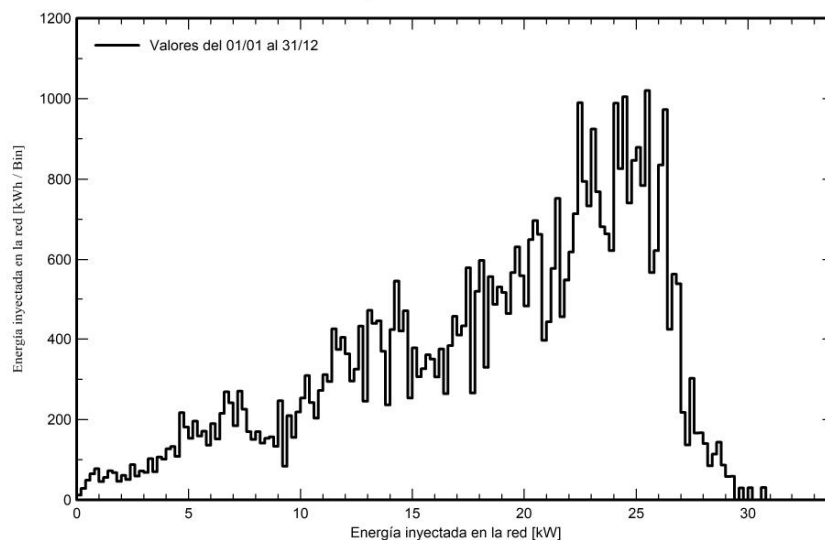
GPG IDG, S.L (Spain)

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.1.7

VC4, Fecha de simulación:
01/06/21 18:46
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 100 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente de datos meteo METEONORM
Tipo No definido
Variabilidad año a año(Varianza) 0.5 %

Desviación especificada

Variabilidad global (meteo y sistema)
Variabilidad (Suma cuadrática) 1.9 %

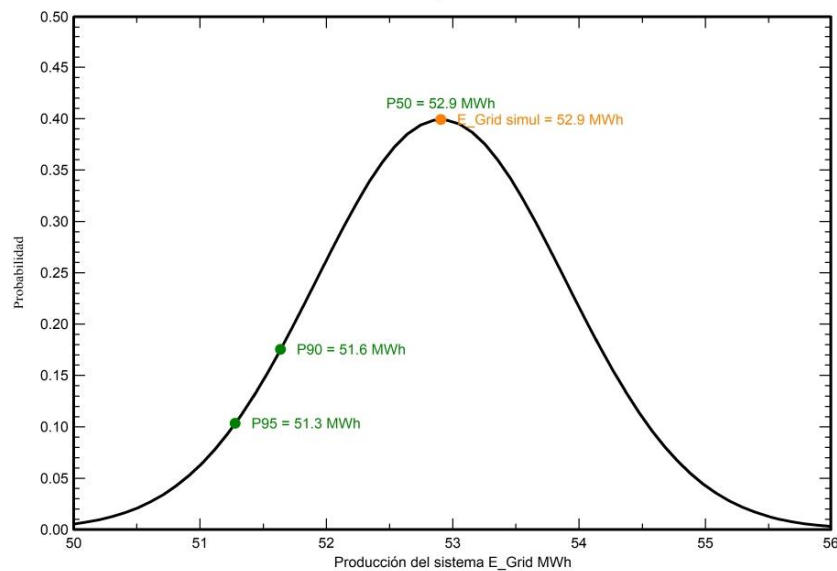
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %
Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %
Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %
Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

Variabilidad 0.99 MWh
P50 52.91 MWh
P90 51.64 MWh
P95 51.28 MWh

Distribución de probabilidad





Versión 7.1.7

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 50 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar
Cobertizos, conjunto único

Potencia del sistema: 18.70 kWp

HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA - Spain

Autor(a)

GPG IDG, S.L (Spain)



PVsyst V7.1.7

VC0, Fecha de simulación:
01/06/21 18:48
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 50 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA España	Situación Latitud 39.38 °N Longitud -4.89 °W Altitud 500 m Zona horaria UTC	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA METEONORM - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Simulación para el año nº 1	Cobertizos, conjunto único	
Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azmut 35 / 0 °	Sombreados cercanos Sombreados lineales	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 34 unidades Pnom total 18.70 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 Unidad Pnom total 17.00 kWca Proporción Pnom 1.100	

Resumen de resultados

Energía producida 31.58 MWh/año	Producción específica 1689 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 84.28 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos especiales	10



PVsyst V7.1.7

VC0, Fecha de simulación:
01/06/21 18:48
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 50 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Parámetros generales

Sistema conectado a la red		Cobertizos, conjunto único	
Orientación campo FV		Configuración de cobertizos	
Orientación		Núm. de cobertizos	2 unidades
Plano fijo		Modelos usados	
Inclinación/Azmut		Conjunto único	Transposición Perez
35 / 0 °			Difuso Perez, Meteonorm
			Circunsolar separado
		Tamaños	
		Espaciamento cobertizos	15.0 m
		Ancho de colector	2.26 m
		Proporc. cob. suelo (GCR)	15.0 %
		Banda inactiva superior	0.02 m
		Banda inactiva inferior	0.02 m
		Ángulo límite de sombreado	
		Ángulo límite de perfil	5.7 °
Horizonte		Sombreados cercanos	
Altura promedio		Sombreados lineales	
3.6 °		Necesidades del usuario	
		Carga ilimitada (red)	

Características del conjunto FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Longi Solar	Fabricante	Canadian Solar Inc.
Modelo	LR5-72 HPH 550 M	Modelo	CSI-17K-T400-GL01-E
(Base de datos PVsyst original)		(Base de datos PVsyst original)	
Unidad Nom. Potencia	550 Wp	Unidad Nom. Potencia	17.0 kWca
Número de módulos FV	34 unidades	Número de inversores	1 Unidad
Nominal (STC)	18.70 kWp	Potencia total	17.0 kWca
Módulos	2 Cadenas x 17 En series	Voltaje de funcionamiento	160-850 V
En cond. de funcionam. (50°C)		Proporción Pnom (CC:CA)	1.10
Pmpp	17.09 kWp	Potencia total del inversor	
U mpp	640 V	Potencia total	17 kWca
I mpp	27 A	Núm. de inversores	1 Unidad
Potencia FV total		Proporción Pnom	1.10
Nominal (STC)	19 kWp		
Total	34 módulos		
Área del módulo	86.9 m²		
Área celular	78.8 m²		

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto		Factor de pérdida térmica		Pérdidas de cableado CC	
Fracción de pérdida		Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	264 mΩ
2.0 %		Uc (const)		Fracción de pérdida	1.0 % en STC
		Uv (viento)		Pérdidas de desajuste de módulo	
		0.0 W/m²K/m/s		Fracción de pérdida	2.0 % en MPP
LID - Degradación Inducida por Luz		Pérdida de calidad módulo			
Fracción de pérdida		Fracción de pérdida			
1.5 %		-0.3 %			
Pérdidas de desajuste de cadenas		Módulo de degradación media			
Fracción de pérdida		Año n°			
0.1 %		1			
		Factor de pérdida			
		0.45 %/año			
		Desajuste debido a la degradación			
		Dispersión Imp RMS			
		0 %/año			
		Dispersión Vmp RMS			
		0 %/año			



PVsyst V7.1.7

VC0, Fecha de simulación:
01/06/21 18:48
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 50 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Recubrimiento Fresnel AR, $n(\text{vidrio})=1.526$, $n(\text{AR})=1.290$

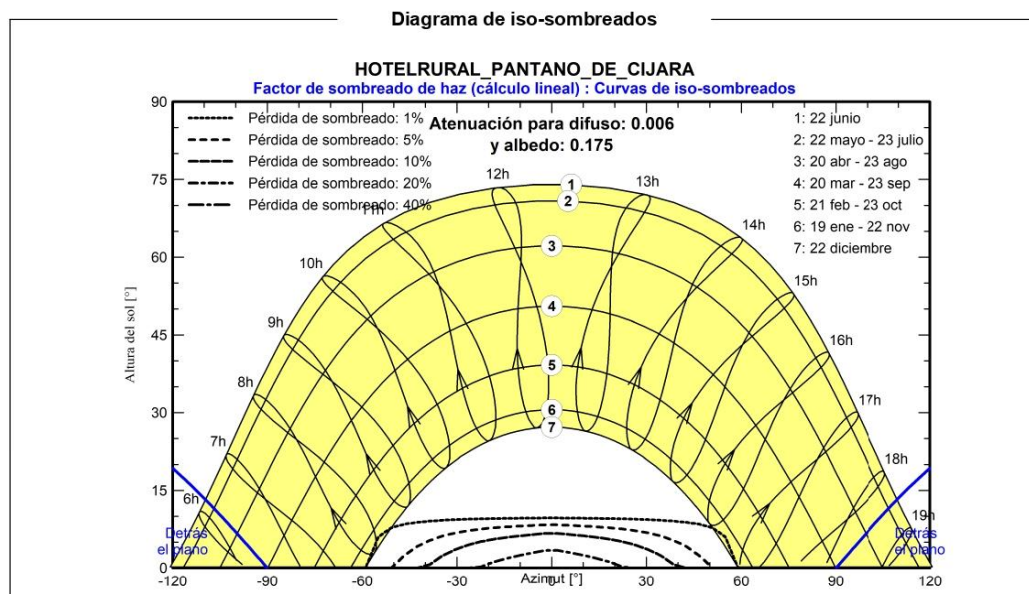
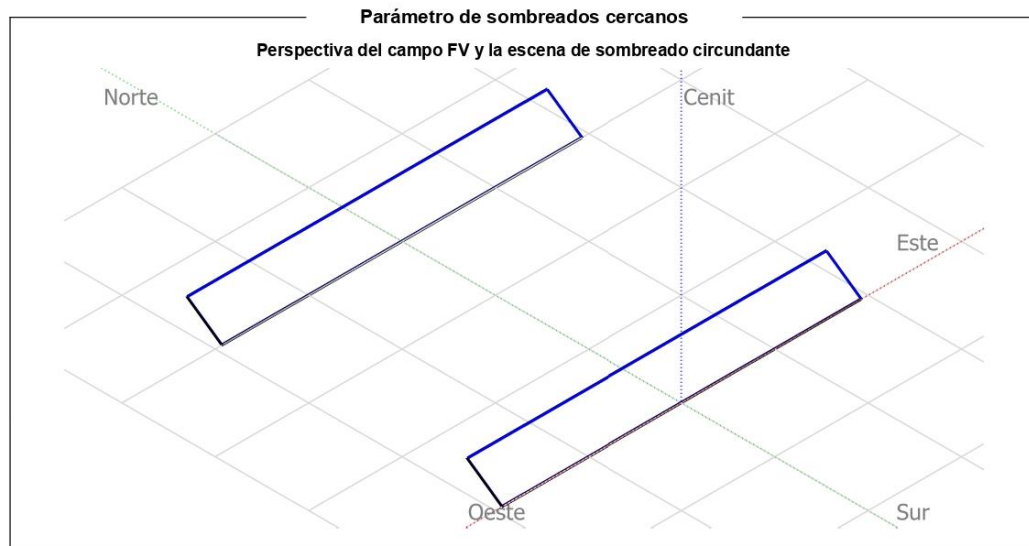
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



PVsyst V7.1.7
 VC0, Fecha de simulación:
 01/06/21 18:48
 con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA
 Variante: 50 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)





Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA
Variante: 50 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

PVsyst V7.1.7

VC0, Fecha de simulación:
01/06/21 18:48
con v7.1.7

GPG IDG, S.L (Spain)

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

31.58 MWh/año

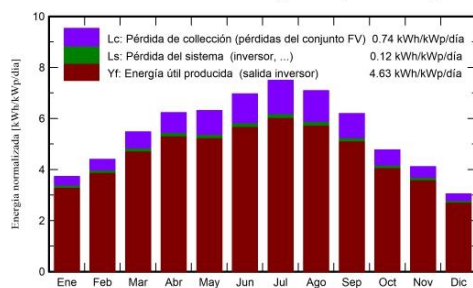
Producción específica

1689 kWh/kWp/año

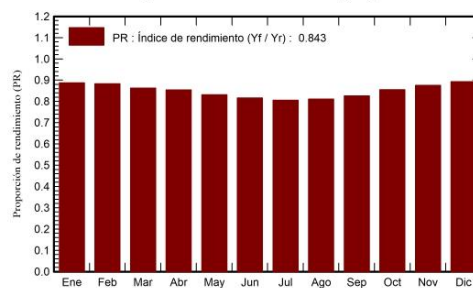
Proporción de rendimiento (PR)

84.28 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	66.0	25.00	7.20	115.7	108.9	1.967	1.919	0.887
Febrero	84.0	34.00	9.10	123.1	117.3	2.086	2.034	0.884
Marzo	134.0	50.00	12.30	169.9	160.7	2.811	2.742	0.863
Abril	172.0	67.00	14.20	187.0	176.4	3.064	2.988	0.855
Mayo	203.0	73.00	18.80	195.6	183.8	3.123	3.043	0.832
Junio	228.0	68.00	25.10	208.9	196.6	3.274	3.191	0.817
Julio	249.0	48.00	27.10	232.4	219.4	3.591	3.500	0.805
Agosto	212.0	53.00	26.90	219.7	208.0	3.416	3.331	0.811
Septiembre	157.0	52.00	22.70	185.9	175.9	2.947	2.874	0.827
Octubre	108.0	45.00	17.00	147.7	140.2	2.420	2.361	0.855
Noviembre	74.0	26.00	10.80	123.5	117.0	2.074	2.022	0.876
Diciembre	56.0	27.00	7.70	94.4	90.1	1.620	1.577	0.893
Año	1743.0	567.99	16.62	2003.9	1894.5	32.392	31.582	0.843

Legendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento



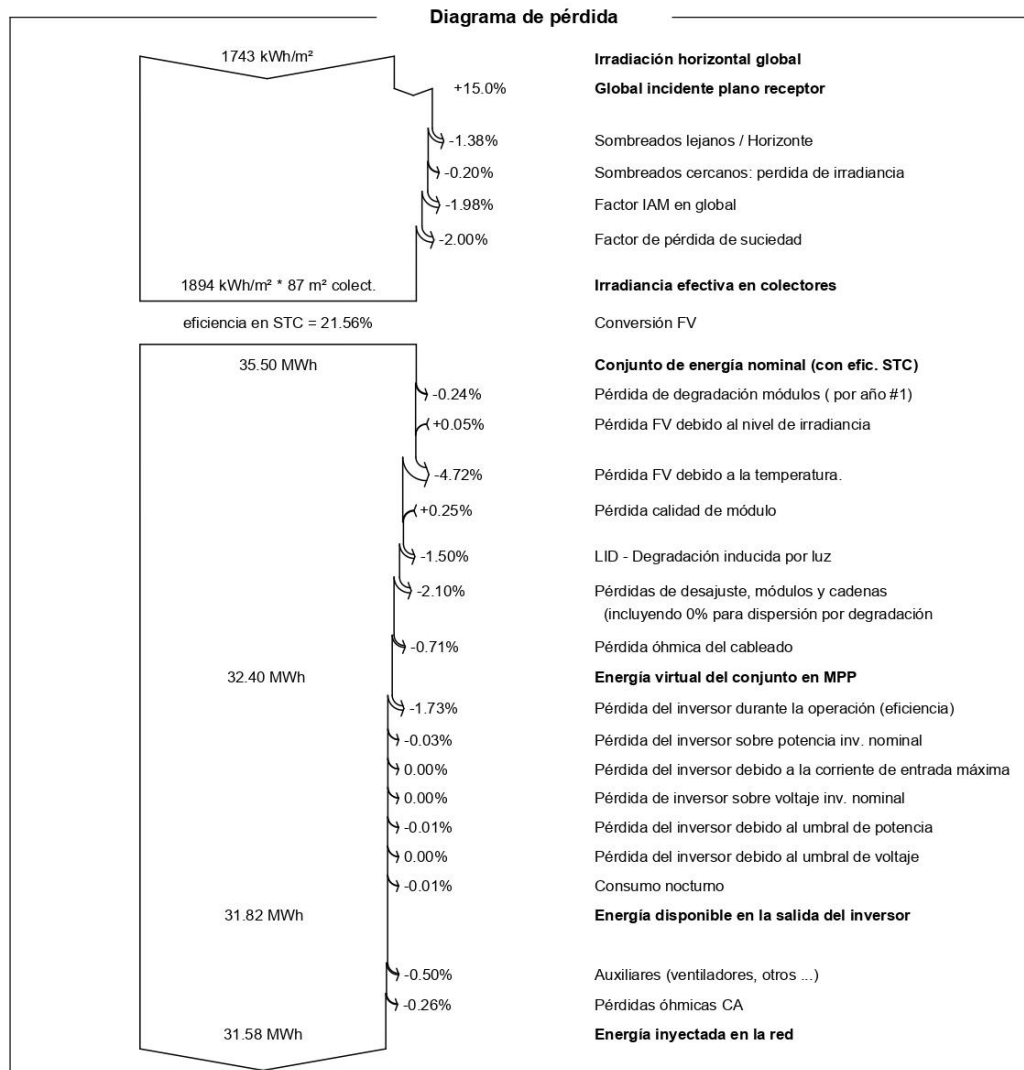
PVsyst V7.1.7

VC0, Fecha de simulación:
01/06/21 18:48
con v7.1.7

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 50 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

GPG IDG, S.L (Spain)





PVsyst V7.1.7

VC0, Fecha de simulación:
01/06/21 18:48
con v7.1.7

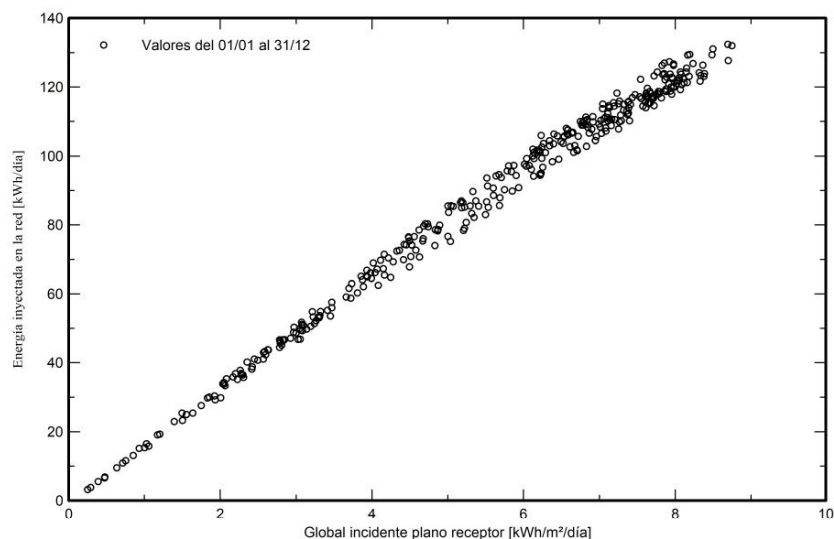
Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 50 % Consumo_PANEL_Longui_INV_CanadianSolar

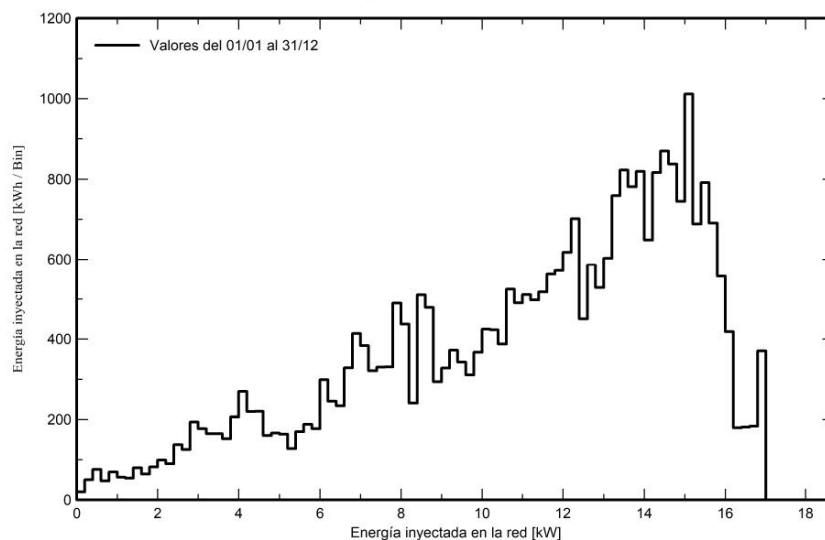
GPG IDG, S.L (Spain)

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Versión 7.1.8

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

Cobertizos, conjunto único

Potencia del sistema: 11.00 kWp

HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA - España

PVsyst DEMO

PVsyst DEMO

PVsyst DEMO

Autor(a)



Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Resumen del proyecto

Sitio geográfico HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA España	Situación Latitud 39.38 °N Longitud -4.89 °W Altitud 500 m Zona horaria UTC	Configuración del proyecto Albedo 0.20
Datos meteo HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA METEONORM - Sintético		

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red Simulación para el año n° 1	Cobertizos, conjunto único	
Orientación campo FV Plano fijo Inclinación/Azmut 35 / 0 °	Sombreados cercanos Sombreados lineales	Necesidades del usuario Carga ilimitada (red)
Información del sistema Conjunto FV Núm. de módulos 20 unidades Pnom total 11.00 kWp	Inversores Núm. de unidades 1 Unidad Pnom total 9.00 kWca Proporción Pnom 1.222	

Resumen de resultados

Energía producida 18.37 MWh/año	Producción específica 1670 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 83.32 %
---------------------------------	--	-----------------------------

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del horizonte	6
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos especiales	10



Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación
Plano fijo
Inclinación/Azmut 35 / 0 °

Cobertizos, conjunto único

Configuración de cobertizos

Núm. de cobertizos 2 unidades
Conjunto único

Tamaños

Espaciamiento cobertizos 15.0 m
Ancho de colector 2.26 m
Proporc. cob. suelo (GCR) 15.0 %
Banda inactiva superior 0.02 m
Banda inactiva inferior 0.02 m

Ángulo límite de sombreado

Ángulo límite de perfil 5.7 °

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Horizonte

Altura promedio 3.6 °

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante Longi Solar
Modelo LR5-72 HPH 550 M
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 550 Wp
Número de módulos FV 20 unidades
Nominal (STC) 11.00 kWp
Módulos 2 Cadenas x 10 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 10.05 kWp
U mpp 376 V
I mpp 27 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 11 kWp
Total 20 módulos
Área del módulo 51.1 m²
Área celular 46.4 m²

Inversor

Fabricante SMA
Modelo Sunny Boy 9000TLUS-12 - 208V
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 9.00 kWca
Número de inversores 1 Unidad
Potencia total 9.0 kWca
Voltaje de funcionamiento 300-480 V
Proporción Pnom (CC:CA) 1.22

Potencia total del inversor

Potencia total 9 kWca
Núm. de inversores 1 Unidad
Proporción Pnom 1.22

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Fracción de pérdida 2.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 155 mΩ
Fracción de pérdida 1.0 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Fracción de pérdida 1.5 %

Pérdida de calidad módulo

Fracción de pérdida -0.3 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Fracción de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Fracción de pérdida 0.1 %

Módulo de degradación media

Año n° 1
Factor de pérdida 0.45 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS 0 %/año
Dispersión Vmp RMS 0 %/año



Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000



Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Pérdidas del sistema.

Pérdidas auxiliares

Proporcional a la potencia 3.0 W/kW
0.0 kW del umbral de potencia

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección

Voltaje inversor 208 Vca mono
Fracción de pérdida 1.9 % en STC

Inversor: Sunny Boy 9000TLUS-12 - 208V

Sección cables (1 Inv.) Cobre 1 x 2 x 10 mm²
Longitud de los cables 20 m



Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Definición del horizonte

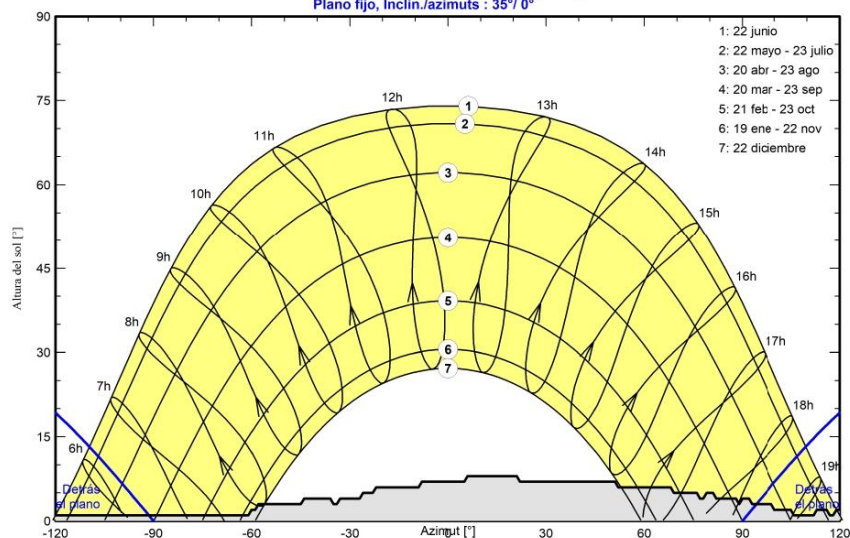
Altura promedio 3.6 ° Factor Albedo 0.70
 Factor difuso 0.96 Fracción de albedo 100 %

Perfil del horizonte

Azimet [°]	-180	-178	-177	-163	-160	-159	-137	-136	-135	-132	-130	-124	-123	-61
Altura [°]	2.0	2.0	3.0	2.0	3.0	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0
Azimet [°]	-59	-58	-45	-44	-35	-34	-33	-27	-23	-22	-9	-8	6	21
Altura [°]	2.0	3.0	3.0	4.0	3.0	3.0	4.0	4.0	5.0	6.0	6.0	7.0	8.0	8.0
Azimet [°]	22	51	52	68	69	77	78	79	81	88	89	90	92	99
Altura [°]	7.0	7.0	6.0	6.0	5.0	4.0	4.0	5.0	5.0	4.0	3.0	4.0	4.0	3.0
Azimet [°]	100	105	106	113	116	117	118	122	123	145	163	169	170	180
Altura [°]	2.0	2.0	1.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	3.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0

Recorridos solares (diagrama de altura / azimet)

Horizonte de Meteonorm para, Lat. = 39.377°, Long. = -4.895°
Plano fijo, Incl./azimuts : 35°/ 0°



PVsyst DEMO



Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

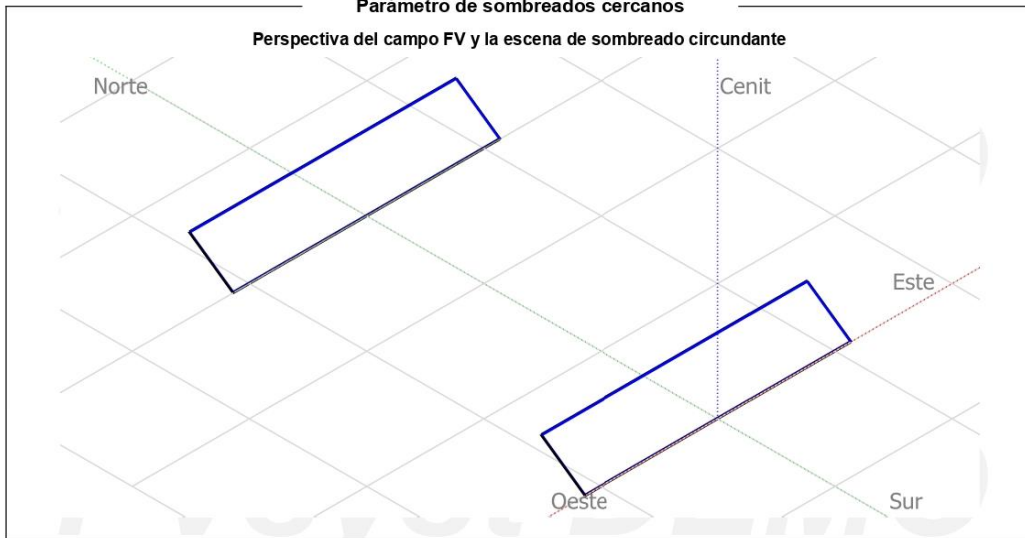
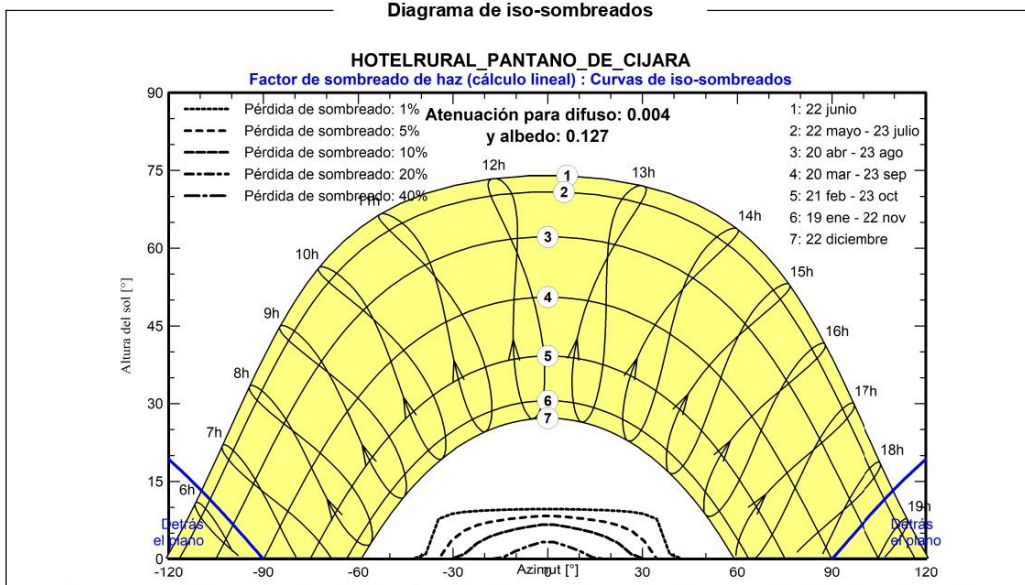


Diagrama de iso-sombreados





Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

18.37 MWh/año

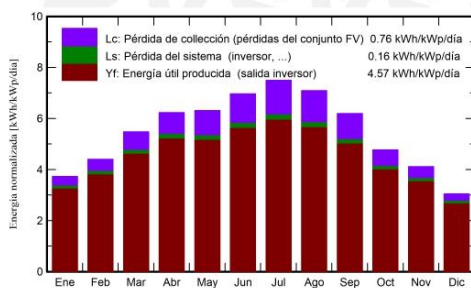
Producción específica

1670 kWh/kWp/año

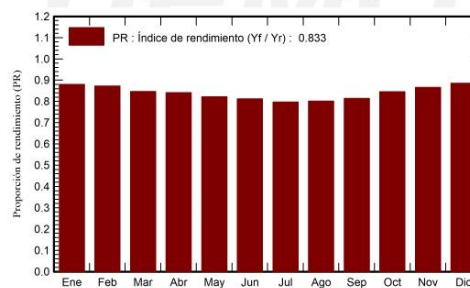
Proporción de rendimiento (PR)

83.32 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR proporción
Enero	66.0	25.00	7.20	115.7	109.2	1.158	1.119	0.880
Febrero	84.0	34.00	9.10	123.1	117.6	1.223	1.182	0.873
Marzo	134.0	50.00	12.30	169.9	161.3	1.636	1.583	0.847
Abril	172.0	67.00	14.20	187.0	177.1	1.790	1.731	0.842
Mayo	203.0	73.00	18.80	195.6	184.6	1.832	1.768	0.822
Junio	228.0	68.00	25.10	208.9	197.5	1.933	1.867	0.812
Julio	249.0	48.00	27.10	232.4	220.3	2.110	2.039	0.798
Agosto	212.0	53.00	26.90	219.7	208.8	2.004	1.938	0.802
Septiembre	157.0	52.00	22.70	185.9	176.5	1.722	1.666	0.815
Octubre	108.0	45.00	17.00	147.7	140.5	1.421	1.375	0.846
Noviembre	74.0	26.00	10.80	123.5	117.3	1.218	1.177	0.867
Diciembre	56.0	27.00	7.70	94.4	90.4	0.955	0.920	0.886
Año	1743.0	567.99	16.62	2003.9	1901.1	19.003	18.365	0.833

Legendas

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E_Grid Energía inyectada en la red

PR Proporción de rendimiento



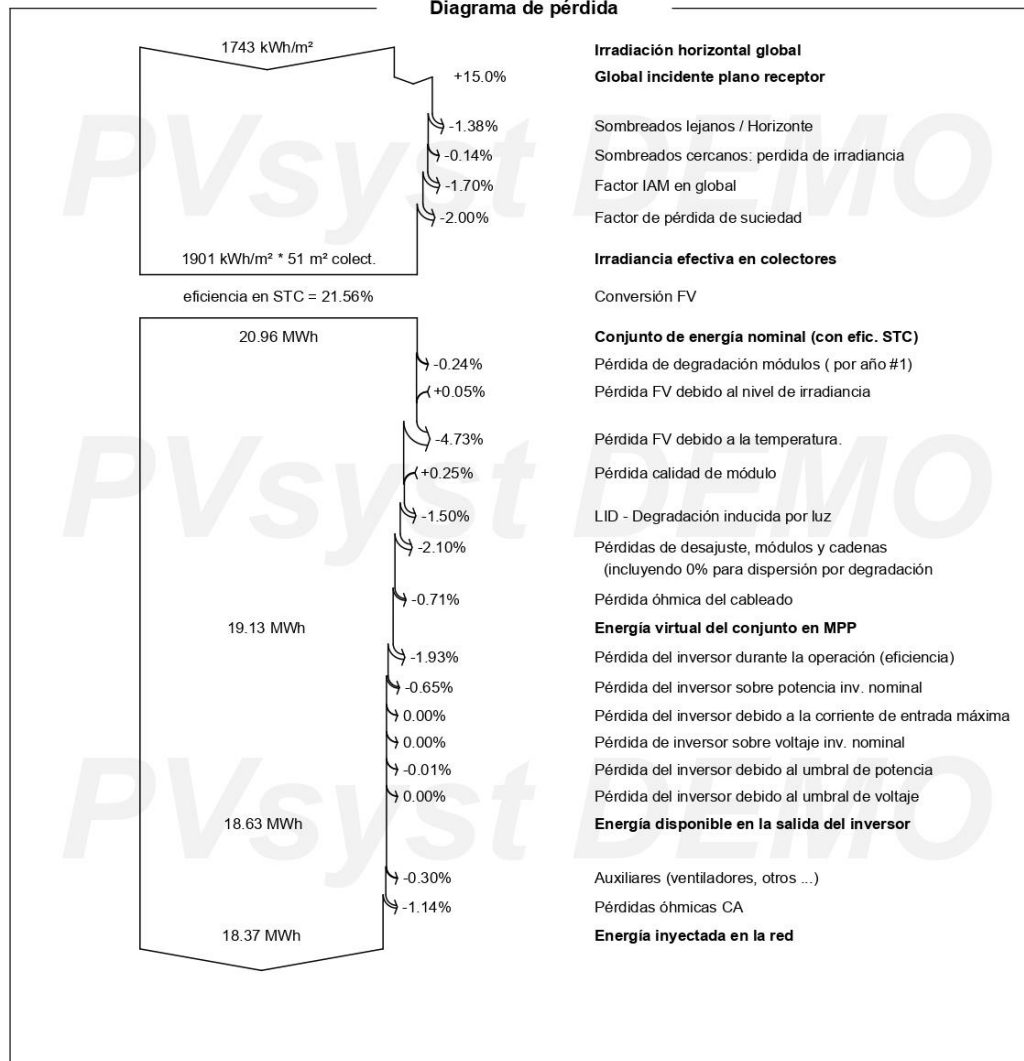
Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Diagrama de pérdida





Proyecto: HOTELRURAL_PANTANO_DE_CIJARA

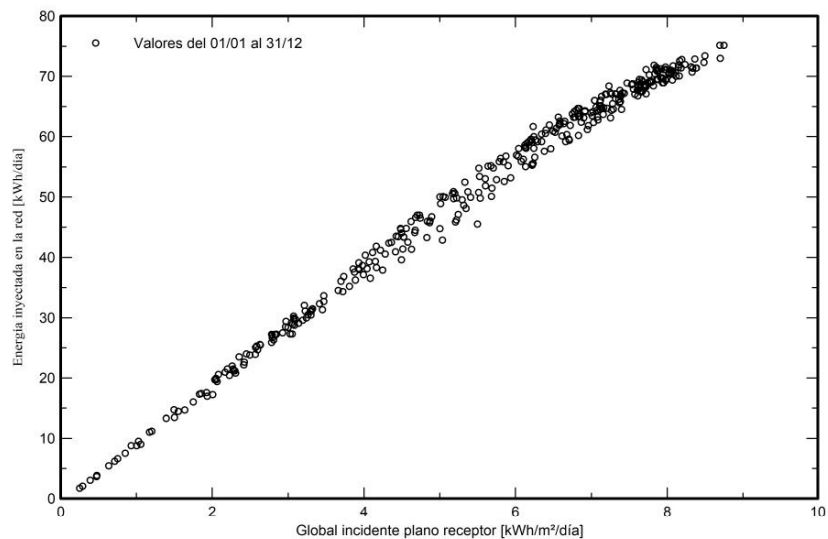
Variante: 30%Carga_PANEL_Longui_INV_SMA

PVsyst V7.1.8

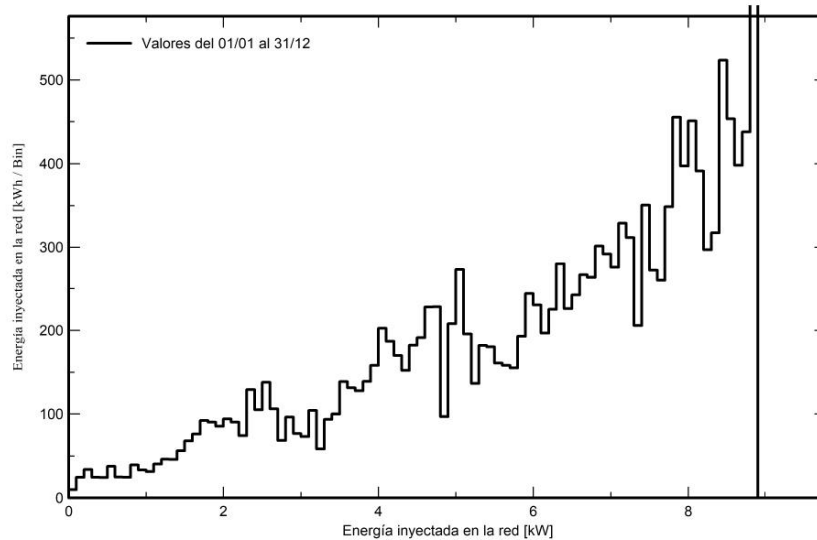
VC3, Fecha de simulación:
15/06/21 18:57
con v7.1.8

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



ANEXO III. *Desarrollo del análisis económico.*

Instalación 90% del consumo																						
CONSUMO ANUAL NETO		DATOS/AÑO																				
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Producción anual de energía (kWh)		52.906,00	52.906,00	51.847,88	51.588,64	51.330,70	51.074,04	50.818,67	50.564,58	50.311,76	50.060,20	49.809,90	49.560,85	49.313,04	49.066,48	48.821,15	48.577,04	48.334,16	48.092,48	47.852,02	47.612,76	
(-) Pérdida de energía por degradación (kWh)			1.058,12	259,24	257,94	256,65	255,37	254,09	252,82	251,56	250,30	249,05	247,80	246,57	245,33	244,11	242,89	241,67	240,46	239,26	238,06	
=) Producción anual neta (kWh)		52.906,00	51.847,88	51.588,64	51.330,70	51.074,04	50.818,67	50.564,58	50.311,76	50.060,20	49.809,90	49.560,85	49.313,04	49.066,48	48.821,15	48.577,04	48.334,16	48.092,48	47.852,02	47.612,76	47.374,70	
Consumo anual de energía (kWh)		57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	
Consumo anual neto (kWh)		5.061,00	6.119,12	6.378,36	6.636,30	6.892,96	7.148,33	7.402,42	7.655,24	7.906,80	8.157,10	8.406,15	8.653,96	8.900,52	9.145,85	9.389,96	9.632,84	9.874,52	10.114,98	10.354,24	10.592,30	
Precio de la energía consumida de la red (€/kWh)	0,115181																					
Inflación de la tarifa eléctrica anual 2%	2%	0,11518100	0,11748462	0,11983431	0,12223100	0,12467562	0,12716913	0,12971251	0,13230676	0,13495290	0,13765196	0,14040500	0,143221310	0,14607736	0,14899891	0,15197888	0,15501846	0,15811883	0,16128121	0,16	0,17	
Consumo anual neto (€)			582,93	718,90	764,35	811,16	859,38	909,05	960,19	1.012,84	1.067,05	1.122,84	1.180,27	1.239,36	1.300,16	1.362,72	1.427,08	1.493,27	1.561,35	1.631,36	1.703,34	1.777,36
AHORRO ANUAL																						
		DATOS/AÑO																				
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Consumo anual neto sin instalación solar (€)		6.676,71	6.810,24	6.946,45	7.085,38	7.227,09	7.371,63	7.519,06	7.669,44	7.822,83	7.979,29	8.138,87	8.301,65	8.467,68	8.637,04	8.809,78	8.985,97	9.165,69	9.349,01	9.535,99	9.726,71	
Inflación de la tarifa eléctrica anual 2%	2%																					
Consumo anual neto con instalación solar (€)		582,93	718,90	764,35	811,16	859,38	909,05	960,19	1.012,84	1.067,05	1.122,84	1.180,27	1.239,36	1.300,16	1.362,72	1.427,08	1.493,27	1.561,35	1.631,36	1.703,34	1.777,36	
Ahorro anual (€)		6.093,78	6.091,34	6.182,10	6.274,22	6.367,70	6.462,58	6.558,87	6.656,60	6.755,78	6.856,45	6.958,61	7.062,29	7.167,52	7.274,31	7.382,70	7.492,70	7.604,35	7.717,65	7.832,64	7.949,35	
DATOS																						
Inversión Inicial (€)	35.702,78																					
Vida útil (años)	20																					
Cuota de amortización anual (€)	1.785,14																					
Potencia instalada (kW)	31,40																					
IAE €/kW	1,50																					
Tasa de descuento	5%																					
IPC	2%																					
FLUJO DE CAJA NETO																						
		DATOS/AÑO																				
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ahorro de costes (€)		6.093,78	6.091,34	6.182,10	6.274,22	6.367,70	6.462,58	6.558,87	6.656,60	6.755,78	6.856,45	6.958,61	7.062,29	7.167,52	7.274,31	7.382,70	7.492,70	7.604,35	7.717,65	7.832,64	7.949,35	
(-) Contrato de mantenimiento (a partir 3º año) (€)	399			-399	-407	-415	-423	-432	-441	-449	-458	-467	-477	-486	-496	-506	-516	-526	-537	-548	-559	
(-) IAE		-47,10	-48,04	-49,00	-49,98	-50,98	-52,00	-53,04	-54,10	-55,19	-56,29	-57,41	-58,56	-59,73	-60,93	-62,15	-63,39	-64,66	-65,95	-67,27	-68,62	
(-) Depreciación (€)		-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	-1.785,14	
BAIT (€)		4.261,54	4.258,16	3.948,96	4.032,11	4.116,46	4.202,02	4.288,80	4.376,83	4.466,12	4.556,69	4.648,56	4.741,75	4.836,27	4.932,14	5.029,39	5.128,03	5.228,08	5.329,56	5.432,49	5.536,90	
(-) Impuesto 35 % (€)		-1.491,54	-1.490,36	-1.382,14	-1.411,24	-1.440,76	-1.470,71	-1.501,08	-1.531,89	-1.563,14	-1.594,84	-1.627,00	-1.659,61	-1.692,69	-1.726,25	-1.760,29	-1.794,81	-1.829,83	-1.865,35	-1.901,37	-1.937,91	
BDI (€)		2.770,00	2.767,80	2.566,82	2.620,87	2.675,70	2.731,31	2.787,72	2.844,94	2.902,98	2.961,85	3.021,56	3.082,14	3.143,57	3.205,89	3.269,10	3.333,22	3.398,25	3.464,21	3.531,12	3.598,98	
Inversión Inicial (€)	-35.702,78																					
Flujo de caja libre (€)	-35.702,78	4.555,14	4.552,94	4.351,96	4.406,01	4.460,84	4.516,45	4.572,86	4.630,08	4.688,12	4.746,99	4.806,70	4.867,27	4.928,71	4.991,03	5.054,24	5.118,36	5.183,39	5.249,35	5.316,26	5.384,12	
Flujo de caja acumulado		35.702,78 €	31.147,64 €	26.594,69 €	22.242,73 €	17.836,72 €	13.375,88 €	8.859,43 €	4.286,57 €	-343,51 €	-5.031,63 €	-9.778,62 €	-14.585,32 €	-19.452,60 €	-24.381,31 €	-29.372,34 €	-34.426,58 €	-39.544,93 €	-44.728,32 €	-49.977,67 €	-55.293,93 €	-60.678,05 €
PayBack	6 años y 9 meses																					
VAN	23.341,65 €																					
TIR	11,58%																					

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Instalación 50% del consumo

CONSUMO ANUAL NETO	DATOS/AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Producción anual de energía (kWh)		31.582,00	31.582,00	30.950,36	30.795,61	30.641,63	30.488,42	30.335,98	30.184,30	30.033,38	29.883,21	29.733,80	29.585,13	29.437,20	29.290,01	29.143,56	28.997,85	28.852,86	28.708,59	28.565,05	28.422,23	
(-) Pérdida de energía por degradación (kWh)			631,64	154,75	153,98	153,21	152,44	151,68	150,92	150,17	149,42	148,67	147,93	147,19	146,45	145,72	144,99	144,26	143,54	142,83	142,11	
(=) Producción anual neta (kWh)		31.582,00	30.950,36	30.795,61	30.641,63	30.488,42	30.335,98	30.184,30	30.033,38	29.883,21	29.733,80	29.585,13	29.437,20	29.290,01	29.143,56	28.997,85	28.852,86	28.708,59	28.565,05	28.422,23	28.280,11	
Consumo anual de energía (kWh)		57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	
Consumo anual neto (kWh)		26.385,00	27.016,64	27.171,39	27.325,37	27.478,58	27.631,02	27.782,70	27.933,62	28.083,79	28.233,20	28.381,87	28.529,80	28.676,99	28.823,44	28.969,15	29.114,14	29.258,41	29.401,95	29.544,77	29.686,89	
Precio de la energía consumida de la red (€/kWh)	0,115181	0,115181	0,117485	0,119834	0,122231	0,124676	0,127169	0,129713	0,132307	0,134953	0,137652	0,140405	0,143213	0,146077	0,148999	0,151979	0,155018	0,158119	0,161281	0,164507	0,167797	
Inflación de la tarifa eléctrica anual 2%	2%																					
Consumo anual neto (€)		3.039,05	3.174,04	3.256,07	3.340,01	3.425,91	3.513,81	3.603,76	3.695,81	3.789,99	3.886,36	3.984,96	4.085,84	4.189,06	4.294,66	4.402,70	4.513,23	4.626,31	4.741,98	4.860,32	4.981,37	

AHORRO ANUAL	DATOS/AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Consumo anual neto sin instalación solar (€)		6.676,71	6.810,24	6.946,45	7.085,38	7.227,09	7.371,63	7.519,06	7.669,44	7.822,83	7.979,29	8.138,87	8.301,65	8.467,68	8.637,04	8.809,78	8.985,97	9.165,69	9.349,01	9.535,99	9.726,71	
Inflación de la tarifa eléctrica anual 2%	2%																					
Consumo anual neto con instalación solar (€)		3.039,05	3.174,04	3.256,07	3.340,01	3.425,91	3.513,81	3.603,76	3.695,81	3.789,99	3.886,36	3.984,96	4.085,84	4.189,06	4.294,66	4.402,70	4.513,23	4.626,31	4.741,98	4.860,32	4.981,37	
Ahorro anual (€)		3.637,66	3.636,20	3.690,38	3.745,37	3.801,18	3.857,81	3.915,30	3.973,63	4.032,84	4.092,93	4.153,92	4.215,81	4.278,62	4.342,38	4.407,08	4.472,74	4.539,39	4.607,02	4.675,67	4.745,34	

	DATOS
Inversión inicial (€)	24.039,14
Vida útil (años)	20
Cuota de amortización anual (€)	1201,96
Potencia instalada (kW)	18,70
IAE €/kW	1,50
Tasa de descuento	5%
IPC	2%

FLUJO DE CAJA NETO	DATOS/AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ahorro de costes (€)		3.637,66	3.636,20	3.690,38	3.745,37	3.801,18	3.857,81	3.915,30	3.973,63	4.032,84	4.092,93	4.153,92	4.215,81	4.278,62	4.342,38	4.407,08	4.472,74	4.539,39	4.607,02	4.675,67	4.745,34	
(-) Contrato de mantenimiento (a partir 3º año) (€)	238			-238	-243	-248	-253	-258	-263	-268	-273	-279	-284	-290	-296	-302	-308	-314	-320	-327	-333	
(-) IAE		-28,05	-28,61	-29,18	-29,77	-30,36	-30,97	-31,59	-32,22	-32,87	-33,52	-34,19	-34,88	-35,57	-36,29	-37,01	-37,75	-38,51	-39,28	-40,06	-40,86	
(-) Depreciación (€)		-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	-1.201,96	
BAIT (€)		2.407,65	2.405,64	2.221,24	2.270,89	2.321,24	2.372,32	2.424,13	2.476,69	2.529,99	2.584,06	2.638,91	2.694,54	2.750,97	2.808,21	2.866,27	2.925,16	2.984,89	3.045,47	3.106,93	3.169,26	
(-) Impuesto 35 % (€)		-842,68	-841,97	-777,44	-794,81	-812,43	-830,31	-848,45	-866,84	-885,50	-904,42	-923,62	-943,09	-962,84	-982,87	-1.003,19	-1.023,80	-1.044,71	-1.065,92	-1.087,42	-1.109,24	
BDI (€)		1.564,97	1.563,66	1.443,81	1.476,08	1.508,81	1.542,01	1.575,69	1.609,85	1.644,50	1.679,64	1.715,29	1.751,45	1.788,13	1.825,34	1.863,07	1.901,35	1.940,18	1.979,56	2.019,50	2.060,02	
Inversión Inicial (€)		-24.039,14																				
Flujo de caja libre (€)		-24.039,14	2.766,93	2.765,62	2.645,77	2.678,03	2.710,76	2.743,97	2.777,64	2.811,80	2.846,45	2.881,60	2.917,25	2.953,41	2.990,09	3.027,29	3.065,03	3.103,31	3.142,13	3.181,51	3.221,46	3.261,97

Flujo de caja acumulado	24.039,14 €	21.272,21 €	18.506,59 €	15.860,82 €	13.182,79 €	10.472,02 €	7.728,06 €	4.950,42 €	2.138,61 €	-707,84 €	-3.589,44 €	-6.506,69 €	-9.460,10 €	-12.450,18 €	-15.477,48 €	-18.542,51 €	-21.645,82 €	-24.787,95 €	-27.969,47 €	-31.190,93 €	-34.452,90 €
PayBack	7 años y 8 meses																				
VAN	11.803,92 €																				
TIR	10,06%																				

Instalación 30% del consumo																							
CONSUMO ANUAL NETO	DATOS/AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	
Producción anual de energía (kWh)		18.365,00	18.365,00	17.997,70	17.907,71	17.818,17	17.729,08	17.640,44	17.552,23	17.464,47	17.377,15	17.290,27	17.203,81	17.117,79	17.032,21	16.947,04	16.862,31	16.778,00	16.694,11	16.610,64	16.527,58		
(-) Pérdida de energía por degradación (kWh)			367,30	89,99	89,54	89,09	88,65	88,20	87,76	87,32	86,89	86,45	86,02	85,59	85,16	84,74	84,31	83,89	83,47	83,05	82,64		
(=) Producción anual neta (kWh)		18.365,00	17.997,70	17.907,71	17.818,17	17.729,08	17.640,44	17.552,23	17.464,47	17.377,15	17.290,27	17.203,81	17.117,79	17.032,21	16.947,04	16.862,31	16.778,00	16.694,11	16.610,64	16.527,58	16.444,95		
Consumo anual de energía (kWh)		57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00	57.967,00		
Consumo anual neto (kWh)		39.602,00	39.969,30	40.059,29	40.148,83	40.237,92	40.326,56	40.414,77	40.502,53	40.589,85	40.676,73	40.763,19	40.849,21	40.934,79	41.019,96	41.104,69	41.189,00	41.272,89	41.356,36	41.439,42	41.522,05		
Precio de la energía consumida de la red (€/kWh)	0,115181	0,115181	0,117485	0,119834	0,122231	0,124676	0,127169	0,129713	0,132307	0,134953	0,137652	0,140405	0,143213	0,146077	0,148999	0,151979	0,155018	0,158119	0,161281	0,164507	0,167797		
Inflación de la tarifa eléctrica anual 2%	2%																						
Consumo anual neto (€)		4.561,40	4.695,78	4.800,48	4.907,43	5.016,69	5.128,29	5.242,30	5.358,76	5.477,72	5.599,23	5.723,35	5.850,14	5.979,65	6.111,93	6.247,04	6.385,06	6.526,02	6.670,00	6.817,07	6.967,27		
AHORRO ANUAL																							
DATOS/AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041		
Consumo anual neto sin instalación solar (€)		6.676,71	6.810,24	6.946,45	7.085,38	7.227,09	7.371,63	7.519,06	7.669,44	7.822,83	7.979,29	8.138,87	8.301,65	8.467,68	8.637,04	8.809,78	8.985,97	9.165,69	9.349,01	9.535,99	9.726,71		
Inflación de la tarifa eléctrica anual 2%	2%																						
Consumo anual neto con instalación solar (€)		4.561,40	4.695,78	4.800,48	4.907,43	5.016,69	5.128,29	5.242,30	5.358,76	5.477,72	5.599,23	5.723,35	5.850,14	5.979,65	6.111,93	6.247,04	6.385,06	6.526,02	6.670,00	6.817,07	6.967,27		
Ahorro anual (€)		2.115,31	2.114,47	2.145,97	2.177,95	2.210,40	2.243,33	2.276,76	2.310,68	2.345,11	2.380,05	2.415,52	2.451,51	2.488,04	2.525,11	2.562,73	2.600,92	2.639,67	2.679,00	2.718,92	2.759,43		
	DATOS																						
Inversión Inicial (€)	15.186,54																						
Vida útil (años)	20																						
Cuota de amortización anual (€)	759,33																						
Potencia instalada (kW)	11,00																						
IAE €/kW	1,50																						
Tasa de descuento	5%																						
IPC	2%																						
FLUJO DE CAJA NETO		DATOS/AÑO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ahorro de costes (€)		2.115,31	2.114,47	2.145,97	2.177,95	2.210,40	2.243,33	2.276,76	2.310,68	2.345,11	2.380,05	2.415,52	2.451,51	2.488,04	2.525,11	2.562,73	2.600,92	2.639,67	2.679,00	2.718,92	2.759,43		
(-) Contrato de mantenimiento (a partir 3º año) (€)	140 €				-140	-143	-146	-149	-152	-155	-158	-161	-164	-167	-171	-174	-178	-181	-185	-188	-192	-196	
(-) IAE		-16,50	-16,83	-17,17	-17,51	-17,86	-18,22	-18,58	-18,95	-19,33	-19,72	-20,11	-20,52	-20,93	-21,34	-21,77	-22,21	-22,65	-23,10	-23,57	-24,04		
(-) Depreciación (€)		-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33	-759,33		
BAIT (€)		1.339,49	1.338,31	1.229,48	1.258,31	1.287,56	1.317,22	1.347,31	1.377,83	1.408,79	1.440,19	1.472,04	1.504,35	1.537,12	1.570,36	1.604,08	1.638,28	1.672,97	1.708,15	1.743,84	1.780,03		
(-) Impuesto 35 % (€)		-468,82	-468,41	-430,32	-440,41	-450,64	-461,03	-471,56	-482,24	-493,08	-504,07	-515,22	-526,52	-537,99	-549,63	-561,43	-573,40	-585,54	-597,85	-610,34	-623,01		
BDI (€)		870,67	869,90	799,16	817,90	836,91	856,19	875,75	895,59	915,71	936,13	956,83	977,83	999,13	1.020,74	1.042,65	1.064,88	1.087,43	1.110,30	1.133,49	1.157,02		
Inversión Inicial (€)	-15.186,54																						
Flujo de caja libre (€)	-15.186,54	1.629,99	1.629,23	1.558,49	1.577,23	1.596,24	1.615,52	1.635,08	1.654,92	1.675,04	1.695,45	1.716,16	1.737,16	1.758,46	1.780,06	1.801,98	1.824,21	1.846,75	1.869,62	1.892,82	1.916,35		
	Flujo de caja acumulado	15.186,5 €	13.556,5 €	11.927,3 €	10.368,8 €	8.791,6 €	7.195,4 €	5.579,8 €	3.944,8 €	2.289,8 €	614,8 €	-1.080,6 €	-2.796,8 €	-4.534,0 €	-6.292,4 €	-8.072,5 €	-9.874,5 €	-11.698,7 €	-13.545,4 €	-15.415,0 €	-17.307,9 €	-19.224,2 €	
	PayBack	8 años y 4 meses																					
	VAN	5.905,11 €																					
	TIR	9,08%																					

ANEXO IV. *Fichas técnicas de los equipos.*

Hi-MO 5m

LR5-72HPH
525~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety

LONGI



Hi-MO 5m

LR5-72HPH 525~550M

21.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

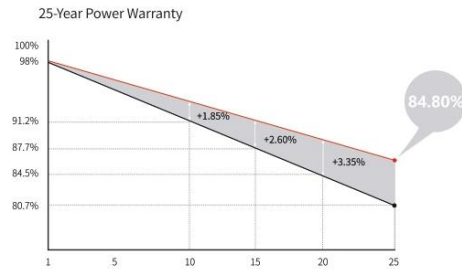
0~+5W
POWER
TOLERANCE

<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

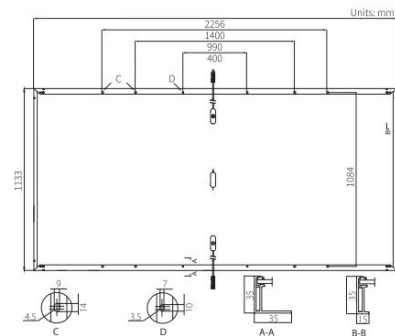
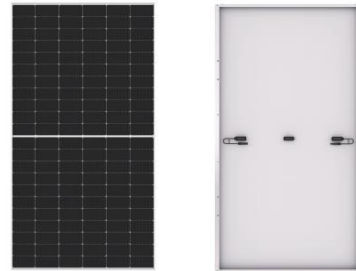
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , positive 400 / negative 200mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics STC: AM1.5 1000W/m² 25°C Test uncertainty for Pmax: ±3%

	525	530	535	540	545	550
Power Class	525	530	535	540	545	550
Maximum Power (Pmax/W)	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	49.20	49.35	49.50	49.65	49.80
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	13.71	13.78	13.85	13.92	13.98
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	41.35	41.50	41.65	41.80	41.95
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	12.82	12.90	12.97	13.04	13.12
Module Efficiency(%)	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

LONGI

Floor 19, Lujiazui Financial Plaza, Century Avenue
826, Pudong Shanghai, China
Tel: +86-21-80162606
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet
are subject to change without notice.
LONGI reserves the right of final
interpretation. (20201231V12)



THREE PHASE STRING INVERTER 25-40 KW

CSI-25K-T400 | CSI-30K-T400
CSI-33K-T400 | CSI-36K-T400 | CSI-40K-T400

Canadian Solar's grid-tied, transformer-less string inverters help to accelerate the use of three-phase string architecture for commercial rooftop and small ground-mount applications. An NRTL approved, cost-effective alternative to MLPE, these inverters are modular design building blocks that provide high yield and enable significant BoS cost savings. They provide up to 98.8% conversion efficiency, a wide operating range of 180-1000 V_{DC} and four MPPTs for maximum energy harvest.



Standard warranty, extension up to 20 years

KEY FEATURES

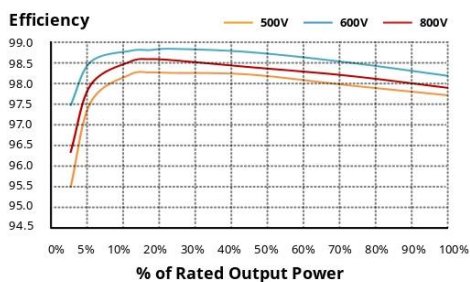
- Maximum efficiency of 98.8%, Maximum EU efficiency of 98.3%
- Four MPPTs to achieve higher system efficiency
- Strings intelligent monitoring, Smart I-V Curve Diagnosis supported
- Up to 30% DC input oversize, 13A input for each PV sting

HIGH RELIABILITY

- Advanced thermal design and convection cooling
- Built in over-voltage and over-current protection
- DC reverse polarity and AC short circuit protection
- Fuse free design

EFFICIENCY CURVE

CSI-40K-T400GL02-E



BROAD ADAPTIBILITY

- IP65 rated for outdoor application
- Utility interactive controls: Active power derating, reactive power control and over frequency derating
- Integrated DC load rated disconnects
- Wide MPPT range for flexible string sizing
- High switching frequency and ultra fast MPPT for maximum efficiency over a wide load range

*For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

SYSTEM/TECHNICAL DATA					
MODEL NAME	CSI-25K-T400GL02-E	CSI-30K-T400GL02-E	CSI-33K-T400GL02-E	CSI-36K-T400GL02-E	CSI-40K-T400GL02-E
DC INPUT					
Max. PV Power	33kW	39kW	43kW	47kW	52 kW
Max. DC Input Voltage	1100 V _{dc}				
Start-up DC Input Voltage/Power	180 V _{dc}				
Number of MPP Trackers	3			4	
MPPT Voltage Range	200 - 1000 V _{dc}				
Max. Input Current (Imp)	78A (26A per MPPT)			104A (26A per MPPT)	
Max. Short Circuit Current (Isc)	120A (40A per MPPT)			160A (40A per MPPT)	
Number of DC Inputs	6 (2 per MPPT)			8 (2 per MPPT)	
DC Disconnection Type	Load rated DC switch				
AC OUTPUT					
Rated AC Output Power	25 kW	30 kW	33 kW	36 kW	40 kW
Max. AC Output Power	27.5 kW	33 kW	36.3 kW	39.6 kW	44 kW
Rated Output Voltage	400 V _{ac}				
Grid Connection Type	3 W / N / PE				
Rated Grid Output Current	36 A	43.3 A	47.6 A	51.9 A	57.7 A
Max Output Current	41.8 A	50.2 A	55.1 A	60.2 A	66.9 A
Rated Output Frequency	50 / 60 Hz				
Output Frequency Range*	47 - 52 / 57 - 62 Hz				
Power Factor	>0.99 (0.8 leading ... 0.8 lagging)				
Current THD	< 3%				
DC Injection Current	< 0.5 % of Rated Grid Output Current				
SYSTEM					
Max. Efficiency	98.8 %				
EU Efficiency	98.3 %				
Night Consumption	< 1 W				
Anti-PID Module	Optional				
ENVIRONMENT					
Protection Degree	IP65				
Cooling	Natural Convection Cooling				
Operating Temperature Range	-25 ° C to +60 ° C				
Storage Temperature Range	-40 ° C to +70 ° C				
Operating Humidity	0 - 100 % Condensing				
Operating Altitude	4000 m				
Audible Noise	<30 dBA @ 1 m				
DISPLAY AND COMMUNICATION					
Display	LCD, 2×20 Z				
Communication	WIFI/RS485 Optional				
MECHANICAL DATA					
Dimensions (W / H / D)	647 x 629 x 252 mm				
Weight	45 kg				
Installation Angle	0~15 Degrees from Vertical				
DC Inputs	MC4				
SAFETY					
Safety and EMC Standard	IEC62109-1/2, IEC61000-6-1/2/3/4				
Grid Standard	IEC62116, IEC61727				

*The "Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standard.

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV equipment requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the product.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com

April 2020, All rights reserved. PV Inverter Product Datasheet V1.1_EN



THREE PHASE STRING INVERTER 12-20 KW

CSI-12K-T400 | CSI-15K-T400
CSI-17K-T400 | CSI-20K-T400

Canadian Solar's grid-tied, transformer-less string inverters help to accelerate the use of three-phase string architecture for residential and commercial rooftop applications. An NRTL approved, cost-effective alternative to MLPE, these inverters are modular design building blocks that provide high yield and enable significant BoS cost savings. They provide up to 98.7% conversion efficiency, a wide operating range of 160-850 V_{DC}, and two MPPTs for maximum energy harvest.



Standard warranty, extension up to 20 years

KEY FEATURES

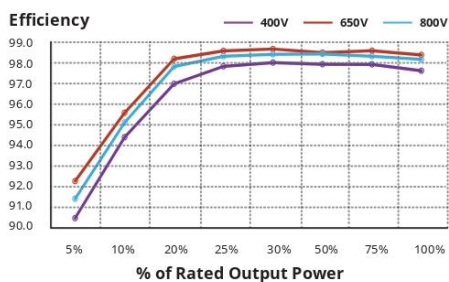
- Maximum efficiency of 98.7%, Maximum EU efficiency of 98.1%
- Two MPPTs to achieve higher system efficiency
- Strings intelligent monitoring
- Up to 20% DC input oversize

HIGH RELIABILITY

- Advanced thermal design and convection cooling
- Built in over-voltage and over-current protection
- DC reverse polarity and AC short circuit protection
- Fuse free design

EFFICIENCY CURVE

CSI-20K-T400GL01-E



BROAD ADAPTIBILITY

- IP65 rated for outdoor application
- Utility interactive controls: Active power derating, reactive power control and over frequency derating
- Integrated DC load rated disconnects
- Wide MPPT range for flexible string sizing
- High switching frequency and ultra fast MPPT for maximum efficiency over a wide load range

For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 40 GW deployed around the world since 2001.

SYSTEM/TECHNICAL DATA				
MODEL NAME	CSI-12K-T400GL01-E	CSI-15K-T400GL01-E	CSI-17K-T400GL01-E	CSI-20K-T400GL01-E
DC INPUT				
Max. DC Power	14.5kW	18kW	20.4kW	24kW
Max. DC Input Voltage	1000 V _{DC}			
Start-up DC Input Voltage/Power	180 V _{DC}			
Number of MPP Trackers	2			
MPPT Voltage Range	160 - 850V _{DC}			
Max. Input Current (Imp)	22A/22A			
Max. Short Circuit Current (Isc)	34.3A/34.3A			
Number of DC Inputs	2/4			
DC Disconnection Type	Load rated DC switch			
AC OUTPUT				
Rated AC Output Power	12 kW	15 kW	17 kW	20 kW
Max. AC Output Power	13.2 kW	16.5 kW	18.7 kW	22 kW
Rated Output Voltage*	220/380 V _{AC} , 230/400 V _{AC}			
Grid Connection Type	3 W / N / PE			
Rated Grid Output Current	18.2A / 17.3A	22.8A / 21.7A	25.8A / 24.6A	30.4A / 28.9A
Max Output Current	19.1 A	23.8 A	27 A	31.8 A
Rated Output Frequency	50/60 Hz			
Output Frequency Range*	45-55 Hz/55-65 Hz			
Power Factor	>0.99 (0.8 leading ... 0.8 lagging)			
Current THD	< 1.5%			
DC Injection Current	< 0.5 % of Rated Grid Output Current			
SYSTEM				
Max. Efficiency	98.7%			
EU Efficiency	98.1%			
Night Consumption	< 1 W			
ENVIRONMENT				
Protection Degree	IP65			
Cooling	Intelligent redundant fan-cooling			
Operating Temperature Range	-25 °C to +60 °C			
Storage Temperature Range	-40 °C to +70 °C			
Operating Humidity	0 - 100 % Condensing			
Operating Altitude	4000 m			
Audible Noise	<60 dBA @ 1 m			
DISPLAY AND COMMUNICATION				
Display	LCD, 2x20 Z			
Communication	WIFI/RS485 Optional			
MECHANICAL DATA				
Dimensions (W / H / D)	563 x 310 x 219 mm			
Weight	18.9 kg		19.8 kg	
Installation Angle	0-15 Degrees from Vertical			
DC Inputs	MC4			
SAFETY				
Safety and EMC Standard	IEC62109-1/-2, EN61000-6-2, EN61000-6-3			
Grid Standard	IEC61727, AS777			

*The "Rated Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standard.

The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without notice.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV equipment requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the product.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com

May 2020, All rights reserved. PV Inverter Product Datasheet V1.1_EN

SMA Sunny Boy SB 9000TLUS-12 Transformerless Grid-Tie String Inverter 9KW 600VDC 208/240VAC AFCI

Characteristics

Manufacturer	SMA
Model	SB 9000TLUS-12
Rated Power Output [W]	9000
Length [mm (in)]	615 mm (24.1 in) Without DC Disconnect
Width [mm (in)]	470 mm (18.4 in) Without DC Disconnect
Depth [mm (in)]	240 mm (9.5 in) Without DC Disconnect
Weight [kg (lb)]	35 kg (78 lb) Without DC Disconnect

Inverters

Inverter Type	Grid-Tie String Inverter
Maximum/Peak Efficiency [%]	98.7% @ 240V / 98.6% @ 208V
Transformer / Transformerless	Transformerless
DC Power Rating [W]	9000
Max. Input Power [W]	9300
Max. Input Voltage [V]	600
MPP voltage range [V]	345-480V
Min. DC voltage / start voltage [V]	345 V / 360 V @ 240V and 300V / 360V @ 208V
Number of DC String Inputs (Inlets)	6
DC Disconnection Type	Screw terminal
Number of MPP Trackers	1
AC Power Rating [W]	9000
AC voltage range [V]	211 V - 264 V
AC grid frequency [Hz]	60
Max. output current [A]	37.5A @ 240V / 43.3A 208V
Nominal AC Voltage [V]	240Vac / 208Vac
AC Connection Type	Screw terminal
Sleep (Night) Consumption [W]	0.15
CSI-Approved Built-in Meter	yes
NEMA Enclosure Rating	NEMA 3R
Cooling Method	OptiCool
Ambient Temperature Range [°C(°F)]	-40 °C ... +60 °C (-40 °F ... +140 °F)
Operating Humidity [%]	100%
Display	Textline
Communication	RS485/Bluetooth optional (not included)
Basic Warranty [Years]	10
Warranty Extension Options [Years]	15,20
Grid Standard	IEEE1547
Compliances	UL1741, UL1998, IEEE1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2
AC grid range [Hz]	107.1-1, UL 1699B
Max. recommended PV power (@ module STC)	59.3-60.5 Hz
	11250

Protective devices

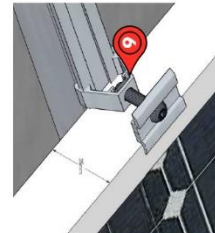
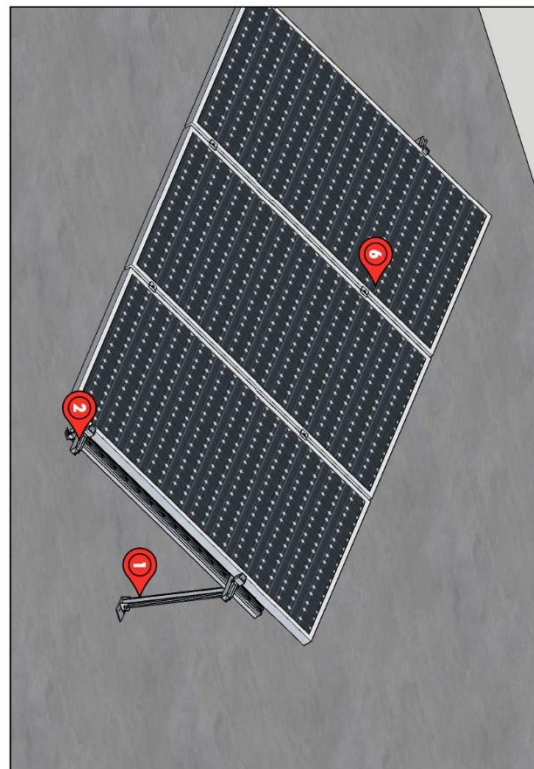
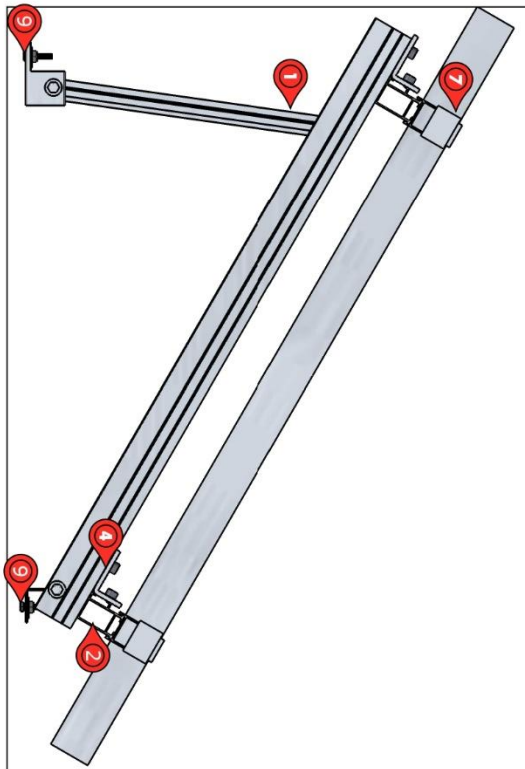
DC reverse polarity protection	Yes
AC short-circuit current capability	Yes
Galvanic isolation	No
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	Yes
Arc-fault circuit interrupter (according to UL 1699B)	Yes
Protection class	I
Overvoltage category	IV

More Characteristics

Power factor at rated power	1
Feed-in phases / connection phases	1/2

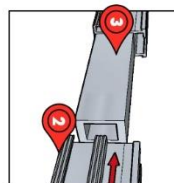


El conjunto de la edícula está basado en el estado actual de los conocimientos técnicos y normativos, así como las hipótesis de cálculo adoptadas por el usuario. Solo y únicamente incumbe el jefe de obra o el despacho que realiza los cálculos, de verificar estas hipótesis, y la veracidad de los resultados obtenidos.

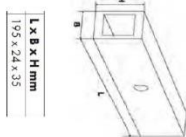


referencias implicadas

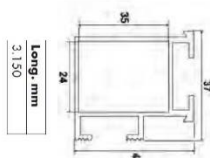
- 1 TRIANGULO ALU SOLAR 1300MM
- 2 CARRIL ZEBRA SOLAR 47X37 3150MM
- 3 CONECTOR CARRIL ZEBRA SOLAR 47X37
- 4 ANGULO UNION CARRIL
- 5 TORNILLO MARTILLO A2 M8
- 6 GRAPA SOLAR INTERMEDIA ZEBRA 35MM
- 7 GRAPA SOLAR FINAL ZEBRA 35MM
- 8 ANGULO ADAPTADOR M10



Espesor del módulo mm	Distancia entre módulos mm	Anchura de grapa mm
30-50	25	35



L x B x H mm
195 x 24 x 35



Long. mm
3.150

Proyecto		ZEBRA SOLAR	
Plano		Oficina Técnica	
Número		MONTAJE SOBRE DE HORMIGÓN	
Escala		División Ingenieros Prescriptores	
1		S/E	

Armario protecciones AC

Autoconsumo 10 a 40 KW

Armario completo y cableado, con protecciones para la línea AC de inversor hasta contador de compañía o conexión interior.

Armario sobre pared, intemperie. IP65



Armario AC 10 a 20 KW

- Armario ABS 2x12 Mod. 436x310x145 IP65 1
- Interruptor diferencial 4x40A/30mA Tipo DCI 1
- Magnetotérmico 4x32 A C6 kA 1
- Magnetotérmico 4x20 A C6 kA 1
- Varistor AC tetrapolar reemplazable Tipo II
- Bornas tornillo 16mm²
- Bloque de réparticio "Tierra" 100A (2x25²+6x10²)
- Ref CV-06-011

Armario AC 25 a 40 KW

- Armario ABS 2x12 Mod. 436x310x145 IP65 1
- Interruptor diferencial 4x63A/30mA Tipo DCI 1
- Magnetotérmico 4x63 A C6 kA 1
- Magnetotérmico 4x20 A C6 kA 1
- Varistor AC tetrapolar reemplazable Tipo II
- Bornas tornillo 16mm²
- Bloque de réparticio "Tierra" 100A (2x25²+6x10²)
- Ref CV-06-015

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SMART METER

Contador bidireccional para registrar el consumo de energía en su hogar



El Fronius Smart Meter es un contador bidireccional que optimiza el autoconsumo y registra la curva de consumo de su hogar. Gracias a la medición de alta precisión y la rápida comunicación a través del interface Modbus RTU, la limitación de potencia remota, cuando hay límites impuestos, es más rápida y precisa que con el controlador S0.

Junto con Fronius Solar.web, ofrece una visión detallada del consumo de energía en su hogar. Para la solución de almacenaje Fronius Energy Package basada en el Fronius Symo Hybrid, el Fronius Smart Meter permite realizar una gestión sistematizada de los distintos flujos de energía, optimizando así la energía total. Es perfecto para su uso junto al Fronius Symo, Fronius Symo Hybrid, Fronius Galvo, Fronius Primo, Fronius Eco y Fronius Datamanager 2.0.

FRONIUS SMART METER

DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER 63A-3	FRONIUS SMART METER 50KA-31)	FRONIUS SMART METER 63A-1
Tensión nominal	400 – 415 V	400 – 415 V	230 – 240 V
Rango de frecuencia de red		50 a 60 Hz	
Máxima corriente	3 x 63 A	3 x 50.000 A	1 x 63 A
Sección de cable de entrada	1 – 16 mm ²	0,05 – 4 mm ²	1 – 16 mm ²
Sección de cable de comunicación y neutro		0,05 – 4 mm ²	
Consumo de energía	1,5 W	2,5 W	1,5 W
Intensidad de inicio		40 mA	
Clase de precisión		1	
Precisión de energía activa		Class B (EN50470)	
Precisión de energía reactiva		Class 2 (EN/IEC 62053-23)	
Sobrecorriente de corta duración		30 x Imáx. / 0,5 s	
Montaje		Interior (Carriil DIN)	
Carcasa (ancho)	4 módulos DIN 43880	4 módulos DIN 43880	2 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)	
Rango de temperatura de operación	-25 - +55°C	-5 - +55°C	-25 - + 55°C
Dimensiones (Altura x Anchura x Profundidad)	89mm x 71,2mm x 65,6mm	89mm x 71,2mm x 65,6mm	89mm x 35mm x 65,6mm
Interface para el inversor		Modbus RTU (RS485)	
Display	8 dígitos LCD	8 dígitos LCD	6 dígitos LCD

¹⁾ Disponible sin transformador de corriente. Más información sobre la correcta elección de los transformadores en www.fronius.es.

VENTAJAS

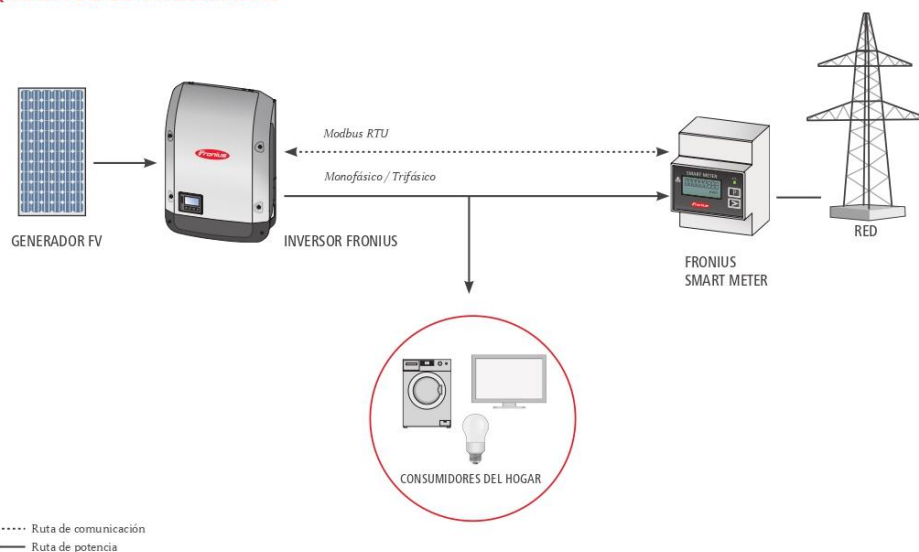
/ Limitación de potencia remota rápida y precisa

/ Junto con el Fronius Solar.web ofrece una visión detallada del consumo de energía en su hogar

/ Optimiza la gestión de energía con la solución de almacenaje Fronius Energy Package



ESQUEMA DE CONFIGURACIÓN



El Fronius Smart Meter es compatible con todos los inversores con un Interface RS485 (Modbus RTU). El Fronius Smart Meter funciona en paralelo con el Datamanager 2.0 para los inversores Fronius IG Plus. El Fronius Smart Meter puede ser instalado en cualquier momento junto con el Fronius Datamanager 2.0, después de la puesta en marcha de un inversor.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

TRES BUSINESS UNITS, UNA MISMA PASIÓN: TECNOLOGÍA QUE MARCA PAUTAS.

Lo que en 1945 comenzó como una empresa unipersonal, en la actualidad marca las pautas tecnológicas en los sectores de tecnología de soldadura, fotovoltaica y carga de baterías. Actualmente trabajamos en todo el mundo con nuestros 3.800 empleados y las 1.242 patentes concedidas para los desarrollos de productos, resaltando el espíritu innovador de nuestra empresa. Para nosotros, la expresión „desarrollo sostenible“ significa llevar a la práctica puntos de vista sociales y relevantes para el medio ambiente, de modo equitativo con los factores económicos. En este sentido, nuestra exigencia jamás ha cambiado: ser líderes en innovación.

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Texto e imágenes según el estado técnico en el momento de la impresión. Sujeto a modificaciones.
No podemos garantizar la exactitud de todos los datos a pesar de su cuidadosa selección, declinamos por ello cualquier responsabilidad. Copyright © 2011 Fronius™. Todos los derechos reservados.

31.06.0131_ES v01_Ago 2019

ANEXO V. Planos del hotel, usos e inmobiliario.

El presente proyecto es copia de su original del que es autor FRMA Arquitecta. Su utilización total o parcial, así como cualquier reproducción o copia a terceros, requerirá la previa autorización expresa de su autor, quedando en todo caso prohibida cualquier modificación unilateral del mismo.

FRMA **ARQ**

FRANCO MARTÍNEZ ARQUITECTOS
C/ Barrio de San Juan 2, 2º. CP 03001
Valencia, España. www.frmarquitectura.es

PROYECTO
COMERCIAL ALCOBORNIA, S.A.

ARQUITECTO
MARTA FRANCO MARTÍNEZ COO. 10.152

P.B. DE CASA DE CAMPO Y ANEXOS EN FINCA PRUEBANTES
SITUACIÓN: Polígono 54, Parcela 21, Zona PRUEBANTES, Las Ventanas, Toledo

REFERENCIA
TECN. 1302
MAR 2015

VIVIENDA PRINCIPAL
USOS Y MOBILIARIO

ENTRADA
ESCALA 1/100
07

