

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA
INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

***CÁLCULO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA EN UNA VIVIENDA
UNIFAMILIAR AISLADA EN
ORDUÑA***

Alumno/Alumna: Dueñas Gallego, Iñigo

Director/Directora: Mazón Sainz-Maza, Javier

Curso: 2017-2018

Fecha: Viernes 29, Junio, 2018

RESUMEN TRILINGÜE

- En este TFG se presenta el dimensionamiento y simulación de una instalación fotovoltaica capaz de abastecer una vivienda unifamiliar en Orduña, aislada de la red. El objetivo es dotarla de independencia energética, siendo la instalación amortizable a medio plazo. Para realizar los cálculos y simulaciones se utilizarán los programas informáticos Microsoft Excel y PVsyst. El apoyo teórico principal será la bibliografía obtenida del *Máster Universitario en Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico* impartido en la EIB.
- Urduñan saretik isolatuta dagoen etxebizitza familiabakar bat hornitu dezakeen sistema fotovoltaiko baten dimentsionaketa eta simulazioa aurkezten dira GAL honetan. Independentzia energetikoa lortzea da helburua, instalazioa epe ertainera amortizatzea posible den era berean. Kalkuluak eta simulazioak egiteko Microsoft Excel eta PVsyst programa informatikoak erabiliko dira. Oinarri teorikoa EIB-en irakasten den "*Máster Universitario en Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico*"-etik ateratako bibliografia da.
- In this project the design and simulation of a photovoltaic installation is shown, which is capable of supplying energy to a single family and separated from the grid house in Orduña. The aim is that it becomes energetically independent, being at the same time amortizable in the medium term. The tools used for calculations and simulations are Microsoft Excel and PVsyst programmes. The theoretical basis is the bibliography obtained from the "*Máster Universitario en Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico*" taught in the EIB.

Contenido

RESUMEN TRILINGÜE.....	2
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	5
ÍNDICE DE TABLAS.....	6
LISTA DE ACRÓNIMOS.....	6
1 INTRODUCCIÓN.....	7
2 CONTEXTO.....	8
3 OBJETIVOS Y ALCANCE.....	10
4 BENEFICIOS.....	12
4.1 Beneficios técnicos.....	12
4.2 Beneficios sociales.....	12
4.3 Beneficios económicos.....	12
4.4 Beneficios medioambientales.....	12
5 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.....	14
5.1 Remodelación y conexión a red.....	14
5.2 Sistemas Aislados.....	14
5.2.1 Análisis Eólico.....	14
5.2.2 Análisis Fotovoltaico.....	14
6 ANÁLISIS DE RIESGOS.....	17
7 SOLUCIÓN PROPUESTA.....	19
7.1 Paneles.....	19
7.2 Baterías.....	20
7.3 Inversor-Regulador.....	20
7.4 Conexión.....	21
7.5 Soportes.....	22
7.6 Resumen económico.....	23
8 METODOLOGÍA Y CÁLCULOS.....	25
8.1 Predimensionamiento.....	25
8.1.1 Cálculo de las necesidades de usuario.....	25
8.1.2 Estimación de pérdidas del sistema.....	26
8.1.3 Energía solar disponible.....	27

8.1.4	Cálculo del número de paneles	29
8.1.5	Cálculo de las baterías	32
8.2	Dimensionamiento	33
8.2.1	Adaptación de las necesidades de usuario	33
8.2.2	Número final de paneles	33
8.2.3	Selección de las baterías	34
8.2.4	Selección del inversor-regulador.....	34
8.2.5	Cableado.....	35
8.2.6	Simulación y verificación.....	36
9	FASES DEL PROYECTO.....	41
9.1	Descripción de tareas.....	41
9.2	Diagrama de Gantt	42
10	PRESUPUESTO FINAL.....	44
11	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	45
12	CONCLUSIONES	46
13	REFERENCIAS	47
	ANEXO 1: NORMATIVA APLICABLE	48
	ANEXO 2: CÁLCULOS EN EXCEL.....	51
	ANEXO 3: RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN EN PVSYS	
	ANEXO 4: HOJAS DE ESPECIFICACIONES	

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1: MAPA DE RADIACIÓN DE LA PENÍNSULA IBÉRICA.....	8
ILUSTRACIÓN 2: VIVIENDA ESTUDIADA	9
ILUSTRACIÓN 3: ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES.....	19
ILUSTRACIÓN 4: DIAGRAMA DE CONEXIONES DEL INVERSOR-REGULADOR.....	21
ILUSTRACIÓN 5: DIAGRAMA DE CONEXIONES DEL SISTEMA	22
ILUSTRACIÓN 6: MONTAJE DE LOS SOPORTES	23
ILUSTRACIÓN 7: REPRESENTACIÓN DEL COSTE DE CADA COMPONENTE RESPECTO AL TOTAL	24
ILUSTRACIÓN 8: FÓRMULA PARA EL CÁLCULO DE LA ENERGÍA CONSUMIDA	26
ILUSTRACIÓN 9: COEFICIENTE DE PÉRDIDAS DE LA INSTALACIÓN	26
ILUSTRACIÓN 10: ENERGÍA MÁXIMA DIARIA A SATISFACER	26
ILUSTRACIÓN 11: REPRESENTACIÓN DE LA INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN.....	27
ILUSTRACIÓN 12: CRITERIO DE DISEÑO DEL IDAE	28
ILUSTRACIÓN 13: CRITERIO DE DISEÑO POR LATITUD	28
ILUSTRACIÓN 14: ORIENTACIÓN VIVIENDA EXISTENTE	29
ILUSTRACIÓN 15: REPRESENTACIÓN DE HPS.....	30
ILUSTRACIÓN 16: CÁLCULO DE LA ENERGÍA PROPORCIONADA POR EL PANEL	30
ILUSTRACIÓN 17: ENERGÍA SOLAR DIARIA PROPORCIONADA POR EL PANEL	30
ILUSTRACIÓN 18: POTENCIA FOTOVOLTAICA NECESARIA	31
ILUSTRACIÓN 19: CAPACIDAD ÚTIL DE UNA BATERÍA	32
ILUSTRACIÓN 20: CAPACIDAD DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN	32
ILUSTRACIÓN 21: DEFINICIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO EN PVSYSY.....	33
ILUSTRACIÓN 22: PRE-SIZING PVSYSY.....	34
ILUSTRACIÓN 23: CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CABLE.....	35
ILUSTRACIÓN 24: INTERFAZ DE SIMULACIÓN DE PVSYSY	37
ILUSTRACIÓN 25: DIAGRAMA DE PÉRDIDAS ANUALES DEL SISTEMA	38
ILUSTRACIÓN 26: ESTADO DE CARGA DE LAS BATERÍAS	39
ILUSTRACIÓN 27: PERFIL DE CONSUMO DIARIO.....	39
ILUSTRACIÓN 28: DIAGRAMAS DE UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA Y RENDIMIENTO	40
ILUSTRACIÓN 29: DIAGRAMA DE GANTT	43
ILUSTRACIÓN 30: ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA PROPUESTA	45
ILUSTRACIÓN 31: EMISIONES DE CO2 EVITADAS.....	46

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: PRESUPUESTO CONSTRUCCIÓN VIVIENDA NUEVA	15
TABLA 2: MATRIZ DE PROBABILIDAD E IMPACTO	17
TABLA 3: CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	19
TABLA 4: CARACTERÍSTICAS DE LAS BATERÍAS	20
TABLA 5: CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR-REGULADOR	21
TABLA 6: CARACTERÍSTICAS CABLEADO	22
TABLA 7: PRECIOS DE LOS MATERIALES	23
TABLA 8: DATOS ORIENTATIVOS DE POTENCIA NOMINAL Y HORAS DE FUNCIONAMIENTO DIARIO.....	25
TABLA 9: ESTIMACIÓN DE CONSUMO DEL USUARIO	26
TABLA 10: PARÁMETROS DE PÉRDIDAS	27
TABLA 11: PÉRDIDAS TOTALES Y ENERGÍA MÁXIMA A SATISFACER.....	27
TABLA 12: RADIACIÓN HORIZONTAL Y A 33 ° EN WH/(M ² *DÍA)	28
TABLA 13: RADIACIÓN SOBRE TEJADO DE VIVIENDA EXISTENTE	29
TABLA 14: HPS OBTENIDAS	31
TABLA 15: RESULTADOS NÚMERO DE PANELES NECESARIOS	31
TABLA 16: PANELES NECESARIOS EN TEJADO DE VIVIENDA EXISTENTE.....	32
TABLA 17: CÁLCULO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN	33
TABLA 18: VALORES PARA CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE CABLE.....	36
TABLA 19: PRESUPUESTO	44
TABLA 20: COSTE CONEXIÓN A RED.....	45

LISTA DE ACRÓNIMOS

EIB: Escuela de Ingeniería de Bilbao

HPS: Horas de Pico Solar

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

Imp_p: Intensidad de la corriente en el punto de máxima potencia

LOL: Loss Of Load (Pérdida de carga)

MPPT : Maximum Power Point Tracking (Seguimiento del punto de máxima potencia)

1 INTRODUCCIÓN

Este documento contiene el desarrollo del Trabajo de Fin de Grado titulado “*Cálculo de una instalación fotovoltaica en una vivienda unifamiliar aislada en Orduña*”, una propuesta para abastecer completamente una vivienda unifamiliar en dicho municipio.

En la primera parte de la memoria se introducen el contexto en el que se desarrolla, el objetivo que tiene, así como el alcance y beneficios esperados del proyecto. A continuación se analizan las alternativas a la idea presentada, como distintos sistemas de generación, otra ubicación de los paneles o la utilización de distintos componentes.

En segundo lugar se exponen los distintos riesgos a los que previsiblemente se enfrente el proyecto, proponiéndose soluciones cuando sea necesario y posible.

En tercer lugar se describe la solución propuesta, técnica y económicamente. Seguidamente se muestra cómo se ha llegado a esos resultados explicando la metodología y cálculos que se han llevado a cabo.

A continuación se describen las tareas y fases de las que ha constado el proyecto, con la ayuda de un diagrama de Gantt para visualizar el tiempo necesario para la realización de cada una de ellas.

Finalmente se presentará el presupuesto proyectado completo así como un análisis de rentabilidad, y las conclusiones que de todo ello pueden sacarse.

2 CONTEXTO

El presente TFG tiene como objetivo dimensionar un sistema fotovoltaico capaz de abastecer durante todo el año una vivienda unifamiliar estándar (4 personas), en el municipio de Orduña (Bizkaia). Situado al norte de la Península Ibérica, a priori no presenta las condiciones óptimas de radiación solar; sin embargo, una correcta orientación e inclinación puede hacer que el sistema no sea excesivamente caro.

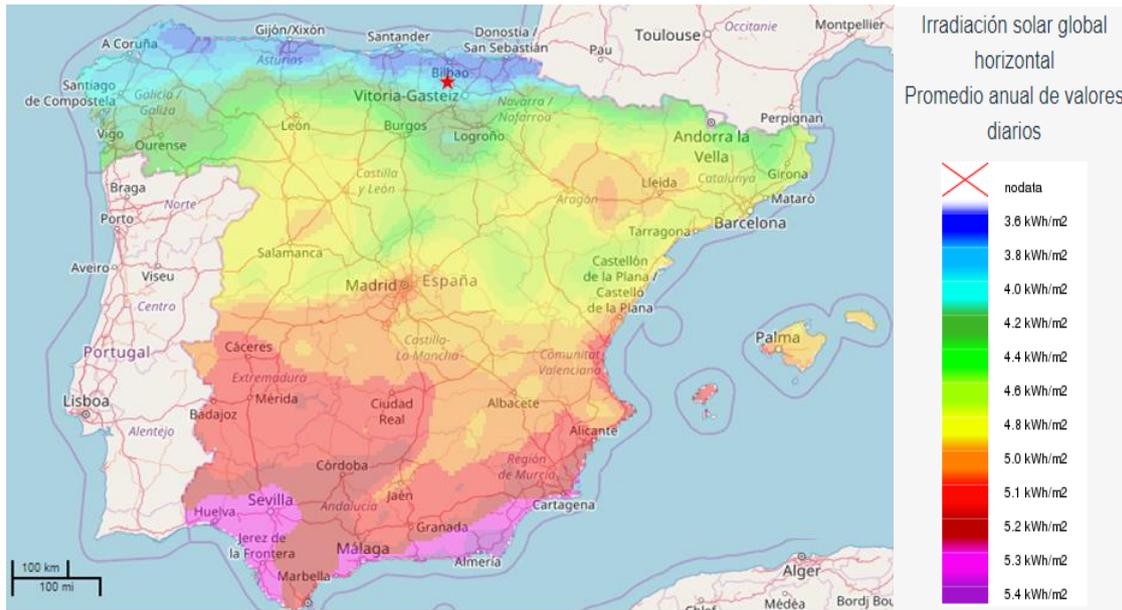


Ilustración 1: Mapa de radiación de la península ibérica

Situado a unos 35-40 km de la costa y una altitud de 300m sobre el nivel del mar, Orduña presenta un clima atlántico que evita grandes variaciones de temperaturas a lo largo del año con un promedio de máximas en agosto de 26°C y mínimas de 2°C en enero. La contrapartida es que también es común que haya bastantes días nublados y/o lluviosos, sobre todo de noviembre a mayo.

Localización exacta: 42°59'31"N 3°0'37"W

La vivienda en cuestión, que puede verse resaltada en rojo en la ilustración 2, es una vivienda antigua y conectada a la red existente, pendiente de remodelación y, por lo tanto, buen objeto de estudio. Aprovechando esta remodelación se pretende dar solución a los ocasionales cortes de luz que se dan en la ciudad durante tormentas o temporales de viento, a la par que se ahorra dinero a medio plazo, ya que no se tendrá que pagar a ninguna compañía eléctrica.

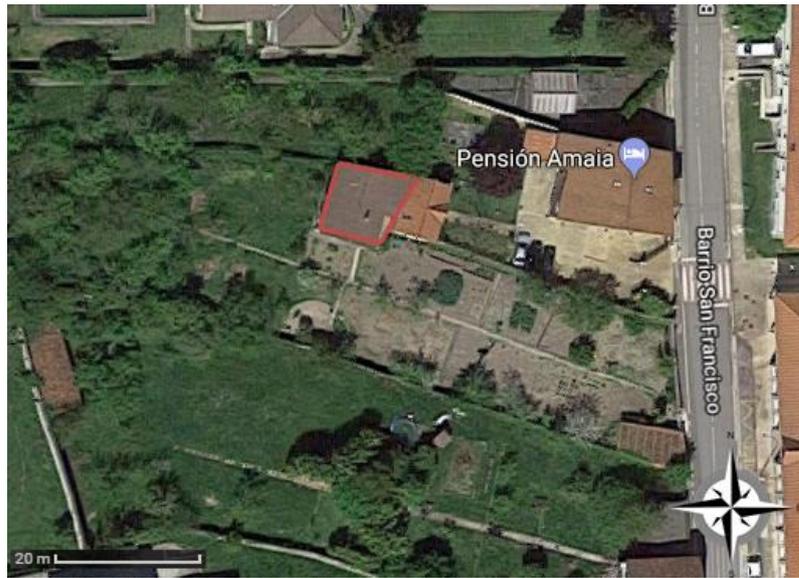


Ilustración 2: Vivienda estudiada

3 OBJETIVOS Y ALCANCE

El objeto de estudio de este TFG es el redimensionamiento de la instalación eléctrica de una vivienda antigua, construida en los años 30, con una instalación eléctrica actual un tanto obsoleta. La vivienda ha estado deshabitada desde 2008, y los dueños han encargado un estudio de alternativas para decidir si la casa es demolida o reformada. La instalación eléctrica tiene que ser restaurada de todas formas, al igual que parte de la vivienda. Como la red no es muy fiable en la zona y durante temporales de viento o tormentas sufre apagones ocasionales, se prefieren alternativas a seguir conectados a esta red. Las opciones que se barajan son:

- Aprovechar la reforma para instalar en el tejado un sistema fotovoltaico con baterías que permita a la familia que ocupe la vivienda ser independiente de la red.
- Derruir la gran mayoría del edificio y construir una casa nueva, aprovechando para orientar el tejado en dirección sur y con una inclinación específica con vistas a instalar en él el sistema fotovoltaico necesario para tener total independencia energética.

En este TFG se pretende dar respuesta a los demandantes, diseñando el sistema necesario para la opción más adecuada.

En primer lugar, se desarrolla un predimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos necesarios para las dos opciones barajadas. Este primer paso, realizado a mano y a continuación con la ayuda de Microsoft Excel y utilizando el método del “Mes peor”, permite decidir que la opción más viable y rentable es montar la instalación fotovoltaica sobre el tejado existente, pese a no tener esta la mejor orientación.

Este pre-dimensionamiento estudia:

- Necesidades energéticas de una familia de cuatro miembros.
- Climatología del lugar (Orduña).
- Cálculo de la energía solar útil para cada orientación e inclinación.
- Definición de los módulos fotovoltaicos necesarios y su coste.
- Definición de las baterías necesarias y su coste.
- Definición del regulador y el inversor necesarios.

Centrado en el estudio de ambos aleros del tejado, el dimensionamiento final tiene en cuenta las horas a las que se consume la energía, radiación solar esperable hora a hora y día a día durante todo el año. Esto se realiza mediante el programa PVsyst, que permite escoger entre un amplio abanico de componentes y recomendando una cantidad de paneles y baterías necesarios para cada proyecto concreto. Respecto al pre-dimensionamiento, el dimensionamiento con ayuda de PVsyst permite afinar más en el número de paneles y baterías, lo que hace que finalmente solo se utilice uno de los aleros del tejado.

Finalmente y gracias al mismo programa, se simula el sistema elegido en condiciones climatológicas sintéticas generadas a partir de datos históricos reales almacenados en su base de datos. Esto corroborará o no el buen funcionamiento de la propuesta.

4 BENEFICIOS

4.1 Beneficios técnicos

Este TFG permite valorar la viabilidad técnica de una instalación fotovoltaica aislada en un medio rural analizando los riesgos que presenta y las características que ha de tener. Es importante destacar que un proyecto de estas características podría reproducirse fácilmente en otras viviendas de la zona, para las cuales sería muy beneficioso también.

Además, se conseguirá, como se buscaba, no sufrir apagones a causa de fallos en la red eléctrica por fuertes vientos.

Es importante mencionar también la poca relevancia y duración de la obra a realizar. La implementación de un sistema fotovoltaico de estas características puede hacerse sin interferir prácticamente con la vida cotidiana de inquilinos (en caso de haberlos ya en el momento de la instalación) y vecinos.

4.2 Beneficios sociales

La implantación de una instalación de estas características en la zona, en la cual no es todavía común ver viviendas abastecidas de este modo, podría servir de precedente para que la gente tomara conciencia del uso y la viabilidad de las energías renovables. Posiblemente, visto el resultado de esta instalación, más gente querrá instalar algo similar en sus viviendas y contribuir así a una de las tendencias más esperadas para afrontar la transición energética: el autoconsumo.

4.3 Beneficios económicos

Los beneficios económicos que pueda tener esta instalación vienen dados por no tener que pagar a la compañía distribuidora eléctrica ni por energía consumida ni potencia contratada, teniendo un coste de mantenimiento mínimo una vez amortizada la inversión inicial. Cuánto dinero se ahorre el usuario final dependerá de la vida útil del sistema, ya que a partir de que se amortice la inversión cada año que pase serán beneficios.

Además, depende también del precio de la energía ofertado por distribuidoras, de posibles impuestos futuros que puedan aplicarse a fuentes de energía no renovables, etc.

4.4 Beneficios medioambientales

Los beneficios medioambientales de una instalación fotovoltaica como ésta son múltiples:

- Es una energía limpia, que no produce CO₂ ni ningún otro gas residual. Contribuye a la descarbonización del sector eléctrico.
- El consumo de agua, a diferencia de los métodos de generación convencional,

es nulo.

- El impacto ambiental de la instalación es inapreciable, ya que ocupa un espacio vacío en un tejado, algo con nulo valor para la fauna y flora autóctona.
- A diferencia incluso de otras renovables, es un método de generación silencioso y poco invasivo en el hábitat local.

5 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

5.1 Remodelación y conexión a red

La opción de mantener la vivienda conectada a red tras renovar la instalación eléctrica se descarta porque de este modo no se solucionan los problemas de suministro durante tormentas ya mencionados. Además de esto, podría optarse por un sistema auxiliar de generación fotovoltaico que sirva de apoyo durante estos cortes. Sin embargo, típicamente éstos suceden cuando la radiación solar es mínima o durante la noche, por lo que sería necesaria la instalación de baterías. Teniendo en cuenta el coste de esto, esta opción no se contempla ya que a los gastos de la instalación habría que añadirle los de alta y suministro de energía cobrados por la distribuidora eléctrica.

5.2 Sistemas Aislados

5.2.1 Análisis Eólico

Como alternativa a la energía solar fotovoltaica se ha considerado, debido a la climatología de Orduña, la instalación de un aerogenerador. Pese a ser un enclave ventoso, la zona concreta donde se encuentra el terreno es una zona baja donde no se encuentran las condiciones idóneas de viento sostenido y constante. Comercialmente muchos aerogeneradores ofertan en base a la energía producida mensual, en base a velocidades de viento medias. La energía necesaria al mes en la vivienda objeto es de 185kWh. Para ello, y siendo optimistas en cuanto al cumplimiento de velocidad de viento medias, la mejor opción que se presenta sería instalar 5 aerogeneradores de 40kW/mes, suponiendo esto una inversión de unos 6500€ que sustituirían los 4000€ que cuestan los paneles fotovoltaicos. Por todo ello, esta opción se desestima.

5.2.2 Análisis Fotovoltaico

5.2.2.1 Caso1: Derrumbe y reconstrucción

En la tabla 1 se muestra un presupuesto aproximado de lo que costaría construir una casa nueva de características similares a la antigua (2 plantas y 95m²). A este precio orientativo habría que sumarle el coste de derrumbe de la actual vivienda, así como el precio de la instalación fotovoltaica optimizada.

Concepto	Precio
Presupuesto de ejecución de material (800€/m ²)	€ 76.000,00
Presupuesto constructor (+19%)	€ 90.440,00
Subtotal con IVA (10%)	€ 99.484,00
Estudios del terreno: Topográfico + Geotécnico *	€ 1.050,00
Proyecto básico y de ejecución (honorarios arquitecto:4%)	€ 3.040,00
Dirección de obra (honorarios arquitecto/aparejador: 2%)	€ 1.520,00
Subtotal con IVA (21%)	€ 6.788,10
Tasa por licencia urbanística (1,5%)	€ 1.140,00
Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras (4%)	€ 3.040,00
Alta de suministros (200 e cada uno: agua y telecomunicaciones)	€ 400,00
Total	€ 110.852,10

*Probablemente haya que hacerlo, aunque podría ser que ya estuviera hecho de cuando se construyó la antigua casa

Tabla 1: Presupuesto construcción vivienda nueva

Gracias a los cálculos realizados en el pre-dimensionamiento puede concluirse que la instalación fotovoltaica necesaria con orientación e inclinación ideales sería entorno a un 30% más económica, lo cual significa un precio orientativo de 6000€.

Se considera que semejante inversión no es necesaria sólo para optimizar la producción solar cuando estructuralmente la vivienda existente está en perfectas condiciones.

5.2.2.2 Caso 2: Remodelación

- **Localización**

La inclinación óptima que los paneles deberían tener en esta latitud es de alrededor de 34° sobre la horizontal. Para lograrla habría que montar los paneles en estructuras de soporte elevándolos sobre el tejado, que tiene 20° de inclinación. Se descarta esta opción para evitar riesgos, ya que es un lugar típicamente ventoso.

Otra opción para la localización de los paneles, más accesible y con mayor superficie disponible, sería en el suelo dentro del terreno que tiene la propiedad (unos 800m²).

Si se quiere mejorar la producción solar se necesitarán soportes que aporten una inclinación a los paneles ya que si estuviesen en posición horizontal durante el invierno la producción caería significativamente. La contrapartida es que se elimina terreno útil para plantaciones de huerta. Además, las sombras arrojadas por árboles frutales y demás, así como el riesgo de que los animales que hay en la finca dañen los paneles hacen que esta opción quede descartada.

- **Tecnología de los paneles**

Se ha optado por paneles de silicio policristalino, pero hay más opciones:

- *Silicio monocristalino*: Se trata de una barra de silicio cristalizada en una sola pieza, de color negro. Esto le confiere un rendimiento algo mayor que los paneles policristalinos, con la desventaja de que su precio es mayor. Por tanto, siempre que se disponga de espacio suficiente y se necesiten instalar un número considerable de paneles saldrá más rentable utilizar los policristalinos, aunque haya que instalar alguno más.

- *Celdas amorfas*: Capa fina formada por varias capas de gas silano. Pese a ser más baratos su rendimiento es del orden de la mitad que la del silicio policristalino. Además aún no es una tecnología suficientemente madura.

Existen otras tantas tecnologías en fase de experimentación como las células CIGS (Cobre Indio Galio Selenio) o células solares plásticas basadas en polímeros, que buscan abaratar costes y permiten, por ejemplo, soportes flexibles.

6 ANÁLISIS DE RIESGOS

En esta sección se presenta un análisis de los riesgos más representativos que puede preverse que afecten a la instalación. Para ello se utiliza una matriz de probabilidad e impacto, que representa de forma gráfica la importancia de estos riesgos. Éstos serán más graves cuanto más fuerte sea la tonalidad roja.

A: Baterías agotadas por energía insuficiente

B: Granizo suficientemente grande como para causar la rotura de los paneles

C: Sobre calentamiento de los paneles

D: Subida de precio de los componentes

E: Acumulación de nieve

F: Fallo eléctrico de componentes

		IMPACTO				
		Muy bajo (0,1)	Bajo (0,2)	Moderado (0,4)	Alto (0,6)	Muy Alto (0,9)
PROBABILIDAD	Raramente (0,1)				A	B
	Difícilmente (0,3)			D	F	
	Posible (0,5)					
	Probable (0,7)		C			
	Casi Seguro (0,9)			E		

Tabla 2: Matriz de probabilidad e impacto

A: Uno de los riesgos más previsible es que la energía colectada por los paneles y acumulada en las baterías no sea suficiente durante varios días oscuros seguidos. El diseño de la instalación se ha hecho teniendo como base el mes menos luminoso, Diciembre, y una autonomía prevista de tres días para la batería. Siendo esto así, las simulaciones en PVsyst muestran posibilidad de pérdida de carga el 0,2% del tiempo. Una posible medida para atenuar los efectos de esta improbable pero importante incidencia sería que ante una previsión meteorológica de varios días de nubes bajas se redujese el consumo de elementos no imprescindibles, como pueden ser lavavajillas o lavadora. Sería también ideal desplazar estos consumos importantes de energía de la noche hacia el mediodía.

B: Ante una tormenta de granizo, hay que destacar que todos los módulos comercializados en Europa han de cumplir la normativa IEC 61215. La prueba más importante en cuanto a impacto trata de una bola de hielo de 203 gramos que llega a 39,5 m/s. El módulo solar debe tener un máximo de degradación del 5% sin daños visibles. Esto es asimilable a piedras de granizo de entorno a 7,5 centímetros de diámetro, por lo que la probabilidad de que esto ocurra de manera natural en esta localización es prácticamente nula. Es un riesgo ante el cual pocas medidas pueden tomarse.

C: Un problema mucho más probable es que durante los meses de veranos, en días cálidos, los módulos fotovoltaicos se sobrecalienten, reduciendo su eficiencia. Esta es una característica conocida y proporcionada por el vendedor. El tipo de panel seleccionado para el proyecto presenta concretamente $-0,38\%/^{\circ}\text{C}$ a partir de los 25°C . Teniendo en cuenta que la superficie puede alcanzar unos 50°C , esto representa una reducción de un 9,5% en el rendimiento. Sin embargo, en la época en la que esto ocurre la energía solar disponible es siempre varias veces la que se utiliza. Por tanto, esta reducción del rendimiento no representa ningún problema.

D: Otro de los problemas previstos es que entre la finalización del estudio y la compra de los materiales, estos suban de precio. Debido a la cada vez mayor oferta de los componentes necesarios no se considera esta una incidencia grave, ya que si un determinado componente aumenta su precio de forma considerable puede optarse por multitud de opciones de características técnicas similares, sin que esto afecte notablemente al presupuesto proyectado.

E: Algo que con casi total seguridad ocurrirá durante la vida útil de la instalación en esta localización será una nevada lo suficientemente copiosa como para que se acumule una cantidad de nieve excesiva sobre los paneles. Por suerte, no es normal que la nieve tarde más de dos o tres días en fundirse, pero como medida preventiva debería eliminarse la capa de nieve cuanto antes.

F: Un fallo eléctrico en alguno de los componentes del sistema es poco probable, pero su incidencia sería importante. Por ello, una medida preventiva sería disponer de algún recambio para que en caso de que ocurra la instalación esté inoperativa el menor tiempo posible. Esto supondría un coste extra pero aporta mayor seguridad.

7 SOLUCIÓN PROPUESTA

En esta sección se van a exponer los modelos seleccionados y las características de los mismos.

En primer lugar destacar que al hacer el predimensionamiento el número de paneles era excesivo y por sus dimensiones no cabían en el lado sudeste del tejado obligando a poner dos paneles más en el alero opuesto. Finalmente el dimensionamiento final en PVsyst, más fino, demuestra que sí que caben, ocupando 43 de los 50m² disponibles. De este modo, todos los paneles tendrán una inclinación $\beta=20^\circ$ y un ángulo de azimut de -75° respecto al sur, como se muestra en la ilustración 3.

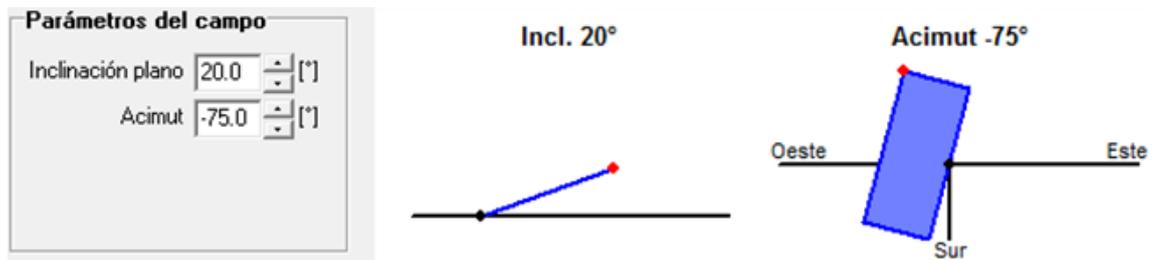


Ilustración 3: Orientación e inclinación de los paneles

Tal como se detalla después, en el apartado *Metodología y cálculos – Cálculo de las necesidades de usuario*, se ha partido de una estimación de consumo diario de energía para una familia de cuatro miembros de 6,14 kWh/día, teniendo en cuenta que la energía solar disponible diariamente en el plano del tejado durante el mes peor (Diciembre) es de 1,43kWh/m².

Bajo estas premisas se determina que se instalarán un total de **22 módulos** fotovoltaicos, **8 baterías** y **dos reguladores-inversores**.

7.1 Paneles

El modelo elegido es el PS320P-24/T de Phono Solar. A continuación, en la tabla 3, se muestran las características más relevantes del mismo. Así mismo, el anexo 3 puede encontrarse la hoja de especificaciones.

Modelo	PS320P-24/T
Eficiencia (%)	16,5
Voltaje a Pmax (V)	37
Corriente a Pmax (A)	8,65
Voltaje en circuito abierto (V)	46,4
Corriente de cortocircuito (A)	8,95
Dimensiones (mm)	1956x992x45
Peso (kg)	24
Precio	146,6 €/u
Tecnología	Silicio Policristalino

Tabla 3: Características de los módulos fotovoltaicos

Estos 22 paneles irán fijados en 22 soportes individuales que costarán de media 31€/unidad , ya que hay ofertas al comprar un pack de 20 unidades. Se han elegido estos paneles por su alta eficiencia y su buena relación calidad-precio.

7.2 Baterías

El modelo de batería seleccionado, del cual serán necesarias 8 unidades, es el PVX-2580L del fabricante Concorde, especialmente diseñadas para ser usadas por particulares como sistema de almacenamiento de fuentes de energías renovables como eólica y fotovoltaica. La siguiente tabla 4 muestra las características más importantes.

Modelo	PVX-2580L
Tensión (V)	12
Capacidad nominal – 1hora (Ah)	165
Capacidad nominal – 24horas (Ah)	258
Capacidad nominal – 100horas (Ah)	300
Dimensiones (mm)	527x277x248
Peso máximo (kg)	72,1
Precio	435,8€/u

Tabla 4: Características de las baterías

Este modelo ha sido elegido por su largo ciclo de vida, algo importante para los elementos más caros del sistema.

7.3 Inversor-Regulador

En este apartado podía haberse seleccionado por separado inversores y reguladores de carga, siendo estos últimos los más caros sobre todo si se quiere tecnología MPPT. Sin embargo, muchos fabricantes ofertan ya sistemas todo en uno que facilitan las conexiones entre paneles, baterías y usuario (Ilustración 4). Así mismo, esto permite un ahorro económico, pero con la desventaja de que ante el fallo habría que cambiar el inversor-regulador y no sólo uno de ellos como si estuviesen separados.

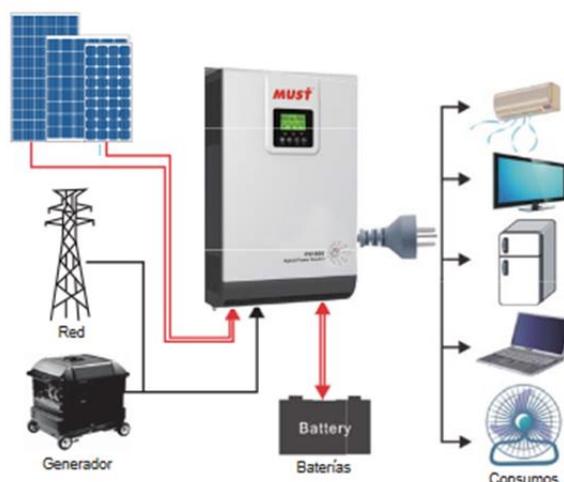


Ilustración 4: Diagrama de conexiones del inversor-regulador

A continuación se muestran las características del inversor-regulador seleccionado. Serán necesarias dos unidades del mismo.

Modelo	PV18-5048 HM		
Tensión baterías	48VDC		
Inversor	Tipo de onda	Sinusoidal pura	
	Potencia	4000W	
	Voltaje salida	230VAC	
Regulador de carga	Eficiencia	93%	
	Voltaje máximo FV	abierto	145VDC
	Consumo en stand-by	en	2W
	Corriente de carga máxima FV	de	80A
	Potencia entrada FV	4000W	
	Eficiencia máxima	98%	
Dimensiones (mm)	295x528x121		
Peso	15 kg		
Precio	564,5 €/u		

Tabla 5: Características del inversor-regulador

7.4 Conexión

Las conexiones necesarias se harán mediante cable de cobre de las siguientes características:

Modelo	H07Z1-K 750V
Sección	16 mm ²
Características	Libre de halógenos

Precio	1,63€/m
---------------	----------------

Tabla 6: Características cableado

En determinados tramos la sección necesaria puede ser menor (conexión entre paneles, por ejemplo), pero se opta por hacer todas las conexiones con el mismo tipo de cable, capaz de soportar la mayor corriente posible.

Estas conexiones se realizarán de modo que se agrupen los módulos y las baterías en dos grupos, uno conectado a cada inversor-regulador. Los módulos estarán dispuestos en dos ramas en serie y 5 y 6 respectivamente en paralelo, resultando en una tensión de 48V y una I_{mpp} de 42,3 y 50,7 amperios. Esto se hace porque el inversor-regulador no admite mayor corriente de entrada que 80A, lo cual se expondrá con mayor detalle en la siguiente sección.

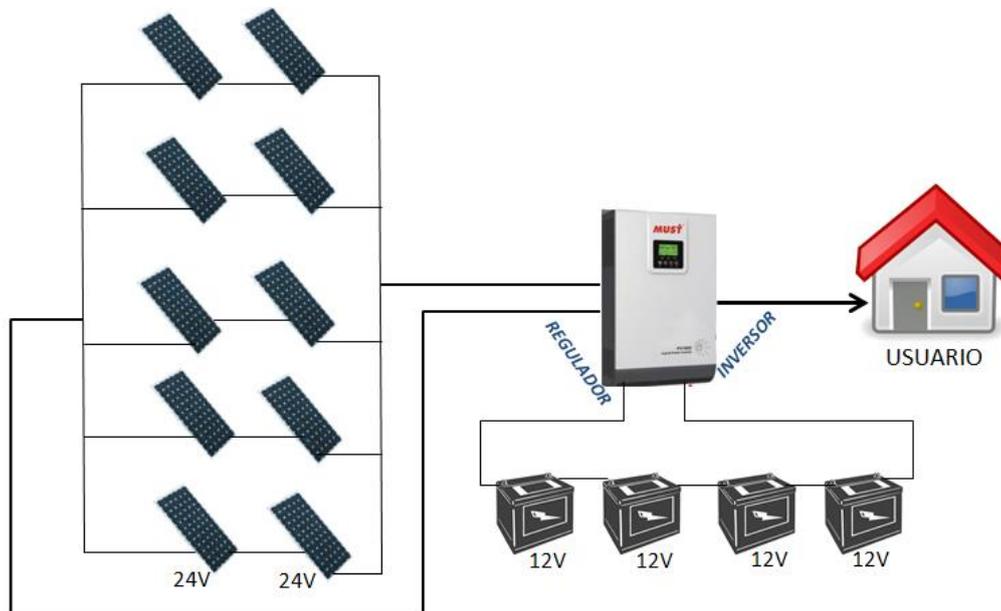


Ilustración 5: Diagrama de conexiones del sistema

7.5 Soportes

Los soportes a utilizar son soportes KHT915 integrados en los que pueden colocarse hasta 4 módulos de 2000x1000x45 milímetros, idóneos para los paneles que se han seleccionado. Son soportes especiales para anclaje sobre un tejado de teja, como se muestra en la ilustración 6. Serán necesarios 6 de ellos, que vendidos en pack se ofertan por 163€.

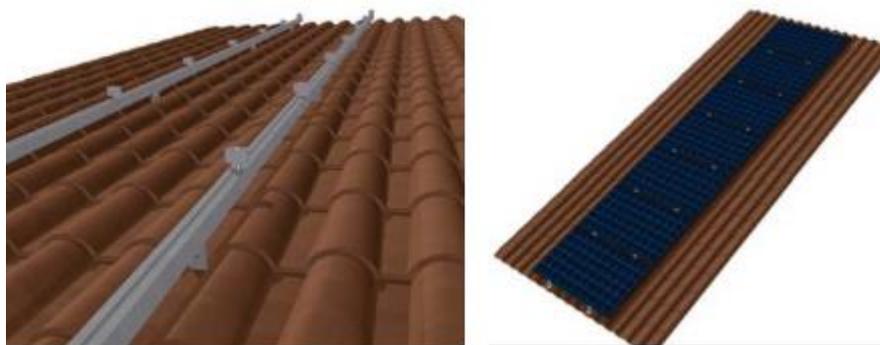


Ilustración 6: Montaje de los soportes

7.6 Resumen económico

Puede observarse en la tabla 7 los costes de los materiales a emplear, sin tener en cuenta las horas de trabajo de operarios e ingenieros.

Nombre	Precio Unitario	Cantidad	Precio total
Panel	146,6€	22	3225€
Batería	435,8€	8	3486€
Inversor-Regulador	564,5€	2	1129€
Cable	1,63€	50	82€
Soporte	27,2€	6	163€
Total			8087€

Tabla 7: Precios de los materiales

Puede detectarse, también en el diagrama de la ilustración 7, que el elemento que mayor parte del presupuesto final representa son las baterías. Es por ello que se ha tenido especial cuidado al elegir las adecuadas y se ha buscado la máxima vida útil posible.

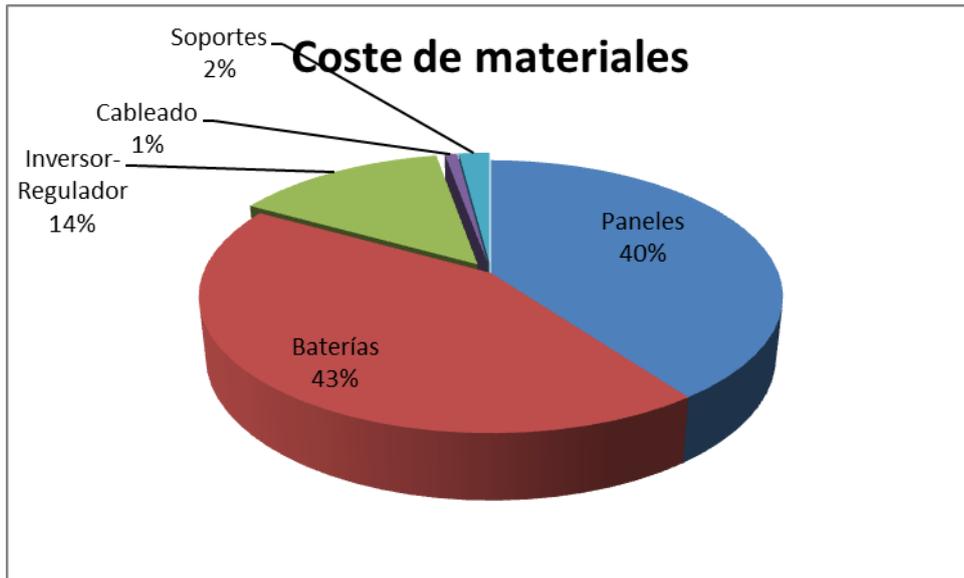


Ilustración 7: Representación del coste de cada componente respecto al total

8 METODOLOGÍA Y CÁLCULOS

8.1 Predimensionamiento

La primera fase de cálculo de este TFG es, mediante el uso de Microsoft Excel y con la ayuda de la base teórica proporcionada por la bibliografía del *Máster Universitario en Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico*, la estimación de la dimensión del sistema. Para ello, como se ha expuesto en la sección de *Objetivos* entre otras, se han tenido en cuenta dos posibles escenarios. Gracias a este predimensionado ha podido elegirse uno de ellos para proseguir con el proyecto.

8.1.1 Cálculo de las necesidades de usuario

En primer lugar, con ayuda de la tabla 8 obtenida de la mencionada bibliografía se ha estimado el consumo energético medio para una familia de cuatro miembros.

TIPO DE RECEPTOR	Potencia (W)	h/día	ILUMINACIÓN	Potencia (W)	h/día
Televisor	40-120	4÷6	Sala de estar	15÷22	3÷5
Radio	12	1÷4	Cocina	15÷22	2÷2,5
Batidora	100	0,3	Dormitorio	8÷18	0,5
Lavadora	2000	0,5	Exterior	18÷35	0,5
Frigorífico	70	14	Baño	15÷22	1
Congelador	85	14	pasillos	10÷40	0,5
Microondas	1500	0,5	Bombas de agua	100÷300	0,25
Extractor de humos	25	2			
Video grabador	20	2			

Tabla 8: Datos orientativos de potencia nominal y horas de funcionamiento diario

Electrodoméstico	Potencia(W)	Horas uso/día	Cantidad	Energía	
Televisores	80	5	2	800	Wh
Batidora	100	0,3	1	30	Wh
Lavadora	2000	0,5	1	1000	Wh
Frigorífico	70	14	1	980	Wh
Congelador	85	14	1	1190	Wh
Extractor de humo	25	2	1	50	Wh
Video grabador	20	2	1	40	Wh
Iluminación salón	19	4	1	76	Wh

Iluminación cocina	19	2,5	1	47,5	Wh
Ilumin. Dormitorios	13	1	3	39	Wh
Ilumin. Exterior	26	0,5	1	13	Wh
Iluminación baños	19	1	2	38	Wh
Iluminación pasillo	25	0,5	1	12,5	Wh
Vitrocerámica	825	2	1	1650	Wh
Ordenador	69,4	1,5	1	104,1	Wh
Cargador móvil	5	2	4	40	Wh
Total:				6110,1	Wh

Tabla 9: Estimación de consumo del usuario

Como puede verse en la tabla 9, el consumo diario medio en la vivienda es de 6,1kWh. Se ha supuesto un consumo uniforme a lo largo del año, ya que tan solo servirá como estimación para el predimensionamiento, tratando sin embargo de ser lo más riguroso posible. Se han considerado la potencia de cada electrodoméstico y multiplicado por la cantidad y las horas de utilización diaria de los mismos para calcular la energía consumida por cada uno en un día.

$$E_{consumida} = \sum_{i=1}^{i=n} P_i * h_i$$

Ilustración 8: Fórmula para el cálculo de la energía consumida

8.1.2 Estimación de pérdidas del sistema

Para determinar la energía que el sistema debe recolectar, además de la energía consumida por el usuario es preciso estimar las pérdidas que tendrá el sistema. Para ello se definen diversos factores con los que se calcula un factor de pérdidas total y que definirá la energía máxima diaria que debe satisfacer la instalación.

$$K_T = [1 - (K_b + K_c + K_r + K_v)] \cdot [1 - \frac{(K_a \cdot D_{autonomia})}{P_{descarga}}]$$

Ilustración 9: Coeficiente de pérdidas de la instalación

$$C_{max} = \frac{N_{usuario}}{K_T}$$

Ilustración 10: Energía máxima diaria a satisfacer

Los términos en la fórmula de la ilustración 9 representan las pérdidas debidas a distintas causas, y que se muestran en la tabla inferior, explicándose su significado y valor asignado. Estos valores son valores medios estimados gracias a la bibliografía ya citada.

Parámetro	Descripción	Rango típico (%)	Valor asignado (%)
K_b	Por calor generado en las baterías	5-10	7
K_c	Debido a la eficiencia del convertidor	0-20	10
K_r	Debido a la eficiencia del regulador	1-10	5
K_v	Varias (Joule, envejecimiento...)	0-20	10
K_a	Debido a auto-descarga de baterías	0,1-2	0,5

Tabla 10: Parámetros de pérdidas

Además, los días de autonomía (días en los que la batería puede satisfacer la demanda sin recargas) se establecen en tres. La profundidad de descarga máxima de las baterías en esta primera estimación se toma como 75%, aunque más adelante en el dimensionamiento por recomendación del programa se deja en 80%.

Con estos parámetros se obtienen los siguientes resultados:

K_T	0,68
C_{max}	8987,2 Wh

Tabla 11: Pérdidas totales y energía máxima a satisfacer

8.1.3 Energía solar disponible

La energía solar disponible en un lugar, además de su climatología, depende también del plano en el que se vaya a aprovechar. Es decir, la energía eléctrica que se va a obtener depende directamente de la posición de los módulos. Por ello, primeramente se busca la inclinación y orientación óptimas para el lugar.

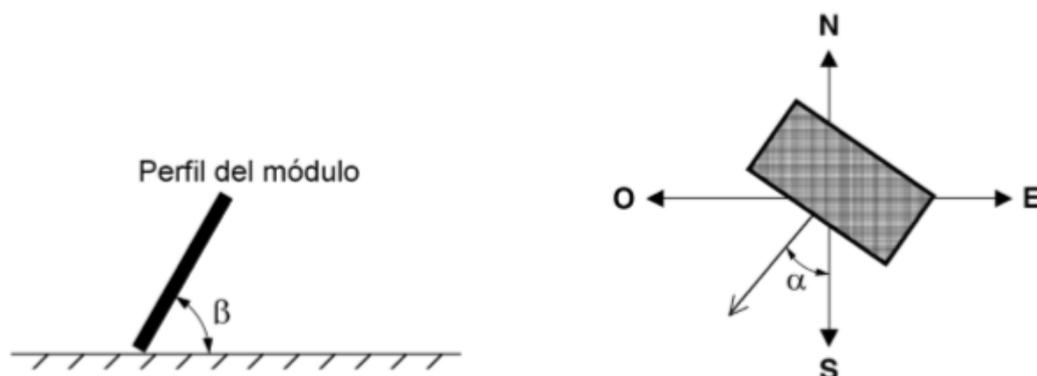


Ilustración 11: Representación de la inclinación y orientación

La inclinación se mide mediante el ángulo β que representa los grados que forman el plano y la horizontal. La orientación lo representa el ángulo de azimut, α , que es el

ángulo que forman la normal al plano y la dirección sur.

Los parámetros óptimos para la localización de Orduña son los siguientes. $\alpha=0$, es decir, orientación sur exacta, por estar en el hemisferio norte. En cuanto a la inclinación, se establecen las siguientes reglas:

<i>Periodo de diseño</i>	β_{opt}
Diciembre	$\phi + 10$
Julio	$\phi - 20$
Anual	$\phi - 10$

ϕ = Latitud del lugar en grados

Ilustración 12: Criterio de diseño del IDAE

$$producción\ anual: \beta_{optima} = 3.7 + 0.69 \cdot Latitud$$

Ilustración 13: Criterio de diseño por latitud

Según ambos criterios, para una latitud de 43 grados, la inclinación óptima se encuentra entre los 33° y los 34°.

Definidos los parámetros óptimos de $\alpha=0$ y $\beta=33^\circ$ pueden extraerse los datos de radiación de la web de PVGIS mes a mes. Pueden compararse también, en la tabla 12, con la radiación en el plano horizontal.

RADIACIÓN		
Mes	Hh	H(33°)
Enero	1430	2230
Febrero	2090	2930
Marzo	3580	4440
Abril	4310	4670
Mayo	5130	5080
Junio	5630	5350
Julio	5930	5760
Agosto	5100	5400
Septiembre	4120	4960
Octubre	2800	3840
Noviembre	1550	2300
Diciembre	1300	2140

Tabla 12: Radiación horizontal y a 33° en Wh/(m²*día)

A continuación, se midieron sobre el terreno la orientación e inclinación del tejado

existente. El cálculo está hecho para ambos aleros del tejado, ya que como se demuestra en el apartado posterior, los paneles necesarios no cabían en el alero que da al sudeste. La inclinación obtenida es de $\beta=20^\circ$ y la orientación, como se ve en la ilustración 14, de -75° y 105° respectivamente.



Ilustración 14: Orientación vivienda existente

De la misma base de datos se obtienen los datos de radiación, que se muestran en las mismas unidades para su comparación, en la tabla 13. Puede verse que la orientación sudeste ofrece mejores posibilidades que la noroeste, como era de esperar en el hemisferio norte.

RADIACIÓN (Wh/m ² /dia)		
Mes	H(20°)	
	$\alpha=105$ (NO)	$\alpha=-75$ (SE)
Enero	1230	1550
Febrero	1850	2220
Marzo	3250	3710
Abril	4030	4310
Mayo	4870	5060
Junio	5380	5500
Julio	5630	5810
Agosto	4770	5080
Septiembre	3740	4230
Octubre	2480	2960
Noviembre	1360	1660
Diciembre	1110	1430

Tabla 13: Radiación sobre tejado de vivienda existente

Como cabe observar, para ambos casos el mes peor es Diciembre. Éste es, por tanto, el mes de estudio y los datos que se toman como referencia en el próximo apartado.

8.1.4 Cálculo del número de paneles

En este apartado se expone la metodología seguida para el cálculo del número de

paneles necesario en la instalación. Posteriormente se muestran los resultados para los dos casos ya expuestos en el anterior apartado.

En primer lugar, se define el término HPS (Horas de Pico Solar) como ayuda para el cálculo. El número de horas de pico solar es el equivalente a la energía incidente total si la irradiancia fuese constante y de valor 1000 W/m^2 . Es decir, como puede observarse en la figura, si durante un día completo la energía total es de 1800 Wh/m^2 , su equivalente serían $1000 \text{ W/m}^2 \times 1,8$ horas, horas de pico solar.

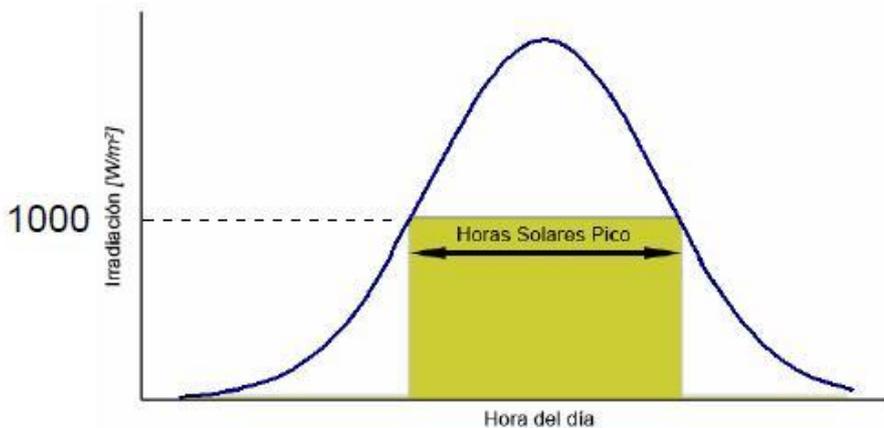


Ilustración 15: Representación de HPS

Con estos valores, puede definirse la energía disponible para cada plano y potencia de panel, mediante la fórmula siguiente:

$$E_{panel}(Wh/día) = HPS\left(\frac{h}{día}\right) \cdot P_{pico}(W) \cdot Rdt_{panel}$$

Ilustración 16: Cálculo de la energía proporcionada por el panel

Aquí se incluyen los términos de potencia pico del panel y de rendimiento de panel, que se ha asignado en un 90% para todos los casos.

En la práctica, el cálculo del campo fotovoltaico suele hacerse sin tener en cuenta las tensiones, para lo que se divide la energía entre la tensión nominal, manejando así Ah en vez de Wh.

$$Q_{panel}(Ah/día) = \frac{E_{panel}(Wh/día)}{V_{nominal_{cc}}}$$

Ilustración 17: Energía solar diaria proporcionada por el panel

Con los datos de HPS mostrados en la tabla 14 y teniendo en cuenta 6 tipos de módulos fotovoltaicos seleccionados, se analizan los resultados obtenidos en los dos siguientes subapartados.

Inclinación (β)	Orientación (α)	HPS (Diciembre)
33°	0°	2,14
20°	-75°	1,43
	105°	1,11

Tabla 14: HPS obtenidas

La potencia total de los módulos necesaria para las necesidades definidas previamente se calcula mediante la fórmula de la ilustración 18.

$$P_{\text{módulos}} = \frac{C_{\text{max}}}{\text{HPS} \cdot \text{Rdt}_{\text{panel}}}$$

Ilustración 18: Potencia fotovoltaica necesaria

- **Orientación e inclinación óptimas**

Los resultados obtenidos para el caso de que se demoliese la casa y se reconstruyese con las mencionadas orientación e inclinación óptimas son los siguientes.

Tecnología	Policristalino	Policristalino	Monocristalino	Policristalino	Policristalino	Policristalino
Potencia de pico (Wp)	250	150	80	200	200	320
Tensión de func. (Vdc)	24	12	12	12	24	24
Producción/jornada(Wh/día)	481,5	288,9	154,08	385,2	385,2	616,32
Area (m2)	1,627	0,973	0,651	1,311	1,475	1,940
Precio estimado (€)	--	197	169	190	182	238
Número paneles	19	32	59	24	24	15
Area total (m2)	30,913	31,136	38,409	31,464	35,4	29,1
Precio total (€)	--	6304	9971	4560	4368	3570

Tabla 15: Resultados número de paneles necesarios

Lo más rentable sería elegir los módulos de máxima potencia pico (320Wp). Como contrapartida mencionar que en caso de avería de alguno de los módulos, cada recambio por separado sería más caro.

- **Tejado existente**

Para los mismos modelos de paneles analizados, se observa que el área ocupada en el alero sudeste del tejado es en muchos casos más de la disponible. Por ello, se limita el área a 40m² útiles y se colocan todos los paneles que se puedan. El resto necesarios para satisfacer la demanda se colocan en el tejado de orientación noroeste, más pobre en energía solar como se ha visto previamente.

Potencia de pico (Wp)	250	150	80	200	200	320
Orientación Sud-Este						
Paneles posibles	24	41	61	30	27	20

% energía satisfecha	86%	88%	70%	86%	77%	92%
Orientación Nor-Oeste						
Paneles necesarios	6	8	34	7	11	3
Area total (m2)	9,762	7,784	22,134	9,177	16,225	5,82
Total						
N paneles	30	49	95	37	38	23
Area (m2)	49,762	47,784	62,134	49,177	56,225	45,82
Precio (€)	--	9.653,00 €	16.055,00 €	7.030,00 €	6.916,00 €	5.474,00 €

Tabla 16: Paneles necesarios en tejado de vivienda existente

Como puede verse, el número de paneles necesarios en este caso es significativamente mayor que con inclinación y orientación óptima. Sin embargo, económicamente no merece la pena demoler y reconstruir la casa sólo por esta razón. Es por ello que eso se descarta y se prosigue con esta segunda variante.

8.1.5 Cálculo de las baterías

Para calcular la cantidad de baterías necesarias, primeramente se seleccionan 4 modelos en el mercado, del mismo modo que se ha hecho con los módulos fotovoltaicos. Como ya se ha mencionado, se fijan tres días de autonomía, recomendado por el IDAE. De este modo puede calcularse la capacidad útil de la batería, en Ah.

$$C_u = D_{aut} \cdot C_{max}$$

Ilustración 19: Capacidad útil de una batería

A continuación, asignando como se ha dicho una profundidad de descarga del 75%, puede calcularse la capacidad total necesaria del sistema de acumulación, a partir de la siguiente fórmula, siendo RT el coeficiente de reducción por temperatura que se toma como 1.

$$C_{sistema_acumulación} = \frac{C_{max} \cdot D_{autonomía}}{PD \cdot RT}$$

Ilustración 20: Capacidad del sistema de acumulación

Los resultados obtenidos aplicando estas fórmulas para los modelos seleccionados son los mostrados en la tabla 17, teniendo que ser $C_{sistema_acumulación} = 2995,8Ah$.

C_{batería} (Ah)	60	86	115	250
Tensión (V)	12	12	12	12
Número de baterías	50	35	27	12
Precio (€)	151,4	155,2	166,5	331,2
Precio total (€)	7570	5432	4495,5	3974,4

Tabla 17: Cálculo del sistema de acumulación

Este predimensionamiento se presenta de forma completa en una hoja Excel en el ANEXO 2.

8.2 Dimensionamiento

Esta sección describe como se ha realizado el dimensionamiento final del sistema, con la ayuda de PVsyst.

8.2.1 Adaptación de las necesidades de usuario

En primer lugar, el programa no permite definir tantas aplicaciones como se habían definido en el predimensionamiento, por tanto se adaptan y reparten entre las que el programa permite, de modo que el consumo energético total sea el mismo. En primer lugar, como se ve en el ANEXO 2, se reparte el consumo en 2 partes no iguales ya que no se permite introducir dos orientaciones diferentes para ambos aleros del tejado. Siguiendo el reparto de energía obtenida por aleros obtenido en el predimensionamiento, se reparte el consumo en esa misma proporción: 90% a abastecer por el alero sudeste, y 10% por el noroeste.

Finalmente, al calcular el número necesario de paneles, se determina que el área ocupada es menor que la del alero sudeste, por lo que se colocan todos los módulos necesarios ahí. Las aplicaciones que se han introducido con tal de que la suma de los consumos fuese del orden de 6,1kWh al día es la mostrada en la ilustración 21. Puede verse la distribución horaria de cada una en el ANEXO 3.

Daily consumptions							
Number	Appliance	Power		Daily use	Hourly distrib		Daily energy
9	Lamps (LED or fluo)	10	W/lamp	2.5 h/day	OK		225 Wh
3	TV + Ordenador	75	W/app.	4.0 h/day	OK		900 Wh
2	Frigorífico + Congelador	78	W/app.	14.0 h/day	OK		2184 Wh
0	Frigorífico/Congelador	0.00	kWh/day	0.0 h/day			0 Wh
0	Dish- & Cloth-washers	0.0	W aver.	0.0 h/day			0 Wh
2	Electrodomésticos potente:	883	W/app.	1.5 h/day	OK		2649 Wh
7	Electrodomésticos minore:	15	W/app.	1.5 h/day	OK		158 Wh
	Stand-by consumers	1	W tot	24 h/day			24 Wh
Total daily energy							6140 Wh/day

Ilustración 21: Definición del consumo energético en PVsyst

8.2.2 Número final de paneles

Para definir el número de módulos necesarios, primeramente se selecciona un modelo de la base de datos del programa entre los centenares disponibles. El criterio usado ha

sido unas dimensiones comedidas así como una buena relación calidad precio, entre los paneles de 320Wp.

A continuación, y tanto para definir el número de paneles como de baterías, se determinan los valores del *pre-sizing* con los que el programa sugiere un rango de números de paneles y baterías.

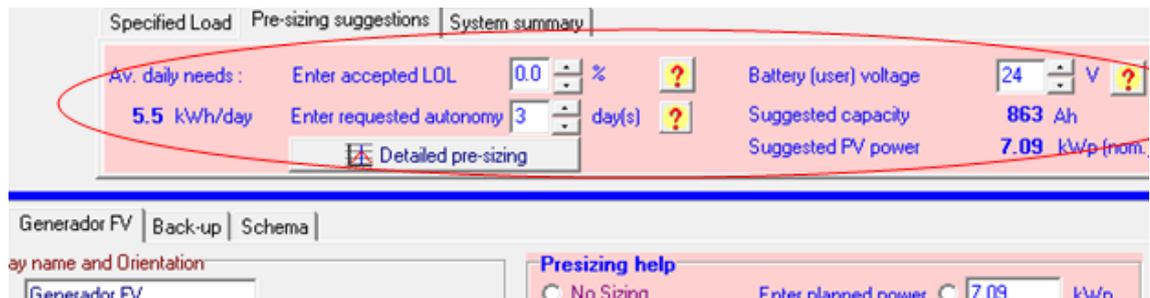


Ilustración 22: Predimensionamiento PVsyst

En este apartado pide introducir el valor aceptado de LOL (Loss of Load) que sería cuanto se acepta que el sistema se quede sin energía, por lo tanto se define en 0%.

Tras definir el lugar donde se realiza el proyecto y cargar su climatología en la base de datos a partir de PVGIS, el programa sugiere dicho rango. El número final de paneles seleccionado del rango sugerido (22-26) es 22 paneles, el mínimo posible para asegurar que disponemos de espacio suficiente.

8.2.3 Selección de las baterías

Al igual que en el caso de los paneles, el programa sugiere un rango dentro del cual se puede elegir, tras haber elegido el modelo de batería que se quiere utilizar. Variando la tensión de salida (que será definida por la tensión e intensidad que admite el inversor-regulador) el programa determina cuantas ramas en serie y cuantas en paralelo son necesarias. Finalmente, para el modelo elegido descrito en la sección de *Solución Propuesta*, se hacen necesarias 8 unidades. Se distribuyen 4 en serie por cada grupo de forma que haya 48V en bornes del conjunto, que es la tensión que pide el inversor-regulador elegido.

8.2.4 Selección del inversor-regulador

Este es un elemento que supone un importante desembolso y que por tanto su selección es significativamente sensible. Como ya se ha mencionado, se prefiere un equipo que tenga en su conjunto tanto regulador de carga como inversor, a adquirirlos por separado.

Para la selección del regulador se tienen en cuenta:

- Que tenga tecnología MPPT

Esto es importante para sacar el máximo rendimiento a los módulos, ya que independientemente del estado de carga de las baterías, pueden ofrecer al campo fotovoltaico niveles de tensión mayores.

- La corriente de carga máxima

Es la corriente máxima que los módulos son capaces de producir. Para un regulador MPPT como es el caso, esta corriente será la I_{mpp} . Este dato se multiplica por 1,25 como factor de seguridad. Es un valor proporcionado por el fabricante para cada panel, y que el PVsyst da en total. Para que este valor no sea muy grande se ha decidido separar el conjunto de paneles en dos grupos, de 5 y 6 ramas en paralelo respectivamente y dos paneles en serie. Se consigue así reducir el valor de I_{mpp} hasta 42,7 y 51,3A respectivamente. Con el margen de seguridad, en ambos casos se cumple que $I_{mpp} \times 1,25 < 80A$, que es la corriente de carga máxima de los módulos fotovoltaicos que admite el regulador, como se aprecia en su hoja de especificaciones en el ANEXO 4.
- La tensión de las baterías

En este caso se ha modificado la distribución de estas para que encaje con el regulador que cumplía la primera premisa, siendo esta tensión 48V.

Para la parte que hace la función de inversor, se tiene en cuenta:

- Se busca un inversor que ofrezca una onda sinusoidal pura, pese a que sean más caros. Estos no representan problemas para cargas inductivas como pueden ser motores (lavadora).
- La potencia nominal
- Tensión nominal de entrada
- Tensión (V_{rms}) y frecuencia (Hz) de salida
- Rendimiento

El inversor seleccionado tiene una potencia nominal de 5000VA, más que suficiente.

Definitivamente, el parámetro que ha sido limitante para la selección de este aparato ha sido la intensidad de entrada.

8.2.5 Cableado

El cálculo de la sección necesaria de los cables se ha realizado en Excel. Para ello, se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot U} \quad (mm^2)$$

Ilustración 23: Cálculo de la sección de cable

Siendo L la longitud de cable (m), I la intensidad que circulará por ellos, k la conductividad ($56mm/\Omega \cdot mm^2$ para el cobre) y U la caída de tensión entre sus extremos,

teniéndose en cuenta que no será mayor al 2,5% de su tensión nominal.

Los valores tomados, pese a que obviamente no todos los cables necesitarán tener la misma sección, son los mayores. De este modo se asegura que con el cable adquirido se pueden hacer todas las conexiones necesarias. Estos valores son los siguientes:

L	8	k	56
I	60	U	1,2

Tabla 18: Valores para cálculo de la sección de cable

El valor de sección obtenido es $14,05\text{mm}^2$. No se encuentran a la venta cables de todas las secciones, por lo que se elige la medida normalizada inmediatamente superior: 16mm^2 .

La longitud total de cable necesaria se ha estimado a partir de asignar 1,5 metros de cable a cada panel más 8m de cable extra hasta el sistema de inversor-regulador y baterías, obteniendo un valor de 49 m necesarios, que se redondea a 50m para facilitar su compra.

8.2.6 Simulación y verificación

El sistema descrito es simulado en PVsyst para un año sintético creado a partir de la base climatológica de datos del programa. Esto sirve para comprobar que todo funciona correctamente, además de para detectar dónde se están produciendo las pérdidas más importantes y cuáles son los puntos débiles del sistema, a mejorar si es posible. Esta simulación además proporciona una evaluación económica, y calcula el precio resultante del kWh dependiendo de la vida del sistema.

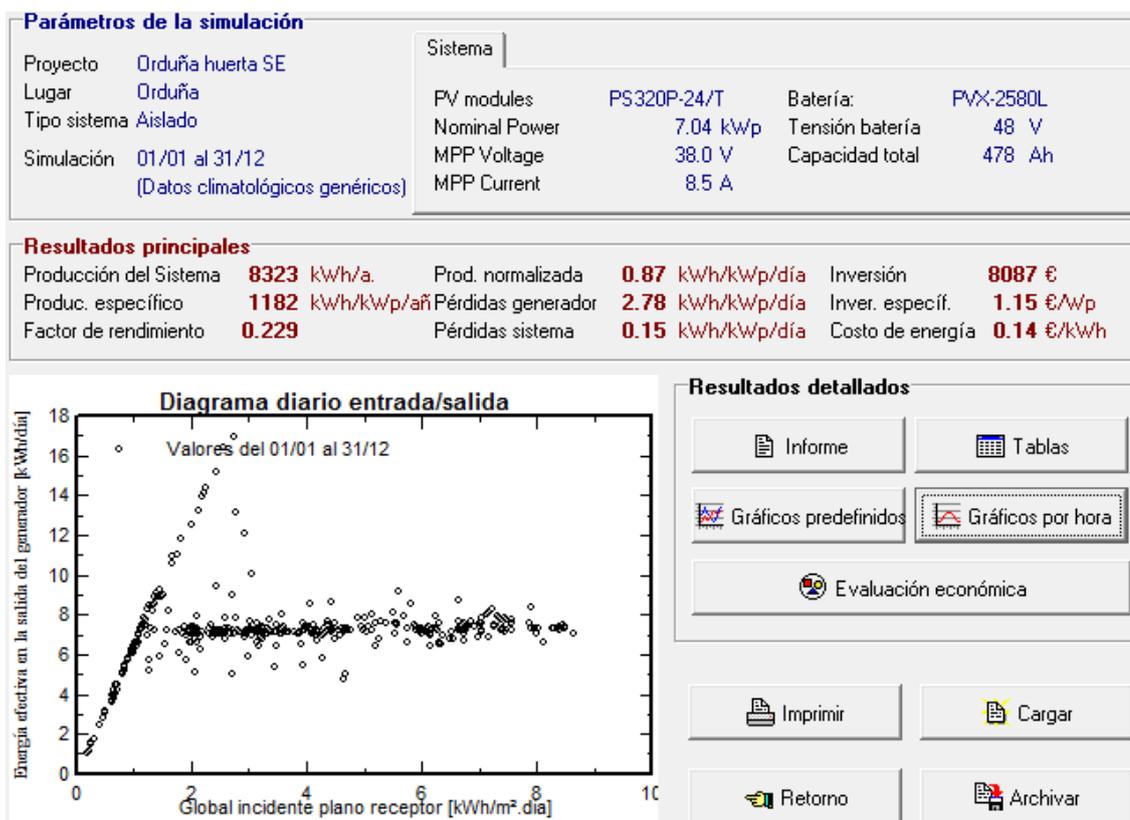


Ilustración 24: Interfaz de simulación de PVsyst

El informe completo de la simulación, además de otras gráficas de interés, se presentan en el ANEXO 3. En este apartado se va a señalar lo más relevante.

Diagrama de pérdida durante todo el año

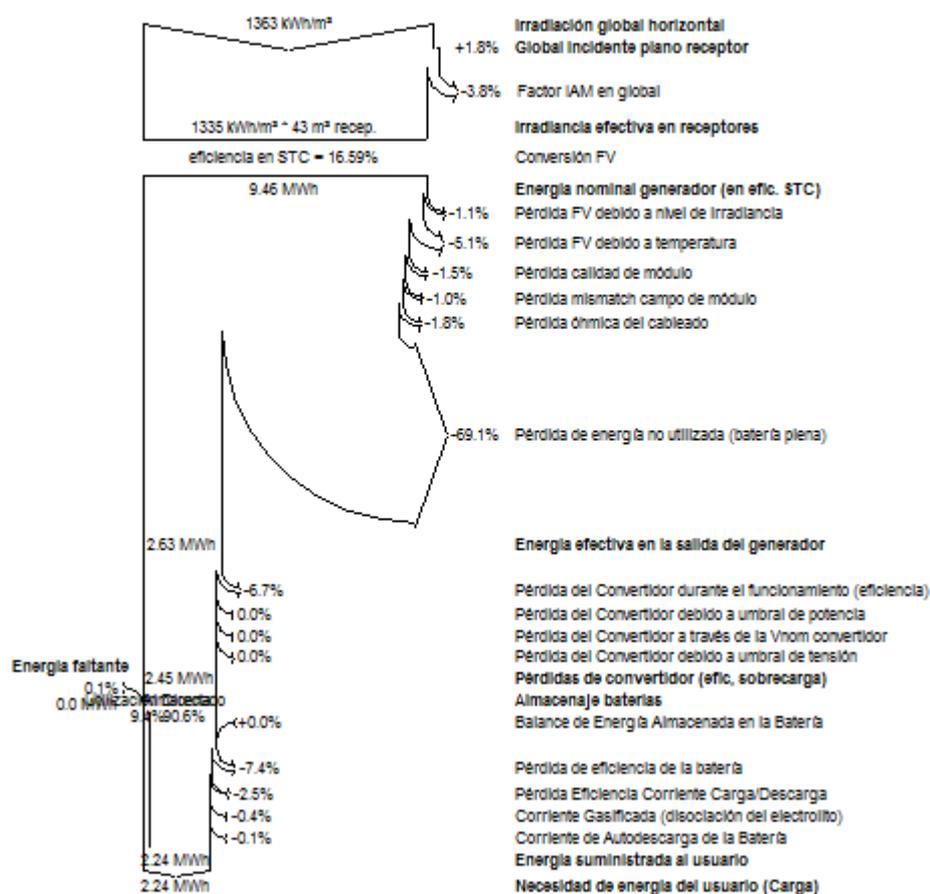


Ilustración 25: Diagrama de pérdidas anuales del sistema

Por ejemplo, puede observarse en la ilustración 25 como la mayor parte de la energía no aprovechada (el 69% de la irradiación global) es debido a que las baterías están llenas. Esto es porque se ha usado como base de diseño el mes peor, es decir, gran parte de los otros meses, sobre todo en verano, hay mucha energía que aprovechable que no se usa. Asimismo, el estado de carga de las baterías puede verse en el diagrama de la ilustración 26.

Estado de distribución de carga diaria

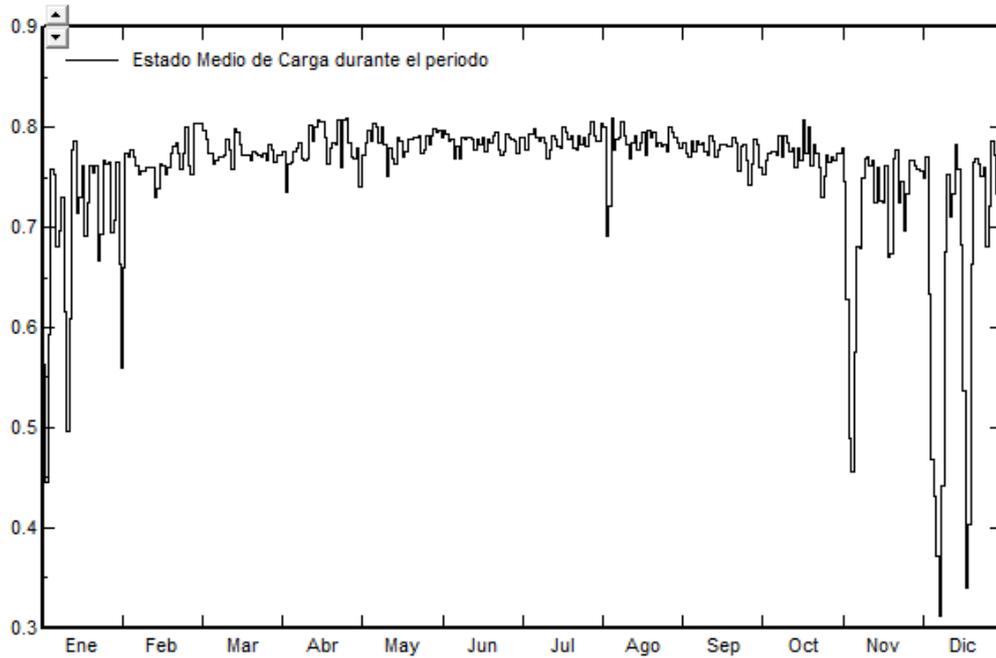


Ilustración 26: Estado de carga de las baterías

Cabe destacar que puntualmente ha aparecido pérdida de carga, pese a que en el diagrama no se aprecie, el informe muestra un 0,099% de LOL. Sin embargo, como ya se menciona en el *Análisis de riesgos*, esto puede prevenirse desplazando los grandes consumos a las horas centrales del día, ya que las horas de mayor consumo definidas actualmente son durante la noche en invierno, como se aprecia en la siguiente gráfica:

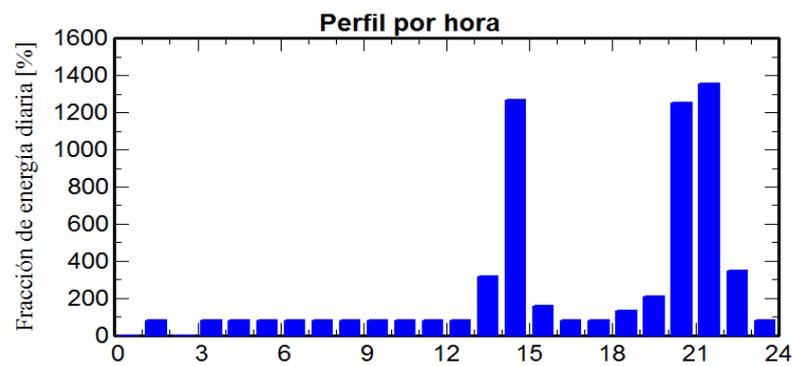
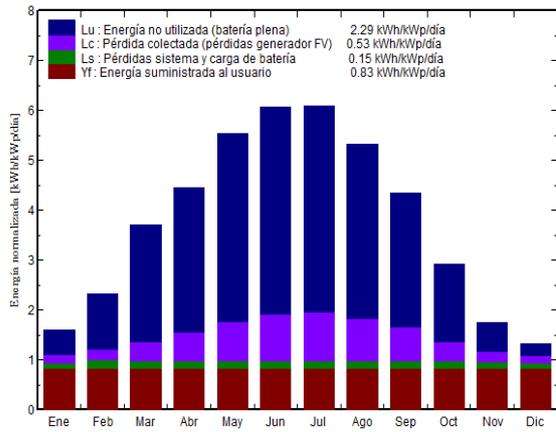


Ilustración 27: Perfil de consumo diario

Es importante destacar también en los dos siguientes diagramas de la ilustración 28 que la energía suministrada al usuario es la necesaria todos los meses y que el factor de rendimiento medio anual es de 0,22, pese a que se dispara a más de 0,6 en Diciembre.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 7.36 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF

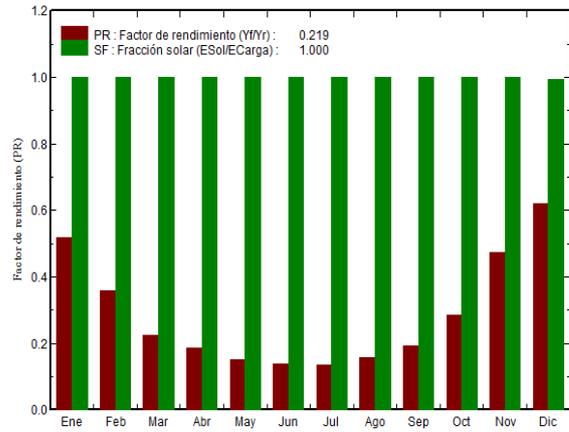


Ilustración 28: Diagramas de utilización de la energía y rendimiento

9 FASES DEL PROYECTO

9.1 Descripción de tareas

- Fase 1: Trabajos previos

Durante esta fase de 11 días de duración el ingeniero realiza la labor de investigación y documentación, además de aprender a manejar las herramientas que se vayan a utilizar más adelante como son Microsoft Excel y sobre todo PVsyst. Además también han de organizarse los recursos y el tiempo a emplear, marcándose metas y plazos intermedios.

- Fase 2: Iniciación

En esta fase el ingeniero calcula, con ayuda de Excel, un predimensionamiento del sistema para hacer una estimación de la dimensión y costes del mismo. Para ello hay que determinar la energía solar disponible y las necesidades del usuario en primer lugar. También es necesario un análisis de mercado para los componentes necesarios. Esto lleva 12 días y medio al ingeniero.

- Fase 3: Dimensionamiento

La fase que más tiempo ocupa, sin tener en cuenta la redacción del informe en sí, es en la que se calcula que componentes se van a emplear y el número de los mismos. La duración es de 14 días y medio. En esta fase se incluye, además de la determinación de paneles, baterías, regulador, inversor y cableado en PVsyst, las medidas de campo necesarias para la consecución del proyecto. Es decir, medidas del área del tejado disponible y de la inclinación, así como la observación de las sombras que pueda haber.

- Fase 4: Estudios

Durante esta fase de 10 días de duración se estudian distintas variantes del proyecto realizando simulaciones en PVsyst. Además, se hace la evaluación económica final y el análisis de rentabilidad pertinente.

- Fase 5: Redacción del informe

La redacción completa del informe dura 14 días en sí misma, reservándose tres días más para la revisión del mismo y la realización del diseño final.

- Fase 6: Montaje

El montaje de la instalación debería tardar 13 días aproximadamente. Ha de ser realizado por dos operarios, siendo uno quien se encargue del acondicionamiento y montaje de las estructuras en el tejado y el otro, electricista, quien instale todo el cableado y realice las conexiones pertinentes. La supervisión del ingeniero será

necesaria durante el transcurso de esta fase.

9.2 Diagrama de Gantt

A continuación se presentan en un diagrama de Gantt la duración de las tareas descritas en el apartado anterior. Puede verse que la duración total del proyecto son 78 días, comenzando el 1 de abril de 2018. Teniendo en cuenta como días útiles tan solo los laborables, el proyecto puede darse por finalizado el 17 de julio de ese mismo año.

BILBOKO

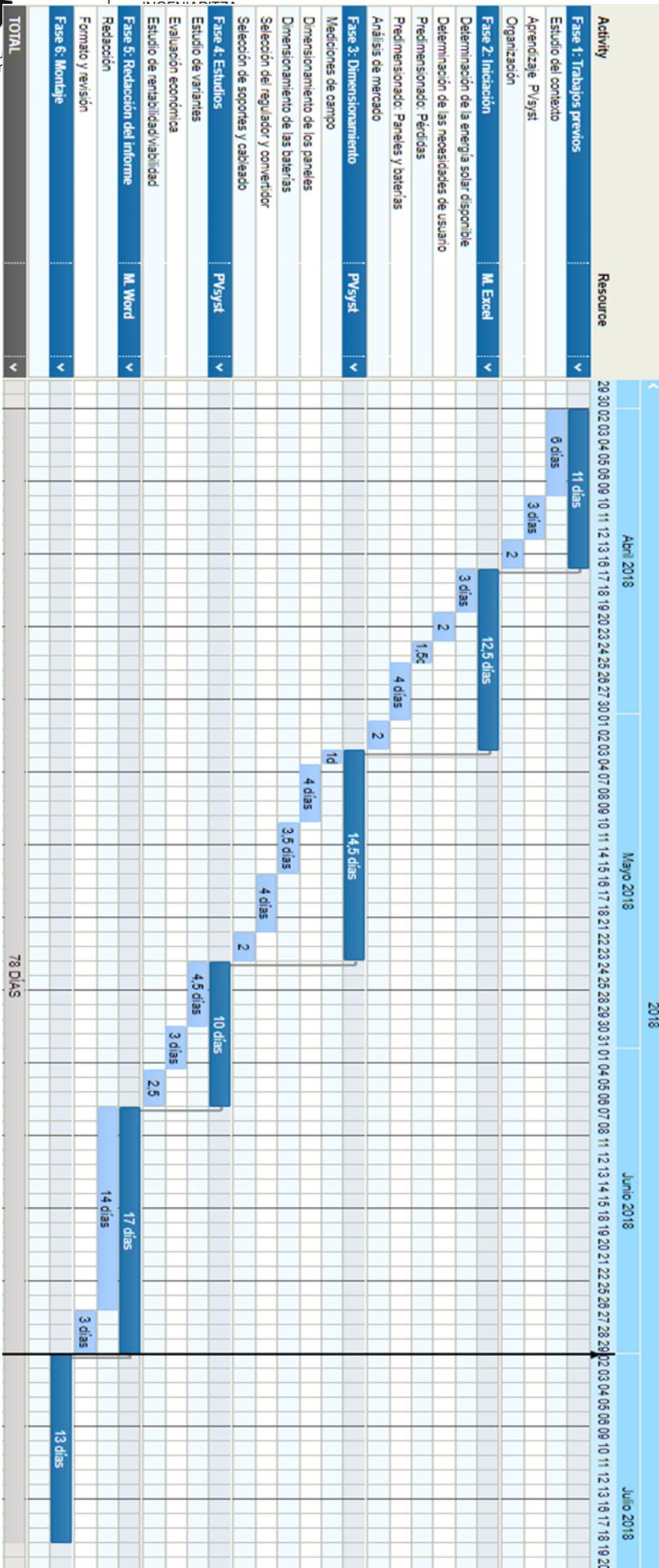


Ilustración 29: Diagrama de Gantt

10 PRESUPUESTO FINAL

En este apartado se tendrán en cuenta, además de los gastos materiales descritos en la sección de *Solución Propuesta*, los gastos de personal (operarios e ingeniero) y los gastos indirectos (electricidad, material de oficina, etc). El presupuesto final se muestra en la tabla 19.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste total (€)
Materiales			8087
Personal			2248
Ingeniero	40 h	25€/h	1000
Operarios	104 h	12€/h	1248
COSTES DIRECTOS			10335
Indirectos		7%	723,4
SUBTOTAL			11058,4
Imprevistos		3%	331,8
TOTAL			11390,2

Tabla 19: Presupuesto

Se observa que los gastos en personal representan una parte importante de los gastos materiales del proyecto, como era de esperar por las pequeñas dimensiones de la instalación. Como ya se ha dicho, dentro del coste material la mayor parte del mismo lo representan las baterías.

11 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Teniendo en cuenta únicamente los costes materiales de la instalación, en esta sección se va a analizar la rentabilidad de la propuesta. Para ello se va a suponer un tiempo de vida de 25 años, algo que aseguran los fabricantes.

Según el PVsyst, para la mencionada vida útil el precio del kilovatio hora equivaldría a 0,14 €, siendo la inversión específica de 1,15€/Wp instalado.

Para calcular lo que costaría seguir conectados a la red, se utilizan los precios de 41,156 €/kW anual contratados, y 0,12€/kWh que es una media de los últimos dos años para varias distribuidoras. Habría que tener en cuenta además varios impuestos de la factura de la luz que se ahorrarán con esta propuesta.

Para una potencia contratada de 4,6 kW y una energía consumida de 2241kWh anuales, el gasto anual sería:

Potencia contratada	Energía consumida	Total
189,3€	268,9€	458,2€

Tabla 20: Coste conexión a red

Siendo el coste de amortización anual de la nueva instalación 323€, el ahorro sería de 135€ al año. Como puede verse en el diagrama de la ilustración 30, esto significa que la instalación se amortizará en un periodo de 17 años y medio. A partir de entonces, hasta que dure la vida de los componentes, se ahorrarán esos limpiamente los 458€ anuales que se gastarían si se estuviese conectado a red. Solamente hasta esos 25 años de vida se acumulan un total de 3368 € de beneficio.

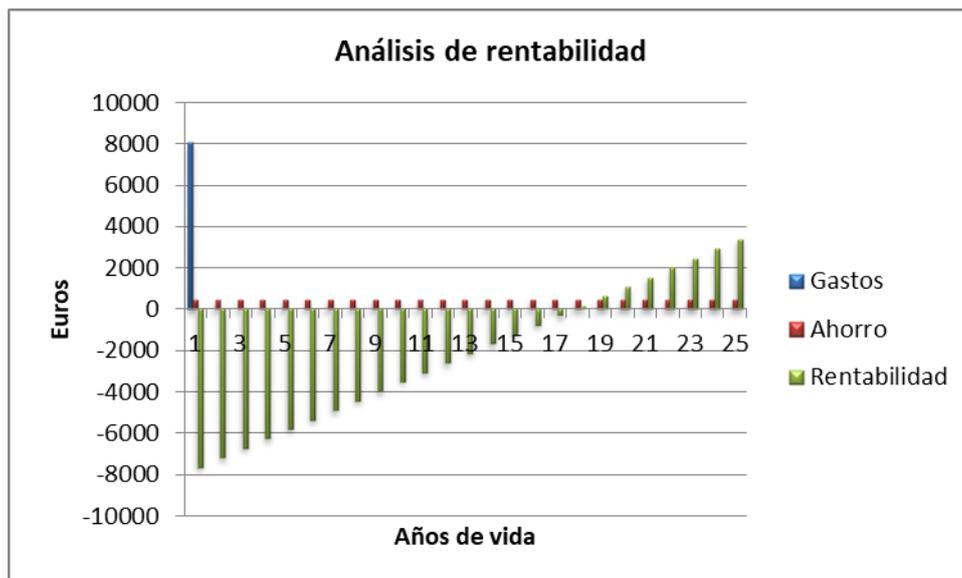


Ilustración 30: Análisis de rentabilidad de la propuesta

12 CONCLUSIONES

Las conclusiones que se extraen tras la realización del presente TFG son las siguientes:

- Pese a que el periodo de amortización del sistema es razonable, este no incluye los gastos de personal y demás extras. Por tanto, el sistema sólo será rentable si pueden ahorrarse esos gastos. Incluyendo el total del presupuesto el periodo de amortización es de 24 años, lo cual deja poco margen.
- La localización (Orduña) no es óptima para la generación fotovoltaica, y como se ha visto el gasto en baterías es grande. Sin embargo, para otra localización unas decenas de kilómetros más al sur, como podría ser Burgos, la energía solar disponible es mucho mayor. Esto reduciría de forma importante las dimensiones del sistema y por tanto el coste de los materiales.
- Además de los posibles beneficios económicos, los medioambientales como la reducción de CO₂ deberían ser los que empujaran al usuario a realizar esta inversión. De hecho, según se ve en la ilustración 31 obtenida en la simulación, para el tiempo de vida mencionado antes de 25 años se evitaría la emisión de alrededor de 40 toneladas de este gas de efecto invernadero.

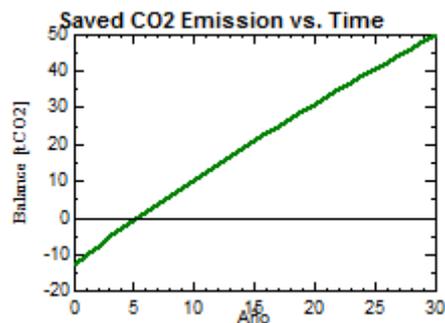


Ilustración 31: Emisiones de CO2 evitadas

- Debido a esto, queda claro que pese a que la tecnología de la generación fotovoltaica aún puede madurar más, el camino a la energía limpia y renovable ya está marcado y se está recorriendo sus primeros tramos. Queda mucho por mejorar, pero el embarcarse en un proyecto de este tipo demuestra el compromiso con el futuro del medioambiente para las próximas generaciones, lo cual es un orgullo para quienes lo hagan posible. Este aspecto tiene relevancia a la hora de decidir instalar algo como lo que se presenta en este trabajo.

13 REFERENCIAS

- [1] Apuntes de la asignatura “Generación Solar” del *Máster Universitario en Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico* impartido en la EIB
- [2] <https://autosolar.es/aerogeneradores>
- [3] <https://autosolar.es/paneles>
- [4] <https://www.cronoshare.com/blog/cuanto-cuesta-construir-una-casa-precios/>
- [5] <http://www.energiasinteligentes.com/noticias/45/resistencia-a-granizo-en-paneles-solares>
- [6] <http://www.energiza.org/solar-fotovoltaica/22-solar-fotovoltaica/627-paneles-fotovoltaicos-concepto-y-tipos>
- [7] <https://www.googlemaps.com>
- [8] <http://www.idae.es/>
- [9] <https://www.ingeteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica.aspx>
- [10] <https://opendata.aemet.es/centrodedescargas/productosAEMET>
- [11] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- [12] <https://www.tomsplanner.es/?template=new>

ANEXO 1: NORMATIVA APLICABLE

Los principales decretos con incidencia sobre la generación fotovoltaica han sido los siguientes:

- Real Decreto 2818/1998: aparecen las primeras primas por la implementación de estos sistemas, con el fin de fomentar su estudio e instalación.
- Real Decreto 436/2004: Aumentan las primas, con el objeto de instalar, al menos, 150MW de este tipo de energía.
- Real Decreto 661/2007: las primas, ahora, varían en función del Índice de Precios de Consumo (IPC) y las ventajas se estudian, máximo, cada 4 años. Objetivo de potencia instalada aumenta hasta los 371MW.
- Real decreto de autoconsumo 900/2015: se regula la legalización de las instalaciones (solares y eólicas) para la autoproducción de energía eléctrica. Incluye el denominado “impuesto al sol”, que consiste en cobrar la potencia fotovoltaica instalada (en torno a 0,09€/KW por año) en los sistemas conectados a la red. No existe una financiación pública para las grandes plantas de generación.

En el caso de los sistemas aislados, tanto normativa nacional como internacional, permiten no registrar las instalaciones. Evitando, así pagar los peajes e impuestos; pero, a su vez, renunciando a las subvenciones económicas. En este tipo de sistemas, la normativa vigente son normas no legislativas como, por ejemplo:

- Normas técnicas nacionales de transposición de normas europeas no armonizadas
- Normas UNE
- Recomendaciones de la Comisión Europea.

Existen dos documentos de carácter internacional que impulsan el autoconsumo y la reducción de emisiones de dióxido de carbono:

- 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía proceden de fuentes renovables: fija los objetivos 20-20-20, que obliga a los miembros de la Unión Europea (UE) a actuar en contra del cambio climático. El objetivo tiene por límite el año 2020 y consiste en reducir en un 20% las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), ahorrar el 20% del consumo de energía eléctrica y conseguir que el 20% de la producida sea de fuentes renovables.
- Acuerdo de París, COP21, 12/12/2015: como sustituto del Protocolo de Kioto. El objetivo marcado fue mantener la temperatura media del planeta por debajo de los 2°C, respecto a los niveles preindustriales. Para ello, se requiere aumentar la producción de energía eléctrica de fuentes renovables.

Las normas UNE que regulan estas instalaciones son:

- UNE 20460-7-712:2006: Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- UNE 206001:1997 EX: Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- UNE-EN 50380:2003: Informaciones de las hojas de datos y de las placas de

características para los módulos fotovoltaicos.

- UNE-EN 50461:2007: Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.
- UNE-EN 60891:1994: Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiación de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino. (Versión oficial EN 60891:1994).
- UNE-EN 60904-10:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- UNE-EN 60904-1:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos. (Versión oficial EN 60904-1:1993)
- UNE-EN 60904-1:2007: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos. (IEC 60904-1:2006).
- UNE-EN 60904-2/A1:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- UNE-EN 60904-2:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: requisitos de células solares de referencia. (Versión oficial EN 60904-2:1993).
- UNE-EN 60904-2:2008: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia. (IEC 60904-2:2007).
- UNE-EN 60904-3:1994: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (fv) de uso terrestre con datos de irradiación espectral de referencia.
- UNE-EN 60904-5:1996: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.
- UNE-EN 60904-6/A1:1998: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 60904-6:1997: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 60904-7:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.
- UNE-EN 60904-8:1999: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).
- UNE-EN 60904-9:2008: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 9: Requisitos de funcionamiento para simuladores solares.
- UNE-EN 61194:1997: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 61215:2006: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61345:1999: Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos (FV).
- UNE-EN 61646:1997: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo
- UNE-EN 61646:2009: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso

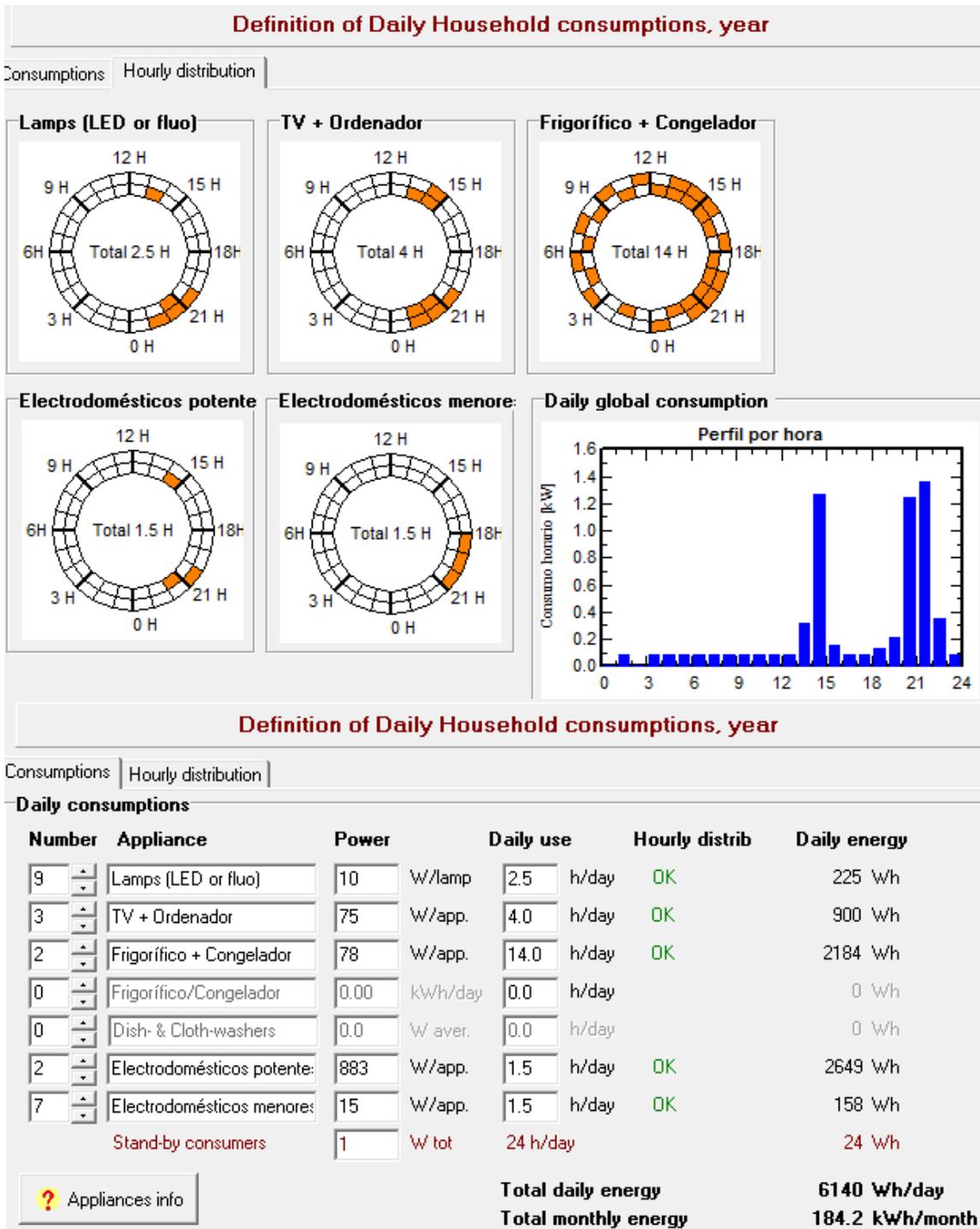
terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

ANEXO 2: CÁLCULOS EN EXCEL

(VER ARCHIVO ADJUNTO)

ANEXO 3: Resultados de la simulación en PVsyst

- Distribución horaria de consumos



- Balance económico

Proyecto y Variante de simulación			
Proyecto:	Orduña huerta SE		
Simulación:	Todo tejado SE		
Generador FV, Pnom :	7.0 kWp	Sistema:	Sistema Aislado
Módulo FV :	PS320P-24/T		

Inversión	
Módulos FV	22 unidades de 320 Wp
Soportes/Integración	
Baterías	8 de 12 V/ 239 Ah
Controlador	
Ajustes, cableado, ...	
Otros, varios...	<input type="button" value="Detalles"/>
Sustitución subestimada	
Inversión bruta, (con impuestos)	6684 €

Financiamiento	
Impuestos	<input type="text" value="21.00"/> % 1404 €
Subsidios	- <input type="text" value="0"/> €
Inversión neta	8087 €
Anualidades	<input type="text" value="323"/> € / a.
Costo de explotación	<input type="text" value="0"/> € / a.
Costo total anual	323 € / a.

Préstamo	
Duración	<input type="text" value="25"/> Años
Tasa	<input type="text" value="0.0"/> %
Factor anual 4.00 %cap/añc	

Moneda	
Europa - EU ▼	
<input type="button" value="Curso"/>	

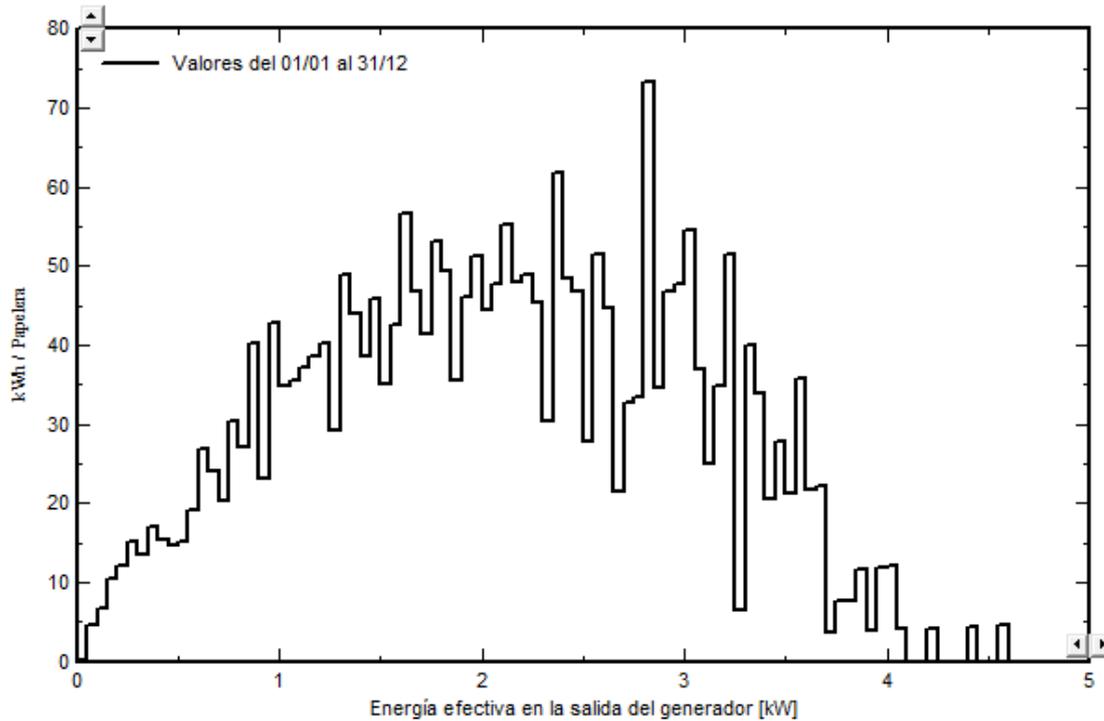
Costo de energía	
Energía solar utilizada	2240 kWh / año
Energía excedente	5870 kWh / año
Costo anual	323 € / año
Costo de energía utiliza	0.14 € / kWh

Balances y resultados principales

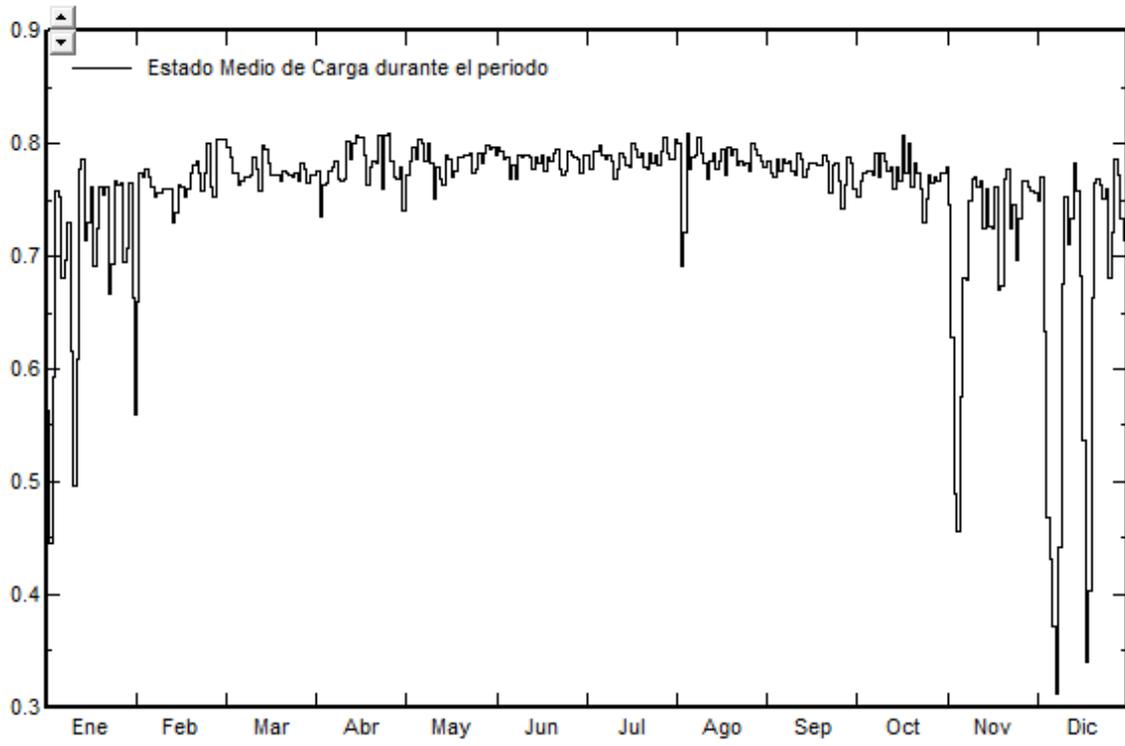
	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	46.2	47.1	0.304	0.101	0.000	0.190	0.190	1.000
Febrero	62.2	62.1	0.406	0.212	0.000	0.172	0.172	1.000
Marzo	112.2	110.5	0.717	0.510	0.000	0.190	0.190	1.000
Abril	132.6	128.7	0.814	0.610	0.000	0.184	0.184	1.000
Mayo	169.3	166.4	1.031	0.821	0.000	0.190	0.190	1.000
Junio	182.4	176.2	1.083	0.880	0.000	0.184	0.184	1.000
Julio	187.5	182.9	1.115	0.903	0.000	0.190	0.190	1.000
Agosto	165.2	159.9	0.971	0.762	0.000	0.190	0.190	1.000
Septiembre	128.4	125.9	0.772	0.569	0.000	0.184	0.184	1.000
Octubre	86.8	86.6	0.544	0.336	0.000	0.190	0.190	1.000
Noviembre	51.0	49.9	0.317	0.118	0.000	0.184	0.184	1.000
Diciembre	39.1	38.9	0.250	0.049	0.001	0.189	0.190	0.994
Año	1362.9	1335.0	8.323	5.870	0.001	2.240	2.241	0.999

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Distribución Potencia del Generador



Estado de distribución de carga diaria



Precio del PVPC en 2017 y 2018

PVPC 2017		PVPC 2018	
Precio kW	Precio kWh	Precio kW	Precio kWh
41,156 euros/kW al año	0,1205 euros/kWh	41,156 euros/kW al año	0,1175 euros/kWh

PVSYST V6.53		27/06/18		Página 1/6	
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación					
Proyecto : Orduña huerta SE					
Lugar geográfico		Orduña	País	España	
Ubicación		Latitud 42.98° N	Longitud	3.00° W	
Hora definido como		Hora Legal Huso hor. UT	Altitud	277 m	
Datos climatológicos:		Orduña	PVGIS-classic, de base terrestre ESRA, 1981-1990 - Síntesis		
Variante de simulación : Todo tejado SE					
Fecha de simulación		22/06/18 17h29			
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación 20°	Acimut	-75°	
Modelos empleados		Transposición Perez	Difuso	Perez, Meteororm	
Características generador FV					
Módulo FV		Si-poly	Modelo PS320P-24/T	Phono Solar	
Custom parameters definition		Fabricante	En paralelo 11 cadenas		
Número de módulos FV		En serie	2 módulos	Pnom unitaria	320 Wp
Nº total de módulos FV		Nº módulos	22	En cond. funciona	6.37 kWp (50°C)
Potencia global generador		Nominal (STC)	7.04 kWp	I mpp	94 A
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	68 V	Superf. célula	38.6 m²
Superficie total		Superficie módulos	42.7 m²		
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	12 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie		Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.9 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Parámetro del Sistema					
Tipo de sistema		Sistema Aislado			
Batería		Modelo	PVX-2580L		
		Fabricante	Concorde		
Características del banco de baterías		Tensión	48 V	Capacidad Nominal	478 Ah
		Nº de unidades	4 en serie x 2 en paralelo		
		Temperatura	Media entre fijo (20°C) y Exterior		
Controller		Modelo	Universal controller with MPPT converter		
		Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Convertidor		Eficiencias Máx. y EURO	97.0 / 95.0 %		
Battery management control		Threshold commands as	SOC calculation		
		Carga	SOC = 0.90 / 0.75	i.e. approx.	58.2 / 49.5 V
		Descarga	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx.	46.4 / 48.3 V
Necesidades de los usuarios :Cons. domésticos diarios					
		Constante durante el año	media 6.1 kWh/Día		

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

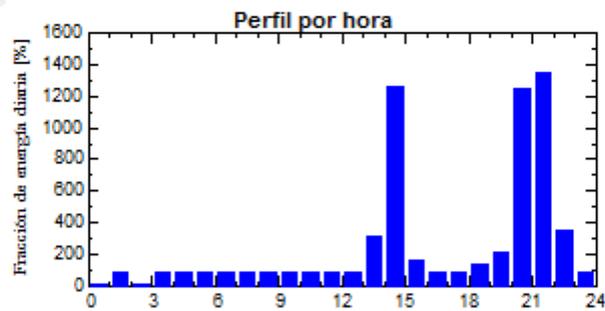
Proyecto : Orduña huerta SE
Variante de simulación : Todo tejado SE

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	PS320P-24/T	Pnom	320 Wp
Generador FV	N° de módulos	22	Pnom total	7.04 kWp
Batería	Modelo	PVX-2580L	Tecnología	errada, AGM
banco de baterías	N° de unidades	8	Tensión/Capacidad	48 V / 478 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	2241 kWh/año

Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 6.1 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lamps (LED or fluo)	9	10 W/lámpara	3 h/día	225 Wh/día
TV + Ordenador	3	75 W/art.	4 h/día	900 Wh/día
Frigorífico + Congelador	2	78 W/art.	14 h/día	2184 Wh/día
Electrodomésticos potentes	2	883 W total	2 h/día	2849 Wh/día
Electrodomésticos menores	7	15 W total	2 h/día	158 Wh/día
Consumidores en espera			24 h/día	24 Wh/día
Energía total diaria				6140 Wh/día



Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lamps (LED or fluo)	9	10 W/lámpara	3 h/día	225 Wh/día
TV + Ordenador	3	75 W/art.	4 h/día	900 Wh/día
Frigorífico + Congelador	2	78 W/art.	14 h/día	2184 Wh/día
Electrodomésticos potentes	2	883 W total	2 h/día	2849 Wh/día
Electrodomésticos menores	7	15 W total	2 h/día	158 Wh/día
Consumidores en espera			24 h/día	24 Wh/día
Energía total diaria				6140 Wh/día

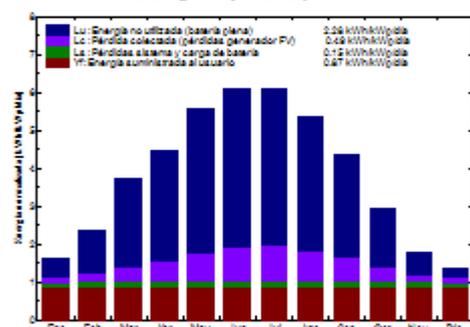
Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Orduña huerta SE
Variante de simulación : Todo tejado SE

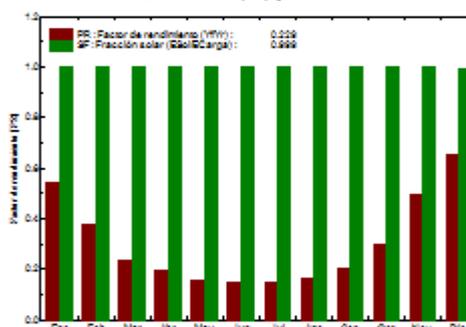
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	PS320P-24/T	Pnom	320 Wp
Generador FV	Nº de módulos	22	Pnom total	7.04 kWp
Batería	Modelo	PVX-2580L	Tecnología	errada, AGM
banco de baterías	Nº de unidades	8	Tensión/Capacidad	48 V / 478 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	2241 kWh/año

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía disponible	8.32 MWh/año	Produc. específico	1182 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	2.24 MWh/año	Exced. (inutilizado)	5.87 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	22.94 %	Fracción solar SF	99.95 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.2 %	Energía faltante	0.00 MWh/año
Inversión	Total incl. impuestos	8087 €	Específico	1.15 €/Wp
Costo anual	Anualidades (Préstamo 0.0%, 25 años)	323 €/a.	Costo de explotación	0 €/a.
Costo de energía		0.14 €/kWh		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 7.04 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Todo tejado SE
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	GlobDF kWh/m²	EHval MWh	EUused MWh	EMax MWh	EUvar MWh	ELoad MWh	SoFrac
Enero	48.2	47.1	0.504	0.101	0.000	0.190	0.190	1.000
Febrero	62.2	62.1	0.609	0.212	0.000	0.172	0.172	1.000
Marzo	110.2	110.2	0.717	0.210	0.000	0.190	0.190	1.000
Abril	120.6	120.7	0.814	0.610	0.000	0.194	0.194	1.000
Mayo	169.9	169.4	1.021	0.621	0.000	0.190	0.190	1.000
Junio	180.4	179.2	1.089	0.680	0.000	0.194	0.194	1.000
Julio	187.2	182.9	1.112	0.903	0.000	0.190	0.190	1.000
Agosto	162.2	159.9	0.971	0.760	0.000	0.190	0.190	1.000
Septiembre	129.4	122.9	0.772	0.269	0.000	0.194	0.194	1.000
Octubre	86.8	86.8	0.244	0.226	0.000	0.190	0.190	1.000
Noviembre	21.0	19.8	0.217	0.119	0.000	0.194	0.194	1.000
Diciembre	29.1	28.9	0.220	0.049	0.001	0.199	0.190	0.994
Año	1362.9	1322.0	8.222	2.869	0.001	2.240	2.241	0.999

Leyendas: GlobHor: Irradiación global horizontal EMax: Energía máxima
 GlobDF: Global efectivo, con: para US y combreados EUvar: Energía suministrada al usuario
 EHval: Energía Solar Disponible ELoad: Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUused: Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SoFrac: Fracción solar (Emitida/Carga)

Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Orduña huerta SE

Variante de simulación : Todo tejado SE

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	PS320P-24/T	Pnom	320 Wp
Generador FV	Nº de módulos	22	Pnom total	7.04 kWp
Batería	Modelo	PVX-2580L	Tecnología	errada, AGM
banco de baterías	Nº de unidades	8	Tensión/Capacidad	48 V / 478 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	2241 kWh/año

Diagrama de pérdida durante todo el año

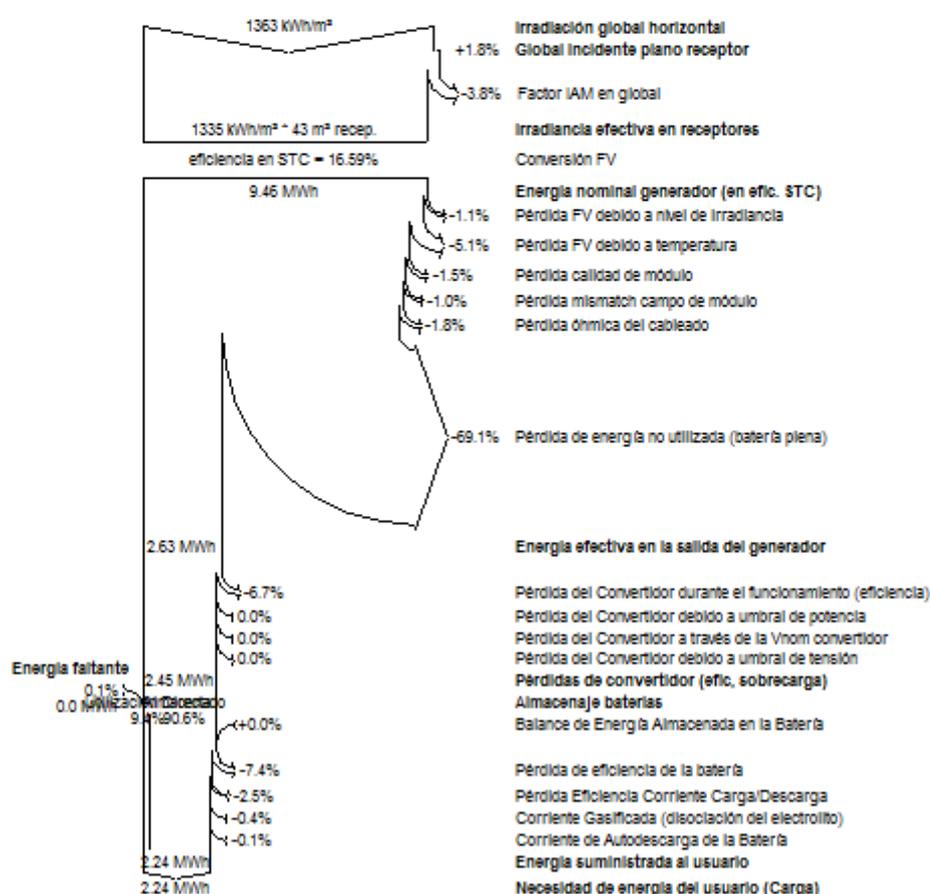
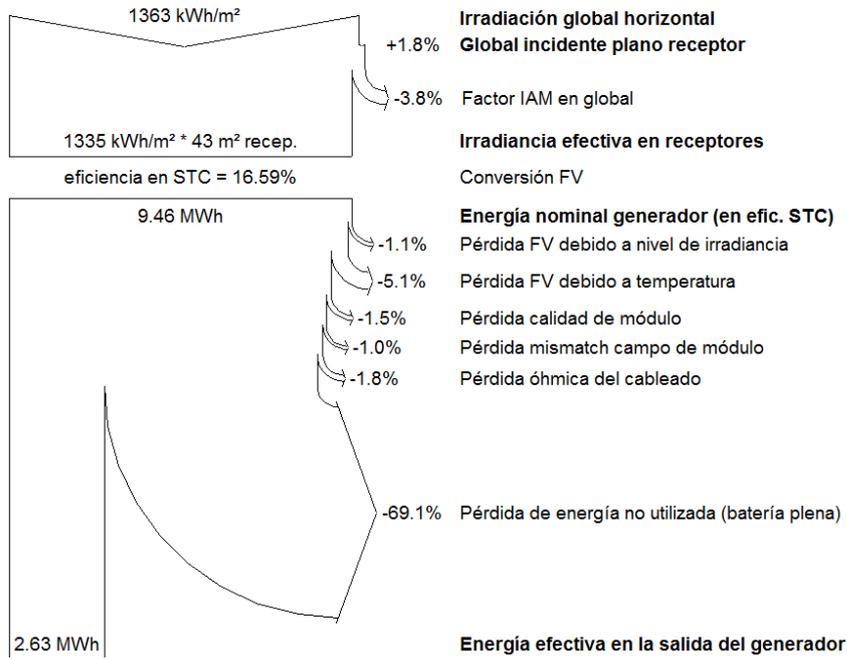


Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Aislado: Evaluación económica

Proyecto : Orduña huerta SE

Variante de simulación : Todo tejado SE

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	PS320P-24/T	Pnom	320 Wp
Generador FV	Nº de módulos	22	Pnom total	7.04 kWp
Batería	Modelo	PVX-2580L	Tecnología	errada, AGM
banco de baterías	Nº de unidades	8	Tensión/Capacidad	48 V / 478 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	2241 kWh/año

Inversión

Módulos FV (Pnom = 320 Wp)	22 unidades	121 € / unidad	2686 €
Soportes/Integración		6 € / módulo	135 €
Baterías (12 V / 239 Ah)	8 unidades	360 € / unidad	2881 €
regulador / convertidor			933 €
Ajustes, cableado, ...			68 €
Sustitución subestimada			0 €
Inversión bruta (sin impuestos)			6683 €

Financiamiento

Inversión bruta (sin impuestos)		6683 €
Impuestos sobre la inversión (IVA)	Tasa 21.0 %	1403 €
Inversión bruta (con IVA)		8087 €
Subsidios		0 €
Inversión neta (todos impuestos incluidos)		8087 €
Anualidades	(Préstamo 0.0 % sobre 25 años)	323 €/año
manten.		0 €/año
seguro, impuestos anuales		0 €/año
Provisión para remplazo batería	(tiempo de vida 4.9 años)	0 €/año
Costo total anual		323 €/año

Costo de energía

Energía solar utilizada	2240 kWh / año
Energía excedente (batería plena)	5889 kWh / año
Costo de energía utilizada	0.14 € / kWh

Sistema Aislado: CO2 Balance

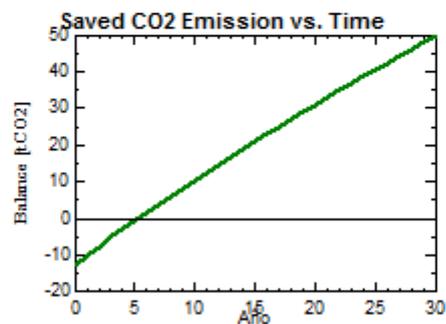
Proyecto : Orduña huerta SE
Variante de simulación : Todo tejado SE

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut	-75°
Módulos FV	Modelo	PS320P-24/T	Pnom	320 Wp
Generador FV	Nº de módulos	22	Pnom total	7.04 kWp
Batería	Modelo	PVX-2580L	Tecnología	errada, AGM
banco de baterías	Nº de unidades	8	Tensión/Capacidad	48 V / 478 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	global	2241 kWh/año

Produced Emissions	Total:	12.48 tCO2		
	Source:	Detailed calculation from table below		
Replaced Emissions	Total:	71.7 tCO2		
	System production:	8322.70 kWh/a.	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO2/kWh	Country:	Spain
	Source:	IEA List		
CO2 Emission Balance	Total:	49.7 tCO2		

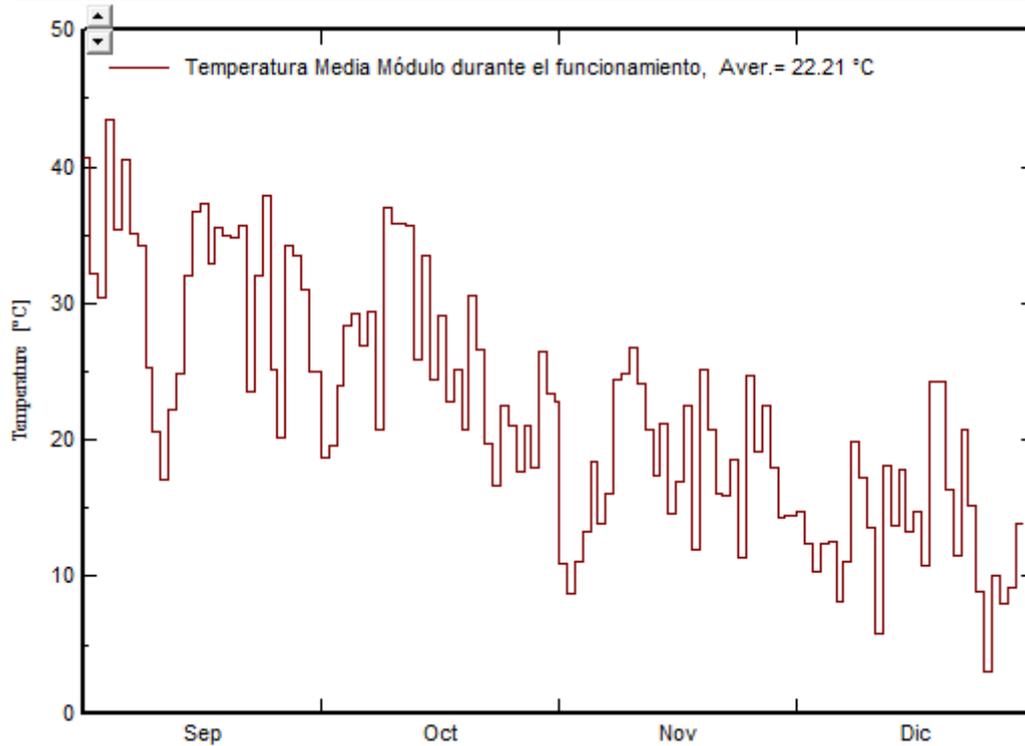
System Lifecycle Emissions Details:

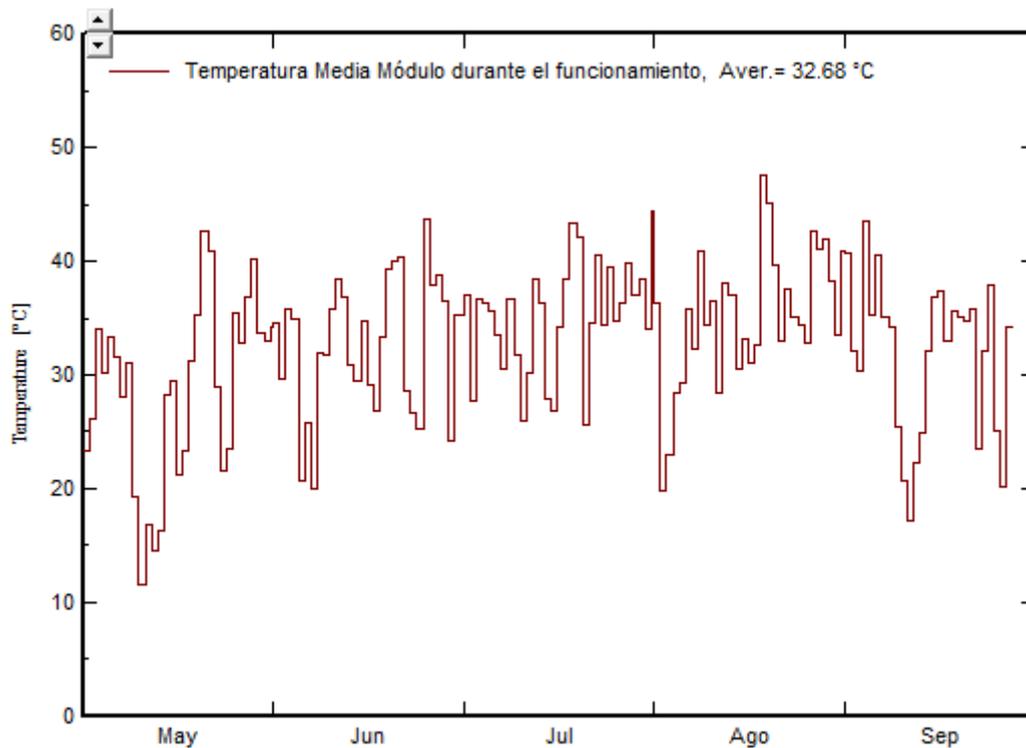
Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	7.04 kWp	220 kg
Subtotal [kgCO2]	12058	421



Utilización de Energía

	EArray	E Load	E User	SolFrac	T LOL	Pr LOL
	kWh	kWh	kWh		Hora	%
Enero	217.2	190.3	190.3	1.000	0	0.00
Febrero	208.3	171.9	171.9	1.000	0	0.00
Marzo	222.2	190.3	190.3	1.000	0	0.00
Abril	218.1	184.2	184.2	1.000	0	0.00
Mayo	224.5	190.3	190.3	1.000	0	0.00
Junio	217.8	184.2	184.2	1.000	0	0.00
Julio	226.8	190.3	190.3	1.000	0	0.00
Agosto	224.8	190.3	190.3	1.000	0	0.00
Septiembre	217.6	184.2	184.2	1.000	0	0.00
Octubre	223.5	190.3	190.3	1.000	0	0.00
Noviembre	213.1	184.2	184.2	1.000	0	0.00
Diciembre	215.2	190.3	189.1	0.994	13	1.78
Año	2629.2	2240.9	2239.7	0.999	13	0.15





Parámetros de la simulación

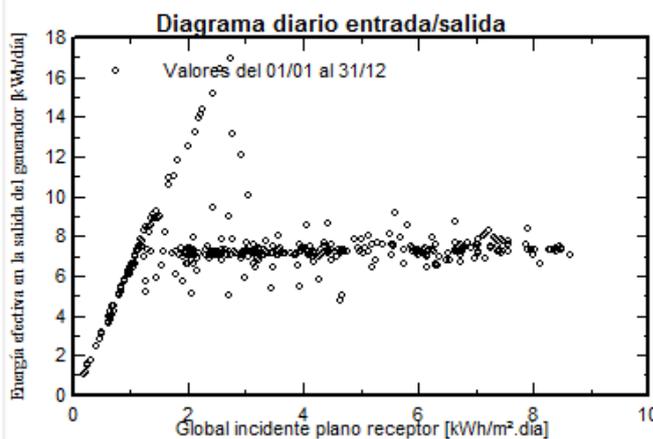
Proyecto Orduña huerta SE
 Lugar Orduña
 Tipo sistema Aislado
 Simulación 01/01 al 31/12
 (Datos climatológicos genéricos)

Sistema

PV modules	PS320P-24/T	Batería:	PVX-2580L
Nominal Power	7.04 kWp	Tensión batería	48 V
MPP Voltage	38.0 V	Capacidad total	478 Ah
MPP Current	8.5 A		

Resultados principales

Producción del Sistema	8323 kWh/a.	Prod. normalizada	0.87 kWh/kWp/día	Inversión	8087 €
Produc. específico	1182 kWh/kWp/añ	Pérdidas generador	2.78 kWh/kWp/día	Inver. especif.	1.15 €/Wp
Factor de rendimiento	0.229	Pérdidas sistema	0.15 kWh/kWp/día	Costo de energía	0.14 €/kWh



Resultados detallados

ANEXO 4: HOJAS DE ESPECIFICACIONES DE COMPONENTES

- 1. Módulos fotovoltaicos**
- 2. Baterías**
- 3. Inversor-Regulador**
- 4. Estructuras de soporte**

ABOUT PHONO SOLAR

Phono Solar Technology Co., Ltd. is one of the world's leading renewable energy product manufacturers and a well trusted brand provider. The Phono Solar brand has become synonymous with high performing, top quality photovoltaic panels that are ideal for use in large scale power plants, commercial and residential installations.



Outstanding performance in weak-light conditions



Anti-PID^[1]



Excellent temperature coefficient giving higher yields in the long term



IP68 connectors enhance the reliability of the PV system



Positive current sorting



Certified to withstand increased loads of up to 5400Pa



10-year product warranty
25-year performance warranty^[2]

Durability assured:



Salt mist corrosion resistance



Ammonia corrosion resistance



Fire test resistance



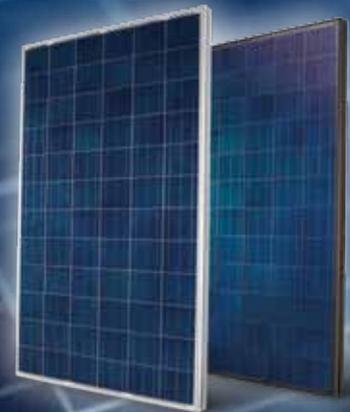
Blowing sand resistance

- Manufacturing facility certified by ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001
- Internal quality control has standards higher than both IEC and UL

- Product quality is assured through the use of branded components
- Free module recycling through PV Cycle Association membership^[3]

HIGH PERFORMANCE SOLAR MODULES

300W-325W



Diamond Series

Onyx Series



MECHANICAL CHARACTERISTICS

Solar Cells	Polycrystalline 156mm x 156mm square, 6 x 12 pieces in series
Dimension	Length: 1956mm (77.0 inch)
	Width: 992mm (39.1 inch)
	height: 45mm (1.8 inch)
Weight	24kg (52.9 lbs)
Front Glass	3.2mm toughened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Cable	4mm ² (IEC) / 12AWG (UL), 1100mm
Junction Box	IP 67 rated

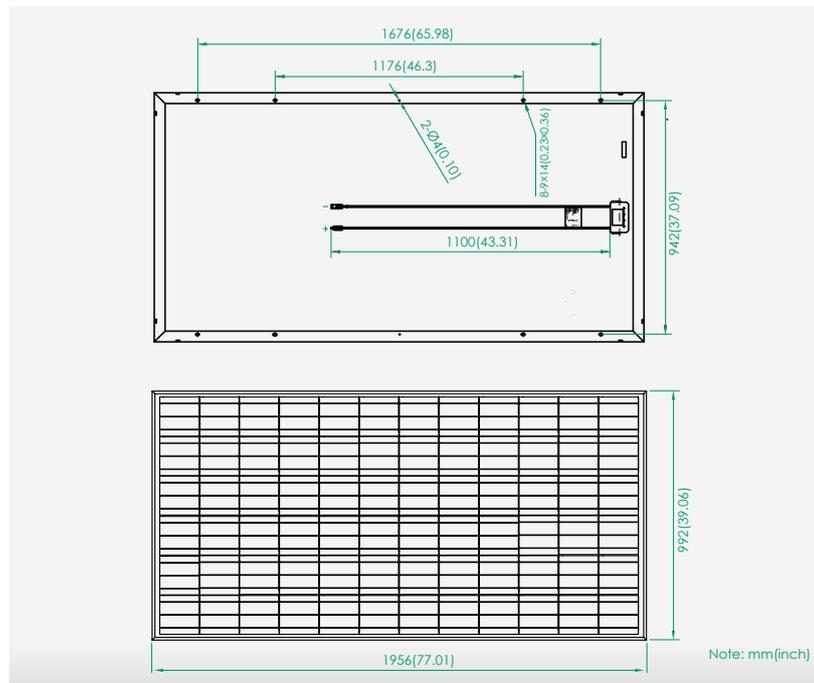
ABSOLUTE MAXIMUM RATING

Parameter	Values
Operating Temperature	From -40 to +85°C
Hail Diameter @ 80km/h	Up to 25mm
Surface Maximum Load Capacity	Up to 5400Pa
Maximum Series Fuse Rating	15A
IEC Application Class (IEC61730)	A
Fire Rating (IEC61730)	C
Module Fire Performance (UL1703)	Type 1
Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
	DC 600V (UL) / 1000V (ETL)

ELECTRICAL TYPICAL VALUES^[4]

Model	Rated Power (P _{mpp})	Rated Current (I _{mpp})	Rated Voltage (V _{mpp})	Short Circuit Current (I _{sc})	Open Circuit Voltage (V _{oc})	Module Efficiency (%)
PS300P-24/T	300W	8.24A	36.4V	8.65A	45.6V	15.46
PS305P-24/T	305W	8.35A	36.5V	8.73A	45.8V	15.72
PS310P-24/T	310W	8.45A	36.7V	8.80A	46.0V	15.98
PS315P-24/T	315W	8.56A	36.8V	8.88A	46.2V	16.23
PS320P-24/T	320W	8.65A	37.0V	8.95A	46.4V	16.50
PS325P-24/T	325W	8.69A	37.4V	8.99A	46.5V	16.70

DIMENSIONS



TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NOCT (Nominal Operation Cell Temperature)	45°C ± 2°C
Voltage Temperature Coefficient	-0.31%/K
Current Temperature Coefficient	+0.07%/K
Power Temperature Coefficient	-0.40%/K

WEAK LIGHT PERFORMANCE

Intensity [W/m ²]	I _{mpp}	V _{mpp}
1000	1.0	1.000
800	0.8	0.996
600	0.6	0.990
400	0.4	0.983
200	0.2	0.952

PACKING CONFIGURATION

Container	40' HQ
Pieces per pallet	22
Pallets per container	22
Pieces per container	484

PARTNER INFORMATION

Note: This datasheet is not legally binding. Phono Solar reserves the right to make specifications changes without notice. Further information can be found on our website: www.phonosolar.com

1. Anti-PID modules are only available upon request.
2. In compliance with our warranty terms and conditions.
3. In PV Cycle member countries only, see: www.pvcycle.org
4. Measurement conditions under irradiance level of Standard Test Conditions (STC): 1000W/m², Air mass 1.5 Spectrum, cell temperature of 25°C.



PVX-2580L SOLAR BATTERY

Sun Xtender pioneered renewable energy storage batteries for Off Grid and Grid Tied Solar and Wind Systems as well as uninterruptible power for essential appliances and machines. PVX-2580L is a deep cycle AGM battery.

Since 1987, Sun Xtender has been designing valve regulated lead acid batteries with AGM construction (VRLA-AGM). The non-spillable construction allows the battery to be used upright or on its end or side and the maintenance free AGM design means no water replenishment ever.

Utilizing pure lead calcium grids, the plates are thicker than the industry standard for longer cycle life, increased reliability and power. The low impedance AGM design allows for excellent charge acceptance and there is no current limit required with controlled voltage charging.

The complete Sun Xtender product line features proprietary PolyGuard® Microporous Polyethylene Separators, shielding the positive plates against shorting, shock or vibration. No other manufacturers offer this dual layer insulation protection feature.

Sun Xtender battery covers and containers are uniquely molded with high impact, reinforced copolymer polypropylene and are designed with thick end walls to prevent bulging. The heavy duty solid copper L Terminals are corrosion resistant and are supplied with silicon bronze nuts, bolts and washers.

All SunXtender Batteries ship Hazmat Exempt.

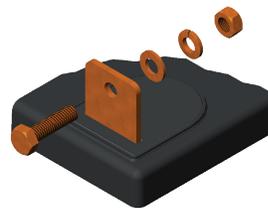
PVX-2580L Specifications

Voltage	12 Volts
Industry Reference	Group 8D
Maximum Weight	159 LB / 72.1 KG

Nominal Capacity Ampere Hours @ 25° C (77° F) to 1.75 volts per cell

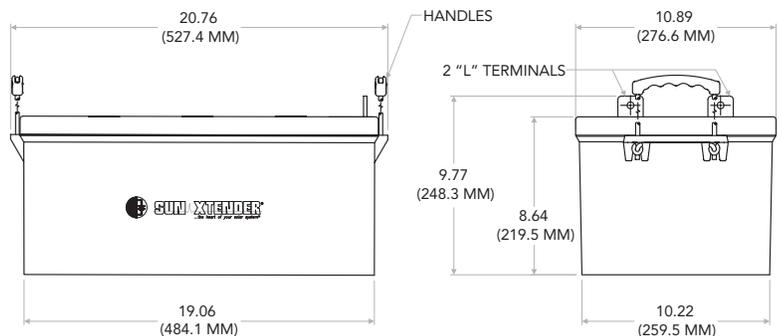
1 Hr. Rate	2 Hr. Rate	4 Hr. Rate	8 Hr. Rate	24 Hr. Rate	100 Hr. Rate
165 Ah	209 Ah	214 Ah	236 Ah	258 Ah	300 Ah

Specifications are subject to change without notice. The data/information contained herein has been reviewed & approved for general release on the basis that this document contains no export controlled information.



L Blade Terminal

Heavy duty solid copper with silicon bronze bolts, washers, and nuts. PVX-2120L & PVX-2580L are "L" Blade (solid copper) terminals.



PVX-2580L



PV1800 HM Series Inversor de Alta Frecuencia

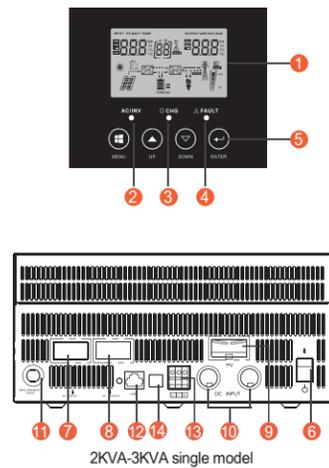
Características

- Potencia Nominal de 3kVA y 5kVA
- Onda Senoidal Pura
- Configurable desde la pantalla LCD (Modos de trabajo, estado de cargas, voltaje de baterías y de campo solar, etc.)
- Regulador MPPT de 60A u 80A según versiones
- MPPT con eficiencia máxima del 98%
- Modo de trabajo combinando la carga solar y desde generador o de red eléctrica simultánea manteniendo la potencia de salida
- Protección contra sobretensión, sobrecarga y descarga profunda
- Función de arranque en frío
- Con programa para PC (CD Incluido) para programación del Inversor
- Sistema de monitorización WiFi (opcional)
- Compatible con generadores de gasolina o diésel

Introducción:

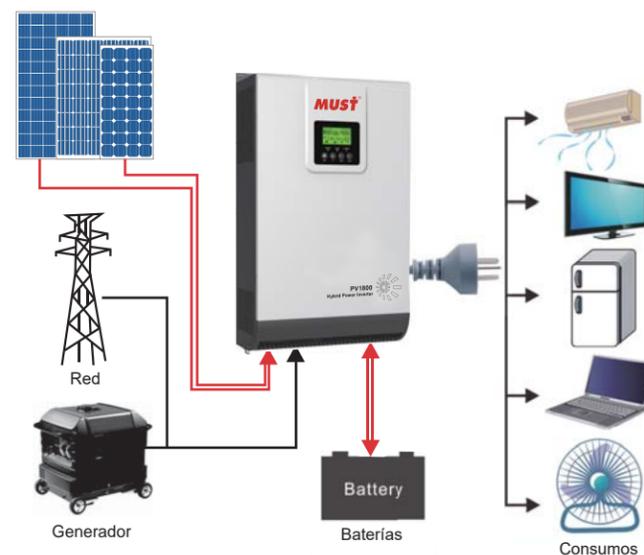
Inversor de onda pura con cargador AC y regulador de carga de tipo MPPT. Multifunción, con posibilidad de combinar al mismo tiempo los diferentes métodos de carga. Incorpora una pantalla LCD para su configuración a través de los botones que van instalados justo en la parte inferior. Es fácil y accesible para cualquier usuario, con opción de mostrar los valores de corriente de carga desde paneles solares, desde generador o red eléctrica, así como la opción de visualizar los consumos.

Información del Display LCD



- | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|
| 1. Display LCD | 10. Entrada batería |
| 2. Indicador de estado | 11. Protección entrada AC |
| 3. Indicador de Carga / Descarga | 12. Puerto de comunicación RS485 |
| 4. Indicador de fallo | 13. Contacto de libre potencia |
| 5. Botones de Navegación | 14. USB |
| 6. Botón de encendido / apagado | |
| 7. Entrada AC desde generador o Red | |
| 8. Salida AC a consumos | |
| 9. Entrada de paneles | |

Conexión del Sistema Solar



Especificaciones

MODELO	PV18-3024 HM	PV18-5048 HM	
Voltaje de Baterías del Sistema	24VDC	48VDC	
SALIDA INVERSOR	Potencia del Inversor	3000VA	
	Pico potencia	2400W	
	Tipo de Onda	6000VA	
	Regulación de Voltaje AC (Modo baterías)	Onda Senoidal Pura	
	Eficiencia del Inversor	220VAC-240VAC	
	Tiempo de Tránsito	93%	
AC ENTRADA	Voltaje Salida AC	10ms(FST- APL); 20ms(SLO)	
	Rango V. Salida (Seleccionable)	230VAC	
	Rango de Frecuencia	170-280VAC(FST) ; 90-280VAC(SLO);184-253VAC(APL)	
BATERÍA	Voltaje nominal	50Hz/60Hz (Auto programado)	
	Voltaje carga flotación	24VDC	48VDC
	Protección sobrevoltaje	27VDC	54VDC
CARGADOR SOLAR & CARGADOR AC	Voltaje máximo FV Circuito abierto	31VDC	60VDC
	Rango voltaje MPPT	145VDC	
	Consumo en stand-by	30-130VDC	64-130VDC
	Potencia entrada FV	2W	
	Corriente carga máxima FV	1500W	4000W
	Eficiencia máxima	60A	80A
	Corriente carga máxima AC	98%	
	Carga máx. combinada	30A	60A
ESPECIF. MECÁNICAS	Dimensiones (mm)	80A	140A
	Dimensiones caja (mm)	272*355*100	295*528*121
	Peso neto(kg)	540*395*241	628*425*251
	Peso paquete(kg)	11	14
VARIOS	Humedad	12	
	Temperatura funcionam.	5% a 95% Humedad relativa (sin condensación)	
	Temperatura almac.	0°C -55°C	
		-15°C -60°C	

Conexiones



Instalación integrada para cubiertas de teja

Integrada 1 columna

Artículo nº KHT915

Soporte diseñado con capacidad para 1 columna de MFV en horizontal con la misma inclinación que la cubierta existente.. (También se puede instalar en 1 fila de MFV en vertical).

Artículo	Capacidad	Tamaño de módulo	Materiales
KHT915 [1x4]	4 Módulos Fotovoltaicos Disponible de 1 a 20 módulos.	1650x1000x[35,40,45,50] 2000x1000[35,40,45,50]	Aluminio EN AW 6005A T6 Tornillería Acero Inoxidable



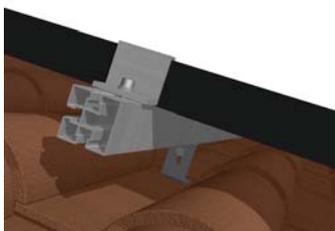
Sistema de anclaje a teja



Guía de módulos con anclaje a teja

Montaje:

Estructura atornillada,
regulable..



Condiciones de diseño:

UNE-EN 1991-1-3:2004 Cargas de nieve. 200 N/m²

UNE-EN 1991-1-4:2007 Cargas de viento. V_b: 29 m/s

Consultar la normativa vigente en el punto de instalación.

Nota:

Previamente, se tiene que comprobar que la subestructura de la cubierta es suficientemente rígida para soportar los paneles fotovoltaicos.