

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA  
INDUSTRIAL

**TRABAJO FIN DE GRADO**

***ANÁLISIS DE UNA INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA PARA EL  
AUTOCONSUMO DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA EN UNA VIVIENDA  
UNIFAMILIAR AISLADA EN ZAMORA.***

**Alumno/Alumna:** Azkue Arrondo, Ane

**Director/Directora:** Mazón Sainz-Maza, Javier

**Curso:** 2017-2018

**Fecha:** Bilbao, 28, Junio, 2018>

## **Resumen**

El objetivo del presente Trabajo de Fin de Grado es el diseño de un sistema fotovoltaico aislado que pueda convertir una casa situada en Cañizo de Campos (Zamora) energéticamente independiente. El desarrollo del proyecto se realizará con el programa PVsyst principalmente, aunque también se utilizarán cálculos en Excel, tomando los datos de diferentes fuentes oficiales.

## **Abstract**

The objective of this Final Degree Project is the study and evaluation of an isolated photovoltaic system that could make energetically independent a house located in Cañizo de Campos (Zamora). The development of the project will be carried out by the PVsyst program mainly, but will be also joined by computations in Excel, taking data from different official sources.

## **Laburpena**

Gradu Amaierako Lan honen helburua Cañizo de Campos-en (Zamora) kokatutako etxe bat energetikoki independentea bihurtzeko sistema fotovoltaikoaren ikerketa eta ebaluazioa egitea da. Proiektuaren garapena PVsyst programaz egingo da batez ere, kalkuluak Excel orrietan egingo dira, datuak iturri ofizial desberdinetik hartuz.

## Índice

|  |    |
|--|----|
| Resumen.....   | 2  |
| Abstract.....  | 2  |
| Laburpena.....   | 2  |
| Índice de tablas, ilustraciones y gráficas.....  | 6  |
| Listado de gráficas.....   | 6  |
| Listado de ilustraciones .....   | 7  |
| Listado de tablas.....   | 8  |
| Memoria.....   | 9  |
| 1. Introducción.....   | 9  |
| 2. Contexto.....   | 10 |
| Energía fotovoltaica.....  | 10 |
| Sistemas de generación fotovoltaicos .....   | 10 |
| • Células cristalinas.....   | 10 |
| • Células amorfas .....  | 11 |
| Energía fotovoltaica en España.....  | 12 |
| Caso a estudiar .....  | 13 |
| 3. Objetivos y alcance .....   | 14 |
| 4. Beneficios aportados .....  | 15 |
| Beneficios económicos.....   | 15 |
| Beneficios medioambientales.....   | 17 |
| Beneficios sociales.....   | 18 |
| Beneficios para la salud.....  | 19 |
| Beneficios técnicos .....  | 19 |
| 5. Análisis de las alternativas.....   | 20 |
| Análisis de otras energías renovables.....   | 20 |
| Energía mini eólica .....  | 20 |
| Energía minitermosolar .....   | 21 |
| Biomasa.....   | 21 |
| Análisis de las diferentes alternativas de construcción, localización y material de los paneles..... | 21 |
| Sistema conectado a red frente a sistema aislado.....  | 22 |
| 6. Descripción de la solución propuesta.....   | 24 |
| Resultados principales de la simulación.....   | 26 |
| Metodología seguida en el desarrollo del trabajo .....   | 28 |

|     |  |    |
|-----|--|----|
| 7.  | Descripción de tareas y fases. Diagrama de Gantt.....                      | 28 |
|     | Descripción de tareas y fases.....   | 28 |
|     | Fase 1 – Trabajos previos.....   | 28 |
|     | Fase 2 – Dimensionamiento del sistema.....                                 | 28 |
|     | Fase 3 – Estudios.....   | 28 |
|     | Fase 4 – Informe.....  | 28 |
| 8.  | Cálculos.....  | 31 |
|     | Estudio del contexto.....  | 31 |
|     | Determinación de las necesidades eléctricas.....                           | 33 |
|     | Energía solar disponible.....  | 34 |
|     | Estudio preliminar.....  | 37 |
|     | Estudio inicial – Sistema a 24V, capacidad 1040 Ah y potencia 2.5 kWp..... | 42 |
|     | Dimensionado del campo de captación.....                                   | 42 |
|     | Dimensionado del sistema de acumulación.....                               | 45 |
|     | Dimensionado del cableado.....   | 46 |
|     | Elección del inversor y regulador.....                                     | 47 |
|     | Estudio solución final.....  | 49 |
|     | Pérdidas.....  | 51 |
|     | Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas.....                                 | 54 |
|     | Presupuesto.....   | 55 |
|     | Comparación del coste de conexión a red con autoconsumo.....               | 58 |
|     | Comparación con el coste de otras energías.....                            | 60 |
| 9.  | Análisis de rentabilidad.....  | 61 |
| 10. | Análisis de riesgos.....   | 62 |
|     | Plan de contingencia frente a riesgos.....                                 | 63 |
|     | Conclusiones.....  | 64 |
| 1.  | Bibliografía.....  | 65 |
|     | Anexo 1: Pliego de condiciones. Normativa aplicable.....                   | 67 |
|     | Anexo 2: Cálculos.....   | 70 |
|     | 2.1- Necesidades eléctricas.....   | 70 |
|     | 2.2- Predimensionado.....  | 74 |
|     | 2.3 – Simulación.....  | 81 |
|     | 2.4 - Informe final.....   | 88 |
|     | Anexo 3: Equipamiento solución final.....                                  | 93 |
|     | Anexo 4: Alternativas.....   | 98 |



|   |     |
|---|-----|
| 4.1 - Alternativas analizadas antes de encontrar el sistema definitivo .....                  | 98  |
| Alternativa 0: Dejar la conexión a red actual.....  | 98  |
| Estudio inicial, 1º alternativa: Sistema a 48V, capacidad 1040 Ah y potencia 2.5 kWp<br>..... | 99  |
| Estudio inicial, 2º alternativa: Sistema conectado a red.....                                 | 100 |
| 2º Estudio: Sistema a 24V con dos subsistemas.....  | 101 |
| 2º Estudio, 1º alternativa: Dos subsistemas (3 y 3 paneles) con 3 días de autonomía<br>.....  | 108 |
| 2º Estudio, 2º alternativa: Dos subsistemas (3 y 2 paneles) con 3 días de autonomía<br>.....  | 110 |
| 4.2 - Alternativas analizadas después de obtener el sistema definitivo .....                  | 111 |
| 2º Estudio, 3º alternativa: Dos subsistemas (3 y 3 paneles) con 2 días de autonomía<br>.....  | 111 |
| 2º Estudio, 4º alternativa: Conexión a red + Autoconsumo .....                                | 112 |
| Sistema definitivo, 1º alternativa: 2 días de autonomía .....                                 | 114 |
| Otras alternativas (1) – Teniendo en cuenta las horas de ingeniería.....                      | 116 |
| Otras alternativas (2) - 20% de descuento.....  | 117 |

## Índice de tablas, ilustraciones y gráficas

### Listado de gráficas

|  |    |
|--|----|
| GRÁFICA 1 - Evolución costes paneles fotovoltaicos y capacidad instalada (imagen de: renewable power generation costs in 2014, IRENA)                            | 15 |
| GRÁFICA 2 - Evolución del precio medio del panel solar en Europa para diferentes tecnologías (imagen de: Renewable Power Generation Costs in 2017, IRENA)        | 16 |
| GRÁFICA 3 - Evolución del coste de la electricidad producida mediante paneles solares fotovoltaicos (imagen de: Renewable Power Generation Costs in 2017, IRENA) | 16 |
| GRÁFICA 4 - Empleos en energías renovables según la tecnología (imagen de: renewable energy and jobs annual review 2018, IRENA)                                  | 18 |
| GRÁFICA 5 - Balance de energías sistema conectado a red (imagen de: www.diariorenovables.com)  | 22 |
| GRÁFICA 6 - Irradiación global sobre plano horizontal (PVGIS)  | 34 |
| GRÁFICA 7- Irradiación captada por panel a 30º frente al ángulo óptimo (PVGIS)   | 35 |
| GRÁFICA 8 - Irradiación global y difusa sobre plano horizontal (PVSYST).   | 35 |
| GRÁFICA 9 - Predimensionado. Energía disponible frente a la necesaria (PVsyst)   | 37 |
| GRÁFICA 10 - Predimensionado. Estado de carga y LOL de las baterías (PVsyst)   | 37 |
| GRÁFICA 11 - Energía generada y no aprovechada, 30º (pvgis)  | 38 |
| GRÁFICA 12 - Estado de batería y días sin energía suficiente, 30º (pvgis)  | 39 |
| GRÁFICA 13 - Energía generada y no aprovechada, 55º (PVGIS)  | 40 |
| GRÁFICA 14 - Estado de batería y días sin energía suficiente, 55º (PVGIS)  | 40 |
| GRÁFICA 15 - Estado de batería y días sin energía suficiente, 55º, campos de captación y acumulación ampliados (PVGIS)   | 41 |
| GRÁFICA 16 - Energía producida.  | 50 |
| GRÁFICA 17 - Coste por partidas  | 56 |
| GRÁFICA 18 - Coste por componentes   | 57 |
| GRÁFICA 19 - Porcentajes del coste total de la instalación   | 57 |
| GRÁFICA 20 - Comparación coste acumulados autoconsumo y conexión a red   | 58 |
| GRÁFICA 21 - Ahorro del sistema autoconsumo propuesto frente a la conexión de red actual.  | 59 |
| GRÁFICA 22 - Comparación de la posición del sol en invierno y verano   | 81 |
| GRÁFICA 23 - Comparación irradiación horizontal en invierno y verano   | 81 |
| GRÁFICA 24 - Comparación irradiación efectiva invierno y verano  | 81 |
| GRÁFICA 25 - Energía producida   | 82 |
| GRÁFICA 26 - Producción normalizada y factores de pérdida  | 82 |
| GRÁFICA 27 - Corriente-tensión del modelo escogido y punto óptimo de funcionamiento  | 84 |
| GRÁFICA 28 - Corriente tensión en función de la temperatura y punto de funcionamiento.   | 84 |
| GRÁFICA 29- Eficiencia de los paneles en función de la temperatura.  | 85 |
| GRÁFICA 30 -Tensión y tiempo de descarga en función de la intensidad demandada.  | 85 |
| GRÁFICA 31 - Tensión e intensidad en función del estado de carga   | 86 |

## Listado de ilustraciones

|   |     |
|---|-----|
| <i>Ilustración 1 - Comparación instalación conectada e instalación aislada (imagen de: america<span>fo</span>tovoltaica.com)</i>  | 9   |
| <i>Ilustración 2 - Esquema básico de los elementos de una instalación aislada (imagen de: solarweb.net)</i>   | 12  |
| <i>Ilustración 3 - Terreno de la casa y espacio para la instalación de las placas solares (imagen de: google maps)</i>  | 13  |
| <i>Ilustración 4 - Tiempo de retorno para sistemas fotovoltaicos multicristalinos de techo (imagen de: photovoltaic electricity cost maps, European Commission, 2013)</i> | 17  |
| <i>Ilustración 5 - Instalación minieólica y solar fotovoltaica aislada en el parque de eroski en Durango, Bizkaia (imagen de: ekidom)</i>                                 | 20  |
| <i>Ilustración 6 - Instalación minitermosolar (imagen de: unisolar.mx)</i>  | 21  |
| <i>Ilustración 7 - Distribución horaria de la demanda</i>   | 26  |
| <i>Ilustración 8 - Producción energética del sistema</i>  | 26  |
| <i>Ilustración 9 - Diagrama de Gantt del TFG.</i>   | 30  |
| <i>Ilustración 10 - Conexión en paralelo de los módulos fotovoltaicos</i>   | 46  |
| <i>Ilustración 11 - Esquema de una instalación aislada con inversor 3 en 1</i>  | 48  |
| <i>Ilustración 12 - Pérdidas características del sistema de captación</i>   | 51  |
| <i>Ilustración 13 - Diagrama de pérdidas</i>  | 53  |
| <i>Ilustración 14 - Toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas</i>   | 54  |
| <i>Ilustración 15 - Consumos verano (PVsyst)</i>  | 74  |
| <i>Ilustración 16 - Consumos primavera y otoño (PVsyst)</i>   | 74  |
| <i>Ilustración 17 - Consumos invierno (PVsyst)</i>  | 75  |
| <i>Ilustración 18 - Distribución horaria consumos invierno (PVsyst)</i>   | 75  |
| <i>Ilustración 19 - Informe predimensionado con 30° (PVsyst)</i>  | 76  |
| <i>Ilustración 20 - Informe predimensionado con 30° (pvgis)</i>   | 77  |
| <i>Ilustración 21 - Informe predimensionado con 55° (PVGIS)</i>   | 78  |
| <i>Ilustración 22 - Informe predimensionado con 55° y especificaciones mayores (PVGIS)</i>  | 80  |
| <i>Ilustración 23 - Optimización anual</i>  | 83  |
| <i>Ilustración 24 - Optimización estival</i>  | 83  |
| <i>Ilustración 25 - Optimización hibernal</i>   | 83  |
| <i>Ilustración 26 - Energía efectiva a la salida del generador frente a la energía global incidente.</i>  | 86  |
| <i>Ilustración 27 - Energía diaria salida del generador</i>   | 87  |
| <i>Ilustración 28 - Estado de distribución de carga diaria</i>  | 87  |
| <i>Ilustración 29 - Diagrama pérdidas anuales sist. conectado a red.</i>  | 100 |

## Listado de tablas

|   |     |
|---|-----|
| <i>Tabla 1 - Ejemplo balance energético neto</i>  | 23  |
| <i>Tabla 2 - Energía diaria necesaria, estacional.</i>                                  | 24  |
| <i>Tabla 3 - Listado de tareas del TFG.</i>   | 29  |
| <i>Tabla 4 - Consumos estacionales</i>  | 33  |
| <i>Tabla 5 - Albedo mensual (fuente: NASA Surface Metereology and Solar Energy).</i>    | 36  |
| <i>Tabla 6 - Comparación módulos fotovoltaicos 24V.</i>                                 | 42  |
| <i>Tabla 7 - Comparación eficiencia / precio total de los módulos fotovoltaicos.</i>    | 44  |
| <i>Tabla 8 - Comparación capacidad/precio baterías.</i>                                 | 45  |
| <i>Tabla 9 - Comparación baterías solución final</i>                                    | 49  |
| <i>Tabla 10 - Pérdidas del sistema</i>  | 52  |
| <i>Tabla 11 - Presupuesto solución propuesta</i>  | 55  |
| <i>Tabla 12 - Costes anuales</i>  | 56  |
| <i>Tabla 13 - Coste electricidad energías renovables a nivel global (fuente: irena)</i> | 60  |
| <i>Tabla 14 - Matriz impacto-probabilidad para análisis de riesgos</i>                  | 63  |
| <i>Tabla 15 - Necesidades eléctricas en verano detalladas</i>                           | 70  |
| <i>Tabla 16 - Necesidades eléctricas destacables verano</i>                             | 71  |
| <i>Tabla 17 - Necesidades eléctricas destacables otoño y primavera</i>                  | 72  |
| <i>Tabla 18 - Necesidades eléctricas destacables invierno</i>                           | 72  |
| <i>Tabla 19 - Necesidades Subsistema 1</i>  | 101 |
| <i>Tabla 20 - Necesidades subsistema 2</i>  | 101 |
| <i>Tabla 21 - Comparación capacidad/precio</i>  | 101 |
| <i>Tabla 22 - Detalle coste equipamiento de la alternativa al sistema propuesto</i>     | 114 |
| <i>Tabla 23 - Inversión inicial con descuento</i>                                       | 117 |
| <i>Tabla 24 - Costes anuales con descuento</i>  | 117 |

## Memoria

### 1. Introducción

Este documento contiene el desarrollo del trabajo de fin de grado, a partir de ahora TFG, llamado “Análisis de una instalación fotovoltaica para el autoconsumo de energía eléctrica en una vivienda unifamiliar aislada en Zamora.”

El caso a estudiar se trata de un sistema fotovoltaico aislado, esto es, un sistema que no se encuentra conectado a la red eléctrica. Esta condición de aislamiento tiene varias ventajas como no depender de la red general y por tanto no sufrir las variaciones en el precio de la electricidad, pero requiere una mayor complejidad de diseño para asegurar el suministro en situaciones meteorológicas poco favorables.

En el caso de sistemas fotovoltaicos conectados a red solo es necesario el sistema de captación y un regulador-inversor, ya que la red funciona como sistema de seguridad y almacenamiento. Estos sistemas captan la radiación solar consumiéndola al momento cuando les es posible, inyectando el sobrante a la red en caso de producirse, y durante los periodos de no generación utilizan la red con normalidad. Por ello no requieren de un sistema propio de almacenamiento.

Sin embargo, los sistemas aislados funcionan desconectados de la red eléctrica general, por lo que necesitan sistemas de acumulación. Esto hace que estos sistemas tengan un mayor coste de instalación pero a su vez no tengan obligación de pagar ningún tipo de peaje, impuesto ni cuota de suministro. Además tampoco es necesario su registro en bases de datos.

En la ilustración 1 se muestran los diagramas básicos de una instalación conectada a red y una aislada para entender mejor la diferencia.

Se analizarán más adelante sus ventajas e inconvenientes en profundidad, definiendo porqué se ha optado por un sistema de estas características.

Para realizar el estudio del caso del TFG se calcularán las necesidades del cliente, se realizará un análisis de las alternativas y se realizará el diseño de la instalación, analizando al finalizar la viabilidad económica de la misma.

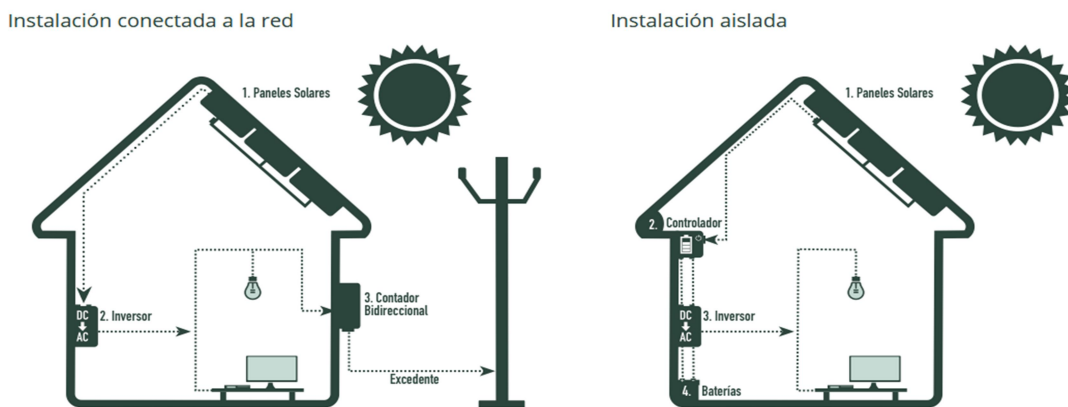


ILUSTRACIÓN 1 - Comparación instalación conectada e instalación aislada (imagen de: [americafotovoltaica.com](http://americafotovoltaica.com))

## 2. Contexto

El presente TFG estudia la viabilidad de una posible instalación fotovoltaica aislada en Cañizo de Campos, Zamora.

### Energía fotovoltaica

Antes de nada hay que definir qué es la energía fotovoltaica. Es la energía obtenida mediante la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos. [1]

Aunque el efecto fotovoltaico, gracias al que funcionan, fue descubierto por Alexandre Edmond Becquerel en el 1839 [2], fue en la década de los 50, en plena carrera espacial, cuando los paneles fotovoltaicos comenzaron a experimentar un importante desarrollo, [1] creándose en 1954 la primera célula solar funcional [3]. Hoy en día constituyen una tecnología de generación eléctrica renovable que, gracias a su forma modular, permite construir desde grandes plantas de generación hasta pequeños paneles para consumo autónomo.

### Sistemas de generación fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos están actualmente en desarrollo y tienen una gran flexibilidad, permitiendo ampliar o mejorar la instalación según se desarrollen nuevos equipamientos con mejor eficiencia o características.

El elemento principal de estos sistemas son los ya mencionados paneles fotovoltaicos. Estos son dispositivos semiconductores, generalmente de silicio, encargados de recibir la radiación solar que incide sobre ellos y convertirla en corriente continua. Aunque se pueden producir de muchos elementos, la experiencia comprobó que las celdas fabricadas con silicio tenían una vida útil frecuentemente superior a los 30 años sin ningún mantenimiento, por lo que se ha vuelto el material más común [4].

Pero dentro de los paneles solares de silicio, el proceso de transformación del mineral puede dar lugar a diferentes tipos de silicio que afectan sobre las propiedades de la placa solar. Se pueden clasificar en función del tipo de célula fotovoltaica en:

- **Células cristalinas**

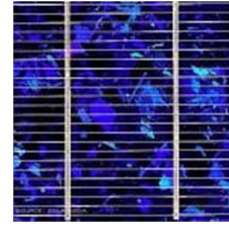
- ***Monocristalinos:***

Células de un único cristal de silicio. Tienen una mayor eficiencia en condiciones estándar (STC) lo que puede tener importancia cuando el espacio disponible es reducido. Su fabricación es lenta e implica un alto coste energético. Se recomiendan en climas fríos con tendencias a tormentas o niebla.



- **Policristalinos:**

Células con múltiples partículas de silicio cristalizadas. Su producción es más sencilla por lo que son más baratos. Normalmente son de un tono más azulado con coloración más irregular. A temperaturas elevadas presentan ventajas frente a los monocristalinos ya que en general la pérdida de eficiencia es menor. La degradación producida por la luz también les afecta en menor medida, perdiendo menos eficiencia con el transcurso de los años.



- **Células amorfas**

Llamadas también células de “capa fina”. Están compuestas de silicio sin cristalizar y su elaboración es sencilla y de fácil automatización, además se necesita poco material y los gastos energéticos son reducidos. Son adecuadas para realizar módulos flexibles pero tiene una eficiencia considerablemente menor.

[4] [5] [6]

Pero un sistema fotovoltaico aislado, como se aprecia en la ilustración 2, se compone además de los siguientes elementos [3] [7]:

- **Baterías:** Almacenan energía eléctrica mientras la generación sea mayor que el consumo para utilizarla cuando se dé la situación contraria, esto es, cuando la demanda sea superior a la producción.
- **Regulador:** Dispositivo encargado de decidir si el consumo se alimenta desde las placas o desde las baterías.
- **Inversor:** Transforma la corriente continua generada por los módulos solares a corriente alterna como la proveniente de la red. Es un elemento no obligatorio pero no incluirlo obliga a utilizar aparatos de consumo de corriente continua y voltaje idéntico al de la batería, por lo que aparece en la mayoría de las instalaciones. Existen diferentes tipos dependiendo de la finalidad, generalmente es el consumo, pero también se puede traspasar esta corriente alterna a la red para su venta.
- **Cableado:** Elemento esencial para el transporte de la energía. Es imprescindible calcular debidamente su sección y longitud para evitar pérdidas e ineficiencias en la instalación.
- **Estructura de soporte de las placas:** Aguanta la fuerza del viento evitando que arranque los paneles.
- **Protecciones y elementos de seguridad:** Aunque la mayoría de componentes ya incluyen protecciones contra sobretensiones o cortocircuitos, es recomendable incluir fusibles en el tramo entre los paneles y el regulador y a la salida de la batería, tanto hacia el consumo como hacia el inversor. Es también necesario que el circuito conste de una toma de tierra convenientemente instalada.

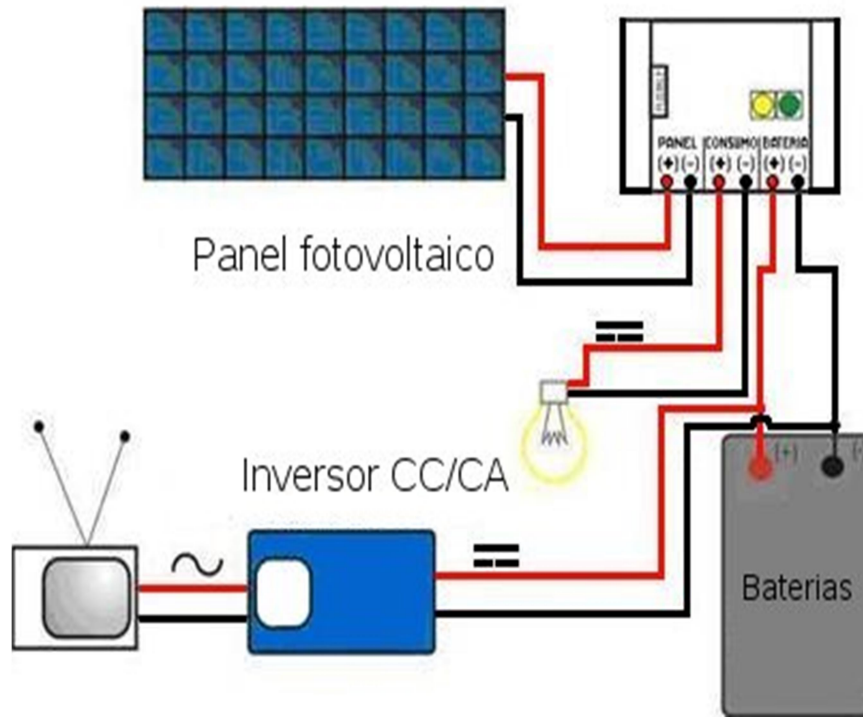


ILUSTRACIÓN 2 - Esquema básico de los elementos de una instalación aislada (imagen de: solarweb.net).

## Energía fotovoltaica en España

La primera experiencia española con la energía fotovoltaica conectada a la red eléctrica fue en 1984 cuando Iberdrola instaló una central de 100 kWp. A finales del 1995 la potencia total instalada sumaba 1,6 MW, siendo su aplicación únicamente en el ámbito de I+D [8]. Actualmente solamente en 2017 se instalaron 135 MW de nuevas instalaciones fotovoltaicas. Esta nueva potencia se reparte entre instalaciones de autoconsumo, proyectos fotovoltaicos conectados a la red y dados de alta como productores de energía eléctrica e instalaciones desconectadas de la red, sobre todo para uso agrícola y de electrificación rural [9].

Esto se debe a que las energías renovables están poco a poco jugando un papel cada vez más importante en el mercado eléctrico. El agotamiento de los recursos fósiles [10] obliga a la obtención de nuevas fuentes de generación de energía, que junto al desarrollo de la tecnología y el abaratamiento de costes que esto conlleva, hacen que la energía solar fotovoltaica esté aumentando rápidamente su campo de aplicación. En 2016 la potencia instalada de energías renovables en España representaba ya más del 45% del total nacional, ascendiendo a 47.921 MW, de los que la energía solar supone 6.974 MW (6.6%) [11].

Más concretamente en Castilla y León, comunidad donde se desarrolla el TFG, en el 2014 más del 70% de la producción energética se conseguía mediante fuentes renovables [12], siendo en 2016 la comunidad con más potencia instalada proveniente de renovables [11].



## Caso a estudiar

Concretamente en el caso del presente TFG, la casa a estudiar actualmente se abastece mediante una conexión a la red eléctrica normal. Dado a la concienciación sobre energías renovables y los constantes incrementos en las tarifas de utilización de la red eléctrica se plantea la posibilidad de aislarse de la misma mediante la instalación de placas fotovoltaicas y demás equipamiento necesario.

Además, la casa se encuentra en una zona de muy buena climatología y dispone de espacio suficiente como para instalar un sistema fotovoltaico. Se plantea la instalación de las placas solares en el tejado, zona delimitada en azul en la imagen, aunque en caso de necesitar una superficie mayor se podría plantear la utilización del jardín trasero, actualmente en desuso.



ILUSTRACIÓN 3 - Terreno de la casa y espacio para la instalación de las placas solares (imagen de: google maps)

Se ha planteado un sistema aislado ya que aunque la instalación de un sistema conectado a red tiene como ventajas la certeza de disponer siempre de energía y la reducción en costes por no necesitar un sistema de almacenamiento, se prefiere evitar futuras variaciones en el precio de la electricidad siendo completamente autosuficiente.

Otro aspecto a tener en cuenta es que este tipo de instalaciones no tienen la obligación de estar registradas ni de pagar ningún tipo de impuesto. [13].

Se trabajará con la empresa Autosolar a la hora de elegir el equipo. Esta empresa dispone de variedad de opciones permitiendo así escoger el equipo que mejor se adapte a nuestras necesidades.

### 3. Objetivos y alcance

El presente TFG pretende diseñar una instalación solar fotovoltaica que suministre energía eléctrica a una casa en Zamora en sustitución de la conexión a red general actual.

Para ello se comenzará estudiando las necesidades eléctricas del cliente, se recogerán los datos meteorológicos necesarios y se realizará un predimensionado del sistema. A partir de estos datos se entrará en la definición exacta del sistema, definiendo el campo de captación (número de ramas en paralelo y placas fotovoltaicas en serie necesarias y su modelo), sistema de acumulación (tipo y número de baterías), regulador, inversor, cableado y ubicación del sistema. A continuación se realizará un estudio de las pérdidas del sistema y se evaluará económicamente.

El objetivo principal del estudio es el ahorro económico, por ello, en el caso de no ser posible el abastecimiento de la totalidad de las necesidades con las placas solares del techo, se deberá calcular cuál será la opción económicamente más favorable. Las alternativas a estudiar en este caso son:

- Dejar la instalación conectada a red actual.
- Cubrir únicamente un porcentaje de la demanda con las placas fotovoltaicas, teniendo una parte de la instalación abasteciéndose de manera autónoma y otra abasteciéndose de la red eléctrica.
- Utilizar el patio trasero para poner más placas solares, hasta cubrir la demanda.

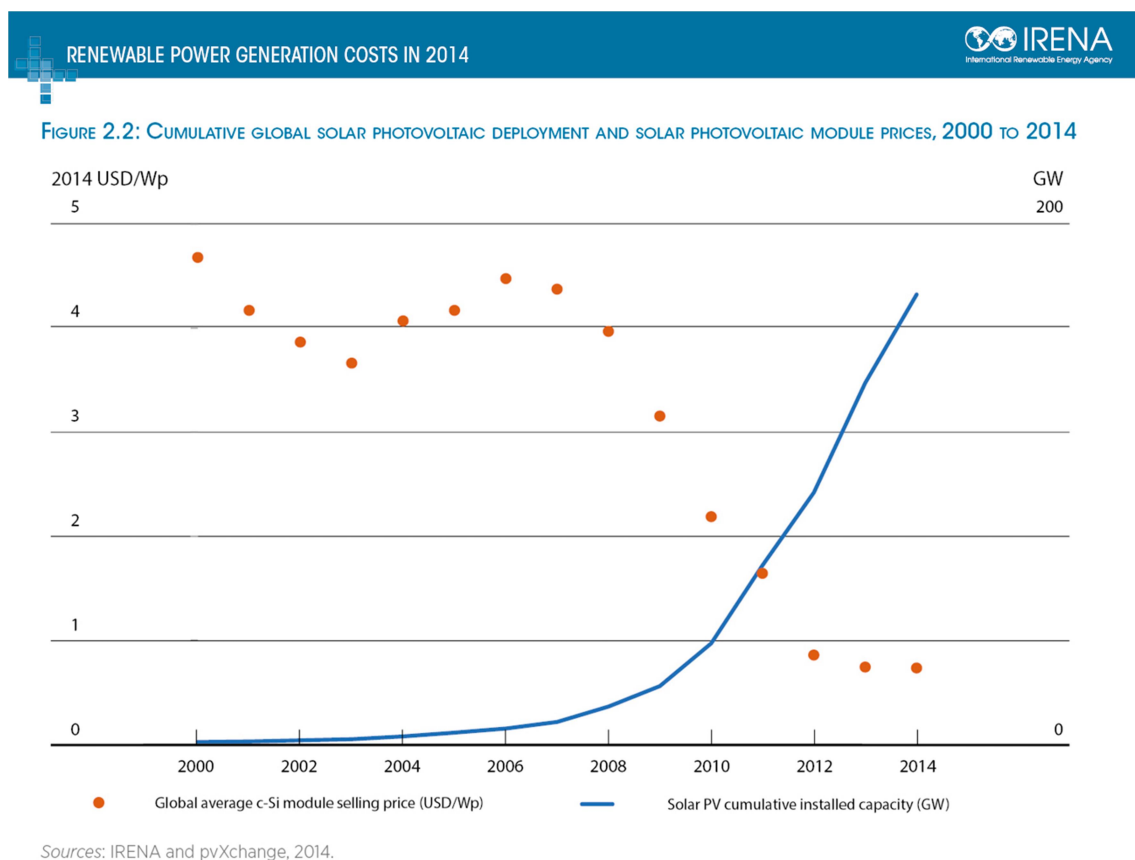
En caso de tener varias alternativas con iguales o parecidos beneficios económicos se elegirá como solución final la que mayor beneficio medioambiental presente.

## 4. Beneficios aportados

La energía fotovoltaica y el presente TFG presentan grandes beneficios en diferentes aspectos, que se presentan a continuación.

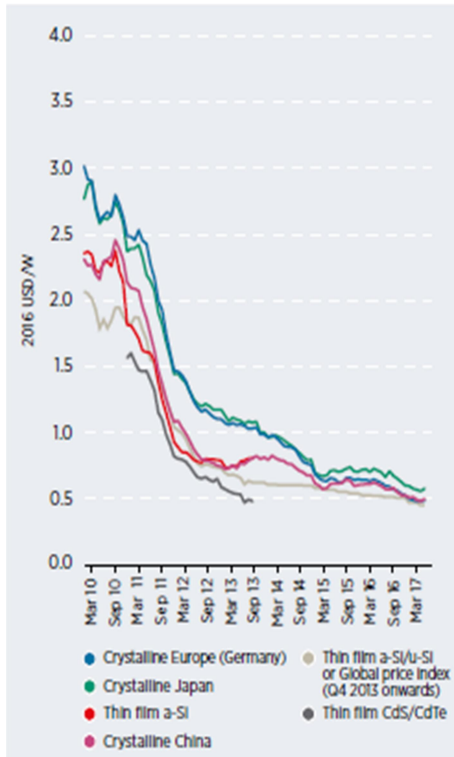
### Beneficios económicos

Las energías renovables siguen avanzando tecnológicamente cada año, volviéndose más rentables y asequibles. Como se puede ver en el siguiente gráfico, en 8 años (del 2006 al 2014) las placas fotovoltaicas presentaron un coste cuatro veces menor [14]. Más específicamente, en las instalaciones residenciales en España, según los últimos estudios que analizan la evolución del 2013 al 2017 el coste total promedio ha disminuido un 48% [15].

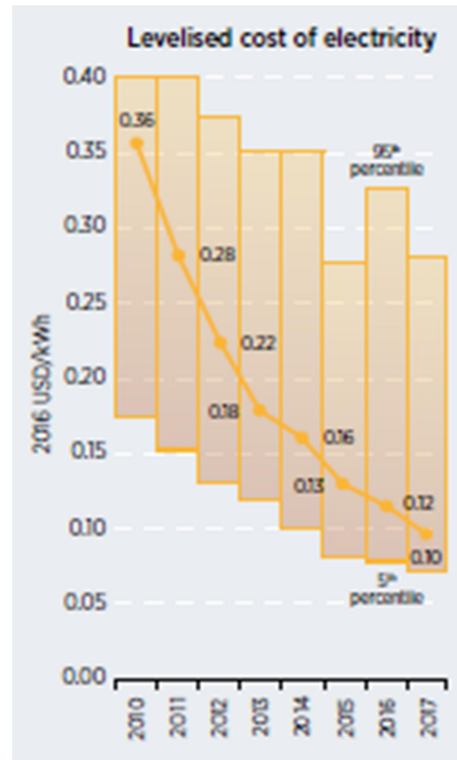


GRÁFICA 1 - Evolución costes paneles fotovoltaicos y capacidad instalada (imagen de: *renewable power generation costs in 2014*, IRENA)

Se puede ver este descenso más detalladamente en la gráfica 2, que muestra cómo los costes medios europeos del panel solar han descendido en todas las tecnologías. Esto incide directamente en los costes de la electricidad producida mediante instalaciones fotovoltaicas por lo que, como se puede ver en la gráfica 3, el coste del kWh generado con esta tecnología ha descendido notoriamente en los últimos años.



GRÁFICA 2 – Evolución del precio medio del panel solar en Europa para diferentes tecnologías (imagen de: *Renewable Power Generation Costs in 2017*, IRENA)



GRÁFICA 3 - Evolución del coste de la electricidad producida mediante paneles solares fotovoltaicos (imagen de: *Renewable Power Generation Costs in 2017*, IRENA)

Por otra parte, España es uno de los países Europeos que mayores costes tiene en la electricidad para consumo doméstico, tanto antes como después de aplicar los impuestos, situándose por encima del coste medio europeo junto con Dinamarca, Alemania, Irlanda, Bélgica, Portugal e Italia [16] [17]. Además por el progresivo agotamiento de los recursos fósiles se espera que siga subiendo. Por ello, aunque la inversión inicial a realizar para implantar un sistema fotovoltaico es todavía elevada, es una alternativa que se debe tener en cuenta.

## Beneficios medioambientales

La energía solar fotovoltaica es un recurso energético inagotable, no contaminante, silencioso, que no genera residuos y además no consume agua, ni emite CO<sub>2</sub>. Por lo que permite reemplazar las energías contaminantes de manera beneficiosa para el entorno.

Hay que tener en cuenta que aunque no emitan contaminación durante su utilización, el proceso productivo sí es contaminante. Se puede tener una idea de la contaminación procedente del proceso productivo mediante el tiempo de retorno energético (Energy Payback Time), el cual se define como el tiempo necesario para que un sistema genere tanta energía como ha sido empleada para su fabricación.

En Europa el tiempo de retorno energético para la energía fotovoltaica está entre 1 y 3,5 años, siendo en España cercano al año. Esto significa que si una célula fotovoltaica deja de funcionar antes de trabajar ese tiempo, habrá supuesto un gasto energético en vez de una fuente de energía: hubiera sido más eficiente energéticamente no haberla fabricado. Sin embargo, en caso de que alcance su vida útil media (superior a 30 años), producen electricidad limpia durante más del 95% de su ciclo de vida. [18] [19]

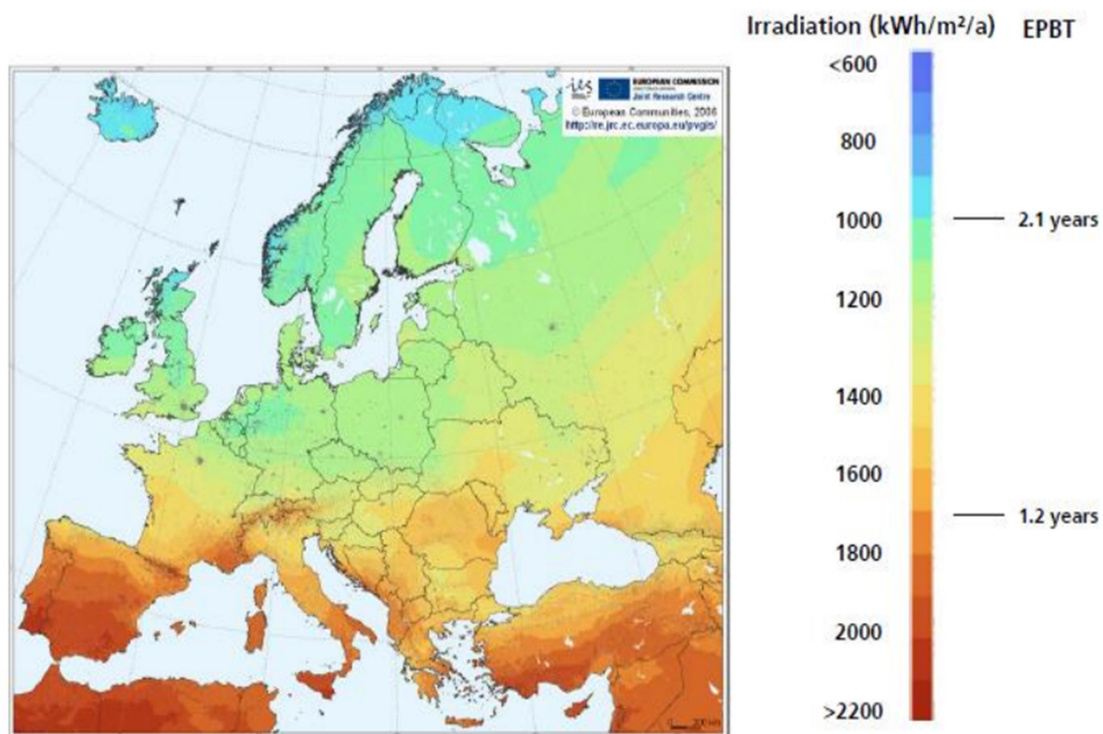
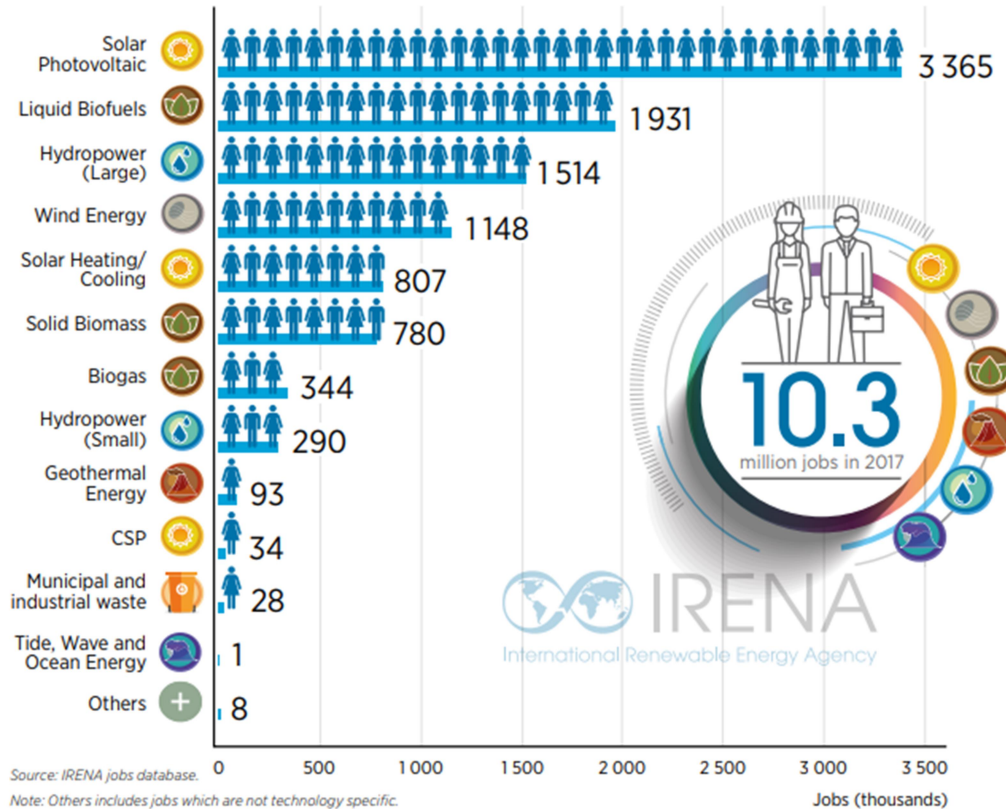


ILUSTRACIÓN 4 - Tiempo de retorno para sistemas fotovoltaicos multicristalinos de techo  
(imagen de: *photovoltaic electricity cost maps*, European Commission, 2013)

El uso de energías renovables contribuyó en 2015 y 2016 con el 64% del total de combustibles fósiles evitados, siendo un 4% de ese 64% proveniente de la energía fotovoltaica. En términos monetarios, fueron 49.7 mil millones de € evitados en costes del sector eléctrico durante 2015 y 42.4 mil millones en 2016 [20].

## Beneficios sociales

Socialmente puede servir de ejemplo a otros particulares o empresas que se estén planteando construir una instalación similar. Además, su proceso completo, desde la fabricación hasta la instalación y el mantenimiento implica niveles de cualificación profesional diferentes, favoreciendo la creación de empleo. Para ser más exactos, el empleo mundial relacionado con las energías renovables alcanzó los 10,3 millones de empleos en 2017, un aumento del 5,3% en comparación con el número del año anterior. La industria fotovoltaica fue el mayor empleador con casi 3,4 millones de empleos, un 9% más que en 2016. De esos empleos, el 3% se sitúan en Europa. [21]



GRÁFICA 4 - Empleos en energías renovables según la tecnología (imagen de: *renewable energy and jobs annual review 2018*, IRENA)

Se debería mencionar también el corto tiempo de implementación que suponen. Este factor puede ser clave en caso de sistemas de emergencia social como puede ser restablecer el suministro eléctrico tras una catástrofe natural. Esto se debe a que los sistemas fotovoltaicos permiten una rápida instalación independiente de infraestructuras de transporte y generan energía independiente del precio cambiante de los combustibles fósiles, asegurando a su vez la independencia energética de la región.

Sin ir tan lejos, en nuevas instalaciones rurales alejadas de la red puede permitir un abastecimiento energético más rápido debido a que no hace falta ampliar la red eléctrica hasta su ubicación, la energía se produce en el mismo lugar que se consume.

## **Beneficios para la salud**

Según un estudio realizado en 2014 que relacionaba en 41 países diferentes el consumo de electricidad y carbón con la salud pública, en países donde tienen una alta mortalidad infantil y baja esperanza de vida como son Algeria, Brasil, India, Indonesia, Pakistán, Perú, Sudáfrica, y Turquía, se demostró que el acceso a energía eléctrica, aún proveniente de combustibles fósiles, reduce la mortalidad infantil. La esperanza de vida sin embargo no se ve alterada.

En países con mortalidad infantil moderada, esto es en países donde la relación mortalidad infantil frente a niños nacidos vivos es menor a 1/10, predijo que un mayor consumo de carbón supone una disminución en la expectativa de vida

Además, se predijo que la mortalidad infantil aumentaría con el aumento del consumo de carbón en aquellos países con baja mortalidad infantil y alta esperanza de vida. Esto es atribuible a factores ambientales relacionados con la contaminación del aire y el agua. [22]

Con sistemas basados en energía fotoeléctrica como el planteado en este TFG se podría producir la electricidad requerida sin aumentar la contaminación del área, lo que produciría una mejora en la calidad de vida sin reducir la esperanza de vida y además, en los países mencionados anteriormente, una disminución de la mortalidad infantil.

## **Beneficios técnicos**

Este TFG permitirá demostrar la viabilidad de una instalación fotovoltaica aislada a nivel doméstico en un lugar rural, además de analizar los problemas y ventajas de la misma comparándolo con un sistema conectado a red.

Además de los beneficios ya mencionados como son su larga vida útil, la escasa necesidad de mantenimiento y su funcionamiento silencioso, hay que tener presente la reducción que supone en las pérdidas debidas al transporte. La electricidad se produce en el lugar de consumo, reduciendo el cableado y con ello las pérdidas.



## 5. Análisis de las alternativas

El análisis de alternativas ha consistido en un estudio de las diferentes fuentes de generación de energías renovables que se consideran realizables para el caso concreto del TFG permitiendo el autoconsumo. Se ha limitado a energías renovables puesto que una de las causas de ser del TFG es la concienciación medioambiental.

Dentro de todas las opciones de energías renovables, teniendo en cuenta la situación geográfica de la zona de instalación, se han investigado aquellas cuya realización sería posible. De este modo, se ha descartado utilizar energía hidroeléctrica, geotérmica, eólica, mareomotriz, y undiomotriz.

Se consideran como alternativas renovables para el autoconsumo la energía mini eólica, la minitermosolar y la biomasa.

Después, elegida la energía solar, se han analizado las diferentes alternativas de construcción, localización y material de los paneles. Por otro lado, se han analizado las diferencias entre una instalación conectada a la red y una aislada.

Respecto a las alternativas de diseño del sistema, en caso de no poder abastecer toda la demanda con las placas fotovoltaicas que se puedan colocar en el tejado, se analizan las siguientes alternativas buscando el beneficio económico a largo plazo:

- Dejar la instalación conectada a red actual.
- Cubrir únicamente un porcentaje de la demanda con las placas fotovoltaicas, teniendo una parte de la instalación abasteciéndose de manera autónoma y otra abasteciéndose de la red eléctrica.
- Utilizar el patio trasero para poner más placas solares, hasta cubrir la demanda.

### Análisis de otras energías renovables

#### Energía mini eólica

La energía minieólica es el aprovechamiento de los recursos eólicos mediante la utilización de aerogeneradores de potencia inferior a los 100 kW y área de barrido inferior a los 200 m<sup>2</sup>.

Las ventajas de esta tecnología son parecidas a la fotovoltaica ya que permite el suministro de electricidad en lugares aislados y alejados de la red eléctrica y produce electricidad en los puntos de consumo, adaptándose a los recursos renovables y a las necesidades energéticas de cada lugar. Además puede combinarse con fotovoltaica en instalaciones híbridas ya que lo que son condiciones climáticas adversas en una, suelen ser positivas en la otra. [1]

La energía minieólica fue originalmente definida por sus características para producir poca cantidad de electricidad



ILUSTRACIÓN 5 - Instalación minieólica y solar fotovoltaica aislada en el parque de eroski en Durango, Bizkaia (imagen de: ekidom)



para cubrir el consumo de los electrodomésticos o cubrir las necesidades de varios hogares con poca demanda eléctrica.

Por ejemplo, una familia estadounidense promedio utiliza 11.496 kWh de electricidad al año. Se necesitaría una turbina de unos 10 kW para cubrir su consumo total. Sin embargo un hogar promedio europeo tiene un consumo energético más ajustado, y con una turbina de 4 kW podría autoabastecerse. [23][24]

El mayor inconveniente que tiene la instalación de generadores minieólicos es el alto coste. Un generador que proporcione una potencia nominal de 3 kW supera los 6000€, a lo que hay que sumarle el resto de la instalación. [25]

### **Energía minitermosolar**

Se coloca un captador con una mini turbina en el foco de un espejo parabólico. La electricidad que genera se puede consumir inmediatamente o acumularse para su uso futuro. Además produce energía térmica utilizable en la climatización de viviendas y agua caliente sanitaria.



ILUSTRACIÓN 6 -  
Instalación  
minitermosolar (imagen  
de: unisolar.mx)

Es viable para unidades residenciales, hoteles y clínicas de tamaño mediano e instalaciones agrícolas aisladas. [26] Por lo que se descarta para una vivienda unifamiliar.

### **Biomasa**

La biomasa es la utilización de la materia orgánica como fuente energética, transformándose en calor y electricidad. Estos recursos biomásicos pueden agruparse de forma general en agrícolas y forestales. También se considera biomasa la materia orgánica de las aguas residuales y los lodos de depuradora, así como la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y otros residuos derivados de las industrias. [1]

Se descarta esta opción debido a una falta de suministro de materia orgánica utilizable.

### **Análisis de las diferentes alternativas de construcción, localización y material de los paneles**

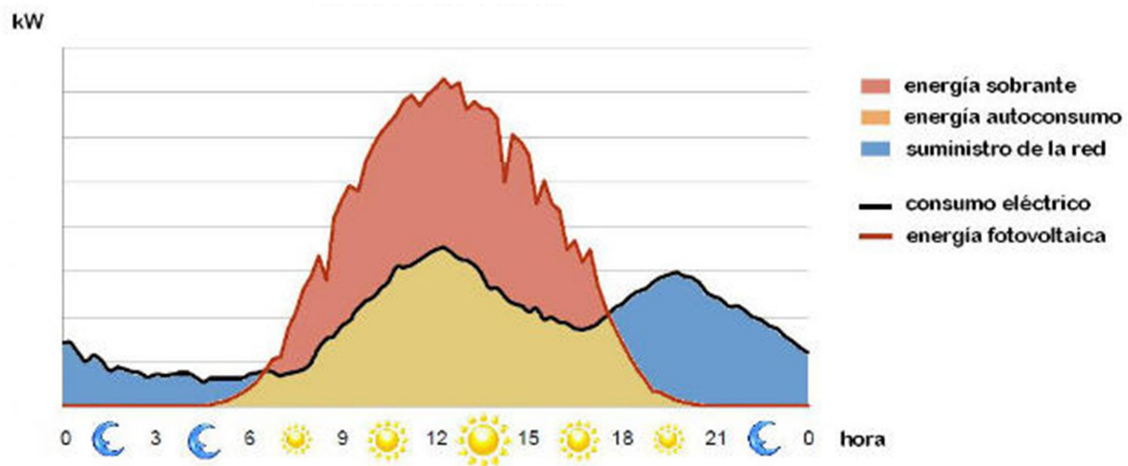
Respecto a la localización del campo de captación se ha seleccionado el tejado de la casa dado que presenta una inclinación adecuada y una superficie amplia en el lado utilizable para la instalación.

Respecto al sistema de acumulación y control se utilizará parte del garaje para su colocación. Al ser una estancia fresca y de temperatura más o menos constante a lo largo del año se considera adecuada para el almacenaje de las baterías, dado que la longevidad estática de una batería se reduce en un factor de 2 con un aumento de 10°C en la temperatura de operación respecto a la referencia de 20°C dada por el fabricante.[27]

Para elegir el material de la placa solar hay que tener en cuenta la climatología. Aunque en invierno es común tener alguna helada, es más preocupante el exceso de calor que hay durante el verano, pudiendo alcanzar 40°C de temperatura media diaria máxima en julio y agosto según datos de NASA Surface meteorology and Solar Energy. Por ello se ha elegido paneles fotovoltaicos de silicio policristalino ya que a temperaturas elevadas presentan ventajas frente a los monocristalinos. Además, como ya se ha mencionado antes, la degradación producida por la luz también les afecta en menor medida, perdiendo menos eficiencia con el trascurso de los años, lo que permitirá un mayor tiempo de vida. [4]

### Sistema conectado a red frente a sistema aislado

La principal ventaja de un sistema conectado a la red eléctrica es la fiabilidad del suministro de energía además de ser más sencillo de diseñar. Esto se debe a que se consume la energía generada por el sistema fotovoltaico pero no se almacena en ningún lugar, la red eléctrica se encarga de recoger el exceso de energía producida. Además también la suministra cuando se requiere una mayor cantidad o cuando el sistema fotovoltaico no genera, como a las noches.



GRÁFICA 5 - Balance de energías sistema conectado a red (imagen de: [www.diariorenovables.com](http://www.diariorenovables.com))

Sin embargo, en un sistema aislado, la energía sobrante durante las horas de producción se almacena en baterías de manera que se pueda disponer de ella cuando se necesite en horario de no producción.

Actualmente España no realiza un balance neto de energía en las instalaciones conectadas a red, aspecto que influye a la hora de elegir un tipo de sistema u otro.

El balance neto es el intercambio de energía entre la instalación fotovoltaica y la red mediante el que la energía dada a la red se descuenta del consumo eléctrico proporcionado por la red, de manera que los productores pagan únicamente por la energía producida por su sistema eléctrico. Esto supone que en España los productores de energía para autoconsumo que estén conectados a la red deben pagar la electricidad producida por ellos mismos, correspondiente a la amortización del sistema, y además la energía suministrada por la red en los periodos de no producción.

Un ejemplo para explicarlo más claramente:

En una instalación de autoconsumo con los siguientes consumos y producción:

TABLA 1 - Ejemplo balance energético neto

| Hora  | Consumo Real | Producción FV | Contador Compañía |
|-------|--------------|---------------|-------------------|
| 12:00 | 0,5 kWh      | 0,4 kWh       | 0,1 kWh           |
| 12:15 | 0,5 kWh      | 0,4 kWh       | 0,1 kWh           |
| 12:30 | 0 kWh        | 0,4 kWh       | -0,4 kWh          |
| 12:45 | 0 kWh        | 0,4 kWh       | -0,4 kWh          |

En el supuesto donde no se aplica el balance neto horario se registran 0,2 kWh ( $0,1 + 0,1$  kWh) de consumo y -0,8 kWh ( $-0,4 - 0,4$  kWh) de excedentes solares respecto a la compañía eléctrica. El resultado en la factura eléctrica será pagar 0,2 kWh de consumo, además de haber regalado al sistema 0,8 kWh.

En el supuesto de que se aplique el balance neto horario, al realizarse un balance horario entre la energía entrante y saliente en el contador de compañía, el resultado final es de -0,6 kWh ( $0,1 + 0,1 - 0,4 - 0,4$  kWh). Por lo tanto, en este caso la factura eléctrica indicará 0 kWh a pagar ya que se considera una demanda horaria nula cuando el valor es negativo, habiendo regalado al sistema 0,6 kWh. [28]

Otra manera de realizar este balance es económicamente. El exceso de energía se paga a una tarifa concreta, dependiendo del país. Después, mensual o anualmente se hace un balance económico entre la energía exportada o importada de la red, y el consumidor paga o recibe dinero en función de ese balance. [29]

Por esto, la primera comparación entre aislamiento o conexión a red indica que aunque la condición de aislamiento es más cara de conseguir por necesitar de un mayor equipo, el precio de la energía consumida estará solamente en función de la inversión realizada en el sistema. Mientras que en los sistemas conectados a red será la amortización del sistema más la electricidad consumida de red, con las variaciones en las tarifas que pueden conllevar.

Otra ventaja de los sistemas aislados es que para nuevas instalaciones eléctricas permite ahorrar la parte de la instalación correspondiente a las líneas de distribución, cableado y su mantenimiento. En nuestro caso, dado que la casa estudiada ya cuenta con conexión a red, esta ventaja no se aplica.

El mayor defecto actualmente es que posiblemente la energía suministrada por grandes empresas sea más barata ya que viene de la quema de combustibles fósiles.

## 6. Descripción de la solución propuesta

En este apartado se explica la solución propuesta. Para llegar hasta ella se ha partido de dos estudios diferentes y se han generado alternativas hasta obtener una solución viable. Todas las alternativas realizadas se pueden ver en el anexo 4, junto a otras que se han utilizado a modo de comparación.

La solución propuesta es un sistema de seis paneles fotovoltaicos. Este campo fotovoltaico supondrá una intensidad de 55,32 A, haciendo posible la instalación un solo inversor – regulador y sistema de acumulación.

Para el cálculo del sistema ya que el consumo a lo largo del año es bastante estable como se puede ver en la tabla 2, se ha empleado el método del mes peor, siendo este diciembre, por el que se establece que, si el sistema diseñado consigue la energía necesaria para alimentar los consumos del mes en el que menor irradiación hay, será capaz de alimentar el resto de meses.

TABLA 2 - Energía diaria necesaria, estacional.

| Energía diaria necesaria (Wh) |       |          |           |
|-------------------------------|-------|----------|-----------|
| Verano                        | Otoño | Invierno | Primavera |
| 4996                          | 4855  | 4844     | 4855      |

Introduciendo en el programa de simulación PVsyst estos consumos y su distribución horaria da una recomendación sobre la capacidad de las baterías y la potencia pico de los paneles a instalar. Tomando esa recomendación como los valores mínimos del sistema a diseñar se realizan comparaciones de eficiencia/precio en los paneles solares y capacidad/precio en las baterías suministradas por Autosolar. Una vez elegidos los componentes de mejor ratio que se ajusten al sistema se utilizan en la simulación del PVsyst, introduciéndolos en la base de datos del programa en caso de no estar definidos. De esta manera el PVsyst da cuantos paneles y baterías de los seleccionados son necesarios y se puede hacer la simulación final donde muestra las pérdidas del sistema, el factor de rendimiento y una evaluación económica entre otros.

A continuación se muestran los elementos elegidos para el sistema y los resultados principales obtenidos. Toda la información ampliada está en el apartado 8 y en los anexos 2, 3 y 4.

Por la cantidad de energía disponible se ha decidido optimizar el sistema de cara al invierno. De esta manera se asegura cubrir las necesidades durante dicha estación mientras que en las demás estaciones tampoco habrá problemas de abastecimiento ya que aumenta considerablemente la irradiación solar. Resultado de esto el campo de captación se colocará sobre el tejado con una inclinación de 55°. El azimut del sistema será el de la casa, 2°.

Para lograr un único sistema de 3 días de autonomía y sin pérdida de carga el PVsyst recomienda un sistema de acumulación con 735 Ah de capacidad mínima y un sistema de captación con una potencia pico de 2,08 kWp.

Para obtener esa potencia fotovoltaica se colocaran 6 paneles Talesun de 325 Wp en paralelo, dando una potencia pico algo menor a la recomendada pero suficiente como se puede ver en la simulación del anexo 2.3. Dichos paneles se han elegido por tener la mejor relación eficiencia/precio. Su coste total será de 1.289,88 €.

Haciendo también el análisis de costes de las baterías se encuentran dos modelos posibles, se opta por el de menor precio ya que cumple con las recomendaciones. Se utilizará la batería TUDOR ENERSOL-T de 24 V y 760 Ah siendo su coste 2.644,02 €.

Para la elección del inversor regulador se opta por un conjunto de inversor-cargador-regulador ya que se ha visto que resulta más económico que cogerlos por separado. El inversor elegido es el Must Solar tipo MPPT que aguanta 60 A de intensidad máxima, lo que deja un margen de seguridad del 10 % respecto a la intensidad máxima de los paneles, y permite una potencia fotovoltaica de 2400 Wp admitiendo picos de incluso el doble. Su voltaje mínimo de trabajo es de 30 V, los paneles elegidos tienen una salida en condiciones STC de 37,4 V por lo que no será problema. Su precio es de 446,87 €.

Se ha realizado también el dimensionamiento del cableado, para el que es necesario saber dónde se van a colocar los diferentes elementos del sistema.

Por el precio de las estructuras se ha decidido colocar los 6 paneles seguidos en una única estructura inclinada 25° sobre el tejado, que aportará los 30° restantes. El lugar de colocación será justo sobre el garaje, donde se situarán los inversores y baterías del sistema, de manera que se reduzca el cableado.

Respecto al cableado, se necesitará algo de cable extra para realizar la unión en paralelo de los paneles además del que viene con ellos. El tipo de cable necesario es de 4 mm<sup>2</sup> de sección, dato dado por el fabricante, pero se utilizará de 6 mm<sup>2</sup> debido a que es el menor tamaño vendido por Autosolar. Se calcula que será suficiente con 12 m.

Para conectar la generación con el inversor serán necesarios 10 m (5 m por cada fase para llevar del tejado al garaje) de cable unifilar de 10 mm<sup>2</sup> y para conectar el inversor con las baterías serán necesarios 3 m (1,5 m por cada fase) de sección 25 mm<sup>2</sup>, se requiere una mayor sección ya que al disminuir el voltaje aumenta la intensidad.

Además hay que tener en cuenta otros componentes necesarios como los repartidores Legrand para realizar la conexión en paralelo, de los que se necesita solamente 1, y 8 conectores para extender el cable saliente de los paneles.

**Resultados principales de la simulación**

El sistema tiene unas necesidades eléctricas de 4844 Wh/día durante el invierno con la siguiente distribución horaria.

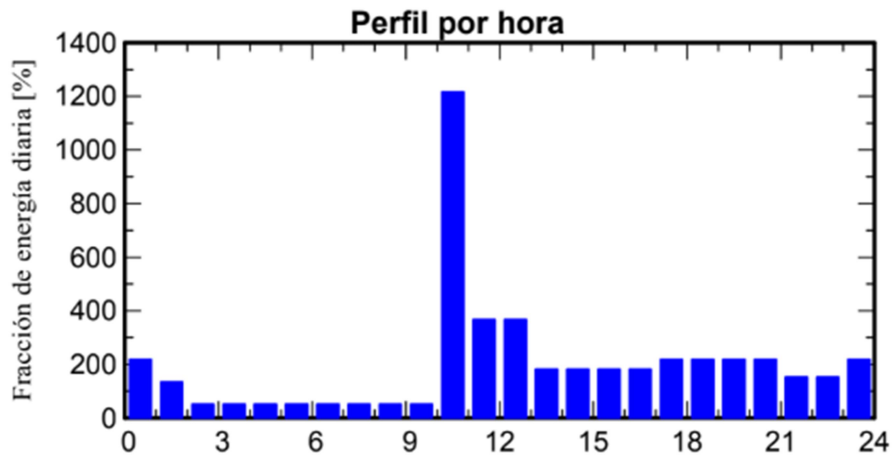


ILUSTRACIÓN 7 - Distribución horaria de la demanda

Con el sistema propuesto la energía generada es suficiente para cubrir las necesidades, como se puede ver en la siguiente ilustración, pero en invierno es bastante cercana a la demandada por lo que no se puede quitar ningún panel.

**Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1950 Wp**

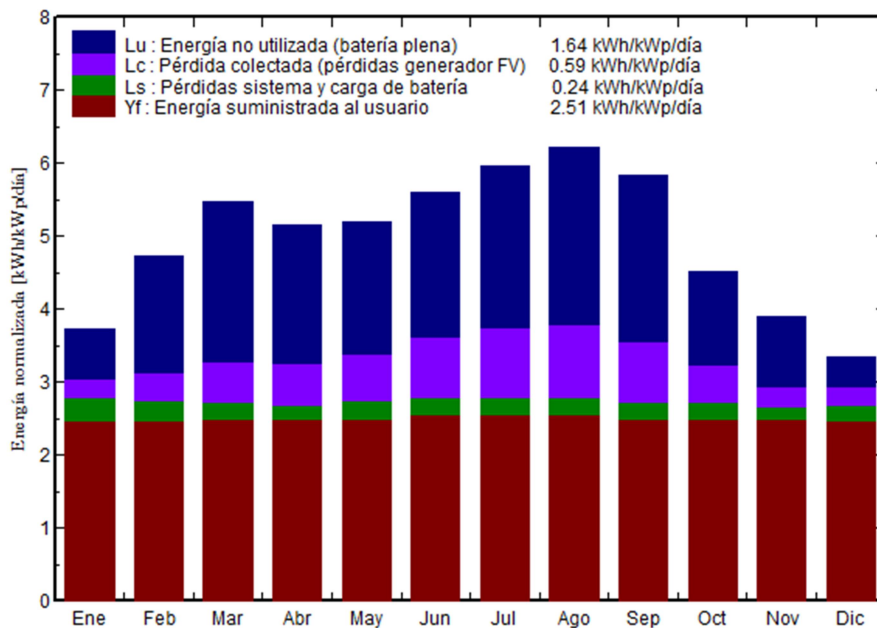


ILUSTRACIÓN 8 - Producción energética del sistema

Este sistema tiene un factor de rendimiento del 50,41% y un 37,4% de pérdida de energía por encontrarse las baterías llenas, aunque esto no produce falta de energía.

Otro aspecto a destacar es el coste de la instalación. Éste se ha presupuestado en 6.356,88 € la inversión inicial y 13.037,64 € de gasto total después de 25 años, debido al coste de mantenimiento y cambio de baterías. Se recomienda alargar la vida útil del sistema hasta los 31 años para aprovechar correctamente el último cambio de baterías que se realiza. De esta manera el coste solo aumenta en 851 €, situándose en un total de 13. 888,49 € para los 31 años y haciendo el sistema rentable para ese periodo de tiempo.

Junto con otra de las alternativas que es una variante de esta solución y se menciona más adelante es la única opción para consumir energía limpia sin perder dinero. Hay que tener en cuenta que el coste de mantener la conexión a red actual se ha estimado en 12.854,39 € para 25 años y 16.065,08 € para 31, por lo que si el sistema instalado supera esa cifra se perdería dinero.

## Metodología seguida en el desarrollo del trabajo

### 7. Descripción de tareas y fases. Diagrama de Gantt.

El presente TFG se ha realizado en 4 fases que se describen, junto con sus tareas a continuación. También se muestra una tabla con las fechas estimadas de cada tarea, así como su representación en el diagrama de Gantt.

#### Descripción de tareas y fases.

##### Fase 1 – Trabajos previos

Durante esta fase se reúnen todos los datos necesarios como son las necesidades del usuario, las características del caso a estudiar y la energía solar disponible. Con ello se realiza un primer dimensionamiento, se analiza y se establecen los criterios en los que basarse para la siguiente fase. Acabar esta fase supone un hito ya que dará comienzo al dimensionado del sistema, momento en el que todos los datos básicos tienen que estar perfectamente definidos.

##### Fase 2 – Dimensionamiento del sistema

En esta fase se calcula detalladamente las diferentes partes del sistema. Gracias a los datos ofrecidos por la empresa Autosolar y comprobando con el programa PVsyst que los aparatos seleccionados y que los cálculos realizados sean correctos, se determinan los sistemas de captación y almacenamiento, el regulador y controlador del sistema, además del cableado necesario.

##### Fase 3 – Estudios

Junto a los datos proporcionados por Autosolar y la ayuda del PVsyst se calculan las pérdidas del sistema. A continuación, con el Excel, se realiza el presupuesto del diseño realizado y un estudio de viabilidad del mismo. De no salir viable se plantearán diferentes alternativas hasta dar con la solución final.

##### Fase 4 – Informe

Por último, con toda la información obtenida se realiza el informe que recoge el desarrollo y resultados del TFG. Se ha dividido esta fase en tres tareas ya que la dedicación dada al informe en cada fase varía. No se redacta únicamente cuando todos los cálculos están hechos si no que se desarrollará a la vez que el propio TFG. Por eso, a la primera fase se le ha denominado seguimiento del proyecto, ya que tratará simplemente de documentar lo realizado. Tras finalizar las tres primeras fases se podrá empezar la redacción del documento final, en el que se mostrarán las alternativas dadas durante la ejecución del TFG. Tras la redacción del informe el trabajo ya estaría terminado, por eso se ha colocado ahí el segundo hito, aunque para asegurarse de que todo está correcto es necesaria una última comprobación de todo el documento.

En la siguiente tabla se definen las fechas de inicio, fin y duración (en días) de las fases y tareas aquí descritas.



TABLA 3 - Listado de tareas del TFG.

| Id | EDT | Nombre de tarea                              | Duración       | Comienzo            | Fin                 | Predecesoras |
|----|-----|--|----------------|---------------------|---------------------|--------------|
| 1  | 1   | <b>Fase 1 - Trabajos previos</b>             | <b>12 días</b> | <b>mar 10/04/18</b> | <b>mié 25/04/18</b> |              |
| 2  | 1.1 | Estudio del contexto                         | 4 días         | mar 10/04/18        | vie 13/04/18        |              |
| 3  | 1.2 | Determinación de las necesidades eléctricas  | 3 días         | lun 16/04/18        | mié 18/04/18        | 2            |
| 4  | 1.3 | Determinación de la energía solar disponible | 1 día          | jue 19/04/18        | jue 19/04/18        | 3            |
| 5  | 1.4 | Predimensionado                              | 4 días         | vie 20/04/18        | mié 25/04/18        | 4            |
| 6  | 1.5 | Hito 1                                       | 0 días         | mié 25/04/18        | mié 25/04/18        | 5            |
| 7  | 2   | <b>Fase 2 - Dimensionado del sistema</b>     | <b>7 días</b>  | <b>jue 26/04/18</b> | <b>vie 04/05/18</b> | <b>6</b>     |
| 8  | 2.1 | Busqueda de información                      | 3 días         | jue 26/04/18        | lun 30/04/18        | 6            |
| 9  | 2.2 | Campo de captación                           | 1 día          | mar 01/05/18        | mar 01/05/18        | 8            |
| 10 | 2.3 | Sistema de acumulación                       | 1 día          | mar 01/05/18        | mar 01/05/18        | 8            |
| 11 | 2.4 | Regulador                                    | 1 día          | mié 02/05/18        | mié 02/05/18        | 9;10         |
| 12 | 2.5 | Convertidor                                  | 1 día          | mié 02/05/18        | mié 02/05/18        | 9;10         |
| 13 | 2.6 | Cableado                                     | 2 días         | jue 03/05/18        | vie 04/05/18        | 12;11        |
| 14 | 3   | <b>Fase 3 - Estudios</b>                     | <b>14 días</b> | <b>lun 07/05/18</b> | <b>lun 18/06/18</b> | <b>13</b>    |
| 15 | 3.1 | Pérdidas eléctricas                          | 1 día          | lun 07/05/18        | lun 07/05/18        | 13           |
| 16 | 3.2 | Evaluación económica                         | 2 días         | mar 08/05/18        | mié 09/05/18        | 15           |
| 17 | 3.3 | Estudio de viabilidad                        | 2 días         | jue 10/05/18        | vie 11/05/18        | 16           |
| 18 | 3.4 | Análisis de alternativas                     | 7 días         | mié 06/06/18        | jue 14/06/18        | 17           |
| 19 | 3.5 | Elección de la solución final                | 2 días         | vie 15/06/18        | lun 18/06/18        | 18           |
| 20 | 4   | <b>Fase 4 - Informe</b>                      | <b>40 días</b> | <b>mar 10/04/18</b> | <b>mié 27/06/18</b> |              |
| 21 | 4.1 | Seguimiento del proyecto                     | 33 días        | mar 10/04/18        | lun 18/06/18        |              |
| 22 | 4.2 | Redacción del informe                        | 5 días         | mar 19/06/18        | lun 25/06/18        | 21;19        |
| 23 | 4.3 | Hito 2                                       | 0 días         | lun 25/06/18        | lun 25/06/18        | 22           |
| 24 | 4.4 | Comprobación final                           | 2 días         | mar 26/06/18        | mié 27/06/18        | 23           |

Se puede apreciar un gran salto temporal desde la tarea 3.3 hasta el inicio de la tarea 3.4, esto es debido a que se ha tenido en cuenta el periodo de exámenes, durante el cual no se avanzará en el TFG.

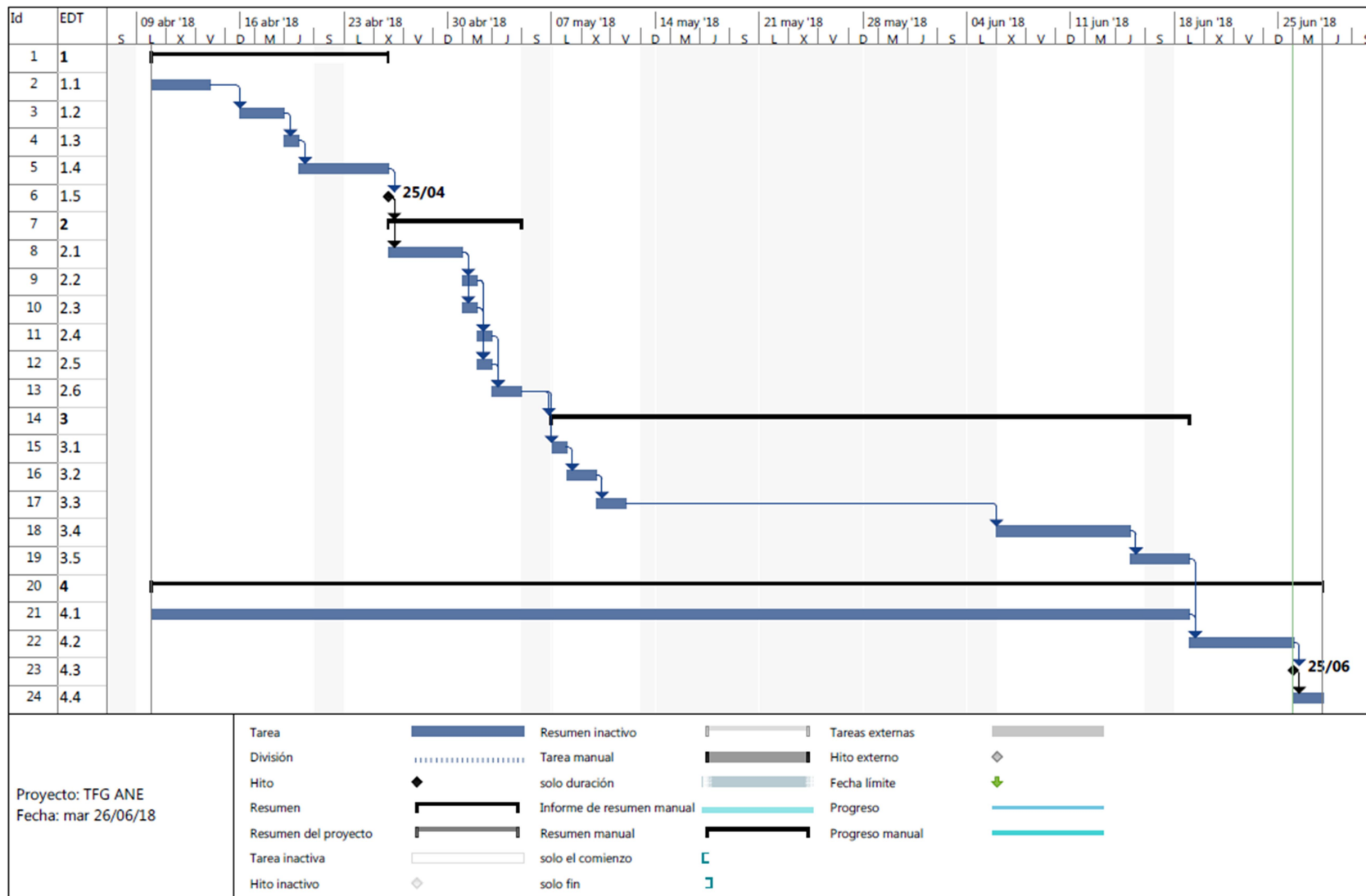


ILUSTRACIÓN 9 - Diagrama de Gantt del TFG.

## 8. Cálculos

En este apartado se describe el proceso seguido en la realización del presente TFG. Para la realización de los cálculos se ha usado principalmente el programa PVsyst aunque algunos cálculos previos se han realizado en Excel.

La solución propuesta no se ha alcanzado de manera lineal, si no que ha sido un proceso iterativo analizando los resultados obtenidos en diferentes estudios y sus alternativas hasta alcanzar la solución. Estas alternativas se encuentran recogidas en el anexo 4.1.

En este apartado se explica el trabajo previo realizado, a continuación se muestra detalladamente el primer estudio realizado y después la solución final. Debido a que la resolución de todos los estudios y alternativas se ha desarrollado de la misma manera, se ha optado por explicarlo correctamente la primera vez y después mencionar únicamente los resultados de los cálculos.

### Estudio del contexto

Como se ha establecido en el cronograma de tareas a realizar, se empieza realizando un estudio del contexto. En él se describe la situación actual del caso a analizar, se exponen los datos básicos del diseño como son los ángulos de inclinación, orientación y espacio disponible para el futuro cálculo de la energía disponible.

La vivienda a estudiar está situada en Cañizo de Campos, Zamora. Concretamente en las coordenadas:

Latitud: 41.768º      Longitud: -5.505º

La casa estudiada tiene una planta de 9 m x 18 m, el tejado tiene una inclinación de 30º y está en el centro de la casa, por lo que las medidas del lado utilizable del tejado de la casa son 5,2 m x 18 m. Lo que hace una superficie útil de 93,6 m<sup>2</sup> para la instalación de las placas sobre el tejado.

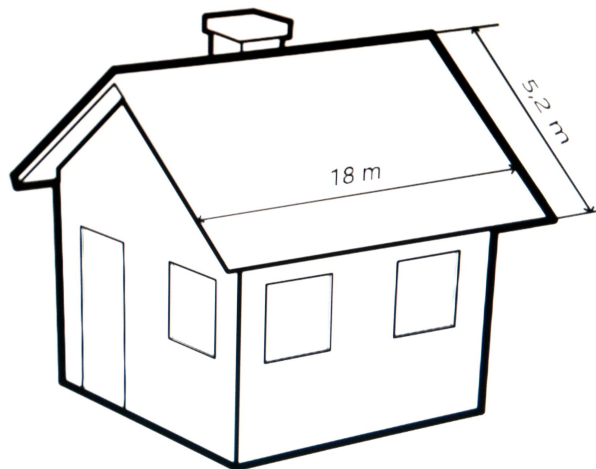


ILUSTRACIÓN 13 – Dimensiones del tejado utilizable.

Para la determinación de la posición de los paneles se comprueba la idoneidad del terreno. El tejado de la casa como ya se ha dicho presenta una inclinación de  $30^\circ$  con un acimut, esto es, ángulo respecto al sur, de  $2^\circ$ . En caso de colocar los paneles fotovoltaicos montados sobre soportes en el suelo se debería hacer un estudio de las sombras producidas por la casa. En cambio, para colocarlos sobre el tejado no haría falta ya que los edificios y objetos de alrededor no tienen suficiente altura como para ser un problema a tener en cuenta.

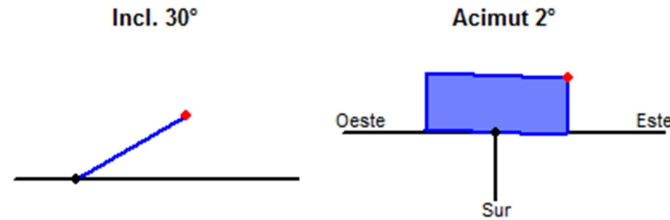


ILUSTRACIÓN 14 - Representación del ángulo de inclinación y acimut.

La necesidad de soportes especiales para variar el ángulo de los paneles viene dada en parte por la latitud. En este caso la latitud es mayor de  $40^\circ$  por lo que el ángulo favorable para la captación de energía en invierno será la latitud más  $20^\circ$ , mientras que durante el verano será la latitud menos  $20^\circ$ .

$$\text{Latitud} > 40^\circ \rightarrow \text{Ángulo en invierno} = \text{Latitud} + 20^\circ = 61,77^\circ$$

$$\text{Ángulo en verano} = \text{Latitud} - 20^\circ = 21,77^\circ$$

Sin embargo, para la maximización anual de la energía captada se consigue con la siguiente fórmula:

$$\text{Anual} = 3,7 + 0,69 \times \text{Latitud} = 32,52^\circ$$

Estas inclinaciones se corresponden con las optimizaciones de cara al aprovechamiento de la energía captada en verano, invierno o anualmente. Cabe destacar que la inclinación resultante anual es parecida a la propia del tejado, por lo que en caso de optar por maximizar su eficiencia anual no se necesitará instalar ningún tipo de soporte especial, colocándose el sistema de captación sobre el mismo tejado sin ajustar el ángulo. Así todo, para un primer diseño se emplearán los datos de radiación solar horizontal, equivalente a un sistema con inclinación nula, por ser el valor tenido en cuenta habitualmente para el dimensionado del sistema de captación. Como se verá más adelante, la necesidad de aumentar la energía captada en invierno supondrá replantearse la inclinación de los paneles.

## Determinación de las necesidades eléctricas

Primero se estima el consumo teniendo en cuenta todos los aparatos eléctricos de uso habitual en el hogar y se introducen los más importantes en el programa.

El estudio del consumo de todos los aparatos da un total de 7003 Wh/día. Los detalles de este cálculo se pueden ver en el anexo 2. En la realidad no todos los consumos se producen simultáneamente ni todas las estaciones son iguales. Al introducir los datos en el PVsyst se ha tenido en cuenta la hora y la estación en la que se producen.

Se estima que los consumos más importantes son los siguientes:

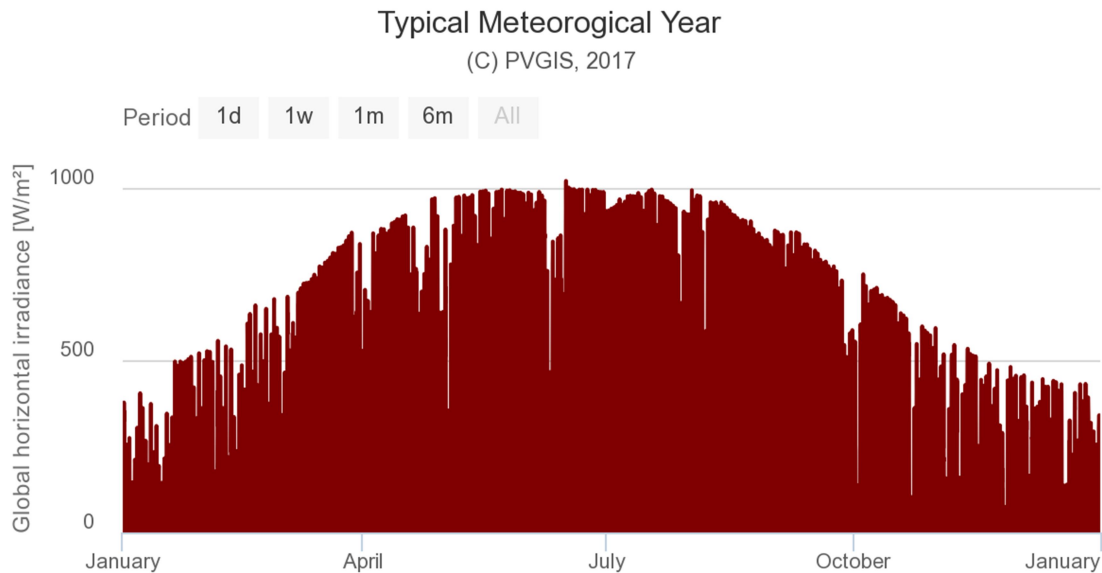
TABLA 4 - Consumos estacionales

|                                 |                 | <b>Energía diaria (Wh)</b> |               |              |                 |                |  |
|---------------------------------|-----------------|----------------------------|---------------|--------------|-----------------|----------------|--|
|                                 | <b>Unidades</b> | <b>Potencia</b>            | <b>Verano</b> | <b>Otoño</b> | <b>Invierno</b> | <b>Primav.</b> |  |
| <b>Lámparas</b>                 | 2               | 18 W/u                     | 198           | 252          | 306             | 252            |  |
| <b>TV y PC</b>                  | 2               | 65 W/u                     | 1950          | 1755         | 1690            | 1755           |  |
| <b>Cocina</b>                   | 1               | 250 W/u                    | 500           | 500          | 500             | 500            |  |
| <b>Frigorífico y congelador</b> | 1               | 1,2 kWh/día                | 1200          | 1200         | 1200            | 1200           |  |
| <b>Lavadora</b>                 | 1               | 2200 W medios              | 1100          | 1100         | 1100            | 1100           |  |
| <b>Consumos en standby</b>      | 2               | 2 W total                  | 48            | 48           | 48              | 48             |  |
| <b>Total diario (Wh)</b>        |                 |                            | <b>4996</b>   | <b>4855</b>  | <b>4844</b>     | <b>4855</b>    |  |

Según el recibo de la luz las necesidades eléctricas medias de este hogar son 5194 Wh/día, un consumo bastante parecido a lo introducido en el programa. La diferencia entre lo introducido y la realidad se puede dar por los consumos no tenidos en cuenta o por ser los datos introducidos una estimación de los días comunes.

## Energía solar disponible

Para calcular cuanta energía solar dispone la localización del caso a estudiar se ha utilizado la herramienta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) disponible en la página web de la comisión europea [30]. En ella se puede calcular la irradiación sobre una superficie horizontal, sobre un plano inclinado o sobre el ángulo óptimo para maximizar la energía captada anualmente entre otros muchos valores.

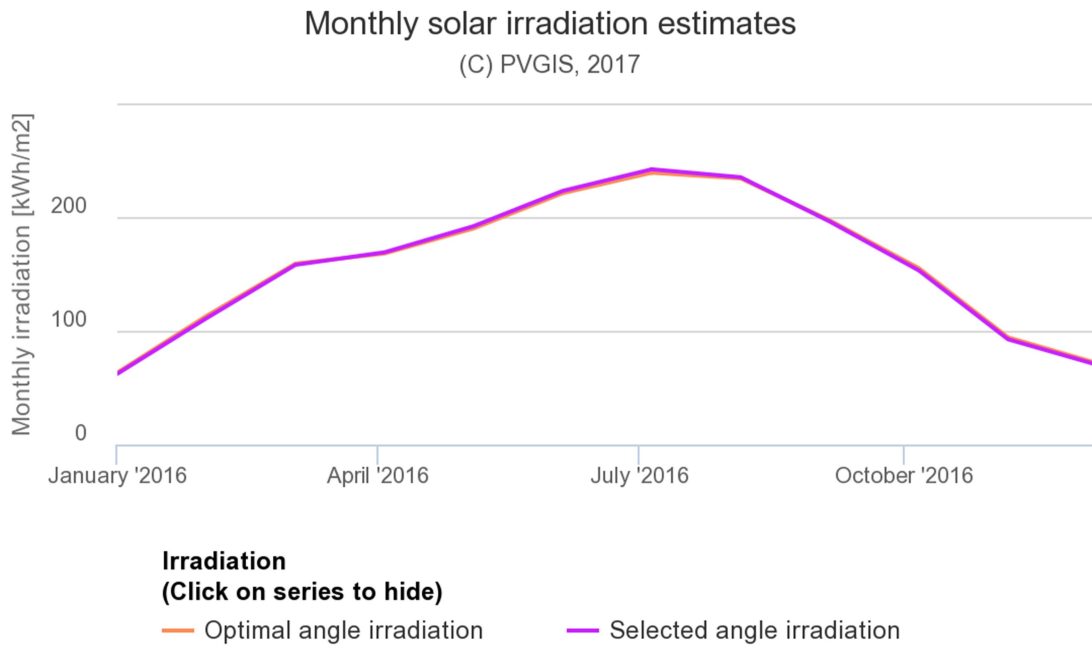


GRÁFICA 6 - Irradiación global sobre plano horizontal (PVGIS)

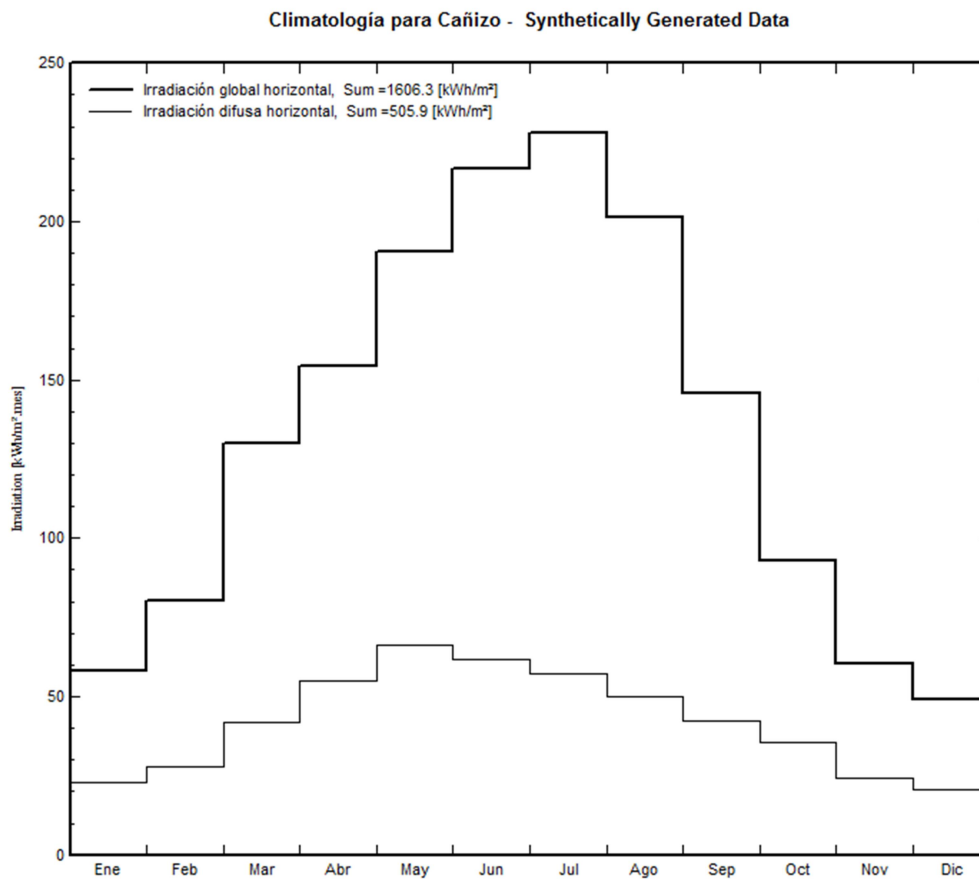
Se puede observar que el peor mes en cuanto a radiación solar incidente es enero, aunque noviembre y diciembre también podrían resultar problemáticos en cuanto a captar suficiente energía se refiere.

El PVGIS también proporciona la energía capaz de captar un panel colocado en determinado ángulo y compararlo con el ángulo óptimo. En la gráfica 7 se puede apreciar como el ángulo de 30° mencionado anteriormente aporta casi exactamente la misma energía que un panel ubicado con el ángulo óptimo, por ello se puede decir que es una buena aproximación y se podrá trabajar con ella.

El programa PVsyst sin embargo toma los datos climáticos de su base de datos propia. En este caso la estación meteorológica más cercana es la de Valladolid, a 60km de Cañizo. La diferencia de estos datos respecto a la localización en la cual se está trabajando es despreciable pero por tener un mayor grado de exactitud se ha definido Cañizo como nueva localización en el programa, importando los datos meteorológicos de la base de datos NASA Surface meteorology and Solar Energy (NASA-ESS) [31] obteniendo el perfil anual de irradiación que se muestra en la gráfica 8. Los valores de dicha gráfica se muestran también en una tabla (se encuentra en el informe final, anexo 2.4), donde se pueden ver los valores más destacables de la radiación global horizontal que se dan en enero, 58,0 kWh/m<sup>2</sup>, julio 228,2 kWh/m<sup>2</sup>, y diciembre 49,0 kWh/m<sup>2</sup>.



GRÁFICA 7- Irradiación captada por panel a 30° frente al ángulo óptimo (PVGIS)



GRÁFICA 8 - Irradiación global y difusa sobre plano horizontal (PVSYST).

Hay que tener en cuenta también que no toda la radiación solar que incide sobre las placas viene directamente del sol. La radiación incidente está compuesta por la suma de la radiación directa, difusa y reflejada. Ésta última depende del albedo, que se define como el porcentaje de radiación solar que se refleja respecto a la radiación que incide sobre las superficies que se encuentran alrededor del sistema. Se puede encontrar este coeficiente en la página NASA-ESS [31], donde se proporciona su valor para cada mes en las coordenadas a estudiar, siendo los mostrados en la tabla 5.

TABLA 5 - Albedo mensual (fuente: NASA Surface Metereology and Solar Energy).

| <b>Jan</b>  | <b>Feb</b> | <b>Mar</b> | <b>Apr</b> | <b>May</b> | <b>Jun</b> | <b>Jul</b> | <b>Aug</b> | <b>Sep</b> | <b>Oct</b> | <b>Nov</b> | <b>Dec</b> | <b>Annual Average</b> |
|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------------------|
| <b>0.14</b> | 0.15       | 0.15       | 0.17       | 0.20       | 0.20       | 0.20       | 0.19       | 0.18       | 0.15       | 0.14       | 0.13       | 0.16                  |

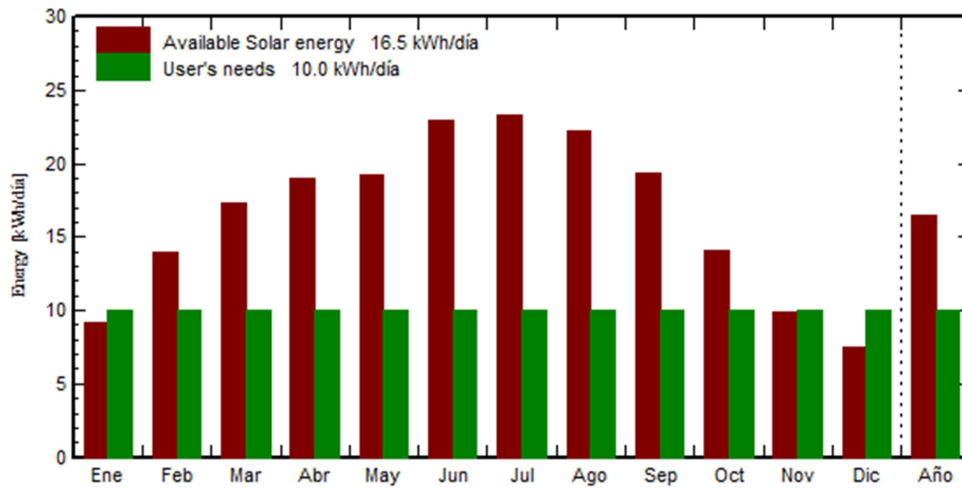
Estos valores se pueden introducir en el PVsyst manualmente de manera que el programa los tenga en cuenta.



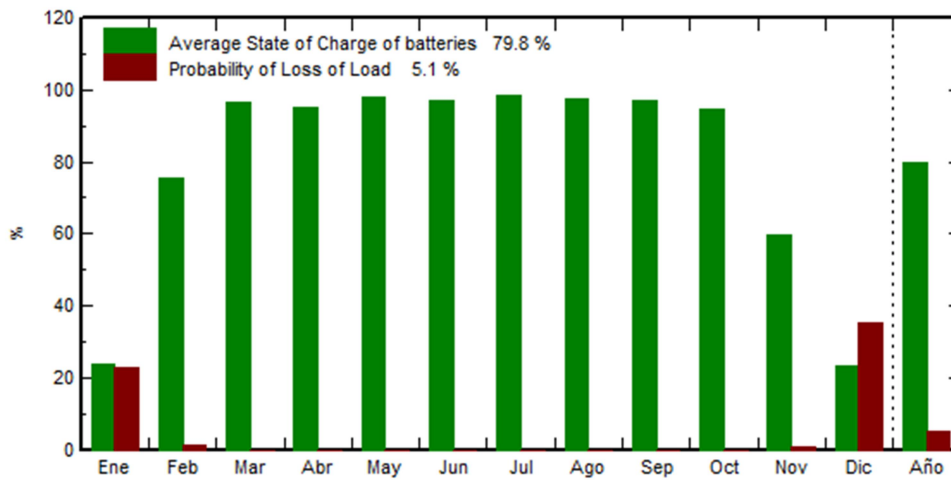
## Estudio preliminar

Introduciendo en el PVsyst las necesidades del usuario, localización del sistema, ubicación de los paneles y sombras se obtiene un cálculo grosso modo de las características que debe tener el sistema. Es solo un primer cálculo para comparar los consumos más importantes con la energía solar disponible y no un estudio final.

Mediante la herramienta de predimensionado se obtienen los siguientes valores del sistema:



GRÁFICA 9 - Predimensionado. Energía disponible frente a la necesaria (PVSYST)



GRÁFICA 10 - Predimensionado. Estado de carga y LOL de las baterías (PVSYST)

Nota: En el *anexo 2.2- predimensionado* se encuentran todos los datos introducidos y obtenidos.

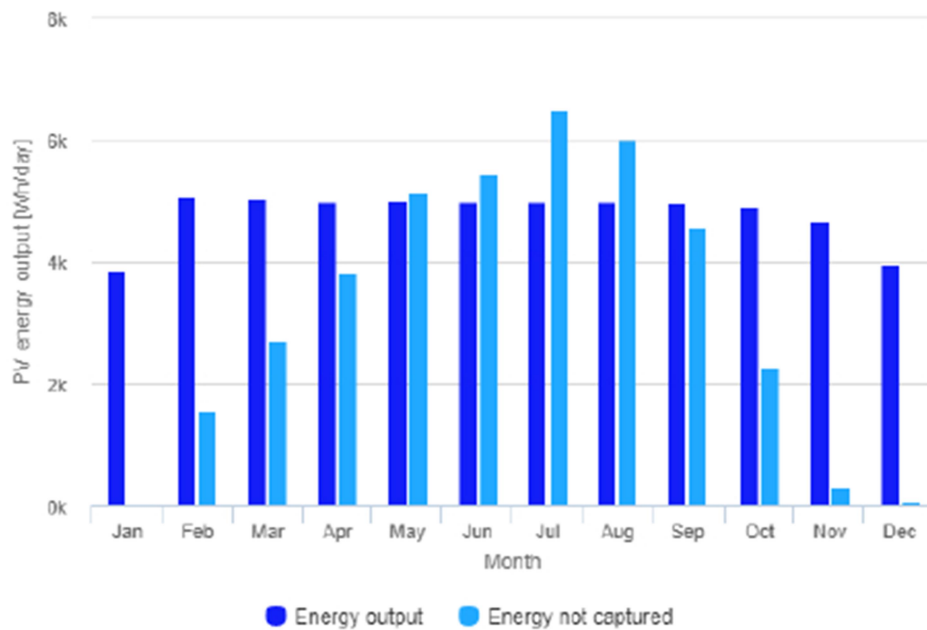
Se puede ver que los meses de enero y diciembre presentan un LOL, esto es, probabilidad de no poder satisfacer las necesidades del usuario, demasiado elevado, llegando el de diciembre al 35%. Mientras que de marzo a septiembre la energía disponible es cercana al doble de la demanda.

El programa también recomienda tras el predimensionado una capacidad en las baterías de 980 Ah y un sistema de captación con 2,18 kWp para un sistema de 4 días de autonomía y un LOL del 5%.

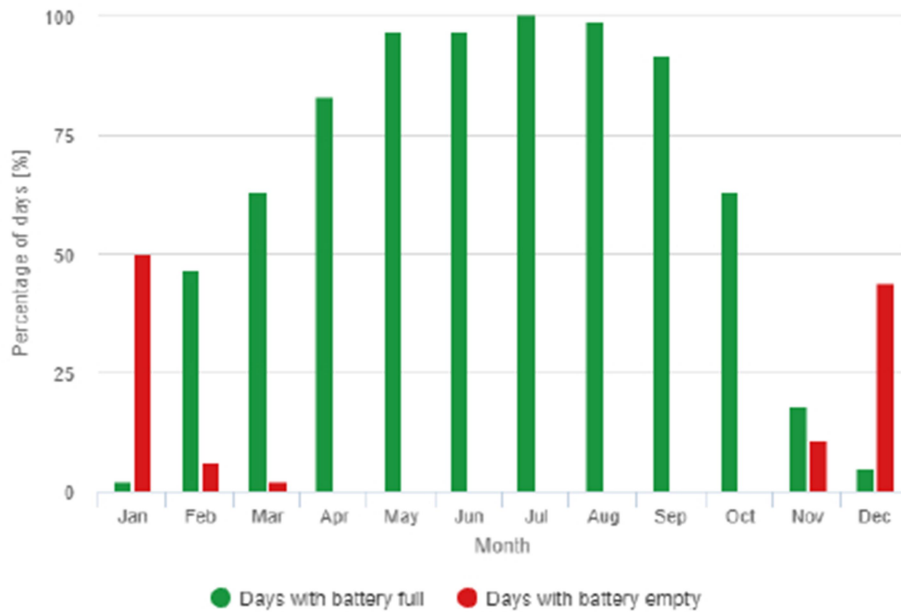
Con estos últimos datos se vuelve a entrar en el PVGIS, que también da su aproximación de la electricidad generada y estado de la batería. Los datos obtenidos de su simulación son:

- Porcentaje de días con la bacteria llena: 63,86 %
- Porcentaje de días con la bacteria vacía: 9,58 %
- Energía promedio no capturada: 5023,44 Wh
- Energía promedio faltante: 2029,38 Wh

El porcentaje de días con la batería vacía no parece preocupante comparado con el de la batería llena, pero si se mira en las gráficas más detalladamente estos días se encuentran como es lógico agrupados en los meses de menor radiación solar, pudiendo causar problemas para aportar la energía necesaria durante el periodo invernal.



GRÁFICA 11 - Energía generada y no aprovechada, 30° (PVGIS)

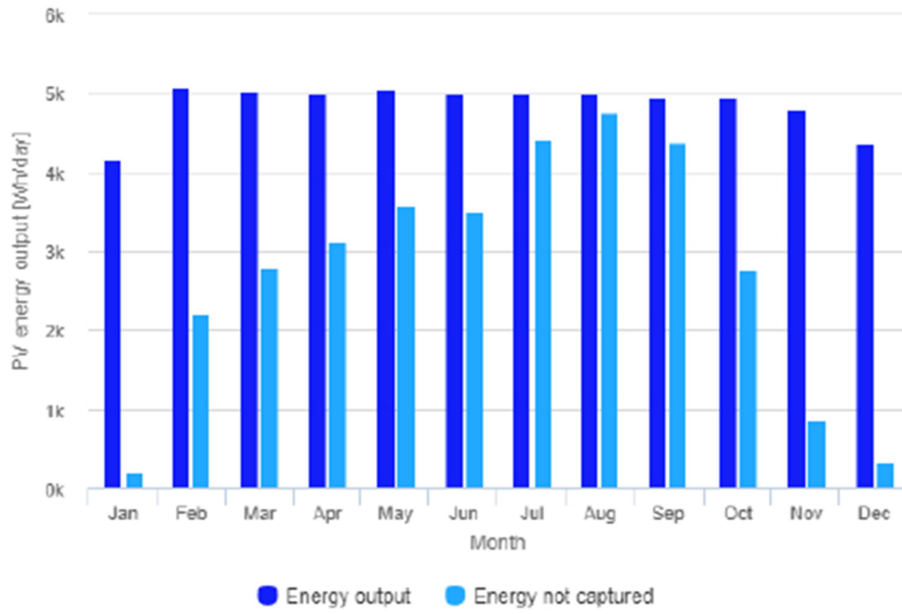


GRÁFICA 12 - Estado de batería y días sin energía suficiente, 30° (PVGIS)

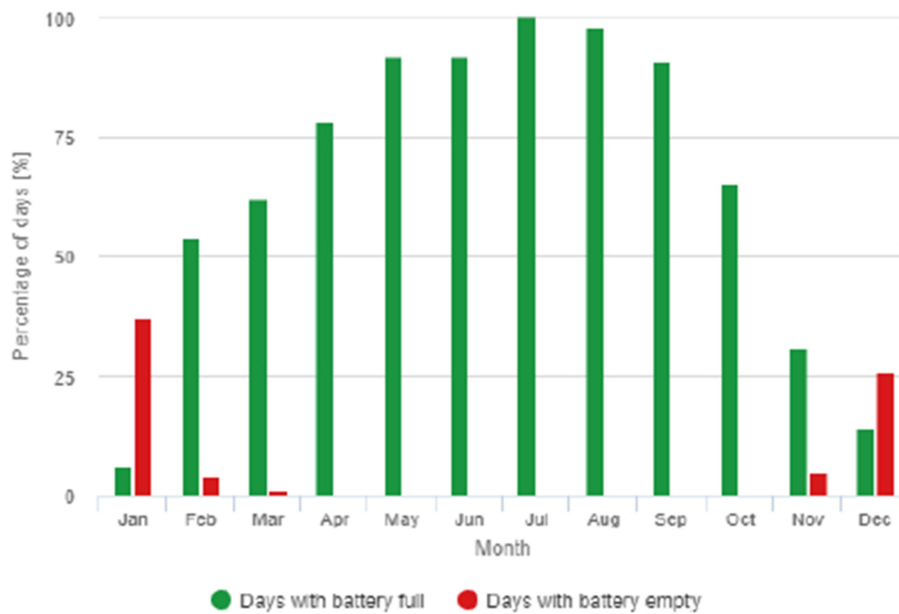
Tanto el PVsyst como el PVGIS muestran enero, febrero, noviembre y diciembre como meses donde probablemente no se tenga suficiente energía para abastecer las necesidades. El PVGIS además menciona también marzo. Cabe recordar que cada programa dispone de una base de datos propia de donde obtiene los datos medioambientales y ahí radica la diferencia obtenida.

Se puede ver también en ambos programas que, menos en enero y diciembre, hay energía solar disponible que no se está capturando. Por lo que es de suponer que aumentando el campo de captación o de acumulación sería suficiente para solucionar el problema de abastecimiento de febrero a noviembre, pero seguirá habiendo problemas en enero y diciembre. Por ello se va a realizar de nuevo el predimensionado con un ángulo de inclinación de los paneles que optimice la energía captada en invierno, esto es, 55° de inclinación total. Dicha simulación realizada en el PVGIS da los siguientes resultados:

- Porcentaje de días con la batería llena: 65,22 %
- Porcentaje de días con la batería vacía: 6,19 %
- Energía promedio no capturada: 4211,89 Wh
- Energía promedio faltante: 2018,8 Wh



GRÁFICA 13 - Energía generada y no aprovechada, 55º (PVGIS)

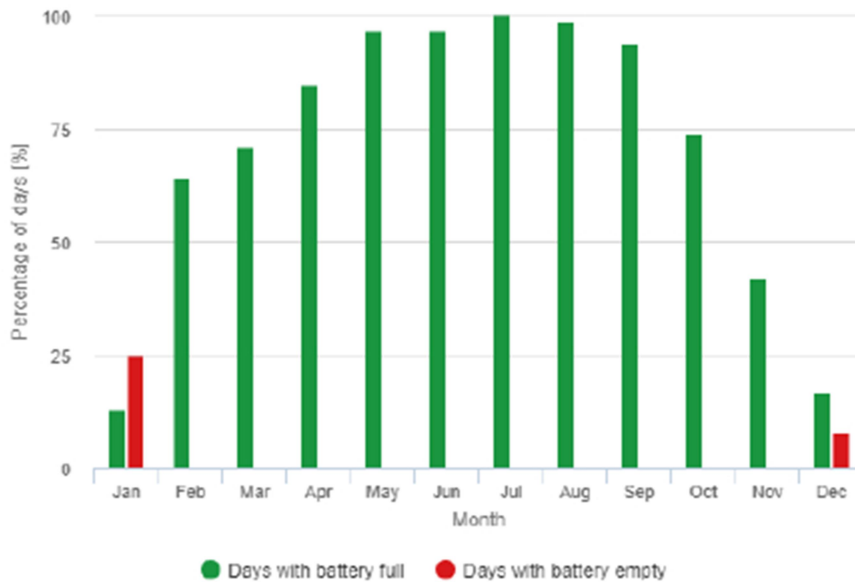


GRÁFICA 14 - Estado de batería y días sin energía suficiente, 55º (PVGIS)

Según el PVGIS el porcentaje de días con la batería vacía en diciembre se reduce en un 50% pasando a ser del 25% y en enero un 25%, pasando a un 37%. Los demás meses también se reduce, pero no tan notablemente.

Por último se analiza un supuesto con mayor capacidad de captación y de acumulación, además del nuevo ángulo de inclinación. Para esta simulación se ha supuesto un campo de captación de 2500 Wp y una capacidad de batería de 25000 Wh (1042 Ah), siendo los resultados obtenidos:

- Porcentaje de días con la batería llena: 70,97 %
- Porcentaje de días con la batería vacía: 2,85 %
- Energía promedio no capturada: 5346,14 Wh
- Energía promedio faltante: 2006,34 Wh



GRÁFICA 15 - Estado de batería y días sin energía suficiente, 55°, campos de captación y acumulación ampliados (PVGIS)

Tanto en el porcentaje de días con la batería vacía como en el gráfico se puede observar la gran reducción del porcentaje de días problemáticos, pasando a ser un aspecto poco problemático.

Debido a estos resultados a la hora de hacer el dimensionado del sistema en vez de la recomendación del PVsyst (980 Ah, 2.16 kWp) se buscarán valores mayores con el objetivo de sobredimensionar el sistema y asegurar el abastecimiento de la energía requerida para cubrir la demanda. Estos nuevos valores a tener como referencia serán 1040 Ah y 2.5 kWp. De cara al primer diseño se utilizará como ya se ha dicho la radiación solar horizontal, pero según lo visto en este apartado, para los siguientes estudios se requerirá un ángulo de inclinación de los paneles de 55° para ampliar la energía captada en el periodo invernal.

La tensión recomendada para el campo fotovoltaico es de 48 Vdc cuando la potencia del campo fotovoltaico está entre 2 y 10 kWp, como es el nuevo caso. Así todo, por cuestiones económicas ya que el sistema a 48V supone elementos mucho más costosos, se ha decidido realizar el estudio para un sistema de 24V.

## Estudio inicial – Sistema a 24V, capacidad 1040 Ah y potencia 2.5 kWp.

### Dimensionado del campo de captación

Con los datos proporcionados por Autosolar se realiza una comparación entre la eficiencia de cada panel y su coste.

TABLA 6 - Comparación módulos fotovoltaicos 24V.

| Paneles 24V     | Pot. Nom. Max. (w) | Eficiencia | Precio (€) | Eficiencia / Precio |
|-----------------|--------------------|------------|------------|---------------------|
| 200W Waaree     | 200                | 13,56      | 180,65     | 0,07506228          |
| 325W Talesun    | 325                | 16,7       | 214,98     | 0,07768164          |
| 320W Jinko      | 320                | 16,23      | 220        | 0,07377273          |
| 320W Amerisolar | 320                | 16,49      | 244,93     | 0,06732536          |
| 320W Waaree     | 320                | 16,49      | 246,1      | 0,06700528          |
| 320W Csun       | 320                | 16,52      | 247,55     | 0,06673399          |
| 300W Csun       | 300                | 15,49      | 258,49     | 0,05992495          |
| 325W Atersa     | 325                | 16,71      | 293,99     | 0,05683867          |
| 310W Atersa     | 310                | 15,94      | 298,59     | 0,05338424          |
| 315W Atersa     | 315                | 16,19      | 341,75     | 0,04737381          |

En principio el panel que mejor ratio eficiencia/precio tiene es el Talesun 325W por lo que se utilizarán sus datos de rendimiento y potencia pico para los cálculos.

Para calcular cuántos paneles solares harán falta:

Se había establecido como mínimo una potencia de 2.16kWp, con un sistema que funciona a 24V. Para conseguir esa potencia se colocan paneles en paralelo siguiendo la fórmula:

$$\text{Número de ramas en paralelo} = \frac{C_{max}}{Q_{panel}}$$

Para hallar esos dos valores se ha utilizado una hoja Excel siguiendo el método del mes peor.

1. Se define la energía consumida en invierno,  $E_{cons} = 4844 \text{ Wh/día}$ .
2. Se pasa a Ah/día dividiendo por el valor nominal de la tensión. Para ello se ha considerado que toda la energía consumida es en alterna ya que tanto la instalación actual como las cargas funcionan en alterna. Queda un valor de  $Q_{cons} = 21,06086957 \text{ Ah/día}$ .
3. Se define un margen de seguridad al valor de consumo calculado. En este caso se ha tomado un 20% de margen, resultando:  $N_{usuario} = Q_{cons} * (1 + MS) = 25,273 \text{ Ah/día}$ .
4. La energía máxima diaria que debe satisfacer la instalación,  $C_{max}$ , es el cociente entre las necesidades del usuario y las pérdidas del sistema, por lo que se debe calcular las pérdidas totales del sistema. En este punto todavía no se dispone de los datos finales de los componentes por lo que serán aproximaciones basadas en las recomendaciones.

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

Con:

$K_b$  = Pérdidas en las baterías por eficiencia = 0.2 (recomendación 0-20%).

$K_c + K_r$  = Pérdidas en el regulador e inversor = 0.1 (recomendación 1-30%).

$K_a$  = Auto descarga de las baterías = 0.01 (recomendación 0.1-2%).

$K_v$  = Pérdidas varias (polvo, suciedad, desgaste...) = 0.05 (recomendación 0-20%).

Dautonomía = 4 días.

$P_{descarga}$  = 0.7

Resultando un coeficiente de pérdidas totales: Perd. Total = 0,613. Y ya se puede saber la energía máxima diaria necesaria:

$$C_{max} = \frac{N_{usuario}}{K_t} = 41,238 \text{ Ah/día.}$$

- Para calcular la energía captada por el panel se parte de la irradiación global horizontal disponible, obtenida de NASA-SSE,  $E_{solar} = 48 \text{ kWh/m}^2 = 48000 \text{ Wh/m}^2$ .
- Se calcula el número de horas equivalentes, esto es, el número de horas solares con una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Hay que pasar la energía solar mensual obtenida en el paso anterior a valores diarios.

$$HPS = \frac{E_{solar}}{1000} = \frac{48000 \frac{Wh}{m^2 * mes}}{31 \frac{días}{mes} * 1000 \frac{W}{m^2}} = 1,548 \text{ h/día}$$

- Se define el rendimiento de los paneles a utilizar, para el panel elegido es 16,7%.
- Con ello se puede saber ya la potencia mínima necesaria de los paneles y comprobar si los elegidos sirven.

$$P_{modulos} = \frac{C_{max}}{HPS * RDTO}$$

Que en este caso queda  $P_{módulos} = 159,479 \text{ W}$ . El panel elegido tiene una potencia pico de 325W por lo que es aplicable en la instalación.

- Sabiendo la potencia pico del panel elegido se puede calcular la energía que podrá producir. Con la siguiente fórmula. Quedando:  $E_{panel} = 84,039 \text{ Wh/día}$ .

$$E_{panel} = HPS * P_{pico} * RDTO$$

- Dividiendo entre la tensión nominal de la corriente continua se obtiene la energía en Ah que proporciona el panel al día.  $Q_{panel} = 3,502 \text{ Ah/día}$ .

$$Q_{panel} = \frac{E_{panel}}{V_{nomcc}}$$

- Como se ha dicho al inicio de los cálculos, el cociente entre la energía máxima necesaria diaria y la energía dada por cada panel al día da como resultado el número de ramas en paralelo que se necesitan del panel elegido.

$$\text{Número de ramas en paralelo} = \frac{C_{max}}{Q_{panel}}$$

El resultado da 11,78 ramas, que redondeando son 12 paneles en paralelo.

Si no se hubiesen tenido en cuenta las pérdidas se obtendría el número de paneles mínimos a colocar. Cada panel da una energía máxima de  $HPS \cdot W_p$  por lo que el número de paneles mínimos necesarios será  $\frac{E_{cons}}{HPS \cdot W_p}$ , que queda 9,63. Redondeando 10 paneles.

Para los paneles en serie se divide la tensión nominal de corriente continua que se quiere obtener entre la tensión nominal del panel.

$$\text{Número de módulos en serie} = \frac{V \text{ nom. cc}}{V \text{ nom. panel}}$$

En este caso se necesitará solamente un panel en serie por cada rama ya que trabajan a una tensión superior a 24V.

Sabiendo de cada módulo cuantas unidades se necesitan se ha hallado de nuevo la relación eficiencia/coste, esta vez para el coste total.

TABLA 7 - Comparación eficiencia / precio total de los módulos fotovoltaicos.

|                        | <b>Eficiencia /<br/>Precio 12<br/>paneles</b> |
|------------------------|---|
| <b>325W Talesun</b>    | 0,00647347                                    |
| <b>320W Jinko</b>      | 0,00614773                                    |
| <b>320W Amerisolar</b> | 0,00561045                                    |
| <b>320W Waaree</b>     | 0,00558377                                    |
| <b>320W Csun</b>       | 0,00556117                                    |
| <b>300W Csun</b>       | 0,00499375                                    |
| <b>325W Atersa</b>     | 0,00473656                                    |
| <b>310W Atersa</b>     | 0,00444869                                    |
| <b>315W Atersa</b>     | 0,00394782                                    |

Se ha eliminado el primer panel presente en la primera tabla ya que necesitaban más paneles, dando una relación bastante menor y no comparable con los demás. En los mostrados en esta tabla al necesitarse el mismo número de paneles se mantiene el panel elegido como el que mejor relación eficiencia precio tiene.

Por lo que el campo de captación considerando la radiación horizontal incidente constará de **12 ramas en paralelo y 1 panel Talesun 325W por cada rama**, siendo en total 12 paneles Talesun. Aunque se sabe que una inclinación adecuada reducirá este número se ha querido partir de una situación de radiación sobre suelo horizontal por ser esta la medida tomada habitualmente para los sistemas de captación de radiación solar.

El coste del sistema de captación será 2.579,76 €.



### Dimensionado del sistema de acumulación

De nuevo, con los datos proporcionados por Autosolar se realiza una comparación para decidir qué batería se ajusta mejor al caso estudiado. Esta vez se analiza la relación de la capacidad aportada frente al coste total del sistema de acumulación, para baterías de 24V.

TABLA 8 - Comparación capacidad/precio baterías.

| <b>Capacidad (Ah)</b> | <b>Precio</b> | <b>Capacidad / Precio total</b> |
|-----------------------|---------------|---------------------------------|
| <b>1150</b>           | 3.428,33      | 0,335440287                     |
| <b>1137</b>           | 3.717,12      | 0,305881973                     |
| <b>1280</b>           | 3.719,58      | 0,344124874                     |
| <b>1080</b>           | 3.734,92      | 0,28916282                      |
| <b>1300</b>           | 4.162,40      | 0,312319815                     |
| <b>1320</b>           | 4.442,19      | 0,29715073                      |
| <b>1200</b>           | 4.654,02      | 0,257841608                     |
| <b>1410</b>           | 4.795,74      | 0,294010935                     |
| <b>1140</b>           | 5.089,90      | 0,223972966                     |
| <b>1500</b>           | 5.308,88      | 0,282545471                     |
| <b>1160</b>           | 5.501,28      | 0,210860018                     |
| <b>1280</b>           | 5.524,05      | 0,23171405                      |
| <b>1300</b>           | 6.090,84      | 0,213435257                     |
| <b>1450</b>           | 6.214,21      | 0,233336176                     |
| <b>1450</b>           | 6.558,73      | 0,221079386                     |

Se ha descartado la opción de utilizar varias baterías de menor capacidad en paralelo ya que para algunos modelos es desaconsejable para su vida útil y en general es más caro.

La batería elegida es la batería estacionaria Tudor Enersol-T de 24V y 1280Ah, de la que solo se necesita 1 unidad (realmente formada por 12 vasos de 2V cada uno). Aunque su versión en 1150Ah es la siguiente con mayor ratio y podría ser elegida en caso de querer abaratar costes.

El coste del sistema de acumulación será 3.719,58€.

## Dimensionado del cableado

Elegir correctamente la sección del cableado es crucial para evitar incendios y reducir las pérdidas energéticas. Como la casa estudiada ya tiene la instalación eléctrica hecha, únicamente habrá que dimensionar los nuevos cables.

Para la conexión en paralelo de los módulos fotovoltaicos es recomendable usar una regleta de unión. En ella entrarán los cables de los paneles solares y saldrá un único cable por cada polo que se podrá llevar al regulador-inversor, como se muestra en la imagen. La utilización de esta unión reduce considerablemente los metros de cable utilizados en comparación con llevar cada panel directamente al regulador-inversor, lo que a la vez reduce las pérdidas del sistema.

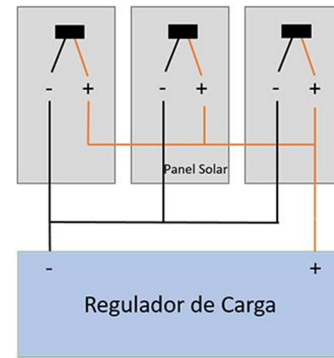


ILUSTRACIÓN 10 - Conexión en paralelo de los módulos fotovoltaicos

Los cables necesarios son: los que van desde cada panel a la unión en paralelo, cable 1; los que van desde la unión en paralelo al regulador-inversor, cable 2; y los que van desde el inversor-regulador a las baterías, cable 3.

Para el cálculo de la sección de los cables de corriente continua se debe conocer:

- El material que lo compone y su conductividad ( $k = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$  para el cobre y  $k = 35 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$  para el aluminio)
- La longitud del cable ( $L$ ) (sólo ida)
- La corriente que atravesará el conductor ( $I$ )
- La caída de tensión ( $U$ ) entre sus extremos

Con ello la sección  $S$  se calcula mediante la expresión:  $S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{k \cdot U}$

No será necesario calcular la sección del cable 1 ya que viene con los paneles. A la hora de comprar más cable para hacer la instalación se elegirá, a poder ser, del mismo tipo y sección que el de los paneles.

### Longitud del cable

Los 12 paneles se situarán en la parte del tejado correspondiente al garaje y las baterías se colocarán sobre el suelo del garaje, donde se coloque el inversor-regulador. La longitud de cable necesario para esas conexiones será:

- Cable 2:  $L = 5 \text{ m}$ .
- Cable 3:  $L = 1.5 \text{ m}$ .

### Cálculo de la corriente que atravesará el conductor

**De los paneles al inversor-regulador, cable 2:** Se debe tener en cuenta la corriente máxima que puede generar el conjunto de paneles. Para ello se multiplica la intensidad de cortocircuito de los paneles por el número de ramas en paralelo.

$$I_{\text{máx.}} = 12 \text{ ramas} \times 9,22 \text{ A} = 110,64 \text{ A}$$

**De las baterías al inversor-regulador, cable 3:** Las baterías funcionan a 24V mientras que los paneles generan a un voltaje cercano a 37V, por lo que la intensidad que recorre estos cables es mayor.  $I_{\max} = 110,64 * \frac{37}{24} = 170,57 \text{ A}$

En el caso de tener que dimensionar los cables que van hacia los equipos de continua, se consideraría la corriente que puede llegar al equipo dividiendo la potencia del equipo entre la tensión. Pero como ya se ha mencionado esa instalación ya está realizada.

### **Cálculo de la caída de tensión entre sus extremos**

La caída de tensión ( $U=V \cdot \Delta V$ ) se calcula para un porcentaje ( $\Delta V$ ) de la tensión nominal ( $V$ ). Este porcentaje ( $\Delta V$ ) varía en función de los equipos que interconecta:

- Caídas de tensión entre el campo generador y regulador-inversor: 3%.
- Caídas de tensión entre regulador-inversor y batería: 1%.
- Caídas de tensión entre inversor-regulador y equipos: 3%.

En el caso de corriente alterna, se considerará una caída de tensión del 3% para viviendas, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

No se ha llegado a calcular la sección ya que, como se verá a continuación, el sistema es irrealizable por la intensidad tan elevada que tiene.

### **Elección del inversor y regulador**

El regulador es un dispositivo instalado entre los paneles y las baterías encargado de decidir si el consumo se alimenta desde las placas solares o desde las baterías. También protege las baterías frente a sobrecargas o frente a descargas muy profundas, por lo que gracias a ello el estado de carga de la batería está controlado en todo momento pudiendo generar alarmas según la carga de la batería. Hay dos tipos, PWM y MPPT:

- Regulador de carga PWM, es aquel que tan sólo actúa de corte de paso de energía entre los paneles solares y la batería cuando ésta tiene una carga completa.
- Regulador de carga MPPT, además de cortar el paso de corriente, son capaces de adaptar el voltaje de salida del panel solar al voltaje de la batería.

En este caso tanto las baterías como los paneles funcionan a 24V por lo que se puede optar por un regulador PWM, más barato.

El inversor transforma la corriente continua generada por los módulos solares a corriente alterna como la proveniente de la red. Es un elemento no obligatorio pero no incluirlo obliga a utilizar aparatos de consumo de corriente continua y voltaje idéntico al de la batería. En el caso estudiado hay aparatos que funcionan en corriente alterna, por lo que se va a instalar.

Para definirlo hay que tener en cuenta la potencia máxima que va a requerir el consumo, que será la potencia de trabajo requerida para seleccionar el inversor. Como se muestra en el anexo 2.1 la potencia máxima posible es 7420.1W, 7500W redondeando. Pero por el contrato actual se sabe que no se alcanzan los 3,3 kW ya que es la potencia contratada.

Existen inversores 3 en 1 capaces de regular la carga, convertir de corriente continua a corriente alterna, y cargar las baterías a través de un grupo electrógeno o de la red eléctrica. Esta última funcionalidad no es de interés para el caso estudiado pero se analizará la opción de utilizar un inversor 3 en 1 en vez de un sistema regulador + inversor por ser una solución más sencilla que además reduce el cableado necesario y con ello las pérdidas asociadas.

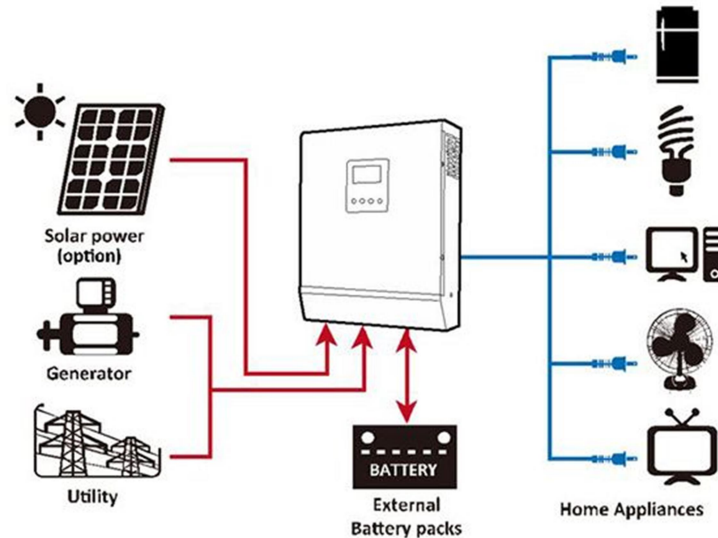


ILUSTRACIÓN 11 - Esquema de una instalación aislada con inversor 3 en 1

En Autosolar disponen de modelos de inversor-regulador que cumplan las características:

- Pico de Potencia del Inversor: 7500W
- Voltaje de Trabajo del Inversor: 24V
- Eficiencia del Inversor: Onda Senoidal Pura

Pero ninguno de estos modelos soporta la intensidad máxima posible del circuito diseñado. Esta intensidad viene de los 12 paneles en paralelo, siendo como se ha dicho antes 110,64 A.

Buscando un conjunto de inversor y regulador separados tampoco es posible con esa intensidad. Por ello se tiene que plantear una nueva solución.

Hay varias opciones:

- Analizar el sistema definiendo el campo de captación con una inclinación óptima. De esta manera se requerirán menos paneles fotovoltaicos lo que producirá una intensidad menor. Es como se ha desarrollado la solución final.
- Duplicar el campo de captación para que el sistema trabaje a 48V de manera que la intensidad se reduzca. Llamado *Estudio inicial, 1ª alternativa* en el presente informe por ser una versión de este estudio.
- Dividir el sistema en varios circuitos, separando los consumos y alimentándolos desde sistemas de captación también separados. Llamado *2ª Estudio* en el presente informe.

Estas alternativas se analizan en el anexo 4.1, junto a las alternativas que surgen de ellas.

## Estudio solución final

Tras estudiar las alternativas se plantea el sistema del estudio inicial con varios cambios: un ángulo óptimo de inclinación del sistema de captación de cara a maximizar la energía solar captada en invierno, 3 días de autonomía para reducir costes en las baterías y un 0% permisible de pérdida de carga. Este análisis se convierte en la solución final.

El contexto y necesidades eléctricas no varían. Sin embargo la energía solar captada será mayor, por lo que es necesario volver a realizar el dimensionamiento del campo de captación y de los equipos.

Para un único sistema a 55º de inclinación que tenga 3 días de autonomía y 0% de LOL el PVsyst recomienda 735 Ah y 2,08 kWp, lo que serían 7 paneles Talesun 325 W. Sin embargo, realizando de nuevo el dimensionado como en el estudio anterior se llega a la conclusión de que se necesitan un mínimo de 4 paneles para cubrir la demanda, sin tener en cuenta las pérdidas. Y suponiendo las mismas pérdidas que en el apartado anterior se calcula que se necesitarán 5 paneles.

Ante esta diferencia de resultados se decide probar con 6 paneles Talesun 325W ya que se ha visto en la primera alternativa del segundo estudio realizado (se encuentra en el anexo 4.1) que con 3 y 3 paneles ambos subsistemas disponen de energía sobrante por lo que 6 paneles para el conjunto de toda la instalación deberían ser suficientes, y si resultasen excesivos se puede reducir una unidad.

Haciendo de nuevo el análisis de costes de las baterías se encuentran los siguientes modelos cercanos a la recomendación:

TABLA 9 - Comparación baterías solución final

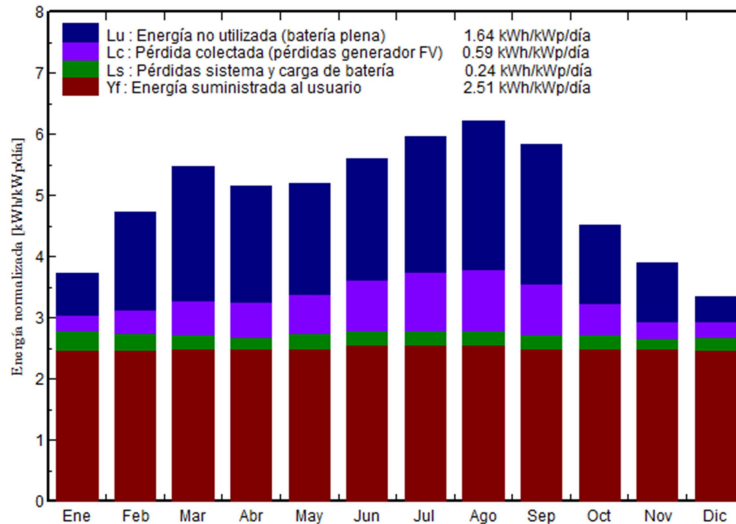
| Capacidad | Precio € | Cap/coste  |
|-----------|----------|------------|
| 760       | 2.644,02 | 0,28744109 |
| 812       | 2.768,48 | 0,29330174 |
| 890       | 2.800,98 | 0,31774593 |
| 765       | 2.850,95 | 0,26833161 |
| 735       | 2.904    | 0,25309917 |

Se podría elegir la de 760Ah por su precio o la de 890Ah por su ratio. Con la primera mencionada ya se cubren las recomendaciones por lo que es la elegida. Se utilizará la batería TUDOR ENERSOL-T de 24V y 760Ah, de la que solo se necesitará una.

Los paneles tienen una intensidad conjunta de 55,32 A. La intensidad que soporta el inversor tiene que ser mayor. Entre los modelos proporcionados por Autosolar se encuentra el inversor-regulador MUST de 60 A siendo su voltaje mínimo de trabajo es 30 V. Los paneles Talesun salen a 37 V en condiciones STC, algo menor en la realidad, por lo que no hay problema. Después se encargará el inversor de convertirlo al voltaje de las baterías y los consumos.

Introduciendo estos componentes en el PVsyst se realiza la simulación. En ella se puede apreciar que la energía producida en invierno es bastante cercana a la demandada, por lo que no se puede quitar ningún panel. De hecho si se realiza la simulación del sistema con 5 paneles da como resultado 13 kWh faltantes al año, repartidos entre Enero y Diciembre. Este valor no es excesivamente alto pero como no se dispone de una generación de apoyo se prefiere evitar la falta de energía. Por ello se decide utilizar 6 paneles, formando un área total de 11,67 m<sup>2</sup> (1,96 m x 5,952 m), bastante menor de lo que se pensaba en un inicio.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1950 Wp



GRÁFICA 16 - Energía producida.

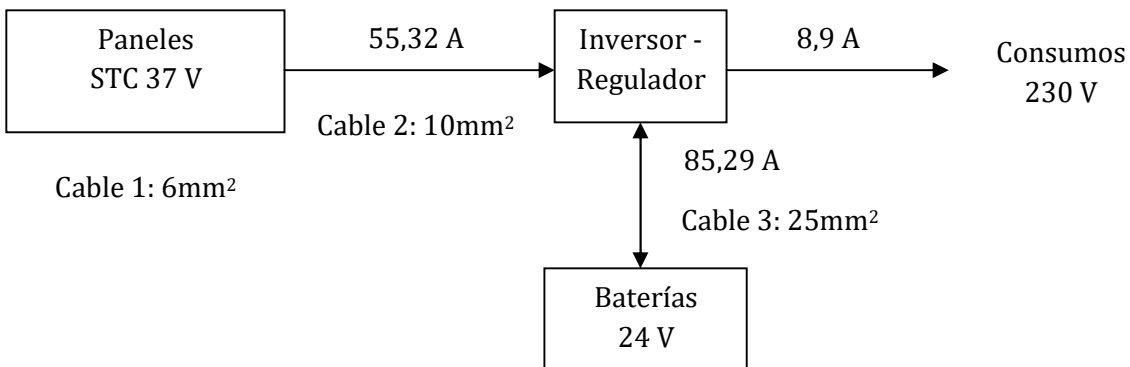
Es destacable de la simulación que este sistema presenta un factor de rendimiento medio del 50,41%, alcanzando en diciembre el 74,4%, sin falta de energía y un 37,4% de pérdida de energía por baterías llenas. Por lo que se puede decir que se cubren siempre las necesidades sin perder excesiva energía.

Hay que realizar también el dimensionado del cableado. Para ello siguiendo el mismo procedimiento que en el estudio anterior se llega a:

- Cable 1  $S_1 = 4 \text{ mm}^2$  (dado por el fabricante de los paneles)
- Cable 2  $S_2 = \frac{2 \cdot 5 \cdot 55.32}{56 \cdot 0.03 \cdot 37} = 8,90 \text{ mm}^2$
- Cable 3  $S_3 = \frac{2 \cdot 1.5 \cdot 85.29}{56 \cdot 0.01 \cdot 24} = 19,04 \text{ mm}^2$

Una vez calculada la sección del cable, hay que escoger un valor normalizado (p.ej. UNE HD 60364-5-52) ya que no existen cables de todos los valores. Estas secciones serían para el cable 1 sección de 4mm<sup>2</sup>, para el cable 2 sección de 10 mm<sup>2</sup> y para el cable 3 sección de 25 mm<sup>2</sup>.

Por disponibilidad en la tienda el cable 1 será de 6mm<sup>2</sup>.



## Pérdidas

Dentro de este apartado se incluyen las pérdidas que suceden a lo largo de todo el sistema, desde el momento de captar la radiación solar hasta su distribución al sistema.

Los principales datos a tener en cuenta son:

- Kb = Pérdidas en las baterías por eficiencia = 21%.
- Kc + Kr = Pérdidas en el regulador e inversor = 7%.
- Ka = Auto descarga de las baterías = 1%.
- Kv = Pérdidas varias (polvo, suciedad, desgaste...) = 5%.
- Dautonomía = 3 días.
- Pdescarga = 70%
- Eficiencia de las placas = 16,7%

El programa PVSyst permite definir todas estas pérdidas de forma precisa introduciéndolos a mano o según su base de datos proporcionada por los fabricantes, indicando los valores por defecto a tomar si no se disponen los datos precisos.

Con todo ello el programa toma datos climatológicos de su base de datos y aplica los coeficientes de pérdidas determinados para generar la siguiente grafica que muestra las pérdidas características del sistema de captación

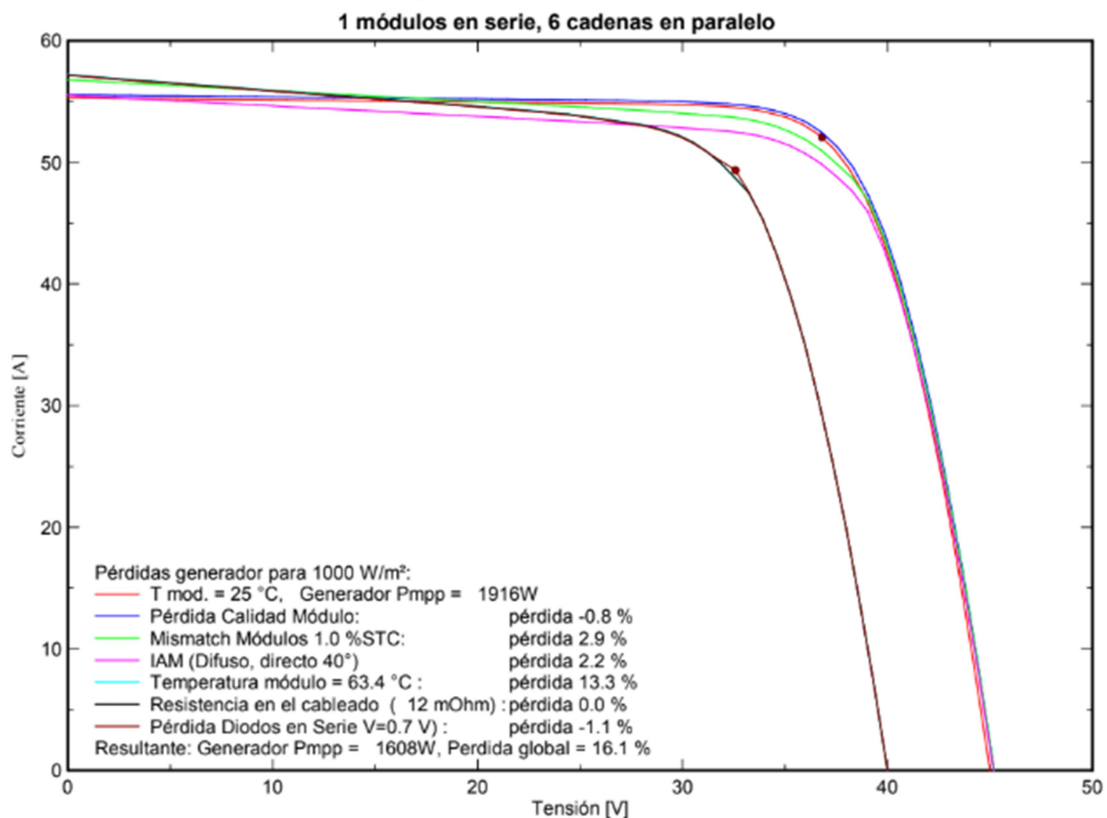


ILUSTRACIÓN 12 - Pérdidas características del sistema de captación

Además estima con los datos del cableado introducido que su coeficiente de pérdidas se encuentra en torno al 1,6%, da por cada mes los kWh de pérdidas que supondrá y estima con la simulación que las pérdidas correspondientes a la energía captada por las placas solares pero no utilizada por tener las baterías totalmente cargadas y no necesitarse en el sistema son del 34,2%. Se muestran los resultados de estos cálculos en la tabla e ilustración siguientes.

El PVsytS proporciona más datos relacionados con las pérdidas del sistema, como la eficiencia de la corriente en la carga/descarga de la batería, siendo un 98,7 % de media anual, y lo mismo con la energía, que se queda en el 97% anual.

TABLA 10 - Pérdidas del sistema

|            | MisLoss | OhmLoss | EArrMPP | EArUfix | EUnused | EArray |
|------------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
|            | kWh     | kWh     | kWh     | kWh     | kWh     | kWh    |
| Enero      | 4.155   | 6.18    | 198.5   | 198.5   | 32.4    | 166.0  |
| Febrero    | 4.710   | 7.23    | 224.7   | 224.7   | 75.4    | 149.3  |
| Marzo      | 5.903   | 9.32    | 281.4   | 281.4   | 117.5   | 163.9  |
| Abril      | 5.295   | 8.18    | 252.6   | 252.6   | 96.5    | 156.1  |
| Mayo       | 5.458   | 8.05    | 260.8   | 260.8   | 94.6    | 166.2  |
| Junio      | 5.518   | 8.57    | 263.2   | 263.2   | 100.7   | 162.5  |
| Julio      | 5.985   | 9.64    | 285.2   | 285.2   | 117.8   | 167.3  |
| Agosto     | 6.255   | 10.46   | 297.6   | 297.6   | 129.9   | 167.7  |
| Septiembre | 5.809   | 9.57    | 276.5   | 276.6   | 117.8   | 158.8  |
| Octubre    | 4.802   | 7.39    | 229.1   | 229.1   | 64.0    | 165.1  |
| Noviembre  | 4.179   | 5.91    | 199.9   | 199.9   | 44.3    | 155.6  |
| Diciembre  | 3.711   | 5.45    | 177.3   | 177.3   | 15.8    | 161.5  |
| Año        | 61.780  | 95.95   | 2946.9  | 2946.9  | 1006.8  | 1940.1 |

MisLoss = Pérdida mismatch campo de módulo

OhmLoss = Perdida óhmica del cableado

EArrMPP = Energía virtual del generador en MPP

EArUfix = Energía virtual del generador con tensión fija

EUnused = Pérdida de energía no utilizada (batería plena)

EArray = Energía efectiva en la salida del generador



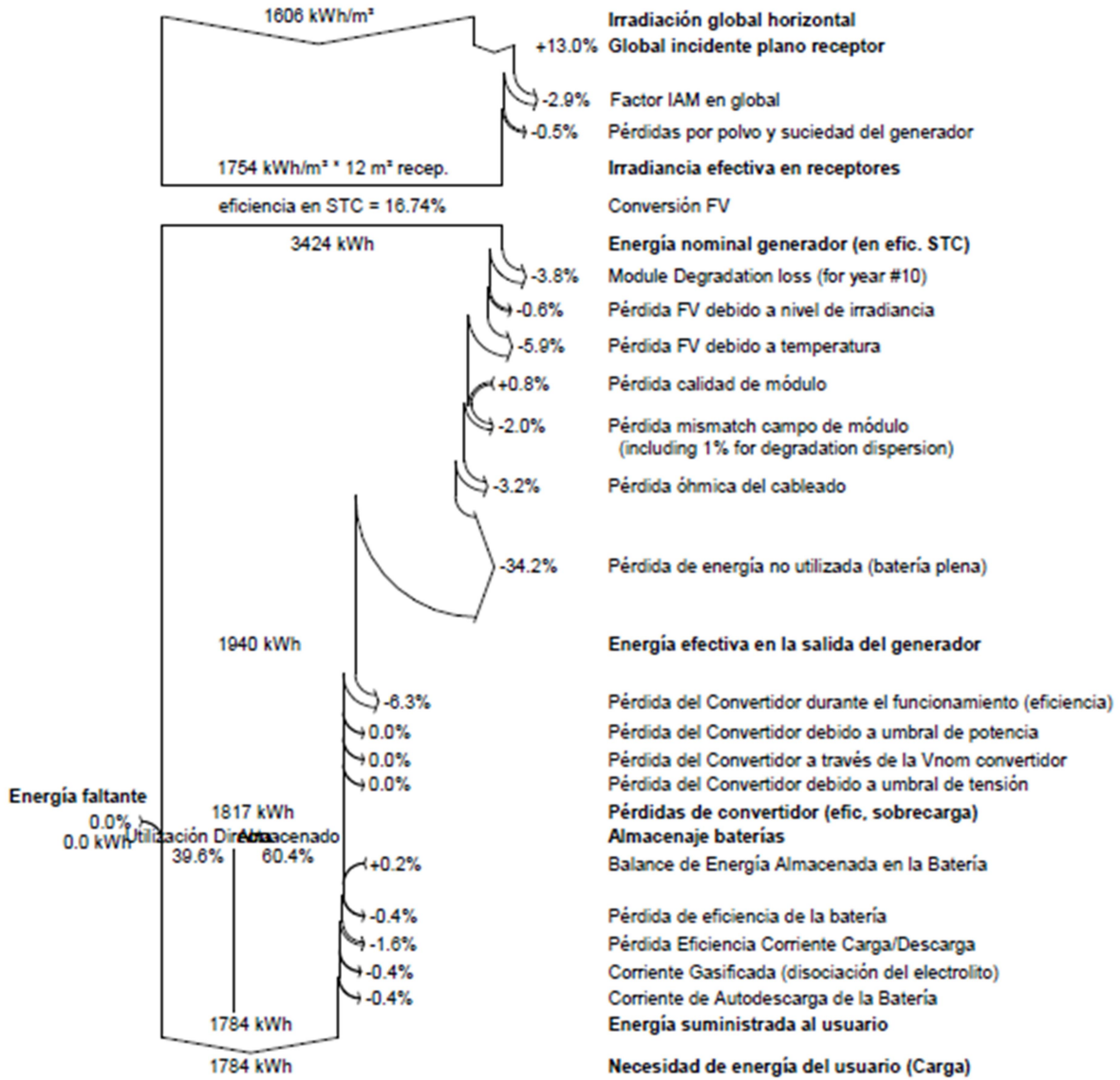


ILUSTRACIÓN 13 - Diagrama de pérdidas

## Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas

El programa PVsyst es capaz de calcular las toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas con la utilización del sistema. Para ello tiene en cuenta la potencia pico instalada, el peso de la estructura, el inversor, el cableado y el origen y destino de los componentes.

Como se puede ver en la ilustración a partir del quinto año se habrán igualado las emisiones de su producción y transporte con las evitadas. Si se utilizase la instalación durante 25 años se evitarían 14.136 toneladas de CO<sub>2</sub> y en caso de usarla durante 31 serían 17.797 las toneladas evitadas.

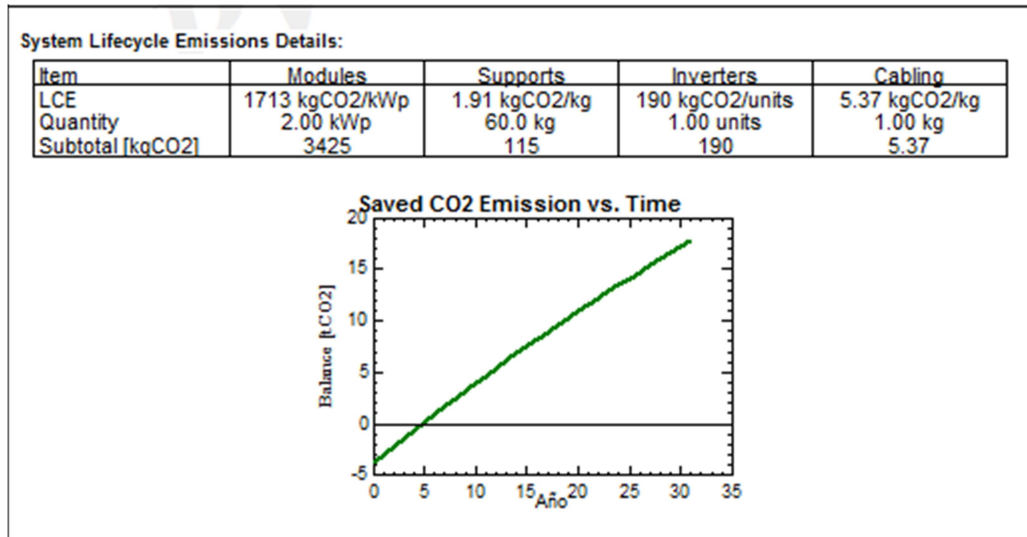


ILUSTRACIÓN 14 - Toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas

Según el Centro de Análisis de Información sobre Dióxido de Carbono España en el 2014 emitía 5,034 toneladas de CO<sub>2</sub> por persona y año. Gracias a proyectos como este se puede reducir notablemente la huella de carbono que deja cada persona. De hecho las emisiones de CO<sub>2</sub> originadas por la producción de electricidad y calefacción suponen el 49,04% de las emisiones totales mundiales producidas por quema de combustible por lo que es de especial importancia concienciar de la necesidad de reducir ese valor, lo que se puede conseguir con este tipo de sistemas. [32]

## Presupuesto

El presupuesto a continuación explicado muestra los gastos que se dan en la implantación del sistema fotovoltaico desarrollado. Se incluyen las horas de ingeniería necesarias para el diseño del sistema y redacción del informe, sin tener en cuenta las del estudiante, así como las horas del operario de montaje. Finalmente, los gastos se compararán por medio de una evaluación económica obteniendo el coste del kWh con otras energías renovables.

Los precios de los diferentes elementos del sistema son los proporcionados por la empresa Autosolar. No se contempla el transporte de los componentes comprados ya que Autosolar proporciona envíos gratuitos para compras mayores de 150€.

TABLA 11 - Presupuesto solución propuesta

| <b>Inversión inicial</b>        |            |       |                   |
|---------------------------------|------------|-------|-------------------|
|                                 | Precio     | Unid. | Total             |
| <b>Horas internas</b>           |            |       |                   |
| Ingeniero                       | 30,00 €    | 15    | 450,00 €          |
| Operario montaje                | 10,00 €    | 10    | 100,00 €          |
| <b>Subtotal horas internas</b>  |            |       | <b>550,00 €</b>   |
| <b>Compra de equipamiento</b>   |            |       |                   |
| Paneles                         | 214,98 €   | 6     | 1.289,88 €        |
| Baterías                        | 2.644,02 € | 1     | 2.644,02 €        |
| Inversor-Regulador              | 446,87 €   | 1     | 446,87 €          |
| Cable 6mm <sup>2</sup>          | 1,67 €     | 12    | 20,04 €           |
| Cable 10mm <sup>2</sup>         | 2,30 €     | 10    | 23,00 €           |
| Cable 25mm <sup>2</sup>         | 4,20 €     | 3     | 12,60 €           |
| Conectores                      | 1,94 €     | 8     | 15,52 €           |
| Repartidor                      | 27,66 €    | 1     | 27,66 €           |
| Estructura                      | 247,36 €   | 1     | 247,36 €          |
| <b>Subtotal equipamiento</b>    |            |       | <b>4.726,95 €</b> |
| <b>Amortizaciones</b>           |            |       |                   |
| Ordenador                       | 0,52 €     | 240   | 123,97 €          |
| <b>Subtotal amortizaciones:</b> |            |       | <b>123,97 €</b>   |
| <b>Subtotal 1</b>               |            |       | <b>5.400,92 €</b> |
| Costes indirectos               | 7%         |       | 378,06 €          |
| <b>Subtotal 2</b>               |            |       | <b>5.778,98 €</b> |
| Imprevistos                     | 10%        |       | 577,90 €          |
| <b>Total</b>                    |            |       | <b>6.356,88 €</b> |

El coste inicial del sistema es de 6.356,88 €, a ese valor habrá que añadir los costes de mantenimiento para obtener el coste total del sistema.

En el anexo 4.2 se puede observar que para este tipo de proyectos las horas internas de ingeniería suponen un gasto comparable al del equipamiento, haciendo el sistema inviable.

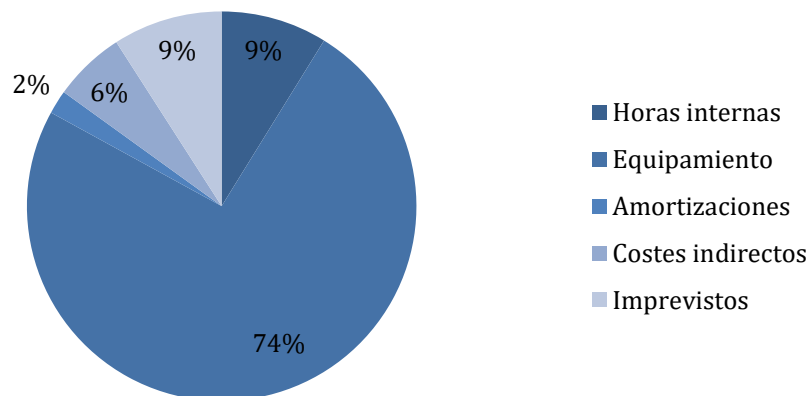
Se estima que los costes de mantenimiento anuales serán el 3% del coste de los componentes, 141,81 €/año. Estos costes incluyen la limpieza de los paneles y la revisión de las conexiones. Además el fabricante de las baterías recomienda cambiarlas cada 15 años por lo que se debe presupuestar un coste extra de 3.135,55 € después de cada 15 años de uso. El coste total anual se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 12 - Costes anuales

| <b>Coste anual</b>       |             |
|--------------------------|-------------|
| <b>Inversión inicial</b> | 6.356,88 €  |
| <b>Año 1-15</b>          | 141,81 €    |
| <b>Año 16</b>            | 3.277,36 €  |
| <b>Año 17 - 25</b>       | 141,81 €    |
| <b>Total 25 años</b>     | 13.037,64 € |
| <b>Año 26 - 31</b>       | 141,81 €    |
| <b>Total 31 años</b>     | 13.888,49 € |

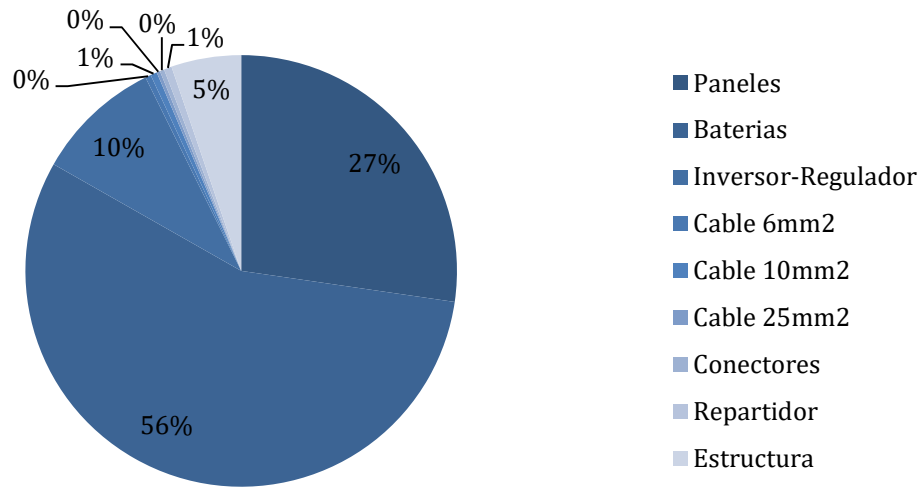
Como se ve en la tabla anterior, si se alarga la vida útil del sistema hasta el nuevo cambio de baterías, en el año 31, los costes totales solamente aumentan en 851€. Es posible realizar esto ya que aunque los paneles tienen una garantía de funcionamiento hasta los 25 años esto no significa que dejen de funcionar, si no que a partir de ahí su eficiencia se verá reducida en mayor medida.

En el siguiente gráfico circular se aprecia mejor cómo están divididos los gastos.

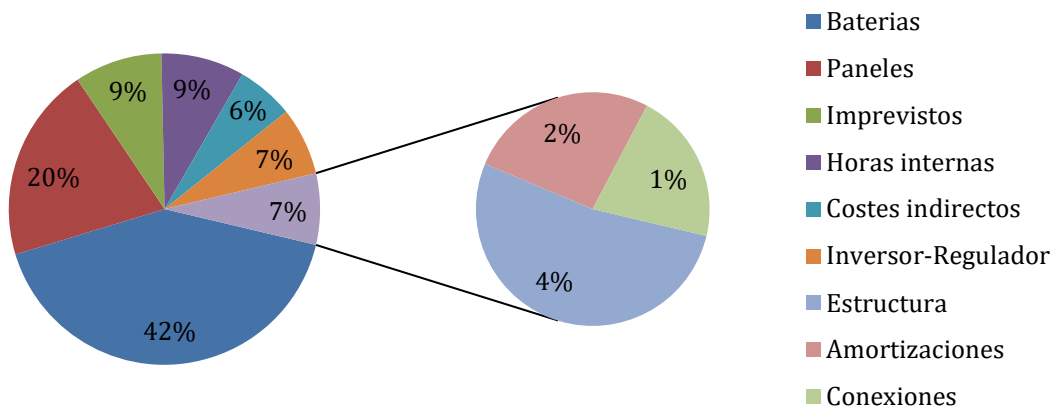


GRÁFICA 17 - Coste por partidas

El equipamiento es con diferencia lo que mayor porcentaje de gastos produce de cara a la inversión inicial, alcanzando el 74%. Analizando más en detalle los componentes se ve cómo las baterías son el elemento más costoso, suponiendo un 56% del total del equipamiento como se ve en la gráfica 18. Se concluye que las baterías suponen el 42% del coste total de la instalación (gráfica 19)



GRÁFICA 18 - Coste por componentes



GRÁFICA 19 - Porcentajes del coste total de la instalación

Visto esto se puede concluir que reduciendo el coste de las baterías se reducirá significativamente el gasto total del proyecto. Para ello se puede analizar este mismo sistema pero conectado a red, o esperar a que las tecnologías de las baterías mejoren para que sean más asequibles tal y como ha ocurrido con las placas solares en los últimos años.

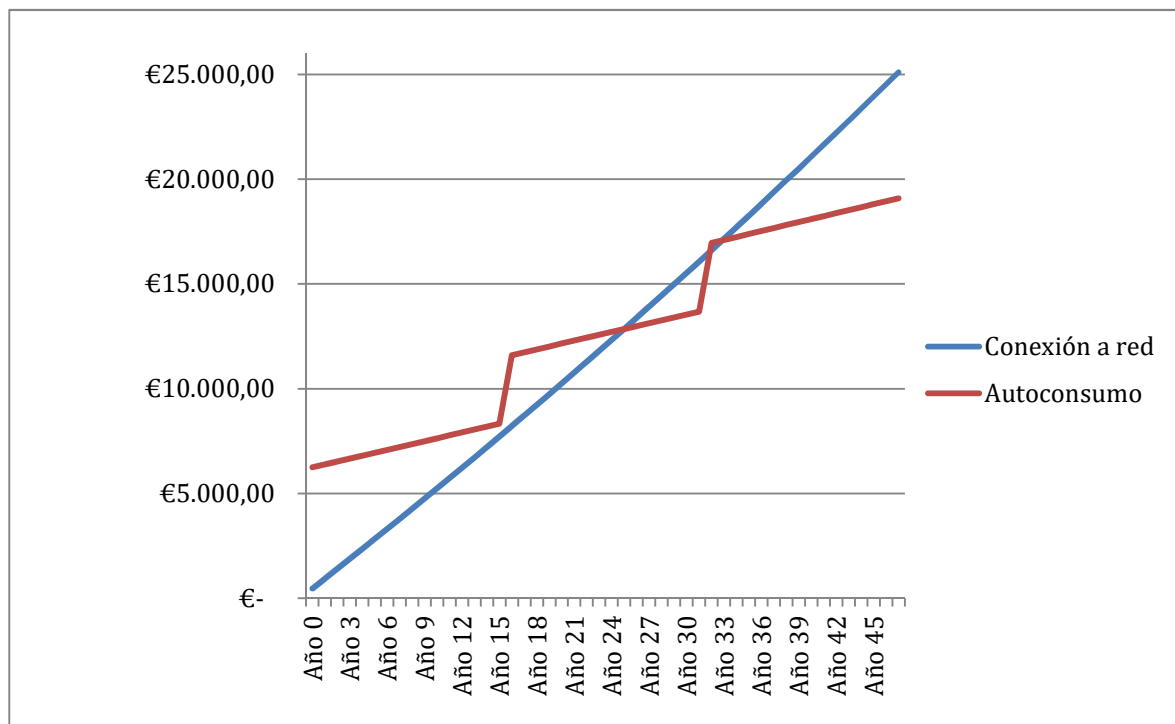
También se puede observar que al aumentar los días de autonomía que se requiere, el PVsyst sugiere capacidades mayores y menor potencia pico. Por ello, para reducir el coste en baterías, se puede diseñar un sistema de menos días de autonomía (alternativa de este sistema presente en el anexo 4.2).

## Comparación del coste de conexión a red con autoconsumo

El coste actual de la conexión a red viene dado por diferentes factores como son la potencia contratada, el alquiler del equipo y la energía consumida.

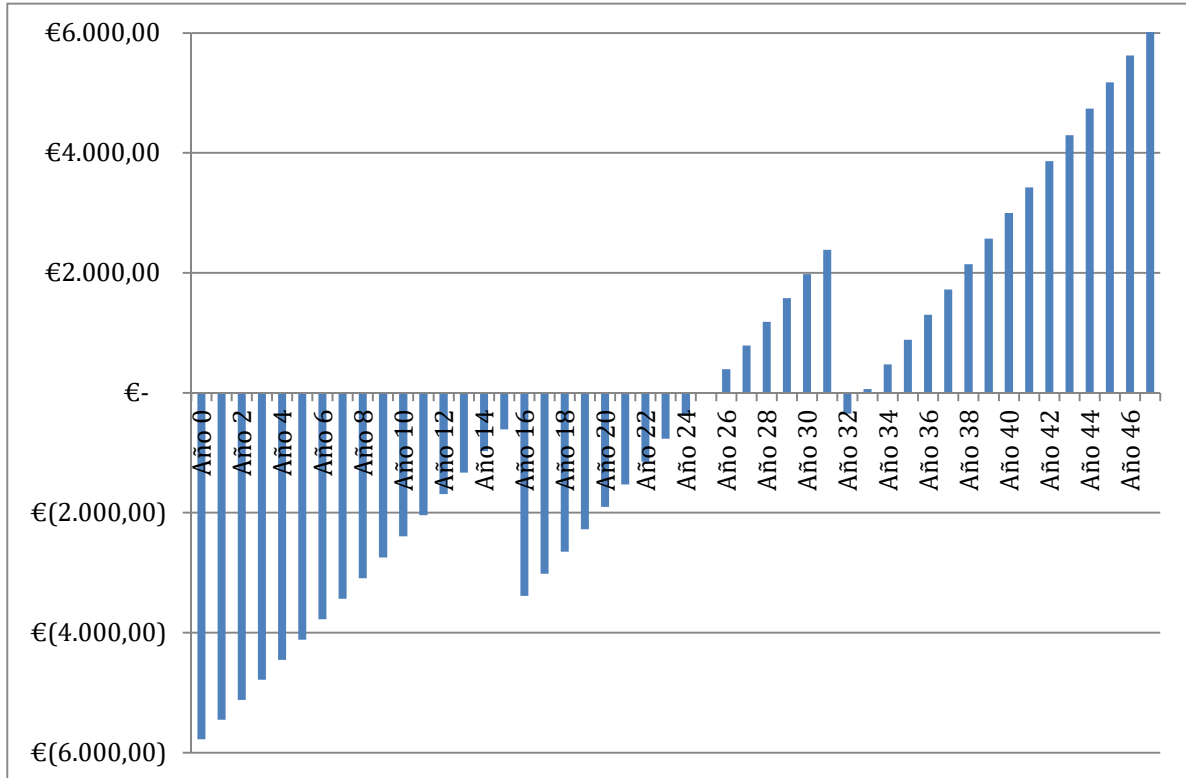
Se ha comparado el coste total de la instalación de autoconsumo propuesta con el gasto que supondría mantener la conexión a red 25 años suponiendo que el coste actual se incremente en un 0,5% anual.

La inversión inicial crea una gran diferencia entre los dos tipos de suministro, pero con el paso del tiempo el coste acumulado de la conexión a red supera al del autoconsumo ya que el mantenimiento que este necesita es mínimo mientras que el coste de la red va en aumento cada año. El incremento brusco en el autoconsumo que se aprecia en el año 16 es debido al cambio de las baterías mencionado anteriormente. Si se realizase el cambio de baterías del año 32 el coste del autoconsumo sería poco mayor al de la conexión de red, exactamente 350€, y para el año siguiente el coste acumulado volvería a ser menor. Así todo, aunque se indique en la gráfica que tras 47 años es cuando la instalación es más rentable, hay que tener en cuenta que debido a la pérdida de eficiencia y probable aumento del consumo la instalación no sea capaz de suministrar toda la energía requerida. Por ello se aconseja su uso hasta realizar el segundo cambio de baterías, sin llegar a realizarlo.



GRÁFICA 20 - Comparación coste acumulados autoconsumo y conexión a red

En la siguiente grafica se aprecia mejor la diferencia entre ambos costes. Se ve como en el año 15, cuando va a empezar a ser rentable, se necesita realizar el cambio de baterías y vuelve a ser un valor negativo. Del año 25 al 31 el sistema supone un ahorro frente a la conexión a red, vuelve a volverse negativo con el nuevo cambio de baterías y a partir de ese momento siempre supondrá ahorro.



GRÁFICA 21 - Ahorro del sistema autoconsumo propuesto frente a la conexión de red actual.

## Comparación con el coste de otras energías

La energía producida cada día es la suma de la energía utilizada y perdida, en total 4,98kWh según el PVsyst. Lo que anualmente son 1817,7kWh y en 31 años de utilización del sistema serían 56348,7kWh aproximadamente. Si se divide el coste total de la instalación tras 31 años de uso entre la energía que produce da como resultado el coste de la energía utilizada.

$$\text{Coste energía producida autoconsumo} = 0,2465 \text{ €/kWh}$$

Pero la energía aprovechada por día es solamente 2,51 kWh. Por lo que el coste, si se tiene en cuenta únicamente la energía utilizada, asciende a 0,4890 €/kWh.

$$\text{Coste energía consumida autoconsumo} = 0,4890 \text{ €/kWh}$$

El coste de la energía proveniente de la red será el coste total estimado tras 31 años entre la energía necesaria:

$$\frac{16065,08 \frac{\text{€}}{31 \text{ años}}}{28400,65 \frac{\text{kWh}}{31 \text{ años}}} = 0.5657 \text{ €/kWh}$$

Se puede ver como a largo plazo es más barata la energía de autoconsumo, como se veía en la gráfica 19.

Sin embargo si se compara el precio de la energía producida con otras energías renovables o incluso con la solar fotovoltaica pero a nivel mundial, se ve que el sistema es mucho más costoso de lo que debería.

TABLA 13 - Coste electricidad energías renovables a nivel global (fuente: IRENA)

|                       | Global 2017 | Global 2010 |
|-----------------------|-------------|-------------|
| <b>Fotovoltaica</b>   | 0,0857 €    | 0,3087 €    |
| <b>Hidroeléctrica</b> | 0,0429 €    | 0,0343 €    |
| <b>Eólica</b>         | 0,0514 €    | 0,0686 €    |
| <b>Biomasa</b>        | 0,0600 €    | 0,0514 €    |
| <b>Geotérmica</b>     | 0,0600 €    | 0,0429 €    |
| <b>Eólica marina</b>  | 0,1200 €    | 0,1458 €    |

Sin embargo el coste de la energía en España está actualmente a 0,1273 €/kWh, también bastante menor que el resultante.



## 9. Análisis de rentabilidad

En este apartado se analiza la rentabilidad del sistema analizada más en detalle que anteriormente. En otros apartados se ha comparado el coste total de la instalación tras 25 y 31 años frente al coste aproximado que supondrá mantener la conexión actual, resultando más económico a largo plazo realizar el cambio. En este apartado sin embargo se analizarán el periodo Pay-Back, el valor actual neto (a partir de ahora VAN) y la tasa interna de retorno (a partir de ahora TIR).

El periodo Pay-Back o periodo de amortización indica el tiempo que se necesita para recuperar la inversión inicial.

La inversión inicial era de 6.356,88 €. Con el sistema de autoconsumo el ahorro que se produce es el coste de la electricidad de red. En el coste acumulado de mantener la instalación a red se alcanza ese valor en el duodécimo año por lo que el periodo Pay-Back de la instalación son 12 años.

El segundo parámetro a tener en cuenta, el VAN, viene definido por la siguiente fórmula:

$$VAN = -I + \frac{Q1}{(1+k)^1} + \frac{Q2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Qn}{(1+k)^n}$$

Donde:

- Q es el flujo de caja anual, esto es, los ingresos que se tienen menos los gastos. En este caso se ha tomado como ingresos lo que se ahorra anualmente, el coste que habría supuesto mantener la conexión a red y como gastos los costes de la instalación de autoconsumo.
- I es la inversión inicial.
- k indica la tasa de descuento, que en este caso se fija en un 5%.
- n indica el periodo estudiado, se va a coger 31 años.

El VAN a 31 años queda 1.623,32 €, rentable ya que es positivo.

Sin embargo si se llega a hacer respecto a los 25 primeros años, cuando el coste total del autoconsumo justo se hace menor que el coste total de mantener la instalación, el VAN resultante es de -438,96 €.

Aunque si se tiene en cuenta un descuento del 20% como es típico en estos casos, el VAN resultante, tanto en el periodo de 25 años como en el de 31, resulta positivo y por tanto rentable. Para 25 años el resultado es 1.533,42 € y para 31 3.702,22 €.

Y por último el TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea nulo.

$$0 = -I + \frac{Q1}{(1+k)^1} + \frac{Q2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{Qn}{(1+k)^n}$$

Da un TIR = 2,247%

## 10. Análisis de riesgos

Los principales riesgos que puede sufrir esta instalación son los derivados de mala climatología y fallos eléctricos, ya sean producidos por mal mantenimiento de los elementos o por implicación humana.

A continuación, se exponen los posibles riesgos más importantes que se pueden dar junto con su probabilidad de aparición, exponiéndolos todos en una matriz Probabilidad –Impacto.

### A. Mala climatología

La coincidencia de forma consecutiva de varios días con mala climatología puede revocar en una escasez de energía para el consumidor. Riesgo: Alto

### B. Daños externos

En este apartado se recogen los posibles daños producidos por fuertes lluvias, el viento o la nieve y el granizo. Riesgo: Alto

### C. Sobrecarga del sistema

Una sobrecarga del sistema puede producir dos consecuencias, que el sistema no pueda cumplir con la demanda de energía, produciendo apagones en el sistema eléctrico o que dicha sobrecarga fuerce en exceso al sistema pudiendo llegar a quemar los elementos de control, produciendo un apagón en todo el sistema y causando grandes desperfectos. Riesgo: Medio

### D. Ausencia de recambios

Ante cualquier fallo eléctrico es muy posible que sea necesario cambiar los elementos que hayan sufrido daños de forma rápida con el fin de detener el menor tiempo posible la instalación. Riesgo: Bajo

### E. Rápida degradación del sistema de almacenamiento

Una rápida degradación del sistema de almacenamiento puede producir que la cantidad de energía acumulada disminuya de forma considerable, arriesgándose a no disponer de suficiente energía eléctrica en el momento que se desea. Riesgo: Medio

### F. Fallos eléctricos en el sistema

La aparición de diferentes fallos eléctricos producidos por variaciones rápidas en la potencia necesaria o cortocircuitos producidos por cables mal conectados pueden dañar los elementos de la instalación. Riesgo: Medio

TABLA 14 - Matriz impacto-probabilidad para análisis de riesgos

| Probabilidad |            | Impacto        |       |          |       |              |
|--------------|------------|----------------|-------|----------|-------|--------------|
|              |            | Insignificante | Menor | Moderado | Mayor | Catastrófico |
| Muy probable | 100 - 81 % |                |       |          |       |              |
| Probable     | 80 - 61 %  |                |       |          |       |              |
| Posible      | 60 - 41 %  |                | E     | A        |       |              |
| Improbable   | 40 - 21 %  |                |       | F        | B     |              |
| Raro         | 20 - 1 %   |                | D     | C        |       |              |

Código de colores:

|  |          |
|--|----------|
|  | Bajo     |
|  | Medio    |
|  | Alto     |
|  | Muy alto |

### Plan de contingencia frente a riesgos

- A. Mala climatología: No se puede evitar pero se puede minimizar sus consecuencias controlando los consumos y las horas a las que se realizan.
- B. Daños externos: A los paneles elegidos se les realizan pruebas de resistencia contra bola de acero para emular el impacto del granizo por lo que la calidad está asegurada. Junto con un buen sistema de sujeción se evitarán daños ante fuertes vientos o lluvias torrenciales.
- C. Sobrecarga del sistema: Elementos de control bien dimensionados reducirán este riesgo.
- D. Ausencia de recambios: Firmar un contrato con el proveedor, la empresa Autosolar, con el fin de asegurar recambios para los elementos de la instalación o en caso de no existir para asegurar la disposición de elementos sustitutivos en el menor tiempo posible.
- E. Rápida degradación del sistema de almacenamiento: Controlar por medio de medidores el porcentaje de descarga de las baterías y ante una descarga excesiva durante varios días estudiar el aumento del número de baterías.
- F. Fallos eléctricos en el sistema: Supervisar correctamente durante la instalación junto con medidores para en caso de darse encontrar el fallo eléctrico en el menor tiempo posible.

## Conclusiones

La realización del presente TFG ha permitido extraer diferentes conclusiones siendo las más importantes:

- Se puede llegar a generar energía limpia a pequeña escala sin suponer gasto extra a la larga frente al coste que supondría mantener una instalación a red eléctrica común.
- Las baterías conllevan el mayor gasto de estos sistemas, dependiendo en gran medida su viabilidad económica del correcto dimensionado de las mismas.
- Los beneficios medioambientales son destacables, el presente TFG evita la emisión de 14.136 toneladas de CO<sub>2</sub> a los 25 años, 17.797a los 31.

Además también se llega a las siguientes conclusiones:

- El periodo Pay-Back de la instalación se sitúa en 12 años, un periodo demasiado grande para que sea rentable en su inicio.
- El VAN es negativo para un periodo de 25 años, sin embargo si se aprovecha correctamente el cambio de baterías que se realiza en el decimosexto año se llega a un VAN positivo, siendo de 1.623,32 € tras 31 años, por lo tanto se califica el diseño como rentable.
- Los descuentos ofrecidos por las empresas distribuidoras de los componentes pueden ser también determinantes para la viabilidad económica de este tipo de proyectos. Con un descuento del 20% en baterías y paneles se obtiene un VAN positivo para ambos periodos analizados.
- La energía desaprovechada por encontrarse las baterías llenas supone el 37,4% de la producción anual, lo que podría parecer demasiado. Pero si se mira más en detalle, la energía generada en invierno es muy cercana a la producida por lo que el sistema está correctamente diseñado para minimizar estas pérdidas.
- La inclinación del sistema de captación es determinante en el dimensionado de los componentes y por tanto de la viabilidad del sistema diseñado.
- El precio de los paneles fotovoltaicos se ha reducido considerablemente en los últimos años haciendo esta tecnología mucho más rentable.
- Para instalaciones caseras las horas internas de ingeniería suponen un gasto comparable al del equipamiento, haciendo el sistema inviable. Por otra parte, son sistemas que se pueden diseñar fácilmente con conocimientos básicos del tema por lo que existe la opción de que lo diseñe el propio consumidor.
- No es necesario tanto espacio como se pensaba en un principio para cubrir la demanda por lo que es realizable en hogares con menores espacios aprovechables.

Otras conclusiones que se pueden obtener del presente TFG es que indudablemente las energías renovables son el futuro. El avance en las tecnologías aquí tratadas, aumentando su rendimiento a la par que se reduce su coste, ofrece un futuro muy prometedor para este tipo de proyectos.

## 1. Bibliografía

Para la realización de este TFG se ha obtenido información principalmente de fuentes oficiales, empresas suministradoras y otras fuentes como medios de comunicación especializados y centros de estudio de la energía solar fotovoltaica.

- [1] APPA asociación de empresas de energías renovables <http://www.appa.es/>
- [2] <http://www.becquerel-prize.org/cms/about-the-becquerel-prize/alexandre-edmond-becquerel/>
- [3] *Energía solar fotovoltaica*, colegio oficial de ingenieros de telecomunicación, grupo de nuevas actividades profesionales, 2007. <https://www.coit.es/file/4245/download?token=F3kPOsFh>
- [4] Delta Volt SAC <http://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar/paneles-solares>
- [5] <https://autosolar.es/>
- [6] Departamento técnico Sun Fields Europa <https://sfe-solar.com/>
- [7] <https://www.solarweb.net/>
- [8] I E. Lorenzo, *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red*, <http://www.fotovoltaica.com/retrato1.pdf>
- [9] REVE Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. 6 febrero, 2018. Según los datos registrados por UNEF Unión Española Fotovoltaica <https://www.evwind.com/2018/02/06/la-fotovoltaica-en-espana-instala-135-mw-en-2017/>
- [10] Iñigo Capellán-Pérez, Margarita Mediavilla, Carlos de Castro, Óscar Carpintero, Luis Javier Miguel. *Agotamiento de los combustibles fósiles y escenarios socio-económicos: un enfoque integrado*. Universidad del país vasco y Universidad de Valladolid. Septiembre 2014
- [11] Red Eléctrica de España. *Las energías renovables en el sistema eléctrico español*. Informe 2016.
- [12] Red Eléctrica de España. *El sistema eléctrico español*. Informe 2014.
- [13] Artículo 2 del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre. Publicado en: «BOE» núm. 243, de 10 de octubre de 2015, páginas 94874 a 94917.
- [14] IRENA and pvXchange, *Renewable Power Generation Costs in 2014*.
- [15] IRENA, *Renewable power generation costs in 2017*.
- [16] IRENA, *Cost and competitiveness indicators rooftop solar PV*, December 2017.
- [17] Eurostat <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/>
- [18] European Commission, Science Hub, H. Ossenbrink, T. Huld, A. Jäger Waldau, N. Taylor. *Photovoltaic Electricity Cost Maps*. Report JRC 83366. 2013.
- [19] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE Conferences & Consulting GmbH. *Photovoltaics report*. Freiburg, 26 February 2018
- [20] *The state of renewable energies in Europe*. 17th EurObserv'ER Report, edition 2017, pgs 202-205
- [21] IRENA, *Renewable energy and jobs annual review 2018*.
- [22] Gohlke JM1, Thomas R, Woodward A, Campbell-Lendrum D, Prüss-Üstün A, Hales S, Portier CJ. *Estimating the global public health implications of electricity and coal consumption*. Environ Health Perspect. 2014 Nov

- [23] <http://www.ekidom.com/energia-minieolica>
- [24] <https://www.certificadosenergeticos.com/>
- [25] <https://www.teknosolar.com/>
- [26] unisolar.mx, mayo 2014
- [27] <http://files.pvsyst.com/help/>
- [28] Frederic Andreu, <http://solartradex.com/blog/> , sept 2017
- [29] [www.diariorenovables.com](http://www.diariorenovables.com)
- [30] <http://re.jrc.ec.europa.eu/>
- [31] NASA Surface meteorology and Solar Energy <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>
- [32] Banco Mundial según datos del Centro de Análisis de Información sobre Dióxido de Carbono, División de Ciencias Ambientales del Laboratorio Nacional de Oak Ridge (Tennessee, Estados Unidos). <https://datos.bancomundial.org/>

## **Anexo 1: Pliego de condiciones. Normativa aplicable.**

Para la realización de este TFG hay que tener en cuenta varios niveles de legislación: Europea (Directivas), Nacional (Leyes, Reales Decretos...), Comunidades Autónomas, Municipales y Reglamentos de Red Eléctrica Española y de las Compañías de distribución.

La evolución en la potencia fotovoltaica instalada viene de la mano de la promulgación de los siguientes decretos:

- 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.

El decreto que mayor impacto ha tenido actualmente es el **Real Decreto 900/2015**, publicado en el «BOE» núm. 243, de 10 de octubre de 2015, que regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. En él se incluye el “peaje de acceso a las redes de transporte y distribución” y en anteriores normativas conocido como “peaje de respaldo”, que consiste en cobrar la potencia fotovoltaica instalada (en torno a 0,09€/KW por año) en los sistemas conectados a la red. Este decreto se basa en las siguientes leyes y directivas publicadas anteriormente:

- *La Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo* establece objetivos nacionales vinculantes para todos los países de la UE con el propósito general de lograr que las fuentes de energía renovable representen para 2020 el 20 % de la energía de la UE y el 10 % de la energía específicamente en el sector del transporte.
- *El Real Decreto 1699/2011* regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, establece la obligación de regular el suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.
- *El Real Decreto-ley 13/2012* fomenta la producción individual de energía eléctrica destinada al consumo en la misma ubicación, detallando el régimen de derechos y obligaciones que de ellas resulten.
- *La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico* define el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor y distingue varias modalidades de autoconsumo. Tiene por finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto. En este sentido establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. No obstante, se prevén excepciones para los casos en los que el autoconsumo suponga una reducción de costes para el sistema.

- *El Real Decreto-ley 9/2015* de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y otras medidas de carácter económico, se establece que, de forma excepcional y siempre que se garantice la seguridad y la sostenibilidad económica y financiera del sistema y con las condiciones que el Gobierno regule, se podrán establecer reducciones de peajes, cargos y costes para determinadas categorías de consumidores de baja tensión de la modalidad de suministro con autoconsumo siempre que tanto la potencia máxima contratada de consumo como la instalada de generación no sean superiores a 10 kW.

Este decreto se aplica a las “instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante, acogidas cualquier de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica. En su ámbito de aplicación exceptúa a las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica de la red eléctrica, además de a los sistemas conectados a red siempre que su potencia sea menor de 10kW. Esto implica que no se aplique a al sistema analizado en este TFG, tanto si se instala el sistema aislado diseñado como si se opta por dejar la conexión a red para tener un respaldo energético.

Así todo por el reciente pacto acordado entre los gobiernos de la Unión Europea y el Parlamento Europeo este impuesto no se va a poder aplicar hasta 2026, cuando se les podrá cobrar a instalaciones de autoconsumo con potencia instalada superior a los 25 kW que reciban ayudas si el impuesto no es superior al apoyo recibido o si un estudio concluye que la inexistencia de un impuesto amenaza la sostenibilidad financiera a largo plazo del sistema eléctrico (en caso de que las instalaciones de autoconsumo representen más del 8% de la potencia total instalada de un país).

Además de la legislación mencionada existen normas, de observancia no obligatoria, que regulan las instalaciones fotovoltaicas. A continuación se ponen las destacables a tener en cuenta:

**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). Otra versión vigente: **UNE-HD 60364-7-712:2017**

**UNE-EN 50380:2003** Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Otra versión vigente: **UNE-EN 50380:2018**

**UNE-EN 50461:2007** Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.

**UNE-EN 50618:2015** Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

**UNE-EN 60891:2010** Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.

**UNE-EN 60904-1:2007** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos. (**IEC 60904-1:2006**).



**UNE-EN 60904-2:2015** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia

**UNE-EN 60904-3:2009** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia. Otra versión vigente: **UNE-EN 60904-3:2016**

**UNE-EN 60904-4:2011** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 4: Dispositivos solares de referencia. Procedimientos para establecer la trazabilidad de calibración. Leer junto con: **PNE-prEN 60904-4:2018**

**UNE-EN 60904-5:2012** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la célula (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.

(La norma UNE-EN 60904-6 es anulada por UNE-EN 60904-2:2008 que a su vez es anulada por UNE-EN 60904-2:2015, ya mencionada)

**UNE-EN 60904-7:2009** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo de la corrección por desacoplo espectral para medidas de dispositivos fotovoltaicos

**UNE-EN 60904-8:2015** 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 60904-10:2011** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.

**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 61646:2009** Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Otras versiones vigentes: **UNE-EN 61215-1-2:2017, UNE-EN 61215-1-3:2017, UNE-EN 61215-1-4:2017, UNE-EN 61215-2:2017**

IEC TS 61836:2016 Solar photovoltaic energy systems - Terms, definitions and symbols

A su vez el Departamento de Energía Solar del IDAE junto con CENSOLAR realizó en 2009 una documentación que recoge el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red disponible en su página web.

## Anexo 2: Cálculos

### 2.1- Necesidades eléctricas

TABLA 15 - Necesidades eléctricas en verano detalladas

|                       | Consumo (W)   | kWh/Dia      | %      |
|-----------------------|---------------|--------------|--------|
| <b>Salón</b>          |               |              |        |
| Iluminación           | 18            | 0,18         | 2,57%  |
| Televisión            | 54            | 0,486        | 6,94%  |
| Tdt                   | 20            | 0,18         | 2,57%  |
| Televisión en standby | 0,5           | 0,0075       | 0,11%  |
| Ordenador             | 65            | 0,91         | 12,99% |
| Portátil              | 65            | 0,13         | 1,86%  |
| Teléfono              | 0,6           | 0,0144       | 0,21%  |
| Wifi                  | 25            | 0,6          | 8,57%  |
| <b>Habitación 1</b>   |               |              |        |
| Iluminación           | 7             | 0,007        | 0,10%  |
| Luz mesilla           | 9,5           | 0,019        | 0,27%  |
| <b>Habitación 2</b>   |               |              |        |
| luz mesilla           | 18            | 0,018        | 0,26%  |
| iluminación           | 9             | 0,009        | 0,13%  |
| <b>Cocina</b>         |               |              |        |
| Nevera                | 350           | 1,2          | 17,14% |
| Luz                   | 1,5           | 0,0015       | 0,02%  |
| Lavadora              | 2200          | 1,1          | 15,71% |
| placa cocina grande   | 350           | 0,175        | 2,50%  |
| placa cocina pequeña  | 250           | 0,5          | 7,14%  |
| microondas            | 800           | 0,133        | 1,90%  |
| Televisión            | 35            | 0,175        | 2,50%  |
| cargador 1            | 15            | 0,03         | 0,43%  |
| cargador 2            | 15            | 0,03         | 0,43%  |
| cargador 3            | 30            | 0,06         | 0,86%  |
| cafetera              | 800           | 0,0667       | 0,95%  |
| tostador              | 900           | 0,045        | 0,64%  |
| Iluminación           | 30            | 0,09         | 1,29%  |
| <b>Baño</b>           |               |              |        |
| Iluminación           | 12            | 0,024        | 0,34%  |
| calefactor eléctrico  | 1200          | 0,8          | 11,42% |
| <b>Otros</b>          |               |              |        |
| iluminación entrada   | 140           | 0,012        | 0,17%  |
| <b>Total horario</b>  | <b>7420,1</b> | <b>7,003</b> |        |

En la tabla anterior se muestran los consumos correspondientes al hogar analizado en verano. Muchos de los consumos son demasiado pequeños para aportar desviaciones notables en las necesidades eléctricas por lo que se han resaltado los que suponen un mayor porcentaje de las necesidades. Entre ellos destacan la nevera, la lavadora y el ordenador fijo.

A continuación se muestran únicamente los consumos más representativos en cada estación. Para calcularlos se han tenido en cuenta sólo los consumos de mayor porcentaje pero además sólo los que suponen un uso continuado. Por ello el calefactor eléctrico, por ejemplo, no se tiene en cuenta ya que solo es utilizado algunas mañanas de invierno y no durante todo el invierno.

TABLA 16 - Necesidades eléctricas destacables verano

| Verano                   | Hora de inicio de uso | Hora de finalización | Horas totales | Unid. | Potencia (W) | Consumo (kWh) |
|--------------------------|-----------------------|----------------------|---------------|-------|--------------|---------------|
| <b>Iluminación</b>       |                       |                      |               |       |              |               |
| <b>Cocina</b>            |                       |                      |               |       |              |               |
| Salón                    | 21:30                 | 3:00                 | 5,5           | 2     | 18           | 0,198         |
| <b>TV y PC</b>           |                       |                      |               |       |              |               |
| TV cocina                | 10:00                 | 15:00                | 5             | 1     | 35           | 0,175         |
| TDT                      | 10:00                 | 15:00                | 5             | 1     | 20           | 0,1           |
| TV salón                 | 15:00                 | 22:00                | 7             | 1     | 54           |               |
|                          | 1:00                  | 3:00                 | 2             | 1     | 54           | 0,486         |
| Ordenador                | 11:00                 | 3:00                 | 16            | 1     | 65           | 1,04          |
| Portátil                 | 20:00                 | 21:30                | 1,5           | 1     | 65           | 0,0975        |
| <b>Cocina</b>            |                       |                      |               |       |              |               |
| Placa de cocina          | 11:00                 | 13:00                | 2             | 1     | 250          | 0,5           |
| Frigorífico y congelador |                       |                      | 24            | 1     |              | 1,2           |
| Lavadora                 | 11:30                 | 12:00                | 0,5           | 1     | 2200         | 1,1           |
| Consumos en standby      |                       |                      | 24            |       | 2            | 0,048         |
| <b>Total</b>             |                       |                      |               |       |              | <b>4,9445</b> |

TABLA 17 - Necesidades eléctricas destacables otoño y primavera

| Otoño y primavera        | Hora de inicio de uso | Hora de finalización | Horas totales | Unid. | Potencia (W) | Consumo (kWh) |
|--------------------------|-----------------------|----------------------|---------------|-------|--------------|---------------|
| <b>Iluminación</b>       |                       |                      |               |       |              |               |
| <b>Cocina</b>            |                       |                      |               |       |              |               |
| Salón                    | 19:00                 | 2:00                 | 7             | 2     | 18           | 0,252         |
| <b>TV y PC</b>           |                       |                      |               |       |              |               |
| TV cocina                | 10:00                 | 15:00                | 5             | 1     | 35           | 0,175         |
| TDT                      | 10:00                 | 15:00                | 5             | 1     | 20           | 0,1           |
| TV salón                 | 15:00                 | 22:00                | 7             | 1     | 54           |               |
|                          | 0:00                  | 2:00                 | 2             | 1     | 54           | 0,486         |
| Ordenador                | 13:00                 | 2:00                 | 13            | 1     | 65           | 0,845         |
| Portátil                 | 20:00                 | 21:30                | 1,5           | 1     | 65           | 0,0975        |
| <b>Cocina</b>            |                       |                      |               |       |              |               |
| Placa de cocina          | 11:00                 | 13:00                | 2             | 1     | 250          | 0,5           |
| Frigorífico y congelador |                       |                      | 24            | 1     |              | 1,2           |
| Lavadora                 | 10:30                 | 11:00                | 0,5           | 1     | 2200         | 1,1           |
| Consumos en standby      |                       |                      | 24            |       | 2            | 0,048         |
|                          |                       |                      |               |       | <b>Total</b> | <b>4,8035</b> |

TABLA 18 - Necesidades eléctricas destacables invierno

| Invierno                 | Hora de inicio de uso | Hora de finalización | Horas totales | Unid. | Potencia (W) | Consumo (kWh) |
|--------------------------|-----------------------|----------------------|---------------|-------|--------------|---------------|
| <b>Iluminación</b>       |                       |                      |               |       |              |               |
| <b>Cocina</b>            |                       |                      |               |       |              |               |
| Salón                    | 17:00                 | 1:30                 | 8,5           | 2     | 18           | 0,306         |
| <b>TV y PC</b>           |                       |                      |               |       |              |               |
| TV cocina                | 10:00                 | 15:00                | 5             | 1     | 35           | 0,175         |
| TDT                      | 10:00                 | 15:00                | 5             | 1     | 20           | 0,1           |
| TV salón                 | 15:00                 | 21:00                | 6             | 1     | 54           |               |
|                          | 23:00                 | 1:00                 | 2             | 1     | 54           | 0,432         |
| Ordenador                | 13:00                 | 2:00                 | 13            | 1     | 65           | 0,845         |
| Portátil                 | 20:00                 | 21:30                | 1,5           | 1     | 65           | 0,0975        |
| <b>Cocina</b>            |                       |                      |               |       |              |               |
| Placa de cocina          | 11:00                 | 13:00                | 2             | 1     | 250          | 0,5           |
| Frigorífico y congelador |                       |                      | 24            | 1     |              | 1,2           |
| Lavadora                 | 10:30                 | 11:00                | 0,5           | 1     | 2200         | 1,1           |
| Consumos en standby      |                       |                      | 24            |       | 2            | 0,048         |
|                          |                       |                      |               |       | <b>Total</b> | <b>4,8035</b> |

A la hora de pasar los consumos al PVsyst no se pueden meter tantos campos, por lo que se han hecho varias simplificaciones a la hora de introducirlos:

- La primera de ellas es ya que el tdt y la televisión de la cocina trabajan a la vez, considerarlos un solo aparato de potencia 55w (35+20).
- La segunda es considerar que esta nueva televisión de 55w y la televisión del salón son un único aparato que funciona de seguido ya que solo se enciende la televisión del salón al apagar la de la cocina. Este nuevo televisor tendría una potencia de 55w, pero para tener en cuenta pequeños aparatos como el wifi o el teléfono se le ha puesto 65w.
- Y la tercera es no tener en cuenta el portátil ya que no se carga todos los días.

Con estas aproximaciones en un único apartado llamado TV y PC se incluyen tanto las televisiones y ordenadores como los pequeños aparatos de tdt, wifi y teléfono.

Al realizar estas aproximaciones el consumo resultante en el PVsyst aumenta ligeramente como se puede ver en el siguiente apartado.

## 2.2- Predimensionado

| Daily consumptions   |                          |        |         |           |                |    |              |
|--|--------------------------|--------|---------|-----------|----------------|----|--------------|
| Number   | Appliance                | Power  |         | Daily use | Hourly distrib |    | Daily energy |
| 2  | Lámparas                 | 18     | W/lamp  | 5.5       | h/day          | OK | 198 Wh       |
| 2  | TV y PC                  | 65     | W/app.  | 15.0      | h/day          | OK | 1950 Wh      |
| 1  | Cocina                   | 250    | W/app.  | 2.0       | h/day          | OK | 500 Wh       |
| 1  | Frigorífico y congelador | 1.20   | kWh/day | 24.0      | h/day          | OK | 1200 Wh      |
| 1  | Lavadora                 | 2200.0 | W aver. | 0.5       | h/day          | OK | 1100 Wh      |
| 0  | Otras utilizaciones      | 0      | W/app.  | 0.0       | h/day          |    | 0 Wh         |
| 0  | Otras utilizaciones      | 0      | W/app.  | 0.0       | h/day          |    | 0 Wh         |
| Stand-by consumers   |                          | 2      | W tot   | 24 h/day  |                |    | 48 Wh        |
| <div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <span>Appliances info</span> <div style="text-align: right;"> <b>Total daily energy</b>      <b>4996 Wh/day</b><br/> <b>Total monthly energy</b>      <b>149.9 kWh/month</b> </div> </div> |                          |        |         |           |                |    |              |

ILUSTRACIÓN 15 - Consumos verano (PVSYST)

| Daily consumptions   |                       |        |         |           |                |    |              |
|--|-----------------------|--------|---------|-----------|----------------|----|--------------|
| Number   | Appliance             | Power  |         | Daily use | Hourly distrib |    | Daily energy |
| 2  | Lamps (LED or fluo)   | 18     | W/lamp  | 7.0       | h/day          | OK | 252 Wh       |
| 2  | TV / PC / Mobile      | 65     | W/app.  | 13.5      | h/day          | OK | 1755 Wh      |
| 1  | Domestic appliances   | 250    | W/app.  | 2.0       | h/day          | OK | 500 Wh       |
| 1  | Fridge / Deep-freeze  | 1.20   | kWh/day | 24.0      | h/day          | OK | 1200 Wh      |
| 1  | Dish- & Cloth-washers | 2200.0 | W aver. | 0.5       | h/day          | OK | 1100 Wh      |
| 0  | Otras utilizaciones   | 0      | W/app.  | 0.0       | h/day          |    | 0 Wh         |
| 0  | Otras utilizaciones   | 0      | W/app.  | 0.0       | h/day          |    | 0 Wh         |
| Stand-by consumers   |                       | 2      | W tot   | 24 h/day  |                |    | 48 Wh        |
| <div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <span>Appliances info</span> <div style="text-align: right;"> <b>Total daily energy</b>      <b>4855 Wh/day</b><br/> <b>Total monthly energy</b>      <b>145.7 kWh/month</b> </div> </div> |                       |        |         |           |                |    |              |

ILUSTRACIÓN 16 - Consumos primavera y otoño (PVSYST)

| Daily consumptions                             |                       |        |         |           |                |    |                        |
|--|-----------------------|--------|---------|-----------|----------------|----|------------------------|
| Number   | Appliance             | Power  |         | Daily use | Hourly distrib |    | Daily energy           |
| 2  | Lamps (LED or fluo)   | 18     | W/lamp  | 8,5       | h/day          | OK | 306 Wh                 |
| 2  | TV / PC / Mobile      | 65     | W/app.  | 13.0      | h/day          | OK | 1690 Wh                |
| 1  | Domestic appliances   | 250    | W/app.  | 2.0       | h/day          | OK | 500 Wh                 |
| 1  | Fridge / Deep-freeze  | 1.20   | kWh/day | 24.0      | h/day          | OK | 1200 Wh                |
| 1  | Dish- & Cloth-washers | 2200.0 | W aver. | 0.5       | h/day          | OK | 1100 Wh                |
| 0  | Ventilation           | 100    | W/app.  | 24.0      | h/day          |    | 0 Wh                   |
| 0  | Otras utilizaciones   | 0      | W/app.  | 0.0       | h/day          |    | 0 Wh                   |
| Stand-by consumers                             |                       | 2      | W tot   | 24 h/day  |                |    | 48 Wh                  |
| <input type="button" value="Appliances info"/> |                       |        |         |           |                |    |                        |
| <b>Total daily energy</b>                      |                       |        |         |           |                |    | <b>4844 Wh/day</b>     |
| <b>Total monthly energy</b>                    |                       |        |         |           |                |    | <b>145.3 kWh/month</b> |

ILUSTRACIÓN 17 - Consumos invierno (PVSYST)

Se muestra únicamente la distribución horaria correspondiente a los consumos de invierno por ser los meses problemáticos

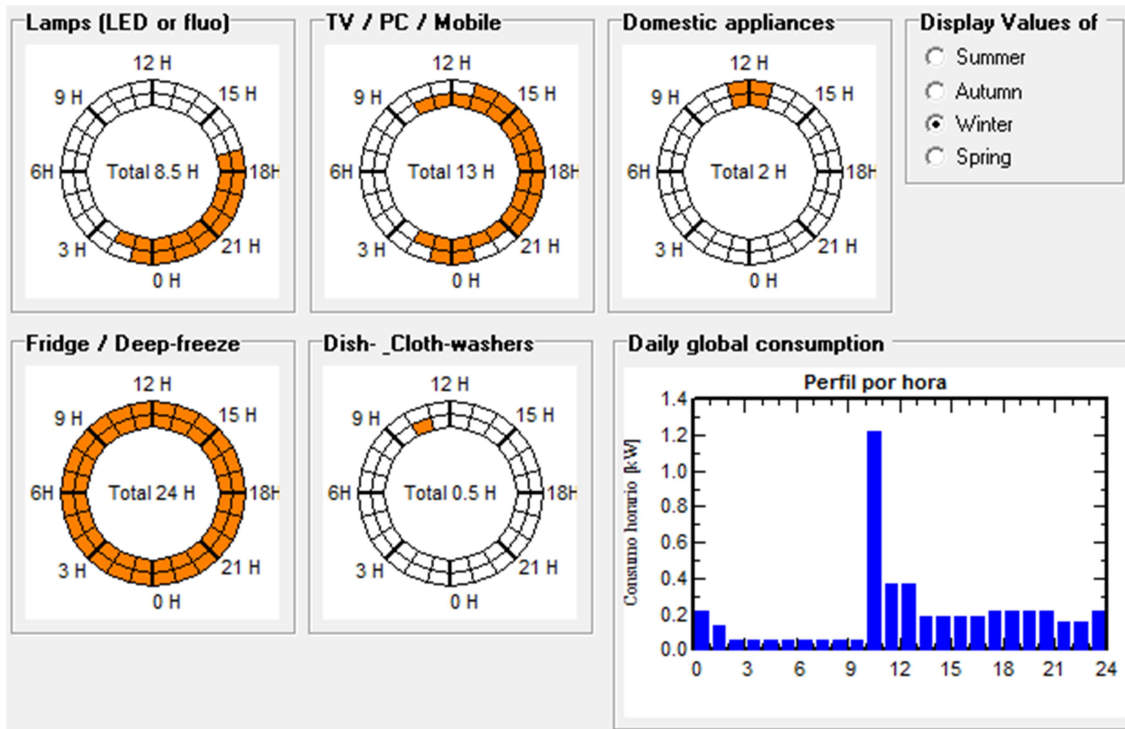
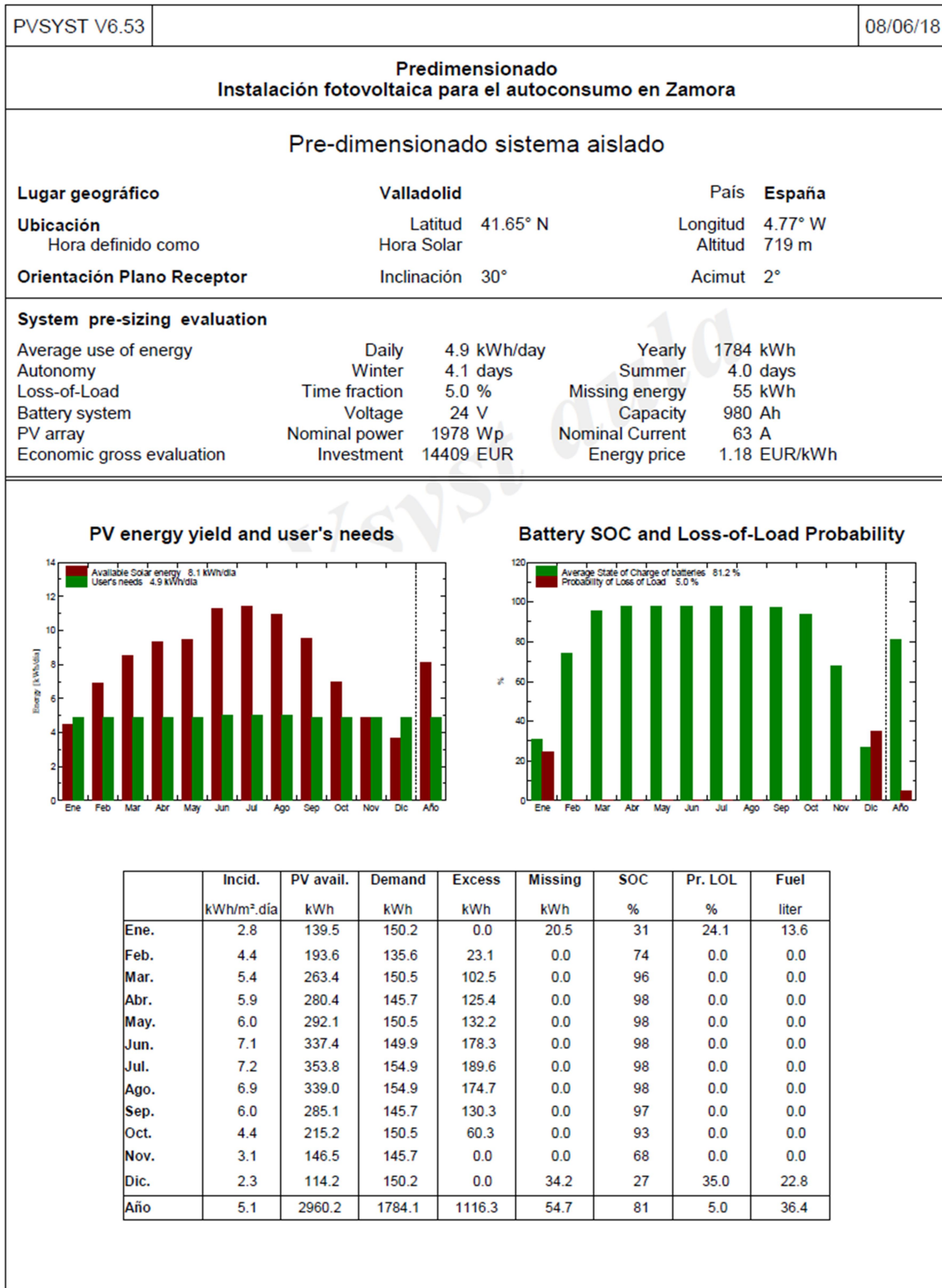


ILUSTRACIÓN 18 - Distribución horaria consumos invierno (PVSYST)

En el informe resultado de la primera simulación (ángulo de inclinación 30º) con el programa PVsyst:



PVsyst Classroom License. University of the Basque Country (Spain)

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

ILUSTRACIÓN 19 - Informe predimensionado con 30º (PVSYST)



El informe correspondiente al programa PVGIS con el sistema a 30º de inclinación:

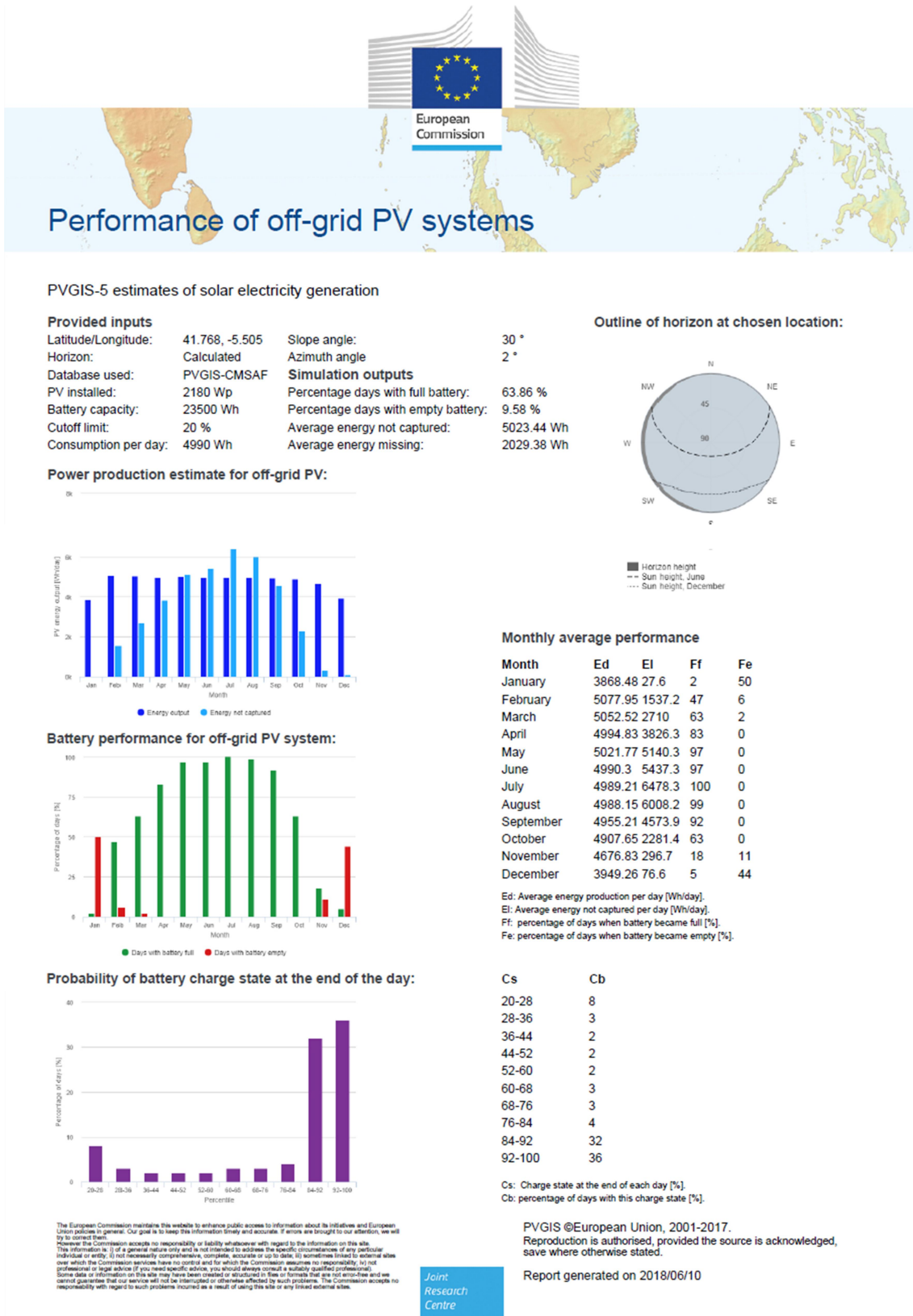


ILUSTRACIÓN 20 - Informe predimensionado con 30º (PVGIS)

El informe correspondiente al programa PVGIS con el sistema a 55° de inclinación:

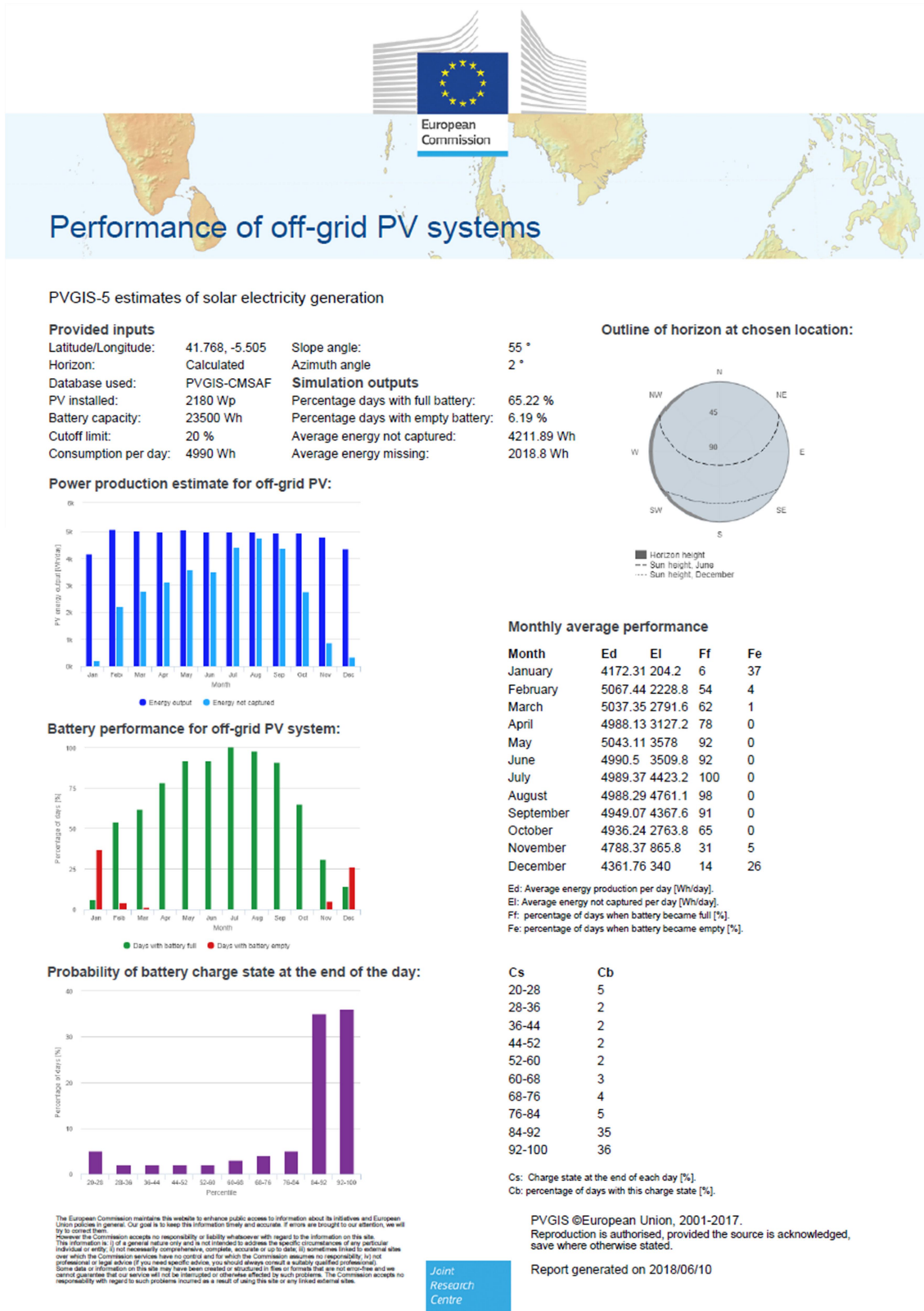


ILUSTRACIÓN 21 - Informe predimensionado con 55° (PVGIS)

Informe del programa PVGIS con el sistema a 0° de inclinación, radiación horizontal:

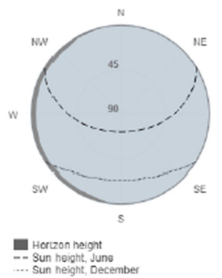


PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

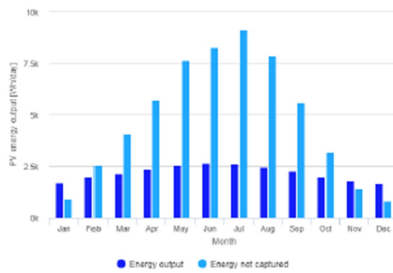
Provided inputs

|                      |                |                                     |            |
|----------------------|----------------|-------------------------------------|------------|
| Latitude/Longitude:  | 41.768, -5.505 | Slope angle:                        | 0 °        |
| Horizon:             | Calculated     | Azimuth angle:                      | 0 °        |
| Database used:       | PVGIS-CMSAF    | <b>Simulation outputs</b>           |            |
| PV installed:        | 2180 Wp        | Percentage days with full battery:  | 94.52 %    |
| Battery capacity:    | 980 Wh         | Percentage days with empty battery: | 100 %      |
| Cutoff limit:        | 40 %           | Average energy not captured:        | 5044.18 Wh |
| Consumption per day: | 4844 Wh        | Average energy missing:             | 2668.37 Wh |

Outline of horizon at chosen location:



Power production estimate for off-grid PV:

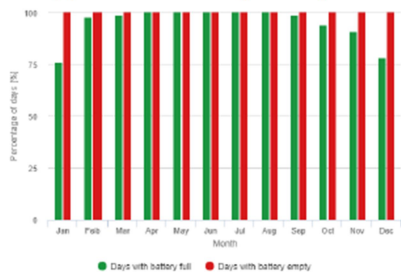


Monthly average performance

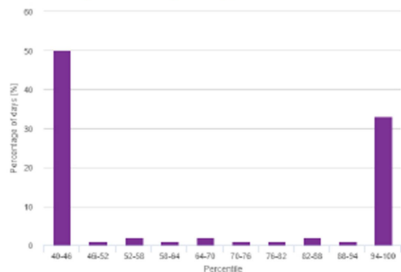
| Month     | Ed      | EI     | Ff  | Fe  |
|-----------|---------|--------|-----|-----|
| January   | 1703.98 | 909.5  | 76  | 100 |
| February  | 1987.52 | 2528   | 98  | 100 |
| March     | 2150.07 | 4066.2 | 99  | 100 |
| April     | 2343.41 | 5709.8 | 100 | 100 |
| May       | 2526.27 | 7639.8 | 100 | 100 |
| June      | 2627.48 | 8274.3 | 100 | 100 |
| July      | 2612.92 | 9133   | 100 | 100 |
| August    | 2456.82 | 7835.8 | 100 | 100 |
| September | 2264.1  | 5598.3 | 99  | 100 |
| October   | 1983.6  | 3166.3 | 94  | 100 |
| November  | 1800.17 | 1411.1 | 91  | 100 |
| December  | 1643    | 813.5  | 78  | 100 |

Ed: Average energy production per day [Wh/day].  
 EI: Average energy not captured per day [Wh/day].  
 Ff: percentage of days when battery became full [%].  
 Fe: percentage of days when battery became empty [%].

Battery performance for off-grid PV system:



Probability of battery charge state at the end of the day:



| Cs     | Cb |
|--------|----|
| 40-46  | 50 |
| 46-52  | 1  |
| 52-58  | 2  |
| 58-64  | 1  |
| 64-70  | 2  |
| 70-76  | 1  |
| 76-82  | 1  |
| 82-88  | 2  |
| 88-94  | 1  |
| 94-100 | 33 |

Cs: Charge state at the end of each day [%].  
 Cb: percentage of days with this charge state [%].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep the information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site. The information is (i) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity, (ii) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date, (iii) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility, (iv) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional). Some data or information on this site may have been created or structured in file or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

Joint  
Research  
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2017.  
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2018/06/28

El informe correspondiente al programa PVGIS con el sistema a 55° de inclinación y los valores supuestos un campo de captación de 2500 Wp y una capacidad de batería de 25000 Wh (1042 Ah):

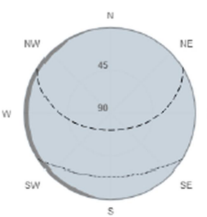


PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

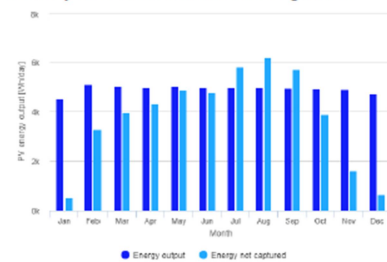
Provided inputs

Latitude/Longitude: 41.768, -5.505 Slope angle: 55 °  
 Horizon: Calculated Azimuth angle: 2 °  
 Database used: PVGIS-CMSAF Simulation outputs  
 PV installed: 2500 Wp Percentage days with full battery: 70.97 %  
 Battery capacity: 25000 Wh Percentage days with empty battery: 2.85 %  
 Cutoff limit: 20 % Average energy not captured: 5346.14 Wh  
 Consumption per day: 4990 Wh Average energy missing: 2006.34 Wh

Outline of horizon at chosen location:



Power production estimate for off-grid PV:

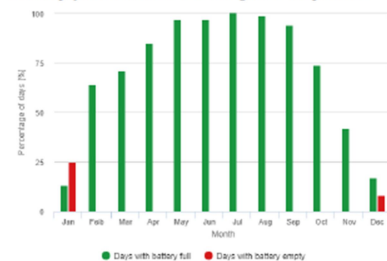


Monthly average performance

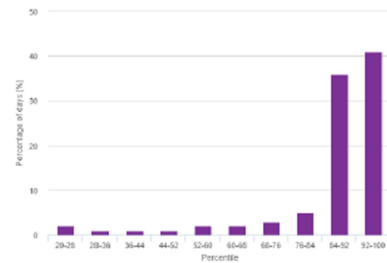
| Month     | Ed      | EI     | Ff  | Fe |
|-----------|---------|--------|-----|----|
| January   | 4518.28 | 500.7  | 13  | 25 |
| February  | 5087.07 | 3280.2 | 64  | 0  |
| March     | 5008.62 | 3969.5 | 71  | 0  |
| April     | 4985.68 | 4320.9 | 85  | 0  |
| May       | 5020.1  | 4866.5 | 97  | 0  |
| June      | 4990.28 | 4757.7 | 97  | 0  |
| July      | 4989.27 | 5804.9 | 100 | 0  |
| August    | 4988.27 | 6192.2 | 99  | 0  |
| September | 4970.06 | 5714.2 | 94  | 0  |
| October   | 4941.9  | 3888.4 | 74  | 0  |
| November  | 4890.9  | 1593.2 | 42  | 0  |
| December  | 4736.81 | 655.1  | 17  | 8  |

Ed: Average energy production per day [Wh/day].  
 EI: Average energy not captured per day [Wh/day].  
 Ff: percentage of days when battery became full [%].  
 Fe: percentage of days when battery became empty [%].

Battery performance for off-grid PV system:



Probability of battery charge state at the end of the day:



| Cs     | Cb |
|--------|----|
| 20-28  | 2  |
| 28-36  | 1  |
| 36-44  | 1  |
| 44-52  | 1  |
| 52-60  | 2  |
| 60-68  | 2  |
| 68-76  | 3  |
| 76-84  | 5  |
| 84-92  | 36 |
| 92-100 | 41 |

Cs: Charge state at the end of each day [%].  
 Cb: percentage of days with this charge state [%].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them.  
 However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site. This information is: (i) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity; (ii) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up-to-date; (iii) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility; (iv) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitable qualified professional).  
 Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.



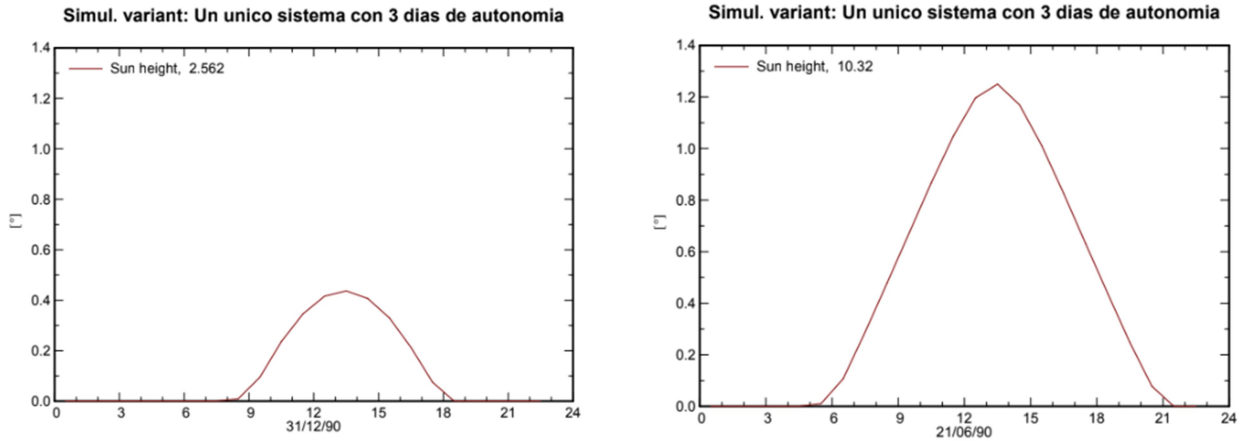
PVGIS ©European Union, 2001-2017.  
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2018/06/10

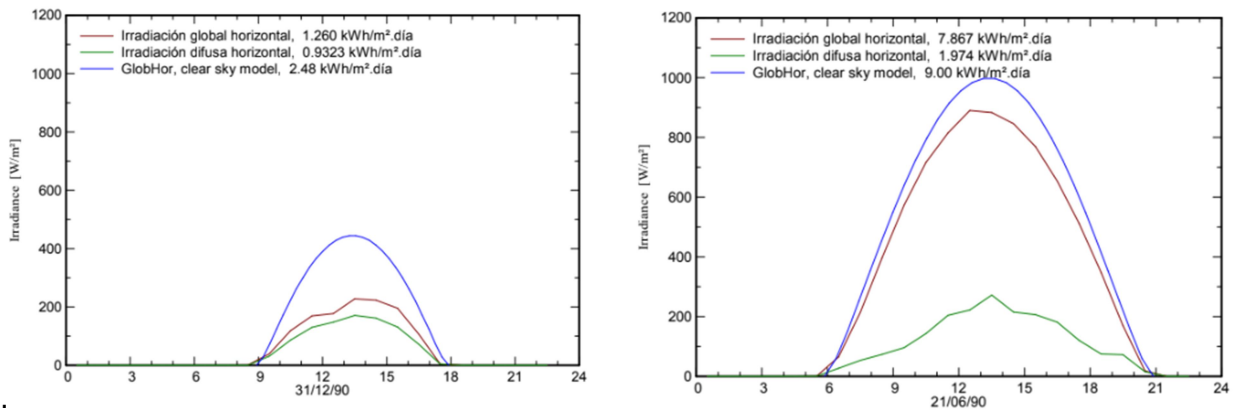
ILUSTRACIÓN 22 - Informe predimensionado con 55° y especificaciones mayores (PVGIS)

### 2.3 – Simulación

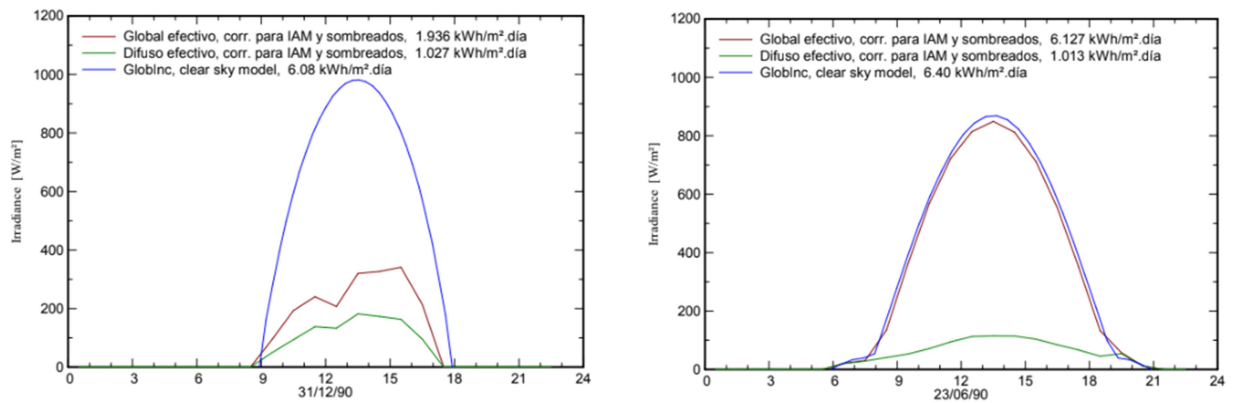
En las gráficas resultantes de la simulación, para el sistema de la solución final, se puede ver la gran diferencia de horas solares disponibles y por tanto de irradiación disponible entre invierno y verano.



GRÁFICA 22 - Comparación de la posición del sol en invierno y verano



GRÁFICA 23 - Comparación irradiación horizontal en invierno y verano

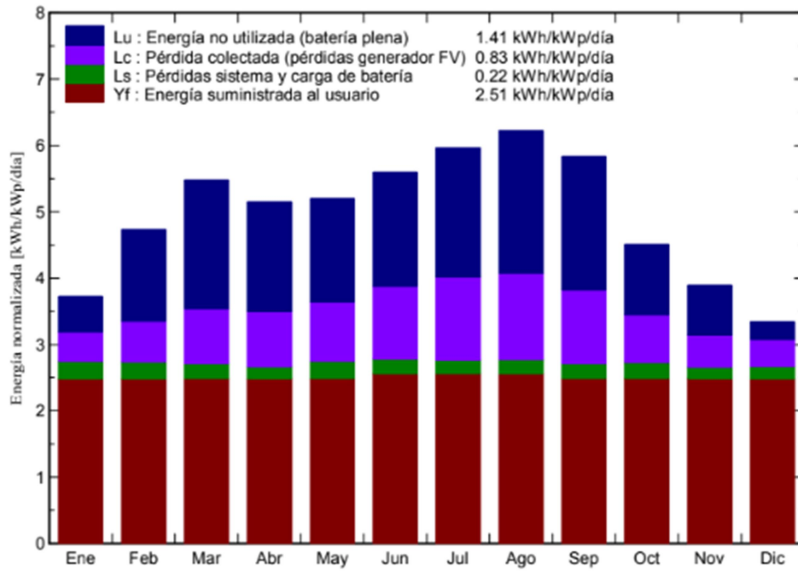


GRÁFICA 24 - Comparación irradiación efectiva invierno y verano



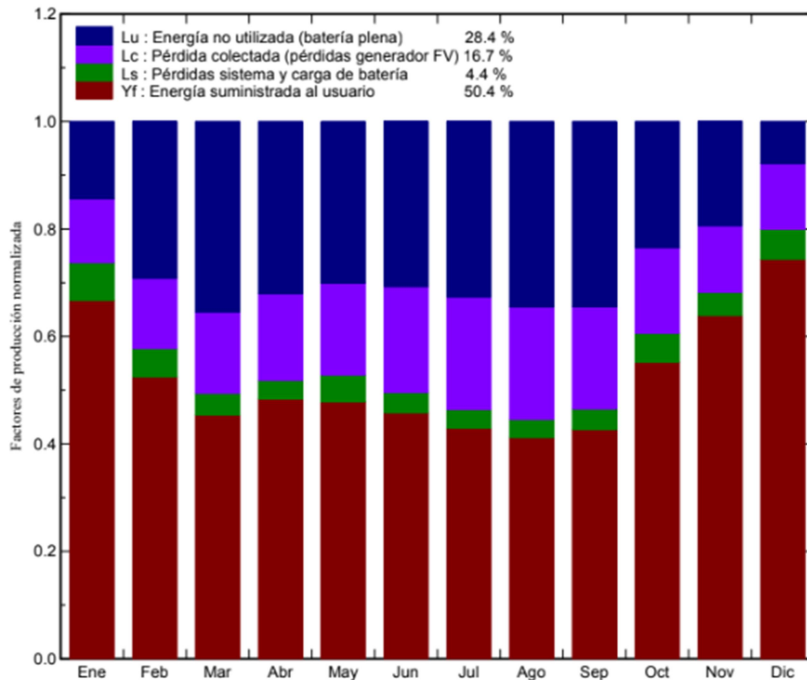
Se confirma la correcta optimización del sistema de cara al invierno, de cara a conseguir una mayor energía en ese periodo. Se genera suficiente energía para cubrir la demanda durante todo el año. Para un sistema dimensionado de esta manera, la energía producida y sobrante en verano aumenta considerablemente.

**Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1950 Wp**



GRÁFICA 25 - Energía producida

Otra manera de visualizarlo sobre el total producido:



GRÁFICA 26 - Producción normalizada y factores de pérdida

Se puede ver también la comparación del plano de captación elegido frente al óptimo anual, estival e hibernal. El sistema presenta 55° de inclinación y 2° de acimut, por lo que es un sistema optimizado de cara al invierno. Se aprecia que en verano presenta una gran pérdida de eficiencia por ello, del orden de 12,4 %, pero no supone un gran problema ya que la energía disponible también es mayor. La comparación con la gráfica anual muestra que solo se pierde un 3,8 % respecto al óptimo, un valor aceptable.

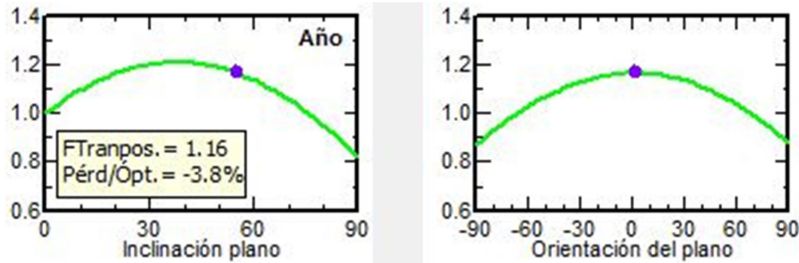


ILUSTRACIÓN 23 - Optimización anual

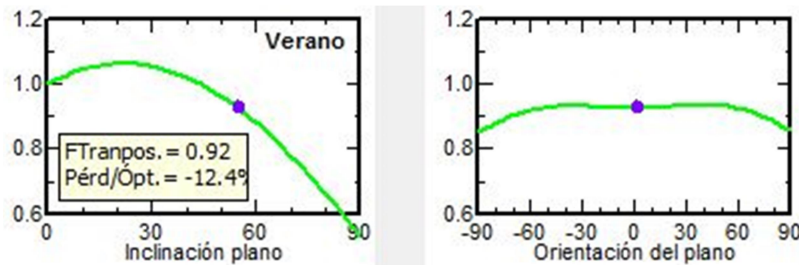


ILUSTRACIÓN 24 - Optimización estival

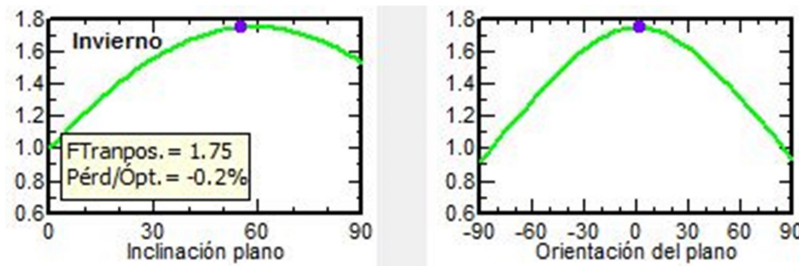
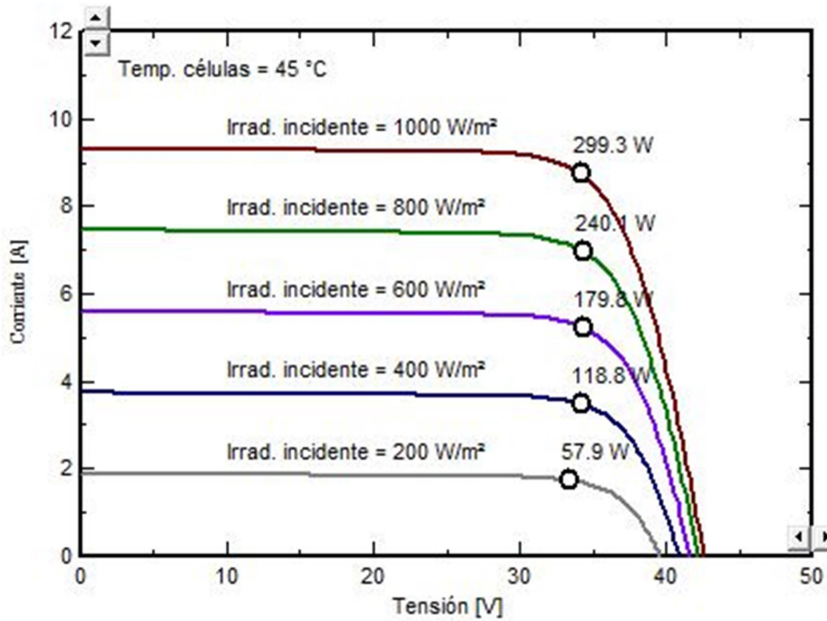


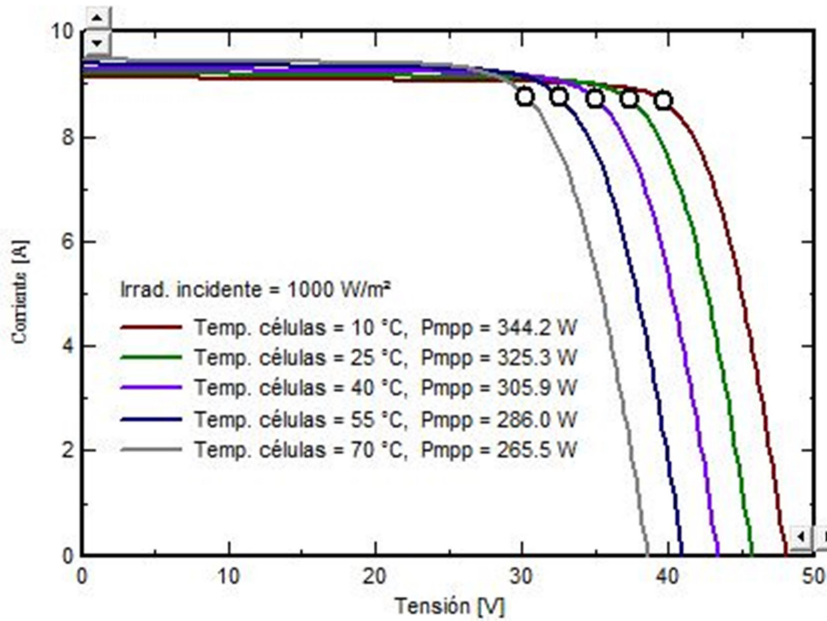
ILUSTRACIÓN 25 - Optimización hibernal

El PVsyst también proporciona gráficos detallados de los equipos escogidos.

**Paneles Talesun 325W**

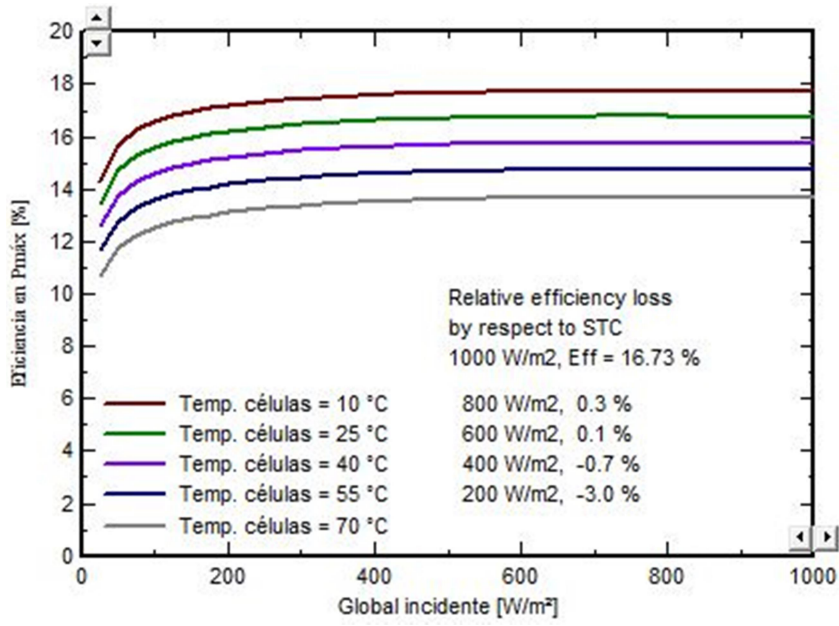


GRÁFICA 27 - Corriente-tensión del modelo escogido y punto óptimo de funcionamiento



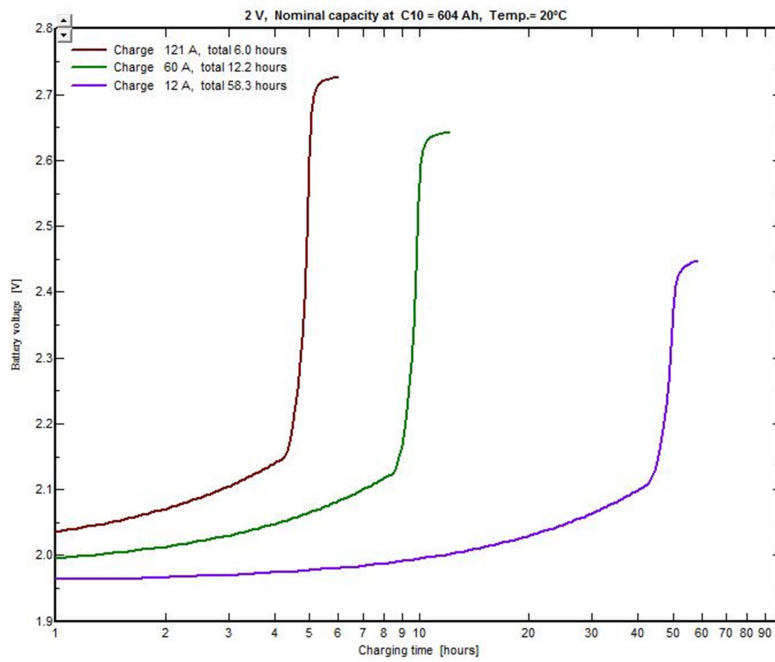
GRÁFICA 28 - Corriente tensión en función de la temperatura y punto de funcionamiento.



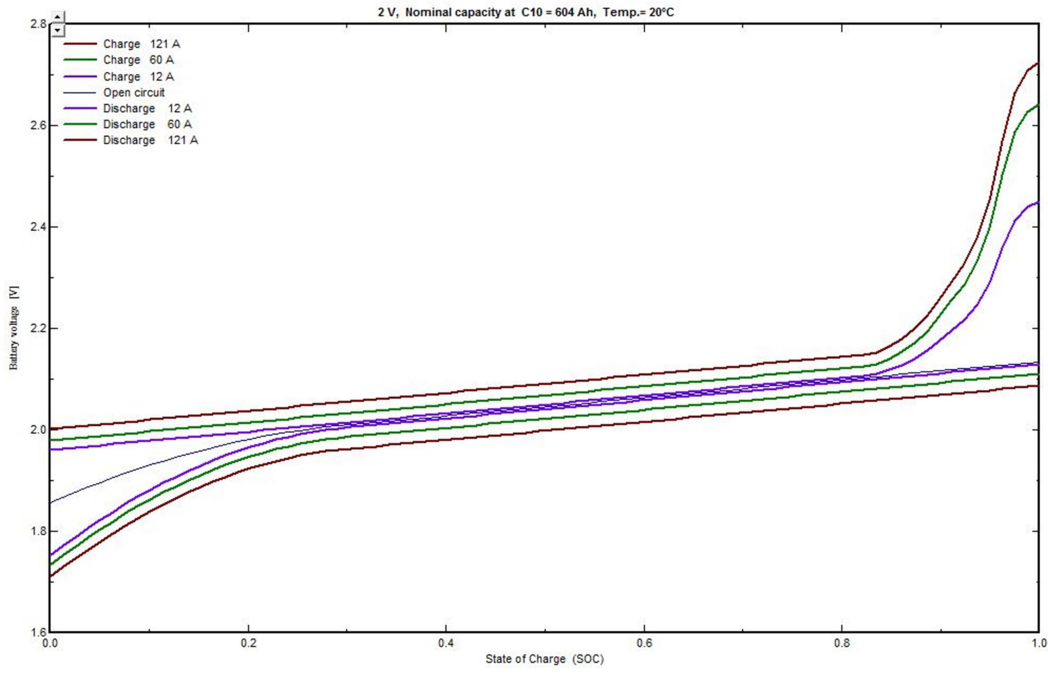


GRÁFICA 29- Eficiencia de los paneles en función de la temperatura.

**Baterías Enersol T**



GRÁFICA 30 -Tensión y tiempo de descarga en función de la intensidad demandada.



GRÁFICA 31 - Tensión e intensidad en función del estado de carga

Además el proporciona las siguientes gráficas sobre el funcionamiento del sistema:

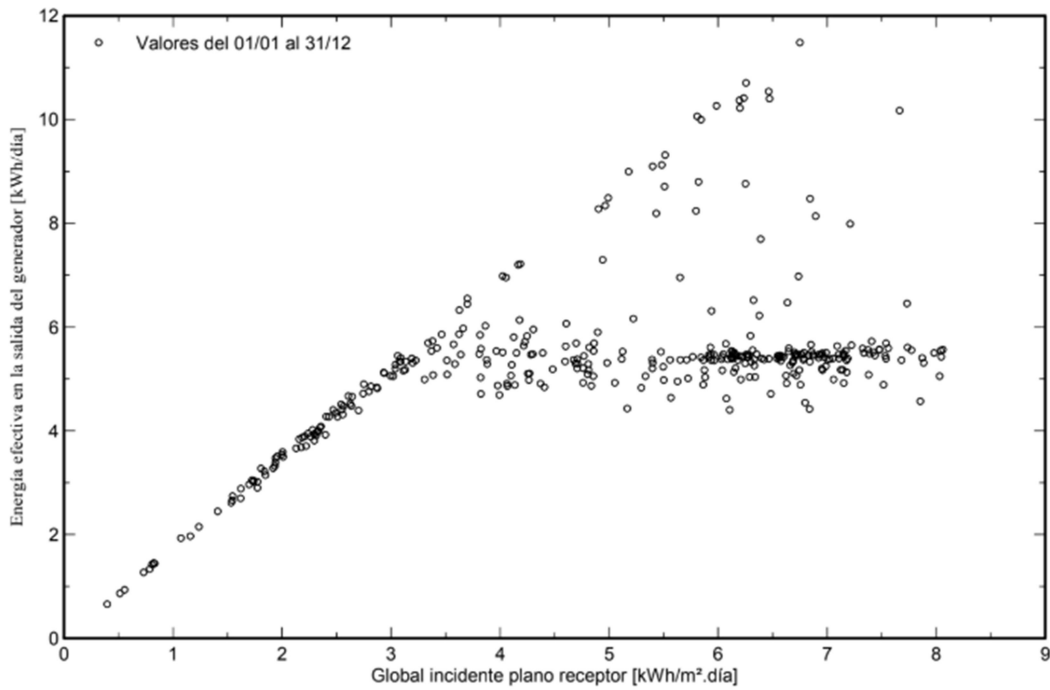


ILUSTRACIÓN 26 - Energía efectiva a la salida del generador frente a la energía global incidente.

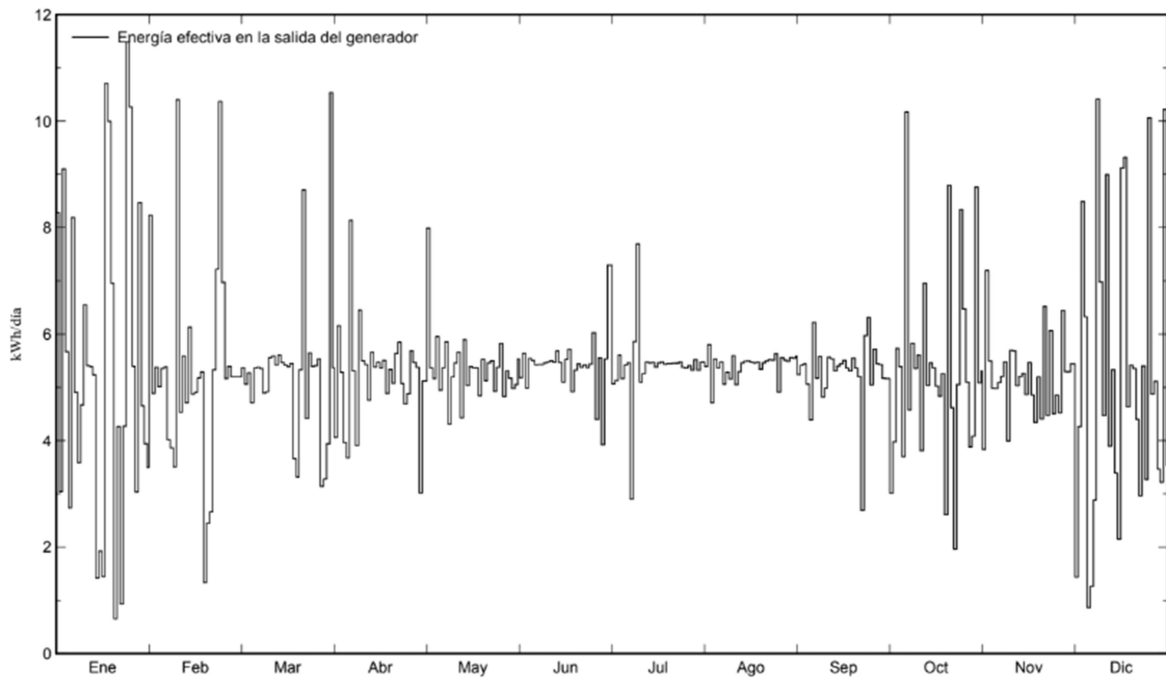


ILUSTRACIÓN 27 - Energía diaria salida del generador

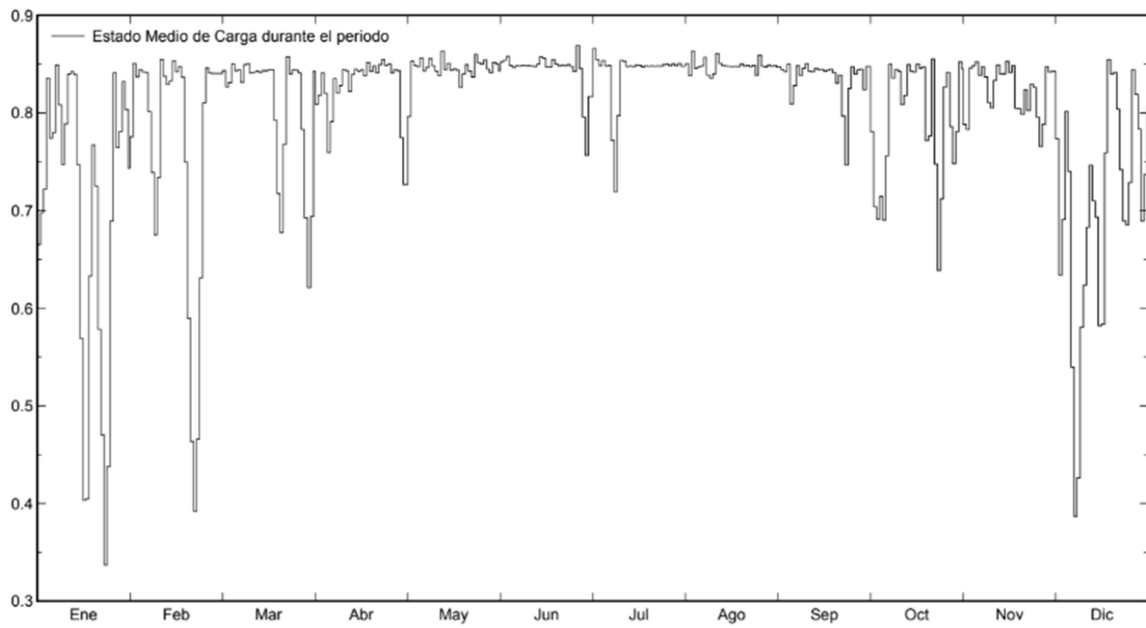


ILUSTRACIÓN 28 - Estado de distribución de carga diaria

## 2.4 - Informe final

|   |  |  |  |
|---|--|--|--|
| PVSYST V6.53  |  | 25/06/18                                 | Página 1/5                               |
| <b>Informe solución propuesta</b>                   |  |  |  |
| <b>Sistema Aislado: Parámetros de la simulación</b> |  |  |  |
| <b>Proyecto :</b>                                   | <b>Instalacion aislada TFG Ane</b>                     |  |  |
| <b>Lugar geográfico</b>                             | <b>Cañizo</b>  | <b>País</b>                              | <b>España</b>                            |
| <b>Ubicación</b>                                    | <b>Latitud</b> 41.77° N                                | <b>Longitud</b> 5.50° W                  |  |
| <b>Hora definido como</b>                           | <b>Hora Legal</b> Huso hor. UT+1                       | <b>Altitud</b> 676 m                     |  |
| <b>Albedo, valores mensuales</b>                    |  |  |  |
|   | Ene.   | Feb.                                     | Mar.                                     |
|   | 0.14   | 0.15                                     | 0.15                                     |
|   | Abr.   | May.                                     | Jun.                                     |
|   | 0.17   | 0.20                                     | 0.20                                     |
|   | Jul.   | Ago.                                     | Sep.                                     |
|   | 0.20   | 0.19                                     | 0.18                                     |
|   | Oct.   | Nov.                                     | Dic.                                     |
|   | 0.15   | 0.14                                     | 0.13                                     |
| <b>Datos climatológicos:</b>                        | <b>Cañizo NASA-SSE - Síntesis</b>                      |  |  |
| <b>Variante de simulación :</b>                     | <b>Un unico sistema con 3 dias de autonomia</b>        |  |  |
|   | <b>Fecha de simulación</b> 25/06/18 12h59              |  |  |
|   | <b>Simulation for the</b> 10th year of operation       |  |  |
| <b>Parámetros de la simulación</b>                  |  |  |  |
| <b>Orientación Plano Receptor</b>                   | <b>Inclinación</b> 55°                                 | <b>Acimut</b> 2°                         |  |
| <b>Modelos empleados</b>                            | <b>Transposición</b> Perez                             | <b>Difuso</b> Perez, Meteonorm           |  |
| <b>Características generador FV</b>                 |  |  |  |
| <b>Módulo FV</b>                                    | Si-poly  | <b>Modelo</b> Talesun 325W Ane           |  |
| <b>Custom parameters definition</b>                 |  | <b>Fabricante</b> Talesun                |  |
| <b>Número de módulos FV</b>                         |  | <b>En serie</b> 1 módulos                | <b>En paralelo</b> 6 cadenas             |
| <b>Nº total de módulos FV</b>                       |  | <b>Nº módulos</b> 6                      | <b>Pnom unitaria</b> 325 Wp              |
| <b>Potencia global generador</b>                    |  | <b>Nominal (STC)</b> 1950 Wp             | <b>En cond. funciona.</b> 1782 Wp (50°C) |
| <b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>  |  | <b>V mpp</b> 34 V                        | <b>I mpp</b> 53 A                        |
| <b>Superficie total</b>                             |  | <b>Superficie módulos</b> 11.7 m²        | <b>Superf. célula</b> 10.6 m²            |
| <b>Factores de pérdida Generador FV</b>             |  |  |  |
| <b>Pérdidas por polvo y suciedad del generador</b>  |  | <b>Fracción de Pérdidas</b> 0.5 %        |  |
| <b>Factor de pérdidas térmicas</b>                  | <b>Uc (const)</b> 20.0 W/m²K                           | <b>Uv (viento)</b> 0.0 W/m²K / m/s       |  |
| <b>Pérdida Óhmica en el Cableado</b>                | <b>Res. global generador</b> 12 mOhm                   | <b>Fracción de Pérdidas</b> 1.6 % en STC |  |
| <b>Pérdida Diodos en Serie</b>                      | <b>Caída de Tensión</b> 0.7 V                          | <b>Fracción de Pérdidas</b> 1.9 % en STC |  |
| <b>Pérdida Calidad Módulo</b>                       |  | <b>Fracción de Pérdidas</b> -0.8 %       |  |
| <b>Pérdidas Mismatch Módulos</b>                    |  | <b>Fracción de Pérdidas</b> 1.0 % en MPP |  |
| <b>Module average degradation</b>                   | <b>Year no</b> 10                                      | <b>Loss factor</b> 0.4 %/year            |  |
| <b>Mismatch due to degradation</b>                  | <b>Imp dispersion RMS</b> 0.4 %/year                   | <b>Voc dispersion RMS</b> 0.4 %/year     |  |
| <b>Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE</b> | <b>IAM =</b> 1 - bo (1/cos i - 1)                      | <b>Parám. bo</b> 0.05                    |  |
| <b>Parámetro del Sistema</b>                        |  |  |  |
| <b>Tipo de sistema</b>                              | <b>Sistema Aislado</b>                                 |  |  |
| <b>Batería</b>                                      | <b>Modelo</b> Enersol T760                             |  |  |
|   | <b>Fabricante</b> Exide Classic                        |  |  |
| <b>Características del banco de baterías</b>        | <b>Tensión</b> 24 V                                    | <b>Capacidad Nominal</b> 604 Ah          |  |
|   | <b>Nº de unidades</b> 12 en serie                      |  |  |
|   | <b>Temperatura</b> Fijo (20°C)                         |  |  |
| <b>Controller</b>                                   | <b>Modelo</b> Universal controller with MPPT converter |  |  |
|   | <b>Tecnología</b> MPPT converter                       | <b>Coef. temp.</b> -5.0 mV/°C/elem.      |  |
| <b>Convertidor</b>                                  | <b>Eficiencias Máx. y EURO</b> 97.0 / 95.0 %           |  |  |
| <b>Battery management control</b>                   | <b>Treshold commands as</b> SOC calculation            |  |  |
|   | <b>Carga</b> SOC = 0.92 / 0.75                         | <b>i.e. approx.</b> 27.4 / 25.1 V        |  |
|   | <b>Descarga</b> SOC = 0.20 / 0.45                      | <b>i.e. approx.</b> 23.6 / 24.4 V        |  |

|  |                                 |  |                              |
|--|---------------------------------|--|------------------------------|
| PVSYST V6.53   |                                 | 25/08/18                                 | Página 2/5                   |
| <b>Informe solución propuesta</b>                                  |                                 |  |                              |
| <b>Sistema Aislado: Parámetros de la simulación (continuación)</b> |                                 |  |                              |
| <b>Parámetro del Sistema</b>                                       | <b>Tipo de sistema</b>          | <b>Sistema Aislado</b>                   |                              |
| <b>Batería</b>   | Modelo                          | Enersol T760                             |                              |
|  | Fabricante                      | Exide Classic                            |                              |
| Características del banco de baterías                              | Tensión                         | 24 V                                     | Capacidad Nominal 604 Ah     |
|  | Nº de unidades                  | 12 en serie                              |                              |
|  | Temperatura                     | Fijo (20°C)                              |                              |
| <b>Controller</b>  | Modelo                          | Universal controller with MPPT converter |                              |
|  | Tecnología                      | MPPT converter                           | Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem. |
| <b>Convertidor</b>   | Eficiencias Máx. y EURO         | 97.0 / 95.0 %                            |                              |
| <b>Battery management control</b>                                  | Treshold commands as            | SOC calculation                          |                              |
|  | Carga                           | SOC = 0.92 / 0.75                        | i.e. approx. 27.4 / 25.1 V   |
|  | Descarga                        | SOC = 0.20 / 0.45                        | i.e. approx. 23.6 / 24.4 V   |
| <b>Necesidades de los usuarios</b>                                 | :Cons. domésticos diarios media | Modulación estacional<br>4.9 kWh/Día     |                              |

|   |                          |                       |  |             |
|---|--------------------------|-----------------------|--|-------------|
| PVSYST V6.53  |                          | 25/06/18              | Página 3/5                             |             |
| <b>Informe solución propuesta</b>   |                          |                       |  |             |
| <b>Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario</b>  |                          |                       |  |             |
| <b>Proyecto :</b> Instalacion aislada TFG Ane   |                          |                       |  |             |
| <b>Variante de simulación :</b> Un unico sistema con 3 dias de autonomia<br>Simulation for the 10th year of operation   |                          |                       |  |             |
| <b>Parámetros principales del sistema</b>   |                          |                       |  |             |
| Tipo de sistema   | Aislado                  |                       |  |             |
| Orientación Campos FV   | inclinación              | 55°                   | acimut 2°                              |             |
| Módulos FV  | Modelo                   | Talesun 325W Ane      | Pnom 325 Wp                            |             |
| Generador FV  | N° de módulos            | 6                     | Pnom total <b>1950 Wp</b>              |             |
| Batería   | Modelo                   | Enersol T760          | Tecnología bierta, tubular             |             |
| banco de baterías   | N° de unidades           | 12                    | Tensión/Capacidad <b>24 V / 604 Ah</b> |             |
| Necesidades de los usuarios   | Cons. domésticos diarios | Modulación estacional | global 1784 kWh/año                    |             |
| <b>Cons. domésticos diarios, Modulación estacional, media = 4.9 kWh/día</b>   |                          |                       |  |             |
| <b>Verano (Jun-Ago)</b>   |                          |                       |  |             |
|   | Número                   | Potencia              | Utilización                            | Energía     |
| Lámparas  | 2                        | 18 W/lámpara          | 6 h/día                                | 198 Wh/día  |
| TV y PC   | 2                        | 85 W/art.             | 15 h/día                               | 1950 Wh/día |
| Cocina  | 1                        | 250 W/art.            | 2 h/día                                | 500 Wh/día  |
| Frigorífico y congelador  | 1                        |                       | 24 Wh/día                              | 1200 Wh/día |
| Lavadora  | 1                        |                       | 1 Wh/día                               | 1100 Wh/día |
| Stand-by consumers  |                          |                       | 24 h/día                               | 48 Wh/día   |
| Energía total diaria  |                          |                       |  | 4898 Wh/día |
| <b>Otoño (Sep-Nov)</b>  |                          |                       |  |             |
|   | Número                   | Potencia              | Utilización                            | Energía     |
| Lamps (LED or fluo)   | 2                        | 18 W/lámpara          | 7 h/día                                | 252 Wh/día  |
| TV / PC / Mobile  | 2                        | 85 W/art.             | 14 h/día                               | 1755 Wh/día |
| Domestic appliances   | 1                        | 250 W/art.            | 2 h/día                                | 500 Wh/día  |
| Fridge / Deep-freeze  | 1                        |                       | 24 Wh/día                              | 1200 Wh/día |
| Dish- & Cloth-washers   | 1                        |                       | 1 Wh/día                               | 1100 Wh/día |
| Stand-by consumers  |                          |                       | 24 h/día                               | 48 Wh/día   |
| Energía total diaria  |                          |                       |  | 4855 Wh/día |
| <b>Invierno (Dic-Feb)</b>   |                          |                       |  |             |
|   | Número                   | Potencia              | Utilización                            | Energía     |
| Lamps (LED or fluo)   | 2                        | 18 W/lámpara          | 9 h/día                                | 306 Wh/día  |
| TV / PC / Mobile  | 2                        | 85 W/art.             | 13 h/día                               | 1690 Wh/día |
| Domestic appliances   | 1                        | 250 W/art.            | 2 h/día                                | 500 Wh/día  |
| Fridge / Deep-freeze  | 1                        |                       | 24 Wh/día                              | 1200 Wh/día |
| Dish- & Cloth-washers   | 1                        |                       | 1 Wh/día                               | 1100 Wh/día |
| Stand-by consumers  |                          |                       | 24 h/día                               | 48 Wh/día   |
| Energía total diaria  |                          |                       |  | 4844 Wh/día |
| <b>Primavera (Mar-May)</b>  |                          |                       |  |             |
|   | Número                   | Potencia              | Utilización                            | Energía     |
| Lamps (LED or fluo)   | 2                        | 18 W/lámpara          | 7 h/día                                | 252 Wh/día  |
| TV / PC / Mobile  | 2                        | 85 W/art.             | 14 h/día                               | 1755 Wh/día |
| Domestic appliances   | 1                        | 250 W/art.            | 2 h/día                                | 500 Wh/día  |
| Fridge / Deep-freeze  | 1                        |                       | 24 Wh/día                              | 1200 Wh/día |
| Dish- & Cloth-washers   | 1                        |                       | 1 Wh/día                               | 1100 Wh/día |
| Stand-by consumers  |                          |                       | 24 h/día                               | 48 Wh/día   |
| Energía total diaria  |                          |                       |  | 4855 Wh/día |
| <b>Perfil por hora</b>  |                          |                       |  |             |
| <p>The bar chart displays the fraction of daily energy [%] for each hour of the day. The y-axis is labeled 'Fracción de energía diaria [%]' and ranges from 0 to 1400 in increments of 200. The x-axis is labeled 'Perfil por hora' and ranges from 0 to 24 in increments of 3. The data shows a very low energy fraction for most of the day, with a sharp peak at hour 11, reaching approximately 1200%. Other notable peaks occur at hours 12 and 13, reaching about 400% and 350% respectively. The energy fraction remains below 200% for the rest of the day.</p> |                          |                       |  |             |



**Informe solución propuesta**

**Sistema Aislado: Resultados principales**

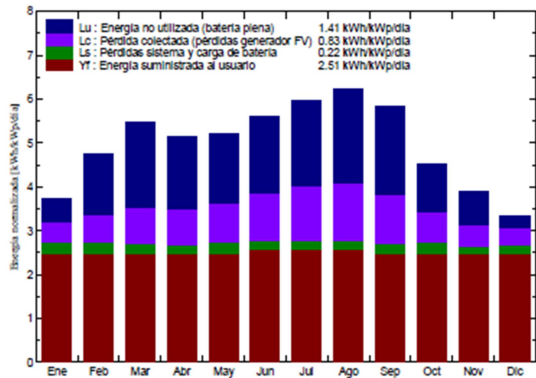
**Proyecto :** Instalacion aislada TFG Ane  
**Variante de simulación :** Un unico sistema con 3 dias de autonomia  
 Simulation for the 10th year of operation

|   |                          |                       |                   |                      |
|---|--------------------------|-----------------------|-------------------|----------------------|
| <b>Parámetros principales del sistema</b> | Tipo de sistema          | <b>Aislado</b>        |                   |                      |
| Orientación Campos FV                     | inclinación              | 55°                   | acimut            | 2°                   |
| Módulos FV                                | Modelo                   | Talesun 325W Ane      | Pnom              | 325 Wp               |
| Generador FV                              | N° de módulos            | 6                     | Pnom total        | <b>1950 Wp</b>       |
| Batería                                   | Modelo                   | Enersol T760          | Tecnología        | bierta, tubular      |
| banco de baterías                         | N° de unidades           | 12                    | Tensión/Capacidad | <b>24 V / 604 Ah</b> |
| Necesidades de los usuarios               | Cons. domésticos diarios | Modulación estacional | global            | 1784 kWh/año         |

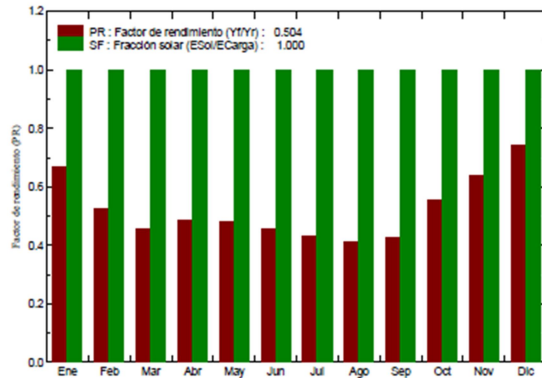
**Resultados principales de la simulación**

|                        |                            |                     |                      |                  |
|------------------------|----------------------------|---------------------|----------------------|------------------|
| Producción del Sistema | <b>Energía disponible</b>  | <b>2824 kWh/año</b> | Produc. específico   | 1448 kWh/kWp/año |
|                        | Energía utilizada          | 1784 kWh/año        | Exced. (inutilizado) | 1007 kWh/año     |
| Pérdida de carga       | Factor de rendimiento (PR) | 50.41 %             | Fracción solar SF    | 100.00 %         |
|                        | Fracción de tiempo         | 0.0 %               | Energía faltante     | 0 kWh/año        |

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1950 Wp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Un unico sistema con 3 dias de autonomia  
Balances y resultados principales

|            | GlobHor       | GlobEff       | E Avail       | EUnused       | E Miss       | E User        | E Load        | SolFrac      |
|------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|--------------|
|            | kWh/m²        | kWh/m²        | kWh           | kWh           | kWh          | kWh           | kWh           |              |
| Enero      | 58.0          | 112.9         | 187.9         | 32.4          | 0.000        | 150.2         | 150.2         | 1.000        |
| Febrero    | 80.1          | 129.4         | 215.2         | 75.4          | 0.000        | 135.6         | 135.6         | 1.000        |
| Marzo      | 129.9         | 165.0         | 271.1         | 117.5         | 0.000        | 150.5         | 150.5         | 1.000        |
| Abril      | 154.2         | 148.9         | 242.8         | 96.5          | 0.000        | 145.7         | 145.7         | 1.000        |
| Mayo       | 190.3         | 154.2         | 250.3         | 94.6          | 0.000        | 150.5         | 150.5         | 1.000        |
| Junio      | 216.6         | 160.1         | 252.8         | 100.7         | 0.000        | 149.9         | 149.9         | 1.000        |
| Julio      | 228.2         | 176.7         | 274.5         | 117.8         | 0.000        | 154.9         | 154.9         | 1.000        |
| Agosto     | 201.2         | 185.7         | 286.9         | 129.9         | 0.000        | 154.9         | 154.9         | 1.000        |
| Septiembre | 145.8         | 169.6         | 266.4         | 117.8         | 0.000        | 145.7         | 145.7         | 1.000        |
| Octubre    | 92.7          | 135.9         | 218.7         | 64.0          | 0.000        | 150.5         | 150.5         | 1.000        |
| Noviembre  | 60.3          | 114.0         | 190.1         | 44.3          | 0.000        | 145.7         | 145.7         | 1.000        |
| Diciembre  | 49.0          | 101.3         | 167.2         | 15.8          | 0.000        | 150.2         | 150.2         | 1.000        |
| <b>Año</b> | <b>1606.3</b> | <b>1753.6</b> | <b>2824.1</b> | <b>1006.8</b> | <b>0.000</b> | <b>1784.1</b> | <b>1784.1</b> | <b>1.000</b> |

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)

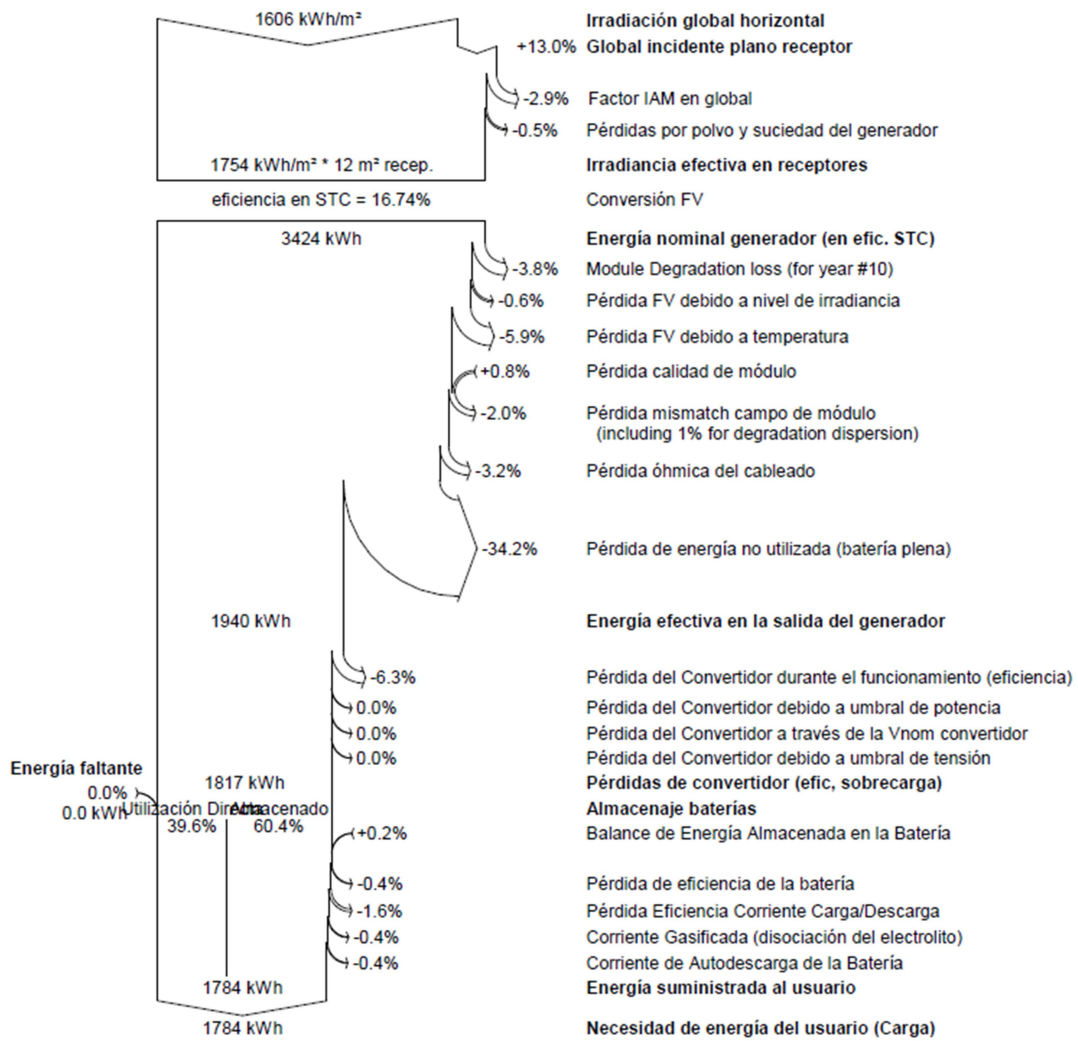
**Informe solución propuesta**

**Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas**

**Proyecto :** Instalacion aislada TFG Ane  
**Variante de simulación :** Un unico sistema con 3 dias de autonomia  
 Simulation for the 10th year of operation

|   |                          |                       |                   |                      |
|---|--------------------------|-----------------------|-------------------|----------------------|
| <b>Parámetros principales del sistema</b> | Tipo de sistema          | <b>Aislado</b>        |                   |                      |
| Orientación Campos FV                     | inclinación              | 55°                   | acimut            | 2°                   |
| Módulos FV                                | Modelo                   | Talesun 325W Ane      | Pnom              | 325 Wp               |
| Generador FV                              | N° de módulos            | 6                     | Pnom total        | <b>1950 Wp</b>       |
| Batería                                   | Modelo                   | Enersol T760          | Tecnología        | bierta, tubular      |
| banco de baterías                         | N° de unidades           | 12                    | Tensión/Capacidad | <b>24 V / 604 Ah</b> |
| Necesidades de los usuarios               | Cons. domésticos diarios | Modulación estacional | global            | 1784 kWh/año         |

**Diagrama de pérdida durante todo el año**





## Anexo 3: Equipamiento solución final

### Paneles Talesum 325W

#### ELECTRICAL PARAMETERS

| Performance at STC (Power Tolerance 0 - +3%) |      |      |      |      |
|--|------|------|------|------|
| Maximum Power (Pmax/W)                       | 315  | 320  | 325  | 330  |
| Operating Voltage (Vmpp/V)                   | 36,8 | 37,1 | 37,4 | 37,7 |
| Operating Current (Impp/A)                   | 8,56 | 8,63 | 8,70 | 8,76 |
| Open-Circuit Voltage (Voc/V)                 | 45,2 | 45,5 | 45,7 | 45,9 |
| Short-Circuit Current (Isc/A)                | 9,11 | 9,16 | 9,22 | 9,27 |
| Module Efficiency ηm(%)                      | 16,2 | 16,5 | 16,7 | 17,0 |
| Performance at NOCT                          |      |      |      |      |
| Maximum Power (Pmax/W)                       | 232  | 236  | 240  | 243  |
| Operating Voltage (Vmpp/V)                   | 33,8 | 34,1 | 34,4 | 34,6 |
| Operating Current (Impp/A)                   | 6,88 | 6,92 | 6,98 | 7,04 |
| Open-Circuit Voltage (Voc/V)                 | 41,7 | 42,0 | 42,2 | 42,3 |
| Short-Circuit Current (Isc/A)                | 7,38 | 7,42 | 7,46 | 7,51 |

\*STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5    \*NOCT: 800W/m<sup>2</sup>, 20°C, AM 1.5, Wind Speed: 1m/s

#### MECHANICAL SPECIFICATION

|                           |   |
|---------------------------|---|
| Cell Type                 | Poly Crystalline                        |
| Cell Dimensions           | 156.75*156.75mm(6inch)                  |
| Cell Arrangement          | 72(6*12)                                |
| Weight                    | 22kg(48.5lbs)                           |
| Module Dimensions         | 1960*992*40mm(77.17*39.06*1.57inch)     |
| Cable Length              | 1200mm(47,24inch)                       |
| Cable Cross Section Size  | 4mm <sup>2</sup> (0.006sq.in)           |
| Front Glass               | 3.2mm High Transmission, Tempered Glass |
| No,of Bypass Diodes       | 3/6                                     |
| Packing Configuration (1) | 27pcs/Pallet, 648pcs/40hq               |
| Packing Configuration (2) | 27pcs+4pcs/Pallet, 696pcs/40hq          |
| Frame                     | Anodized Aluminium Alloy                |
| Junction Box              | IP65/IP67                               |

## OPERATING CONDITIONS

---

|                        |                |
|------------------------|----------------|
| Maximum System Voltage | 1000V/DC(IEC)  |
| Operating Temp.        | -40°C→+85°C    |
| Maximum Series Fuse    | 15A            |
| Static Loading         | 5400Pa         |
| Conductivity at Ground | ≤ 0,1Ω         |
| Safety Class           | II             |
| Resistance             | ≥100MΩ         |
| Connector              | MC4 Compatible |

## TEMPERATURE COEFFICIENT

---

|                              |           |
|------------------------------|-----------|
| Temperature Coefficient Pmax | -0.40%/°C |
| Temperature Coefficient Voc  | -0.31%/°C |
| Temperature Coefficient Isc  | +0.06%/°C |
| NOCT                         | 45±2°C    |

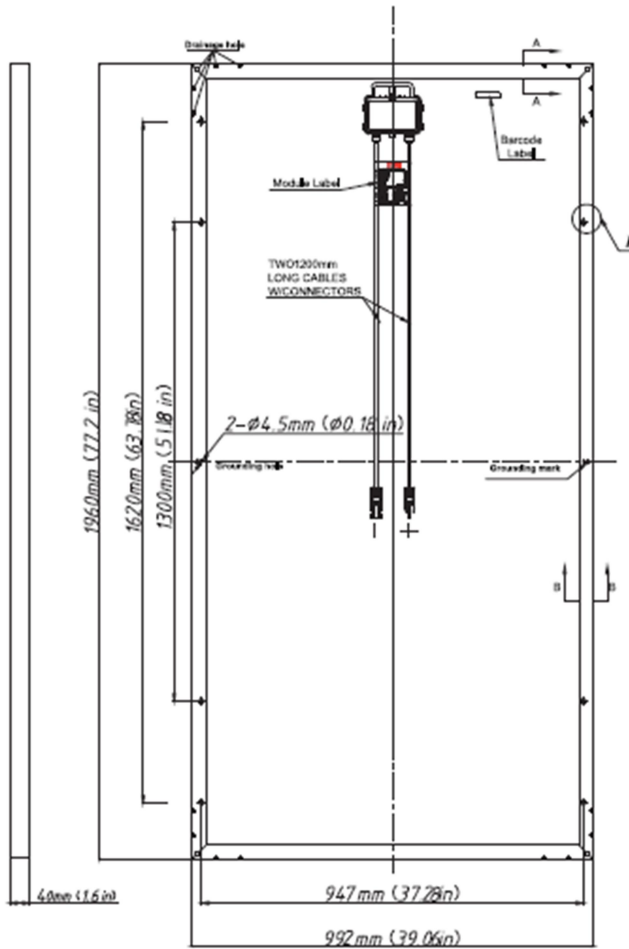
## PERFORMANCE WARRANTY

---

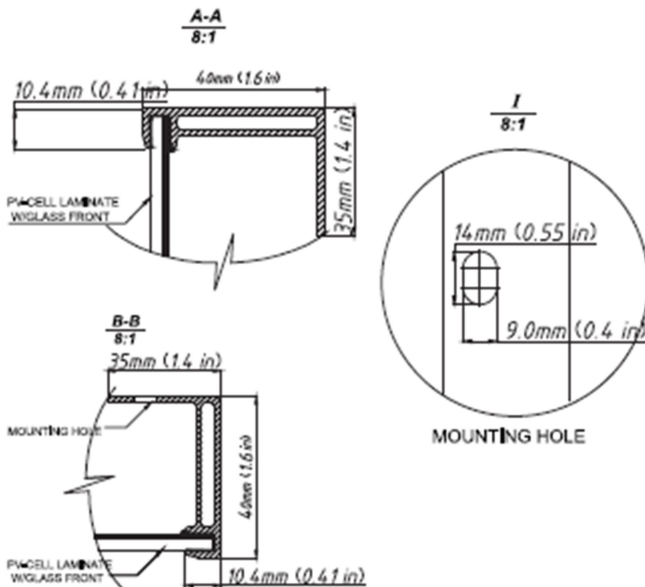
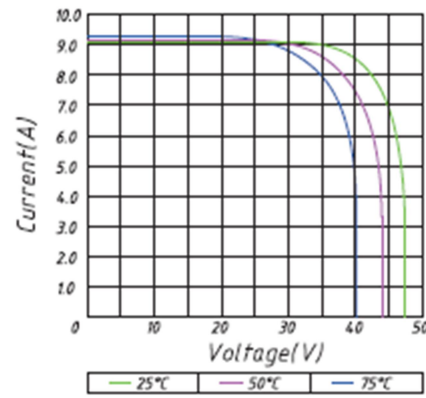
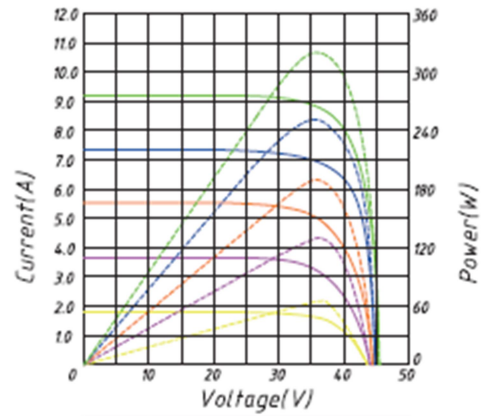
### Polycrystalline Solar Cell Modules

- a) During the first year, TALESUN guarantees the nominal power output of the product will be no less than 97.5% of the labeled power output.
- b) From year 2 to year 24, the nominal power decline will be no more than 0.7% in each year; by the end of year 25, the nominal power output will be no less than 80,7% of the labeled power output.

## TECHNICAL DRAWINGS



## I-V CURVE TP672P Pm(W)320



## Classic EnerSol T

### Technical data, Drawings

#### Technical characteristics and data

| Type          | Part number     | Nom. voltage<br>V | Nominal capacity<br>$C_{20}$<br>1.85 Vpc<br>25 °C Ah | Length<br>(l)<br>max. mm | Width<br>(b/w)<br>max. mm | Height*<br>(h)<br>max. mm | Installed length<br>(L)<br>max. mm | Weight incl. acid<br>approx. kg | Weight acid**<br>approx. kg | Internal resistance<br>mOhm | Short circuit current<br>A | Terminal | Pole pairs |
|---------------|-----------------|-------------------|--|--------------------------|---------------------------|---------------------------|------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------|------------|
| EnerSol T 760 | NVTS020760WC0FA | 2                 | 779  | 137                      | 199                       | 508                       | 147                                | 31.0                            | 10.0                        | 0.38                        | 5250                       | F-M10    | 1          |

\* The above mentioned height can differ depending on the used vent(s).

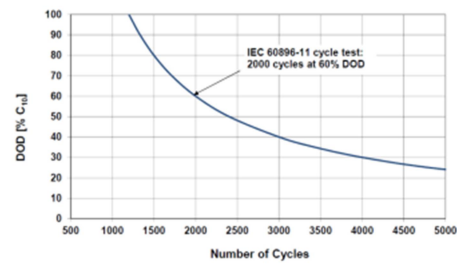
\*\*Acid density  $d_{40}$  = 1.26 kg/l

| Type          | $C_5$<br>1.75<br>V/C | $C_{10}$<br>1.80<br>V/C | $C_{15}$<br>1.80<br>V/C | $C_{20}$<br>1.80<br>V/C | $C_{25}$<br>1.80<br>V/C | $C_{30}$<br>1.80<br>V/C | $C_{35}$<br>1.85<br>V/C | $C_{40}$<br>1.85<br>V/C | $C_{50}$<br>1.85<br>V/C |
|---------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| EnerSol T 760 | 574                  | 615                     | 645                     | 729                     | 766                     | 780                     | 755                     | 779                     | 839                     |

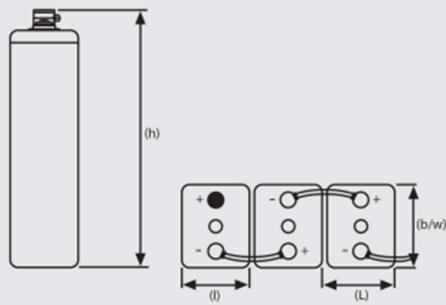
| Enersol T |  |
|-----------|--|
|           | Vida en ciclos: 2000 ciclos según IEC 60896-11 |
|           | Placa Tubular                                  |
|           | Bajo mantenimiento                             |
|           | Reciclable                                     |

| TIPO          | VOLTS | C120<br>1,85VpC<br>25°C Ah | LONGITUD x<br>PROFUNDIDAD x<br>ALTURA |     |     | PESO<br>Kg |
|---------------|-------|----------------------------|---------------------------------------|-----|-----|------------|
| EnerSol T 760 | 2     | 779                        | 137                                   | 199 | 508 | 31,0       |

Densidad 1,26Kg/l a 25°C



#### Drawings with terminal position



Not to scale!

# - Must Solar 3000VA-5000VA MPPT



## 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.

## Especificaciones

| MODELO                          |  | PV18-3024 HM                                     | PV18-5048 HM |
|---------------------------------|--|--|--------------|
| Voltaje de Baterías del Sistema |  | 24VDC  | 48VDC        |
| SALIDA INVERSOR                 | Potencia del Inversor                    | 3000VA   | 5000VA       |
|                                 | Pico potencia                            | 2400W  | 4000W        |
|                                 | Pico potencia                            | 6000VA   | 10000VA      |
|                                 | Tipo de Onda                             | Onda Senoidal Pura                               |              |
|                                 | Regulación de Voltaje AC (Modo baterías) | 220VAC-240VAC                                    |              |
|                                 | Eficiencia del Inversor                  | 93%  |              |
| Tiempo de Tránsito              |  | 10ms(FST- APL); 20ms(SLO)                        |              |
| AC ENTRADA                      | Voltaje Salida AC                        | 230VAC   |              |
|                                 | Rango V. Salida (Seleccionable)          | 170-280VAC(FST) ; 90-280VAC(SLO);184-253VAC(APL) |              |
|                                 | Rango de Frecuencia                      | 50Hz/60Hz (Auto programado)                      |              |
| BATERÍA                         | Voltaje nominal                          | 24VDC  | 48VDC        |
|                                 | Voltaje carga flotación                  | 27VDC  | 54VDC        |
|                                 | Protección sobrevoltaje                  | 31VDC  | 60VDC        |
| CARGADOR SOLAR & CARGADOR AC    | Voltaje máximo FV Circuito abierto       | 145VDC   |              |
|                                 | Rango voltaje MPPT                       | 30-130VDC  | 64-130VDC    |
|                                 | Consumo en stand-by                      | 2W   |              |
|                                 | Potencia entrada FV                      | 1500W  | 4000W        |
|                                 | Corriente carga máxima FV                | 60A  | 80A          |
|                                 | Eficiencia máxima                        | 98%  |              |
|                                 | Corriente carga máxima AC                | 30A  | 60A          |
|                                 | Carga máx. combinada                     | 80A  | 140A         |
| ESPECIF. MECÁNICAS              | Dimensiones (mm)                         | 272*355*100                                      | 295*528*121  |
|                                 | Dimensiones caja (mm)                    | 540*395*241                                      | 628*425*251  |
|                                 | Peso neto(kg)                            | 11   | 14           |
|                                 | Peso paquete(kg)                         | 12   | 15           |
| VARIOS                          | Humedad                                  | 5% a 95% Humedad relativa (sin condensación)     |              |
|                                 | Temperatura funcionam.                   | 0°C-55°C   |              |
|                                 | Temperatura almac.                       | -15°C-60°C                                       |              |

## Anexo 4: Alternativas

### 4.1 - Alternativas analizadas antes de encontrar el sistema definitivo

#### Alternativa 0: Dejar la conexión a red actual

El coste actual de la conexión a red viene dado por diferentes factores:

| <b>Coste conexión a red anual</b> |          |                  |  |          |
|-----------------------------------|----------|------------------|--|----------|
| Peaje acceso potencia             | 3,3 kW   | 0,104229 €/kWdía |  | 125,54 € |
| Comercialización                  | 3,3 kW   | 0,008529 €/kWdía |  | 10,27 €  |
| Peaje acceso energía              | 1869 kwh | 0,044027 €/kWh   |  | 82,29 €  |
| Coste de la energía               | 1869 kwh | 0,073633 €/kWh   |  | 137,62 € |
| Subtotal                          |          |                  |  | 355,72 € |
| Impuesto                          |          | 5,11%            |  | 18,19 €  |
| Subtotal                          |          |                  |  | 373,91 € |
| Alquiler de equipos               |          | 0,02663 €/día    |  | 9,72 €   |
| Subtotal                          |          |                  |  | 383,63 € |
| IVA                               |          | 21%              |  | 80,56 €  |
| Total                             |          |                  |  | 464,19 € |

Calculando el coste a 25 años con un aumento del 0,5% anual da un total de 12.854,39€. Se puede ver también el coste de mantener la instalación determinados años para comparar con otras alternativas que lo necesiten.

|               |                 |               |             |
|---------------|-----------------|---------------|-------------|
| <b>Año 0</b>  | <b>464,19 €</b> | <b>Año 17</b> | 8.720,23 €  |
| <b>Año 1</b>  | 930,71 €        | <b>Año 18</b> | 9.228,03 €  |
| <b>Año 2</b>  | 1.399,55 €      | <b>Año 19</b> | 9.738,36 €  |
| <b>Año 3</b>  | 1.870,74 €      | <b>Año 20</b> | 10.251,24 € |
| <b>Año 4</b>  | 2.344,29 €      | <b>Año 21</b> | 10.766,69 € |
| <b>Año 5</b>  | 2.820,21 €      | <b>Año 22</b> | 11.284,72 € |
| <b>Año 6</b>  | 3.298,50 €      | <b>Año 23</b> | 11.805,34 € |
| <b>Año 7</b>  | 3.779,18 €      | <b>Año 24</b> | 12.328,55 € |
| <b>Año 8</b>  | 4.262,27 €      | <b>Año 25</b> | 12.854,39 € |
| <b>Año 9</b>  | 4.747,78 €      | <b>Año 26</b> | 13.382,86 € |
| <b>Año 10</b> | 5.235,71 €      | <b>Año 27</b> | 13.913,96 € |
| <b>Año 11</b> | 5.726,08 €      | <b>Año 28</b> | 14.447,73 € |
| <b>Año 12</b> | 6.218,90 €      | <b>Año 29</b> | 14.984,16 € |
| <b>Año 13</b> | 6.714,19 €      | <b>Año 30</b> | 15.523,27 € |
| <b>Año 14</b> | 7.211,96 €      | <b>Año 31</b> | 16.065,08 € |
| <b>Año 15</b> | 7.712,21 €      | <b>Año 32</b> | 16.609,60 € |
| <b>Año 16</b> | 8.214,96 €      |               |             |

**Estudio inicial, 1ª alternativa: Sistema a 48V, capacidad 1040 Ah y potencia 2.5 kWp****Dimensionado del campo de captación sistema para 48V**

Con los datos proporcionados por Autosolar se realiza una comparación entre la eficiencia de cada panel y el coste que supone su instalación. Esta comparación es la misma que la realizada para el sistema a 24V solo que usando el doble de paneles por lo que otra vez el que presenta mejor ratio eficiencia/coste será el panel Talesun 325W.

Para calcular cuántos paneles solares harán falta:

Se había establecido como mínimo una potencia de 2.16kWp, para la cual es recomendable un sistema que funcione a 48V.

Para conseguir esa potencia se colocan paneles en paralelo siguiendo la fórmula:

$$\text{Número de ramas en paralelo} = \frac{C_{max}}{Q_{panel}}$$

Por lo que hará falta el mismo número de ramas en paralelo que en el estudio inicial, esto es, 12.

Y para conseguir la tensión de 48V con paneles de 24V (que es el máximo del que disponen), se necesitan en cada rama 2 módulos en serie ya que:

$$\text{Número de módulos en serie} = \frac{V_{nom. cc}}{V_{nom. panel}}$$

Según esto, el campo de captación constará de **12 ramas en paralelo y 2 paneles Talesun 325W en serie por cada rama**, siendo en total 24 paneles Talesun.

El coste del sistema de captación será el doble que en la alternativa anterior.

Como para mantener la potencia necesaria se sigue necesitando 12 paneles en paralelo, la intensidad máxima posible en el circuito no habrá disminuido, será la misma. Por ello esta opción queda descartada también.

### Estudio inicial, 2ª alternativa: Sistema conectado a red

Por curiosidad se ha calculado como sería el sistema del estudio inicial (la versión de 24V) si estuviese conectado a red.

Se muestra a continuación los resultados destacables.

- Se ha reducido a 11 paneles porque se ha observado que es suficiente.
- El factor de rendimiento aumenta hasta el 85.41% ya que, como se ve en el diagrama, no se tiene energía perdida por baterías llenas.

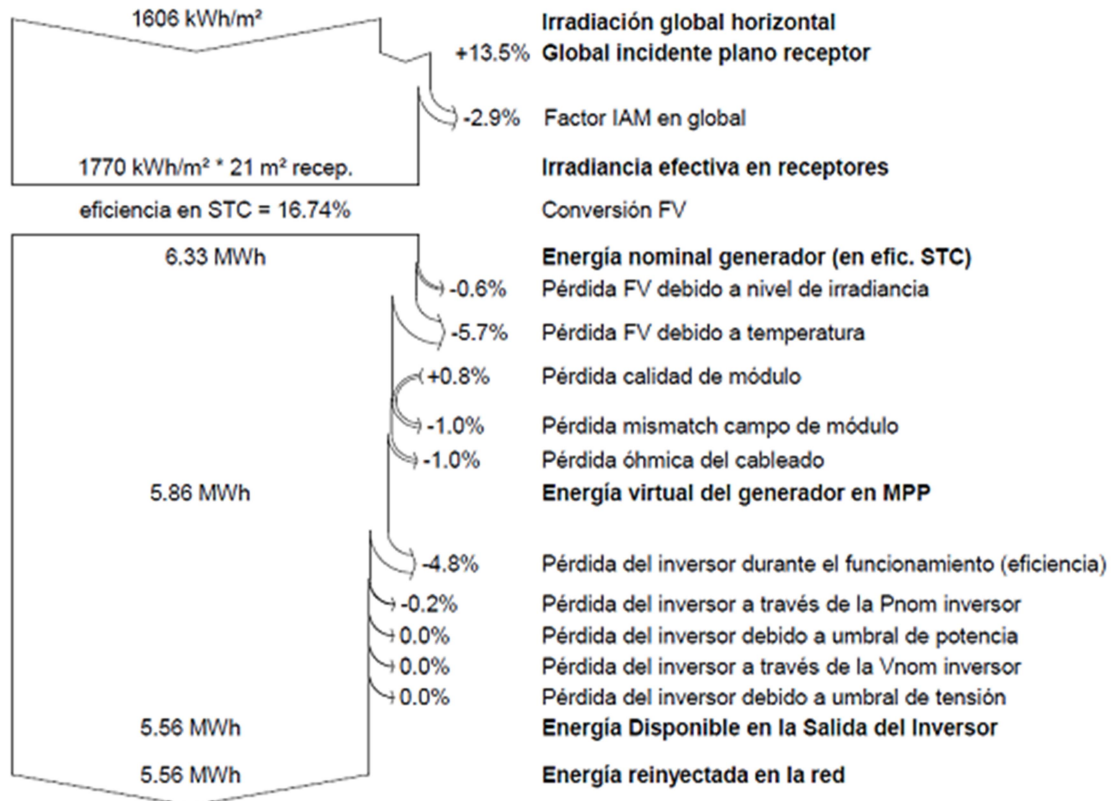


ILUSTRACIÓN 29 - Diagrama pérdidas anuales sist. conectado a red.

Tener el sistema conectado a red sería una alternativa a tener en cuenta para el correcto aprovechamiento del sistema, como se ve en el factor de rendimiento.

Para estos sistemas hay que tener en cuenta que debe seguirse un procedimiento que se describe en el Real Decreto 1699/2011 e inscribir la instalación en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.



## 2º Estudio: Sistema a 24V con dos subsistemas

Dado que la primera alternativa estudiada no es posible realizarla, se decide dividir el sistema en dos subsistemas, cada uno con su generación, acumulación, inversor-regulador y consumos. Además se ha decidido analizar el sistema optimizado para invierno, esto es, con 55º de inclinación en el sistema de captación.

Aunque exista la opción de que las baterías sean compartidas por los dos subsistemas de manera que cualquier consumo pueda acceder a la energía generada por el otro en caso de necesidad, se ha optado por separar completamente los sistemas por simplicidad.

Para llevar a cabo esta separación se decide que la mejor opción es equilibrar los sistemas a la hora de separarlos, esto es, tener los mayores consumos separados haciendo que la necesidad eléctrica de cada subsistema sea lo más parecida posible. Además se tiene en cuenta el horario de utilización de cada consumo, intentando equilibrar estos también.

TABLA 19 - NECESIDADES SUBSISTEMA 1

| Subsistema 1   | Consumo (wh/día) |
|----------------|------------------|
| Lámparas       | 306              |
| Cocina         | 500              |
| TV y ordenador | 1690             |
| StandBy        | 24               |
| <b>Total</b>   | <b>2520</b>      |

TABLA 20 - NECESIDADES SUBSISTEMA 2

| Subsistema 2 | Consumo (wh/día) |
|--------------|------------------|
| Nevera       | 1200             |
| Lavadora     | 1100             |
| StandBy      | 24               |
| <b>Total</b> | <b>2324</b>      |

### Subsistema 1

#### *Dimensionado del campo de captación*

El PVsyst sugiere una potencia fotovoltaica de 1072 Wp para el subsistema 1 si no se quiere tener pérdida de carga.

Por ello, con los paneles de antes, recomienda utilizar entre 3 y 4 paneles.

Se colocarán 4 ramas en paralelo, con un panel por rama. De esta manera se tendrán 4 paneles Talesun 325 W dando una potencia pico de 1300 Wp en total y la intensidad del sistema será 36.88 A. El precio de los 4 paneles es 859,92 €.

#### *Dimensionado del sistema de acumulación*

El PVsyst sugiere una capacidad de 524 Ah para el subsistema 1. Analizando de nuevo el ratio capacidad/precio se ve que para estas capacidades la mejor opción sería la batería UPower de 550Ah. Pero su capacidad es demasiado cercana a la recomendación, por lo que se elige la siguiente batería con mejor ratio, la batería Rolls de 605Ah.

TABLA 21 - Comparación capacidad/precio

| Capacidad | Precio € | Cap/€      |
|-----------|----------|------------|
| 480       | 1616,37  | 0,29696171 |
| 550       | 1375,94  | 0,39972673 |
| 605       | 1856,73  | 0,32584167 |
| 650       | 2342,56  | 0,27747422 |
| 668       | 2285,56  | 0,29226973 |

### ***Elección del inversor y regulador***

La intensidad máxima que tendrá que soportar es de 36,88 A, correspondiente a la intensidad de cortocircuito de los paneles. Con un margen de seguridad del 20% se necesitaría que soporte 44,26 A. En Autosolar se puede encontrar un conjunto de inversor, cargador y regulador de carga Must Solar tipo PWM con 50 A de máxima corriente y una potencia máxima fotovoltaica de 1500W. Por lo que cumple con las necesidades del subsistema 1. Su precio es de 349,13€.

### ***Dimensionamiento del cableado***

Haciendo los cálculos como en el primer estudio se llega a:

$$\text{Cable 1} \quad S1 = 4 \text{ mm}^2 \text{ (dado por el fabricante de los paneles)}$$

$$\text{Cable 2} \quad S2 = \frac{2 \cdot 5 \cdot 36.88}{56 \cdot 0.03 \cdot 37} = 5.93 \text{ mm}^2$$

$$\text{Cable 3} \quad S3 = \frac{2 \cdot 1.5 \cdot 56.86}{56 \cdot 0.01 \cdot 24} = 12.69 \text{ mm}^2$$

Las medidas normalizadas de estos cables serán 6 y 16 mm<sup>2</sup>, ambos disponibles en Autosolar.

|                                | Precio (€/m) | Unid. (m) | Total          |
|--------------------------------|--------------|-----------|----------------|
| <b>Cable 6 mm<sup>2</sup></b>  | 1,67 €       | 14        | 23,38 €        |
| <b>Cable 16 mm<sup>2</sup></b> | 3,56 €       | 3         | 10,68 €        |
|                                | <b>Total</b> |           | <b>34,06 €</b> |

## **Subsistema 2**

### ***Dimensionado del campo de captación***

El PVsyst sugiere una potencia fotovoltaica de 945 Wh para una pérdida de carga del 0%, por lo que con 3 paneles Talesun 325Wp en paralelo será suficiente.

### ***Dimensionado del sistema de acumulación***

El PVsyst sugiere una capacidad de 456 Ah. En este caso se puede coger la misma batería que para el sistema 1 o elegir la de mayor ratio capacidad/precio ya que es suficiente para este subsistema. Se opta por la segunda opción, eligiendo la batería UPower de 550Ah.

### ***Elección del inversor y regulador***

La intensidad máxima que tendrá que soportar es de 27.66 A, 33.19 a después de aplicar el margen de seguridad del 20%. Por otro lado la potencia máxima que soportará será de 975Wh.

Se puede optar por un inversor que soporte esa potencia, como es el Victron Phoenix que en su modelo 800VA soporta picos de potencia de hasta 1600Wp más un regulador de carga como el Schneider Xantrex que aguanta 35 A. El conjunto de los dos aparatos es

$288,44 + 102,72 = 391,16$  € más cableado. Sin embargo optando por un inversor 3 en 1 como el inversor, cargador y regulador de carga Must Solar tipo PWM con 50 A de máxima corriente y potencia máxima fotovoltaica de 1500W, se cumplen las especificaciones del subsistema 2 a un menor coste ya que su precio es de 349,13€.

### **Dimensionamiento del cableado**

Haciendo de nuevo los cálculos se llega a:

$$\text{Cable 1} \quad S1 = 4 \text{ mm}^2 \text{ (dado por el fabricante de los paneles)}$$

$$\text{Cable 2} \quad S2 = \frac{2 \cdot 5 \cdot 33,19}{56 \cdot 0,03 \cdot 37} = 5,34 \text{ mm}^2$$

$$\text{Cable 3} \quad S3 = \frac{2 \cdot 1,5 \cdot 51,17}{56 \cdot 0,01 \cdot 24} = 11,42 \text{ mm}^2$$

En este subsistema no hará falta adquirir cable 1 extra ya que el que viene con los paneles tiene la longitud suficiente para unirlo a la regleta de conexión en paralelo.

Las medidas normalizadas de estos cables serán también 6 y 16 mm<sup>2</sup>.

|                                | Precio (€/m) | Unid. (m) | Total          |
|--------------------------------|--------------|-----------|----------------|
| <b>Cable 6 mm<sup>2</sup></b>  | 1,67 €       | 10        | 16,70 €        |
| <b>Cable 16 mm<sup>2</sup></b> | 3,56 €       | 3         | 10,68 €        |
| <b>Total</b>                   |              |           | <b>27,38 €</b> |

### **Otros componentes necesarios**

Como la intensidad máxima total de los paneles es de 36,88 A en el subsistema 1 y de 33,19 A en el 2, se utilizará el repartidor LEGRAND para conexión en paralelo ya que es capaz de soportar hasta 100A (2x27,66 €).

Para la unión del cable que sale del panel solar con el cable extensión que va a la regleta se necesita un conector que se puede encontrar la unidad desde 1,94€ en Electro Vizcaya. En total se necesitan 4 (únicamente para los paneles más alejados del subsistema 1)(7,76€).

Se ha elegido la estructura CVE915 C para la fijación de los paneles 7 en una fila (271,04 €) y con un ángulo de 25°, que sumados a los 30° del tejado hacen un ángulo total de 55°.

### **Presupuesto**

Como se puede ver en la tabla siguiente, el coste inicial del sistema es de 7.656,76 €. A ese valor habrá que añadir los costes de mantenimiento para obtener el coste total del sistema.

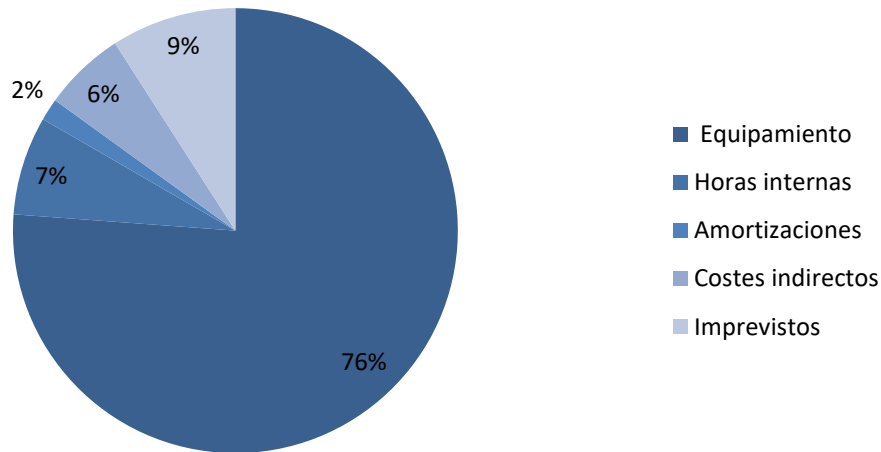
| <b>Inversión inicial</b>                  |            |       |                   |
|---|------------|-------|-------------------|
|   | Precio     | Unid. | Total             |
| <b>Horas internas</b>                     |            |       |                   |
| Ingeniero                                 | 30,00 €    | 15    | 450,00 €          |
| Operario montaje                          | 10,00 €    | 10    | 100,00 €          |
| <b>Subtotal horas internas</b>            |            |       | <b>550,00 €</b>   |
| <b>Compra de equipamiento</b>             |            |       |                   |
| <b>Subsistema 1</b>                       |            |       |                   |
| Paneles                                   | 214,98 €   | 4     | 859,92 €          |
| Baterías                                  | 1.856,73 € | 1     | 1.856,73 €        |
| Inversor-Regulador                        | 349,13 €   | 1     | 349,13 €          |
| Cable 6mm <sup>2</sup>                    | 1,67 €     | 14    | 23,38 €           |
| Cable 16mm <sup>2</sup>                   | 3,56 €     | 3     | 10,68 €           |
| Conectores                                | 1,94 €     | 4     | 7,76 €            |
| Repartidor                                | 27,66 €    | 1     | 27,66 €           |
| <b>Subtotal equipamiento subsistema 1</b> |            |       | <b>3.135,26 €</b> |
| <b>Subsistema 2</b>                       |            |       |                   |
| Paneles                                   | 214,98 €   | 3     | 644,94 €          |
| Baterías                                  | 1.375,94 € | 1     | 1.375,94 €        |
| Inversor-Regulador                        | 349,13 €   | 1     | 349,13 €          |
| Cable 6mm <sup>2</sup>                    | 1,67 €     | 10    | 16,70 €           |
| Cable 16mm <sup>2</sup>                   | 3,56 €     | 3     | 10,68 €           |
| Repartidor                                | 27,66 €    | 1     | 27,66 €           |
| <b>Subtotal equipamiento subsistema 2</b> |            |       | <b>2.425,05 €</b> |
| <b>Equipo común</b>                       |            |       |                   |
| Estructura                                | 271,04 €   | 1     | 271,04 €          |
| <b>Subtotal equipamiento comunes</b>      |            |       | <b>271,04 €</b>   |
| <b>Subtotal equipamiento</b>              |            |       | <b>5.831,35 €</b> |
| <b>Amortizaciones</b>                     |            |       |                   |
| Ordenador                                 | 0,52 €     | 240   | 123,97 €          |
| <b>Subtotal amortizaciones:</b>           |            |       | <b>123,97 €</b>   |
| <b>Subtotal 1</b>                         |            |       | <b>6.505,32 €</b> |
| Costes indirectos                         | 7%         |       | 455,37 €          |
| <b>Subtotal 2</b>                         |            |       | <b>6.960,69 €</b> |
| Imprevistos                               | 10%        |       | 696,07 €          |
| <b>Total</b>                              |            |       | <b>7.656,76 €</b> |

Se estima que los costes de mantenimiento anuales serán el 3% del coste de los componentes, 174,94 €/año. Además los fabricantes de las baterías recomiendan cambiarlas cada 10 años por lo que se debe presupuestar un coste extra de 3.828,39 € después de cada 10 años de uso.

Los costes anuales quedan:

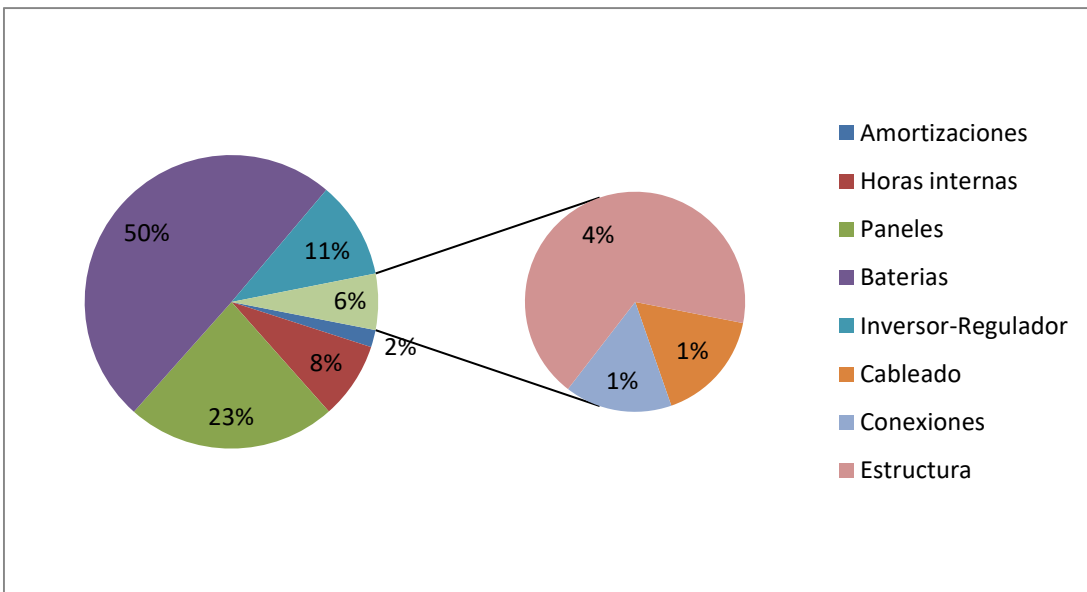
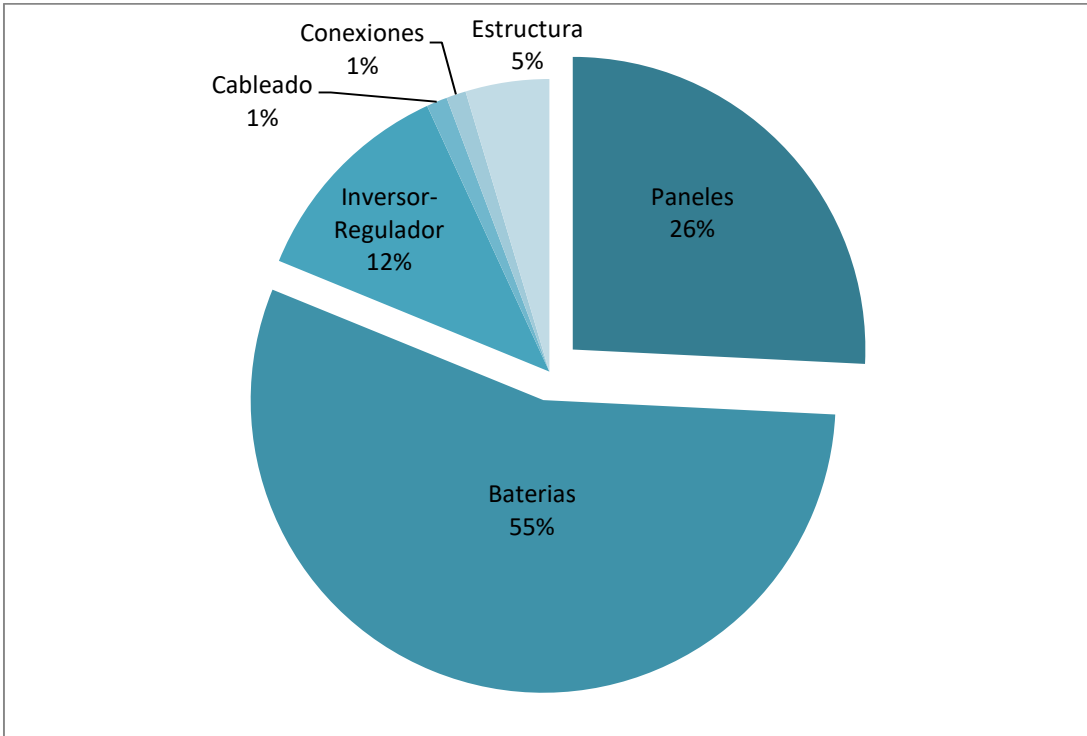
| <b>Coste anual</b>       |             |
|--------------------------|-------------|
| <b>Inversión inicial</b> | 7.656,76 €  |
| <b>Año 1-10</b>          | 174,94 €    |
| <b>Año 11</b>            | 4.003,33 €  |
| <b>Año 12 - 20</b>       | 174,94 €    |
| <b>Año 21</b>            | 4.003,33 €  |
| <b>Año 22 - 25</b>       | 174,94 €    |
| <b>Total 25 años</b>     | 19.687,06 € |
| <b>Año 26 - 32</b>       | 174,94 €    |
| <b>Total 32 años</b>     | 20.911,64 € |

En el siguiente grafico circular se aprecia mejor cómo están divididos los gastos:



La suma total de los equipos (componentes de ambos subsistemas y comunes) es lo que mayor porcentaje de gastos produce, 76%. Analizando más en detalle los componentes se ve como las baterías son el elemento más costoso de todo el sistema, suponiendo un 55% del total del equipamiento como se ve en el grafico circular siguiente. Se concluye que las baterías suponen el 50% del coste de la instalación.

| <b>Componentes</b> |                   |
|--------------------|-------------------|
| Paneles            | 1.504,86 €        |
| Baterías           | 3.232,67 €        |
| Inversor-Regulador | 698,26 €          |
| Cableado           | 61,44 €           |
| Conexiones         | 63,48 €           |
| Estructura         | 271,04 €          |
| <b>Total</b>       | <b>5.831,35 €</b> |



Visto esto se puede concluir que reduciendo el coste de las baterías se reducirá significativamente el gasto total del sistema.

También se puede observar que al aumentar los días de autonomía que se requiere, el PVsyst sugiere capacidades mayores y menor potencia pico. Por ello, para reducir el coste en baterías, se puede diseñar un sistema de menos días de autonomía, como se ha realizado en la siguiente alternativa.

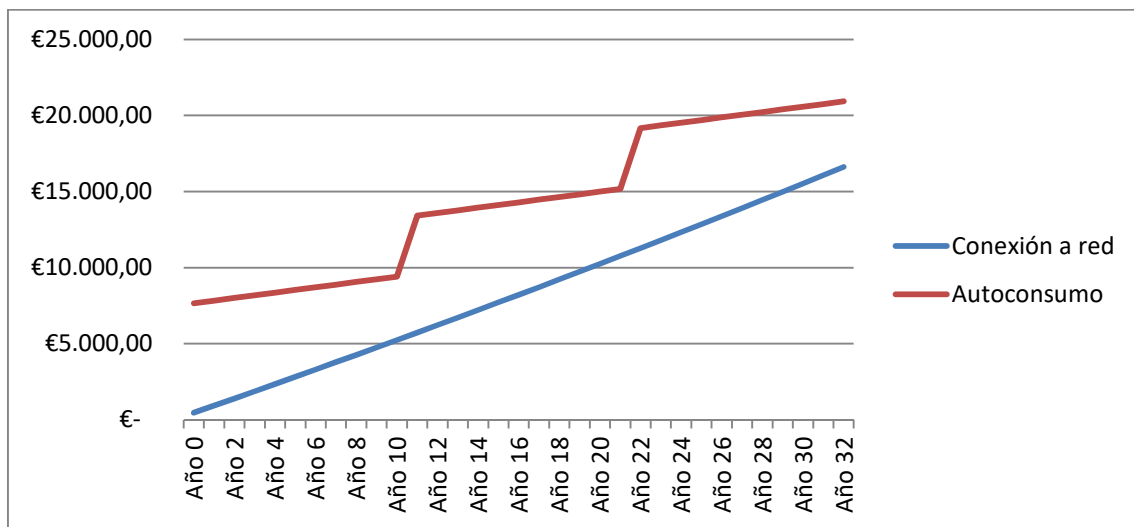
## Viabilidad económica

Para analizar la viabilidad económica de este sistema se requiere comparar sus costes totales durante su vida útil con dejar la conexión a red actual. Para calcular el coste de mantener la conexión actual se ha estimado que su coste aumentará en un 0,5% cada año.

Como se puede ver en la tabla no sale rentable realizar la instalación, pero en concreto en el caso de tenerla durante 25 años como se plantea es casi 7000€ más el coste que supone.

Con el fin de aprovechar al máximo las baterías una vez hecho el cambio se debería mantener la instalación por 10, 21 o 32 años. De esta manera el sobrecoste de producir energía limpia sería en total alrededor de 4000€, siendo mayor para los demás periodos.

Esto se debe a que la evolución temporal del coste total de la instalación tiene forma de dientes de sierra por el cambio de las baterías, como se puede ver en la siguiente gráfica.



**2º Estudio, 1º alternativa: Dos subsistemas (3 y 3 paneles) con 3 días de autonomía**

Si como requisitos se especifica una autonomía menor, la capacidad necesaria en las baterías será menor y por tanto los costes serán menores. Para estudiar el sistema dividido en dos subsistemas con 3 días de autonomía y 0% de LOL se vuelve a analizar el ratio capacidad/precio de las baterías.

En este caso, para el subsistema 1, el PVsyst recomienda 393 Ah y 1314Wp.

| Ah  | coste total<br>€ | Cap/coste  |
|-----|------------------|------------|
| 345 | 1.393,92 €       | 0,24750344 |
| 360 | 1.628,76 €       | 0,22102704 |
| 363 | 1.815,00 €       | 0,2        |
| 370 | 1.527,44 €       | 0,24223537 |
| 550 | 1.375,94 €       | 0,39972673 |

Las baterías UPower de 550Ah (1375,94€) son además de las de mayor ratio y capacidad, las de menor coste. Así todo, la siguiente batería de mejor ratio tiene una vida útil de 12 años, lo que implicaría hacer únicamente 1 cambio de baterías en toda la vida útil del sistema y podría ser una buena alternativa

Y, para el subsistema 2, el PVsyst recomienda 342Ah y 1235 Wp. Bastante parecido al subsistema 1. Por ello, en ambos subsistemas se han elegido 3 paneles Talesun 325W y baterías TAB TOPzS265 de 345 Ah.

Para este caso los resultados de la simulación son:

|                     | Factor de rendimiento | Energía faltante | Pérdidas por batería llena |
|---------------------|-----------------------|------------------|----------------------------|
| <b>Subsistema 1</b> | 52,88%                | 0                | 33,50%                     |
| <b>Subsistema 2</b> | 47,94%                | 0                | 41,50%                     |

Quedando los costes:

| <b>Inversión inicial</b> |     |                   |
|--------------------------|-----|-------------------|
| Subtotal horas internas  |     | 550,00 €          |
| Subtotal equipamiento    |     | 5.138,46 €        |
| Subtotal amortizaciones  |     | 123,97 €          |
| Subtotal 1               |     | 5.812,43 €        |
| Costes indirectos        | 7%  | 406,87 €          |
| Subtotal 2               |     | 6.219,30 €        |
| Imprevistos              | 10% | 621,93 €          |
| <b>Total</b>             |     | <b>6.841,23 €</b> |

El coste de mantenimiento anual de los equipos supone aproximadamente el 3% de su inversión inicial

|                       |    |            |
|-----------------------|----|------------|
| Subtotal equipamiento |    | 5.138,46 € |
| Mantenimiento         | 3% | 154,15 €   |

También hay que tener en cuenta el coste de sustitución de las baterías.



|                   |              |   |                   |
|-------------------|--------------|---|-------------------|
| Baterías          | 1.393,92 €   | 2 | 2.787,84 €        |
| Operario montaje  | 10,00 €      | 2 | 20,00 €           |
|                   | Subtotal     |   | 2.807,84 €        |
| Costes indirectos | 7%           |   | 196,55 €          |
|                   | Subtotal     |   | 3.004,39 €        |
| Imprevistos       | 10%          |   | 300,44 €          |
|                   | <b>Total</b> |   | <b>3.304,83 €</b> |

Siendo el coste anual de la instalación:

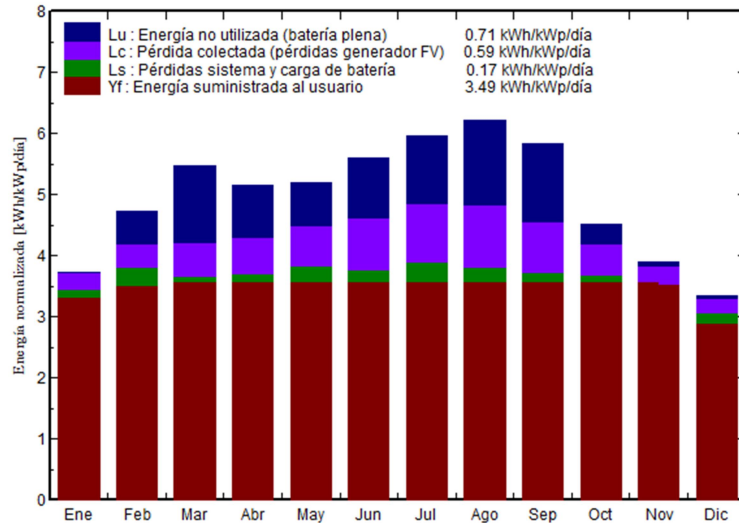
| Coste anual              |                    |
|--------------------------|--------------------|
| <b>Inversión inicial</b> | 6.841,23 €         |
| <b>Año 1-12</b>          | 154,15 €           |
| <b>Año 13</b>            | 3.458,98 €         |
| <b>Año 12 - 25</b>       | 154,15 €           |
| <b>Total 25 años</b>     | <b>13.999,90 €</b> |

Teniendo en cuenta que el coste actual de la electricidad es 465€/año, suponiendo por simplicidad que se mantenga constante, se amortizará la inversión inicial en menos de 15 años. Tras los 25 años, suponiendo un aumento del coste de la electricidad del 0.5%, la diferencia entre el coste de red y de autoconsumo será de 1000€ más barata la conexión a red por lo que esta alternativa todavía no resulta rentable.

## 2º Estudio, 2º alternativa: Dos subsistemas (3 y 2 paneles) con 3 días de autonomía

En la alternativa anterior las pérdidas del subsistema 2 por batería llena son superiores al 40%, se analiza la opción de colocar únicamente 2 paneles en dicho subsistema.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 650 Wp



En esta alternativa la curva de generación se ajusta mejor a la de demanda, sin sobrar tanta energía no utilizada por batería plena. Como resultado el factor de rendimiento aumenta a 70,24% y el porcentaje de pérdidas por batería llena disminuye hasta el 16,2% pero faltarán 19,71kWh al año. La falta de energía podría no ser un problema si se tiene cuidado durante el invierno y se consume durante las horas de generación.

El gasto se reduce en la partida de equipamiento a 4.923,48 €, resultando la inversión inicial en 6.588,20 € (que se amortiza en 14 años), el coste anual de mantenimiento 147,70€, el coste de cambio de las baterías 3.304,83€ y el coste total de los 25 primeros años 13.585,63 €. Esta alternativa casi no reduce costes ya que no se reduce el número de las baterías, por lo que sigue sin ser rentable.

Tras la realización de estas dos alternativas se planteó la posibilidad de unirlos de nuevo en un solo sistema ya que 5 o 6 paneles se pueden colocar en paralelo con una intensidad no tan elevada como la del primer estudio. Esta nueva alternativa se convirtió en la solución final. Así todo se realizaron más alternativas para analizar todas las posibilidades y buscar otros sistemas que pudiesen ser viables. Estas alternativas se ponen a continuación.

## 4.2 - Alternativas analizadas después de obtener el sistema definitivo

### 2º Estudio, 3º alternativa: Dos subsistemas (3 y 3 paneles) con 2 días de autonomía

Visto que el sistema con 3 y 2 paneles de la segunda alternativa no es realizable por falta de energía y por superar los costes de la conexión a red, se analiza la posibilidad de realizar la primera alternativa pero esta vez con 2 días de autonomía con la finalidad de reducir todavía más el coste de la instalación.

Para el subsistema 1 el PVsyst sugiere 262Ah y 2,41kWp, lo que supone entre 4 y 6 módulos solares Talesun 325W, se decide poner 4. Realizando de nuevo el análisis de costes en las baterías se elige tanto por su precio como por la relación capacidad/precio la batería estacionaria Hoppecke 4 OPzS 200 de 290Ah y 24V.

| Cap | coste total € | Cap/coste  |
|-----|---------------|------------|
| 290 | 1663,81       | 0,17429875 |
| 305 | 1790,13       | 0,17037869 |
| 287 | 1841,27       | 0,15587068 |

El resultado de esta simulación da 39,66% de factor de rendimiento y 49,8% de pérdidas por encontrarse la batería llena. Además no hay falta de energía. Visto esto se calcula este subsistema para 3 paneles, siendo ahora los resultados de 52,88% factor de utilización, 33,5% de pérdidas por batería llena y suficiente energía para cubrir la demanda.

Para el subsistema 2 el PVsyst recomienda 228Ah y 1422Wp.

Otra vez tanto por el precio como por el ratio se elige la batería AGM VISION de 24V y 230Ah. También recomienda utilizar entre 4 y 5 paneles por lo que se eligen 4 paneles Talesun 325W.

| Cap | coste total € | Cap/coste  |
|-----|---------------|------------|
| 230 | 810,89        | 0,28363896 |
| 230 | 833,92        | 0,27580583 |
| 245 | 1536,03       | 0,15950209 |
| 287 | 1841,27       | 0,15587068 |

Los resultados de la simulación:

- 35,75% factor de utilización
- Faltan 5kWh/año
- 56,6% perdida por batería llena

Se puede deducir que la batería es demasiado pequeña para almacenar la energía producida por los paneles. Si se considera tolerable esa falta de energía, se podría pensar en reducir en uno el número de paneles para no perder tanta energía.

De hecho con 3 paneles no sobra tanta energía ya que se reduce a 43,5% las pérdidas por batería llena. El factor de utilización en este caso es del 47,29% pero la energía faltante sube a 11kWh/año ya que la energía perdida es todavía demasiado.

Por todo esto no se considera realizable esta alternativa. (Y por ello no se ha calculado su coste)

**2º Estudio, 4º alternativa: Conexión a red + Autoconsumo**

De las dos primeras alternativas de este estudio se puede concluir que el primer subsistema estaba bien dimensionado ya que no faltaba energía y la sobrante no era excesiva, mientras que el segundo subsistema era más complejo de diseñar. Esto abre la opción de colocar el primer subsistema y mantener el resto de la instalación conectada a red.

Ese segundo subsistema era el conjunto de nevera y lavadora, dado que no es recomendable para la conservación de los alimentos que falte energía desde el punto de vista del diseño parece una buena alternativa dejarlo conectado a red. Además, aun estando conectado las 24h del día, es el subsistema que menos gasto supone.

La instalación del **subsistema 1** será como la descrita en la alternativa 1, baterías UPower de 550Ah y 3 paneles Talesun 325W de manera que cubran la recomendación del PVsyst de 393 Ah y 1314Wp.

| <b>Inversión inicial</b>       |     |                   |
|--------------------------------|-----|-------------------|
| <b>Subtotal horas internas</b> |     | <b>550,00 €</b>   |
| <b>Subtotal equipamiento</b>   |     | <b>2.594,90 €</b> |
| <b>Subtotal amortizaciones</b> |     | <b>123,97 €</b>   |
| <b>Subtotal 1</b>              |     | <b>3.268,87 €</b> |
| Costes indirectos              | 7%  | 228,82 €          |
| <b>Subtotal 2</b>              |     | <b>3.497,69 €</b> |
| Imprevistos                    | 10% | 349,77 €          |
| <b>Total</b>                   |     | <b>3.847,46 €</b> |

|                   |            |   |                  |
|-------------------|------------|---|------------------|
| Baterías          | 1.393,92 € | 1 | 1.393,92€        |
| Operario montaje  | 10,00 €    | 2 | 20,00€           |
| <b>Subtotal</b>   |            |   | <b>1.413,92€</b> |
| Costes indirectos | 7%         |   | 98,97€           |
| <b>Subtotal</b>   |            |   | <b>1.512,89€</b> |
| Imprevistos       | 10%        |   | 151,29€          |
| <b>Total</b>      |            |   | <b>1.664,18€</b> |

|                              |    |                   |
|------------------------------|----|-------------------|
| <b>Subtotal equipamiento</b> |    | <b>2.594,90 €</b> |
| Mantenimiento                | 3% | 77,85 €           |

| <b>Coste anual</b>       |                   |
|--------------------------|-------------------|
| <b>Inversión inicial</b> | 3.847,46 €        |
| <b>Año 1-12</b>          | 77,85 €           |
| <b>Año 13</b>            | 1.742,03 €        |
| <b>Año 12 - 25</b>       | 77,85 €           |
| <b>Total 25 años</b>     | <b>7.457,82 €</b> |

Para el **subsistema 2** se necesitan 2342wh al día, siendo la potencia máxima que se alcanza 2,3kW por lo que se puede reducir el termino fijo por la potencia contratada a 2,3kW.

| <b>Coste conexión a red anual</b> |           |                    |          |
|-----------------------------------|-----------|--------------------|----------|
| Peaje acceso potencia             | 2,3 kW    | 42,043426 €/kW año | 96,70 €  |
| Comercialización                  | 2,3 kW    | 0,008529 €/kW día  | 7,16 €   |
| Peaje acceso energía              | 2,342 kwh | 0,044027 €/kWh     | 37,64 €  |
| Coste de la energía               | 2,342 kwh | 0,126988 €/kWh     | 108,55 € |
| Subtotal                          |           |                    | 250,05 € |
| Impuesto                          |           | 5,11%              | 12,78 €  |
| Subtotal                          |           |                    | 262,83 € |
| Alquiler de equipos               |           | 0,02663 €/día      | 9,72 €   |
| Subtotal                          |           |                    | 272,55 € |
| IVA                               |           | 21%                | 57,24 €  |
| Total                             |           |                    | 329,79 € |

Con un 0,5% de subida anual estimada el total acumulado para el año 25 será de 9.132,49€. Siendo el total de la instalación de 16.590,30 €. Dejar toda la instalación conectaba daba un coste total de 12.854,39 € por lo que sale peor desconectar medio sistema.

**Sistema definitivo, 1ª alternativa: 2 días de autonomía**

Se plantea reducir a 2 días su autonomía para reducir aún más el coste de las baterías. En este caso el PVsyst recomienda un sistema con 490 Ah de acumulación y 3.36 kWp. Para conseguir esa potencia el número de paneles necesarios sube a 8. Para las baterías se elige la UPower de 550Ah (1375,94€) que ya se ha visto anteriormente que es la mejor alternativa para ese rango de capacidad.

Con 8 paneles la intensidad máxima del sistema es de 73.76 A, lo que deja poco margen de seguridad hasta el regulador que soporta 80 A.

Cable 1  $S1 = 4 \text{ mm}^2$  (dado por el fabricante de los paneles)  $\rightarrow 6 \text{ mm}^2$ , 24 m

Cable 2  $S2 = \frac{2 \cdot 5 \cdot 73.76}{56 \cdot 0.03 \cdot 37} = 11.87 \text{ mm}^2 \rightarrow 16 \text{ mm}^2$ , 10 m

Cable 3  $S3 = \frac{2 \cdot 1.5 \cdot 113.71}{56 \cdot 0.01 \cdot 24} = 25.38 \text{ mm}^2 \rightarrow 35 \text{ mm}^2$ , 3 m

Los resultados de esta simulación dan un factor de rendimiento del 37,81% y unas pérdidas por batería llena de 53,2%. Se cubre la demanda de energía por lo que podría ser un sistema realizable.

Respecto a los gastos, se reducen los costes de equipamiento y con ello el total, que no alcanza los 6000 €.

TABLA 22 - Detalle coste equipamiento de la alternativa al sistema propuesto

| Compra de equipamiento       |            |    |                   |
|------------------------------|------------|----|-------------------|
| Paneles                      | 214,98 €   | 8  | 1.719,84 €        |
| Baterías                     | 1.375,94 € | 1  | 1.375,94 €        |
| Inversor-Regulador           | 847,99 €   | 1  | 847,99 €          |
| Cable 6mm <sup>2</sup>       | 1,67 €     | 24 | 40,08 €           |
| Cable 16 mm <sup>2</sup>     | 3,56 €     | 10 | 35,60 €           |
| Cable 35 mm <sup>2</sup>     | 5,70 €     | 3  | 17,10 €           |
| Conectores                   | 1,94 €     | 12 | 23,28 €           |
| Repartidor                   | 27,66 €    | 1  | 27,66 €           |
| Estructura                   | 315,98 €   | 1  | 315,98 €          |
| <b>Subtotal equipamiento</b> |            |    | <b>4.403,47 €</b> |

Siendo la inversión inicial:

|                                |     |                   |
|--------------------------------|-----|-------------------|
| <b>Subtotal horas internas</b> |     | <b>550,00 €</b>   |
| <b>Subtotal equipamiento</b>   |     | <b>4.403,47 €</b> |
| <b>Subtotal amortizaciones</b> |     | <b>123,97 €</b>   |
| <b>Subtotal 1</b>              |     | <b>5.077,44 €</b> |
| Costes indirectos              | 7%  | 355,42 €          |
| <b>Subtotal 2</b>              |     | <b>5.432,86 €</b> |
| Imprevistos                    | 10% | 543,29 €          |
| <b>Total</b>                   |     | <b>5.976,14 €</b> |

El coste inicial es el menor de las alternativas vistas hasta ahora, recuperándose en 13 años (sin tener en cuenta el aumento del coste de la electricidad).

El coste de cambio de las baterías será 1.643,02€. Este cambio habrá que realizarlo 2 veces ya que tienen una vida útil de 10 años. Además el coste de mantenimiento será de 132,10 € al año.

Con todo ello el coste anual queda:

| <b>Coste anual</b>       |             |
|--------------------------|-------------|
| <b>Inversión inicial</b> | 5.976,14 €  |
| <b>Año 1-10</b>          | 132,10 €    |
| <b>Año 11</b>            | 1.775,13 €  |
| <b>Año 12 - 20</b>       | 132,10 €    |
| <b>Año 21</b>            | 1.775,13 €  |
| <b>Año 22 - 25</b>       | 132,10 €    |
| <b>Total 25 años</b>     | 12.564,79 € |

Que comparado con los 12.854,39 € que se estima que costará mantener la conexión de red actual, sale 290 € menor. De nuevo no se trata de una gran diferencia pero supone poder utilizar energía limpia a un coste algo menor que la energía de red. Si se calcula hasta el siguiente cambio de baterías, en el año 32, la diferencia asciende a 2.708 €.

No se elige esta alternativa como la solución propuesta por su alta intensidad y el poco margen de seguridad que presenta.

**Otras alternativas (1) – Teniendo en cuenta las horas de ingeniería**

Todos los sistemas se han presupuestado con solamente 15 horas de ingeniería. Estas horas cubren el trabajo del director del tfg.

Si se tuviesen en cuenta

- 250h de ingeniero junior a 15€
- 15h de ingeniero a 30€

Los presupuestos saldrían mucho más elevados y no serían realizables:

| Descripción del sistema                      | Inversión inicial | Mantenimiento anual | Cambio de baterías | Coste total 25 años |
|--|-------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| <b>2 subsistemas (4 días autonomía)</b>      | 12.076,44€        | 175,09 €            | 3.828,39 €         | 24.110,52 €         |
| <b>2 subsistemas (3 días autonomía)</b>      | 11.254,98€        | 154,15 €            | 3.304,83 €         | 18.413,65 €         |
| <b>2 subsistemas (3 días, 3 y 2 paneles)</b> | 11.001,95€        | 147,70 €            | 3.304,83 €         | 17.999,38 €         |
| <b>Solución propuesta</b>                    | 10.648,88€        | 138,71 €            | 3.135,55 €         | 17.252,06 €         |

| Descripción del sistema                      | Inversión inicial | Amortización (años) |
|--|-------------------|---------------------|
| <b>2 subsistemas (4 días autonomía)</b>      | 12.076,44 €       | 26                  |
| <b>2 subsistemas (3 días autonomía)</b>      | 11.254,98 €       | 24                  |
| <b>2 subsistemas (3 días, 3 y 2 paneles)</b> | 11.001,95 €       | 24                  |
| <b>Solución propuesta</b>                    | 10.648,88 €       | 23                  |

| Descripción del sistema                      | Coste total 25 años | Amortización (años) |
|--|---------------------|---------------------|
| <b>2 subsistemas (4 días autonomía)</b>      | 24.110,52 €         | 52                  |
| <b>2 subsistemas (3 días autonomía)</b>      | 18.413,65 €         | 40                  |
| <b>2 subsistemas (3 días, 3 y 2 paneles)</b> | 17.999,38 €         | 39                  |
| <b>Solución propuesta</b>                    | 17.252,06 €         | 37                  |

Las amortizaciones se han calculado con el coste de red constante por simplicidad.

Se observa que todas las alternativas dejan de ser rentables.



**Otras alternativas (2) - 20% de descuento**

Se analiza también el efecto de la oferta de la empresa Autosolar del 20% de descuento en paneles y baterías.

TABLA 23 - Inversión inicial con descuento

| <b>Inversión inicial</b>        |            |       |                   |
|---------------------------------|------------|-------|-------------------|
|                                 | Precio     | Unid. | Total             |
| <b>Horas internas</b>           |            |       |                   |
| Ingeniero                       | 30,00 €    | 15    | 450,00 €          |
| Operario montaje                | 10,00 €    | 10    | 100,00 €          |
| <b>Subtotal horas internas</b>  |            |       | <b>550,00 €</b>   |
| <b>Compra de equipamiento</b>   |            |       |                   |
| Paneles                         | 171,98 €   | 6     | 1.031,90 €        |
| Baterías                        | 2.115,22 € | 1     | 2.115,22 €        |
| Inversor-Regulador              | 446,87 €   | 1     | 446,87 €          |
| Cable 6 mm <sup>2</sup>         | 1,67 €     | 12    | 20,04 €           |
| Cable 10 mm <sup>2</sup>        | 2,30 €     | 13    | 29,90 €           |
| Cable 25 mm <sup>2</sup>        | 4,20 €     | 3     | 12,60 €           |
| Conectores                      | 1,94 €     | 8     | 15,52 €           |
| Repartidor                      | 27,66 €    | 1     | 27,66 €           |
| Estructura                      | 247,36 €   | 1     | 247,36 €          |
| <b>Subtotal equipamiento</b>    |            |       | <b>3.947,07 €</b> |
| <b>Amortizaciones</b>           |            |       |                   |
| Ordenador                       | 0,52 €     | 240   | 123,97 €          |
| <b>Subtotal amortizaciones:</b> |            |       | <b>123,97 €</b>   |
| <b>Subtotal 1</b>               |            |       | <b>4.621,04 €</b> |
| Costes indirectos               | 7%         |       | 323,47 €          |
| <b>Subtotal 2</b>               |            |       | <b>4.944,51 €</b> |
| Imprevistos                     | 10%        |       | 494,45 €          |
| <b>Total</b>                    |            |       | <b>5.438,96 €</b> |

La diferencia entre la inversión inicial original y su versión con descuento es de 918 € pero su efecto se aprecia también en el coste de sustitución de las baterías y el mantenimiento. El coste total de sustituir las baterías es en este caso de 2.513,15 € y el mantenimiento anual desciende a 118,41 €. Quedando el coste anual total:

TABLA 24 - Costes anuales con descuento

| <b>Coste anual</b>       |             |
|--------------------------|-------------|
| <b>Inversión inicial</b> | 5.438,96 €  |
| <b>Año 1-15</b>          | 118,41 €    |
| <b>Año 16</b>            | 2.631,56 €  |
| <b>Año 17 - 25</b>       | 118,41 €    |
| <b>Total 25 años</b>     | 10.912,41 € |
| <b>Año 26 - 31</b>       | 118,41 €    |
| <b>Total 31 años</b>     | 11.622,88 € |

En este caso se puede ver cómo tras 25 años el coste de mantenimiento es prácticamente el mismo que la inversión inicial, 5.473,45 €.

El coste de mantener la conexión actual 25 años es 1.941,98 € más caro que el coste total de este sistema, y tras 31 años 4.442,20 €.

Si se calcula el VAN teniendo en cuenta el descuento, tanto en el periodo de 25 años como en el de 31 resulta rentable. Para 25 años el resultado es 1.533,42 € y para 31 3.702,22 €.

El TIR aumenta también en ambos casos, siendo 2,92% para el periodo de 25 años y 4,51% para 31.